

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MARCELO MARTINHO PESTANA

RECOMPOSIÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA,  
TREINAMENTO E FERRAMENTAS DE APOIO À RECOMPOSIÇÃO

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Pedro Paulo de Carvalho Mendes

Dezembro de 2009

Itajubá - MG

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Mauá –  
Bibliotecária Margareth Ribeiro- CRB\_6/1700

P476r

Pestana, Marcelo Martinho

Recomposição de sistemas elétricos de potência, treinamento e ferramentas de apoio à recomposição / Marcelo Martinho Pestana. -- Itajubá, (MG) : [s.n.], 2009.

231 p. : il.

Orientador: Prof. Dr. Pedro Paulo de Carvalho Mendes.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá.

1. Recomposição. 2. Treinamento. 3. Aplicativos computacionais. I. Mendes, Pedro Paulo de Carvalho, orient. II. Universidade Federal de Itajubá. III. Título.

*"A importância do homem está em que ele pode imaginar um mundo melhor e querer transformar pelo menos uma parte dele em realidade; o homem é um animal que faz utopias. Olhamos para trás e para frente e ansiamos por aquilo que não existe."*

*Platão*

## AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, principalmente pela minha vida com saúde para que eu pudesse realizar este trabalho.

Aos meus pais pelo amor incondicional e incentivo em todas as fases da minha vida.

A minha amada Kessiane e meu amado filho Richard que entenderam e me apoiaram nos momentos de ausência durante o curso de especialização e a realização deste trabalho.

Ao Operador Nacional do Sistema Elétrico por ter me dado à oportunidade de realizar o curso de especialização na UNIFEI.

Aos meus gestores e colegas do ONS pelo apoio durante estes anos de convivência.

Ao colega João Marcelo pela sua colaboração.

Ao meu orientador Prof. Pedro Paulo por todos os ensinamentos e por sua dedicação na orientação deste trabalho.

*"Dedicado a Nane e Richard Pestana."*

## RESUMO

Esta dissertação descreve os aspectos relacionados à recomposição de sistemas elétricos de potência, principalmente do caso brasileiro, que é bastante singular devido à extensão do mesmo e forte predominância de usinas hidrelétricas. Descreve o processo de recomposição do sistema elétrico brasileiro na atualidade e como é realizado o treinamento dos operadores de sistema do Centro Regional de Operação Sudeste (COSR-SE) do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Este trabalho possui, como primeiro subproduto, uma ferramenta computacional proposta para o treinamento destes profissionais. Outro aspecto importante focado neste trabalho é a necessidade dos operadores de sistemas terem ferramentas computacionais de apoio à atividade de recomposição dos sistemas elétricos sob sua responsabilidade. Para atender esta necessidade, este trabalho tem como segundo subproduto, a proposição de uma ferramenta computacional, que tem como objetivo apoiar a equipe de tempo real do COSR-SE na recomposição do sistema elétrico em sua área de atuação.

## ABSTRACT

This dissertation describes aspects related to power systems restoration after blackouts, mainly in the Brazilian Grid that is unique due to its extension and great number of hydro plants. It describes the restoration process of Brazilian Power System nowadays and how the brazilian dispatchers that work for the Southeast Regional Center (COSR-SE) from the Brazilian Independent System Operator (ONS) have been trained to face these situations. This work has, as its first subproduct, the proposal of a computational tool developed for the training of these dispatchers. Another important aspect presented in this work is the need the dispatchers have for computational tools developed specifically to help them during the restoration procedures under their responsibility. So, as a second subproduct, this dissertation describes a computational tool developed in order to help the real time operation from COSR-SE during restorations after blackouts.

## SUMÁRIO

RESUMO .....	VI
ABSTRACT .....	VII
SUMÁRIO .....	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS .....	X
ÍNDICE DE TABELAS .....	XII
LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS .....	XIV
1. INTRODUÇÃO .....	1
2. PRINCIPAIS CONCEITOS NA OPERAÇÃO E RECOMPOSIÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS .....	7
2.1. Operação de Sistemas Elétricos de Potência .....	7
2.2. Distúrbios em Sistemas Elétricos de Potência .....	12
2.3. Recomposição de Sistemas Elétricos de Potência .....	18
2.4. Planos de Recomposição de Sistemas Elétricos de Potência .....	21
2.5. Problemas na Recomposição de Sistemas Elétricos de Potência .....	25
3. RECOMPOSIÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA EM OUTROS PAÍSES .....	29
3.1. Recomposição do Sistema Elétrico da Suécia .....	29
3.2. Recomposição do Sistema Elétrico do ISO New England .....	33
3.3. Recomposição do Sistema Elétrico de Ontário .....	38
4. RECOMPOSIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO .....	43
4.1. Evolução do Sistema Elétrico Brasileiro até 1984 .....	45
4.1.1. Evolução do Sistema Elétrico na Região Sul até 1984 .....	45
4.1.2. Evolução do Sistema Elétrico nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste até 1984 .....	49
4.1.3. Evolução do Sistema Elétrico nas Regiões Norte e Nordeste até 1984 .....	55
4.2. Evolução da Recomposição no Sistema Elétrico Brasileiro .....	58
4.2.1. Evolução da Recomposição no Sistema Elétrico da Região Sul .....	58
4.2.2. Evolução da Recomposição no Sistema Elétrico da Região Sudeste .....	61
4.2.3. Evolução da Recomposição no Sistema Elétrico da Região Nordeste .....	64
4.3. Os Três Primeiros Grandes Blecautes do Brasil .....	65
4.3.1. O Blecaute de Abril de 1984 .....	65
4.3.2. O Blecaute de Agosto de 1985 .....	72
4.3.3. O Blecaute de Setembro de 1985 .....	75
4.3.4. Dados do Sistema Elétrico Brasileiro nos Anos de 1984 e 1985 .....	79
4.3.5. Constatações dos Blecautes de 1984 e 1985 .....	81
4.4. Filosofia e Critérios de Recomposição do Sistema Interligado Brasileiro .....	83
4.5. Evolução do Sistema Elétrico Brasileiro após 1985 .....	96

---

4.6.	O Blecaute de Março de 1999 .....	101
4.7.	O Blecaute de Janeiro de 2002.....	104
4.8.	Comparação entre as Perturbações de 1985 e 2002 .....	109
4.9.	Recomposição do Sistema Elétrico Brasileiro na Atualidade .....	114
5.	PONTOS IMPORTANTES NA RECOMPOSIÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS.....	136
6.	TREINAMENTO EM RECOMPOSIÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS .....	142
6.1.	Treinamento em Recomposição no Centro Regional de Operação Sudeste .....	148
6.2.	SATR - Sistema de Apoio ao Treinamento em Recomposição de Sistemas Elétricos .....	151
6.3.	Resultados Obtidos com o SATR.....	166
6.4.	Evolução do Treinamento dos Operadores do ONS .....	169
6.5.	Comparativo entre o SATR e o OTS .....	172
7.	SISTEMAS DE APOIO À RECOMPOSIÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS .....	174
7.1.	SAPReS - Considerações Iniciais.....	180
7.2.	SAPReS - Definições Básicas .....	183
7.3.	SAPReS - A Interface com o Usuário .....	186
7.4.	SAPReS - Estrutura e Principais Algoritmos .....	200
7.5.	SAPReS - Testes Realizados .....	211
7.6.	SAPReS - Estágio Atual .....	213
7.7.	SAPReS - Ferramenta para Treinamento .....	214
8.	CONCLUSÕES .....	216
9.	SUGESTÕES PARA DESENVOLVIMENTO FUTURO.....	221
10.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	224

---

 ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 - Curva de insatisfação do consumidor.....	17
Figura 4.1 - Estrutura operacional inicial do ONS.....	121
Figura 4.2 - Estrutura operacional atual do ONS.....	124
Figura 6.1 - Tela principal do SATR.....	151
Figura 6.2 - Recomposição da área Luiz Carlos Barreto.....	152
Figura 6.3 - Início de exercício no SATR.....	153
Figura 6.4 - Mensagem de erro genérica do SATR.....	154
Figura 6.5 - Término do exercício no SATR.....	155
Figura 6.6 - Início da fase coordenada da área Mascarenhas de Moraes no SATR.....	156
Figura 6.7 - Recomposição da interligação Sul/Sudeste no SATR.....	157
Figura 6.8 - Interligação de áreas de auto-restabelecimento no SATR.....	158
Figura 6.9 - Exemplo de mensagem do SATR.....	161
Figura 6.10 - Algoritmo Básico do SATR.....	163
Figura 6.11 - Tela do aplicativo de treinamento.....	165
Figura 6.12 - Exercícios realizados com o SATR em 2004.....	167
Figura 6.13 - Layout da sala de simulação do COSR-SE.....	170
Figura 6.14 - Console de comunicação da sala de simulação do COSR-SE.....	170
Figura 7.1 - Diagrama de eventos do SATR.....	180
Figura 7.2 - Diagrama de eventos proposta pelos operadores.....	181
Figura 7.3 - Exemplo de uma instrução de operação de recomposição.....	182
Figura 7.4 - Tela inicial do SApReS.....	186
Figura 7.5 - Tela sobre do SApReS.....	188
Figura 7.6 - Tela de trabalho da área EMB.....	189
Figura 7.7 - Indisponibilidades previstas na área EMB.....	190
Figura 7.8 - Tela de trabalho da área EMB em pausa.....	191
Figura 7.9 - Tela de trabalho da área EMB com equipamentos desligados.....	193
Figura 7.10 - Tela de trabalho da área AGV com medida controlada.....	194
Figura 7.11 - Tela de trabalho da área LCB com várias ações possíveis.....	196
Figura 7.12 - Tela de trabalho da área LCB numa perturbação simples de três equipamentos.....	197
Figura 7.13 - Tela do SSC referente a área LCB.....	199
Figura 7.14 - Estrutura funcional do SApReS.....	200
Figura 7.15 - Tabelas das bases de dados.....	201
Figura 7.16 - Algoritmo básico do SApReS.....	207
Figura 7.17 - Algoritmo detalhado do SApReS - Parte 1.....	208

Figura 7.18 - Algoritmo detalhado do SapReS - Parte 3 .....	210
Figura 7.19 - Simulador de dados de tempo real para a área EMB.....	211

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1 - Custos relacionados ao blecaute de Nova York de 1977.....	16
Tabela 2.2 - Resultado de análise dos problemas de recomposição realizada pelo NERC.....	27
Tabela 4.1 - Circuitos desligados no blecaute de 1984.....	68
Tabela 4.2 - Seqüência de recomposição do blecaute de 1984.....	68
Tabela 4.3 - Circuitos desligados no primeiro blecaute de 1985.....	73
Tabela 4.4 - Seqüência de recomposição do primeiro blecaute de 1985.....	73
Tabela 4.5 - Circuitos desligados no segundo blecaute de 1985.....	76
Tabela 4.6 - Carga interrompida no segundo blecaute de 1985.....	77
Tabela 4.7 - Seqüência de recomposição do primeiro blecaute de 1985.....	77
Tabela 4.8 - Demanda máxima do Sistema Elétrico Brasileiro em 1984 e 1985.....	79
Tabela 4.9 - Capacidade de geração do Sistema Elétrico Brasileiro em 1984 e 1985.....	79
Tabela 4.10 - Extensão da transmissão do Sistema Elétrico Brasileiro em 1984 e 1985.....	80
Tabela 4.11 - Valores de tensão admitidos na recomposição.....	89
Tabela 4.12 - Valores limites na análise transitória da recomposição.....	89
Tabela 4.13 - Capacidade de geração do Sistema Elétrico Brasileiro de 1985 à 1998.....	97
Tabela 4.14 - Extensão da transmissão do Sistema Elétrico Brasileiro de 1985 à 1998.....	98
Tabela 4.15 - Capacidade de geração do Sistema Elétrico Brasileiro de 1999 à 2004.....	99
Tabela 4.16 - Extensão da transmissão do Sistema Elétrico Brasileiro de 1999 à 2004.....	100
Tabela 4.17 - Carga interrompida no blecaute de 1999.....	102
Tabela 4.18 - Seqüência de recomposição do blecaute de 1999.....	103
Tabela 4.19 - Circuitos desligados no blecaute de 2002.....	106
Tabela 4.20 - Carga interrompida no blecaute de 2002.....	107
Tabela 4.21 - Seqüência de recomposição do blecaute de 2002.....	107
Tabela 4.22 - Informações dos blecautes de 1985 e 2002.....	109
Tabela 4.23 - Indicadores propostos para os blecautes de 1985 e 2002.....	109
Tabela 4.24 - Carga interrompida por minuto no blecaute de 1985.....	110
Tabela 4.25 - Carga interrompida por minuto no blecaute de 2002.....	110
Tabela 4.26 - Alterações na estrutura operacional do ONS.....	124
Tabela 4.27 - Áreas de auto-restabelecimento das regiões Sudeste e Centro-Oeste.....	127
Tabela 4.28 - Áreas de auto-restabelecimento da região Sul.....	130
Tabela 4.29 - Áreas de restabelecimento da região Norte.....	132
Tabela 4.30 - Áreas de restabelecimento da região Nordeste.....	133
Tabela 4.31 - Instruções de operação de recomposição do MPO.....	134
Tabela 6.1 - Quantidade de horas de treinamento no COSR-SE de 2002 à 2005.....	166

