

Guilherme Manganeli Lopes

**PROPOSTA DE ESTRATÉGIA PARA AGILIZAÇÃO DO
CONTROLE RESTAURATIVO DE
SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Engenharia de Potência

Linha de Pesquisa: Sistemas de Energia Elétrica

Orientadora: Prof^a. Maria Helena Murta Vale

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA – PPGEE
UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS – UFMG
BELO HORIZONTE
2008**

Dedico esta dissertação à minha esposa Valéria e aos meus
maravilhosos filhos Matheus e Ana Clara.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus pela vida e pelas oportunidades de evolução.

Aos colegas do COS, especialmente Henrique, Warney, Petrônio, Carlos Scolari, Paulo Prado, Paulo Eiras, Maria Inês, Bolivar e Milton Brasil.

A CEMIG na pessoa do Luiz Eugênio.

Especialmente à professora Maria Helena pela valiosa orientação.

Aos meus irmãos Filipe e Luciana, meus pais João e Neuza pela verdadeira amizade e companheirismo, que sustentam importantes pilares de minha vida.

À minha esposa Valéria e minha filha Ana Clara pela compreensão e apoio nos momentos difíceis e, especialmente ao meu filho Matheus que com sua impressionante sabedoria infantil, me inspirou e ajudou a completar esta importante etapa da minha vida.

Muito obrigado a todos.

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO.....	1
2	CONTROLE RESTAURATIVO NO CONTEXTO DA OPERAÇÃO DO SEP.....	4
2.1	<i>Introdução</i>	4
2.2	<i>Considerações Sobre as Atividades de Operação</i>	5
2.3	<i>Conceitos Básicos – Estados e Controles</i>	6
2.3.1	Estados de Operação.....	6
2.3.2	Transição entre os Estados de Operação.....	8
2.3.3	Controles Efetuados nos Estados de Operação.....	9
2.3.4	Controle Restaurativo.....	11
2.4	<i>Considerações Finais</i>	12
3	CONTROLE RESTAURATIVO NO CONTEXTO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	14
3.1	<i>Introdução</i>	14
3.2	<i>Características Operativas do SIN</i>	15
3.2.1	Hierarquia Operativa.....	16
3.2.2	Rede de Operação do ONS.....	17
3.2.3	Matriz de Energia Elétrica e Dados do Sistema de Transmissão.....	18
3.3	<i>Definições Relevantes ao Restabelecimento</i>	19
3.4	<i>Filosofia Atual de Restabelecimento do SIN</i>	21
3.4.1	Restabelecimento Atual – Linhas Gerais.....	21
3.4.2	Restabelecimento Atual – Elaboração de Estudos.....	22
3.4.3	Restabelecimento Atual – Elaboração das Instruções de Operação.....	23
3.5	<i>Histórico de Blecautes e Restabelecimentos</i>	23
3.6	<i>Considerações Finais</i>	29
4	FUNCIONALIDADES RELACIONADAS AO RESTABELECIMENTO.....	30
4.1	<i>Introdução</i>	30
4.2	<i>Estado da Arte das Funcionalidades</i>	30
4.3	<i>Funcionalidades do COS-CEMIG</i>	34
4.3.1	SARESTA – Sistema de Apoio ao Restabelecimento.....	35
4.3.1.1	Funcionamento do Aplicativo.....	35
4.3.1.2	A Estrutura do Aplicativo.....	37
4.3.1.3	Manutenção das Regras de Restabelecimento.....	40
4.3.1.4	Comentários Finais Sobre o SARESTA.....	41
4.3.2	SAPRE – Sistema Automático de Preparação de Estações.....	41
4.3.2.1	Funcionamento do SAPRE.....	42
4.3.2.2	Alteração de Estado e Condição dos Disjuntores.....	45
4.3.3	Monitoramento de <i>Blecaute</i>	46
4.3.4	Modificadores e <i>Tags</i> de Indisponibilidades.....	47
4.3.5	Tabular de Proteção.....	48
4.4	<i>Considerações Finais</i>	49
5	RESTABELECIMENTO – ESTRATÉGIA PROPOSTA.....	51
5.1	<i>Introdução</i>	51

5.2	<i>Tratamento de Impedimentos</i>	53
5.2.1	Identificação de Impedimentos	53
5.2.2	Estratégia de Tratamento dos Impedimentos	54
5.3	<i>Preparação Automática e Seqüencial das Estações</i>	58
5.4	<i>Gerenciamento do Processo de Preparação e Restabelecimento</i>	62
5.4.1	Gerenciador – Especificação Geral	63
5.4.2	Tratamento de Conflitos	66
5.5	<i>Considerações Finais</i>	68
6	APLICAÇÃO DA PROPOSTA NA CEMIG	70
6.1	<i>Introdução</i>	70
6.2	<i>Restabelecimento Atual do SEP em Minas Gerais</i>	71
6.2.1	Considerações sobre o Centro da Empresa	71
6.2.2	Fase Fluente - Ilhas Elétricas do Estado de Minas Gerais	73
6.2.3	Fase Coordenada no Estado de Minas Gerais	77
6.2.4	Processo Atual de Restauração da Ilha Emborcação	80
6.2.4.1	Preparação das Estações da Ilha Emborcação	80
6.2.4.2	Restabelecimento da Ilha Emborcação	85
6.3	<i>Estratégia Aplicada ao COS-CEMIG</i>	87
6.3.1	Especificação Funcional da Estratégia – Visão Geral	87
6.3.2	Especificação do Gerenciador	90
6.3.3	Implementação da Estratégia na Restauração da Ilha Emborcação.....	91
6.3.3.1	Preparação Automática e Seqüencial para a Ilha Emborcação.....	91
6.3.3.2	Tratamento de Impedimentos e Recomposição da Ilha Emborcação.....	93
6.4	<i>Considerações Finais</i>	95
7	CONCLUSÕES E PROPOSTA DE CONTINUIDADE	96
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	98
	APÊNDICE A	101
	APÊNDICE B	103
	APÊNDICE C	104
	APÊNDICE D	111

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 – Estrutura Típica de um Centro de Operação.....	6
Figura 2.2 – Transição entre Estados.....	9
Figura 2.3 – Estados e Controles Operativos.....	10
Figura 3.1 – Hierarquia Operativa.	16
Figura 3.2 – Composição da Rede de Operação.	17
Figura 4.1 – Tela do SARESTA.....	36
Figura 4.2 – Ilustração da Estrutura de Funcionamento do SARESTA.....	38
Figura 4.3 – Concatenação Entre as Regras.	40
Figura 4.4 – Tela do SAPRE para a SE Taquaril – Preparação Automática Remota [SSCD, 2007].....	43
Figura 4.5 – Tela do SAPRE para a UHE Miranda [SSCD, 2007].....	44
Figura 4.6 – Tela do Monitoramento de Blecaute [SSCD, 2007].....	47
Figura 4.7 – Tela do Tabular de Proteção [SSCD, 2007].....	49
Figura 5.1 – Estratégia Proposta.	52
Figura 5.2 – Preparação Prioritária pelos Disjuntores 2 e 4.	56
Figura 5.3 – Preparação Alternativa pelo Disjuntor 1.....	56
Figura 5.4 – Preparação Prioritária pela Linha de Transmissão 1.	57
Figura 5.5 – Preparação Alternativa pela Linha de Transmissão 2.....	58
Figura 5.6 – Exemplo de Preparação com Parte da Ilha Energizada.....	60
Figura 5.7 – Ilha Emborcação.....	61
Figura 5.8 – Fluxograma do Gerenciador – Processo de Decisão da Preparação das Estações.....	64
Figura 5.9 – Fluxograma do Gerenciador – Processo de Decisão do Restabelecimento do SEP.....	65
Figura 5.10 – Ilha hipotética com Alternativas de Restabelecimento.	67
Figura 6.1 – Especificação Funcional para o COS-CEMIG.....	71
Figura 6.2 – Fase Fluente da Ilha Três Marias.....	74
Figura 6.3 – Fase Fluente da Ilha Luiz Carlos Barreto.	75
Figura 6.4 – Fase Fluente da Ilha Emborcação.....	77
Figura 6.5 – Restabelecimento Coordenado na Região Leste.....	78

Figura 6.6 – Restabelecimento Coordenado na Região Mantiqueira.....	79
Figura 6.7 – Diagrama Unifilar da UHE Emborcação.....	80
Figura 6.8 – Diagrama Unifilar da SE São Gotardo 2.....	81
Figura 6.9 – Diagrama Unifilar da SE Bom Despacho 3.....	82
Figura 6.10 – Diagrama Unifilar da SE São Gonçalo do Pará.....	83
Figura 6.11 – Diagrama Unifilar da SE Neves 1.....	84
Figura 6.12 – Diagrama Unifilar da UHE Nova Ponte.....	84
Figura 6.13 – Desenho Resumo da Estratégia.....	87
Figura 1 – Tela Inicial do Gerenciador.....	111
Figura 2 – Tela de Visualização dos Impedimentos.....	112
Figura 3 – Tela dos Resultados da Preparação.....	113
Figura 4 – Tela para Acionamento do SARESTA Após a Identificação dos Impedimentos e Falhas na Preparação.....	114

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3.1 – Matriz de Energia Elétrica do Brasil.....	18
Tabela 4.1 – Tags e Modificadores.	48
Tabela 6.1 – Recomposição Prioritária da Ilha Emborcação.....	85
Tabela 6.2 – Seqüência de Preparação das Estações da Ilha Emborcação.....	92
Tabela 6.3 – Tratamento de Impedimento da Ilha Emborcação.....	94
Tabela 1 – Faixas de Tensão para Recomposição [ONS, 2001]	106
Tabela 2 – Níveis Aceitáveis de Freqüência [ONS, 2001].....	107
Tabela 3 – Níveis Aceitáveis de Tensão [ONS, 2001].....	108

Glossário de Termos e Siglas

Área de restabelecimento: região geométrica que é restabelecida em uma seqüência, após a interligação de Ilhas Elétricas, na Fase Coordenada.

Blecaute: contingência no setor elétrico com desligamento de parte considerável de carga e de equipamentos do sistema.

Chave 43SC: chave seletora de comando Local / Remoto do sistema de supervisão e controle.

Comando da operação: módulo 20 de [ONS, 2001] – “Consiste em ordens emanadas pelas equipes de operação dos agentes, para a realização de acionamentos locais, remotos ou por telecomando, nos equipamentos de manobra ou nos dispositivos de controle”.

Contingência: qualquer desligamento intempestivo de equipamento(s) do sistema elétrico.

Controle da operação: módulo 20 de [ONS, 2001] – “Consiste na monitoração de grandezas ou do estado de equipamentos e linhas de transmissão e adoção de medidas para obtenção de valores ou estados desejados, através da determinação de ações a serem efetuadas pelos agentes da operação”.

Coordenação da operação: módulo 20 de [ONS, 2001] – “Consiste na organização e estabelecimento das ações de supervisão e controle da operação”.

Critérios: submódulo 23.1 de [ONS, 2001] – “Representam um conjunto de valores ou parâmetros que servem de base para comparação julgamento”.

Diretrizes: submódulo 23.1 de [ONS, 2001] – “Representam um conjunto de indicações ou instruções que devem ser desenvolvidas a fim de que se realize um dado trabalho”.

Disjuntor e Meio: configuração de disjuntores utilizada em algumas subestações na tensão de 500kV, com três disjuntores em série conectando uma barra à outra. Os equipamentos (linhas, transformadores, etc.) que são conectados ao sistema por esta configuração estão entre um disjuntor e outro. Dessa forma, o disjuntor do meio atende a dois equipamentos.

Execução da operação: módulo 20 de [ONS, 2001] – “Consiste na realização de acionamentos, locais, remotos ou por telecomando, nos equipamentos de manobra ou nos dispositivos de controle”.

Ilha de Restabelecimento: estações de determinada região geométrica que são recomposta com autonomia pelo agente, na Fase Fluente.

Impedimento: impossibilidade de colocar determinado equipamento em operação por atuação de proteções que indiquem defeitos ou requeiram inspeção local para possibilitar religar esse equipamento com segurança. Também se enquadram nesta definição os equipamentos sob intervenção.

Instalação: equipamentos do sistema elétrico ou parte de uma estação.

ONS: Operador Nacional do Sistema – Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, responsável pela coordenação, supervisão e controle da operação de geração e transmissão de energia elétrica no sistema interligado.

Operador: profissional treinado, que executa as ações inerentes a um centro de operação, também denominado despachante.

Perturbação Total ou Desligamento Total: caracterizado pela falta de tensão nos barramentos de uma estação, decorrente do desarme de disjuntores ou falta de tensão nas LTs. Se a estação em questão for uma usina, caso a tensão nas barras seja proveniente apenas das unidades geradoras, a Perturbação Total também estará caracterizada, [CEMIG, 2007].

Preparação: início do processo de recomposição do sistema após *blecaute*, quando os disjuntores das estações são colocados em posições pré-estabelecidas (abertos ou fechados) para se iniciar o restabelecimento.

Remota: equipamento instalado em estações e centros de operação que permite a supervisão de dados digitais e analógicos e o telecontrole de equipamentos do sistema elétrico.

RESUMO

Este trabalho propõe uma estratégia para agilização do processo de Restabelecimento de Sistemas de Energia Elétrica após *blecaute*, por meio da integração de funcionalidades e informações disponíveis nos Centros de Operação. A estratégia se aplica nas etapas da recomposição, nas quais o entendimento sobre a contingência e as tomadas de decisões corretas são de fundamental importância para o sucesso do processo, a saber: a preparação das estações e o tratamento dos impedimentos de equipamentos. O trabalho inclui uma proposta para aplicação da estratégia, de forma detalhada, sob a forma de uma especificação funcional para implantação em centro de operação de uma empresa de energia elétrica.

ABSTRACT

This work proposes a strategy to improve Electrical Power System Restoration process after a blackout. The proposal is based on the integration of the functionalities and information that are available in operation centers. The strategy is applied on the proceedings steps in which the understanding of the contingency and the choice of the correct decisions are extremely important to the success of the recovery process, namely: the facilities preparation and the treatment of equipment impediments. This work presents also an application of the proposed strategy in the restoration process of an energy power utility, as a form of a detailed functional specification.

1 INTRODUÇÃO

O crescimento da economia de um país está diretamente ligado à evolução do Sistema Elétrico que suporta suas maiores demandas de energia. A evolução deste sistema, por sua vez, implica investimentos em expansão (novas usinas geradoras e equipamentos de transmissão, por exemplo), além de uma melhor exploração dos recursos já existentes – imprescindível em ambiente competitivo. O crescimento dos sistemas elétricos, incluindo a interligação de grandes redes, tem trazido maior complexidade de controle e operação dos mesmos, principalmente em situações de anormalidade.

Adicionalmente à complexidade inserida pelo crescimento de um país, há as restrições ambientais e sociais que se apresentam mais rígidas. Os consumidores, cada vez mais cientes do seu papel junto aos órgãos fiscalizadores, estão exigindo maior qualidade da energia que consomem. Dentre tais exigências, o tempo de interrupção de energia elétrica é extremamente relevante. É dever do **operador** do sistema zelar pelo atendimento a este e outros quesitos. Neste contexto, aumenta a necessidade de uma maior eficiência operativa.

Apesar da existência de procedimentos que buscam evitar desligamentos nos sistemas elétricos, é praticamente impossível eliminá-los por completo. Por vezes, para se conter uma condição de operação crítica, estes são realizados, por meio de manobras, a fim de se conter desligamentos de grandes proporções.

Sendo assim, estratégias de religamento do sistema são de extrema importância. No âmbito nacional brasileiro, o **ONS** (Operador Nacional do Sistema) e os agentes de energia elétrica devem estar sempre preparados para um rápido restabelecimento de seus sistemas, na ocorrência de tais eventualidades.

Conforme tratado neste trabalho, os procedimentos relacionados ao religamento do sistema elétrico se enquadram no chamado Controle Restaurativo. Diante de algum desligamento, ações de controle restaurativo devem ser executadas com segurança e agilidade, com o objetivo de se restaurar o sistema. Apesar da estratégia de restabelecimento ser tratada desde as etapas de expansão da rede, tendo seus procedimentos simulados nos estudos de planejamento da operação, o controle

restaurativo é uma das tarefas mais complexas executadas durante a operação em tempo real dos sistemas de potência.

Esta situação decorre de vários fatores. A necessidade do processamento de elevado volume de informações, num ambiente de grande pressão emocional sobre os operadores, torna difícil a tomada de decisão sobre as ações a serem efetuadas. Sendo assim, cresce em importância o desenvolvimento de ferramentas que auxiliem o operador na recomposição do sistema.

O tema *Controle Restaurativo* tem sido objeto de pesquisa no LRC¹/UFMG (Universidade Federal de Minas Gerais), já há algum tempo, incluindo parceria na implementação de ferramentas computacionais de apoio às equipes de operação [Vale, 1999a]. Esta dissertação se apresenta como um avanço a estes desenvolvimentos, visando contribuir para o restabelecimento do sistema elétrico após **blecaute**.

Dentre as motivações para o desenvolvimento deste trabalho foi a constatação da presença, nos centros de operação, de diversos aplicativos que, atuando atualmente de forma isolada, poderiam ser integrados, favorecendo o processo de restabelecimento. Em muitos casos, as informações processadas, bem como os aplicativos, atuam sem integração com outros do mesmo sistema de supervisão.

Diante do exposto, pode-se caracterizar, de forma mais específica, o objetivo desta dissertação: *apresentar uma proposta de Estratégia de Restabelecimento de Sistemas de Energia Elétrica após Desligamentos, aplicada à Operação em Tempo Real nos Centros de Controle, baseada na integração de funcionalidades já disponíveis nestes centros.*

A estratégia visa dar maior segurança, precisão e agilidade ao processo de restauração e propõe a integração das funcionalidades através da criação de um aplicativo para gerenciamento. O texto inclui uma especificação funcional para aplicação da proposta em um centro de operação. Foi escolhido o Centro de Operação do Sistema da CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais) – COS-CEMIG – pelas facilidades de obtenção de informações sobre o mesmo.

Para o cumprimento do objetivo desta dissertação, o texto está assim estruturado:

¹ LRC - *Lightning Research Center* - Núcleo de Desenvolvimento Científico e Tecnológico em Descargas Atmosféricas – Convênio UFMG / CEMIG.

-
- O capítulo 2 traz as definições dos estados de operação, a transição entre os estados e os controles efetuados nos estados, com ênfase no objeto foco deste trabalho, o Controle Restaurativo.
 - No capítulo 3 é abordado o procedimento do Controle Restaurativo no Sistema Elétrico Brasileiro. São apresentadas diversas informações, tais como hierarquia operativa, matriz energética e filosofia adotada para o restabelecimento.
 - O capítulo 4 traz uma revisão bibliográfica sobre o tema, destacando os aplicativos desenvolvidos por empresas e instituições de ensino para auxiliar o operador na recomposição do sistema. É dada ênfase aos aplicativos atualmente implantados no COS-CEMIG, base da especificação funcional do capítulo 6.
 - No capítulo 5 é apresentada a estratégia proposta para recomposição do sistema após *blecaute*, mostrando como se daria a integração dos aplicativos já existentes nos centros de operação.
 - No capítulo 6 é elaborada uma especificação funcional da estratégia para o restabelecimento de uma ilha do Estado de Minas Gerais.
 - No anexo A são apresentados os critérios e premissas para recomposição do sistema elétrico após grandes perturbações.
 - Os anexos B e C trazem critérios e diretrizes para elaboração de estudos de recomposição.
 - O anexo D propõe telas de interface com o usuário, relativas à especificação funcional apresentada no capítulo 6.
-

2 CONTROLE RESTAURATIVO NO CONTEXTO DA OPERAÇÃO DO SEP

2.1 Introdução

Tradicionalmente, as atividades relacionadas ao Sistema Elétrico de Potência (SEP) são caracterizadas como sendo de Expansão e de Operação. A Expansão visa o funcionamento adequado do SEP, na condição atual e futura, indicando quando e onde haverá a necessidade de aquisição de novos recursos para o mesmo. Já a operação visa o funcionamento adequado do sistema tendo em vista os recursos já disponíveis. Tais atividades englobam aspectos energéticos e elétricos.

É importante salientar que as estratégias de controle e, dentre elas as de controle restaurativo, são desenvolvidas desde as etapas de expansão. Situações de religamento devem ser simuladas nos horizontes de expansão elétrica², para que os recursos necessários ao restabelecimento estejam disponíveis para a operação (reator ao final de linha longa, por exemplo). Esta dissertação trata do processo de restabelecimento no contexto da operação, mais especificamente da operação em tempo real.

A operação em tempo real tem natureza extremamente complexa. Além do controle e entendimento da configuração do sistema e interpretação das grandezas elétricas apresentadas ao operador pela Interface Homem Máquina (IHM) em determinado momento, a observação de diversos aspectos relacionados ao ponto de operação atual, e para onde este caminha, se faz necessária para a tomada de medidas para manter o sistema intacto ou restaurá-lo. Dentre os processos, aquele que é considerado um dos mais críticos é a recomposição do sistema após *blecaute*.

Os conceitos relativos à Recomposição do SEP após *blecaute* estão tratados neste capítulo de forma a contextualizar as estratégias usadas na atualidade e as propostas de agilização do processo de restabelecimento do sistema, desenvolvidas

² Plano Indicativo: horizonte de 10 anos.
Plano Determinativo: horizonte de 5 anos.

no capítulo 5 deste trabalho. O texto identifica as atividades de operação, os estados operativos do SEP e a transição entre os mesmos, visando caracterizar os tipos de controle, com enfoque no Controle Restaurativo.

2.2 Considerações Sobre as Atividades de Operação

As atividades relacionadas à operação de SEP nos centros de operação, tradicionalmente, incluem aquelas de Pré-operação, Tempo Real e Pós-operação, indicando sua característica temporal. Tais atividades são complementares e visam uma operação precisa, além de buscarem a melhoria contínua dos processos envolvidos.

Na Pré-operação estão as atividades de Normatização e Programação de Intervenções: a primeira elabora procedimentos que dão **diretrizes** para operar o sistema em situações normais, perturbações parciais e totais e condições especiais do sistema; a segunda gerencia e possibilita o desligamento de equipamentos para manutenção de forma a não colocar em risco o restante do sistema. Em alguns centros de operação, a fase de Pré-operação conta com um setor que elabora Previsão de Carga, importante ferramenta para controle de tensão, carregamento e geração.

A operação em Tempo Real coloca em prática as diretrizes estabelecidas nas instruções, desliga equipamentos para manutenção, conforme programado, e ainda toma várias decisões nas situações não previstas nas áreas de Pré-operação, como em desligamentos múltiplos.

A Pós-operação avalia a operação em Tempo Real comparando-a com o que foi previsto nas instruções e intervenções, de forma a realimentar todos os processos, propondo melhorias.

Há também a interação entre os processos de Tempo Real e Pré-operação que identifica a possibilidade de melhoria antes da avaliação da Pós-operação.

A figura 2.1 ilustra uma estrutura típica de centro de operação com suas subdivisões e relacionamentos operacionais [CEMIG, 2007].

Centro de Operação

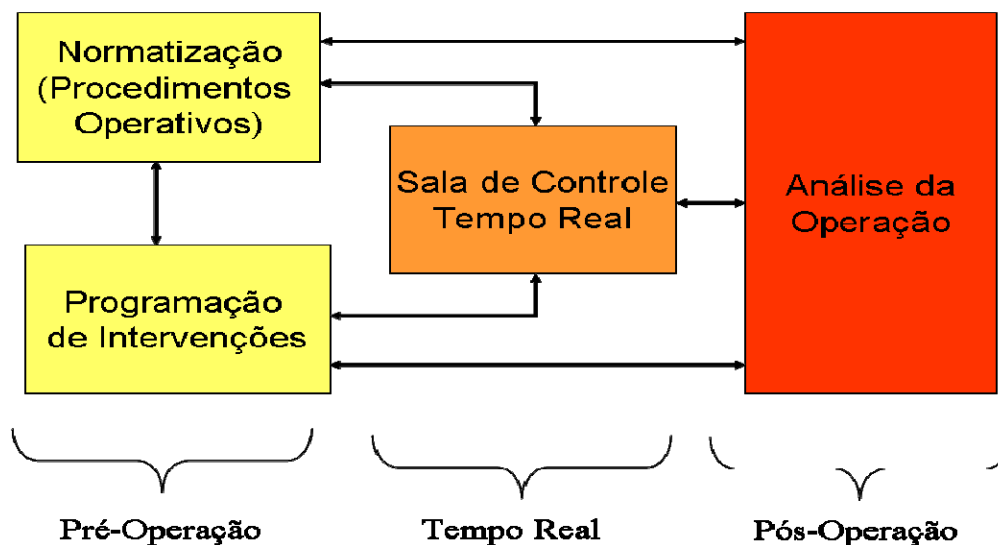


Figura 2.1 – Estrutura Típica de um Centro de Operação.

2.3 Conceitos Básicos – Estados e Controles

Antes de desenvolver particularidades acerca do religamento do sistema elétrico após *blecautes*, é importante relembrar os conceitos básicos que definem os tipos de controle efetuados na operação do SEP e, dentre eles o Controle Restaurativo. A conceituação aqui descrita se constitui numa síntese do texto apresentado em [Vale, 1986] e tratado em [Vale, 2004].

Os conceitos mais relevantes, no contexto desta dissertação, são:

- As definições dos estados operativos;
- A transição entre os estados;
- Características dos tipos de controle para cada estado operativo.

2.3.1 Estados de Operação

A identificação dos possíveis tipos de estados, no qual o sistema elétrico possa estar operando, possibilita a decisão sobre a estratégia de controle mais adequada a ser efetuada. A partir deste conhecimento, torna-se possível tomar decisões preventivas ou corretivas, no sentido de amenizar os riscos inerentes ao ponto

operativo em questão, ou ações restaurativas objetivando recompor o sistema a um nível normal de operação.

As condições do SEP que determinam os Estados de Operação são definidas pelas restrições relativas à carga e a limites operativos e de segurança do ponto operativo, a saber:

- Restrições de Carga: seu atendimento significa que toda a carga está sendo atendida;
- Restrições de Operação: o seu atendimento significa que o ponto operativo do SEP não viola nenhum limite pré-estabelecido (limites físicos de equipamentos, limites que expõem o sistema a uma degradação, tais como instabilidade eletromecânica ou de tensão, dentre outros);
- Restrições de Segurança: expressam as restrições de Carga e de Operação citadas acima, porém, considerando uma possível situação de **contingência** no SEP para ocorrências previstas e pré-cadastradas.

O atendimento ou violação das restrições de carga, operativas e de segurança classificam os Estados de Operação [Vale, 1986], [Vale, 2004] e [Monticelli, 1983] em:

- Estado Normal: neste estado o sistema está intacto, toda a carga está sendo atendida e nenhum equipamento tem seus limites violados. Este estado de operação é subdividido em:
 - Normal Seguro: o sistema pode sofrer qualquer contingência prevista, e ainda assim permanece normal. Neste estado, as restrições de carga, de operação e de segurança estão atendidas.
 - Normal Inseguro (Alerta): mesmo estando atendendo toda a carga e sem ultrapassar os limites dos equipamentos, uma contingência prevista poderá tirar o sistema do estado normal. Neste estado, apenas as restrições de segurança não estão atendidas.
 - Estado de Emergência: apesar de toda a carga estar sendo atendida, o sistema está com um ou mais limites de operação violados (carregamentos de linhas de transmissão e transformadores ou tensões nos barramentos, por exemplo). Este estado pode ser provocado por desligamentos intempestivos de equipamentos do sistema ou até mesmo pela variação da carga. Pode ocorrer que algumas contingências
-

agravem ou causem outras violações de limites. Neste estado, apenas as restrições de carga estão sendo atendidas.

- Estado Restaurativo: neste estado toda ou parte da carga não está sendo atendida e/ou há ilhamentos. Pode resultar do processo de desligamentos em cascata ou da atuação de esquemas de emergência que desligam intencionalmente parte da carga para preservar o restante do sistema. Neste estado, todos os tipos de restrições estão sendo violadas.

2.3.2 Transição entre os Estados de Operação

Perturbações e ações de controle provocam alterações no sistema elétrico e, conseqüentemente, no seu estado de operação. Estas transições são abordadas em [Vale, 1986] e [Monticelli, 1983] e ilustradas na figura 2.2.

As transições entre os Estados de Operação podem ser causadas pela variação da carga, por contingências ou por ações de controle no SEP, e são assim definidas:

- (1) Normal Seguro \Rightarrow Normal Inseguro: causada por contingências ou evolução natural da carga;
 - (2) Normal Inseguro \Rightarrow Emergência: causada por contingências que levaram à violação de limites do SEP, previstas em um conjunto pré-selecionado de ocorrências críticas;
 - (3) Normal Seguro \Rightarrow Emergência: causada por contingências que levaram à violação de limites do SEP, não prevista no conjunto pré-selecionado de ocorrências críticas;
 - (4) Normal Inseguro \Rightarrow Normal Seguro: esta transição ocorre quando da atuação de ação de controle, através do sistema de supervisão e controle, eliminando a vulnerabilidade do sistema elétrico frente a contingências previstas em um conjunto pré-selecionado. Trata-se de uma ação preventiva;
 - (5) Emergência \Rightarrow Normal: transição provocada pela atuação de controle de emergência corretivo, para eliminação de violação de limites, mantendo a integridade do sistema;
 - (6) Emergência \Rightarrow Restaurativo: transição voluntária provocada pelo desligamento manual ou automático de carga para conter a violação de
-

limites que se apresente, visando evitar maiores perdas de carga no SEP (controle de emergência) ou transição involuntária quando do desarme de equipamentos em estado de emergência;

- (7) Restaurativo ⇒ Normal: para recompor o sistema após atuação de esquemas automáticos ou após desligamentos generalizados, fazem-se necessárias ações de **Controle Restaurativo**, controle este que irá retornar o sistema para a configuração anterior à contingência.

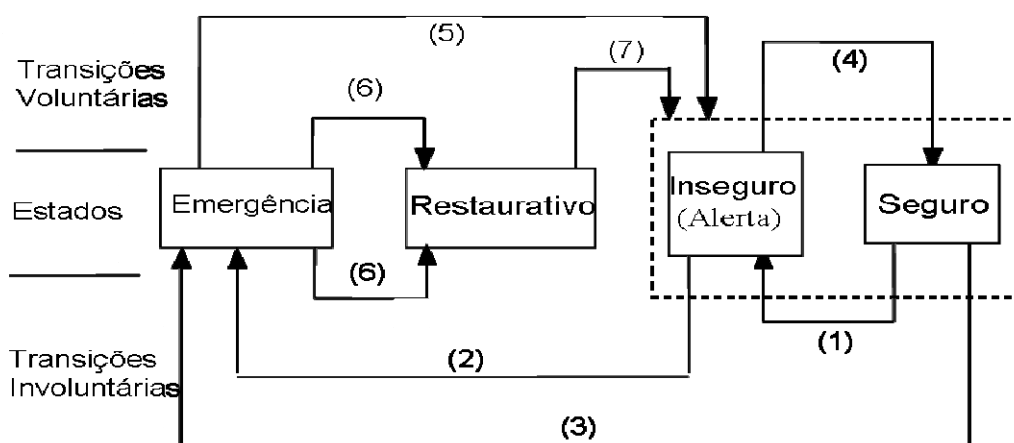


Figura 2.2 – Transição entre Estados.