Tabela 6.2 - Tabela comparativa SATR x OTS .....	173
Tabela 7.1 - Siglas de tipos de equipamentos .....	183
Tabela 7.2 - Tipos de ações do SApReS.....	185

---

## LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BISE	Boletim de Interrupção de Suprimento de Energia
CAG	Controle Automático de Geração
CBEE	Companhia Brasileira de Energia Elétrica
CCOI	Comitê Coordenador da Operação Interligada
CCON	Comitê Coordenador da Operação do Nordeste (até 1981)
CCON	Comitê Coordenador da Operação do Norte-Nordeste
CEAL	Companhia Energética de Alagoas
CEB	Companhia de Eletricidade de Brasília
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica
CEERG	Companhia de Energia Elétrica Rio Grandense
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina
CELF	Centrais Elétricas Fluminenses
CELG	Centrais Elétricas de Goiás
CELPA	Centrais Elétricas do Pará
CELUSA	Centrais Elétricas do Urubupungá
CELPE	Companhia de Eletricidade de Pernambuco
CEMAR	Companhia Energética do Maranhão
CEMAT	Centrais Elétricas Matogrossenses
CEMIG	Centrais Elétricas de Minas Gerais
CEPISA	Centrais Elétricas do Piauí
CESP	Centrais Elétricas de São Paulo
CFLMG	Companhia Força e Luz de Minas Gerais
CFLP	Companhia Força e Luz do Paraná
CHERP	Companhia Hidrelétrica do Rio Pardo
CHESF	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
CHEVAP	Companhia Hidrelétrica do Vale do Paraíba
CNOS	Centro Nacional de Operação do Sistema
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
COELCE	Companhia de Eletricidade do Ceará
COHEBE	Companhia Hidrelétrica Boa Esperança
COL-BE	Centro de Operação Local Belém
COL-CB	Centro de Operação Local Cuiabá
COL-CP	Centro de Operação Local Campinas

---

COL-FU	Centro de Operação Local Furnas
COL-FZ	Centro de Operação Local Fortaleza
COL-GN	Centro de Operação Local Goiânia
COL-IT	Centro de Operação Local Itumbiara
COL-JP	Centro de Operação Local Jacarepaguá
COL-PF	Centro de Operação Local Paulo Afonso
COL-RE	Centro de Operação Local Recife
COL-SL	Centro de Operação Local São Luiz
COL-SV	Centro de Operação Local Salvador
COL-TS	Centro de Operação Local Teresina
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
COS-MG	Centro de Operação Minas Gerais
COS-PR	Centro de Operação Paraná
COS-RG	Centro de Operação Rio Grande do Sul
COS-SP	Centro de Operação São Paulo
COSERN	Companhia de Serviços Elétricos do Rio Grande do Norte
COSR-N	Centro Regional de Operação Norte (até 2006)
COSR-NCO	Centro Regional de Operação Norte/Centro-Oeste
COSR-NE	Centro Regional de Operação Nordeste
COSR-S	Centro Regional de Operação Sul
COSR-SE	Centro Regional de Operação Sudeste
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CTEEP	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista
DTS	Dispatcher Training Simulator
ECE	Esquemas de Controle de Emergência
ELETRONORTE	Centrais Elétricas do Norte do Brasil
ELETROPAULO	Eletricidade de São Paulo
ELETROSUL	Centrais Elétricas do Sul do Brasil
ENENORDE	Comitê Coordenador de Estudos Energéticos do Nordeste
ENERGIPE	Empresa Energética de Sergipe
EPRI	Electric Power Research Institute
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga
ESCELSA	Espírito Santo Centrais Elétricas
GCOI	Grupo Coordenador da Operação Interligada
GIE	Grau de Impacto da Interrupção de Energia
GTAN	Grupo de Trabalho de Análise e Elaboração de Normas de Operação

GTEO	Grupo de Trabalho de Estudos de Operação
IMO	Independent Electricity Market Operator
ISO	Independent System Operator
MPO	Manual de Procedimentos da Operação
NEQ	número do equipamento
NERC	North American Electric Reliability Council
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OTS	Operator Training Simulator
SAELPA	Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba
SAPReS	Sistema de Apoio à Recomposição de Sistemas Elétricos
SATR	Sistema de Apoio ao Treinamento em Recomposição de Sistemas Elétricos
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SIN	Sistema Interligado Nacional
SSC	Sistemas de Supervisão e Controle
TLB	Tie-line-bias

## 1. INTRODUÇÃO

Os sistemas elétricos de potência atuais são grandes redes elétricas formadas através da interligação dos sistemas dos agentes de geração, de transmissão e de distribuição, tornando crítica e complexa a operação destes sistemas.

A operação segura e econômica destes sistemas elétricos é um grande desafio para os agentes do setor, já que a sociedade moderna exige que o fornecimento de energia elétrica seja confiável, contínuo e de baixo custo.

O custo da energia elétrica em sistemas hidrelétricos está diretamente ligado à otimização energética dos reservatórios das usinas. Em determinadas situações, visando esta otimização energética, grandes blocos de energia são transmitidos entre áreas, fazendo com que as interligações operem, algumas vezes, próximas aos seus limites de transmissão.

O atual estágio dos sistemas elétricos de potência e as necessidades dos consumidores de energia elétrica fazem com que a confiabilidade no suprimento desta energia tenha que ser cada vez mais elevada, já que a interrupção desta energia aos consumidores tem que ser minimizada devido ao grande impacto social e econômico que trazem.

Porém, uma combinação de circunstâncias pode levar a interrupção da produção e/ou consumo de energia elétrica num determinado sistema.

Portanto, devido a estes fatores é bastante prudente que os sistemas elétricos estejam preparados para qualquer evento desagradável que interrompa o

fornecimento de energia, através do desenvolvimento de procedimentos atualizados, de fácil acesso e de fácil entendimento, que auxilie os operadores a realizarem uma recomposição rápida e ordenada do sistema elétrico de potência afetado, diminuindo assim, o impacto aos consumidores.

Os distúrbios em um sistema elétrico de potência podem ser um simples desligamento de um equipamento como uma unidade geradora ou linha de transmissão; o desligamento de vários equipamentos em uma mesma área ou região; ou mesmo o desligamento total deste sistema.

Os principais distúrbios num sistema de suprimento de energia elétrica são principalmente causados por defeitos temporários originados, na maioria das vezes, nos sistemas de transmissão. Estatisticamente o maior número destes defeitos são devidos a descargas atmosféricas nas linhas de transmissão, que são rapidamente eliminados pela atuação rápida e seletiva dos relés de proteção, retornando o sistema a uma condição sem defeito.

Em alguns casos, os defeitos temporários podem causar efeitos permanentes como perdas de geração, de consumidores ou de interconexões entre sistemas, tendo como consequência o colapso do sistema mesmo após a eliminação da falta.

Neste caso, ter conhecimento da falta originária não é o fator mais importante, porém, identificar o estado do sistema é fundamental para a sua recomposição rápida e segura.

A recomposição do sistema após grandes perturbações é um processo bastante complexo, envolvendo uma série de manobras e ações de controle. Ela tem seu

início com os procedimentos de partida de unidades geradoras, religamento de equipamentos e reestruturação do sistema de transmissão, sempre obedecendo a critérios previamente estipulados que têm como objetivo salvaguardar os equipamentos envolvidos.

O restabelecimento progressivo e controlado de carga durante esta fase é necessário para que os elementos da rede possam operar em sua faixa admitida de operação.

Para o acompanhamento do processo de recomposição, os centros de operação devem ser dotados de profissionais competentes e exaustivamente treinados, além de equipamentos de supervisão e controle capazes de fornecer informações, em tempo real, da topologia do sistema imediatamente após a ocorrência e durante o restabelecimento das cargas e equipamentos desligados.

Os operadores desses centros de operação devem estar preparados para recompor seus sistemas de uma maneira rápida e segura, evitando novos desligamentos. Para isso, devem ser submetidos a treinamentos contínuos nos procedimentos restaurativos e utilizar simuladores onde possam ser treinados para executar a recomposição real com a máxima segurança.

O objetivo deste trabalho é descrever os aspectos relacionados à recomposição de sistemas elétricos de potência, principalmente do caso brasileiro, que é bastante singular devido à extensão do mesmo e forte predominância de usinas hidrelétricas, normalmente distantes dos grandes centros de carga.

Outro objetivo deste trabalho é o de descrever dois aplicativos computacionais relacionados ao assunto e utilizados no Centro Regional de Operação Sudeste (COSR-SE) do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Um deles é utilizado para auxiliar o treinamento das equipes de operação de sistema [1], enquanto o outro auxilia estas equipes durante a recomposição do sistema elétrico sob sua responsabilidade [2].

O capítulo 2 deste trabalho descreve as considerações básicas referentes à operação de sistemas elétricos de potência, possíveis falhas nestes sistemas e suas conseqüências, bem como aspectos importantes que devem ser observados durante sua recomposição. Descreve também os critérios de confecção dos planos de recomposição e possíveis problemas que podem ser encontrados durante este processo.

O capítulo 3 descreve a parte filosófica da recomposição em alguns outros países do mundo.

O capítulo 4 descreve a evolução do sistema elétrico brasileiro até o ano de 1984, ano em que ocorreu o primeiro grande blecaute neste sistema e como o processo de recomposição evoluiu até então. Destaca-se também neste capítulo o segundo e o terceiro blecautes brasileiros ocorridos em 1985. Estes três megaeventos foram o marco para o início dos estudos de definição da filosofia e dos critérios para unificação da recomposição do sistema elétrico brasileiro, filosofia e critérios estes implantados em 1989, e utilizados até os dias atuais.

Neste mesmo capítulo, em seguida, é descrita a evolução do sistema elétrico brasileiro após 1985 e o último grande blecaute ocorrido no sistema elétrico

brasileiro em 2002. É ainda realizada uma tentativa de comparação entre um dos blecautes de 1985 e o de 2002, demonstrando a evolução ocorrida na recomposição do sistema. No final deste capítulo é descrito o processo de recomposição do sistema elétrico brasileiro na atualidade.

O capítulo 5 resume os pontos importantes na recomposição de sistemas elétricos, dando enfoque na importância da melhoria contínua no processo, atingindo os equipamentos, os procedimentos ou as pessoas.

O capítulo 6 enfoca um ponto importante que é o treinamento voltado para a recomposição de sistemas elétricos, já que este trabalho demonstra a dependência que o processo de recomposição tem dos operadores, tanto de sistemas, quando de instalações.

Neste mesmo capítulo é descrito como se desenvolveu o treinamento dos operadores de sistema do COSR-SE, principalmente após a utilização do Sistema de Apoio ao Treinamento em Recomposição de Sistemas Elétricos (SATR), um dos aplicativos computacionais desenvolvidos, já referenciado nesta introdução. É relacionado também o resultado obtido com a utilização desta ferramenta computacional.

O capítulo 7 deste trabalho enfoca um outro ponto importante que é a necessidade dos operadores de sistemas terem ferramentas computacionais de apoio à atividade de recomposição dos sistemas elétricos sob sua responsabilidade, descrevendo algumas experiências relacionadas.

Neste mesmo capítulo é descrito o segundo aplicativo computacional desenvolvido, que tem como objetivo apoiar a equipe de tempo real do COSR-SE na recomposição do sistema elétrico em sua área de atuação [2].

## 2. PRINCIPAIS CONCEITOS NA OPERAÇÃO E RECOMPOSIÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

### 2.1. Operação de Sistemas Elétricos de Potência

A operação de um sistema elétrico de potência pode ser dividida em três modos ou estados de operação. O modo de operação normal, o modo de operação em emergência e o modo de operação restaurativo [3].

O desejável é que o sistema elétrico de potência esteja sempre operando no modo normal de operação, para que outros objetivos operativos desejados, como a economia e a qualidade, possam ser alcançados.

Os estados operativos de um sistema elétrico de potência são baseados em dois tipos de restrições, as restrições de igualdade e as restrições de desigualdade [4, 5].

As restrições de igualdade, matematicamente expressas pelas equações de fluxo de potência, atendem ao requisito que a carga dos consumidores deve ser atendida pelo sistema.