O tema principal desta dissertação é o Controle Restaurativo do SEP. No próximo item, tal controle é caracterizado dentre aqueles executados nos centro de operação.

2.3.3 Controles Efetuados nos Estados de Operação

Conforme mostra a análise da transição entre os estados, deve-se atuar no sentido de levar o SEP para o estado normal-seguro. Para cada Estado de Operação exigem-se ações e procedimentos específicos. Portanto, é necessária a definição de controles distintos para cada situação operativa, visando manter ou trazer o sistema elétrico para um estado seguro. [Vale, 2004] e [Vale, 1986] tratam deste tema, conforme a seguir:

- Controle no Estado Normal – transição (4): o objetivo deste controle é fazer com que o sistema elétrico permaneça no estado normal; para tanto, funções tradicionais (controle automático da geração, controle da

potência ativa e reativa, dentre outras) e as relacionadas ao controle de segurança (análise de contingência, reprogramação preventiva, etc) são efetuadas através do sistema de Supervisão e Controle;

- Controle de Emergência: o objetivo deste controle é eliminar as violações aos limites pré-estabelecidos, buscando retornar com o sistema para o estado normal; para tanto, pode ser suficiente atuar de forma apenas corretiva, sem desligamento de carga (transição 5) ou pode ser necessário desligar parte do SEP ou promover ilhamentos de forma a preservar o todo (transição 6);
- Controle Restaurativo: o objetivo do controle restaurativo é restabelecer o sistema após desligamentos parciais ou totais, por meio de ações rápidas e seguras, buscando retornar o SEP para o estado normal (transição 7).

A figura 2.3 retirada de [Vale, 1986], busca dar uma visão sistêmica destas relações estado/controle nos centros de operação. As funções Configurador, Estimador de Estados e Monitoração atuam na definição do estado de operação e seus respectivos controles.

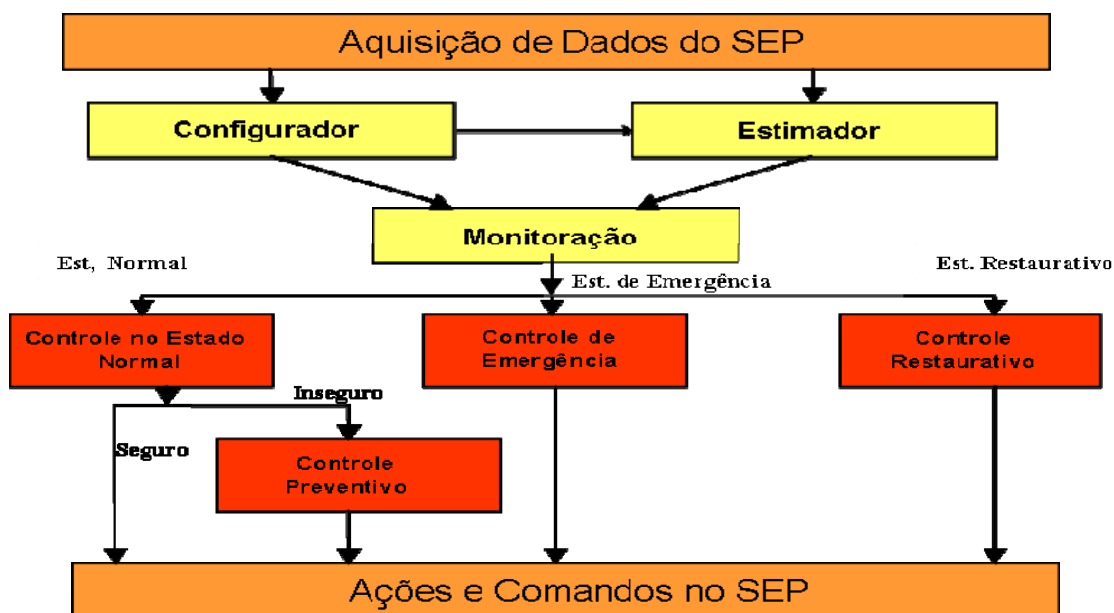


Figura 2.3 – Estados e Controles Operativos.

2.3.4 Controle Restaurativo

Dentre os tipos de controle, de especial interesse são as características do Controle Restaurativo. A CEMIG e a UFMG foram pioneiras nos trabalhos relacionados a este controle. Dois destes trabalhos se destacam: a dissertação de mestrado do Programa de Pós-Graduação em Energia Elétrica da UFMG [Mundim, 1996] e o aplicativo SARESTA [Vale, 1999a]. A presente dissertação contribui para a continuidade das pesquisas no tema Controle Restaurativo e desta parceria empresa – universidade.

O Estado Restaurativo em que um sistema pode se encontrar é muito variado e depende da severidade imposta pelos desligamentos ocorridos durante a contingência [Vale, 1986] e [Mundim, 1996]. O SEP pode ter sofrido desde desligamento simples, desligamentos múltiplos, *blecautes* em determinadas **áreas** ou **ilhas**, até um *blecaute* em todo o sistema interligado, caracterizando assim, diferentes problemas com diferentes níveis de complexidade a serem considerados pelo Controle Restaurativo.

Para um restabelecimento eficaz, é necessária a análise de várias informações tais como:

- A parte do sistema que foi desligada;
- Qual a causa e a origem do desligamento;
- Se há **impedimento** para religar algum equipamento e, caso exista, qual a importância do equipamento impedido para o restabelecimento;
- Se há ações de controle pré-definidas em estudos.

A eficiência está em adquirir as informações necessárias, processar tais dados (identificando as ações de controle) e executar ações de restabelecimento precisas e corretas no menor tempo possível.

Normalmente, o restabelecimento é executado e/ou coordenado pelo operador do centro de operação de forma manual, seguindo os procedimentos constantes nas instruções de operação. Devido à grande complexidade deste processo, nesta dissertação são propostas estratégias para automatizar parte do Controle Restaurativo, em casos de grandes perturbações, como o *blecaute*.

Conforme já citado, a dissertação de mestrado [Mundim, 1996] constitui rica referência sobre o tema Controle Restaurativo. Nesta referência, são tratados os

diferentes tipos de recomposição no que concerne à hierarquia do SEP. De uma forma geral, as recomposições podem ser:

- Centralizada: todas as ações para a restauração do sistema são executadas sob a coordenação do centro hierarquicamente superior. Este tipo de restabelecimento também recebe a denominação de *seqüencial*, o que caracteriza a coordenação passo a passo das ações. A utilização deste tipo se restringe a sistemas menores, onde as cargas prioritárias serão prontamente atendidas;
- Descentralizada: as diversas regiões do sistema têm autonomia para restabelecer a(s) estação(ões) sob sua responsabilidade, interligando usinas de auto-restabelecimento e recompondo cargas. Por terem a característica de vários subsistemas se erguendo simultaneamente, este tipo de restabelecimento também é denominado *paralelo*;
- Mista: o início do processo de recomposição das regiões ocorre de forma descentralizada e a interligação destas partes bem como a recomposição de mais cargas são coordenadas por um centro com maior hierarquia.

A atual filosofia adotada pelo ONS utiliza uma recomposição estruturada, onde no início do restabelecimento são restabelecidas *ilhas elétricas* com autonomia pelas estações ou centro de operação do agente. As interligações entre essas ilhas e a continuação do restabelecimento ocorrem com a coordenação de um centro do ONS. Portanto, o tipo de restabelecimento adotado na malha principal do Sistema Interligado Nacional (SIN) é do tipo Mista.

2.4 Considerações Finais

Dentre os diversos estados de operação, o mais crítico e com maiores conseqüências negativas para a sociedade é o estado restaurativo. Neste estado, cargas estão interrompidas e os consumidores afetados esperam o rápido restabelecimento da energia elétrica.

Os impactos negativos do estado restaurativo para a sociedade são vastos, abrangendo desde transtornos nas atividades cotidianas, passando pelos prejuízos das indústrias, comércio, bancos e outros, até situações de riscos relacionados a vida, como no trânsito e nos hospitais. As concessionárias de energia também sofrem o

impacto negativo da interrupção do consumo de energia elétrica pela diminuição da receita e, em alguns casos, poderá ser penalizada com multas pelos órgãos fiscalizadores, por violarem índices de qualidade da energia oferecida aos consumidores.

Percebe-se na atualidade o crescimento da malha elétrica e, conseqüentemente, a maior complexidade da operação do SEP. Percebe-se também, o constante desenvolvimento da informática possibilitando a automação de processos. Portanto, torna-se premente o desenvolvimento e o aprimoramento de ferramentas para o restabelecimento do SEP, com mais agilidade e segurança.

3 CONTROLE RESTAURATIVO NO CONTEXTO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

3.1 Introdução

Após a caracterização dos conceitos fundamentais relativos ao controle restaurativo, é importante apresentar as particularidades desse controle no sistema brasileiro, com vistas à elaboração de propostas práticas de recomposição.

Conforme já é sabido, o crescimento da economia de um país é totalmente dependente da sua matriz energética, principalmente no que diz respeito à energia elétrica. O sistema elétrico, bem como os procedimentos para a operação deste, deve evoluir para sustentar esse crescimento.

Para contextualizar essa evolução, [Mundim, 1996] nos remete, na sua revisão histórica, ao Brasil da década de 70, onde as cargas da região Sul dependiam da energia proveniente da região Sudeste, através de poucas e fracas linhas de 230kV. Perturbações generalizadas não eram raras, sendo necessária a criação de um esquema de alívio de carga por subfreqüência para preservar parte do sistema.

Linhas com tensões de operação mais elevadas vieram a fortalecer esse sistema e aumentar a interdependência entre as duas regiões do país. Por consequência, novos procedimentos para o restabelecimento foram desenvolvidos e implantados.

À medida que crescia a expectativa de crescimento industrial, mais geração e linhas de transmissão foram construídas, principalmente na região Sudeste. Na década de 80 as regiões Norte e Nordeste foram interligadas e inauguradas as usinas Itaipu e Tucuruí, tornando o sistema cada vez mais robusto e malhado.

Esta evolução do SIN vem ocorrendo até os dias atuais e, inerente a ela, está o desenvolvimento de estratégias e aplicativos que auxiliem o operador deste sistema, frente às complexidades de cada processo operativo.

Com o objetivo de contextualizar a estratégia apresentada neste trabalho, este capítulo apresenta características relativas ao SEP brasileiro. Dentre os aspectos

relevantes, encontram-se a hierarquia operativa do SIN, a Rede de Operação do ONS, dados da matriz energética brasileira, os **critérios** adotados para o restabelecimento do SIN e o histórico de *blecautes*.

3.2 Características Operativas do SIN

Um grande marco para o setor elétrico brasileiro foi a criação do ONS em 26 de agosto de 1998. A partir desta data, o SIN passa a ser operado por esta instituição de direito privado que obedece aos preceitos da agência reguladora do setor, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), através da observância dos Procedimentos de Rede [ONS, 2001]. Este documento composto de 23 módulos foi elaborado pelo ONS com a colaboração dos agentes e homologado pela ANEEL.

Os assuntos tratados nesses módulos abrangem vários aspectos e estabelecem os procedimentos e os requisitos técnicos necessários ao planejamento, implantação, uso e operação do SIN e as responsabilidades do ONS e dos agentes.

Os módulos e submódulos mencionados neste trabalho se referem aos Procedimentos de Rede, citado nas Referências Bibliográficas como [ONS, 2001].

Os aspectos mais relevantes para o tema *Restabelecimento do Sistema Após Grandes Perturbações* estão nos módulos 10^{3,4,5}, 18⁶, 21⁷ e 23⁸. Destes, foram extraídas e compiladas as informações necessárias para o entendimento do restabelecimento do SIN, expostas ao longo deste trabalho.

Para auxiliar no entendimento da operação do SEP brasileiro, este item está dividido em três etapas:

- A organização e as responsabilidades de cada instituição;
- A definição das redes elétricas com suas respectivas importâncias operacionais;
- A composição das fontes de energia utilizadas para geração de energia elétrica.

³ Módulo 10 *Manual de Procedimentos da Operação*

⁴ Submódulo 10.11 – *Recomposição da Rede de Operação após Perturbação*

⁵ Submódulo 10.21 – *Instruções de Operação*

⁶ Submódulo 18.2 – *Modelos Computacionais*

⁷ Submódulo 21.6 – *Estudos de Recomposição do Sistema*

⁸ Submódulo 23.3 – *Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos*

3.2.1 Hierarquia Operativa

Na atualidade, as responsabilidades pela **coordenação**, **controle**, **comando** e **execução** das ações relativas à operação do SIN obedecem à hierarquia indicada em [ONS, 2001].

A figura 3.1 ilustra os centros do ONS e um dos centros de agentes, no caso da empresa CEMIG:

- CNOS – Centro Nacional de Operação do Sistema: centro do ONS com o maior grau hierárquico que coordena e controla a geração do SIN e os equipamentos com maior relevância para a operação sistêmica;
- COSR-S, COSR-SE, COSR-NCO, COSR-NE – Centros de Operação dos Sistemas Regionais, respectivamente, das áreas Sul, Sudeste, Norte/Centro-Oeste e Nordeste; são centros do ONS subordinados ao CNOS que coordenam e controlam a operação do sistema elétrico em suas respectivas áreas de atuação;
- COS-CEMIG – Centro de Operação do Sistema CEMIG; é o centro de operação do agente CEMIG subordinado ao COSR-SE. De uma maneira geral, os centros de agentes são responsáveis pelo comando e execução das ações de controle.

Hierarquia Operativa

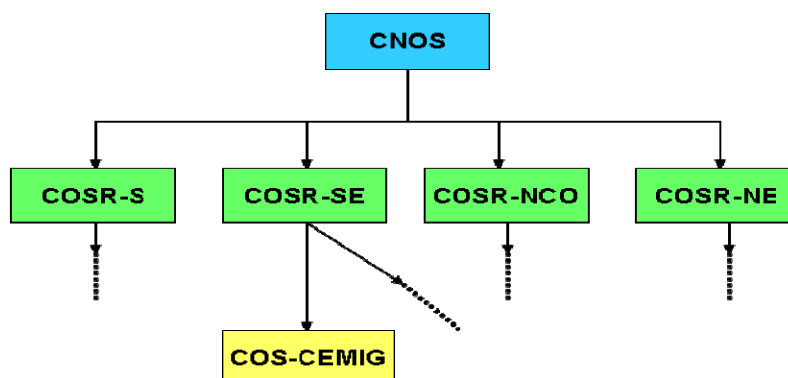


Figura 3.1 – Hierarquia Operativa.

Conforme estabelecido em [ONS, 2001] o restabelecimento do sistema após grandes perturbações deve seguir às regras e critérios estabelecidos nas instruções

de operação do ONS. As estações dos agentes que pertencem às ilhas de restabelecimentos têm autonomia para agir sem contato prévio com esse operador.

3.2.2 Rede de Operação do ONS

O ONS opera a Rede de Operação que é composta pela Rede Básica: linhas e estações com tensão igual ou superior a 230kV; Rede Complementar: linhas e equipamentos com tensão inferior a 230kV, cuja operação tem grande influência na Rede Básica, e as usinas com despacho centralizado, normalmente com geração igual ou superior a 50MW. A figura 3.2, baseada em [ONS, 2001], submódulo 10.1, ilustra a composição da rede operada pelo ONS.

Outros tipos de redes como as de simulação e de supervisão são definidas pelo ONS, porém não operadas por ele. A primeira é considerada em estudos e análises e a segunda utilizada para simulação e tomada de decisão em Tempo Real.

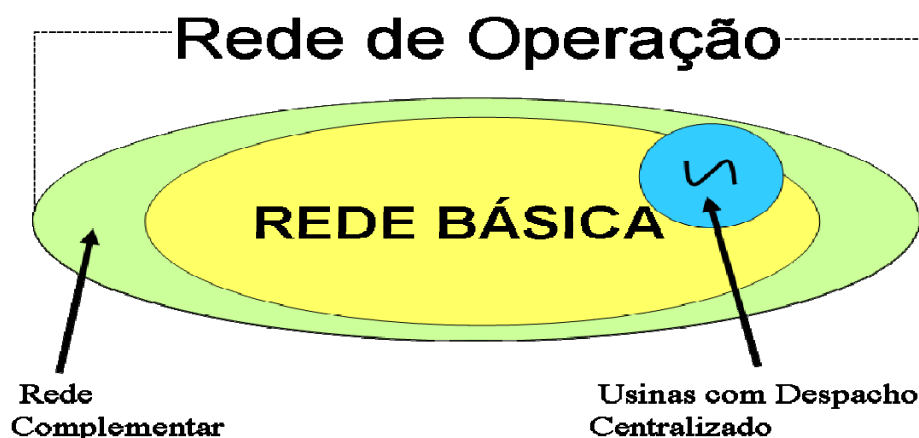


Figura 3.2 – Composição da Rede de Operação.

Além das definições anteriores, há outra forma de classificação de redes dentro da Rede de Operação. Esta classificação toma como referência os impactos sistêmicos ou locais das ações ou contingências nessas redes e são assim definidas:

- o Rede de Operação Sistêmica: [ONS, 2001], módulo 20 – “Parte da Rede de Operação, constituída das usinas submetidas ao despacho centralizado e parte do sistema de transmissão, utilizada para a integração eletroenergética, cujos fenômenos repercutem

predominantemente de forma sistêmica”. A operação desta rede é coordenada pelo CNOS.

- o Rede de Operação Regional/Local: [ONS, 2001], módulo 20 – “Parte da Rede de Operação, constituída dos sistemas troncos de transmissão aos centros de carga e das interligações com concessionárias e consumidores ligados diretamente à Rede Básica, cujos fenômenos repercutem predominantemente de forma regional/local”. A operação desta rede é coordenada pelo centro regional da respectiva área – COSR-S, SE, NCO ou NE.

Conforme hierarquia operativa já mostrada anteriormente, o ONS é o responsável pela elaboração do plano de recomposição da Rede de Operação após *blecaute* e a coordenação e controle das ações em tempo real dessas redes.

3.2.3 Matriz de Energia Elétrica e Dados do Sistema de Transmissão

Atualmente, o Brasil dispõe de um parque gerador predominantemente hidrelétrico. Devido à dificuldade para se criar novos empreendimentos de geração baseados em grandes aproveitamentos fluviais e à necessidade de se diversificar a matriz energética, diminuindo a dependência dos regimes hidrológicos, vislumbra-se para os próximos anos a mudança deste cenário.

De [ANEEL, 2007] pode-se extrair os números atuais da geração de energia elétrica no Brasil que estão expostos na tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Matriz de Energia Elétrica do Brasil

Tipo	Quantidade	Potência (MW)	Porcentagem
Grandes Hidrelétricas	370	75.031,751	75,07%
Térmicas	983	20.949,547	20,96%
Nucleares	2	2.007	2,01%
Pequenas Centrais Hidrelétricas	285	1.727,813	1,73%
Outros	16	236,87	0,24%
Total	1656	99.952,981	100%

Os quase 100GW de potência instalada são utilizados para suprir as perdas no sistema e uma carga no Brasil que teve como valor recorde 64.799MW de potência instantânea no dia 11/04/2008 às 18:40h, sendo 52.117MW o valor referente ao consumo nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, no mesmo dia e horário.

Um outro aspecto relevante para a operação do SIN é a distância geográfica entre grande parte da geração e os centros de carga. Isso ocorre pela característica intrínseca de uma matriz de energia elétrica com 75% de sua geração proveniente de grandes usinas hidrelétricas. Estes grandes aproveitamentos se localizam geralmente em locais pouco habitados. Ressalta-se que as maiores usinas estão no Pará e Paraná, Tucuruí e Itaipu respectivamente, e a maior parte da carga se concentra na região Sudeste. Com a tendência da geração distribuída apresentam-se novas soluções (facilita a recomposição), mas também outros desafios (dificulta a coordenação).

Diante disto, percebe-se a grande importância do Sistema de Transmissão no cenário eletro-energético nacional, principalmente quanto ao restabelecimento do SIN após *blecaute*, pois grandes blocos de carga dependem da sincronização das unidades geradoras das grandes usinas. A utilização dessas no início do processo de restauração do sistema exigirá cuidados especiais para evitar sobretensões na energização de linhas de tensões elevadas (devido ao Efeito Ferranti). Como exemplo, pode ser citada a linha de transmissão do agente CEMIG, a LT 500kV Jaguará / São Simão, que possui uma extensão de 342km e seu efeito capacitivo gera uma potência reativa aproximada de 400Mvar.

O Sistema de Transmissão no Brasil possui aproximadamente 83.000km de linhas com tensão igual ou superior a 230kV e uma capacidade de transformação que gira em torno de 250.000MVA [ABRATE, 2007].

3.3 Definições Relevantes ao Restabelecimento

Neste item, são apresentadas algumas definições, retiradas do módulo 20 dos Procedimentos de Rede [ONS, 2001], consideradas relevantes para o entendimento da filosofia atual do ONS para o restabelecimento do SIN.

Capacidade de Auto-Restabelecimento

“Capacidade de uma unidade geradora ou usina geradora de sair de uma condição de parada total para uma condição de operação e iniciar a geração de potência sem auxílio do sistema elétrico”.

O auto-restabelecimento pode ser:

- Auto-Restabelecimento Parcial: quando a usina tem que permanecer com pelo menos uma unidade geradora girando com excitação para iniciar o processo de geração.
- Auto-Restabelecimento Total: quando a usina possui GMG (Grupo Motor Gerador – normalmente movido a diesel), e consegue iniciar o processo de girar as unidades geradoras, utilizando o serviço auxiliar alimentado pelo GMG.

Recomposição Fluente ou Fase Fluente

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

Nesta fase, são estabelecidos montantes de cargas e geração, de forma que, uma usina de auto-restabelecimento possa iniciar o processo de recomposição, enviando tensão para outras estações que recompõem cargas previamente preparadas, sem comunicação com o centro do ONS.

Recomposição Coordenada ou Fase Coordenada

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

Após o término da Fase Fluente, o agente, através de seu centro ou estação, entra em contato com o ONS para informar o término de suas ações. O ONS, então, assume o controle, interliga as ilhas e disponibiliza mais geração para recomposição

de mais cargas. A coordenação normalmente é de um centro do ONS, exceto em casos como o do agente CEMIG, conforme detalhado no capítulo 6.

3.4 Filosofia Atual de Restabelecimento do SIN

3.4.1 Restabelecimento Atual – Linhas Gerais

A atual filosofia de recomposição do sistema elétrico baseia-se em um conjunto de regras e procedimentos pré-estabelecidos que podem ser assim resumidos:

- O sistema é subdividido em *ilhas elétricas*, cada qual providenciando geração em suas usinas de auto-restabelecimento para a alimentação de cargas previamente estabelecidas.
- A recomposição das ilhas ocorre em duas etapas: a **Preparação** dos estados dos disjuntores de cada estação dessa ilha e o **Restabelecimento** (interligação de unidades geradoras, energização de equipamentos e restabelecimento de cargas). Essas etapas são executadas sem comunicação com o ONS;
- O ONS é avisado do resultado do restabelecimento de cada ilha e passa a coordenar as próximas ações;
- Ocorre, então, o fechamento do paralelo entre as ilhas;
- Outras unidades geradoras são interligadas para fazer frente ao restabelecimento de mais cargas;
- O restante da carga vai sendo recomposto e se balizará na geração disponível no momento.

Quanto maior o número de unidades geradoras interligadas e de cargas restabelecidas, mais robusto o sistema vai se tornando e menos dispendioso o controle da tensão e da frequência.

A responsabilidade pela elaboração dos estudos e procedimentos operativos para recomposição e pela coordenação e controle da Fase Coordenada é do centro do ONS tendo, na etapa de estudos, a participação dos agentes das respectivas áreas geoeletricas. A preparação das estações, bem como o restabelecimento na Fase

Fluente, são de responsabilidade dos agentes proprietários, conforme instruções do ONS.

Visando mostrar como a recomposição é detalhada, um conjunto de premissas, diretrizes e critérios gerais, extraído dos Procedimentos de Rede⁹, encontra-se registrado no Apêndice A.

3.4.2 Restabelecimento Atual – Elaboração de Estudos

Para dar suporte e subsídio aos operadores do ONS e dos agentes, na recomposição do sistema após *blecaute*, são necessários estudos prévios, balizados pelos Procedimentos de Rede. Esses estudos¹⁰ envolvem um grande número de análises e são realizados pelo ONS com a participação dos agentes, que fornecem as informações de seus equipamentos e contribuem com sugestões.

Outros aspectos importantes, para munir a área de estudos do ONS, estão no Módulo 2 – onde são estabelecidos, dentre outros, os padrões de desempenho e requisitos mínimos para as **instalações** da Rede Básica como, por exemplo, o desempenho desejado dos equipamentos e a qualidade das grandezas tensão e frequência, em determinadas situações operativas. Também são considerados os Requisitos Técnicos Mínimos para Conexão à Rede Básica¹¹.

Os estudos para Recomposição do Sistema são elaborados considerando três etapas ou estágios: Fluxo de Potência, Transitórios Eletromecânicos e Transitórios Eletromagnéticos e seguem as premissas¹² detalhadas no Apêndice B.

Esses estudos devem estar sempre sendo revistos para garantir o equilíbrio entre carga e geração das áreas de auto-restabelecimento. A entrada em operação de novas estações e equipamentos também são motivadores para atualizações nos procedimentos e a elaboração de novas alternativas.

No Apêndice C são mostrados mais detalhes sobre os estudos definidos pelos Procedimentos de Rede.

⁹ Submódulo 10.11 – *Recomposição da Rede de Operação após Perturbação*

¹⁰ Submódulo 21.6 – Estudos de Recomposição do Sistema

¹¹ Submódulo 3.6 – Requisitos Técnicos Mínimos para Conexão à Rede Básica

¹² Submódulo 23.3 – Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos

3.4.3 Restabelecimento Atual – Elaboração das Instruções de Operação

Os estudos elaborados são transcritos para a linguagem operativa¹³ definindo a seqüência do restabelecimento e as condições em que deve ser energizado e recomposto cada equipamento do sistema, bem como as responsabilidades de cada agente e ONS nas diversas etapas do processo.

As Instruções de Operação (IO) que transcrevem os resultados dos estudos obedecendo à padronização proposta na Referência Técnica RT-RR.BR – *Elaboração de Instruções de Operação para Recomposição do Sistema após Perturbação*, parte do [ONS, 2001], estão organizadas da seguinte forma:

- Instruções de Operação de Áreas Elétricas de Restabelecimento: atualmente, há 32 áreas de restabelecimento no Brasil. Essas instruções tratam da Recomposição Fluente da respectiva área e da Recomposição Coordenada, quando houver alternativas ou continuação do restabelecimento, além da carga e geração previstas como fluente. Exemplo: “IO-RR.SE.EMB – Recomposição da Área Emborcação”.
- Instruções de Operação de Recomposição de Regiões: essas instruções tratam da Recomposição Coordenada, incluindo o fechamento de paralelo entre as áreas e a continuação da recomposição de cargas. Exemplo: “IO-RR.SE – Recomposição das Interligações das Áreas da Região Sudeste/Centro Oeste”.
- Instruções de Operação de Interligação entre Regiões: Recomposição Coordenada interligando as regiões restabelecidas. Exemplo: “IO-RR.SSE – Recomposição da interligação Sul / Sudeste”.

3.5 Histórico de *Blecautes* e Restabelecimentos

De uma maneira geral, a área de operação e o setor de estudos elétricos de um agente ou instituição responsável pela coordenação operativa de uma área criam condições de contorno para suas ações e decisões, de forma a evitar o desligamento em cascata ou, como é mais conhecido, o *blecaute* ou *apagão elétrico* dessa área.

¹³ Submódulo 10.21 – Instruções de Operação

A ocorrência de um *blecaute* traz à tona as deficiências do sistema elétrico e expõe a vulnerabilidade elétrica de uma região. Isto causa transtornos para os cidadãos, além de impactos negativos na economia de uma região ou país, pois a disponibilidade e a qualidade da energia elétrica são premissas essenciais para a decisão de onde instalar uma grande indústria.

O objetivo deste item é fazer um breve histórico das grandes perturbações que ocorreram nos últimos anos no Brasil, que tiveram montantes de cargas consideráveis desligadas e/ou com abrangência nacional, visando contextualizar o cenário no qual se insere a proposta desta dissertação.

Para justificar o empenho em desenvolver tecnologia relacionada ao tema Controle Restaurativo, foi elaborado um levantamento, iniciando-se em 1984 e se estendendo até a atualidade. Conforme [CEMIG, 2001], foram detectadas 17 grandes perturbações no sistema interligado e 25 *blecautes* regionais apenas em Minas Gerais.

Na seqüência, estão resumidos 11 dos 17 *blecautes* sistêmicos que tiveram maior abrangência. Essas perturbações estão registradas de acordo com data, principal motivo, abrangência, montante de carga desligado e tempo de restabelecimento [CEMIG, 2001] e [Gomes, 2007]. Algumas particularidades relevantes são apresentadas.

18/04/1984 às 16h43min

Descrição/Causa:

Sobrecarga na transformação 500/345kV da subestação (SE) Jaguara devido à alta geração nas usinas do Rio Paranaíba para otimização energética e crescimento inesperado da carga do Estado de São Paulo.

Conseqüências:

Houve desligamento automático e simultâneo de todas as linhas de 500 kV de Jaguara causando oscilações no sistema e conseqüentes desligamentos de outras linhas de 500kV, 440kV e 345kV. O sistema de 750kV foi aberto para evitar a propagação das oscilações para o Sul.

Foram afetados 6 estados com o desligamento de 15.762 MW de carga.

Restabelecimento

Tempo total de restabelecimento do SIN: 02h40min.

18/08/1985 às 18h40min**Descrição/Causa:**

Blecaute em partes dos estados de Minas Gerais, Rio de Janeiro, Espírito Santo, São Paulo, Paraná e Santa Catarina provocado pelo desligamento de duas linhas de transmissão entre a usina Marimbondo e a SE Araraquara; o circuito 2 desarmou devido à queimada sob a LT e o circuito 2 por atuação indevida de proteção. O desligamento em cascata foi agravado pela falha na atuação de um ECE (Esquema de Controle de Emergência).

Conseqüências:

Houve oscilações decorrentes de instabilidade no sistema com perda de carga e abertura da interligação Sul-Sudeste.

Foram afetados 10 estados com o desligamento de 7.793 MW de carga.

Restabelecimento

Tempo total aproximado de restabelecimento do SIN: 01h14min.

17/09/1985 às 15h38min**Descrição/Causa:**

Desligamento de um conversor do Elo de Corrente Contínua durante realização de testes.

Esse desligamento aconteceu quando os dois circuitos de 500kV entre a usina Marimbondo e a SE Araraquara estavam desarmados, por ocorrência de queimada sob as linhas.

Conseqüências:

Houve desligamento automático e simultâneo de várias linhas do SIN com interrupção de cargas em vários estados e agentes.

Restabelecimento

Tempo total aproximado de restabelecimento do SIN: 04h05min.

24/06/1994 às 16h27min**Descrição/Causa:**

Desarme dos circuitos 1 e 2 da LT 750 kV Ivaiporã / Itaberá, devido à queda de torres nessas duas linhas.

Conseqüências:

Houve desligamento automático e simultâneo de várias linhas do SIN com interrupção de cargas em vários estados e agentes e desinterligação de sete unidades geradoras na usina Itaipu.

Restabelecimento

Tempo total aproximado de restabelecimento do SIN: 00h35min.

26/03/1996 às 09h18min**Descrição/Causa:**

Atuação indevida da proteção diferencial do barramento de 345kV da UHE Furnas devido à manobra incorreta em chave seccionadora causando o desligamento simultâneo de sete circuitos de 345kV que partem dessa usina.

Conseqüências:

Houve desligamento significativo da energia gerada em diversas usinas do Rio Grande e de diversos equipamentos de transmissão por sobrecarga ou instabilidade, além de perda de carga.

Foram afetados 9 estados com o desligamento de 5.746 MW de carga.

Restabelecimento

Tempo total aproximado de restabelecimento do SIN: 01h40min.

25/10/1996 às 01h04min**Descrição/Causa:**

Desligamento das linhas de 750kV provenientes da região Sul do país, iniciado por uma falta na LT 750kV Ivaiporã / Itaberá circuito 1, seguido da atuação do relé de gás do reator do circuito 2 da LT 750kV Ivaiporã / Itaberá.

Conseqüências:

Houve desligamento em cascata de várias linhas de transmissão da região Sul e Sudeste e conseqüente interrupção de carga nessas regiões.

Restabelecimento

Tempo total de restabelecimento do SIN: 01h41min.

19/02/1999 às 12h06min**Descrição/Causa:**

Desligamento automático dos dois circuitos de 750kV entre as SEs Ivaiporã e Itaberá.

Conseqüências:

Abertura da interligação Sul-Sudeste, desligamento de cinco unidades geradoras da usina Itaipu, desarme de várias linhas de transmissão por sobrecarga e interrupção de cargas em diversos Estados das regiões Sul e Sudeste.

Restabelecimento

As cargas foram gradativamente recompostas a partir de 12h10min, sendo a liberação total autorizada apenas após o retorno dos circuitos de 750kV às 12h37min.

11/03/1999 às 22h16min**Descrição/Causa:**

Curto-circuito no barramento da SE Bauru provocou o desligamento das linhas que partem dessa estação para as SEs Assis, Jupiá e Embuguaçu, além da transformação 440/138kV.

Conseqüências:

Houve desligamento em cascata de linhas, transformadores e unidades geradoras do SIN. A seqüência de desligamento acima e as interrupções de carga foram conseqüências do afundamento de tensão e subfreqüência.

Foram afetados 11 estados com o desligamento de 24.900 MW de carga.

Restabelecimento

Tempo total aproximado de restabelecimento do SIN: 04h20min.

30/06/2000 às 00h48min**Descrição/Causa:**

Tempestade próxima a SE Ivaiporã causou a separação elétrica das regiões Sul e Sudeste do Brasil. Parte da geração de Itaipu ficou interligada alimentando cargas da região Sul.

Conseqüências:

Interrupção de carga nos Estados da região Sudeste e parte do Sul e Centro-Oeste por subfreqüência.

Restabelecimento

A CEMIG restabeleceu suas cargas 00h10min do início da contingência.

25/11/2000 às 06h36min**Descrição/Causa:**

Incêndio no transformador de corrente na SE Itaberá, causou o desarme das três linhas de 750kV entre as SEs Itaberá e Ivaiporã e das duas linhas 750kV entre a SE Itaberá / Tijuco Preto, dentre outras e desarme de unidades geradoras de usinas do Sul e Sudeste.

Conseqüências:

Interrupção de cargas por subfreqüência.

Restabelecimento

A CEMIG restabeleceu suas cargas após 00h34min do início da contingência.

21/01/2002 às 13h36min**Descrição/Causa:**

Desligamento do circuito 2 da LT 440kV Araraquara / Ilha Solteira, devido à falta fase-terra pelo rompimento de um dos cabos da fase "B", seguido do desarme do circuito 1 da LT 440kV Araraquara / Ilha Solteira.

Conseqüências:

Houve desarme de diversas outras linhas e unidades geradoras por processo oscilatório e interrupção de carga por subfreqüência e subtensão.

Foram afetados 11 estados com o desligamento de 23766MW de carga.

Restabelecimento

Durante o processo de restabelecimento, após o fechamento da LT 345kV Furnas / Pimenta, ocorreu recorrência do processo oscilatório no sistema e nova interrupção de carga.

Tempo total aproximado de restabelecimento do SIN: 04h14min.

As metodologias mais apuradas de estudos e auxílio à operação normal contribuem para a diminuição das grandes perturbações ao longo dos anos. Porém, o crescente aumento da demanda de energia elétrica coloca o sistema cada vez mais no seu limite e, portanto, vulnerável a desligamentos simples, que podem transformar-se em um desligamento em cascata.

Além disso, de todos os *blecautes* ocorridos (sistêmicos e regionais) uma parte considerável teve mais de uma causa associada à perturbação. As “coincidências” ou duplas contingências que se transformam em uma grande perturbação são situações difíceis de serem previstas pela área de estudos e/ou planejamento, tendo em vista a vasta combinação de fatos que as envolve.

3.6 Considerações Finais

Conforme retratado neste capítulo, a estratégia de controle restaurativo não é uma tarefa trivial, envolvendo desde análises e estudos prévios, até a tomada de decisão adequada em tempo real. Neste contexto, crescem em importância as funcionalidades disponíveis nos centros de operação, que sejam dedicadas a tal controle.

Nesta dissertação, é proposta uma integração entre diversas funcionalidades já presentes nos centros, no sentido de promover um controle restaurativo mais eficiente, isto é, agilizar a recomposição do sistema, beneficiando todos aqueles que dependem da energia elétrica (empresa, consumidores, etc.).

Sendo assim, é importante abordar tais funcionalidades, sendo este o tema do próximo capítulo.

4 FUNCIONALIDADES RELACIONADAS AO RESTABELECIMENTO

4.1 Introdução

Este capítulo objetiva descrever as funcionalidades presentes nos centros de operação nacionais, no que diz respeito ao controle restaurativo de sistemas elétricos. Inicia apresentando os resultados da pesquisa bibliográfica realizada e, posteriormente, de forma mais específica, aborda as funcionalidades que atualmente estão integradas ao SSCD da CEMIG, como forma de subsidiar a proposta apresentada nesta dissertação.

Os aplicativos da CEMIG apresentados possuem focos diferentes, porém compartilham o objetivo comum de contribuir para o restabelecimento após contingências. Entretanto, como não foram desenvolvidos em conjunto, a integração entre eles se mostra de extrema importância. Além disso, ressalta-se que, como estes já se encontram desenvolvidos, os ganhos advindos mostram-se factíveis em curto período de tempo, desde que a estratégia de integração seja realizada adequadamente.

Estes fatos enfatizam a relevância desta dissertação, que investiga e apresenta uma proposta de integração de funcionalidades, trazendo ganhos para a agilidade, com confiabilidade, no processo de recomposição do sistema após *blecaute*. Tal proposta está descrita no capítulo seguinte.

4.2 Estado da Arte das Funcionalidades

A ocorrência de desligamentos no SEP e os métodos para mitigar suas conseqüências têm sido estudados tanto pelos agentes do setor elétrico como por instituições da área acadêmica.

O estudo do Estado da Arte das funcionalidades mostra que o tema *blecaute* tem sido abordado por meio de três frentes. A primeira frente trabalha de forma a minimizar a probabilidade de o *blecaute* acontecer; estudos buscam indicar para a operação em tempo

real o melhor ponto operativo do SEP no sentido de evitar que a perda de um equipamento não leve à sobrecarga de outro e seu conseqüente desarme, o que poderia iniciar um efeito cascata, através de desligamentos sucessivos. A segunda identifica as fragilidades do sistema – casos em que não é possível evitar o desligamento em cascata – e propõe esquemas de corte preventivo de cargas ou ilhamentos, de forma a conter ou restringir o *blecaute*. A terceira frente desenvolve procedimentos, estratégias e aplicativos que visam restabelecer o sistema de uma forma rápida e segura, após a ocorrência de um *blecaute*.

Mesmo buscando um melhor ponto de operação ou implantando esquemas que restrinjam o alastramento dos desligamentos em cascata pelo sistema, podem existir situações ou condições operativas que levam ao *blecaute*; em outras palavras é praticamente impossível que estes sejam totalmente evitados. Há situações em que as duas primeiras frentes não podem atuar ou as soluções encontradas não se mostram viáveis; como exemplo, encontram-se os desligamentos múltiplos em condições de carga pesada ou intervenções programadas associadas a contingências. As combinações dos equipamentos que podem estar fora de operação e as condições de carga em que uma contingência pode ocorrer são tais que se torna inviável tentar “cercar” todas as possibilidades.

Diante do exposto acima, esforços devem ser envidados para se desenvolver e associar ferramentas de tempo real, alinhadas à terceira frente. Neste contexto, a pesquisa bibliográfica elaborada na dissertação se ateve em buscar, na literatura técnica, as estratégias e aplicativos utilizados pelas diversas entidades interessadas em restabelecer o sistema com agilidade e segurança, após um *blecaute*. Portanto, os temas relacionados às estratégias de como elaborar estudos de restabelecimento ou de esquemas especiais para evitar a ocorrência de *blecaute* não são aqui tratados.

A revisão bibliográfica realizada indicou a presença de aplicativos já implantados nos centros de operação e em fase de investigação ou pesquisa. De uma forma geral, os aplicativos estudados, implantados ou não, têm a possibilidade de ter sua estratégia implementada em qualquer centro, pois, guardadas as particularidades do sistema elétrico envolvido e do sistema de supervisão e controle implantado, a filosofia de restabelecimento do ponto de vista dos agentes é a mesma. No sistema brasileiro, exceção é dada para o ONS, que tem autoridade para tomar decisões em situações não previstas nas instruções de operação.

No campo das pesquisas, [Higashi, 2003] apresenta um aplicativo desenvolvido por meio de um sistema Multi-Agente (recurso da área de Inteligência Artificial) para a recomposição do sistema na Fase Coordenada. O sistema é composto por cinco tipos de processos que trabalham informações diferentes e interagem entre si, com a finalidade de agilizar a

comunicação entre o ONS e os diversos agentes de uma mesma ilha. O objetivo do aplicativo é auxiliar o centro do ONS nos ajustes dos valores de tensão, frequência e diferença angular de duas ilhas, para possibilitar o fechamento do paralelo entre estas e as tomadas adicionais de carga em função da geração disponível.

[Mota, 2005b] também trabalhou o tema recomposição de sistemas após *blecaute*, porém com foco diferente da referência citada anteriormente. O artigo propõe uma inferência visual no processo das decisões a serem tomadas em tempo real para o restabelecimento. Os procedimentos operativos constantes nas instruções de operação são apresentados ao operador de forma gráfica, por meio de grafos dirigidos do tipo CPM/PERT – *Critical Path Method / Program Evaluation and Review Technique*. A idéia é uma continuação do proposto em [Mota, 2005a] quando, na avaliação da qualidade dos planos de recomposição, são determinadas listas de atividades para criação dos grafos, evoluindo de forma didática para a questão visual.

Também no estágio de pesquisa pode ser citado o produto do AIA – *Aplicaciones en Informática Avanzada* – que apresenta um aplicativo que otimiza o restabelecimento após grandes perturbações a partir da integração dos sistemas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) da transmissora e distribuidora, de forma a criar Planos de Recomposição Hierarquizados.

Com respeito aos aplicativos já implantados em centros de operação de agentes ou do ONS, vários podem ser citados, conforme mostrado a seguir.

O aplicativo descrito em [Filho, 2006] utiliza técnica de inteligência artificial para auxiliar na predição, análise e diagnóstico de ocorrências de recomposição do sistema da Eletronorte¹⁴. Foi criado a partir da integração de ferramentas de operação e manutenção já existentes para montagem da base de conhecimento e desenvolvimento das demais etapas, que são baseadas na metodologia dos cinco estágios evolutivos (identificação, conceituação, formulação, implementação e testes). Basicamente, a ferramenta analisa ocorrências anteriores buscando encontrar a origem ou contingência que tenha gerado a que está sob análise. Essas informações são armazenadas e monitoradas de forma a propiciar um alerta para o operador, quando a contingência puder ocorrer novamente.

O artigo [Magrini, 2007] apresenta uma ferramenta denominada SEAR – Sistema Especialista de Apoio ao Restabelecimento – aplicada à CTEEP¹⁵. O aplicativo possui interface visual baseada em diagramas unifilares contendo os corredores de restabelecimento

¹⁴ Eletronorte – Centrais Elétricas do Norte do Brasil

¹⁵ CTEEP – Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista

e uma máquina de inferência que identifica o *blecaute* e propõe manobras baseadas nos procedimentos do ONS.

Em [Araújo, 2007], é apresentada a ferramenta denominada Smart Action aplicada ao sistema da CHESF¹⁶. Esta mostra ao operador as manobras para religar os equipamentos desligados.

A empresa Furnas¹⁷ também possui uma ferramenta de auxílio à recomposição para seu sistema de 500kV. O aplicativo utiliza regras baseadas nas instruções de operação e possui interface amigável com o usuário – tela específica com visualização gráfica das estações e linhas do sistema a ser recomposto [Martino, 1999].

Outro aplicativo que utiliza sistema especialista é o REC_ESP, desenvolvido pela Enersul¹⁸. A ferramenta, com grande ênfase no treinamento, possibilita sua aplicação também em tempo real conforme [Leite, 2007]. O sistema desenvolvido executa um cálculo de fluxo de potência após a contingência e indica a melhor seqüência de recomposição por meio da maximização de uma função objetivo que considera as instruções de operação, a proximidade de estação com carga prioritária, o menor número de manobras e o menor carregamento dos circuitos.

O ONS possui um aplicativo de auxílio à restauração do sistema denominado RECOMP. Esta ferramenta, que é utilizada em casos de *blecaute* e perturbações simples, aquisita dados do sistema em tempo real e informa passo a passo a forma como recompor o sistema. Conforme [Pestana, 2007], o aplicativo é integrado ao sistema de supervisão e controle de onde são extraídas as informações de tempo real como: equipamentos desligados, valores de carregamentos e tensão. O usuário deve entrar com outras informações: equipamentos indisponíveis, fase da recomposição e tipo de perturbação. Com essas informações, a ferramenta auxilia a recomposição, indicando as ações a serem tomadas, bem como verifica se as condições de pré-energização estão satisfeitas, informando ao operador caso não esteja. Informa também a carga recomposta e o montante máximo permitido, quando na fase fluente.

A pesquisa realizada conduz a algumas conclusões: percebe-se que grande parte dos artigos verificados busca atender ao pior caso, que se reflete na situação de alto grau de complexidade, que é o *blecaute*. Também fica clara a preferência em se utilizar as técnicas de Inteligência Artificial como os Sistemas Especialistas para tal função.

¹⁶ CHESF – Companhia Hidro Elétrica do São Francisco

¹⁷ Furnas – Furnas Centrais Elétricas

¹⁸ Enersul – Enersul Energia do Brasil

Outro aspecto importante que se deve considerar é o papel dos agentes e do ONS no processo de recomposição. Os centros de operação dos primeiros têm certa autonomia para restabelecer uma parte do sistema na Fase Fluente e em algumas situações na Fase Coordenada, porém sempre seguindo os procedimentos normatizados pelo ONS, em instruções de operação específicas. Os Centros de Operação do ONS têm a responsabilidade de recompor o sistema; portanto, em casos não previstos em IOs, estes têm autonomia para decidir sobre qual caminho seguir.

Do exposto acima, conclui-se que o ONS é o único que pode se valer de uma ferramenta com alto grau de liberdade para indicar uma ação ou seqüência de ações de restabelecimento, que não tenha sido estudada e, conseqüentemente, não consta nas instruções de operação. Os agentes devem se ater em desenvolver aplicativos baseados em regras, e estas regras aderentes aos procedimentos vigentes. Neste contexto, propõe-se a estratégia do capítulo 5.

4.3 Funcionalidades do COS-CEMIG

Dentre as diversas ferramentas existentes no centro de operação da CEMIG, estão aqui tratadas aquelas relativas à estratégia proposta neste trabalho, ou seja:

- **SARESTA** – Sistema de Apoio ao Restabelecimento: identifica as condições do sistema e orienta o operador nas ações de restabelecimento, com base em um conjunto de regras pré-estabelecidas.
 - **SAPRE** – Sistema Automático de Preparação de Estações: prepara os disjuntores de uma subestação (abertos ou fechados) por comando do operador, depois de identificada a condição de **Perturbação Total**.
 - **Monitoramento de Blecaute**: identifica uma Perturbação Total na subestação, a partir de informação sobre a falta de tensão nos barramentos ou da abertura dos disjuntores das linhas conectadas à mesma.
 - **Tags e Modificadores**: identificação e inter-travamento de comandos em disjuntores quando de intervenções em equipamentos.
 - **Tabular de Proteção**: relaciona para o operador as proteções que estão atuadas nas estações.
-

4.3.1 SARESTA – Sistema de Apoio ao Restabelecimento

O aplicativo SARESTA foi desenvolvido em projeto cooperativo entre a CEMIG e a UFMG, para auxiliar o operador na execução da restauração do sistema após grandes perturbações. Esta ferramenta diminui a possibilidade de erros e o tempo de restabelecimento do SIN.

O SARESTA é baseado em regras que são cadastradas conforme as instruções de operação do ONS vigentes, sendo, portanto, totalmente aderente aos Procedimentos de Rede.

Vários foram os trabalhos desenvolvidos relativos a esta ferramenta, nos quais seu detalhamento pode ser obtido: [Vale, 1999a], [Vale, 1999b], [Vale, 2000] e [SSCD, 2007]. Neste item, são registradas as informações relevantes à compreensão da estratégia proposta nesta dissertação.

4.3.1.1 Funcionamento do Aplicativo

O principal objetivo do SARESTA é auxiliar o operador do centro de operação na restauração do sistema elétrico, levando-o à condição em que se encontrava antes da ocorrência de desligamentos.

Conforme indicado em [Vale, 2000] e [Lopes, 2007], o funcionamento do SARESTA se inicia após a preparação de todas as estações envolvidas na perturbação. Esta preparação é definida como sendo a colocação dos disjuntores em posições pré-definidas nos estudos de restabelecimento do sistema, com o objetivo de adequar e agilizar os procedimentos de restauração – o automatismo existente para essa etapa do processo do Controle Restaurativo é tratado com mais detalhe no subitem relativo ao SAPRE.

Quando o SARESTA é acionado, o programa solicita informações à base de dados de tempo real e ao operador, para a identificação correta das condições do sistema elétrico e, assim, orientar o operador nas ações a serem executadas, de acordo com o conjunto de regras pré-estabelecidas.

As ações de controle são apresentadas ao operador, para execução dos procedimentos que irão restaurar o sistema desligado. Estas ações são apresentadas uma de cada vez, de forma seqüencial, e o operador providenciará sua efetivação, através das ferramentas do sistema de supervisão e controle.

O SARESTA poderá solicitar informações ao operador sempre que não for possível obtê-las através do Sistema de Supervisão e Controle Distribuído (SSCD). Quando alguma ação essencial ao restabelecimento não puder ser executada, e não houver alternativas possíveis e/ou cadastradas, o aplicativo irá interromper o apoio ao operador, avisando-o desta decisão.

A figura 4.1 mostra a tela apresentada ao operador para a interação com o processo de restabelecimento. No exemplo, é ilustrada uma etapa do processo da Ilha Três Marias.

Na tela exemplo desta figura, o aplicativo está solicitando que o operador interligue três unidades geradoras na usina Três Marias. O botão EXPLICAR foi acionado, sendo mostrada a justificativa para esta ação: “Restabelecer cargas prioritárias da região Norte”, no campo EXPLICAÇÃO.

O aplicativo fica aguardando a efetivação da ação, cuja confirmação é feita por meio do botão CONTINUAR. Ao ser acionado este botão, o aplicativo verificará a efetividade da última ação e, também, se as ações anteriores permanecem efetivas. Posteriormente, indicará a próxima ação a ser executada.

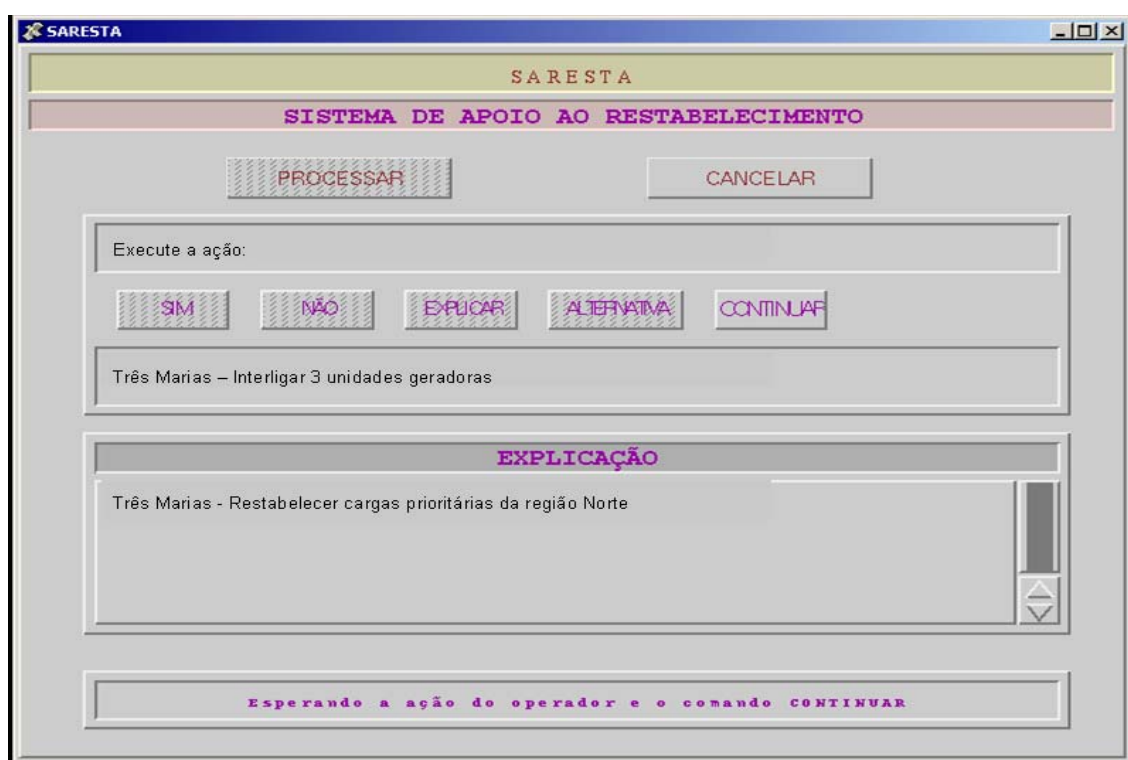


Figura 4.1 – Tela do SARESTA.

Quando o botão ALTERNATIVA estiver habilitado, significa que há uma outra opção cadastrada para a situação – para o caso exemplo, não há. Os botões SIM e NÃO são utilizados quando uma premissa não puder ser verificada automaticamente pelo sistema de

supervisão; assim, o SARESTA irá solicitar que o operador verifique e informe a condição, para dar continuidade ao processamento. Esta situação irá ocorrer quando uma condição não puder ser verificada pelo SSCD: caso o ponto não esteja confiável (falha de comunicação, medida inibida e outros) ou não existir. De uma forma resumida, os botões “SIM” e “NÃO” ficam habilitados quando não houver ou não estiver disponível um ponto do SSCD, [SSCD, 2007].

4.3.1.2 A Estrutura do Aplicativo

O SARESTA foi concebido através da linguagem C. Uma máquina de inferência (parte da estrutura de um Sistema Especialista) foi programada com o objetivo de percorrer os caminhos que foram estabelecidos em forma de regras.

A Base de Conhecimento do SARESTA é formada basicamente por Regras de dois tipos. A primeira, denominada **Regra Principal**, retrata as instruções de operação (baseadas em estudos elétricos) constituída de premissas a serem verificadas para que ações possam ser executadas. A segunda é constituída por **Regras de Referência** que são condições a serem verificadas para execução das Regras Principais. Estas regras não direcionam ações, e sim, retornam verificações para as Regras Principais.

A estrutura atual que compõe o SARESTA é um aperfeiçoamento do que foi proposto no SAR (Sistema de Apoio ao Restabelecimento) por [Mundim, 1996]. As Regras Principais e de Referência, bem como a concatenação entre essas regras, são ilustradas pela figura 4.2.

As **Regras Principais** são procedimentos seqüenciais que estão nas instruções de operação e que devem ser seguidos para o restabelecimento de uma ilha ou área. Estas regras são compostas de premissas e ações e são concatenadas de forma a serem fiéis à lógica do restabelecimento.

No funcionamento do SARESTA nota-se que as **Regras Principais**, identificadas na figura 4.2 por letras “p”, “q” e outras, são dotadas da seguinte estrutura:

- SE (premissas associadas como **E** ou **OU**);
- ENTÃO (ações associadas como **E** ou **OU**) – próxima regra;
- SENÃO (mensagem) – próxima regra.

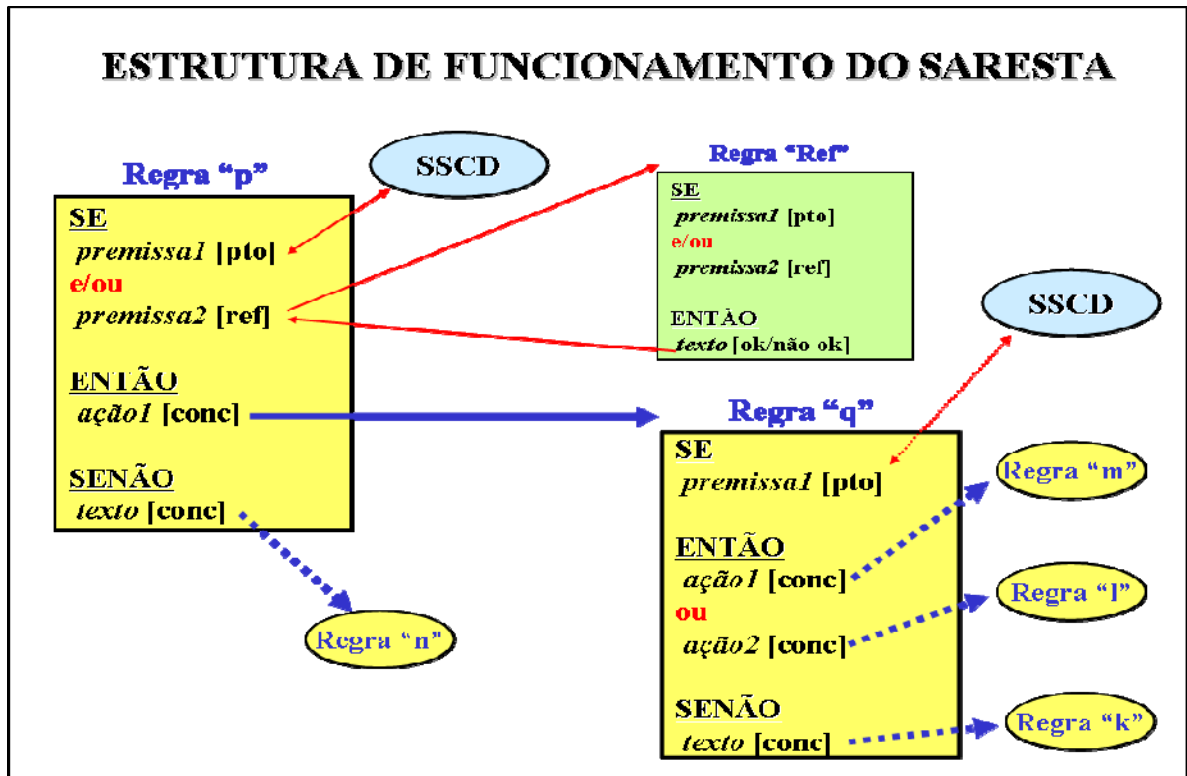


Figura 4.2 – Ilustração da Estrutura de Funcionamento do SARESTA.

As premissas são condições a serem verificadas antes de orientar o operador do centro de operação a executar uma ação. Estas condições podem considerar dados digitais (estados de disjuntores ou chaves), dados analógicos (tensões de pré-energização) ou condições operativas (número de unidades geradoras em determinada usina, interligação entre áreas e outras). Grande parte destas verificações são feitas através de consultas automáticas ao SSCD por pontos de medição ou, quando isso não for possível, através de perguntas diretas ao operador. Quando uma verificação envolver vários pontos como, por exemplo, identificar se em uma determinada estação, a barra 1 está conectada à barra 2 em uma configuração de **disjuntor e meio** (onde será necessário buscar o estado de vários disjuntores e chaves), a solução viável é a criação de uma Regra de Referência específica para esta função.

As ações são orientações que o aplicativo passará para o operador, para que este execute o restabelecimento conforme os procedimentos vigentes. Após a efetivação da ação, o operador aciona o botão CONTINUAR e o SARESTA verifica a ação concluída e passa para o próximo passo – próxima regra concatenada com este campo.

Quando a(s) premissa(s) não estiverem atendidas, o operador receberá a mensagem cadastrada no campo SENÃO e será orientado pela regra concatenada com este campo.

O aplicativo permite, também, que sejam cadastradas as alternativas para o restabelecimento do sistema elétrico, constantes nas instruções de operação. Para considerar essas alternativas, as ações do campo ENTÃO devem ser inseridas utilizando o *associador* **OU**. O campo ALTERNATIVA da figura 4.1 se torna ativo quando a regra for assim cadastrada.

Quando as ações forem cadastradas utilizando o *associador* **E**, elas serão apresentadas ao operador, uma por vez, na ordem em que foram cadastradas.

Uma mesma premissa ou ação pode ser utilizada em mais de uma regra.

As **Regras de Referência** são utilizadas para facilitar a verificação de premissas associadas a vários pontos de supervisão, agrupando-os em uma mesma regra. Isso agiliza a edição das regras, pois facilita o encadeamento do raciocínio de quem estiver cadastrando um procedimento de recomposição. As Regras de Referência são identificadas na figura 4.2 por “Ref” e possuem a seguinte estrutura:

- SE (premissas associadas como **E** ou **OU**) – outra Regra de Referência;
- ENTÃO (texto) – ok / não ok.

Este tipo de regra não possui o campo SENÃO e não há concatenação pelo campo ação. No entanto, as premissas podem apontar para uma outra Regra de Referência, caracterizando assim um encadeamento ou concatenação de regras pelas premissas.

As Regras de Referência são apontadas pelas Regras Principais, quando uma condição mais complexa deve ser verificada como, por exemplo, a identificação de um número mínimo de unidades geradoras interligadas em determinada usina – onde mais de um ponto de supervisão deva ser verificado. Essa verificação retorna para a Regra Principal que a acionou, propiciando a execução da ação ou não.

As Regras Principais são concatenadas de forma a seguir a ordem de procedimentos de recomposição estabelecida nas instruções de operação. As premissas são as condições prévias para se restabelecer um circuito ou equipamento ou, em outras palavras, executar ações. Uma ação, uma vez executada, aponta para outra regra que possuirá premissas e ações e, assim, sucessivamente. Quando uma premissa não puder ser atendida, o caminho a ser percorrido passa pelo SENÃO – o operador receberá uma mensagem informando a impossibilidade de seguir o caminho original, e seguirá o caminho concatenado pelo campo SENÃO. A figura 4.3 ilustra estas concatenações em linha pontilhada.