Já as restrições de desigualdade expressam os limites operativos inferiores e superiores para as variáveis do sistema, traduzindo limitações relativas à operação do sistema tanto em regime permanente quanto em regime transitório.

Estas restrições são inequações que estabelecem limites para carregamento de equipamentos, tensões em barras do sistema, geração de potência ativa e reativa

das unidades geradoras, limites de exportação ou importação de uma determinada área, etc.

Um sistema elétrico de potência é considerado em seu estado normal de operação quando as restrições de igualdade e desigualdade são atendidas, indicando que a geração é suficiente para atender a carga total do sistema mais as perdas na transmissão, que não existe nenhum equipamento em sobrecarga, nenhuma tensão do sistema fora de sua faixa normal de operação e que nenhuma área está com seu limite de exportação ou importação violado.

Um sistema elétrico de potência está em seu estado de emergência quando alguma restrição de desigualdade não está atendida, isto é, existe algum equipamento em sobrecarga, alguma tensão do sistema fora de sua faixa normal de operação ou alguma área está com seu limite de exportação ou importação violado [4].

Um sistema elétrico de potência está em seu estado restaurativo quando alguma restrição de igualdade está sendo violada, isto é, algum consumidor não está completamente atendido [3, 5].

O estado normal de operação é dividido em dois sub-estados. O sub-estado seguro e o sub-estado inseguro [3, 5, 6].

O sistema elétrico de potência é considerado no seu estado normal inseguro quando ele não é capaz de suportar, dentro de um critério pré-estabelecido, o desligamento de equipamentos, levando ao estado de emergência.

Quando o sistema elétrico de potência suporta o desligamento de equipamentos diz-se que ele está no estado normal seguro [6].

O nível de segurança de um sistema elétrico de potência é definido como a capacidade do mesmo sofrer distúrbios sem sair do modo de operação normal seguro.

Portanto, para que a segurança de um sistema elétrico de potência seja avaliada, basta que seja definido um conjunto de contingências para as quais este sistema suporte sem violar alguma restrição de desigualdade.

Quanto maior o número de equipamentos que possam ser desligados sem que o sistema elétrico de potência saia do modo de operação normal seguro, mais equipamentos o sistema tem que possuir, aumentando significativamente os investimentos no mesmo.

No caso do Sistema Interligado Brasileiro, atualmente, o conjunto de contingências que o sistema deve suportar para se manter no estado normal seguro inclui as perdas simples de qualquer equipamento do sistema e algumas perdas múltiplas como linhas de transmissão que compartilham a mesma torre ou a mesma faixa de servidão. É levado em consideração também, a possibilidade de atuação da proteção de falha de disjuntor em alguns arranjos de barramento em anel.

O sistema elétrico de potência pode passar do estado normal seguro para o estado normal inseguro com a redução das margens de reserva ou com o desligamento de algum equipamento. Neste caso, todas as restrições de

desigualdade ainda são atendidas, porém, se ocorrer um outro defeito, o sistema poderá atingir o modo de operação em emergência.

Quando o sistema elétrico de potência está no modo de operação normal inseguro, os operadores de sistema devem realizar ações preventivas para restabelecer o sistema ao modo de operação normal seguro. Caso ocorra o agravamento da situação ou a ocorrência de um distúrbio suficientemente severo antes que as ações preventivas tenham sido tomadas, o sistema pode atingir o modo de operação em emergência.

Quando o sistema elétrico de potência está no modo de operação em emergência, as ações corretivas dos operadores têm o objetivo de restabelecer o sistema pelo menos ao modo de operação normal inseguro, eliminando toda e qualquer restrição de desigualdade. Estas ações chamam-se controle em emergência.

Em alguns dos casos, para que sejam eliminadas as restrições de desigualdade, alguns consumidores deverão ser interrompidos, levando o sistema ao estado restaurativo.

O sistema elétrico de potência pode transitar para o modo de operação restaurativo após um grande distúrbio quando estava no estado normal, ou após pequenas perturbações se as medidas corretivas no estado de emergência não forem tomadas a tempo ou forem ineficientes. Neste caso, o sistema elétrico de potência pode entrar em colapso. As ações de controle nesta situação devem ser automáticas, não sendo realizadas pelos operadores de sistema, devido à velocidade em que o sistema entra no estado de colapso.

Estas ações podem ser de vários tipos, como atuação de determinadas proteções como perda de sincronismo; rejeição de carga por atuação de relés de subfreqüência ou de alívio de carga de transformadores; ou esquemas de ilhamento automático de áreas. O objetivo destas ações é salvar a maior parte do sistema de um colapso total.

Após a estabilização do sistema no estado restaurativo, os operadores iniciam as ações de controle, procurando então retomar toda a carga interrompida, reconectando os elementos do sistema para levá-lo, no menor tempo possível, ao estado normal seguro ou inseguro, dependendo das circunstâncias.

Durante o estado restaurativo, os operadores de sistema possuem planos pré-estabelecidos, obtidos de estudos realizados "*off-line*" pelas equipes de estudos elétricos, para servir de auxílio no restabelecimento do sistema elétrico de potência ao estado normal de operação. Tal procedimento é denominado *Recomposição do Sistema Elétrico*.

Os planos de recomposição não estabelecem alternativas para toda e qualquer situação que possa ocorrer no sistema elétrico de potência, mas definem as linhas gerais, procedimentos a serem seguidos pelos operadores quando nenhum equipamento ficar impedido e até procedimentos no caso de algumas indisponibilidades já estudadas pelas equipes de estudos elétricos.

## 2.2. Distúrbios em Sistemas Elétricos de Potência

Os sistemas elétricos de potência estão em seu estado restaurativo quando da perda de algum equipamento de transmissão ou de geração, ocasionando perda de consumidores [3].

De acordo com a extensão das conseqüências dos desligamentos, os distúrbios no sistema podem ser classificados como simples, parcial ou total.

Um distúrbio simples ocorre quando o desligamento de um equipamento não traz nenhuma conseqüência para a operação do sistema elétrico de potência. Os operadores de sistema simplesmente retornam o equipamento à operação caso não haja impedimento do mesmo.

Quando a gravidade do distúrbio aumenta, a extensão do mesmo pode atingir uma parte do sistema, ocasionando perda de parte dos consumidores atendidos por uma determinada área. Quando isto ocorre, o distúrbio é considerado parcial.

Quando o distúrbio tem como conseqüência o desligamento total ou da maior parte das cargas atendidas, ele é chamado de distúrbio total ou simplesmente blecaute.

Os distúrbios com interrupção de carga podem surgir instantaneamente ou através da evolução de um desligamento simples. Este fato pode ocorrer quando um simples desligamento leva o sistema à operação normal insegura ou a operação em emergência e, enquanto os operadores de sistema tomam as ações de controle

necessárias, ocorre um novo distúrbio, e que somado ao primeiro, provoca interrupção de carga.

A evolução de um distúrbio simples a um distúrbio com interrupção de carga é ocasionada por alguns fatores que levam os esforços dos operadores de sistema não serem suficientes para trazer o sistema a uma operação normal segura. A inabilidade de uma resposta suficientemente rápida desses operadores e a incapacidade momentânea de geração ou do sistema de transmissão são exemplos destes fatores [4, 5].

Os distúrbios elétricos podem ter origem externa ou interna aos sistemas elétricos de potência [5].

Os distúrbios de origem interna são ocasionados por falhas nos equipamentos principais ou nos equipamentos auxiliares como os relés de proteção. Estes distúrbios podem ser evitados com um programa de manutenção preventiva adequado [5].

Já os distúrbios de origem externa são ocasionados por descargas atmosféricas em linhas de transmissão ou subestações, baixas temperaturas, incêndios ou queimadas controladas nas faixas de servidão das linhas de transmissão, balões em linhas de transmissão ou em subestações, acidentes envolvendo torres de linhas de transmissão provocados por ventos fortes ou abalroamento por veículos, etc. Estes distúrbios devido a sua imprevisibilidade não podem ser evitados.

A combinação de vários distúrbios simples aliado à indisponibilidade de equipamentos desligados para manutenção pode resultar na degradação do nível de segurança ou da robustez do sistema levando o mesmo a um blecaute. Um exemplo significativo deste fato é o grave blecaute ocorrido em Nova York no dia 13 de julho de 1977 [4].

Segundo relatos desta grave ocorrência, o sistema estava numa condição normal de operação para um dia de carga de verão. A maior concentração de geração estava alocada na região Norte e uma grande parcela estava sendo importada. Devido a uma tempestade, duas linhas de transmissão de 345 kV foram atingidas por descargas atmosféricas. O sistema suportou esta perda dupla bastante severa, porém, passou a operar com uma confiabilidade bastante reduzida. Como o tempo continuava ruim, uma outra parte do sistema também foi atingida por descargas atmosféricas, levando ao desligamento de equipamentos adicionais. Estes últimos desligamentos, somados aos primeiros, ocasionaram sobrecarga em vários equipamentos que ainda estavam em operação levando ao colapso total do sistema [4].

Para que uma seqüência de desligamentos não leve o sistema a um blecaute, alguns esquemas podem ser utilizados para evitar perda de sincronismo entre áreas ou perda de consumidores ou unidades geradoras por subfreqüência.

Quando os pontos de operação de duas áreas estão próximos à perda do sincronismo, há significativas variações de potência nas interligações causando flutuações de tensão. É aconselhável, nestes casos, que estas áreas sejam separadas. A separação das áreas deve ser realizada de modo que a sobra ou o excesso de geração nessas áreas sejam minimizadas para que não haja

interrupção no fornecimento de energia. Outro aspecto importante na definição da separação de áreas é a existência de equipamentos sincronizadores para normalização das interligações [7].

Para que a separação de áreas ocorra conforme planejado, os relés de proteção devem estar ajustados para atuarem quando necessário. Eles devem ser capazes de distinguir entre operação normal de carga, manobras no sistema, perda de sincronismo ou defeito.

São necessários estudos complexos de estabilidade dinâmica das áreas e instalação de relés de proteção apropriados com esquemas de bloqueio e de transferência de disparo, com conseqüente coordenação com os demais esquemas de proteções do sistema [7].

Um outro esquema que pode ser utilizado é o esquema de subfreqüência. Relés detectam a subfreqüência e isolam unidades geradoras e determinadas cargas onde o balanço carga-geração é quase nulo. Com isso, é possível evitar que estas unidades geradoras sejam desligadas, acelerando a recomposição do sistema [7].

Estes esquemas são bastante utilizados onde existe geração térmica devido suas restrições operativas e ao seu elevado tempo de retorno em caso de desligamento. Um aspecto importante para ser verificado num esquema de subfreqüência é a resposta das unidades geradoras térmicas frente a desvios entre a carga da área isolada e sua geração. Estudos deverão ser realizados porque o excesso de geração pode desligar a turbina e a caldeira e, no caso de falta de geração, a proteção de subfreqüência da unidade geradora pode retirar a mesma de operação.

Um aspecto bastante importante relacionado a um blecaute é o prejuízo social e econômico ocasionado pela interrupção de energia aos consumidores. Estes custos são de difícil obtenção devido à variedade dos fatores determinantes [8].

Os custos sociais de um blecaute podem ser relacionados às perdas de alimentos, à dificuldade de locomoção, ao aumento de atividade criminosa, a falta de atendimento em hospitais, ao aumento da ocorrência de acidentes de trânsito, a paralisação de serviços públicos, entre outros [8].

Os custos econômicos de um blecaute contemplam as perdas dos agentes de distribuição de energia elétrica, as perdas nas atividades comerciais e industriais, as perdas de suprimentos (refrigerados ou aquecidos), os custos relativos ao aumento de algumas atividades governamentais (polícia, corpo de bombeiros, departamento de trânsito, etc.) e as perdas com saques e distúrbios populares [8].

Com relação ao blecaute ocorrido em Nova York em 1977, a tabela 2.1 resume os custos estimados desta ocorrência [9].

Tabela 2.1 - Custos relacionados ao blecaute de Nova York de 1977

Item	Custo (milhões de dólares)
custos com saques e pilhagens	120
custos governamentais com serviços de emergência	12,2
outros custos governamentais	4,6
custos de interrupção de atividades comerciais e industriais	49,4
custos com reparos de equipamentos e perdas das concessionárias de energia	20
custos não-regionais e nacionais	73,5
outros	29,8
<b>total</b>	<b>309,5</b>

O grande impacto social e econômico que uma interrupção no fornecimento de energia traz a sociedade torna-se cada vez maior quanto maior for o tempo da interrupção.

É muito mais provável que o consumidor de energia elétrica aceite quatro interrupções de uma hora ao invés de uma interrupção de quatro horas. Os custos associados as interrupções mais longas são consideravelmente maiores [10].