Depois da execução de cada ação e acionamento do botão CONTINUAR, o programa verifica toda a árvore percorrida até então, para garantir que o sistema já restabelecido

permanece intacto, porém, nem todas as premissas e ações são verificadas. Ao cadastrar as regras no SARESTA, deve-se definir se as premissas e ações são essenciais ou não. Sendo definida como essencial, elas serão verificadas sempre que o botão CONTINUAR for acionado; caso a verificação não seja satisfatória (premissas não atendidas ou condições operativas não condizentes com as ações anteriores), o aplicativo interrompe o apoio ao operador, pois considera que houve uma nova ocorrência no sistema elétrico alterando o processo de restabelecimento que foi previsto.



Figura 4.3 – Concatenação Entre as Regras.

Se, no cadastro de uma regra, premissas ou ações forem definidas como não essenciais, a verificação somente ocorrerá no momento da execução. Na avaliação da árvore, ao final de cada ação, essas não serão mais verificadas. Uma típica situação onde isso ocorre é na verificação de tensão de pré-energização de linhas. Uma vez restabelecida a linha, essa condição não precisa mais ser atendida.

4.3.1.3 Manutenção das Regras de Restabelecimento

Conforme discutido em [Lopes, 2005], sempre que houver alteração nas condições de restabelecimento nas instruções de operação ou entrarem em operação novos equipamentos ou estações, o SARESTA deve ser atualizado concomitantemente. Devido ao crescimento da demanda de energia, novas usinas, subestações e linhas de transmissão são construídas a cada ano e, conseqüentemente, a forma de restabelecer o sistema elétrico é alterada e deve ser adequada no SARESTA.

Para a atualização das regras do SARESTA, foi criado um Editor de Regras que acessa diretamente o banco de dados do sistema de supervisão e controle. Através deste editor podem-se criar e alterar regras, premissas ou ações de forma a adequar o aplicativo às novas condições de restabelecimento.

O Editor de Regras concebido na época de implantação do SARESTA (1997) foi desenvolvido em Microsoft Access. Devido às constantes necessidades de alteração nas regras, foi necessária uma evolução no editor, de forma a facilitar essas alterações. Para fazer frente a essa necessidade, tendo em vista a complexidade do restabelecimento e, por conseqüência, as regras e seus inter-relacionamentos, o Editor de Regras passou por modificações que tornaram a interface com o usuário ainda mais amigável, inclusive com visualização gráfica das concatenações das regras. Os detalhes desse editor podem ser vistos em [Amaral, 2007].

4.3.1.4 Comentários Finais Sobre o SARESTA

Uma outra vantagem do aplicativo SARESTA é sua utilização no treinamento dos operadores do centro de operação, no restabelecimento do sistema. A partir de cenários montados *off-line*, pode-se simular uma contingência e seu restabelecimento através do SARESTA, conforme [Vale, 1999a].

A utilização do SARESTA para treinamento pode ser efetuada em qualquer console da sala de controle. Para tanto, o operador deverá efetuar *login* no servidor de treinamento (ou máquina de desenvolvimento, como é conhecida) e montar o cenário por meio da simulação dos valores das grandezas elétricas e estados de disjuntores; para este último, pode ser simulada a ativação do Sistema Automático de Preparação de Estações – SAPRE, conforme [SSCD, 2007].

4.3.2 SAPRE – Sistema Automático de Preparação de Estações

O SAPRE é uma ferramenta que prepara os disjuntores de uma estação (abertos ou fechados), conforme instruções de operação, possibilitando otimizar o restabelecimento do sistema após perturbação total. A preparação de todos os disjuntores de uma estação ocorre por um único comando executado pelo operador do COS-CEMIG.

4.3.2.1 Funcionamento do SAPRE

Conforme definido em [SSCD, 2007], as funções do SAPRE são:

- Identificação da ocorrência de perturbação total na estação pelo processo de Monitoramento de *Blecaute*;
- Automatização da abertura e fechamento dos disjuntores, conforme previsto nos procedimentos vigentes.

As instruções de operação estabelecem os disjuntores que devem ficar abertos ou fechados na preparação para restabelecimento após *blecaute*. Uma vez caracterizada a perturbação total na estação, o operador do centro de operação acionará o SAPRE.

O SAPRE, depois de acionado, confirma automaticamente a condição de perturbação total pelo Monitoramento de *Blecaute* na estação e, posteriormente, verifica se o estado dos disjuntores (aberto / fechado) é diferente do previsto na preparação. Posteriormente, é gerada uma lista de comandos de manobras para preparação automática da estação.

O envio de sinais de telecomando para preparação poderá ser de duas formas distintas:

- Preparação Automática Local: é executada e controlada por **remota** que tenha capacidade de processamento, na estação. Neste caso é enviado um único sinal pelo COS-CEMIG para a remota, que se encarregará de enviar os controles individuais de abertura e fechamento para cada disjuntor que necessite ter seu estado alterado.
- Preparação Automática Remota: neste tipo de preparação, todo o processo é verificado, controlado e executado no centro de operação, que identifica os disjuntores a terem o seu estado alterado e envia comandos individuais para abertura ou fechamento de cada um deles. Este tipo de preparação está associado às estações que possuem remotas antigas, sem capacidade de processamento local.

O processo de atuação nos disjuntores prioriza a “abertura”, antes do “fechamento” de qualquer disjuntor. Esta ordem evita que o fechamento de um disjuntor provoque a energização de algum equipamento de forma indesejada.

Após o envio de sinal pelo COS-CEMIG, o operador é informado, por meio de alarmes específicos relacionados à preparação, se a ação foi concluída com sucesso (todos os

disjuntores estão preparados conforme previsto) ou se houve algum problema que impediu que a preparação fosse totalmente satisfatória.

A figura 4.4 mostra a tela do SAPRE da SE Taquaril. As colunas desta tela relacionam os disjuntores a serem preparados, na ordem do menor para o maior nível de tensão. A coluna denominada **CHAVE 43SC** indica se os respectivos disjuntores estão com seu controle pela operação remota ou local; quando um disjuntor está no modo local, estará também indisponível para o SAPRE. A terceira coluna mostra o estado atual do disjuntor e, a quarta, o estado que se espera que o disjuntor esteja após acionado o SAPRE. A última coluna mostra se um disjuntor está disponível ou não para receber telecontrole enviado pelo SAPRE. A indisponibilidade pode ser declarada ao programa pelo operador ou pelo próprio aplicativo, quando este último identifica problemas quanto à confiabilidade do estado ou capacidade de receber comando.

Nas colunas relativas à CHAVE 43SC e ao ESTADO, o indicador poderá vir seguido de um *Tag* ou modificador que informará para o operador se o estado do disjuntor está com falha de sinalização, simulado, inibido, em serviços especiais ou em manutenção. Na figura 4.4, o “S” no estado atual dos disjuntores 7K4 e 11P4 indica que este equipamento está em manutenção (percebe-se que ambos estão no modo “local” e indisponíveis para o SAPRE). No estado desejado do disjuntor 6P4, a letra “S” indica que o estado desejado do disjuntor está, de forma provisória, alterado pelo operador para “aberto”, provavelmente devido a intervenções na estação.

PREPARAÇÃO AUTOMÁTICA											
SE TAQUARIL											
SEQ.	DISJUNTOR	CHAVE 43SC	ESTADO		COND.	SEQ.	DISJUNTOR	CHAVE 43SC	ESTADO		COND.
			ATUAL	DESEJ.					ATUAL	DESEJ.	
1	11F4	FEM	ABER	ABER	DISP	26	6P4	FEM	FECH	ABER S	DISP
2	21F4	FEM	ABER	ABER	DISP	27	7P4	FEM	FECH	ABER	DISP
3	22F4	FEM	ABER	ABER	DISP	28	8P4	FEM	FECH	ABER	DISP
4	23F4	FEM	FECH	FECH	DISP	29	9P4	FEM	FECH	ABER	DISP
5	3K4	FEM	FECH	FECH	DISP	30	10P4	FEM	FECH	ABER	DISP
6	3K4	FEM	FECH	FECH	DISP	31	11P4	LOC	FECH S	ABER	IND
7	4K4	FEM	FECH	FECH	DISP	32	13P4	FEM	FECH	ABER	DISP
8	5K4	FEM	FECH	ABER	DISP						
9	6K4	FEM	FECH	ABER	DISP						
10	7K4	LOC	FECH S	ABER	IND						
11	8K4	FEM	FECH	ABER	DISP						
12	9K4	FEM	FECH	ABER	DISP						
13	10K4	FEM	FECH	ABER	DISP						
14	11K4	FEM	FECH	ABER	DISP						
15	12K4	FEM	FECH	ABER	DISP						
16	3M4	FEM	FECH	FECH	DISP						
17	4M4	FEM	FECH	FECH	DISP						
18	5M4	LOC	FECH	ABER	IND						
19	6M4	FEM	FECH	FECH	DISP						
20	7M4	FEM	FECH	ABER	DISP						
21	8M4	FEM	FECH	ABER	DISP						
22	11M4	FEM	FECH	ABER	DISP						
23	1P4	FEM	FECH	FECH	DISP						
24	2P4	FEM	FECH	ABER	DISP						
25	3P4	FEM	FECH	ABER	DISP						

ELIMINAR SINALIZAÇÃO
 ATIVAR PREPARAÇÃO

Figura 4.4 – Tela do SAPRE para a SE Taquaril – Preparação Automática Remota [SSCD, 2007].

Na tela principal do SAPRE há dois botões. O ELIMINAR SINALIZAÇÃO é utilizado pelo operador para limpar desta tela as sinalizações que porventura apareçam, informando a ele quando houver falha de telecontrole para algum disjuntor, após a ativação do SAPRE. O botão ATIVAR PREPARAÇÃO abre uma nova janela para o operador, solicitando sua confirmação para preparação automática da estação.

Para as estações onde a remota tenha a capacidade de processamento e, portanto, a preparação automática é local, a tela do SAPRE no centro de operação possui algumas diferenças, conforme ilustrado na figura 4.5.

A tela tomada como exemplo, usina Miranda, possui uma coluna a mais para o ESTADO DESEJADO. Este se divide em duas partes:

- LOCAL: estado desejado cadastrado na remota da estação para cada disjuntor;
- ÚLTIMO ENVIADO: última alteração enviada pelo centro de operação à remota.

Para que o SAPRE funcione corretamente, os dois campos devem estar iguais para cada disjuntor; isto significa que a remota assimilou o último envio de alteração enviado pelo centro de operação. Caso haja algum disjuntor com estados diferentes em cada coluna, uma mensagem aparecerá na tela SAPRE da estação, logo que esta for aberta.

SEQ.	DISJUNTOR	CHAVE 43Sc	ESTADO ATUAL	ESTADO DESEJADO		CONDIÇÃO	SEQ.	DISJUNTOR	CHAVE 43Sc	ESTADO ATUAL	ESTADO DESEJADO		CONDIÇÃO
				LOCAL	ÚLTIMO ENVIADO						LOCAL	ÚLTIMO ENVIADO	
1	6F4	LOC	FECH	FECH	FECH	IND							
2	5K4	REM	FECH	ABER	ABER	DISP							
3	6K4	REM	FECH	FECH	FECH	DISP							
4	7K4	REM	ABER	ABER	ABER	DISP							
5	8K4	REM	FECH	ABER	ABER	DISP							
6	10K4	REM	ABER	ABER	ABER	DISP							
7	11K4	REM	FECH	ABER	ABER	DISP							
8	12K4	REM	FECH	ABER	ABER	DISP							
9	13K4	REM	FECH	ABER	ABER	DISP							

Figura 4.5 – Tela do SAPRE para a UHE Miranda [SSCD, 2007].

A outra diferença da tela Preparação Automática Local para Preparação Automática Remota é o campo ESTADO DA PREPARAÇÃO. Este campo indica se o SAPRE foi disparado e está sendo executado – indicação ATIVADA, ou se o SAPRE não está em execução – indicação DESATIVADA, como é o caso da figura 4.5.

Interação com o Monitoramento de *Blecaute*

O SAPRE possui interação com o Monitoramento de *Blecaute* de forma que, sempre que o primeiro for ativado, haverá consulta da condição da estação. Caso o Monitoramento de *Blecaute* não constate perturbação total na estação, o SAPRE informará ao operador por meio de uma mensagem na tela, solicitando a confirmação ou não da preparação – nessa situação o SAPRE não é bloqueado. Apenas duas condições bloqueiam a ativação do SAPRE: a remota da estação está indisponível ou o SAPRE já está sendo executado por outra console do centro de operação.

4.3.2.2 Alteração de Estado e Condição dos Disjuntores

Em ambos os tipos de preparação o estado dos disjuntores, bem como a disponibilidade e indisponibilidade deste para o SAPRE podem ser alterados, por meio de comando no centro de operação. Na preparação remota, a alteração é mais simples, pois o aplicativo está no próprio centro de operação.

Na preparação local, a mudança requer um comando para envio de sinal do centro para a remota da estação. Este comando solicitará ao operador uma confirmação e, caso a alteração seja bem sucedida, uma mensagem padrão retornará ao centro de operação confirmando a efetividade da mudança.

O SAPRE também muda automaticamente a condição dos disjuntores de “disponível” para “indisponível”, em uma das seguintes situações:

- O comando do disjuntor está com o modificador inibido;
 - O disjuntor está com o modificador simulado;
 - O disjuntor ou o equipamento que ele interliga está em serviço especial e o estado desejado no SAPRE é fechado; como exemplo, o caso de serviço em linha viva em linha de transmissão;
 - O disjuntor está em manutenção;
-

- A chave 43SC (local / remoto) do respectivo disjuntor está na posição “local”.

Após a normalização da situação do disjuntor, a condição retorna automaticamente para disponível.

4.3.3 Monitoramento de *Blecaute*

Conforme descrito em [SSCD, 2007], este aplicativo permite a gerência de um *blecaute*, identificando a ocorrência simultânea da falta de tensão nos vários barramentos de cada subestação, decorrente de desarme de disjuntores, ou falta de tensão nas linhas de transmissão. A monitoração é feita em tempo real, de 4 em 4 segundos, sendo a falta de tensão caracterizada pela detecção de uma tensão residual inferior a 10 kV.

Para atender à definição de *blecaute*, somente as telemedições de tensão coletadas nas barras são consideradas, visto que as tensões de linha podem inserir um erro na determinação do *blecaute*, pois o disjuntor da respectiva linha poderá estar aberto. Portanto, estações que possuem medição de tensão apenas nas LTs não são monitoradas, como é o caso da usina Porto Estrela.

Ocorrendo o *blecaute* em uma estação, um alarme é enviado ao operador do COS-CEMIG, via sistema de supervisão e controle, além de ser apresentada a indicação no painel mímico. Este aplicativo torna-se indisponível quando houver falha de todas as telemedições de um determinado nível de tensão na subestação.

Conforme mencionado no item 4.3.2.1, há interação entre o Monitoramento de *Blecaute* e o SAPRE. O operador é alertado quanto à preparação de uma estação que não está em perturbação total. Este alerta, entretanto, não impede nenhuma ação.

A figura 4.6 mostra a tela que permite ao operador visualizar as estações que são monitoradas, bem como habilitar ou desabilitar determinada estação para supervisão da ocorrência de *blecaute*, por meio dos botões SIM e NÃO.

The screenshot shows a window titled 'Monitoramento Blackout' with a yellow header 'MONITORAÇÃO DE BLACKOUT EM SUBESTAÇÃO'. The main area is a table with columns for 'SUBESTAÇÃO' and 'MONITORAR BLACKOUT'. The table is divided into three sections: monitored substations, unmonitored substations, and a specific unmonitored substation.

SUBESTAÇÃO	MONITORAR BLACKOUT	SUBESTAÇÃO	MONITORAR BLACKOUT	SUBESTAÇÃO	MONITORAR BLACKOUT
SE BARBACENA 2	SIM	SE SAO GONCALO DO PARA	SIM		
SE BARREIRO 1	SIM	SE SAO GOTARDO 2	SIM		
SE GOVERNADOR VALADARES 2	SIM	SE TAQUARIL	SIM		
SE IPATINGA 1	SIM	SE VARZEA DA PALMA 1	SIM		
SE ITABERA 2	SIM	UH EMBORCACAO	SIM		
SE ITUTINGA	SIM	UH IGARAPAVA	SIM		
SE JAGUARA	SIM	UH ITUTINGA	SIM		
SE JOAO MONLEVADE 2	SIM	UH JAGUARA	SIM		
SE JUIZ DE FORA 1	SIM	UH MIRANDA	SIM		
SE LAFAIETE 1	SIM	UH NOVA PONTE	SIM		
SE MESQUITA	SIM	UH SALTO GRANDE	SIM		
SE MONTES CLAROS 2	SIM	UH SAO SIMAO	SIM		
SE NEVES 1	SIM	UH TRES MARIAS	SIM		
SE OURO PRETO 2	SIM	UH VOLTA GRANDE	SIM		
SE PIMENTA	SIM	UT IGARAPE	SIM		
SE POCOS DE CALDAS 1	SIM				
				SUBESTAÇÃO NÃO MONITORADA	
				UH PORTO ESTRELA	NÃO

Figura 4.6 – Tela do Monitoramento de *Blecaute* [SSCD, 2007]

4.3.4 Modificadores e Tags de Indisponibilidades

Na operação do sistema elétrico, por vezes, é necessário simular um estado de disjuntor ou chave (por exemplo, quando a indicação não estiver correta e se tiver a certeza de seu estado no campo) ou inibir uma medida que, no momento, não se encontre confiável. Também é importante para a operação a indicação de equipamento em manutenção, pois, algumas vezes, esta é feita com o equipamento ligado, fato que implica algumas restrições.

Para fazer frente a estas necessidades, o COS-CEMIG possui em seu sistema de supervisão, controladores para informar ao operador as restrições e, em algumas vezes, bloquear comando que possa ser indevido. Estes controladores são denominados *Tags* e Modificadores e são apresentados na tabela 4.1, [SSCD, 2007].

As *Tags* são controladores associados a uma condição temporária devido a serviços no equipamento. São colocadas e retiradas pelo operador do centro de operação. Os modificadores se referem a falhas na medida que está sendo exibida na IHM do SSCD, causadas por problemas neste ou na comunicação com a remota. Alguns são colocados automaticamente no sistema de supervisão e controle, outros pelo operador como o **I** e o **S**. Os comandos que são bloqueados pelas *Tags* e pelos Modificadores também impedem a atuação do SAPRE sobre eles.

Tabela 4.1 – Tags e Modificadores.

Tag (T) / Modificador (M)	Letra	Cor	Significado / Indicação	Bloqueio
T	S	Vermelho	Equipamento desligado para intervenção.	Bloqueia o comando de abertura e fechamento do disjuntor.
T	E	Amarelo	Condição especial; serviço com o equipamento ligado .	Bloqueia o fechamento do disjuntor.
M	I	Branco	Um valor ou estado de equipamento está inibido .	Bloqueia o comando de abertura e fechamento do disjuntor.
M	S	Verde	Um valor ou estado de equipamento está simulado .	Bloqueia o comando de abertura e fechamento do disjuntor.
M	C	Branco	Há falha de comunicação na telemedição.	Bloqueia o comando de abertura e fechamento do disjuntor.
M	N	Branco	Não há telemedição para a medida.	Não efetua bloqueio.
M	L	Vermelho	Indica que a medida analógica está fora dos limites máximo ou mínimo do equipamento.	Não efetua bloqueio.
M	G	Branco	Indica que a medida analógica está com erro grosseiro em relação ao estimador de estado.	Não efetua bloqueio.
M	R	Vermelho	Reasonability – Indica que houve uma saturação no sistema de medição de medida analógica e congela o último valor.	Não efetua bloqueio.

4.3.5 Tabular de Proteção

O principal objetivo do aplicativo denominado Tabular de Proteção é a apresentação, ao operador, das proteções que estão atuadas no instante da solicitação.

Após ocorridas contingências no SEP, o operador poderá se informar a respeito das proteções que estão atuadas. Isto lhe dará subsídios que irão nortear suas decisões. Uma vez executada uma consulta, a tela não será atualizada automaticamente caso um relé de proteção da estação mude de estado. Para isso, é necessário utilizar o botão ATUALIZAR TELA.

Conforme ilustrado na figura 4.7, a tela do Tabular de Proteções tem uma interface com o usuário, que permite a filtragem das estações para as quais deseje se informar sobre a condição das proteções. A interface permite também que, por meio do botão ALTERAR

ESTADO, o operador modifique o estado do relé ou insira modificadores de simulação ou inibição do estado da proteção.

As informações relativas às proteções são atualizadas em um banco de dados do centro de operação à medida que sofrem alteração no seu estado. Portanto, estas informações estarão sempre disponíveis para o operador e para os aplicativos que delas necessitem.



Figura 4.7 – Tela do Tabular de Proteção [SSCD, 2007].

4.4 Considerações Finais

Conforme visto neste capítulo, há várias funcionalidades que “enxergam” o SIN sob diversas óticas e com objetivos diferentes. Entretanto, nem sempre trabalham de forma integrada.

Percebe-se, pela natureza das informações processadas, a possibilidade de agrupamento das funcionalidades, objetivando potencializar a restauração do sistema após *blecaute*. Vale comentar que outros aplicativos, tais como o STA¹⁹ e o SOE²⁰ também são úteis no Controle Restaurativo. Porém, neste capítulo, o enfoque é dado aos aplicativos que são utilizados na especificação funcional da estratégia proposta para a CEMIG, descrita no capítulo 6.

¹⁹ STA – Sistema de Tratamento de Alarme [Faria, 2002].

²⁰ SOE – Sequência de Eventos [SSCD, 2007]

Outros centros de operação, que não da CEMIG, também contam com aplicativos similares aos aqui apresentados, para o desempenho de funções inerentes à operação do sistema.

Alinhada com a necessidade de evolução da restauração do sistema após *blecaute* e motivada pelo desafio de promover o desenvolvimento de um tema complexo, como o Controle Restaurativo, a um custo razoável para os agentes e instituições do setor elétrico, esta dissertação propõe estratégias de restabelecimento, as quais são explicitadas no capítulo seguinte.

5 RESTABELECIMENTO – ESTRATÉGIA PROPOSTA

5.1 Introdução

Na atualidade, se verifica um maior empenho no desenvolvimento de ferramentas que evitem a ocorrência de um desligamento em cascata, o que é totalmente justificável do ponto de vista técnico, social e financeiro. Porém, apesar dos investimentos para minimizar a probabilidade de ocorrer determinada contingência, ainda há a possibilidade de ela ocorrer. Para mitigar os impactos e as conseqüências desse acidente, é fundamental que existam estratégias bem definidas de ações a serem executadas, bem como todo um ferramental apropriado. Por questões de viabilidade, o desenvolvimento dessas ferramentas e estratégias não concorrerá em tempo e custo com o desenvolvimento de aplicativos para evitar o acidente.

Este capítulo apresenta as estratégias de restabelecimento propostas na dissertação. A descrição destas é feita considerando seu aspecto geral, para que possam ser adotadas por diferentes centros, responsáveis por ações de restauração do SEP; bastando apenas, adaptá-las às particularidades do sistema elétrico sob sua responsabilidade.

A metodologia tratada neste trabalho é aplicada na etapa *pós-blecaute*, buscando promover agilidade na restauração da área ou ilha. A figura 5.1 resume a filosofia de restabelecimento proposta, onde se destacam os seguintes pontos:

- A etapa de preparação seqüencial e automática das estações (disjuntores abertos ou fechados);
 - O tratamento dos impedimentos que podem dificultar ou até inviabilizar um corredor de restabelecimento;
 - O gerenciamento da identificação de *blecaute* e dos impedimentos para preparar e restabelecer o sistema considerando, de antemão, as alternativas quando sua utilização for necessária.
-

Os processos de Preparação Seqüencial e Automática e Tratamento de Impedimentos são coordenados pelo Gerenciador que auxilia o operador no processo de restauração do sistema elétrico.

A agilização do restabelecimento se dará por meio das indicações do Gerenciador para preparação dos disjuntores e restabelecimento, indicações estas baseadas em informações obtidas dos aplicativos do sistema de supervisão e controle.

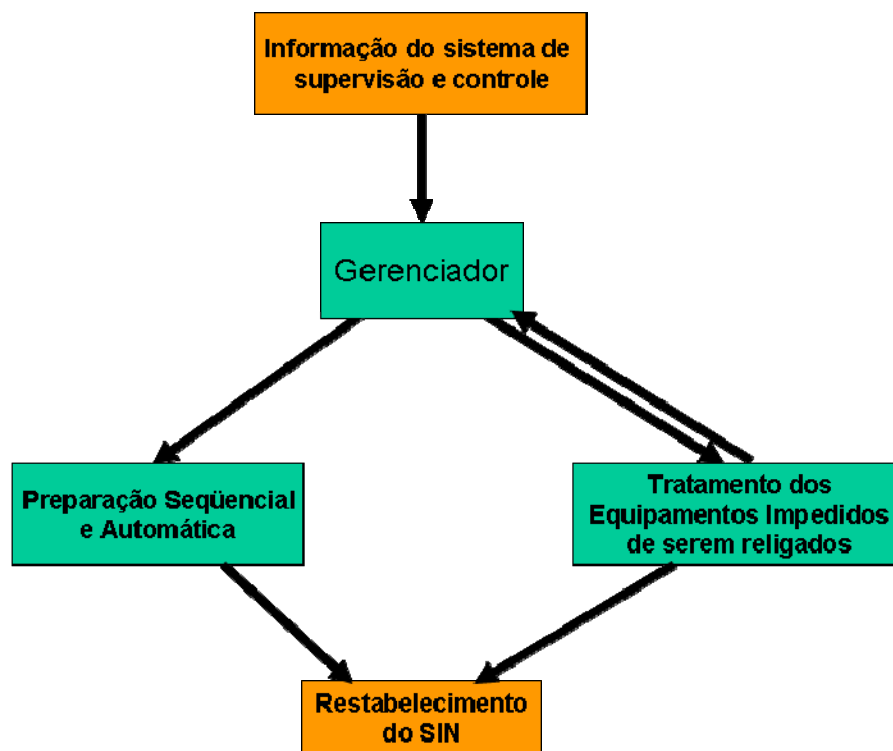


Figura 5.1 – Estratégia Proposta.

As ferramentas e informações trabalhadas neste capítulo, assim como as propostas, estão baseadas na operação das estações por telecontrole, o que permite uma visão mais clara e abrangente do sistema elétrico e das ações em várias subestações e usinas de forma seqüencial e segura. A filosofia da proposta apresentada neste trabalho é geral e pode ser adotada em outros sistemas que têm o telecontrole, como forma prioritária de execução das ações.

5.2 Tratamento de Impedimentos

Durante um desligamento generalizado, como acontece em um *blecaute*, a identificação da sua causa é de grande valia para o entendimento completo da contingência. Para tanto, o operador do centro de operação busca as informações nos aplicativos disponíveis como, por exemplo, o STA²¹ [Faria, 2002] que organiza e condensa tais informações de forma a proporcionar um rápido entendimento sobre como ficou o sistema elétrico pós-contingência.

Para iniciar o processo de recomposição, o operador, além de entender a ocorrência, necessita identificar quais as partes do sistema estão impedidas de serem religadas. Os impedimentos podem ter sido gerados por essas partes estarem previamente desligadas para intervenção, por serem a causa ou parte da contingência ou, ainda, por terem sido afetadas pelo desligamento de tal forma que seu religamento imediato esteja impedido.

Para o primeiro caso, o estudo prévio para viabilizar a intervenção considera a forma como operar o sistema em condições normais e em contingências. Para as indisponibilidades que ocorrerem durante a contingência, a situação é mais crítica, pois o operador, além de identificá-las, deve buscar a melhor alternativa para recompor o sistema sem os equipamentos impedidos.

Esta decisão é importante e, associada a ela, está a necessidade de serem avaliados e gerenciados os riscos inerentes, tais como: (a) o alto grau de tensão a que o operador fica submetido neste momento e (b) a possibilidade de um restabelecimento mal sucedido, que poderá comprometer não só o processo de recomposição, mas também causar danos em equipamentos e acidentes com pessoas.

5.2.1 Identificação de Impedimentos

Neste trabalho, propõe-se um automatismo que auxilie o operador quando do impedimento de equipamentos imprescindíveis para a restauração do SEP de forma prioritária, situação em que é necessário, então, utilizarem-se alternativas para a preparação e/ou restabelecimento do sistema elétrico.

²¹ STA – Sistema de Tratamento de Alarmes – Projeto desenvolvido em parceria entre CEMIG e UFMG/LRC.

Dentro desta perspectiva, a estratégia propõe a utilização das informações sobre as proteções impeditivas atuadas durante a contingência e das indicações de indisponibilidades prévias. Essas informações serão disponibilizadas para um aplicativo (designado neste trabalho como Gerenciador) que irá indicar a melhor forma de se preparar as estações e utilizar as alternativas de restabelecimento, considerando os impedimentos. O modo de preparação e as alternativas possíveis são previamente estudados e cadastrados no aplicativo, em forma de regras.

Pelo exposto acima, há dois tipos de informações que são necessárias para o tratamento adequado dos impedimentos. Com relação às proteções atuadas, pode-se considerar que as estações da Rede de Operação são permanentemente monitoradas por meio do envio de diversos tipos de informações²² e dados, inclusive de proteção, para o(s) centro(s) de operação com o(s) qual(ais) a estação se relaciona.

Nos casos de indisponibilidade prévia de equipamentos para intervenção, os centros de operação contam com aplicativos que indicam que o equipamento está impedido de operar e bloqueiam as chaves e disjuntores associados a ele, de forma a evitar manobras que o energize indevidamente. Normalmente, a indicação é colocada pelo operador no sistema de supervisão e controle, quando do início da indisponibilidade.

5.2.2 Estratégia de Tratamento dos Impedimentos

Cada ilha ou área elétrica possui uma forma de restabelecimento considerada prioritária e outras formas alternativas. Estas últimas são utilizadas quando algum equipamento essencial da forma prioritária não puder ser ligado. Portanto, há modos diferentes de recompor um sistema em *blecaute*, sendo a definição do mais adequado, dependente dos equipamentos disponíveis para a operação. A estratégia apresentada neste item propõe um automatismo, que auxilia o operador na análise e decisão do modo adequado de recomposição do SIN, diminuindo assim, a sobrecarga de tensão inerente ao processo de restabelecimento do sistema.

As informações relativas a impedimentos, identificadas conforme item anterior, serão tratadas de forma a agregarem valor às decisões da melhor alternativa para restaurar o sistema. A proposta de tratamento será como descrito a seguir:

²² Estas informações seguem requisitos mínimos de qualidade definidos no módulo 2 dos Procedimentos de Rede [ONS, 2001].

- O primeiro passo é a filtragem e o armazenamento das informações de impedimentos que tenham influência direta na preparação e no restabelecimento da ilha ou área elétrica que deverá ser recomposta.
- Os impedimentos devem, então, ser associados às alternativas de restauração do sistema, por meio de um banco de dados relacional.
- O banco de dados será disponibilizado para o Gerenciador que, por meio de regras, indicará a preparação adequada e a melhor alternativa de restabelecimento a ser utilizada.

Alguns impedimentos alteram a preparação, outros o restabelecimento e outros a preparação e o restabelecimento. O tratamento destes casos e das situações onde há mais de um equipamento indisponível, gerando necessidades de preparação e restabelecimento conflitantes, está no item 5.4.2.

Caso não haja alternativa estudada ou cadastrada para determinado impedimento relevante, o processo será abortado e o operador avisado para análise da contingência em tempo real.