A figura 2.1 retirada da referência [10] retrata o grau de insatisfação do consumidor em relação à duração da interrupção de energia. Ele vai desde o suportável, quando a interrupção é inferior a uma hora, até o intolerante, para as interrupções superiores a quatro horas.

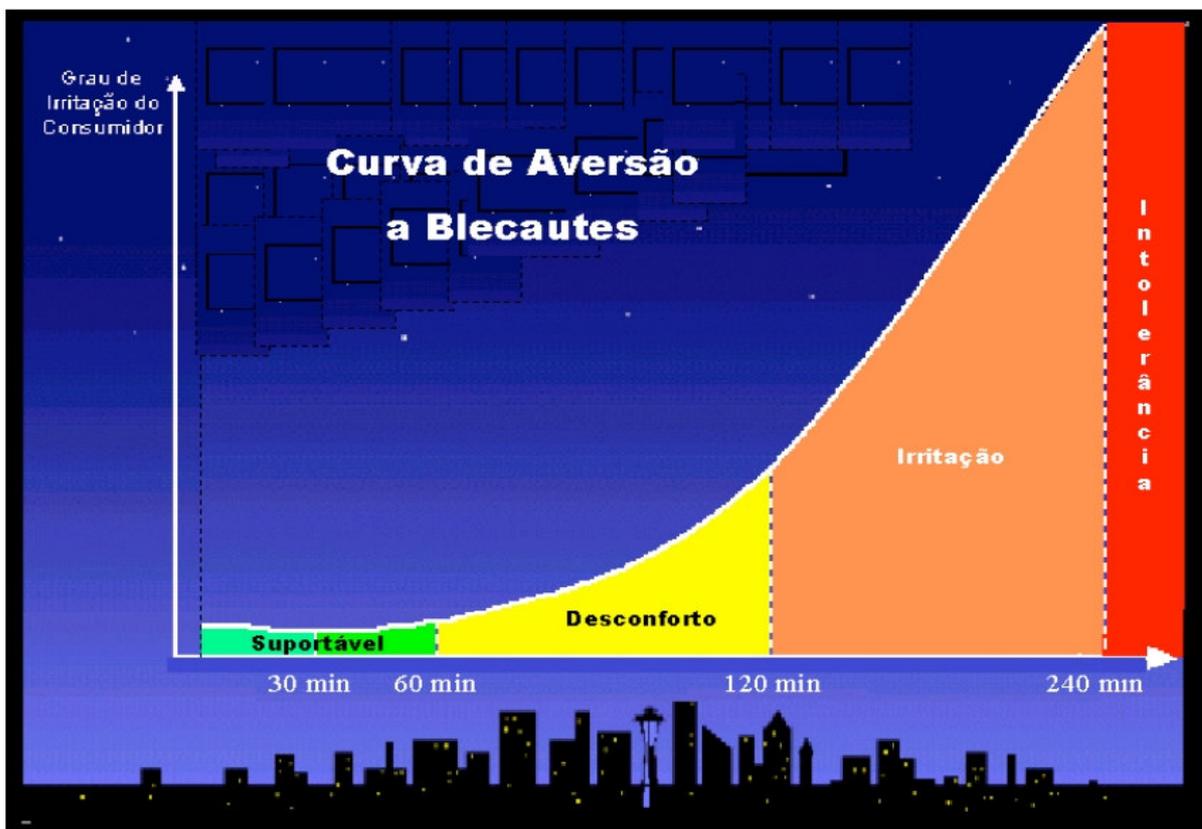


Figura 2.1 - Curva de insatisfação do consumidor

### 2.3. Recomposição de Sistemas Elétricos de Potência

Durante o processo de recomposição de um sistema elétrico de potência, alguns aspectos devem ser levados em consideração.

O primeiro deles é o balanço da potência reativa durante a recomposição de sistemas elétricos de potência. Num sistema elétrico existem três tipos de equipamentos quando é analisado o seu efeito em relação à potência reativa. Um grupo de equipamentos tem capacidade de gerar potência reativa, um segundo grupo de absorver potência reativa, e um terceiro grupo tanto pode gerar quanto absorver este tipo de potência.

Durante a recomposição de um sistema, a energização de linhas de transmissão resulta numa elevação da tensão, já que este equipamento operando em vazio é uma fonte de potência reativa. Esta elevação é mais significativa na ponta da linha de transmissão onde não ocorreu a energização. Para se reduzir as tensões durante a energização de linhas de transmissão, utiliza-se reatores shunt na própria linha ou uma carga reativa indutiva conectada ao barramento [7].

Os valores limites de energização de equipamentos são costumeiramente pré-determinados através de estudos utilizando programas de análise de transitórios eletromagnéticos em ambiente *"off-line"*.

Na energização de linhas de transmissão de extra-alta tensão, pode existir a necessidade de energizar previamente, no extremo onde se realizará a energização da linha, transformadores que tenham reatores shunt em seu

enrolamento terciário para que não sejam violados os limites de tensão dos equipamentos do sistema [7].

Após algumas etapas da recomposição da rede pode ser obtido um sistema onde a queda de tensão através da reatância série das linhas de transmissão é elevada. Este problema é solucionado através da redução desta reatância, colocando linhas de transmissão em paralelo [7].

Em todos estes casos, as tensões do sistema devem ser monitoradas para que ações de controle sejam tomadas para mantê-las dentro das faixas operativas. Um requisito fundamental para os operadores de sistema é saber a todo o momento quais são e onde estão às reservas de potência reativa de seu sistema, de modo que possam executar de maneira apropriada o controle de tensão durante a recomposição.

O outro aspecto importante que deve ser levado em consideração durante o processo de recomposição de um sistema elétrico de potência é o balanço de potência ativa que deve existir entre as usinas e a carga durante a recomposição do sistema.

Durante o processo de recomposição, o equilíbrio entre a geração e a carga do sistema deve ser mantido para evitar desvios significativos na frequência do sistema [7].

O desenvolvimento de ações coordenadas para um processo de recomposição depende do estado que se encontra o sistema elétrico durante as etapas da recomposição. Este estado é de difícil determinação devido à incerteza da

configuração do sistema e a dependência da carga a alguns aspectos relevantes como o tempo de duração da interrupção, condições climáticas, hora do dia, costumes da região afetada, tipo de carga e a característica dinâmica de algumas cargas especiais [7].

O restabelecimento de carga em pequenos patamares aumenta o tempo de normalização, porém, se a carga for normalizada em grandes patamares, aumenta-se o risco de subfrequência no sistema.

O montante de carga a ser recomposto depende principalmente da resposta das unidades geradoras que estão sincronizadas. Este é um ponto importante que se deve levar em consideração na confecção do plano de recomposição [7].

Apesar da dificuldade de previsão, a recomposição da carga tanto para um adequado balanço carga-geração, como também para favorecer o controle de tensão durante a recomposição do sistema, é muitas vezes pré-indicada nos planos de recomposição utilizando-se de ferramentas de análise em regime permanente e dinâmico.

## 2.4. Planos de Recomposição de Sistemas Elétricos de Potência

Um plano de recomposição de um sistema elétrico de potência é um conjunto de procedimentos, previamente definido, com o objetivo de recompor os equipamentos e consumidores interrompidos após os distúrbios ocorridos neste sistema.

Chama-se de capacidade de "*black-start*" quando uma usina é capaz de se auto-restabelecer através da utilização de fontes próprias de alimentação para seus serviços auxiliares, independentemente de fontes externas de alimentação.

Existem dois tipos básicos de recomposição. A recomposição seqüencial e a recomposição paralela. A recomposição seqüencial acontece quando um equipamento do sistema é recomposto de cada vez. Já na recomposição paralela, vários equipamentos podem ser recompostos simultaneamente em várias partes do sistema.

Os fatores mais importantes que determinam qual tipo de recomposição é adequada para cada tipo de sistema podem ser verificados abaixo [7]:

- tamanho do sistema;
- capacidade de "*black-start*" das instalações;
- localização das usinas com "*black-start*";
- localização das instalações com fontes alternativas de alimentação;
- localização das cargas ditas essenciais.

Pequenos sistemas elétricos com uma capacidade de "*black-start*" centralizada em apenas uma usina pode fazer uso da recomposição seqüencial. Este tipo de recomposição quando utilizada em grandes sistemas leva a uma elevação não desejada no tempo total de recomposição, portanto, nestes casos é utilizada a recomposição paralela [7].

Na recomposição paralela, o sistema elétrico é dividido em subsistemas. Cada subsistema necessita de pelo menos uma usina com capacidade de "*black-start*" que seja suficiente para recompor os equipamentos principais.

Cada subsistema tem que ter condições de atender as cargas prioritárias existentes dentro dos padrões pré-estabelecidos para a freqüência do sistema, bem como, ter também condições de controle da tensão dos barramentos durante a recomposição.

A manobra de interligação dos subsistemas deve ser feita em instalações com capacidade de sincronismo, já que a freqüência nos subsistemas isolados não está necessariamente em sincronismo.

No caso de sistemas puramente térmicos, o sistema é dividido em dois ou mais subsistemas onde a sincronização de unidades geradoras e normalização dos demais equipamentos é feita simultaneamente. A escolha dos subsistemas é baseada na capacidade de "*black-start*" das usinas térmicas, da capacidade de partida quente das unidades geradoras a vapor, e das linhas de transmissão e da carga necessária para conectá-las [7].

Os procedimentos de recomposição são iniciados com o restabelecimento dos serviços auxiliares das usinas através de fontes próprias de alimentação, propiciando a partida de unidades geradoras em cada subsistema. A seguir, interliga-se os subsistemas. A parte da carga recomposta até este momento servirá para atender os requisitos das unidades geradoras e do sistema de transmissão. Quando os subsistemas já estão firmemente conectados, inicia-se o restabelecimento do restante da carga. Este restabelecimento é realizado em vários patamares para evitar a ocorrência de subfreqüência na rede.

Em sistemas hidro-térmicos, o plano de recomposição é desenvolvido de maneira que as unidades geradoras das usinas hidrelétricas são normalizadas e energizam o sistema de transmissão até as usinas termelétricas. Esta energização tem como objetivo normalizar o serviço auxiliar destas usinas para que o processo de partida das mesmas possa ser iniciado. Nesta situação é utilizada a capacidade das unidades geradoras hidráulicas em absorver a potência reativa gerada pelo sistema de transmissão. As tensões elevadas que aparecem nas linhas de transmissão são controladas manualmente através dos reguladores de tensão das unidades geradoras e da utilização de reatores "shunt"[7].

Os planos de recomposição utilizados em sistemas predominantemente hidrelétricos baseiam-se na capacidade destas unidades geradoras absorverem a entrada brusca de carga e no tempo gasto pelos operadores de sistema nas manobras necessárias. Estudos "off-line" são realizados para determinar a resposta do sistema durante a normalização e a seqüência ótima de recomposição das linhas de transmissão e das cargas da rede [7].

Os planos de recomposição, independente do tipo de sistema em questão, devem se basear em importantes pontos de interesse comum. A normalização imediata dos serviços auxiliares das instalações; o tempo mínimo de normalização dos equipamentos; o tempo mínimo de partida das unidades geradoras das usinas termelétricas; as tensões máximas de energização das linhas de transmissão e a resposta das unidades geradoras à entrada brusca de carga são importantes pontos que devem se levar em consideração durante a execução dos planos de recomposição [7].

O plano de recomposição de um sistema elétrico de potência normalmente termina quando a principal parte do sistema estiver normalizada e a recomposição dos próximos patamares de carga forem baseadas em critérios próprios dos agentes de distribuição [7].

## 2.5. Problemas na Recomposição de Sistemas Elétricos de Potência

Segundo a referência [11], dos 48 distúrbios ocorridos entre 1979 e 1983 analisados pelo North American Electric Reliability Council (NERC), em 19 deles (40%) ocorreram problemas na recomposição. Estes problemas foram divididos em sete categorias. São elas:

- [a] balanço de potência reativa;
- [b] balanço carga-geração;
- [c] coordenação entre carga e geração;
- [d] monitoração e controle;
- [e] sistemas de proteção;
- [f] sistemas auxiliares;
- [g] planos de recomposição.

Durante a recomposição, problemas do tipo [a] foram caracterizados quando de ocorrência de subtensão ou sobretensão sustentada em alguma barra do sistema elétrico, quando da operação de unidades geradoras fora de seus limites de geração/absorção de potência reativa ou quando da existência de problemas em capacitores ou reatores.

Problemas do tipo [b] ocorreram quando a frequência do sistema não foi mantida dentro da faixa pré-estabelecida. Acréscimos repentinos na carga podem ocasionar redução na frequência se as unidades geradoras não possuírem folga para responder a esta variação, tendo como consequência subfrequência no sistema. Esquemas de subfrequência, quando sensibilizados, podem levar ao corte de carga.

No tipo [c] enquadraram-se os problemas no "*black-start*" das usinas, na partida das unidades geradoras térmicas, nas manobras do sistema, de sobrecargas em equipamentos e de coordenação da geração das usinas.

Problemas do tipo [d] aconteceram devido a alguns problemas como indisponibilidade ou congestionamento nos serviços de comunicação entre os centros de operação, usinas e subestações; devido à dificuldade na determinação do estado de operação dos equipamentos após o distúrbio; devido a problemas nos sistemas de aquisição de dados ("*Supervisory Control and Data Acquisition*" - SCADA) ou devido ao excesso de alarmes reportados aos operadores de sistema ou de instalações.

Problemas de sistemas de proteção (tipo [e]) aconteceram quando a recomposição foi retardada devido à intertravamentos na normalização dos equipamentos ou devido à existência de elevada diferença angular entre os subsistemas, dificultando a sincronização dos mesmos.

Perdas nos serviços auxiliares (tipo [f]) aconteceram afetando os circuitos de abertura e fechamento dos disjuntores, os motores de acionamento das chaves seccionadoras, os sistemas de comunicação, os sistemas SCADA e os centros de operação, resultando em atrasos na recomposição dos sistemas elétricos.

Os planos de recomposição devem ser cuidadosamente preparados, devem estar atualizados e serem de rápido acesso e de fácil entendimento. Atrasos na recomposição dos sistemas devido a problemas nestes planos de recomposição compuseram o tipo [g].

Os resultados expostos na referência [11] são resumidos na tabela 2.2, onde são relacionados, por categoria, os problemas de recomposição nos distúrbios analisados pelo NERC entre 1979 e 1983.

Tabela 2.2 - Resultado de análise dos problemas de recomposição realizada pelo NERC

Descrição dos Problemas	Ocorrências
1. balanço de potência reativa sobretensão sustentada subtensão sustentada excitação de unidades geradoras capacitores e reatores	5 3 1 1
2. balanço carga-geração resposta a incrementos de carga corte de carga por subfrequência	3 1
3. coordenação entre carga e geração capacidade "black-start" partida de unidades térmicas manobras sobrecargas coordenação de geração	1 2 8 2 7
4. monitoração e controle comunicação sistemas SCADA telas de monitoração determinação do estado do sistema	1 7 1 6
5. sistemas de proteção esquemas de intertravamento sincronização defasagem angular	1 5 3
6. sistemas auxiliares	3
7. planos de recomposição falta de procedimentos procedimentos interrompidos procedimento desatualizado falta de treinamento	4 2 7 2

A referência [11] concluiu que estes 19 distúrbios foram aleatórios e que os problemas ocorridos durante a recomposição foram diferentes, e em todos os casos, os operadores de sistema foram fundamentais no processo de recomposição.

Em todos os 19 distúrbios existiram algumas preocupações comuns. Algumas delas estão descritas abaixo:

- identificação do sistema após o distúrbio;
- normalização dos serviços auxiliares das usinas e subestações;
- coordenação do tempo de partida das unidades geradoras com a liberação do restabelecimento da carga;
- energização das linhas de transmissão sem a ocorrência de sobretensões;
- recomposição da carga sem ocorrência de subfreqüências;
- manutenção da estabilidade transitória e em regime permanente ao longo da recomposição;
- fechamento de "loops" para fortalecimento da rede de transmissão, diminuindo os ângulos de fase.

A recomposição de sistemas de potência após grandes distúrbios minimizando o tempo de restabelecimento é uma tarefa bastante complexa. Os planos de recomposição normalmente trazem os procedimentos de restabelecimento considerando todos os equipamentos disponíveis, ou, em alguns casos, trazem alternativas para a recomposição considerando a ocorrência de pequenos problemas.

Portanto, a procura por metodologias avançadas que permitam a integração dos conhecimentos dos operadores de sistema, que foram adquiridos com a experiência, com ferramentas de tempo real, será fundamental para que a recomposição dos sistemas elétricos seja feita mais rapidamente, minimizando o tempo de interrupção de energia para os consumidores.

### 3. RECOMPOSIÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA EM OUTROS PAÍSES

#### 3.1. Recomposição do Sistema Elétrico da Suécia

Segundo a referência [12], o sistema de potência sueco opera normalmente interligado aos sistemas da Noruega, da Finlândia e da Dinamarca. A produção de energia elétrica na Suécia é oriunda de usinas hidrelétricas localizadas no norte do país e de usinas nucleares localizadas na costa sul. Seu sistema de transmissão é extenso, necessário para transferir a energia produzida da região norte para as regiões central e sul do país, onde se concentra a maior parte do consumo de energia.

No caso de uma perturbação geral envolvendo todo o sistema elétrico interligado, a Suécia normaliza a maior parte de seu sistema antes de se interligar com os demais países. Sua estratégia de recomposição considera uma perturbação total em seu sistema. Existem instruções em cada centro de operação, e elas levam em consideração que, caso alguma parte do sistema tenha ficado em operação, as instruções de recomposição se iniciam daquele ponto.

O processo de recomposição se inicia pelas usinas hidrelétricas do norte, que são dotadas de capacidade "*black-start*". Elas são interligadas e então energizam outras estações. Quando uma determinada capacidade de geração é normalizada na região norte, se inicia a energização das linhas de transmissão para a região sul do país. A principal estratégia é energizar, primeiramente, as linhas de transmissão para as usinas nucleares, reconectando-as ao sistema, na tentativa de partida a quente, disponibilizando rapidamente sua geração ao sistema. Se não

houver sucesso, as usinas nucleares terão que partir a frio, levando então um tempo muito maior para a sua normalização.

As interligações com os demais países trazem um importante suporte durante a recomposição.

Na Suécia, a responsabilidade pela operação do sistema de transmissão é da "*Svenska Kraftnät*", que segundo a referência [12], estimou em um a cada vinte anos, a probabilidade de ocorrência de blecautes em seu sistema.

O processo de recomposição é conduzido por centros regionais, baseados em procedimentos escritos. Porém, estes procedimentos podem ser realizados automaticamente no caso das instalações desassistidas. O centro nacional não participa durante a fase inicial da recomposição, a não ser que ocorra algum problema ou que seja solicitada sua intervenção por um centro regional. O controle de frequência durante o processo de recomposição é realizado por um centro regional, preferencialmente aquele que é responsável por uma área que contenha uma usina com capacidade de "*black-start*" [12].

Para evitar sobrecargas no sistema, os centros de operação regionais não estão autorizados a normalizar mais que 50% da carga do sistema antes da ocorrência sem a anuência do centro nacional [12].

Como a maioria das estações na Suécia são desassistidas [12], uma perturbação envolvendo várias destas resultaria num grande trabalho para as equipes dos centros de operação, responsáveis pelo restabelecimento dos equipamentos. Por isso, a recomposição de equipamentos nestas estações é feita automaticamente,

umentando a velocidade de restabelecimento e evitando os erros humanos. O equipamento utilizado é o "DUBA" (do sueco: DriftUppByggnadsAutomatik), cujas principais funções e lógicas são:

- normalização de equipamentos desligados por proteções não impeditivas;
- executa apenas uma tentativa de normalização;
- normaliza apenas os equipamentos desligados na ocorrência;
- sincroniza os geradores desligados à rede, porém, sem tomada de carga;
- condições de normalização como nível de tensão, direção de energização, frequência, tem que estar atendidas;
- a não operação da proteção de falha do disjuntor do equipamento a ser normalizado.

Este equipamento pode ser reprogramado na subestação, alterando-se parâmetros, porém do centro de operação, pode-se alterar o modo de operação inibindo a ação do equipamento nos disjuntores [12].

A Suécia viveu dois grandes blecautes entre o fim da década de 70 e início da década de 80.

O primeiro ocorreu em 13 de janeiro de 1979, com uma interrupção de 23% do total de sua carga, que era de aproximadamente 12.000 MW antes da ocorrência [12].

O segundo ocorreu no dia 27 de dezembro de 1983 e teve uma abrangência superior ao de 1979, onde cerca de 67% da carga total foi interrompida. A carga do sistema antes desta ocorrência era de 18.000 MW [12].

Vinte anos depois, no dia 23 de setembro de 2003, ocorreu uma grande perturbação que, segundo a referência [13], foi a maior destes últimos 20 anos, atingindo tanto a Suécia quanto a Dinamarca. A interrupção de carga foi de 30% dos aproximadamente 15.000 MW de demanda constatada antes da ocorrência. A causa desta ocorrência foi uma falha na rede de transmissão alguns minutos após uma outra importante falta.

A recomposição se iniciou a partir de hidrelétricas na Noruega, no norte da Suécia e na Finlândia, que estavam completamente aptas para a tomada de carga. As linhas de transmissão foram normalizadas recompondo a rede do norte para o sul. Apesar de alguns obstáculos, o centro nacional de controle coordenou a energização do tronco de 400 kV uma hora após a ocorrência. A perda do controle remoto de uma importante subestação causou atraso na estabilização da tensão, e como consequência, no processo de restabelecimento [13].

A recomposição na Dinamarca sofreu com problemas no processo de partida de duas usinas. A rede foi energizada a partir da Suécia, 70 minutos após a separação [13].

Aproximadamente sete horas após a ocorrência, a carga total interrompida já estava recomposta. Cerca de 18 GWh de energia deixou de ser suprida nesta ocorrência .

### 3.2. Recomposição do Sistema Elétrico do ISO New England

O sistema elétrico sob responsabilidade do Independent System Operator (ISO) New England abrange os seguintes estados americanos: Massachusetts, Connecticut, Rhode Island, New Hampshire, Vermont e Maine.

A recomposição deste sistema elétrico, segundo a referência [14], depende de ações independentes e interações entre os agentes do mercado, centros de controle locais e do Operador Independente do Sistema.

As responsabilidades dos centros de controle locais são:

- determinar a extensão do blecaute em sua área de atuação e informar ao ISO a sua disponibilidade de geração e capacidade de transmissão;
- executar os procedimentos de recomposição da sua área de atuação, incluindo ações coordenadas com o ISO e com os centros de controle locais adjacentes;
- providenciar o fluxo de informações para o ISO e para os centros de controle locais necessárias à coordenação da recomposição do sistema;
- monitorar a partida de unidades geradoras, a tomada de carga e a reserva de geração em sua área de atuação;
- manter registros das ações de recomposição;
- reunir as equipes de operação para a avaliação das condições do sistema e das atividades de recomposição.

O ISO New England fica responsável pelas seguintes atividades:

- determinar a extensão do blecaute na sua área de controle e nas áreas adjacentes e informar aos centros de controle locais a disponibilidade de geração e a capacidade de transmissão;
- executar os procedimentos de recomposição, incluindo ações coordenadas com centros de controle locais;
- manter registros das ações de recomposição;
- informar o status da sua área de controle para os centros de controle locais e áreas de controle adjacentes;
- autorizar a normalização das interligações entre os centros de controle locais;
- autorizar a normalização das interligações com as áreas de controle adjacentes;
- coordenar a tomada de carga após a normalização das interligações;
- definir a prioridade de alimentação dos serviços auxiliares para usinas de centros de controle locais diferentes quando alimentados pela mesma fonte;
- coordenar o corte de carga, se necessário, para manter a confiabilidade da recomposição;
- monitorar o sistema de transmissão e a geração tomando ações para manter a confiabilidade do sistema;
- reunir as equipes de operação para a avaliação das condições do sistema e das atividades de recomposição.

Após um blecaute, alguns sistemas isolados podem ser formados, sendo de fundamental importância a monitoração das condições destes sistemas e a tomada de ações no intuito de se mantê-los em operação. Nos centros de controle locais podem ser executadas ações como inserção de equipamentos

"*shunt*" e cortes manuais de carga. Já no ISO, podem ser alterados os valores desejados de geração nas usinas, ou o modo de controle para manual, bem como definir o modo de controle do Controle Automático de Geração (CAG) em frequência constante ou "*tie-line-bias*" (TLB) dependendo do estado das interligações.

A necessidade imperativa de atendimento aos serviços auxiliares das usinas nucleares após um blecaute faz com que os procedimentos de recomposição tenham alternativas para este fim, mantendo a confiabilidade da operação de desligamento destas usinas. Segundo a referência [14], os procedimentos de recomposição, tanto nos centros de controle locais quanto no ISO possuem, no mínimo, duas opções para restabelecimento dos serviços auxiliares das usinas nucleares.