Como forma de auxiliar no entendimento da estratégia proposta neste item, estão exemplificadas a seguir, duas situações em que é necessária a utilização de alternativas, em função da indisponibilidade de equipamentos. Na primeira, considera-se a indisponibilidade de um disjuntor e, na segunda, de uma linha de transmissão.

a) Exemplo de utilização da alternativa na preparação por impedimento do disjuntor:

Uma linha de transmissão entre as subestações “A” e “B”, no processo de preparação da ilha, mantém interligadas as duas estações. A preparação prioritária dessas estações é com os disjuntores 2 e 4 fechados e disjuntores 1 e 3 abertos, conforme ilustrado na figura 5.2.

Estando o disjuntor 2 ou o disjuntor 4 ou ambos sob intervenção, a preparação da(s) subestação(ões) “A” e/ou “B” deve ser alterada para que se mantenha a mesma recomposição. A alternativa para a preparação deve considerar o(s) disjuntor(es) de transferência 1 e/ou 3.

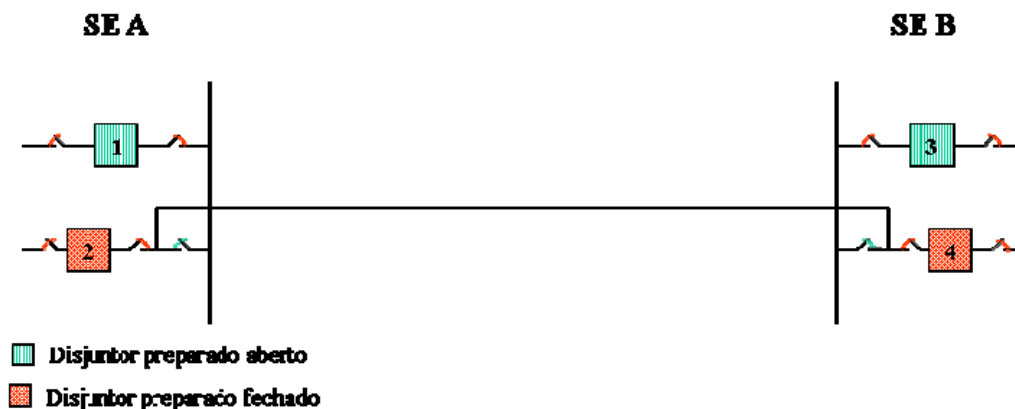


Figura 5.2 – Preparação Prioritária pelos Disjuntores 2 e 4.

A figura 5.3 ilustra como deve ser a preparação das duas subestações no caso de impedimento por intervenção no disjuntor 2 da subestação “A”. Nessa subestação, o disjuntor 1 substitui o 2 e na subestação “B” não há alteração na preparação. Sendo a indisponibilidade proveniente de intervenção, as chaves seccionadoras já estarão nas suas devidas posições.

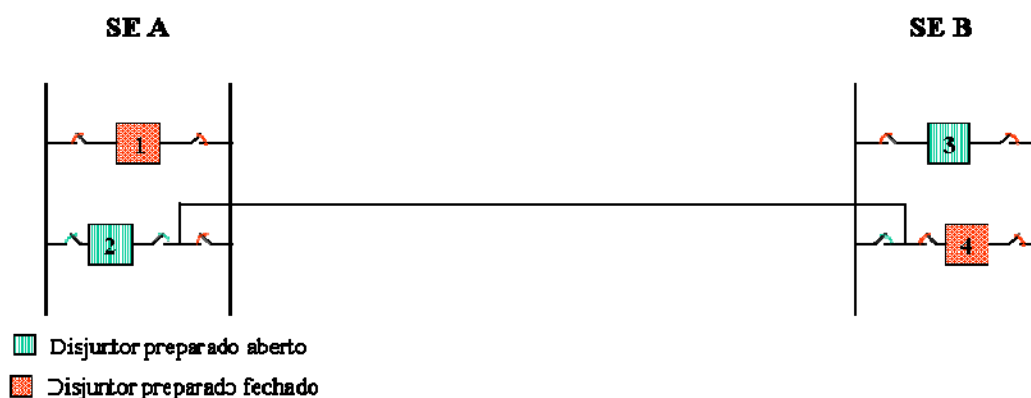


Figura 5.3 – Preparação Alternativa pelo Disjuntor 1.

Neste exemplo, apenas a preparação será alterada; o restabelecimento continuará na forma prioritária.

b) Exemplo de utilização da alternativa na preparação por impedimento no equipamento:

Um outro exemplo a considerar é o restabelecimento de uma ilha, onde, na preparação, a subestação “A” deve estar interligada à subestação “B”, por uma de duas linhas de transmissão. Na figura 5.4 estão indicadas duas linhas entre as duas estações.

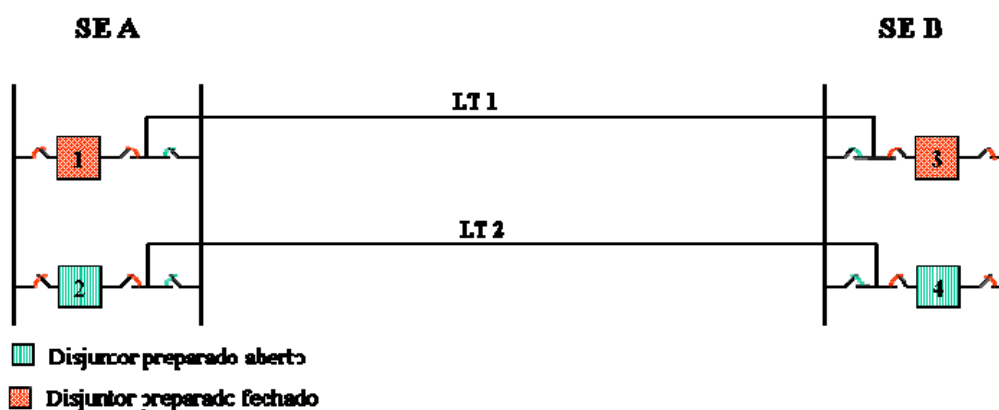


Figura 5.4 – Preparação Prioritária pela Linha de Transmissão 1.

A preparação prioritária das subestações considera a interligação pela Linha de Transmissão 1 (LT 1). Caso, durante a contingência, ocorra a atuação de proteção impeditiva que indisponibilize a LT 1 ou um de seus disjuntores, ou ainda, estes estejam previamente indisponíveis, a preparação de ambas as subestações deve ser automaticamente alterada para os disjuntores 1 e 3 abertos e disjuntores 2 e 4 fechados. Mantém-se desta forma, a premissa das subestações “A” e “B” interligadas na preparação da ilha, sem que o operador tenha que analisar o impacto da atuação da proteção impeditiva da LT 1 para a preparação. A preparação alternativa está ilustrada na figura 5.5.



Figura 5.5 – Preparação Alternativa pela Linha de Transmissão 2.

Neste exemplo, a preparação de ambas as subestações foi alterada, porém o restabelecimento continuará na forma prioritária. Se a interligação entre essas subestações ocorresse em uma etapa posterior à preparação, esta não seria alterada, mas o restabelecimento sim.

É importante ressaltar que a grande vantagem em se utilizar tal estratégia está na sua associação ao telecontrole das estações por um centro de operação e este, por sua vez, com aplicativos específicos de preparação automática, conforme o SAPRE do COS-CEMIG.

5.3 Preparação Automática e Seqüencial das Estações

A estratégia para Preparação Automática e Seqüencial dos disjuntores das estações, proposta neste trabalho se traduz por meio de regras.

A seqüência e o automatismo na preparação das estações devem obedecer a critérios que garantam a segurança dessa ação. Tais critérios relacionados a seguir são gerais e podem ser utilizados em qualquer ilha elétrica, bastando que sejam adequadas às particularidades de cada sistema elétrico. São eles:

- i. Criação de um sistema gerenciador que identifique as estações que estão em perturbação total e enxergue a qual ilha ou área de restabelecimento elas pertencem.
- ii. A preparação das estações, assim como o restabelecimento, deve ser por ilha ou área.

- iii. A preparação de cada ilha deve ser independente, podendo acontecer, em alguns casos onde houver duas ilhas totalmente desligadas, preparações simultâneas.
- iv. Cada ilha deve seguir uma seqüência de preparação que será inversa à seqüência de restabelecimento, ou seja, a última estação a ser restabelecida será a primeira a ser preparada e a primeira a ser restabelecida será a última a ser preparada. Desta forma, a preparação obedecerá a uma regra geral que será da **carga** para a **fonte** evitando, assim, que algum circuito seja energizado indevidamente na preparação. Há uma exceção para esta regra: a usina de auto-restabelecimento, responsável por iniciar o processo de recomposição do sistema, deve ser a primeira estação a ser preparada. Isto porque uma das etapas mais lentas do restabelecimento é a sincronização de unidades geradoras e, portanto, este deve ser iniciado com a maior brevidade possível.
- v. Quando uma ilha não estiver totalmente em *blecaute* (alguma estação da ilha permanecer conectada ao restante do sistema), a preparação das estações em perturbação total também poderá ser efetuada:
 - A partir da estação que, no processo de restabelecimento, é a última a ser energizada, antes da(s) estação(ões) já restabelecida(s) – da carga para a fonte;
 - Se a preparação da última estação a ser energizada no processo de restabelecimento não interligar esta com a(s) estação(ões) já energizadas.

Exemplificando este critério, a figura 5.6 ilustra a ilha elétrica parcialmente desligada (estações A, B e C) e a estação D conectada ao restante do sistema. Na estação C o disjuntor referente à LT para a SE D é preparado aberto, o que possibilita utilizar a preparação automática e seqüencial para as estações desligadas na seguinte seqüência A – C – B.

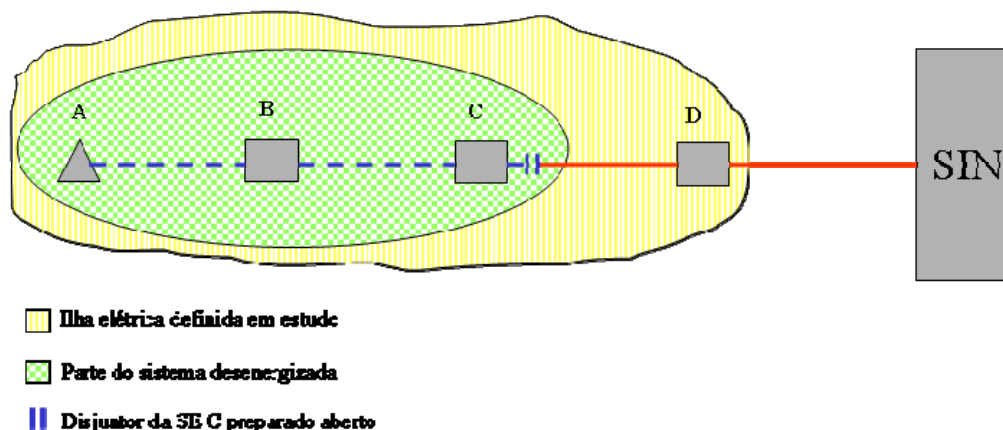


Figura 5.6 – Exemplo de Preparação com Parte da Ilha Energizada.

Vale ressaltar que uma perturbação deste tipo configura-se como um desligamento múltiplo e, portanto, mesmo que o restabelecimento mais óbvio seja indicado pelo aplicativo, a execução das ações deverá ser precedida da concordância do centro do ONS.

- vi. Uma estação não muito importante para o restabelecimento de uma ilha (embora seja importante em outro momento do restabelecimento), que tenha opção de ser preparada em mais de um lugar na ordem estabelecida pelos critérios aqui descritos, deve ocupar a última alternativa possível dentre esses critérios. O objetivo desta regra é evitar que uma falha nessa estação, interrompa ou atrase o processo de preparação das outras estações, precocemente. Como exemplo, tem-se a preparação da UHE Nova Ponte na ilha Emborcação, conforme mostrado adiante.
- vii. Os disjuntores de interligação com outras subestações fora de determinada ilha são normalmente preparados abertos (esta é uma premissa que garante o isolamento das ilhas). Porém há exceções (como o caso dos disjuntores da LT 500kV Bom Despacho 3 / São Gonçalo do Pará, no terminal da SE Bom Despacho 3) que são preparados fechados. Para estes casos é necessário observar a preparação da estação adjacente (no exemplo, a SE São Gonçalo do Pará) para preparar e restabelecer a ilha em *blecaute*, conforme exemplificado pela figura 5.7.

Pela configuração da SE Bom Despacho 3, em perturbação total, o “envio de tensão”²³ para a SE Neves 1 tem como consequência o envio de tensão também para a SE São Gonçalo do Pará, que não pertence à ilha Emborcação.

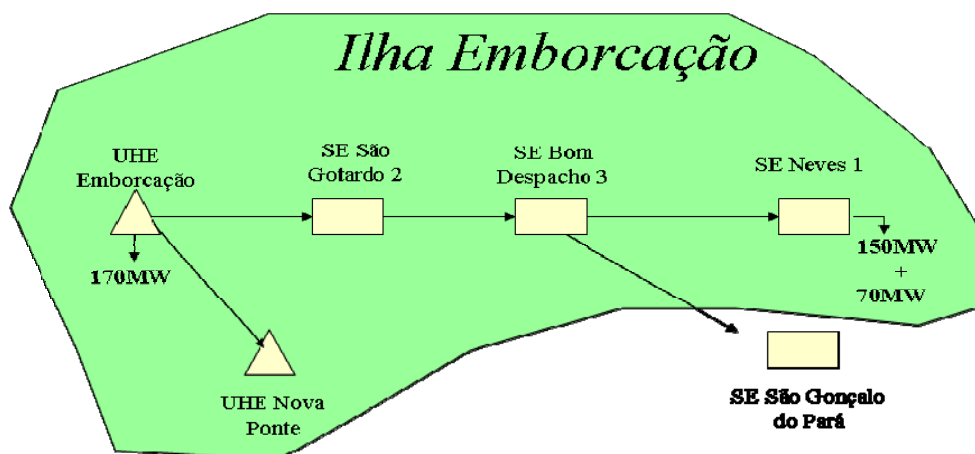


Figura 5.7 – Ilha Emborcação.

Na maioria das vezes, as estações adjacentes às ilhas que estejam energizadas não requerem maiores preocupações, porém há particularidades que devem ser observadas e tratadas.

- viii. Como regra geral, a preparação da estação seguinte somente se iniciará após a completa preparação da anterior. Há casos particulares em que não há necessidade da estação inteira estar preparada; para essas situações, estar um ou outro disjuntor aberto garante a segurança do restante do processo. Os disjuntores não preparados serão importantes em outro momento do restabelecimento, quando então devem ter seu estado adequado à preparação. Como exemplo, pode-se citar novamente a preparação da SE São Gonçalo do Pará frente à preparação da SE Bom Despacho 3, onde para a ilha Emborcação basta que os disjuntores da LT para a SE Bom Despacho 3 estejam abertos. Os outros disjuntores de 500kV e os de 138kV não são relevantes para a recomposição da Ilha Emborcação.
- ix. As estações que são restabelecidas na Fase Coordenada devem ser preparadas obedecendo ao mesmo critério da **fonte** para a **carga**. Porém, o momento da sua preparação poderá ocorrer depois da preparação das estações das ilhas atingidas pela contingência e antes do

²³ Termo utilizado para indicar a energização de um circuito.

fim do restabelecimento dessas ilhas. Desta forma, agiliza-se a recomposição das ilhas em um primeiro momento e, tão logo se possa iniciar o restabelecimento na Fase Coordenada, as estações dessa fase estarão preparadas.

- x. A escolha de como será executada a preparação deve ser precedida de uma verificação das proteções atuadas, ou indisponibilidades já existentes antes do *blecaute*, para definir qual a estratégia mais segura, ágil e confiável para a preparação e restabelecimento do sistema.
- xi. Em cada estação, os disjuntores que são preparados abertos devem receber comando para tal estado, antes dos disjuntores que são preparados fechados. Esta regra evita energizações indevidas de linhas e equipamentos.
- xii. Caso a seqüência de preparação automática falhe em alguma estação de uma ilha ou na Fase Coordenada, o processo será interrompido devendo o operador retomar a preparação de forma manual obedecendo aos preceitos das instruções operativas vigentes.

O objetivo principal dessas regras é proporcionar que a agilidade proposta garanta também a segurança de pessoas, meio ambiente, equipamentos e sistema elétrico, bem como seja efetiva e confiável de forma a evitar fechamentos de anéis e paralelos indevidos, energização de equipamentos indisponíveis, defeituosos ou de forma inadequada; além de preparar a carga de acordo com a geração disponível, conforme definido em estudos prévios.

5.4 Gerenciamento do Processo de Preparação e Restabelecimento

Conforme já mostrado, para concatenar as informações necessárias para aplicação da estratégia de Identificação de Impedimentos e Preparação Automática e Seqüencial é necessária a criação de um aplicativo que gerencie todo o processo. Mesmo que existam aplicativos implantados em centros de operação que facilitem a preparação e/ou o restabelecimento do sistema, estes deverão ser integrados. Este é o objetivo do aplicativo tratado neste subitem, denominado **Gerenciador**.

5.4.1 Gerenciador – Especificação Geral

Para consolidar a proposta desta dissertação é necessário o desenvolvimento de um aplicativo que gerencie todas as informações, bem como garanta que todas as regras de segurança sejam obedecidas.

O aplicativo é aqui especificado de forma a identificar impedimentos para a utilização nas decisões sobre qual será a melhor alternativa para recompor o SEP. As regras do item 5.3 também serão tratadas por este gerenciador garantindo, assim, um restabelecimento rápido e seguro dos equipamentos e das cargas. Basicamente, o processo de decisão do Gerenciador é composto por duas etapas:

- A preparação das estações;
- O restabelecimento do sistema.

Os fluxogramas das figuras 5.8 e 5.9 mostram as concatenações das regras do processo de decisão do aplicativo Gerenciador.

Na figura 5.8 são apresentados os passos do procedimento referente à identificação do *blecaute* e à coleta e processamento de informações sobre impedimentos. Dependendo da relevância do impedimento, a estratégia segue a preparação prioritária ou as alternativas previamente cadastradas. Para cada uma dessas possibilidades, o Gerenciador direciona o operador a executar as ações pertinentes à situação que se apresenta.

Quanto à decisão de restabelecimento do SEP, seus processos estão definidos na figura 5.9. Uma vez preparadas as estações, o Gerenciador passa a indicar ao operador as ações de controle com base nas instruções de operação.

Os diferentes caminhos possíveis estão identificados no fluxograma, conforme a seguir:

- Linha contínua: não há impedimentos ou estes não implicam a necessidade de utilizar alternativa;
 - Linha tracejada: há impedimentos e estes implicam ou a necessidade de utilizar alternativas que estão cadastradas ou a não alteração da preparação;
 - Linha pontilhada: há impedimentos e, para estes, não existem alternativas cadastradas.
-

GERENCIADOR

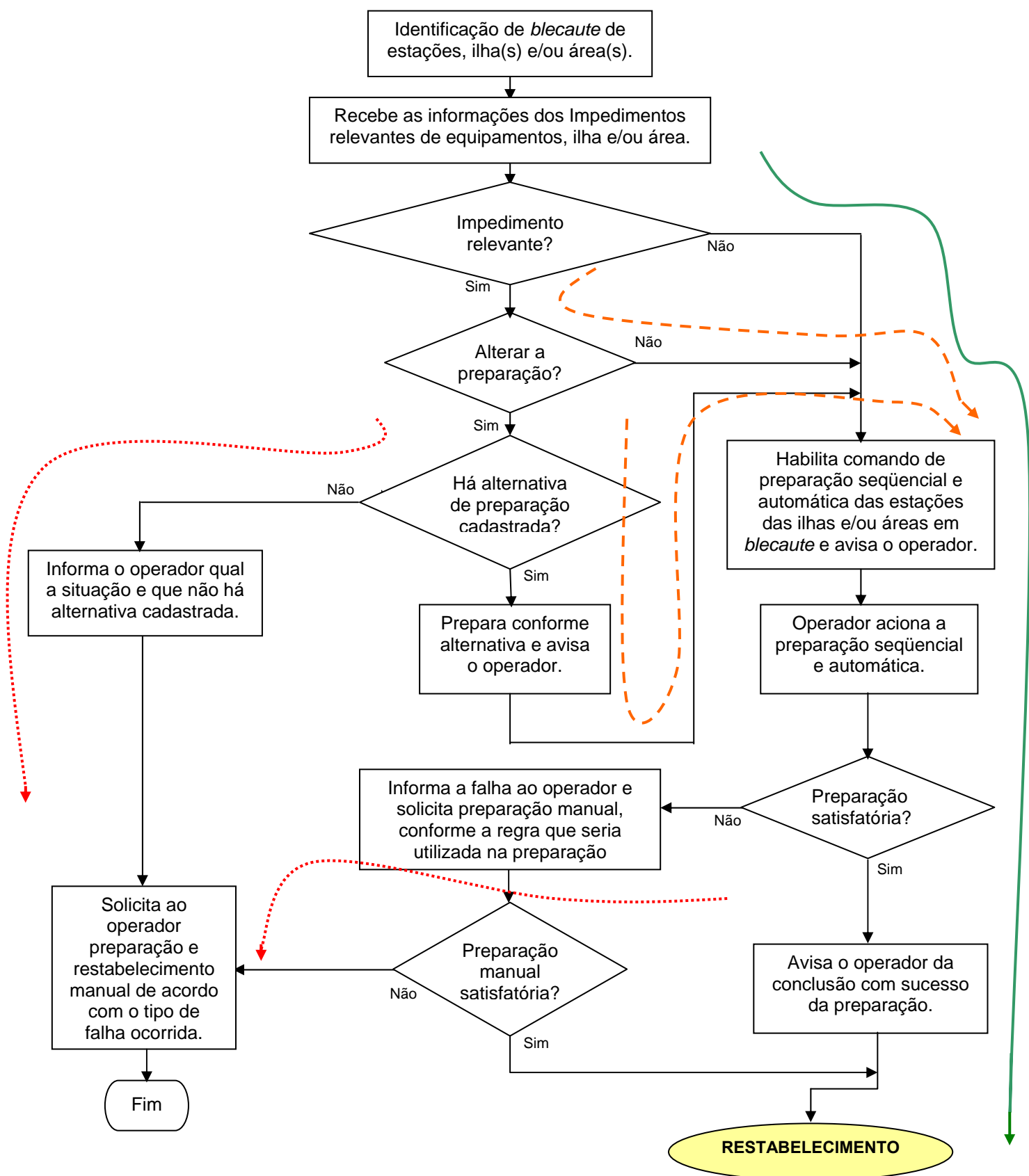


Figura 5.8 – Fluxograma do Gerenciador – Processo de Decisão da Preparação das Estações.

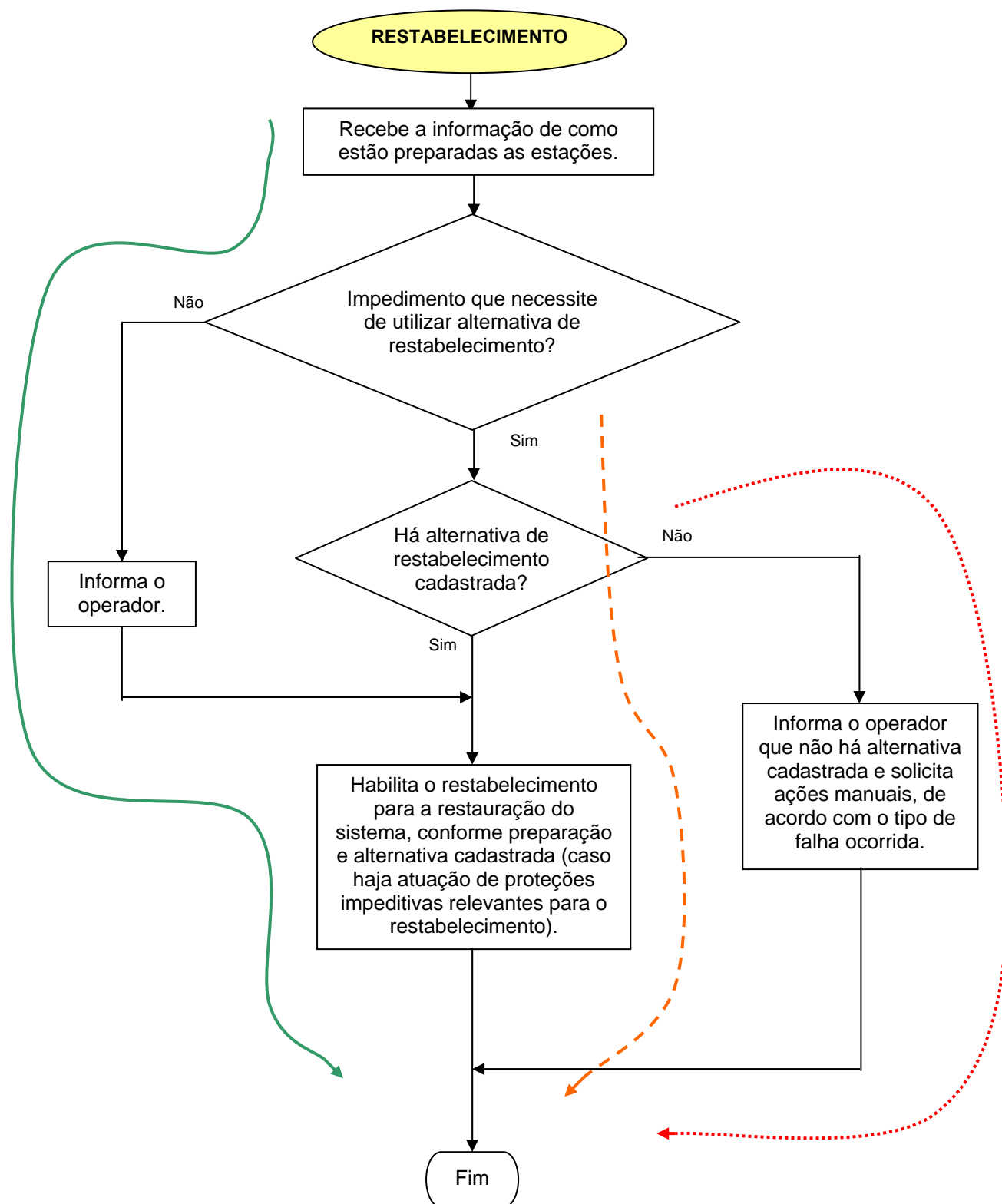


Figura 5.9 – Fluxograma do Gerenciador – Processo de Decisão do Restabelecimento do SEP.

5.4.2 Tratamento de Conflitos

Em algumas situações, poderá ocorrer o impedimento de mais de um equipamento simultaneamente. Estes impedimentos, sendo relevantes para o restabelecimento, podem ser conflitantes entre si, pois será necessária a utilização de mais de uma alternativa. Neste caso, será necessário um tratamento específico, quando houver alternativa para a situação, ou o cancelamento do processo de apoio ao operador. Para este último caso, os centros de operação responsáveis devem avaliar e tomar as decisões de acordo com as informações de tempo real.

Toda alternativa de preparação deve estar relacionada a uma forma de restabelecimento. Portanto, toda preparação deve atender a um restabelecimento previamente cadastrado.

Uma seqüência de restabelecimento de um trecho da ilha ou da área pode ser incompatível com a recomposição de outro trecho ou com a preparação alterada por impedimentos.

Para controlar tais incompatibilidades, as proteções impeditivas e as indisponibilidades cadastradas recebem indicação de *status* no Gerenciador, de acordo com a alternativa associada e sua influência na restauração do sistema:

- PPRP (Preparação Prioritária e Restabelecimento Prioritário) – não altera a preparação ou o restabelecimento;
- PARP (Preparação Alternativa e Restabelecimento Prioritário) – altera a preparação sem alterar o restabelecimento;
- PPRA (Preparação Prioritária e Restabelecimento Alternativo) – altera o restabelecimento sem alterar a preparação;
- PARA (Preparação Alternativa e Restabelecimento Alternativo) – altera a preparação e o restabelecimento.

Percebe-se do exposto acima que um impedimento pode estar associado a uma preparação, a um restabelecimento, a ambos ou a nenhum. Mais de um PPRPs ou um outro *status* associado à PPRPs não configura conflito na preparação ou no restabelecimento, a não ser que estes sejam alternativas.

Para mais de um impedimento em uma ilha ou área, o tratamento dado para evitar possíveis conflitos se dará por meio de um banco de dados relacional, por ilhas

e áreas. Caso existam alternativas de restabelecimento que interfiram em estações de outra ilha ou área, estas devem ser tratadas na sua particularidade.

Há alternativas que envolvem apenas uma estação ou uma seqüência de umas poucas estações, outras alteram grande parte do corredor principal de restabelecimento. As alternativas cadastradas contêm informações sobre quais alternativas são conflitantes a ela.

Caso ocorra o impedimento de dois ou mais equipamentos que requeiram alternativas conflitantes, o processo será abortado e o operador será avisado.

Basicamente, por uma visão macro, podem-se perceber possíveis conflitos no restabelecimento da ilha da figura 5.10. Os caminhos de recomposição Px indicam as condições prioritárias (linhas contínuas) de restabelecimento, enquanto os caminhos AX mostram as alternativas (linhas pontilhadas). As possibilidades conflitantes são:

- Pa e A1;
- Pb e A2 e A3;
- Pc e A4;
- Pd e A4;
- Pe e A5.

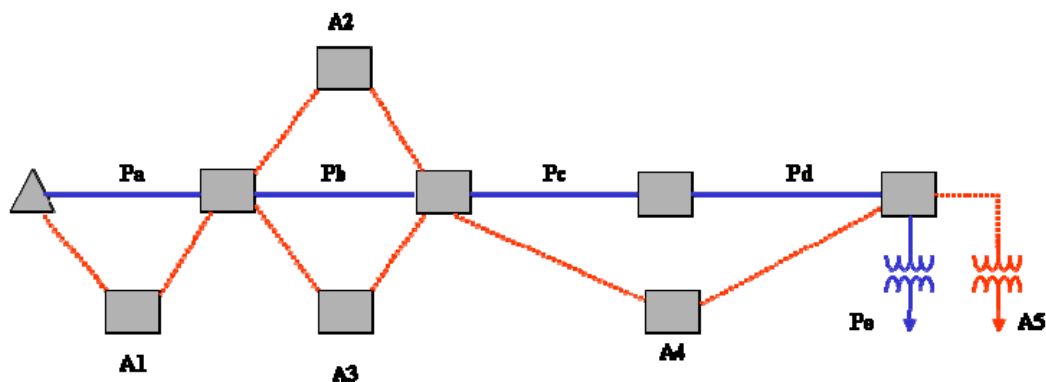


Figura 5.10 – Ilha hipotética com Alternativas de Restabelecimento.

Proteções Impeditivas e Indisponibilidades que tenham ocorrido antes ou durante a contingência podem ou não criar conflitos no restabelecimento dependendo do trecho onde estejam tais impedimentos.

Em uma estação, um impedimento PARP não trará problemas para o restante do restabelecimento, desde que este não seja simultâneo a outro que indisponibilize a alternativa considerada pelo primeiro. Como exemplo, podem ser citados os transformadores da última estação da figura 5.10: estando o transformador prioritário impedido, a preparação seria automaticamente alterada para o outro – caso haja também um impedimento para esse transformador, o processo será abortado pelo Gerenciador no momento em que for acionada a verificação da ilha. O aplicativo irá direcionar o operador para ações manuais após análise do evento.