Os centros de controle locais possuem procedimentos de recomposição contendo instruções detalhadas relativas à abertura de disjuntores e chaves. Nas instalações existem procedimentos específicos que devem ser tomados após a ocorrência do blecaute no intuito de preparar a mesma para o seu restabelecimento. Em algumas instalações existem equipamentos que realizam chaveamentos automáticos para que a configuração desejada pós-blecaute seja rapidamente obtida. Capacitores e cargas são desconectadas do tronco de transmissão, bem como são abertos os lados de alta tensão dos transformadores. Este último procedimento tem como objetivo evitar a energização de linhas de transmissão em série com estes transformadores.

Para evitar que apareçam sobretensões indesejáveis no lado de baixa tensão dos transformadores quando de sua energização, a posição dos tapes é verificada

previamente. Caso eles estejam numa posição não desejável, são alterados antes da energização.

Durante a recomposição, uma reserva de geração é mantida para atender a perda da maior unidade geradora sincronizada, bem como para atender o aumento da demanda com o restabelecimento das cargas interrompidas.

A retomada de carga é feita em blocos que não ultrapassam 5% da capacidade de geração sincronizada para se evitar variações indesejáveis na frequência do sistema, levando a atuação do esquema de rejeição de carga por subfrequência ou outros problemas. As cargas desligadas por este esquema (10% em 59,3 Hz e 15% em 58,8 Hz), quando possível, somente são normalizadas quando o percentual desta carga em relação à geração sincronizada é pequeno. Neste momento, a frequência não atinge o valor de ajuste do esquema. Primeiro são normalizadas as cargas do estágio 58,8 Hz e depois as cargas do estágio 59,3 Hz.

Valores seguros de tensão, tanto no regime transitório quanto no regime permanente, bem como a normalização segura das linhas de transmissão, são aspectos importantes levados em consideração durante o processo de recomposição. Antecipar a geração de potência reativa quando de energização de linhas de transmissão garantindo que exista o adequado controle é prioridade no processo de recomposição. Para isso, existe uma lista com o valor de potência reativa gerada durante a energização de cada linha de transmissão e a relação dos equipamentos que podem ser utilizados para este controle. A tensão terminal das unidades geradoras também pode ficar abaixo dos valores normais de operação para auxiliar no controle da tensão durante o processo de recomposição das linhas de transmissão.

As interligações entre áreas isoladas são preferencialmente realizadas em usinas geradoras, devido à existência de equipamentos sincronizadores e da experiência destes operadores nas técnicas de sincronismo. Nos procedimentos de recomposição, alguns sincronismos estão definidos para ocorrerem em instalações da transmissão. Nestes casos, estas instalações possuem equipamento necessário e operadores treinados para tal. Para que o sincronismo entre áreas seja realizado, a diferença de tensão não pode ser superior a 3% e a diferença de frequência não ser superior a 0,055 Hz.

### 3.3. Recomposição do Sistema Elétrico de Ontário

Segundo a referência [15], o plano de recomposição do sistema elétrico de potência de Ontário tem como principal objetivo recuperar a segurança do sistema interligado após blecautes parciais ou totais, levando-se em consideração perturbações com a maior abrangência possível.

As prioridades definidas no plano de recomposição são:

- recompor o mais rápido possível a alimentação do serviço auxiliar das usinas nucleares para que a integridade das mesmas seja mantida;
- recompor o mais rápido possível a alimentação do serviço auxiliar das subestações críticas e usinas geradoras disponibilizando a normalização dos equipamentos necessários para uma recomposição rápida do sistema elétrico;
- recompor cargas importantes necessárias para o controle de tensão e para a operação segura dos geradores durante as fases iniciais da recomposição do sistema;
- sincronização de ilhas elétricas onde a carga e geração estão estabilizadas.

Todos os integrantes do processo de recomposição devem:

- participar de um programa de treinamento que deve ser realizado, no mínimo, em ciclos de três anos;
- manter a capacidade e a confiabilidade dos equipamentos;

- desenvolver e manter documentação local no intuito de maximizar o retorno dos equipamentos.

Após um blecaute parcial ou total no sistema, a recomposição é baseada nas seguintes estratégias:

- restabelecer e garantir a operação das unidades geradoras;
- reconstruir áreas ou ilhas com geração e carga balanceadas;
- conectar as áreas com controlabilidade num tempo adequado.

O plano de recomposição consiste de um grupo de estratégias para formar as ilhas elétricas, cujos procedimentos são direcionados pelo Independent Electricity Market Operator (IMO).

As equipes de operação seguem este plano de recomposição, sem limites, levando em consideração a segurança da sociedade e dos profissionais, a operação segura dos equipamentos e sem causar impactos ambientais. Os procedimentos de normalização dos equipamentos são seguidos, bem como restrições na capacidade dos mesmos.

O IMO é responsável pela determinação das condições do sistema elétrico após um blecaute parcial ou total e pela informação desta condição aos demais participantes do processo. De acordo com suas regras de mercado, o IMO declara a operação em emergência e a implementação oficial do plano de recomposição.

O IMO conduz a operação no sentido de se preservar as ilhas do sistema que sobreviveram à ocorrência, tendo total autonomia para corte de carga, no intuito de se estabilizar a frequência da ilha.

Após a avaliação da abrangência do blecaute, o IMO junto com os agentes de transmissão priorizam a abertura dos disjuntores que permaneceram fechados e sem tensão nos seus terminais, e normalizam o sistema com o total conhecimento dos caminhos que devem ser tomados.

O IMO determina o valor de geração das usinas para que a frequência do sistema seja regulada durante o restabelecimento das ilhas e coordena a interligação das mesmas.

Quando o distúrbio resulta na perda de potencial numa importante parte de uma rede de transmissão de um determinado agente, ele deve:

- abrir os disjuntores de circuitos de 500, 230 e 115 kV e do lado de baixa tensão dos transformadores quando estão sem potencial;
- abrir os disjuntores dos capacitores, reatores e compensadores síncronos quando estão sem potencial;
- informar as condições de seu sistema para o IMO.

Quando o distúrbio resulta na perda de potencial em todas as estações de um agente de distribuição, ele deve:

- abrir os disjuntores do lado de baixa tensão dos transformadores que são conectados diretamente aos circuitos de transmissão que permaneceram sem potencial;
- abrir os disjuntores dos capacitores, reatores e compensadores síncronos quando estão sem potencial;
- informar as condições de seu sistema para o IMO.

Os agentes de geração agem de diferentes maneiras quando o distúrbio resulta em operação em determinadas faixas de frequência.

Nenhuma ação é necessária quando a frequência está entre 59,8 e 60,2 Hz. As ações são determinadas pelo IMO, desde que não haja risco para pessoas e/ou equipamentos.

Quando a frequência atinge valores acima dos 60,2 Hz por mais de dois minutos, e o IMO não pode ser contatado, o agente de geração reduz sua geração até que a frequência atinja 60 Hz.

Quando a frequência atinge valores abaixo dos 59,8 Hz, o agente de geração toma ações independentes, de acordo com as regras, para evitar desligamentos das unidades geradoras, danos aos equipamentos ou operação não segura para os equipamentos e/ou pessoas.

Quando a perturbação tem como consequência a perda total de potencial, o agente de geração deve iniciar os procedimentos de "*black-start*" de suas usinas e sincronizar em vazio as unidades geradoras das usinas hidrelétricas para alimentar os serviços auxiliares das mesmas.

Os agentes de geração, quando determinados pelo IMO, devem regular a frequência em 60 Hz atuando no regulador de velocidade nas unidades geradoras designadas, e devem manter a tensão terminal de suas unidades geradoras em valores normais, utilizando sempre que possível o regulador automático de tensão.

#### 4. RECOMPOSIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Os processos de recomposição adotados no sistema elétrico brasileiro foram evoluindo ao longo dos anos conforme o crescimento do próprio sistema.

Os sistemas elétricos das diversas empresas de energia elétrica não eram interligados, portanto, os distúrbios eram localizados, e atingiam apenas a empresa envolvida.

Para atender o crescente aumento do consumo de energia elétrica nos grandes centros, o parque gerador brasileiro foi ampliado ao longo dos anos, predominantemente por usinas hidrelétricas construídas longe dos grandes centros urbanos, tendo como consequência a evolução do sistema de transmissão.

A construção da maioria destas usinas foi entregue, principalmente, a empresas que não eram responsáveis pela distribuição da energia para os consumidores finais. Com isso, os intercâmbios entre as empresas foram, necessariamente aumentando, devido às empresas distribuidoras não terem mais condição de atender sozinhas toda a sua carga.

A partir deste momento, as interligações no sistema elétrico brasileiro foram se tornando cada vez mais presentes, e com isso, a evolução de distúrbios originados em uma empresa para as demais passou a ser um evento bastante comum.

Na década de 70, a maioria das empresas de energia elétrica utilizava ações de recomposição que eram comandadas pelos seus centros de operação, tanto em

desligamentos simples de apenas um equipamento, quanto em casos de perturbações envolvendo vários equipamentos.

Nesta época, os operadores das instalações se reportavam ao operador de sistema, conhecidos na época como despachantes, antes de qualquer tentativa de normalização a fim de obter as devidas orientações. O envio de tensão de uma estação para a outra e o respectivo fechamento só era efetuado com a ordem do despachante, assim, os operadores das instalações eram apenas um elemento executor das manobras comandadas pelos centros de operação.

Este procedimento centralizado nos despachantes dos centros de operação, além de prejudicar o desenvolvimento técnico dos operadores das instalações, levava a uma demora nas normalizações de grande porte, já que nestas situações era elevado o número das chamadas telefônicas das instalações para os despachantes, bem como o número de manobras comandadas pelos centros de operação.

No final da década de 90, existiam dois grandes sistemas interligados no Brasil, um unindo as regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, e outro unindo as regiões Norte e Nordeste.

#### 4.1. Evolução do Sistema Elétrico Brasileiro até 1984

A seguir, resumidamente, é descrita a evolução do sistema elétrico brasileiro até o ano de 1984, que foi marcado como o ano que ocorreu o primeiro grande blecaute no Brasil, com ênfase na questão das interligações entre os diversos sistemas elétricos existentes. Os fatos retratados foram retirados da referência [16].

##### 4.1.1. Evolução do Sistema Elétrico na Região Sul até 1984

No final da década de 60, o sistema Sul era composto pelas seguintes empresas: Companhia Paranaense de Energia (COPEL), Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), Companhia de Energia Elétrica Rio Grandense (CEERG), Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC) e a Companhia Força e Luz do Paraná (CFLP).

Existia também a SOTELCA, empresa criada em 1957 pelo governo federal, proprietária da usina termelétrica de Jorge Lacerda, localizada em Tubarão (SC).

Em 1963, os três estados da região operavam sem qualquer interligação de seus sistemas elétricos, porém, já existia uma pequena interligação através de uma linha de transmissão em 88 kV entre o norte do Paraná e o estado de São Paulo.

A primeira interligação entre as empresas da região Sul ocorreu em 1967 com a construção de diversas obras que fariam com que a energia produzida na usina termelétrica Jorge Lacerda suprisse a cidade de Curitiba. A CFLP construiu uma

linha de transmissão em 230 kV interligando as cidades de Curitiba (PR) e Joinville (SC) onde seria feita a interligação com a usina da SOTELCA.

Em 1968 ocorreu a criação das Centrais Elétricas do Sul do Brasil (ELETROSUL) para concluir a usina hidrelétrica de Passo Fundo e operar a usina termelétrica de Charqueadas, além de construir a hidrelétrica de Salto Osório.

Em 1969 entraria em operação uma linha de transmissão em 230 kV, da COPEL, ligando Figueira (PR) a Xavantes (SP), aumentando a interligação entre os estados de São Paulo e Paraná.

No ano seguinte, com a criação da linha de transmissão unindo as subestações de Campo Comprido (COPEL) e Joinville (CELESC), foram interligados os estados do Paraná e Santa Catarina.

No final do ano de 1970, em função do aumento dos intercâmbios de energia entre as empresas, foi criado o Comitê Coordenador da Operação Interligada - Sul (CCOI) com a participação das empresas da região e da SOTELCA, empresa proprietária da usina termelétrica Jorge Lacerda.

A segunda interligação entre os estados da região Sul ocorreria no ano de 1971 com a união do Rio Grande do Sul a Santa Catarina através da conexão do sistema elétrico da CEEE ao da SOTELCA.

Em 1973, com a ELETROSUL incorporando a SOTELCA e a COPEL incorporando a CFLP, o CCOI - Sul passou a ter apenas cinco empresas participantes.

Neste mesmo ano, com a usina termelétrica de Jorge Lacerda ampliada de mais uma unidade geradora e, vinculada a esta ampliação, foi construída uma linha de transmissão em 230 kV ligando as cidades de Tubarão (SC) e Joinville (SC), reforçando a interligação entre os estados de Santa Catarina e Paraná.

Uma outra obra importante concluída no ano de 1973 pela ELETROSUL foi a usina hidrelétrica de Passo Fundo no território do Rio Grande do Sul. Na subestação de Farroupilha interligou-se esta usina ao sistema vinculado a termelétrica de Jorge Lacerda em Santa Catarina e em Porto Alegre foi criada a interligação com a usina termelétrica de Charqueadas, da ELETROSUL.

Com a entrada em operação destas obras, a interligação entre os três estados da região Sul estava bastante avançada, permitindo o intercâmbio entre as empresas.

O tratado sobre o aproveitamento hidrelétrico de Itaipu, firmado entre os governos do Brasil e do Paraguai em 1973, e o grande reflexo desta usina na operação dos sistemas da região Sul e Sudeste, fizeram com que o governo brasileiro substituísse o CCOI - Sul pelo Grupo Coordenador da Operação Interligada - Sul (GCOI).

Posteriormente, durante o período compreendido entre 1974 e 1977, entraram em operação a usina de Salto Osório e seu tronco de transmissão em 230 kV.

A dependência da energia oriunda das usinas da região Sudeste e o número elevado de perturbações de grande porte envolvendo a interligação com conseqüente interrupção dos consumidores, resultou no surgimento de um

esquema de alívio de carga por subfrequência para evitar colapso total nesta região.

Este esquema regional de alívio de carga por subfrequência foi chamado de Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) e entrou em operação no ano de 1975, minimizando os efeitos conseqüentes da perda da interligação com a região Sudeste.

O início da década de 80 foi caracterizado pela entrada em operação das usinas de Salto Santiago (ELETROSUL) e Governador Bento Munhoz (COPEL) e o tronco de 500 kV associado.

No ano de 1982, o sistema de 500 kV da região Sul foi interligado ao sistema de transmissão da usina de Itaipu em 750 kV, que chegava a São Paulo pelas linhas de transmissão Ivaiporã-Itaberá-Tijuco Preto de FURNAS. Esta nova interligação não alterou a recomposição até então utilizada, devido seu restabelecimento acontecer após o restabelecimento da região Sul.

Nesta mesma época, foram colocadas em operação as linhas de transmissão Ivaiporã-Areia-Campos Novos-Gravataí, unindo as áreas centrais do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, concretizando a primeira interligação em 500 kV da bacia do Iguaçu com a região metropolitana de Porto Alegre.

#### 4.1.2. Evolução do Sistema Elétrico nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste até 1984

No meio da década de 60, a região Sudeste tinha uma capacidade de geração de aproximadamente 4.000 MW, cuja operação era comandada basicamente pelas empresas do grupo LIGHT que detinham 56% (2.250 MW) da capacidade geradora da região, que era completada pela geração das Centrais Elétricas de Minas Gerais (CEMIG) com 616 MW, da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) com 312 MW e de outras empresas menores.

O passo fundamental para a interligação dos sistemas elétricos da região Sudeste foi a construção da usina de Furnas, que foi inaugurada durante a grave crise energética que abateu os estados da Guanabara, Rio de Janeiro e São Paulo entre 1963 e 1964.

No ano de 1965, ao completar a primeira fase (900 MW) da usina de Furnas, FURNAS além de receber a concessão do aproveitamento hidrelétrico de Estreito, ficou com a responsabilidade de terminar as obras das usinas de Funil, no rio Paraíba do Sul e da termelétrica de Santa Cruz, que estavam sendo realizadas pela Companhia Hidrelétrica do Vale do Paraíba (CHEVAP).

Várias obras no sistema de transmissão da região Sudeste aumentaram ainda mais a interligação entre as empresas da época. Destaca-se a interligação entre São Paulo e Campo Grande beneficiando as Centrais Elétricas Matogrossenses (CEMAT), que era realizada através do sistema de transmissão da Companhia Hidrelétrica do Rio Pardo (CHERP) desde São José do Rio Preto (SP) até a usina de Jupiá, e através do sistema de transmissão das Centrais Elétricas do Urubupungá (CELUSA) chegava até Campo Grande (MS).

Outras obras importantes foram a interligação de FURNAS com a LIGHT (Rio) através do tronco de 345 kV Furnas-Itutinga-Jacarepaguá, a interligação do sistema elétrico do estado do Espírito Santo e o sistema CEMIG, a linha de transmissão em 345 kV ligando as usinas de Furnas (FURNAS) e Peixoto (CPFL) e a linha de transmissão em 138 kV ligando a subestação de Poços de Caldas (FURNAS) e a usina termelétrica Carioba (CPFL).

A primeira interligação da Companhia Brasileira de Energia Elétrica (CBEE) a FURNAS ocorreu através das subestações de Rio da Cidade e Imbariê no Rio de Janeiro, e alguns meses depois, com a construção da linha de transmissão em 132 kV ligando as subestações de Imbariê e Alcântara, a CBEE era integrada definitivamente ao sistema interligado da região Sudeste.

As Centrais Elétricas de São Paulo (CESP) construía a usina de Jupia e a primeira linha de transmissão em 440 kV que uniria esta usina a capital paulista.

Com a crescente interligação dos sistemas das empresas da região Sudeste, as maiores empresas (FURNAS, LIGHT e CEMIG) vinham se reunindo para estudar e coordenar a operação interligada de seus sistemas. Com a adesão da CESP, CPFL e CBEE, e da interveniência da ELETROBRAS, foi criado em 1968 o Comitê Coordenador da Operação Interligada - Sudeste (CCOI).

No ano seguinte, mais três empresas passaram a fazer parte deste Comitê, as Centrais Elétricas de Goiás (CELG), a COPEL e as Centrais Elétricas Fluminenses (CELF).

Já em 1970, o CCOI - Sudeste passaria a ter 12 empresas participantes com o ingresso da Espírito Santo Centrais Elétricas (ESCELSA), da Companhia de Eletricidade de Brasília (CEB) e da Companhia Força e Luz de Minas Gerais (CFLMG).

Entre os anos de 1969 e 1973 a potência instalada na região Sudeste praticamente dobrou com a entrada em operação das usinas de Estreito, Jupia, Funil, Porto Colômbia (FURNAS), Jaguará (CEMIG), Mascarenhas (ESCELSA) e das ampliações das usinas de Santa Cruz, através de duas unidades geradoras de 220 MW cada, e de Cachoeira Dourada (CELG).

Acompanhando o crescimento da potência instalada, ocorrido entre 1969 e 1973, e proporcionando uma maior interligação entre os sistemas das empresas existentes, o desenvolvimento do sistema de transmissão foi marcado pela expansão das linhas de extra-alta tensão direcionadas para os grandes centros de consumo de São Paulo, Rio de Janeiro, Belo Horizonte e Brasília.

Foram construídas novas linhas de transmissão em 345 kV por FURNAS e CEMIG, e as linhas de transmissão em 440 kV construídas pela CESP para escoar a geração das usinas de Jupia e Ilha Solteira para a região metropolitana de São Paulo.

Em 1973 o CCOI - Sudeste teria uma alteração em seu quadro de participantes. Ocorreu a inclusão da CEMAT e o desligamento da CFLMG, que fora incorporada pela CEMIG.

Com o tratado sobre o aproveitamento hidrelétrico de Itaipu assinado em 1973, conforme aconteceu com a região Sul, o governo brasileiro também substituiu o CCOI - Sudeste pelo GCOI - Sudeste.

No período compreendido entre 1974 e 1984, a capacidade de geração da região Sudeste subiria de 11.000 MW para cerca de 24.000 MW, crescimento este que ocorreu graças aos investimentos realizados principalmente por FURNAS, CESP e CEMIG.

Por parte de FURNAS, ocorreram a instalação de unidades geradoras nas usinas de Porto Colômbia e Furnas, e a construção das usinas de Marimbondo (1.440 MW) e Itumbiara (2.280 MW).

A CESP concluiria a usina de Jupia e construiria as usinas de Ilha Solteira (3.440 MW) e Água Vermelha (1.396 MW) e a CEMIG, colocaria em operação as usinas de São Simão (1.700 MW) e Emborcação (1.192 MW).

Em 1979 ocorreria a estatização do grupo LIGHT cuja parte paulista seria transformada, em 1981, na Eletricidade de São Paulo (ELETROPAULO).

Em 1982 entraria em operação experimental a usina nuclear de Angra I, cujo funcionamento foi marcado por problemas técnicos e restrições de segurança, que só foram solucionados no final dos anos 80.

Caberia a usina hidrelétrica de Itaipu, construída pela ITAIPU BINACIONAL na fronteira entre o Brasil e o Paraguai, propiciar à região Sudeste um acréscimo significativo na potência instalada. Com nove unidades geradoras em 50 Hz e

nove unidades geradoras em 60 Hz, teria uma capacidade de geração de 12.600 MW. Para escoar esta energia, FURNAS construiu um sistema de transmissão misto, onde a energia produzida em 60 Hz seria escoada através do tronco de 750 kV com 891 km ligando as subestações de Foz do Iguaçu (PR), Ivaiporã (PR), Itaberá (SP) e Tijuco Preto (SP). Já a energia produzida em 50 Hz, frequência padrão do Paraguai, seria transmitida em corrente contínua  $\pm 600$  kV, desde a subestação de Foz do Iguaçu (PR) até a subestação de Ibiúna (SP).

O início da operação da usina de Itaipu ocorreu em outubro de 1984, com a interligação de duas unidades geradoras de 50 Hz ao sistema brasileiro através do tronco de transmissão em corrente contínua, já as unidades geradoras de 60 Hz começaram a operar em 1987, junto com a linha de transmissão de 750 kV ligando as subestações de Foz do Iguaçu (PR) e Ivaiporã (PR), que já interligava os sistemas elétricos das regiões Sul e Sudeste desde 1982.

Para acompanhar o crescimento da capacidade de geração da região Sudeste, foram construídas diversas linhas de transmissão entre os anos de 1974 e 1984, aumentando a interligação entre as empresas, onde a extensão das linhas de transmissão de tensão igual ou superior a 138 kV seria duplicada, atingindo 52.000 km.

Com destaque houve a construção de cerca de 4.000 km de linhas de transmissão em 500 kV por FURNAS e CEMIG, interligando as usinas de São Simão, Emborcação e Itumbiara, bem como a usina de Marimbondo ao Rio de Janeiro e São Paulo e a interligação das usinas de São Simão, Jaguará e Água Vermelha, aumentando a interligação com a CESP, que expandia o seu sistema de 440 kV atingindo a extensão de 5.800 km.

No sistema de 345 kV, novas linhas de transmissão e subestações foram construídas para suprir as áreas Rio/Espírito Santo e Goiás/Brasília. O tronco ligando as subestações de Adrianópolis (RJ), Campos (RJ) e Vitória (ES) e o tronco ligando a usina de Itumbiara, as subestações de Bandeirantes (GO) e Brasília Sul (DF) foram importantes para o atendimento das regiões do Norte Fluminense, Espírito Santo, Goiás e o Distrito Federal.

#### 4.1.3. Evolução do Sistema Elétrico nas Regiões Norte e Nordeste até 1984

No início da década de 60, a região Nordeste tinha uma capacidade de geração de algo em torno de 600 MW, onde as duas usinas mais importantes eram as usinas hidrelétricas de Paulo Afonso I e Paulo Afonso II, ambas pertencentes à Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF), com capacidade instalada de 310 MW.

Outra empresa existente na época era a Companhia Hidrelétrica Boa Esperança (COHEBE), criada em 1963 para construir a usina hidrelétrica de Boa Esperança, localizada no rio Parnaíba, e todo o seu sistema de transmissão.

Em 1973, a CHESF atingia 94% da capacidade de produção de energia elétrica da região Nordeste com a incorporação da COHEBE e a expansão do complexo Paulo Afonso que atingia 1.092 MW. Os 6% restantes eram responsabilidade das empresas distribuidoras de energia da região.

No sistema de transmissão, a CHESF possuía, em 1962, 3.836 km de linhas de transmissão, que formavam os seis sistemas nordestinos (Sul, Leste, Rio Grande do Norte, Fortaleza, Oeste e Senhor do Bonfim). Já em 1972, este sistema de transmissão foi ampliado para cerca de 11.000 km.

Em 1969 foi criado o Comitê Coordenador de Estudos Energéticos do Nordeste (ENENORDE) para realização do inventário da região, que fora concluído em 1972 apontando um potencial de 8.100 MW e recomendando três obras para serem realizadas, as usinas de Paulo Afonso IV, Xingó e o reservatório de Sobradinho.

Até 1973, na região Norte havia apenas pequenas usinas termelétricas pertencentes a empresas particulares, suprindo os pequenos centros de carga da região. O governo federal tornou-se mais presente, neste mesmo ano, com a criação das Centrais Elétricas do Norte do Brasil (ELETRONORTE), que em 1975 colocou em operação a primeira usina hidrelétrica da região, a usina Coaracy Nunes no Amapá com 39 MW.