Não haverá problema caso haja impedimento no 2º trecho (A2, Pb, A3) e no transformador (Pe). Porém, uma análise específica deve ser executada pelo responsável pelo cadastro no aplicativo, quando de impedimentos em trechos vizinhos, pois há configuração de disjuntores em que o impedimento em um trecho provoca a necessidade da utilização de alternativa em outro.

Considerando as individualidades de cada ilha ou área, as combinações de possibilidades dos conflitos podem ser muito grandes. Para os demais casos que fogem à regra geral proposta, os conflitos devem ser tratados particularmente e após a devida análise.

5.5 Considerações Finais

O tema Controle Restaurativo é bastante complexo, tendo em vista a grande variedade de causas que podem provocar um *blecaute* e as particularidades de cada sistema elétrico, dificultando a criação de procedimentos padronizados. As diretrizes e critérios definidos para o estudo e a forma de restabelecimento em ilha são gerais, porém adaptadas a cada região de acordo com suas especificidades.

O atual desenvolvimento tecnológico viabiliza, dentre outras coisas, práticas cada vez mais seguras e confiáveis de supervisão e telecontrole das usinas e subestações. Esta evolução possibilita criar novas estratégias de restabelecimento, tendo em vista que a operação das estações passa a ser efetuada por um centro de operação. O operador desse centro tem uma visão sistêmica do SEP, o que o habilita à tomadas de decisões mais precisas e seguras em todas as etapas da operação em tempo real.

A estratégia apresentada neste capítulo agrega agilidade com segurança em uma das tarefas mais complexas executadas por um operador de centro de operação.

A filosofia baseada em regras obedece aos procedimentos de recomposição constantes nas instruções do ONS. Portanto, estão sendo cumpridos os estudos do ONS e a hierarquia operativa.

Todo o processo de restabelecimento também pode ser adaptado para ser utilizado para treinamento dos operadores, de modo isolado ou integrado a um simulador.

No capítulo seguinte, a estratégia aqui proposta é exemplificada com uma especificação funcional direcionada ao COS-CEMIG, efetuada por meio da integração de aplicativos e ferramentas já implantadas nesse centro.

6 APLICAÇÃO DA PROPOSTA NA CEMIG

6.1 Introdução

Uma aplicação da filosofia proposta pode ser desenvolvida considerando as particularidades das estações operadas pela CEMIG, das ilhas definidas pelo ONS na região e dos aplicativos em funcionamento no centro de operação da empresa. Este capítulo explora esta aplicação sob duas perspectivas. Inicialmente, esta é apresentada de uma forma geral e, posteriormente, é aplicada detalhadamente no processo de restauração a uma das ilhas operadas pela CEMIG, a ilha de Emborcação. Como forma de subsidiar as discussões, este capítulo inclui uma descrição do processo de restauração do sistema elétrico da empresa nas fases fluente e coordenada.

Conforme já citado neste trabalho, o COS-CEMIG telecontrola grande parte de suas estações pertencentes à Rede de Operação. Além disso, os aplicativos SAPRE e SARESTA auxiliam o operador na preparação e no restabelecimento do sistema após *blecaute*. Também devem ser integrados ao processo:

- O banco de dados que armazena a situação das proteções provenientes das estações, via remota. Este é o mesmo banco de dados utilizado pelo Tabular de Proteção, citado no item 4.3.5;
- As *Tags* e Modificadores que indicam anormalidades de medição ou indisponibilidades prévias dos equipamentos.

A figura 6.1 ilustra um esquema de integração de funcionalidades, como aplicação da filosofia proposta no COS-CEMIG. As informações das indisponibilidades são buscadas nos *Tags* e Modificadores e as proteções impeditivas relevantes atuadas são apontadas para verificação no banco de dados que armazenam o estado das proteções no campo. Para alguns destes impedimentos está associada uma alternativa de preparação e/ou restabelecimento, previamente cadastrada. O SAPRE preparará as estações, por telecontrole, e o SARESTA apoiará o operador no

restabelecimento, indicando a melhor alternativa existente, considerando os impedimentos.

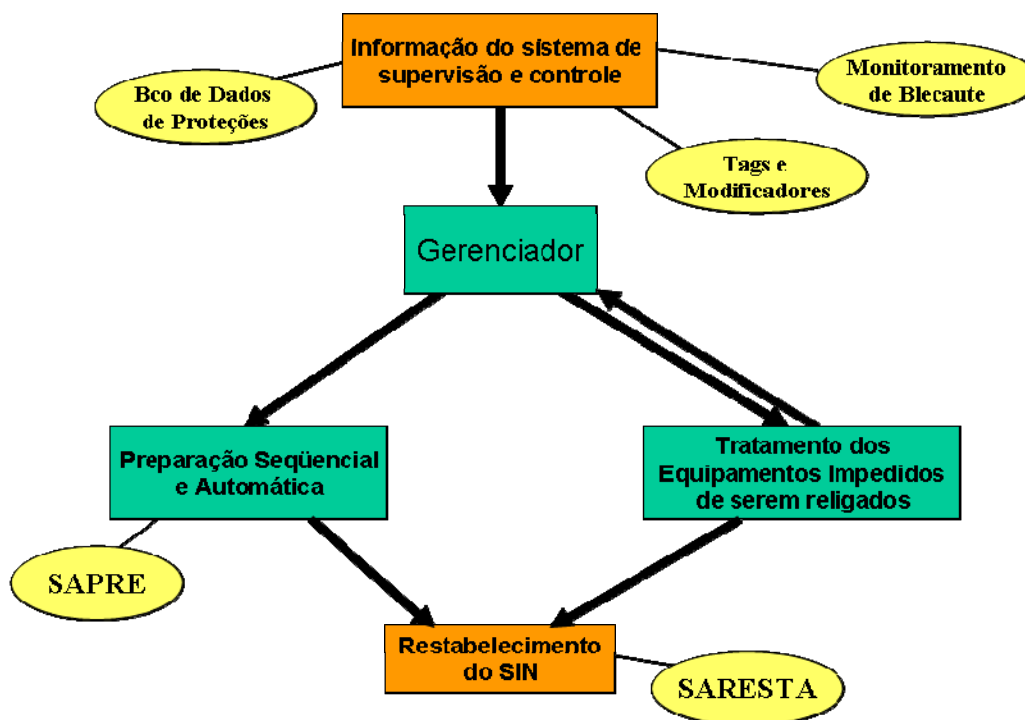


Figura 6.1 – Especificação Funcional para o COS-CEMIG.

6.2 Restabelecimento Atual do SEP em Minas Gerais

Para auxiliar o entendimento da especificação funcional da estratégia no COS-CEMIG, é importante salientar algumas considerações sobre este centro, bem como os processos atuais de restauração do sistema elétrico no Estado de Minas Gerais. Tais processos estão organizados neste item de forma a apresentar as ilhas da Fase Fluente, a Fase Coordenada e, mais detalhadamente, a preparação e o restabelecimento da Ilha Emborcação.

6.2.1 Considerações sobre o Centro da Empresa

O COS-CEMIG, que executava as funções de um centro de operação do ONS desde a criação desse operador, passou por processo de desconstrução que se efetivou em 22/09/2006. Por determinação da ANEEL, além do COS-CEMIG, todos os

centros de agentes: CEEE²⁴ no Rio Grande do Sul, COPEL²⁵ no Paraná e CTEEP em São Paulo – tiveram que encerrar suas atividades como centro de operação com o mesmo nível hierárquico dos centros próprios do ONS, como é o caso do COSR-SE.

As contratações desses centros ocorreram na fundação do ONS, que precisava do “*know how*” dos agentes, que dominavam a operação dos sistemas em suas respectivas áreas de concessão, para executar as atribuições a ele conferidas pela ANEEL. Com a experiência adquirida pelo ONS, depois de alguns anos de existência, a ANEEL determinou que os centros de agentes fossem descontratados, visando adequar a operação do sistema ao novo modelo do setor elétrico, em fase de implantação.

Com o intuito de colaborar com a operação do SIN, contribuindo para manter a qualidade e confiabilidade, principalmente dos consumidores do Estado de Minas Gerais, a CEMIG se propôs a continuar a executar a coordenação de alguns processos de responsabilidade do ONS.

Com o aceite da proposta pelo ONS e ANEEL, o COS-CEMIG continuou a executar com responsabilidade e autonomia algumas atribuições do ONS que, na avaliação das partes envolvidas, têm reflexos concentrados em Minas Gerais.

Dentre os processos, cuja autonomia continuou com o COS-CEMIG, destaca-se o de interesse para este trabalho, que é a restauração do sistema após *blecaute*, incluindo a Fase Coordenada, em quase sua totalidade – o COSR-SE coordena e controla o fechamento do paralelo entre as ilhas e quando as ações necessitarem de pré-condições de outros agentes, que não da CEMIG.

O COS-CEMIG opera e/ou supervisiona as estações de propriedade da CEMIG ou com contrato de operação. Atualmente, das 46 estações da Rede de Operação sob a responsabilidade do COS-CEMIG, todas são supervisionadas. Destas, 34 são totalmente ou parcialmente telecontroladas e outras estão tendo suas remotas substituídas pelo projeto SINOCON²⁶ e passarão a ser telecontroladas no futuro.

²⁴ CEEE – Companhia Estadual de Energia Elétrica.

²⁵ COPEL – Companhia Paranaense de Energia.

²⁶ SINOCON – Sistema Nacional de Observabilidade e Controlabilidade.

6.2.2 Fase Fluente - Ilhas Elétricas do Estado de Minas Gerais

O Estado de Minas Gerais possui três corredores de restabelecimento ou ilhas na Rede de Operação, portanto de responsabilidade do ONS. Como regra geral, estas ilhas devem ser recompostas conforme definições anteriores: a Fase Fluente já é por definição delegada aos agentes para serem recompostas sem comunicação com centro do ONS e a Fase Coordenada é executada, conforme citado anteriormente.

Vale ressaltar uma das características importantes das recomposições coordenadas pelo COS-CEMIG: as energizações simultâneas de equipamentos, que obedecem a critérios estipulados por estudos prévios. Estas energizações podem ser observadas na Ilha Emborcação e na Fase Coordenada da região Leste e Mantiqueira de Minas Gerais.

Conforme descrito [Lopes, 2007], para evitar conseqüências indesejáveis, isto ocorre de forma controlada. Todas as estações de uma determinada ilha, ou das estações adjacentes às que serão energizadas na Fase Coordenada, estarão preparadas, antes da energização dos circuitos, conforme instruções de operação. Isto garante que todas as energizações simples ou simultâneas ocorram conforme estudo prévio que gerou os procedimentos de restabelecimento após *blecaute*.

A energização simultânea agiliza o restabelecimento dos sistemas na medida em que possibilita que a tensão de geração energize, mais rapidamente, as estações próximas ao centro de carga. Isso é particularmente importante e relevante em Minas Gerais, pois o centro de geração está no Triângulo Mineiro e grande parte da carga está na região central do Estado.

Ressalta-se a importância do SAPRE nesse processo que, além de agilizar a preparação das estações para o início do restabelecimento, quando executado, garante que os disjuntores estarão de acordo com o previsto pelas instruções de operação.

Com o objetivo de mostrar onde a estratégia poderia ser aplicada na CEMIG, a seguir, é apresentado um resumo de cada uma das ilhas, com suas respectivas particularidades.

Ilha Três Marias

A figura 6.2 mostra a Ilha Três Marias, onde as linhas de 138kV estão tracejadas e as de 345kV estão contínuas.

A Fase Fluente dessa ilha recompõe aproximadamente 150MW de carga na região Norte de Minas Gerais, através de um mínimo de três unidades geradoras interligadas na usina Três Marias. Apesar de haver o corredor de 345kV nesta região, para um melhor desempenho no controle de tensão, são utilizadas as linhas de 138kV para restabelecer as cargas.

A energização das linhas de 345kV, a interligação da usina Irapé e o restabelecimento do restante das cargas ocorrerão na Fase Coordenada com autonomia pelo COS-CEMIG, após o fechamento do paralelo com o sistema ou com a Ilha Emborcação. O fechamento do paralelo será no barramento de 345kV de Três Marias, após o recebimento de tensão da SE São Gotardo 2.

Ilha Três Marias

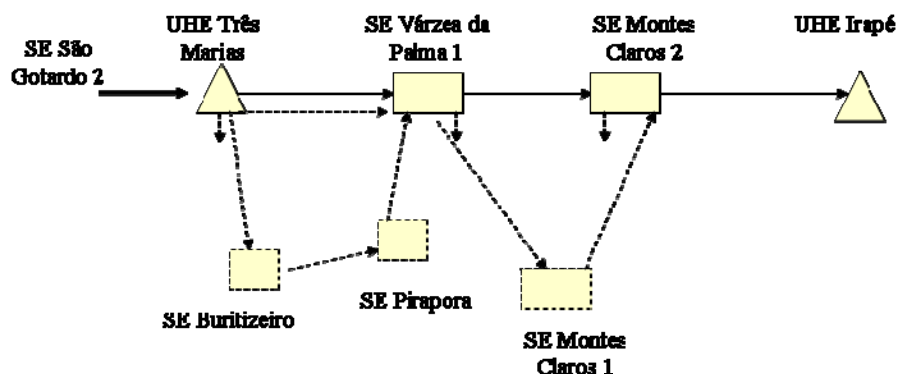


Figura 6.2 – Fase Fluente da Ilha Três Marias.

A aplicação da estratégia de restabelecimento nesta ilha se mostra efetiva, com ganho significativo principalmente na segurança da recomposição dos 150MW de carga na Fase Fluente. Isto decorre da necessidade da preparação adequada dos disjuntores de todas as SE, de forma a evitar a indevida energização dos circuitos de 345kV e a tomada de carga superior à capacidade de suprimento das três unidades geradoras. O tratamento de impedimentos agiliza a tomada de decisões, quando ocorrerem indisponibilidades de equipamentos durante o processo.

Ilha Luiz Carlos Barreto

A Ilha Luiz Carlos Barreto, ilustrada na figura 6.3, utiliza a geração do rio Grande para restabelecer um montante considerável de cargas em Minas Gerais na Fase Fluente, por meio dos corredores de 345kV. A ilha se inicia na usina que dá nome à ilha e, paralelamente, é preparada uma geração em outra usina de auto-restabelecimento: a usina Volta Grande.

A usina Volta Grande interliga duas unidades geradoras e envia tensão para a usina Jaguará, que interliga mais duas unidades geradoras e envia tensão para a SE Pimenta e restabelece 70MW. Posteriormente, são restabelecidos 100MW de cargas prioritárias a partir da própria usina Jaguará. Depois de receber tensão pela outra linha proveniente de Jaguará, a SE Pimenta repassa a tensão para as SE Taquaril e Barreiro, que também restabelecem 150MW e 180MW, respectivamente.

O envio de tensão para a SE Jaguará 500kV e desta para a usina Nova Ponte possibilitará o fechamento do paralelo com a ilha Emborcação, na usina Nova Ponte.

Ilha Luiz Carlos Barreto

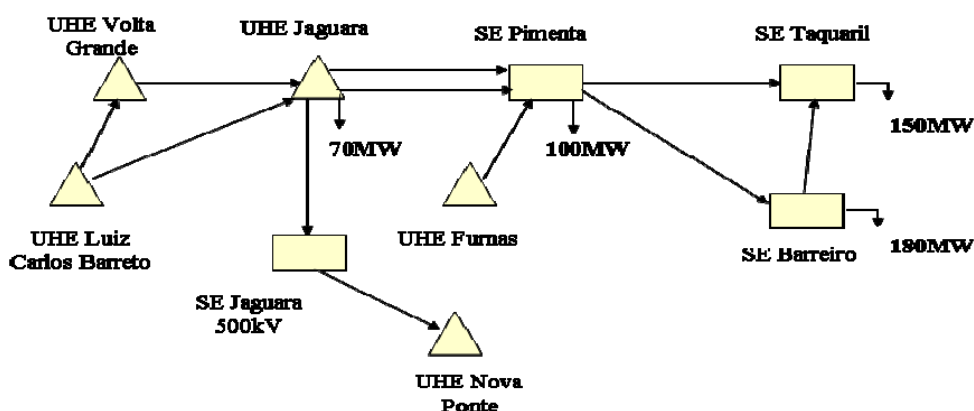


Figura 6.3 – Fase Fluente da Ilha Luiz Carlos Barreto.

A aplicação da estratégia de restabelecimento nesta ilha se mostra efetiva, com ganho significativo principalmente na agilização da recomposição das cargas da região central de Minas Gerais. Destaque para a utilização das possíveis alternativas de suprimento de energia para tal área, fato em que o tratamento de impedimentos agrega segurança e agilidade.

Ilha Emborcação

A figura 6.4 ilustra de forma resumida a Ilha Emborcação. Esta ilha se inicia na usina de auto-restabelecimento de mesmo nome, com a sincronização de três unidades geradoras. São restaurados 170MW de cargas da própria região e, em seguida, recomposto o corredor de 500kV até a região central de Minas Gerais, onde 220MW de cargas prioritárias serão restabelecidas. Por haver apenas uma usina nesta ilha, esta é a responsável pelo controle da frequência, pela geração de potência ativa e pela potência reativa para controlar a tensão.

Quando a SE São Gotardo 2 envia tensão para a SE Bom Despacho 3, esta já estará com alguns de seus disjuntores preparados fechados de tal forma que, simultaneamente será enviada tensão para as SEs Neves 1 e São Gonçalo do Pará. Para tanto, é indispensável que um reator de 100Mvar esteja conectado em Bom Despacho 3 e outro em Neves 1.

O fechamento do disjuntor no terminal da SE São Gonçalo do Pará somente ocorrerá na Fase Coordenada. Na SE Neves 1, o fechamento do disjuntor do terminal de linha restabelecerá 150MW de carga neste instante, devido aos disjuntores preparados fechados nesta estação. Um minuto após, são fechados outros dois disjuntores de 138kV, recompondo adicionais 70MW.

Finalizando a Fase Fluente, a SE São Gotardo 2 enviará tensão para a usina Três Marias, pela LT de 345kV, e Emborcação enviará tensão para a usina Nova Ponte.

Após Nova Ponte receber tensão também da SE Jaguará (que pertence à ilha Luiz Carlos Barreto), fechará o paralelo entre as duas ilhas, com coordenação do COSR-SE. O mesmo ocorrerá em Três Marias, que fechará o paralelo entre esta ilha e o sistema.

Ilha Emborcação

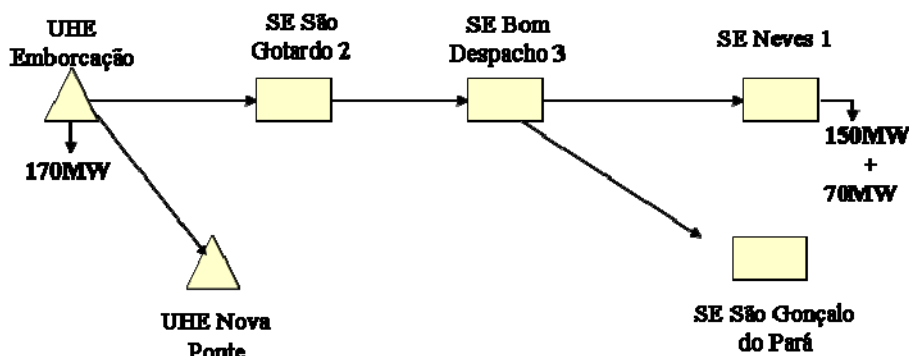


Figura 6.4 – Fase Fluente da Ilha Emborcação.

A aplicação da estratégia de restabelecimento na recomposição desta ilha se mostra extremamente favorável ao processo. Dentre as várias ilhas aqui apresentadas, esta foi a selecionada para mostrar a aplicação da proposta de uma forma mais detalhada devido às suas particularidades, o que permitem a exemplificação de várias regras.

6.2.3 Fase Coordenada no Estado de Minas Gerais

Neste item está apresentado o restabelecimento das regiões Leste e Mantiqueira do Estado de Minas Gerais na Fase Coordenada. Essas duas regiões possuem características que exemplificam bem a recomposição ressaltada neste trabalho.

Área Leste

A região Leste de Minas Gerais, ilustrada na figura 6.5, é atendida pela tensão de 230kV da Rede Básica e pelas usinas despachadas centralizadamente, como Porto Estrela e Guilman Amorim. As fontes provenientes da transmissão originam da transformação 345/230kV na SE Taquaril e da transformação 500/230kV na SE Mesquita.

O restabelecimento desta região é iniciado por Taquaril. A energização da transformação 345/230kV nessa estação, encontra vários disjuntores preparados fechados nas estações dessa região, recompondo, além da citada transformação, vários equipamentos simultaneamente, a saber:

- LT 230kV Itabira 2 / Taquaril;
- LT 230kV Sabará 3 / Taquaril;
- LT 230kV Itabira 2 / Sabará 3;
- LT 230kV Itabira 2 / Porto Estrela;
- LT 230kV Ipatinga 1 / Porto Estrela;
- LT 230kV Ipatinga 1 / Guilman Amorim.

A figura 6.5 mostra as LTs, em linhas pontilhadas, energizadas através de uma única ação. Nesse instante, as cargas nas SEs Itabira 2 e Ipatinga 1 também estão sendo recompostas. Além da agilidade que possibilita a recomposição de cargas em duas estações, as usinas Porto Estrela e Guilman Amorim recebem tensão e iniciarão a sincronização das unidades geradoras disponíveis.

Em um outro instante, a SE Ipatinga 1 enviará tensão para Mesquita, que terá disjuntores preparados fechados, repassando instantaneamente à tensão para a SE Governador Valadares 2.

Restabelecimento Leste de Minas Gerais

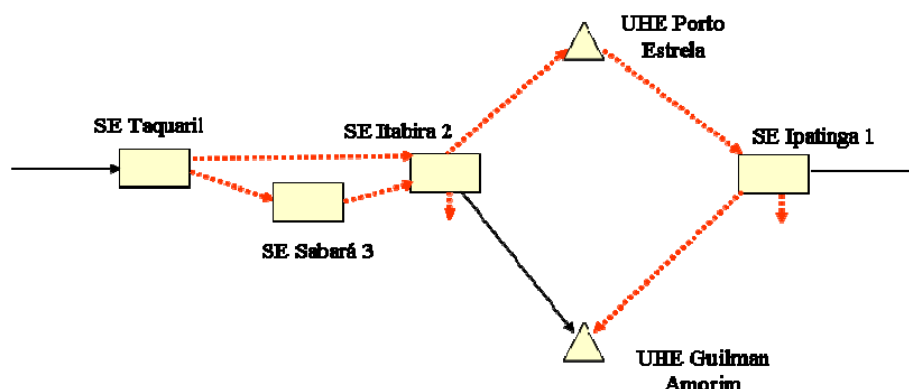


Figura 6.5 – Restabelecimento Coordenado na Região Leste.

A aplicação da estratégia de restabelecimento nesta área se mostra efetiva, com ganho significativo principalmente na agilização da recomposição das cargas da região. Destaque para a característica de recomposição, que energiza várias estações e linhas simultaneamente, sendo a preparação adequada e o tratamento dos impedimentos fundamentais para o sucesso da restauração do sistema elétrico.

Área Mantiqueira

A recomposição da região Mantiqueira, ilustrada na figura 6.6, atendida pela tensão de 345kV da Rede Básica, também guarda características de agilidade na recomposição.

Na SE Ouro Preto 2, o disjuntor central do vão de disjuntor e meio, terminal das linhas para Taquaril e Lafaiete 1, é preparado fechado. Desta forma, a ação de energizar a LT 345kV Ouro Preto 2 / Taquaril pelo terminal da SE Taquaril, energiza também a LT 345kV Lafaiete 1 / Ouro Preto 2.

As cargas da SE Ouro Preto 2, são predominantemente industriais, portanto é priorizado o restabelecimento das cargas de Lafaiete 1.

Um montante de cargas de Barbacena 2 e Juiz de Fora 1 também são recompostas, antes do envio de tensão para a SE Vitória, onde serão restabelecidas cargas do Estado do Espírito Santo ou fechado o anel, caso este Estado já esteja restabelecido.

Restabelecimento Mantiqueira

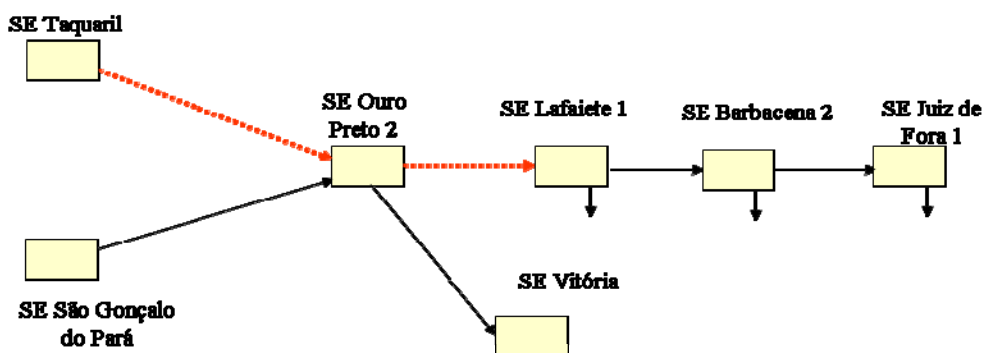


Figura 6.6 – Restabelecimento Coordenado na Região Mantiqueira.

Também nesta área os ganhos se verificam pelas características de energização simultânea de estações e linhas.

6.2.4 Processo Atual de Restauração da Ilha Emborcação

Este item descreve o processo atual de restauração da Ilha Emborcação, de forma detalhada, com vistas na aplicação da estratégia proposta na dissertação. Duas etapas do processo se destacam: a preparação das estações e o restabelecimento da ilha.

6.2.4.1 Preparação das Estações da Ilha Emborcação

As estações da Ilha Emborcação são preparadas de acordo com [ONS, 2001] e [CEMIG, 2007]. A seguir, estão descritos os processos de preparação de cada estações da ilha: Emborcação, São Gotardo 2, Bom Despacho 3, Neves 1 e Nova Ponte. Tais informações são importantes para a compreensão da aplicação da proposta no processo de preparação.

UHE Emborcação

A figura 6.7 [CEMIG, 2007] ilustra o diagrama unifilar com a configuração da UHE Emborcação (usina que inicia o restabelecimento da ilha). Na preparação, todos os disjuntores de 138kV e 500kV são preparados abertos, exceto o disjuntor do reator da LT para a SE São Gotardo 2 (18US4, destacado na figura), que é pré-condição para a energização da linha para esta SE.

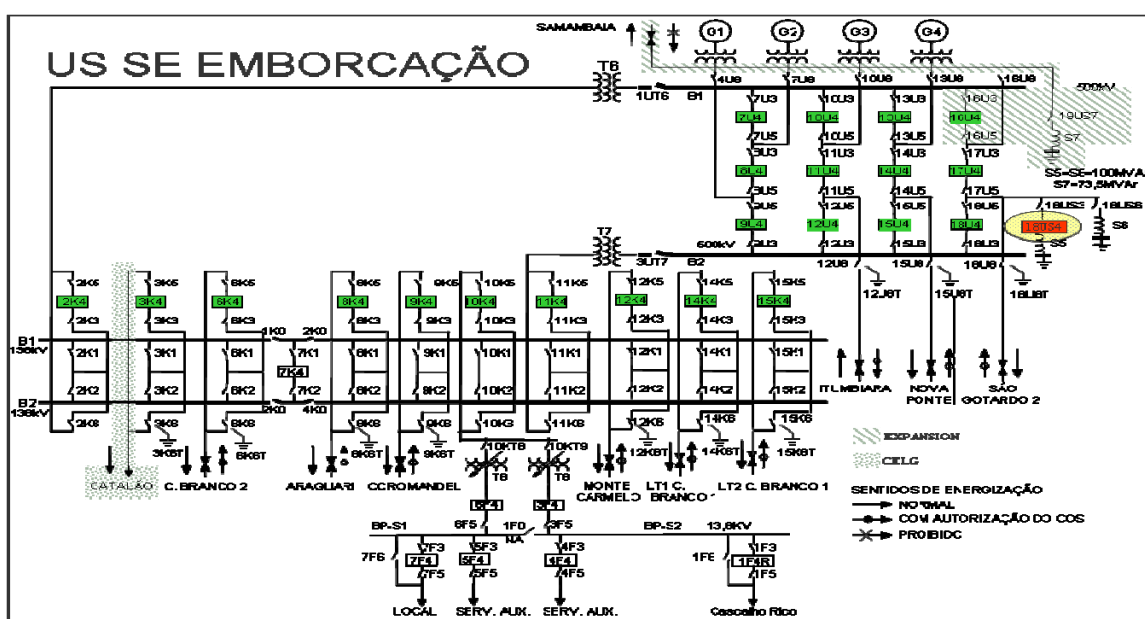


Figura 6.7 – Diagrama Unifilar da UHE Emborcação.

SE São Gotardo 2

A figura 6.8 [CEMIG, 2007] ilustra o diagrama unifilar com a configuração da SE São Gotardo 2 que, na preparação para o restabelecimento, abre todos os disjuntores de 500kV e 345kV.

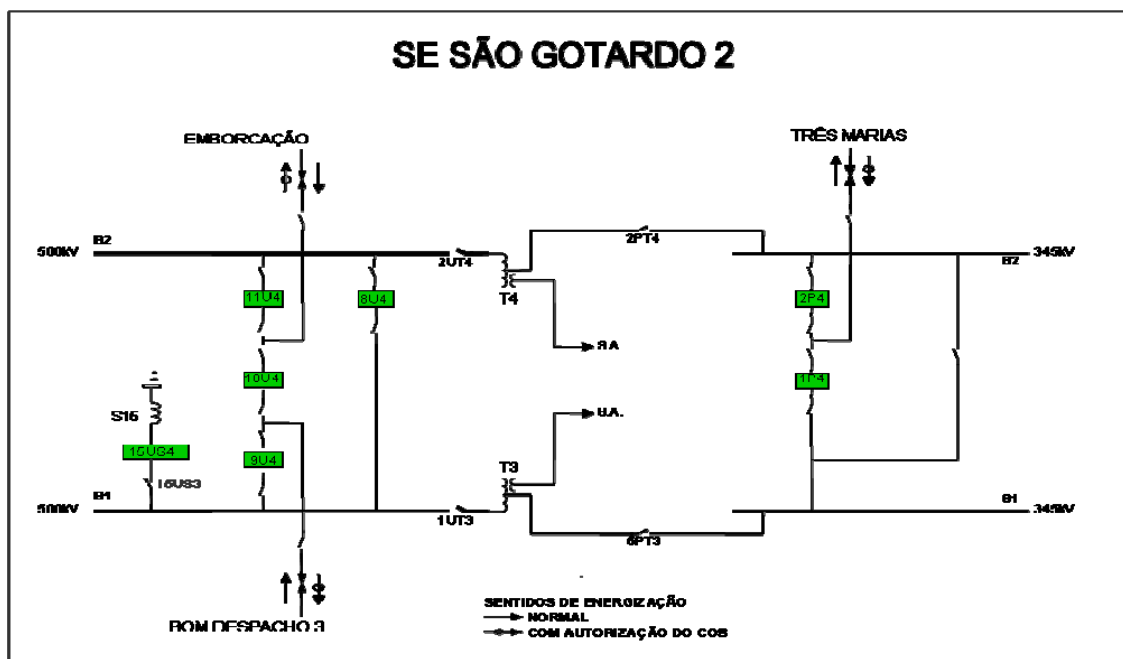


Figura 6.8 – Diagrama Unifilar da SE São Gotardo 2.

SE Bom Despacho 3:

A figura 6.9 [CEMIG, 2007] ilustra o diagrama unifilar com a configuração da SE Bom Despacho 3 com os disjuntores 6U4, 7U4, 8U4, 12U4 e 19US4 (destacados na figura) preparados fechados de forma que a tensão proveniente da SE São Gotardo 2 energize simultaneamente as linhas para as subestações Neves 1 e São Gonçalo do Pará. O reator S19 também é energizado neste momento de forma a compensar o reativo capacitivo proveniente da energização da linha para São Gonçalo do Pará. A energização dessa linha se faz necessária devido à configuração da SE Bom Despacho 3, onde, de outra forma não seria possível o envio de tensão para Neves 1 pela segunda linha, sem o inconveniente de se ter que manobrar chaves seccionadoras no restabelecimento.

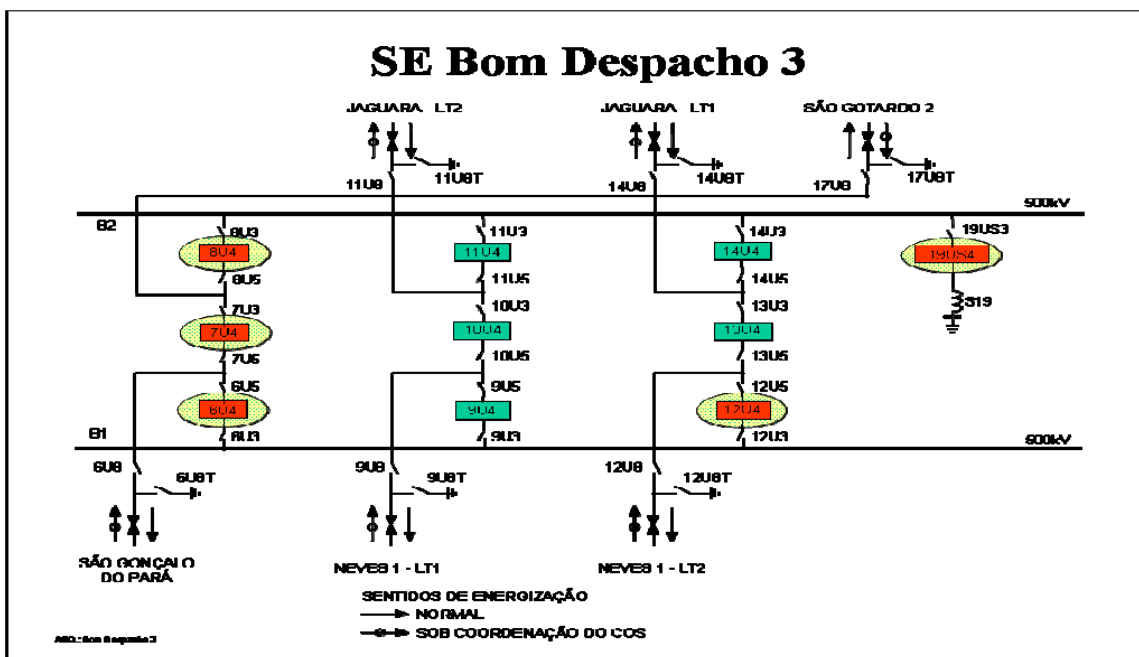


Figura 6.9 – Diagrama Unifilar da SE Bom Despacho 3.

O envio de tensão de São Gotardo 2 para Bom Despacho 3 e, conseqüentemente, para Neves 1 e São Gonçalo do Pará, somente ocorre após o operador confirmar que estas três estações já se encontram preparadas. Isto garantirá que não ocorrerão problemas de sobretensão no sistema e fechamento de paralelo indevido em São Gonçalo do Pará.

SE São Gonçalo do Pará

A figura 6.10 [CEMIG, 2007] ilustra o diagrama unifilar com a configuração da SE São Gonçalo do Pará. Alguns disjuntores de 138kV são preparados fechados (destacados na figura) para agilizar o restabelecimento de cargas na Fase Coordenada.

Todos os disjuntores de 500kV são preparados abertos. Desta forma, a tensão proveniente de Bom Despacho 3 não será utilizada na Fase Fluente. Percebe-se que, apesar de não fazer parte da Fase Fluente de nenhuma ilha de restabelecimento, a SE São Gonçalo do Pará tem grande relevância no momento da preparação das estações da ilha Emborcação. A inobservância deste quesito pode causar danos graves nos equipamentos ou prejuízos ao processo de restabelecimento, caso seja fechado paralelo sem garantir as condições adequadas para tal ou ocorra uma tomada de carga com um valor maior que o previsto.

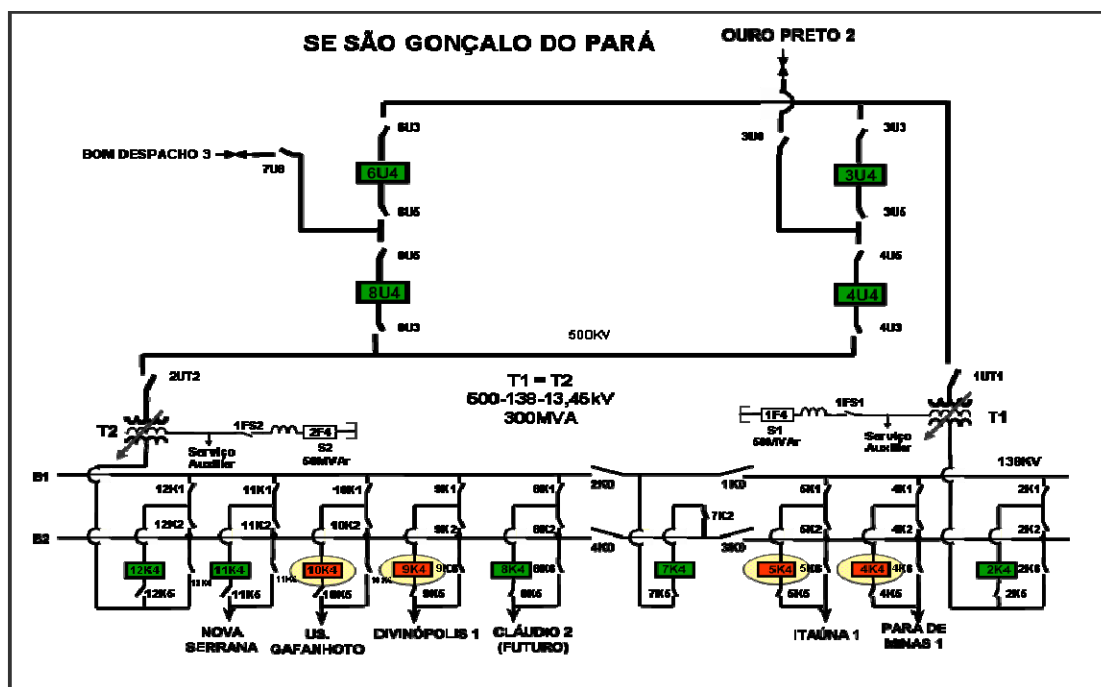


Figura 6.10 – Diagrama Unifilar da SE São Gonçalo do Pará.

SE Neves 1

A figura 6.11 [CEMIG, 2007] ilustra o diagrama unifilar com a configuração da SE Neves 1. A preparação dessa subestação mantém o disjuntor 15U4 fechado de forma que, ao receber tensão proveniente de uma ação de fechamento de disjuntor em São Gotardo 2 (a SE Bom Despacho 3 está preparada de forma a repassar essa tensão diretamente para Neves 1) energizará simultaneamente o reator S12.

O restabelecimento da maior parte da carga desta ilha ocorre no fechamento do disjuntor 9U4 recompondo um montante de aproximadamente 150 MW de carga e em um segundo momento outros 70MW com o fechamento dos disjuntores 5K4 e 6K4.

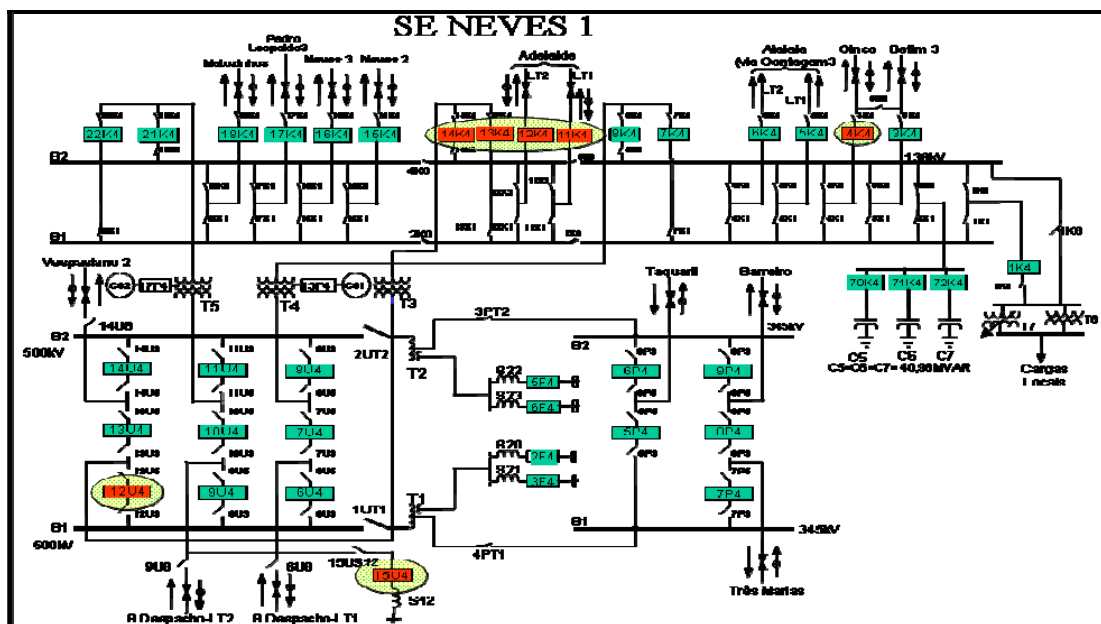


Figura 6.11 – Diagrama Unifilar da SE Neves 1.

Nova Ponte

A figura 6.12 [CEMIG, 2007] ilustra o diagrama unifilar com a configuração da UHE Nova Ponte que, na preparação, mantém todos os disjuntores de 500kV abertos.

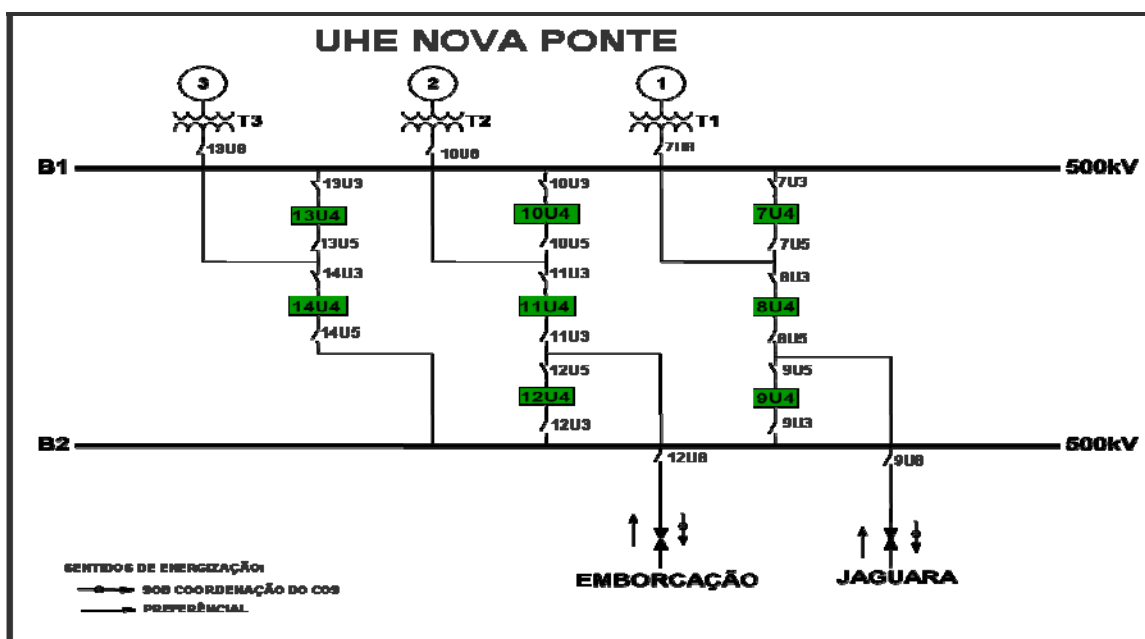


Figura 6.12 – Diagrama Unifilar da UHE Nova Ponte.

6.2.4.2 Restabelecimento da Ilha Emborcação

As regras para a restauração desta ilha estão definidas em [ONS, 2001], pela instrução de operação *IO-RR.SE.EMB – Recomposição da Área Emborcação*, parte de [ONS, 2001].

Na tabela 6.1, transcrita do documento citado acima, é mostrada a recomposição fluente da ilha Emborcação utilizando a forma de restabelecimento prioritária.

Tabela 6.1 – Recomposição Prioritária da Ilha Emborcação.

ITEM	EXECUTOR	PROCEDIMENTO / AÇÃO	OBJETIVO / ITEM DE CONTROLE
1	UHE Emborcação	Sincronizar no mínimo 2 unidades geradoras (preferencialmente uma delas deve ser a unidade geradora 1 para possibilitar a energização do T7 antes do envio de tensão para São Gotardo 2).	O controle da frequência durante toda a fase fluente será executado pela usina Emborcação. Tensão de geração menor ou igual a 15,7 kV
		Energizar os transformadores T6 e T7 – 500/138 kV e energizar o barramento de 138 kV	Tensão menor ou igual a 530kV
		Enviar tensão para as SE Capim Branco 2, Araguari 2, Monte Carmelo e Catalão.	Poderá ser restabelecido o montante total de carga destas SE de 170 MW.
		Sincronizar as demais unidades geradoras	
		Energizar a LT 500 kV Emborcação / São Gotardo 2 enviando tensão para São Gotardo 2	No mínimo três unidades geradoras sincronizadas; Reator S5 e/ou S6 de Emborcação, disponível para operação e preparado para recomposição; Tensão menor ou igual a 540 kV
		Energizar a LT 500 kV Emborcação / Nova Ponte enviando tensão para Nova Ponte.	Potência ativa na LT 500 kV Emborcação / São Gotardo 2 No mínimo três unidades geradoras sincronizadas na UHE Emborcação;
2	SE Bom Despacho 3	Preparar a SE Bom Despacho 3, conforme IO-OI.SE.BDE3 (com ou sem o reator S19 em operação), para o recebimento de tensão de São Gotardo 2.	
3	SE São Gonçalo do Pará	Preparar a SE São Gonçalo do Pará, conforme IO-OI.SE.SGPA, para o recebimento de tensão da SE Bom Despacho 3.	

ITEM	EXECUTOR	PROCEDIMENTO / AÇÃO	OBJETIVO / ITEM DE CONTROLE
4	SE São Gotardo 2	<p>Após receber tensão da UHE Emborcação pela LT 500kV Emborcação / São Gotardo 2 fechar a LT energizando simultaneamente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - A LT 500kV Bom Despacho 3 / São Gotardo 2 enviando tensão para a SE Bom Despacho 3. - A LT 500 kV Bom Despacho 3 / Neves 1 C2 (disjuntor desta linha previamente fechados na SE Bom Despacho 3) - A LT 500 kV Bom Despacho 3 / São Gonçalo do Pará (disjuntor desta linha previamente fechados na SE Bom Despacho 3). <p>Nota: A energização da linha para São Gonçalo do Pará é devido à configuração do barramento da SE Bom Despacho 3 (permitir envio de tensão para Neves 1 sem manobra de seccionadora). Caso o reator S19 da SE Bom Despacho 3 esteja indisponível esta linha não será energizada devido a configuração da SE Bom Despacho 3</p>	<p>Reator S12 da SE Neves 1 previamente conectado (deverá ser confirmado com a SE Neves 1).</p> <p>SE Bom Despacho 3 preparada (deverá ser confirmado com a SE Bom Despacho 3).</p> <p>Tensão menor ou igual a 530 kV</p>
5	SE Neves 1	<p>Após receber tensão da SE Bom Despacho 3 pela LT 500 kV Bom Despacho 3 / Neves 1 C2, fechar o disjuntor energizando o barramento de 500 kV, o transformador T3 (500/138 kV – 300 MVA) com carga e energizando o transformador T1 500/345 kV pelo lado de 500 kV.</p> <p>Nota: os disjuntores de alta e baixa do transformador T3 previamente fechados, conforme IO-OI.SE.NEVE.</p>	<p>Será restabelecido 150 MW de cargas nas SE Neves 1, Adelaide e Cinco.</p>
		<p>Energizar as LT 138 kV Atalaia / Neves 1 circuito 1 e 2 enviando tensão para a SE Atalaia.</p>	<p>Será restabelecido 70 MW de carga na SE Atalaia.</p>
6	SE São Gotardo 2	<p>Energizar o transformador 500/345 kV T3 ou T4 pelo de 500 kV energizando o barramento de 345 kV.</p>	<p>Após verificada potência ativa na LT 500 kV Bom Despacho 3 / São Gotardo 2.</p>
		<p>Energizar a LT 345 kV São Gotardo 2 / Três Marias a partir da SE São Gotardo 2 para a UHE Três Marias.</p>	<p>Este envio de tensão possibilitará o fechamento do paralelo desta área com a área Três Marias, conforme IO-RR.SE.</p>
7	SE São Gonçalo do Pará	<p>Receber tensão da SE Bom Despacho 3 pela LT 500 kV Bom Despacho 3 / São Gonçalo do Pará e manter o disjuntor da LT aberto.</p> <p>Nota 1): Este disjuntor somente será fechado com autorização do COS CEMIG.</p> <p>Nota 2): Na indisponibilidade do reator S19 da SE Bom Despacho 3, a LT 500 kV Bom Despacho 3 / São Gonçalo do Pará não será energizada.</p>	
8	UHE Nova Ponte	<p>Recebendo tensão da SE Emborcação pela LT 500 kV Emborcação / Nova Ponte, normalizar a LT</p>	
		<p>Sincronizar unidades geradoras na UHE Nova Ponte.</p>	
9	COS-CEMIG	<p>Comunicar ao COSR-SE o término da fase fluente desta área bem como o montante de carga restabelecido.</p>	

6.3 Estratégia Aplicada ao COS-CEMIG

6.3.1 Especificação Funcional da Estratégia – Visão Geral

A especificação funcional da estratégia de restabelecimento no COS-CEMIG está ilustrada pela figura 6.13. Esta mostra as informações que serão utilizadas para as tomadas de decisão pelo Gerenciador, os aplicativos já existentes no COS-CEMIG e que serão integrados para a preparação e o restabelecimento e os novos processos de tratamento de impedimento e preparação.

As interações com o operador também podem ser visualizadas na figura. Pelo Gerenciador, ele recebe informações e atua no módulo Preparação Automática e Seqüencial e, após, aciona o SARESTA para o restabelecimento.

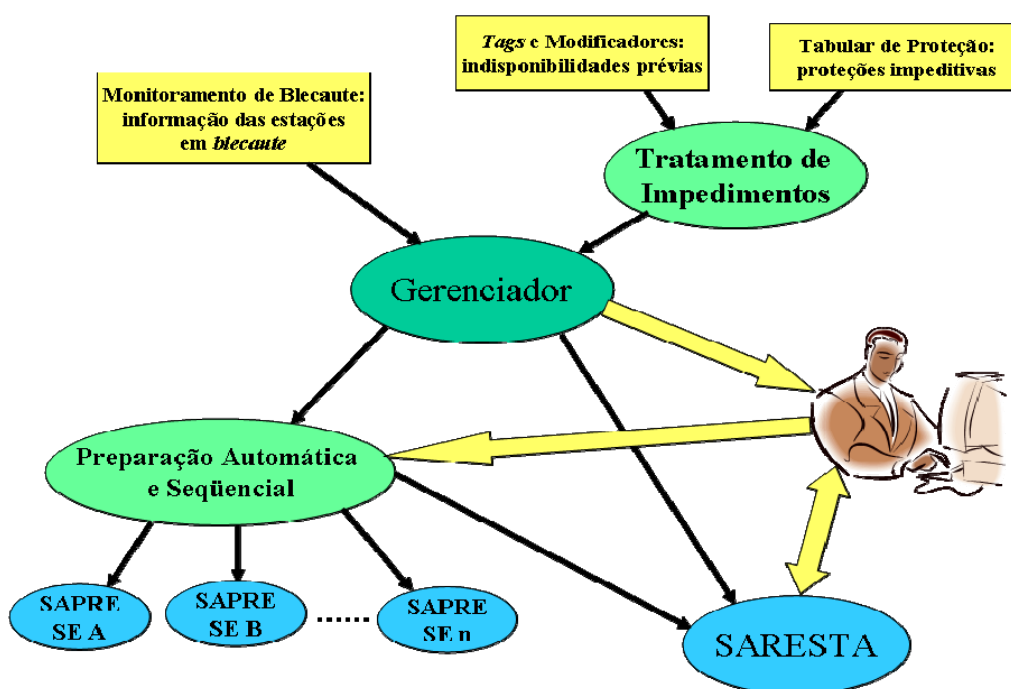


Figura 6.13 – Desenho Resumo da Estratégia.

A seguir são detalhados os passos de funcionamento da proposta no COS-CEMIG.

-
- i. Receber a informação de *blecaute*
 - o No mínimo uma ilha ou área em *blecaute*
 - o Se estiverem várias estações em *blecaute*, mas não formarem nenhuma ilha ou área, o Gerenciador deverá informar o operador e solicitar a preparação e restabelecimento manual – sem a ajuda do Gerenciador – com exceção de quando a contingência múltipla ocorrer conforme critério v. No entanto, em qualquer desses casos, a preparação e o restabelecimento devem ser coordenados pelo centro do ONS.
 - o O gerenciador terá um cadastro das estações que formam uma ilha ou área e receberá do Monitoramento de *Blecaute* as indicações de *blecaute* de cada estação. Comparando com o cadastro, identificará o que poderá apoiar na recomposição.

 - ii. Consultar as informações de impedimentos – *Tags*, Modificadores e proteções impeditivas operadas
 - o Verifica se há conflitos e alternativas, caso haja impedimentos;
 - o Para a preparação, o gerenciador utilizará apenas os impedimentos que estejam relacionados com as estações que formem ilhas ou áreas e sejam impeditivas. Uma relação pré-cadastrada das ilhas e áreas com os seus respectivos impedimentos indicará se este inviabiliza a preparação prioritária, se há alternativa, ou se não faz diferença;
 - Se o impedimento inviabilizar a preparação prioritária, verificar se há alternativa:
 - ✓ Se há alternativa, informa ao operador e habilita a preparação conforme regra alternativa cadastrada;
 - ✓ Se não há, informa ao operador da necessidade de preparar as estações individualmente, considerando indisponível(eis) o(s) equipamento(s) defeituoso(s);
 - o Para habilitar o SARESTA serão utilizadas as informações dos impedimentos para verificar a necessidade ou não de alternativas ou se o restabelecimento com o apoio desse aplicativo será inviabilizado.
-

- Se depois de efetuada ou durante a análise do Gerenciador, para a preparação e o restabelecimento, houver atuações de proteções impeditivas, o processo será interrompido e a continuação da restauração do sistema deve ser feita de forma manual pelo operador após avaliação da falha ocorrida.
- iii. Acionamento pelo operador
- Cada ilha ou área terá um botão de acionamento;
 - Após o acionamento de cada ilha ou área é que o Gerenciador executará as verificações de impedimentos;
 - A habilitação para a preparação de cada ilha ou área será efetuada após a identificação de *blecaute* nas respectivas ilhas e áreas;
 - Após a confirmação de que a ilha ou área está em *blecaute* e que se pode preparar pelas regras cadastradas, o operador efetuará o acionamento de um outro botão, referente à respectiva ilha ou área, para execução da preparação automática e seqüencial;
 - Após o acionamento de cada ilha ou área, o operador terá um retorno se a preparação das estações foi satisfatória ou não. Caso ocorra alguma falha, o gerenciador informará quais estações estão preparadas e qual a falha apresentada, sugerindo sua intervenção manual.
- iv. Interface com o SARESTA:
- Terminada a preparação, o Gerenciador habilitará o SARESTA.
 - O Gerenciador agora verificará se os impedimentos que afetam o restabelecimento. De forma análoga à preparação, uma relação pré-cadastrada das ilhas e áreas com os seus respectivos impedimentos indicará se este inviabiliza o restabelecimento prioritário, se há alternativa, ou se não faz diferença;
 - ✓ Se inviabiliza, verifica se há alternativa:
 - Se há alternativa, informar o operador e habilitar o restabelecimento conforme regra alternativa cadastrada;
-

- Se não há, informar o operador da necessidade de restabelecer sem o apoio do SARESTA, considerando a falha.

As interações com o operador devem ser de forma tal, que facilite o entendimento de como o sistema está sendo recomposto. O automatismo na tomada de decisões não pode eximir o operador do completo domínio e conhecimento das ações, que estão sendo propostas.

Alinhada a essa necessidade é importante o desenvolvimento de telas com informações gráficas das ilhas, com informações atualizadas das grandezas analógicas e dos estados de disjuntores. Nesta direção, no Apêndice D, são sugeridas telas para uma interface amigável com o operador.

6.3.2 Especificação do Gerenciador

Para o gerenciamento das regras para Preparação Automática e Seqüencial, Tratamento de Impedimentos e a integração das ferramentas já existentes, deve ser criado um aplicativo Gerenciador, conforme estratégia definida no capítulo anterior, com as funcionalidades e características mostradas a seguir.

Para informações da ocorrência de *blecaute* nas estações

Conforme já tratado, a certeza de que o sistema ou determinada ilha está em *blecaute* é fundamental para uma tomada de decisão acertada para iniciar a recomposição.

O Monitoramento de *Blecaute* implantado no COS-CEMIG pode ser integrado ao Gerenciador de modo a ser o iniciador do processo. A partir da informação de que as estações de determinada ilha estão em *blecaute*, o Gerenciador habilita o processo, que dará seqüência às demais verificações.

Para informações dos impedimentos e associação destas com as alternativas

Uma vez habilitado o Gerenciador, este consultará o banco de dados onde são armazenados os estados das proteções e as informações relativas às *Tags* e aos Modificadores.

O resultado desta consulta será confrontado com a relação dos impedimentos previamente cadastrados no Gerenciador, para verificar a possibilidade de se utilizar a preparação e o restabelecimento prioritários ou a necessidade de se utilizar alternativas, ou ainda constatar que não há possibilidade de apoiar o operador.

Para preparar as estações seqüencialmente

O Gerenciador, após processar as informações relativas aos possíveis impedimentos, estará habilitado para a preparação dos disjuntores das estações da ilha por meio do SAPRE, obedecendo às regras de segurança.

O operador será avisado da habilitação do comando de preparação e também será informado se estará sendo utilizada alguma alternativa.

Para apoiar o restabelecimento do sistema

Após o comando do operador para preparar a ilha, o Gerenciador confirmará a efetividade das alterações dos estados dos disjuntores, conforme previsto na preparação e habilitará o SARESTA para recompor a ilha.

Mais uma vez o operador será comunicado da situação, sendo informado da habilitação do SARESTA e se o processo de restabelecimento poderá ocorrer de forma prioritária ou se será necessário utilizar alguma alternativa.

6.3.3 Implementação da Estratégia na Restauração da Ilha Emborcação

6.3.3.1 Preparação Automática e Seqüencial para a Ilha Emborcação

Mantendo o mesmo critério de restabelecimento e a mesma preparação individual de cada estação, pode-se agilizar o restabelecimento dessa ilha.

Utilizando as regras e critérios propostos no capítulo anterior, a ordem de preparação das estações dessa ilha fica conforme a tabela 6.2. As justificativas e comentários buscam esclarecer como as regras foram utilizadas para estabelecer tal ordem, buscando a agilidade no processo de restabelecimento e garantindo a segurança de cada ação.

Tabela 6.2 – Seqüência de Preparação das Estações da Ilha Emborcação.

Ordem de Preparação	Estação	Justificativa / Comentários
1	Emborcação	A UHE Emborcação é a usina de auto-restabelecimento que dá nome à ilha. É a primeira a ser preparada para iniciar o processo de interligação das unidades geradoras.
2	Neves 1	A SE Neves 1 é a estação a partir da qual será restabelecida a maior parte da carga da ilha. Observa-se aqui a regra da carga para a fonte.
3	Bom Despacho 3	A SE Bom Despacho 3 é uma das estações mais importantes no processo de preparação da ilha, por repassar a tensão proveniente de São Gotardo 2 para Neves 1, sem ação do operador durante o restabelecimento.
4	São Gotardo 2	Obedecendo a ordem da carga para a fonte , esta estação deverá ser preparada depois de Bom Despacho 3.
5	São Gonçalo do Pará	<p>Sendo uma estação adjacente à ilha, a SE São Gonçalo do Pará poderá ser preparada em qualquer momento antes do envio de tensão da SE São Gotardo 2 para a SE Bom Despacho 3.</p> <p>Para a preparação e o restabelecimento da Ilha Emborcação, não há necessidade que toda a SE São Gonçalo do Pará esteja preparada. Basta que os disjuntores 6U4 e 8U4 estejam abertos para garantir a segurança do restabelecimento da ilha. Os outros disjuntores não preparados vão ser importantes em outro momento da recomposição, onde se deve adequar previamente seus estados (abertos / fechados).</p>
6	Nova Ponte	Sem muita relevância na ordem de preparação desta ilha, por ter todos os seus disjuntores abertos e só receber tensão de Emborcação após as cargas da ilha estarem recomposta, a UHE Nova Ponte pode ser preparada em outros momentos, porém optou-se por deixá-la por último para evitar que uma falha na sua preparação interrompa ou atrase todo o processo.

A ordem proposta na tabela 6.2 pondera vários aspectos relacionados à agilidade e segurança das ações, indicando a melhor seqüência de preparação das estações da Ilha Emborcação de forma melhorar o processo de restabelecimento dessa ilha.

A aplicação da estratégia de preparação possibilita que os 89 disjuntores (23 de Emborcação, 7 de São Gotardo, 10 de Bom Despacho, 39 de Neves, 2 de São Gonçalo do Pará e 8 de Nova Ponte) estejam preparados adequadamente por meio de um único comando. Além disto, qualquer anormalidade será informada ao operador, que terá o completo domínio de todo o processo de preparação, sem a necessidade de buscar as informações nos diversos aplicativos do sistema de supervisão e controle.

6.3.3.2 Tratamento de Impedimentos e Recomposição da Ilha Emborcação

Pelas características desta ilha, mostradas anteriormente, pode-se determinar os equipamentos imprescindíveis para o restabelecimento prioritário e as necessidades da utilização de alternativas, caso existam.

Os impedimentos, que se caracterizem por serem indisponibilidades prévias, serão indicados pelos *Tags* ou Modificadores. O Tabular de Proteção será utilizado para extrair as informações referentes às proteções impeditivas atuadas.

Alguns dos impedimentos relevantes, bem como as alternativas existentes e os procedimentos para utilizá-la, estão descritos na tabela 6.3, a seguir:

Tabela 6.3 – Tratamento de Impedimento da Ilha Emborcação.

Impedimentos	Alternativas	Procedimentos	Tratamento de Conflitos
Transformador T7 500/138kV da UHE Emborcação.	Utilizar o Transformador T6 500/138kV.	Energizar ou verificar energizada a barra 1 de 500kV e fechar o disjuntor 2K4 de 138kV. Ambas as ações no restabelecimento.	PPRA
Reator S19 da SE Bom Despacho 3 ou Disjuntores 6U4, 7U4 ou 12U4 da SE Bom Despacho 3.	Enviar tensão para a SE Neves 1 fechando os disjuntores 8U4, 13U4 e 14U4.	Alterar a preparação da SE Bom Despacho 3. Não depende mais da preparação de São Gonçalo do Pará.	PARP
Reator S12 da SE Neves 1 ou LT 2 500kV Bom Despacho 3 / Neves 1.	Restabelecer as cargas de Neves 1, por meio das linhas de 345kV passando pela UHE Três Marias.	Altera a preparação Neves 1 e o restabelecimento da ilha. Não depende mais da preparação de Bom Despacho 3 e São Gonçalo do Pará.	PARA
Reator S5 da UHE Emborcação e Reator S6 da UHE Emborcação.	Não há alternativas para esta situação.	As estações da ilha serão restabelecidas em uma etapa posterior, sob coordenação de um centro do ONS.	PARP PARP
LT 500kV Emborcação / São Gotardo 2.	Não há alternativas para esta situação.	As estações da ilha serão restabelecidas em uma etapa posterior, sob coordenação de um centro do ONS.	

Neste exemplo, pode-se perceber tratamento a ser dado pelos diversos impedimentos que alteram a preparação e/ou o restabelecimento. Observa-se, também, que dois impedimentos simultâneos PARP ou o impedimento único da LT 500kV Emborcação / São Gotardo 2 inviabilizam o restabelecimento desta ilha.

O tratamento de impedimento aplicado à Ilha Emborcação resume para o operador a forma mais adequada para preparar e restabelecer esta ilha. Assim, todo o processo se adequará às condições de disponibilidade dos equipamentos de forma automática, diminuindo o tempo de análise do operador e agregando segurança aos procedimentos apresentados para a restauração desta ilha.

6.4 Considerações Finais

A aplicação da estratégia de restabelecimento ao sistema CEMIG, por meio da integração das funcionalidades já existentes no centro dessa empresa, se mostra extremamente favorável, com indicativos de baixo custo de implementação.

Pelos automatismos na preparação e a diminuição do número de decisões do operador em tempo real, estima-se um ganho considerável no tempo de restabelecimento, com a utilização da estratégia apresentada. Este ganho representaria aproximadamente 30% de redução no tempo total de restauração de uma ilha – o número médio de disjuntores, por ilha, é de 70 – podendo chegar a 40% de redução quando for necessária a utilização de várias alternativas. Adicionalmente, outros ganhos para a operação do sistema podem ser auferidos: os benefícios se estenderiam à possibilidade do operador estar disponível para atuar em outras atividades, como o restabelecimento de uma outra ilha em *blecaute*.

O exemplo da aplicação prática da estratégia pode ser estendido para outras ilhas ou áreas do sistema elétrico, devendo ser adaptadas às particularidades de cada uma delas. Para a implantação em outro centro de operação, não são esperadas grandes dificuldades, pois pelas características comuns das necessidades operativas do sistema, parte considerável desses centros possuem funcionalidades semelhantes.

Vale ressaltar, que a utilização destes critérios terá ganho significativo quanto maior for o número de ilhas ou áreas recompondo vários equipamentos e estações simultaneamente.

7 CONCLUSÕES E PROPOSTA DE CONTINUIDADE

A estratégia proposta nesta dissertação se mostra bastante promissora sob diferentes aspectos.

O primeiro deles se refere aos significativos avanços para o controle restaurativo, uma vez que agiliza o restabelecimento do sistema elétrico após *blecaute*. Tendo em vista as várias frentes para enfrentar o problema blecaute e seus impactos para as indústrias e a sociedade, a estratégia se mostra alinhada financeira e tecnicamente no sentido de restabelecer o sistema, de forma a mitigar suas conseqüências.

Por utilizar funcionalidades presentes em aplicativos comuns às rotinas dos centros de operação, a implementação da estratégia apresenta custo relativamente baixo se comparado ao valor do desenvolvimento de um aplicativo específico para o controle restaurativo com as mesmas funções. Mesmo para os centros que atualmente não estão providos de todas as funcionalidades citadas, o custo ainda se mostra viável, diante dos benefícios que apresenta. Sendo assim, a proposta se justifica também sob o ponto de vista econômico.

Também pode ser citada como benefício, a diminuição da pressão emocional inerente ao processo de recomposição, propiciando às equipes maior concentração nas tarefas a serem realizadas.

Os estudos relativos ao controle restaurativo no Brasil e, mais especificamente, em Minas Gerais, permitiram que a estratégia fosse idealizada de forma tal que sua implementação prática possa ser realizada. Basicamente, ela se baseia em passos básicos:

- Utilização da melhor alternativa possível, quando da indisponibilidade ou impedimento de equipamentos;
 - Preparação automática e seqüencial das estações, obedecendo a regras bem definidas para que o processo ocorra de forma rápida, com confiabilidade e segurança.
-

Com respeito às propostas de continuidade do trabalho, podem ser citadas:

- Elaboração de projeto para implementar a especificação funcional no COS-CEMIG;
 - Desenvolvimento de lógicas para ilhamento intencional, preparação da estação e arranjos especiais, utilizando as novas funcionalidades das remotas e relés digitais atuais;
 - Elaboração de aplicativo para restabelecimento do sistema em contingências múltiplas, a ser validado pelo ONS e implantado nos centros de agentes, para auxílio à tomada de decisão;
 - Elaboração de novos estudos visando aumentar a Fase Fluente por meio da criação de novas ilhas ou agregando novas estações às ilhas atuais;
 - Utilizar PCHs – Pequenas Centrais Hidrelétricas para formação de ilhas internas aos agentes de Distribuição;
 - Desenvolvimento de aplicativos para os Centros de Operação e/ou para as estações que possibilite agilidade de ajuste e fechamento de paralelo entre ilhas de forma segura;
 - Trabalhar a seqüência de atuação das proteções, para identificar e informar ao operador a causa do blecaute e possíveis equipamentos desligados com defeito, sem que haja proteções impeditivas atuadas.
-

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [ABRATE, 2007] <http://www.abrate.org.br>, site oficial da Associação Brasileira das Grandes Empresas de Transmissão de Energia Elétrica – ABRATE pesquisado no mês de setembro de 2007.
- [Amaral, 2007] **AMARAL R. R.**, *Editor de Regras para o Sistema Especialista de Apoio ao Restabelecimento da CEMIG*; Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2007. Monografia do Curso de Graduação em Engenharia de Controle e Automação.
- [ANEEL, 2007] <http://www.aneel.gov.br>, site oficial da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL pesquisado no mês de setembro de 2007.
- [Araújo, 2007] **ARAÚJO, A. S., SANTOS, J. M., AMORIM, F. G. I., SAUVÉ, J. P., FIGUEIREDO, J. C. A., NETO, E. R., NICOLETTI, P. S.**, *Smart Action – Determinação Inteligente de Ações para Recomposição do Sistema Elétrico*. (XIX SNPTEE). Rio de Janeiro 2007.
- [CEMIG, 2001] **Compilação das Principais Perturbações no Sistema Interligado e no Sistema Cemig no Período: 1984 – 2000**. Relatório da Gerência de Supervisão e Controle da Operação do Sistema da CEMIG, abril de 2001.
- [CEMIG, 2007] **Instruções Operativas das Estações da Rede de Operação Operadas pela CEMIG** Documentos da Gerência de Supervisão e Controle da Operação do Sistema da CEMIG, Dezembro de 2007.
- [Faria, 2002] **FARIA V. R.** *Especificação Técnica de um Sistema para Tratamento de Alarmes em Centros de Controle de Sistemas Elétricos de Potência* Universidade Federal de Minas Gerais, 2002. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica.
- [Filho, 2006] **FILHO, M. N. S., TORRES, L. T.**, *Sistema Inteligente para Tomada Rápida de Decisões nos Sistemas Elétricos*. (3º SENOP). Belém 2006.
- [Gomes, 2007] **GOMES, P., JUNIOR, G. C., SARDINHA S. L. A.**, *Os Blecautes que Não Ocorreram*. (IX EDAO). Goiás 2007.
- [Higashi, 2003] **HIGASHI, S. S. C., FILHO, A. S., RABELO, R. J.**, *Um Sistema Multi-Agente para o Auxílio à Recomposição na Fase Coordenada*. (V SIMPASE). Recife 2003.
- [Leite, 2007] **LEITE, L. C., GONÇALVES, A. M. M., PINTO, J. O. P., BRONAUT, A. D., SANTINI, L. C., COLLAZOS, K., GALOTTO, L.**, *Sistema Especialista Para treinamento e Simulação da Recomposição do Sistema Elétrico da Enersul*. (IX EDAO). Goiás 2007.
-

- [Lopes, 2005] **LOPES G. M.**, *Controle Restaurativo por Meio das Ferramentas Disponíveis no Sistema de Supervisão e Controle da CEMIG*; Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2005. Monografia do Curso de Especialização em Sistemas Elétricos de Potência.
- [Lopes, 2007] **LOPES, G. M., VALE, M. H. M.**. *Restabelecimento de Sistemas de Energia Elétrica – Estratégia Adotada pela CEMIG na Área 500/345kV Minas Gerais. (XIX SNPTEE)*. Rio de Janeiro 2007.
- [Magrini, 2007] **MAGRINI, L. C., GUIRELLI, C. R., JARDINI, J. A., MELONI, M. L. B.**, *Utilização de Sistema Especialista na Recomposição de Sistemas de Potência. (XIX SNPTEE)*. Rio de Janeiro 2007.
- [Martino, 1999] **MARTINO, M. B., SILVA, M. B., LOURENÇO, C. R., FIGUEIREDO, M. V. F., MACÊDO, J. D., CHAVES, C. M. S., PITTA, R. L. A.**, *Sistema Especialista Para Auxílio à Recomposição do Sistema Furnas. (XV SNPTEE)*. Paraná 1999.
- [Monticelli, 1983] **MONTICELLI A.**, *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*; Editora Edgard Blucher, São Paulo, 1983.
- [Mota, 2005a] **MOTA, A. A.**, *Metodologia Computacional para Avaliação da Qualidade de Planos de Recomposição de Sistemas de Energia Elétrica*. UNICAMP, 2005. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica.
- [Mota, 2005b] **MOTA, A. A., MOTA, L. T. M., FRANÇA, A. L. M.**, *Representação Gráfica Automática de Procedimento de Rede na Recomposição do Sistema Interligado Nacional. (VI SIMPASE)*. São Paulo 2005.
- [Mundim, 1996] **MUNDIM, M. V.** *Sistema Inteligente de Apoio ao Restabelecimento*. Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 1996. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica.
- [ONS, 2001] **Procedimentos de Rede** elaborados pelo ONS e com primeira homologação pela ANEEL em 23/07/2001.
- [Pestana, 2007] **PESTANA, M. M.**, *RECOMP – Sistema de Apoio à Recomposição de Sistemas Elétricos. (IX EDAO)*. Goiás 2007.
- [SSCD, 2007] **Manual do SSSCD (Sistema de Supervisão e Controle Distribuído)** Documento da Gerência de Supervisão e Controle da Operação do Sistema da CEMIG, Outubro de 2007.
- [Vale, 1986] **VALE, M. H. M.** *Centros Modernos de Supervisão e Controle de Sistemas de Energia Elétrica*. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1986. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica.
-

-
- [Vale, 1999a] **VALE, M. H. M., VALE, M. I. M., LAMEIRAS, M., LOBATO, M. V. C.** *SARESTA – Sistema de Restabelecimento Integrado ao Sistema de Supervisão e Controle Distribuído da CEMIG.* (XV SNPTEE). Paraná 1999.
- [Vale, 1999b] **VALE, M. I. M., VALE, M. H. M. V., LAMEIRAS, M., LOBATO, M. V. C.** *CAT – Controle Automático de Tensão – SARESTA – Sistema de Apoio ao Restabelecimento- Pacotes Computacionais Integrados ao SSCD da CEMIG.* (VIII ERLAC). Paraguai. 1999.
- [Vale, 2000] **VALE, M. H. M., FILHO, S. V., VALE, M. I. M.** *Aplicação de Ferramentas Computacionais Avançadas para Restabelecimento de Sistemas de Energia Elétrica* (UFMG - CEMIG) 2000.
- [Vale, 2004] **VALE, M. H. M.** *Notas de aula da disciplina “Supervisão e Controle de Sistemas Elétricos de Potência”.* Universidade Federal de Minas Gerais, 2004. Curso de Especialização em Sistemas Elétricos de Potência.
-

APÊNDICE A

Estão apresentados a seguir as premissas, diretrizes, critérios gerais extraídas do submódulo 10.11 – *Norma de Operação - Recomposição da Rede de Operação após Perturbação*:

- Cada área de auto-restabelecimento possui **pelo menos uma Usina de Auto-restabelecimento Integral** que parte e sincroniza um número mínimo de suas unidades geradoras para alimentação de cargas prioritárias.
 - As áreas de auto-restabelecimento e as estações adotam procedimentos preferenciais e, dependendo da configuração elétrica, **procedimentos alternativos** para recomposição. Os procedimentos alternativos visam cobrir eventuais situações que inviabilizem a adoção do procedimento preferencial no processo de recomposição.
 - A fase de recomposição fluente não se inviabiliza em função de estações desassistidas. Os procedimentos de recomposição são adequados para serem **executados remotamente** ou automatizados localmente.
 - A estratégia de recomposição **não leva em consideração interesses comerciais**.
 - Em cada área de auto-restabelecimento deve-se definir **qual usina será responsável pelo controle de frequência**.
 - As usinas de auto-restabelecimento Integral devem, periodicamente, ser submetidas a processo de certificação, definido pelo ONS, de forma a **assegurar o perfeito desempenho**, quando da ocorrência de desligamentos gerais. Os procedimentos para realização desses testes estão detalhados na rotina RO-RR.BR – *Testes de Recomposição na Rede de Operação*.
 - Sempre que a configuração da Rede de Operação permitir, deverão ser programadas **simulações de treinamentos em tempo real de manobras de recomposição do sistema**, incluindo as estações desde a geração até a carga. Os procedimentos estão detalhados na rotina RO-RR.BR – *Testes de Recomposição na Rede de Operação*.
-

-
- Depois de perturbações, durante a etapa de recomposição, os **bancos de capacitores devem ser desligados e os tapes de transformadores comutados** para uma posição que não implique sobretensões no sistema, durante a etapa de recomposição.
 - O restabelecimento da carga pode ser feito em blocos, alimentando transformadores com carga conectada ou gradativamente, restabelecendo circuitos alimentadores seqüencialmente, atendendo critério interno do agente.
 - Para **liberação adicional de carga**, as seguintes condições deverão ser atendidas:
 - Disponibilidade adicional de geração;
 - Limitações de carregamento em equipamentos;
 - Restrições de tomada de carga na área para evitar sobretensões no caso de rejeição de carga;
 - Freqüência dentro da faixa de 59 a 61 Hz.
 - A fase de **recomposição coordenada só deve ter início** após a verificação das seguintes condições:
 - Ausência de sobrecargas em equipamentos da área considerada;
 - Estabilização da freqüência;
 - Níveis de tensão compatíveis com a carga restabelecida no momento.
-

APÊNDICE B

Os três estágios para a elaboração dos estudos de recomposição do sistema são: Fluxo de Potência, Transitórios Eletromecânicos e Transitórios Eletromagnéticos. Estes seguem as premissas do submódulo 23.3 – *Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos* e estão definidos a seguir:

- Fluxo de Potência: estudos em regime permanente que são efetuados considerando as Fases Fluente e Coordenada para definir os patamares de cargas prioritárias observando tensão e frequência, bem como os limites de potência ativa e reativa das unidades geradoras. O submódulo 18.2 estabelece os modelos computacionais para esta análise; dentre eles pode-se ressaltar o Programa de Análises de Rede – ANAREDE;
 - Transitórios Eletromecânicos: estudo e análises de estabilidade eletromecânica, oscilações de frequência e tensão durante manobras, sobretensões dinâmicas e aspectos torcionais em unidades geradoras nos fechamentos de anéis e paralelos. O objetivo principal deste estudo é prevenir oscilações eletromecânicas e sobretensões dinâmicas que possam causar danos aos equipamentos. O Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos – ANATEM é um dos programas validados para este estudo no submódulo 18.2;
 - Transitórios Eletromagnéticos: estudo responsável pela definição das tensões máximas para manobras de energização de linhas e equipamentos, necessidade da utilização de reatores e montantes e degraus máximos de tomada de cargas. No submódulo 18.2, pode-se ressaltar o ATP (*Alternative Transient Program*) para este estudo.
-

APÊNDICE C

A seguir estão descritos os **critérios** e **diretrizes** do submódulo 23.3 – *Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos* para elaboração de cada etapa dos estudos de recomposição. As instruções do submódulo 10.21 – *Instruções de Operação* também foram utilizadas para complementos das definições dos estudos.

Fluxo de Potência – Estudos para o Restabelecimento do Sistema

Visando um melhor entendimento, os aspectos e as grandezas consideradas no Cálculo do Fluxo de Potência estão separados em três partes neste estudo, conforme a seguir.

No balanço **Carga / Geração** destaca-se:

- Para cada ilha devem ser definidas as cargas prioritárias a serem restabelecidas na Fase Fluente, levando-se em consideração as limitações de geração, transmissão e transformação da área.
- Estas cargas devem ser estudadas para condições extremas (carga leve e pesada), para garantir a efetividade da recomposição em qualquer horário.
- O processo de retomada deve sempre ocorrer de forma gradativa – o aparente aumento no tempo é compensado pela segurança e confiabilidade do restabelecimento do corredor, que neste momento estará frágil.
- Para calcular o montante de cargas a ser restabelecido na Fase Fluente para determinada ilha, primeiro é necessário calcular a potência disponível da área. Para este cálculo, se considera possíveis manutenções ou impedimentos, da seguinte forma:

$$P_{disp}=0,8*(n-1)*P_n$$

Onde:

P_{disp}: Potência total considerada em determinada usina;

n: Número total de unidades geradoras da usina;

P_n: Potência nominal de cada unidade geradora.

- Para os casos onde há risco de ocorrer auto-excitação²⁷, o cálculo acima é desconsiderado e é determinado um número mínimo de unidades geradoras que garanta que não haverá esse fenômeno;
- Caso haja mais de uma usina de auto-restabelecimento na ilha, a potência total disponível considerada será a soma das potências disponíveis de cada usina.
- Não havendo restrições, as usinas hidráulicas devem manter o número máximo de unidades geradoras sincronizadas, durante todo o processo de recomposição;
- As usinas térmicas geralmente não são utilizadas no processo inicial de restabelecimento, portanto, sempre que viável e possível, deve ser elaborado esquemas de ilhamento que preserve parte da carga em casos de *blecaute*.

No **Controle de Tensão** destaca-se:

- Deve ser estabelecida a tensão de partida das unidades geradoras de cada estação. Desta forma, se garante o controle de tensão e a disponibilidade de potência reativa, caso não se consiga restabelecer as cargas prioritárias da área;
- Os recursos para controle de tensão de cada estação serão utilizados nos níveis necessários para o restabelecimento. Capacitores normalmente não são utilizados, devido ao problema mais comum no processo ser de sobretensão. Sua utilização se restringe a casos específicos, assim como

²⁷ Fenômeno que ocorre quando, em determinada frequência, há uma interação entre a potência reativa de unidades geradoras e linhas de transmissão, causando crescimento descontrolado da tensão terminal nas máquinas síncronas.

a utilização de compensadores síncronos e estáticos, cuja função principal não é controlar a tensão;

- O principal recurso para controle de tensão na recomposição é a potência reativa das unidades geradoras sincronizadas, de acordo com a geração ativa produzida, obedecendo a sua curva de capacidade (*capability*);
- Essa potência reativa produzida, em conjunto com a impedância da configuração da ilha e o fator de potência das cargas da região são consideradas para a definição do montante de carga a ser recomposta, em cada etapa do processo;
- Os fatores de potência das cargas normalmente considerados são entre 0,85 a 0,95;
- As faixas de tensão aceitáveis em regime permanente, para estudos de recomposição do sistema nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil está na tabela 1;

Tabela 1 – Faixas de Tensão para Recomposição [ONS, 2001]

Tensão	Fase Fluente (*)		Fase Coordenada	
	Mínima	Máxima	Mínima	Máxima
≤ 138kV	90%	110%	90%	105%
230kV				110%
345kV				
440kV			95%	
500kV				
525kV	85%	105%	90%	105%
765kV	90%	104,6%		104,6%

(*) A CEMIG adota faixas de 85% a 115% nas tensões de 138kV, 230kV, 345kV e 500kV.

- As tabelas anteriores devem ser seguidas quando não houver restrições ou recomendações relativas aos equipamentos, declaradas pelos respectivos agentes proprietários.

No **Controle de Freqüência** destaca-se:

- A freqüência será regulada em torno de 60,0 Hz, sendo admitida uma variação dentro dos limites:
 - Na fase fluente, entre 58 e 62 Hz;
 - Na fase coordenada entre 59 a 61 Hz.
- Havendo mais de uma usina de auto-restabelecimento em uma ilha, uma delas ficará com uma folga de geração para controlar a freqüência. As demais serão responsáveis por assumir os degraus de cargas;
- Na Fase Fluente o controle da geração na usina responsável por controlar a freqüência, se dará pelos sinais do próprio processo de recomposição (valores de tensão e potência ativa). Não sendo possível, de forma coordenada por um centro de operação.

Transitórios Eletromecânicos – Estudos para o Restabelecimento do Sistema

- Para avaliar as oscilações de freqüência e tensão nas energizações de linhas de transmissão ou transformadores e nas tomadas de carga são simulados os reguladores de tensão e velocidade das unidades geradoras;
- Os níveis aceitáveis para oscilações de freqüência e tensão dinâmica nos estudos de recomposição para garantir a estabilidade eletromecânica do sistema, estão nas tabelas 2 e 3:

Tabela 2 – Níveis Aceitáveis de Freqüência [ONS, 2001]

Usina	Freqüência (Hz)	
	Mínimo	Máximo
Hidráulicas	56,5	66
Térmicas	57	63

Tabela 3 – Níveis Aceitáveis de Tensão [ONS, 2001]

Tensão Nominal	Tensão Dinâmica (pu)		
	Mínima	Máxima	
≤ 138kV	0,85	1,25	Ou 5% abaixo do ajuste da proteção de sobretensão temporizada
230kV			
345kV			
440kV			
500kV	1,30		
525kV	0,80	1,25	
765kV	0,85		

- No **fechamento de paralelo** entre ilhas ou áreas eletricamente separadas, os valores máximos permitidos para variação de tensão, freqüência e ângulo para que não ocorram esforços torcionais superiores aos permitidos nas unidades geradoras são:
 - 0,2 Hz de diferença na freqüência;
 - 10% de diferença no módulo da tensão nominal;
 - 10 graus de defasagem angular.
- Para o **fechamento de anel**, é verificada uma máxima variação instantânea de potência ativa de 50% nas unidades geradoras hidráulicas ou térmicas; salvo restrições ou liberações declaradas pelo agente proprietário. A CEMIG libera uma potência acelerante de até 80% em suas unidades geradoras hidráulicas;
- Também do ponto de vista dos estudos eletromecânicos, são avaliados os degraus máximos de tomada de cargas, de forma a evitar grandes variações de tensão e freqüência. A condição ideal é que estes degraus sejam entre 20% e 50% da potência inicialmente disponibilizada;

- É necessário obedecer a um intervalo de tempo mínimo de 1 minuto entre os degraus de cargas. Este procedimento visa garantir a segurança da recomposição, permitindo a estabilização da tensão e frequência pelas respostas dos sistemas automáticos de regulação das unidades geradoras das usinas de auto-restabelecimento.

Transitórios Eletromagnéticos – Estudos para o Restabelecimento do Sistema

- Os estudos de transitórios eletromagnéticos sob condições de recomposição do sistema investigam os corredores preferenciais indicados pelos estudos de fluxo de potência e de estabilidade eletromecânica. Este estudo tem como objetivo básico evitar surtos de manobra na rejeição de carga e em equipamentos quando da energização de linhas de transmissão e transformadores. Para tanto, são definidos os valores máximos de tensão para estas manobras;
 - No restabelecimento, principalmente na Fase Fluente, os transformadores são energizados pelo lado de alta tensão para recompor as cargas prioritárias. Essa energização é problemática, pois há uma grande interação entre as capacitâncias e indutâncias do sistema, além disso, os transitórios de energização são menos amortecidos, principalmente onde as perdas são menores, o que ocorre nos sistemas de tensões mais altas;
 - Para os casos de linhas de transmissão o estudo consiste em verificar as solicitações decorrentes da energização, com e sem defeito na extremidade remota;
 - Para indicar a melhor forma de se restabelecer o sistema, vista as considerações anteriores, os estudos eletromagnéticos seguem a seguinte metodologia:
 - Cálculo dos Fluxos de Potência para o sistema;
 - Adequação ou transposição dos valores do Fluxo de Potência (monofásico e pu) para a entrada no ATP, que utiliza a formulação trifásica com a respectiva unidade das grandezas;
-

- Estudos estatísticos, considerando a dispersão entre os pólos dos disjuntores, definindo os instantes dos fechamentos das fases que origina as condições mais severas.
- As rejeições de cargas durante o processo de restabelecimento também são consideradas neste estudo, visto os efeitos que podem ocorrer:
 - Danificação de pára-raios por sobretensões, indisponibilizando o elemento por ele protegido, causando atrasos no processo de restabelecimento;
 - Atuação de proteções de sobretensão, o que acarretaria novos desligamentos e necessidade da repetição do processo de recomposição com a coordenação de um centro de operação;

O estudo de Transitórios Eletromagnéticos também é utilizado para a determinação do montante total e dos degraus de cargas prioritárias a serem restabelecidas, principalmente na Fase Fluente, quando o sistema ainda está fragilizado.

APÊNDICE D

O processo de decisão envolvido na estratégia deve se dar via interface com o usuário. Apenas para efeito ilustrativo, apresenta-se aqui, uma seqüência de telas desta interface.

A figura 1 representa a tela principal de acesso ao Gerenciador. Cada botão fica habilitado quando todas as estações da ilha ou área estão em perturbação total.



Figura 1 – Tela Inicial do Gerenciador

O botão habilitado, uma vez acionado, remete à tela da figura 2. Essa figura ilustra os impedimentos da ilha selecionada (no caso, Emborcação), bem como a preparação proposta e o restabelecimento a ser utilizado.

Caso um impedimento seja resolvido, o Gerenciador automaticamente atualiza a relação das proteções impeditivas e *tags* e as preparações e restabelecimentos antes propostos. O botão ATIVAR PREPARAÇÃO AUTOMÁTICA se torna habilitado sempre que não houver impedimentos ou que estes possuam alternativas não conflitantes.



Figura 2 – Tela de Visualização dos Impedimentos.

A tela da figura 3 mostra para o operador o resultado da preparação automática e sequencial da ilha ou área. Caso haja falhas na preparação de alguma estação, estas serão relatadas nesta tela. A partir destas informações o operador poderá identificar a falha e resolvê-la manualmente.

O botão ATIVAR RESTABELECIMENTO fica habilitado independente do sucesso da preparação de todas as estações. O objetivo disto é possibilitar que um disjuntor não preparado possa ser tratado como um impedimento e, esta situação, avaliada na tela seguinte relativa ao restabelecimento.

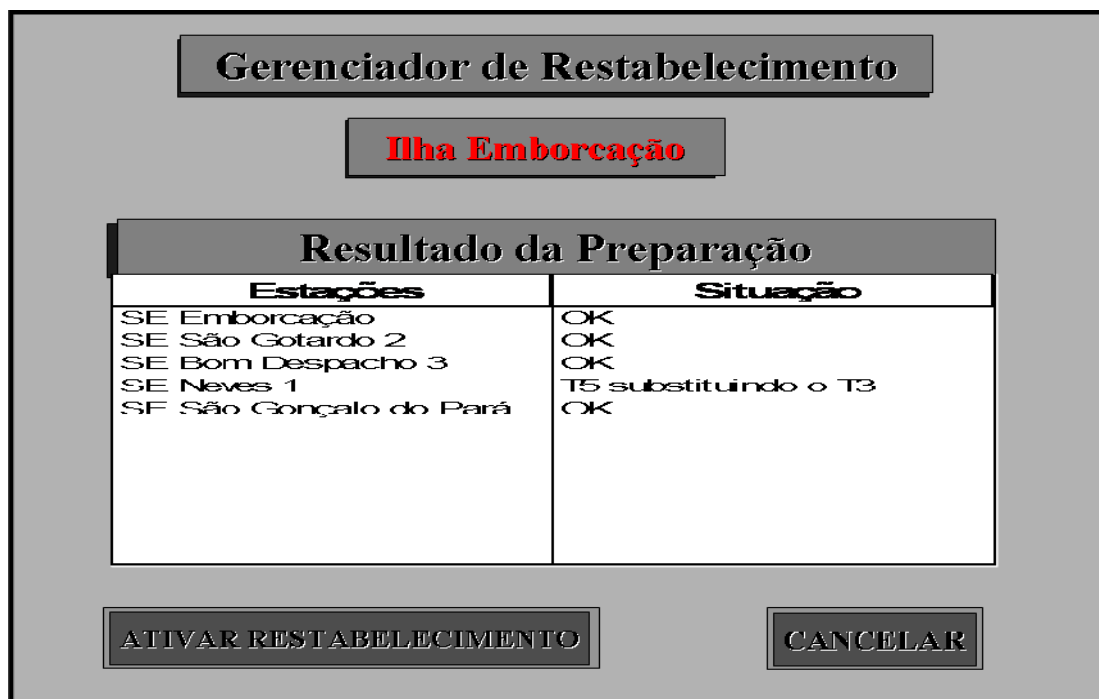


Figura 3 – Tela dos Resultados da Preparação.

A figura 4 mostra a tela onde são registrados todos os impedimentos e as falhas na preparação com as respectivas alternativas, caso existam. De acordo com a solução das falhas (extinção dos impedimentos e/ou adequação do estado dos disjuntores na preparação) estas serão excluídas da lista automaticamente.

O botão ACIONAR SARESTA fica ativo sempre que houver alternativas para o restabelecimento e estes não forem conflitantes.

The screenshot shows a software window titled "Gerenciador de Restabelecimento". Inside, there is a red "SARESTA" logo. Below it is a table titled "Impedimentos / Falhas na Preparação". The table has two columns: "Equip. Impedidos" and "Alternativas". The first row contains the text "Neves 1 - T3" under the first column and "Fechar o 10U4" and "Manter o 9U4 aberto" under the second column. At the bottom of the window are two buttons: "ACIONAR SARESTA" and "CANCELAR".

Equip. Impedidos	Alternativas
Neves 1 - T3	Fechar o 10U4 Manter o 9U4 aberto

Figura 4 – Tela para Acionamento do SARESTA Após a Identificação dos Impedimentos e Falhas na Preparação.