Em 1974 foi criado, como os GCOI no Sul e Sudeste, o Comitê Coordenador da Operação do Nordeste (CCON), unindo a CHESF as nove empresas estaduais distribuidoras da região. As empresas eram a Companhia Energética de Alagoas (CEAL), a Companhia de Eletricidade de Pernambuco (CELPE), a Companhia Energética do Maranhão (CEMAR), as Centrais Elétricas do Piauí (CEPISA), a Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA), a Companhia de Eletricidade do Ceará (COELCE), a Companhia de Serviços Elétricos do Rio Grande do Norte (COSERN), a Empresa Energética de Sergipe (ENERGIPE) e a Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba (SAELPA).

A expansão do parque gerador da região Nordeste entre os anos de 1974 e 1984 foi fundamental para garantir o desenvolvimento da região. A CHESF ampliou o complexo de Paulo Afonso com a construção das usinas de Moxotó (440 MW) e Paulo Afonso IV (2.460 MW) e iniciou a hidrelétrica de Itaparica (1.500 MW) que foi inaugurada em 1980.

A interligação das regiões Norte e Nordeste foi concretizada com a construção da hidrelétrica de Tucuruí no rio Tocantins e seu tronco de transmissão em 500 KV unindo as capitais de Belém (PA) e São Luiz (MA) em 1981, 3 anos antes da inauguração da usina.

Com esta interligação o CCON mudaria de denominação e passaria a ser chamado de Comitê Coordenador da Operação do Norte-Nordeste, porém, mantendo a mesma sigla. Passaram a fazer parte do CCON, a ELETRONORTE e as Centrais Elétricas do Pará (CELPA).

## 4.2. Evolução da Recomposição no Sistema Elétrico Brasileiro

A evolução dos processos de recomposição adotados pelas empresas do sistema elétrico brasileiro está intimamente ligada a seu crescimento [17].

A referência [17] resume, para a maioria das empresas, como ocorreu a evolução da recomposição de seus sistemas elétricos até seu ano de publicação.

### 4.2.1. Evolução da Recomposição no Sistema Elétrico da Região Sul

No período que antecedeu a entrada em operação das usinas do Rio Iguaçu, a dependência da energia importada da região Sudeste era bastante significativa através de uma interligação muito fraca em 230 kV.

Em função desta fragilidade, já que o número de perturbações envolvendo esta interligação era elevado, as empresas da região sentiram a necessidade de aprimorar o processo de recomposição de seus sistemas para agilizar o restabelecimento das cargas interrompidas.

Até o início da década de 70, o sistema da CEEE era composto por vários sistemas isolados em 50 e 60 Hz, interligados através de elos bastante fracos. A operação destes sistemas era centralizada no centro de operação e dali partiam todas as ações no processo de recomposição.

A partir do ano de 1974, com a presença de uma interligação mais forte com a ELETROSUL, foi dada aos operadores das instalações uma certa autonomia na

recomposição, envolvendo os operadores do centro de operação quando ocorresse atuação de proteção de algum equipamento.

Em 1978, as proteções foram divididas em proteções impeditivas e não impeditivas, alterando a filosofia então utilizada. O centro de operação da CEEE só era envolvido quando ocorresse atuação de proteção impeditiva, impossibilitando determinado equipamento retornar à operação.

Em 1988, a descentralização da recomposição do sistema elétrico da CEEE era bastante elevada, onde o centro de operação era envolvido em dois momentos cruciais. O primeiro momento era o fechamento do sistema de 230 kV com o primeiro circuito de 500 kV da ELETROSUL, e o segundo, a recomposição do sistema da região Oeste do estado do Rio Grande do Sul.

Devido a COPEL ter incorporado o sistema elétrico de várias empresas particulares que operavam no estado do Paraná, e que durante muito tempo permaneceram isolados, ela já utilizava a recomposição descentralizada.

Em 1973, a COPEL implantou as Normas de Recomposição unificando os procedimentos em todas as suas unidades. Procedimentos estes que mantiveram a filosofia de recomposição descentralizada, cabendo aos operadores de sistema intervirem apenas quando necessário.

Até o ano de 1971, a ELETROSUL atuava apenas na área de Santa Catarina com a usina termelétrica Jorge Lacerda e cinco subestações de 138 kV. Existiam interligações muito fracas com o Paraná e o Rio Grande do Sul. Numa perturbação geral, a CELESC normalizava suas pequenas usinas alimentando uma

parte de sua carga para então normalizar a interligação com a ELETROSUL no 138 kV. Os sistemas da COPEL e da CEEE eram normalizados independentemente e então interligados ao sistema ELETROSUL.

No período compreendido entre 1971 e 1974 com a entrada em operação do sistema de 230 kV e a usina de Passo Fundo, a ELETROSUL passou a ter um papel importante na recomposição do sistema da CEEE.

Posteriormente, com a entrada em operação a usina de Salto Osório e seu tronco de transmissão em 230 kV, ocorrido no período compreendido entre 1974 e 1977, a ELETROSUL passou a ter também um papel importante na recomposição do sistema COPEL.

Com a entrada em operação das usinas de Salto Santiago (ELETROSUL) e Governador Bento Munhoz (COPEL) e o seu tronco de 500 kV associado, ocorrida no início da década de 80, aumentou a responsabilidade da ELETROSUL na recomposição da região Sul.

Contrariando a filosofia descentralizada de recomposição, com o objetivo de aumentar a segurança devido à importância do tronco de 500 kV, a recomposição deste tronco era comandada pelo centro de operação da ELETROSUL.

#### 4.2.2. Evolução da Recomposição no Sistema Elétrico da Região Sudeste

No caso de FURNAS, todas as ações de recomposição devido a desligamentos simples ou mais complexos eram efetuadas pelo centro de operação. Esta centralização ficou mais acentuada com a implantação de seu sistema de supervisão e controle em 1977. Os operadores das subestações reportavam todos os distúrbios ao centro de operação e obtinham deste as orientações necessárias para a recomposição.

Esta estratégia centralizada, com a evolução do sistema e o aumento da complexidade do mesmo, começou a trazer problemas como demora no restabelecimento, elevado fluxo de informações entre os operadores de sistema e de instalações e sobrecarga de atividades no centro de operação, aumentando o risco de falha humana.

A partir de 1982, FURNAS implantou uma alteração em sua filosofia de recomposição, descentralizando o máximo possível, onde os operadores de instalações, apoiados por instruções específicas, restabeleciam seus equipamentos sem a intervenção dos operadores de sistema, que passavam a ter a responsabilidade de supervisão de todo o processo e de intervir quando necessário.

A CESP também utilizava procedimentos de recomposição centralizados em seu centro de operação devido à existência de um sistema de supervisão e controle e as características dos sistemas de 230 e 440 kV. Estes procedimentos eram considerados eficientes até a ocorrência de um distúrbio em 1984, onde ocorreu a perda de seu sistema de supervisão e controle, dificultando a coordenação dos

procedimentos de recomposição. A partir desta ocorrência, a estratégia de recomposição foi alterada visando maior agilidade e independência dos operadores de instalações neste processo.

A CESP implantou também uma rotina periódica de treinamento real dos operadores visando condicioná-los na etapa de energização das malhas e atendimento aos consumidores prioritários.

Até 1984, a ELETROPAULO não possuía uma estratégia bem definida para a recomposição após perturbações. Havia apenas instruções específicas para cada instalação com seus procedimentos de normalização, e para o centro de operação, instruções para a normalização das interligações com outras empresas.

A partir deste ano, ocorreu a reformulação da filosofia de recomposição em conjunto com as empresas supridoras. Valores máximos de potência nas interligações durante a recomposição foram definidos sem que houvesse necessidade de coordenação entre a ELETROPAULO e suas supridoras.

Em 1985 foi implantado o esquema de ilhamento por subfreqüência das usinas de Henry Borden e Piratininga, garantindo a não interrupção de determinadas cargas, adequadamente dimensionadas, da área ilhada.

No caso da CEMIG, até o ano de 1980 as instruções relativas ao processo de recomposição eram de caráter geral, não trazendo detalhamento e autonomia para solução de problemas específicos. No caso de distúrbios envolvendo mais que um equipamento, os operadores de instalações recebiam orientações do centro de operação.

Após este ano, algumas instalações da malha principal tiveram instruções alteradas descentralizando em parte as ações de restabelecimento. Foi dada maior autonomia aos operadores de instalações para recompor o sistema sem contato prévio com o centro de operação em distúrbios menos abrangentes.

### 4.2.3. Evolução da Recomposição no Sistema Elétrico da Região Nordeste

Na CHESF, no início dos anos 70, o centro de operação centralizava todas as manobras em seu sistema elétrico, tanto em situações normais quanto em situações de emergência.

Esta filosofia de operação foi questionada na década de 80, com a entrada em operação da interligação Norte-Nordeste e do sistema de 500 kV, aumentando o número de subestações e equipamentos da região, dificultando a operação centralizada.

Em 1985, com o acontecimento de um seminário interno reunindo todo o pessoal de operação da CHESF, tomou-se a decisão de descentralizar o controle de manobras no sistema.

Após elaboração das normas e treinamento dos operadores, o processo de recomposição do sistema passou a ser descentralizado e os operadores do centro de operação atuavam nos fechamentos de anéis e interligações, na verificação da tensão da rede de transmissão e no controle de carga e frequência.

### 4.3. Os Três Primeiros Grandes Blecautes do Brasil

Um dos grandes marcos que levaram as empresas do sistema interligado brasileiro a tentarem melhorar os seus processos de recomposição foi o acontecimento dos primeiros grandes blecautes ocorridos nos anos de 1984 e 1985.

#### 4.3.1. O Blecaute de Abril de 1984

As referências [18] e [19] relatam as análises realizadas na época pelos grupos de trabalho do GCOI sobre este blecaute.

No mês de abril de 1984, devido à ocorrência de chuvas concentradas na bacia do rio Paranaíba ocasionando altas vazões nas usinas de São Simão, Itumbiara e Emborcação, e da situação precária que se encontravam os reservatórios das bacias dos rios Paraná e Grande, a geração destas usinas estavam sendo utilizadas até próximo a capacidade nominal da transformação 500/345 kV de Jaguará, que era composta, na época, por dois transformadores de 400 MVA cada.

Às 16h37 do dia 18 de abril, ocorreu o desligamento automático de um dos transformadores 500/345 kV de Jaguará (CEMIG) pela atuação da proteção de sobretemperatura do enrolamento, ocasionando uma sobrecarga no transformador remanescente de 43%. Para redução desta sobrecarga foi reduzida a geração da usina de São Simão, ligada ao 500 kV, e elevada a geração da usina de Jaguará, ligada ao 345 kV.

Este remanejamento não foi suficiente, e devido ao efeito térmico cumulativo que esta transformação vinha sendo submetida e a alta temperatura ambiente, ocorreu, às 16h44, o desligamento automático do transformador 500/345 kV remanescente de Jaguará pela atuação da proteção de sobretemperatura.

A abertura da transformação de Jaguará ocasionou o desligamento simultâneo, por configuração do barramento, de todas as quatro linhas de transmissão de 500 kV, já que o arranjo das barras de Jaguará operava de tal forma a evitar a ocorrência de sobretensões inadmissíveis no sistema de transmissão de 500 kV e efeitos de auto-excitação nas unidades geradoras.

Logo após a abertura dos dois transformadores 500/345 kV e das quatro linhas de transmissão em 500 kV (Jaguará-Neves 1 e 2, Jaguará-Emborcação e Jaguará-São Simão) ocorreu o desligamento automático de mais uma linha de transmissão em 500 kV da CEMIG (Neves-Mesquita) pela atuação da proteção de sobretensão.

Com os desligamentos dos equipamentos citados, a maior injeção de potência pelos sistemas de transmissão em 500 kV e 345 kV de FURNAS e pelo sistema de transmissão em 440 kV da CESP, ocasionou uma subtensão acentuada nas áreas Rio de Janeiro, São Paulo, Minas Gerais e Espírito Santo, levando estas regiões a uma perda de carga significativa, algo em torno de 5.500 MW, levando a frequência a atingir 62 Hz.

Oscilações de potência apareceram e fizeram com que houvesse a abertura da interligação entre as regiões Sul e Sudeste e o desligamento de mais oito linhas de transmissão e quatro unidades geradoras na região Sudeste e de quatro linhas

de transmissão na região Sul, impedindo que a instabilidade se propagasse para a região Sul.

Neste momento, o sistema interligado Sul-Sudeste havia sido separado em três subsistemas. O subsistema Sul, o subsistema formado pelas usinas de São Simão, Emborcação, Itumbiara, Jaguará e Cachoeira Dourada, alimentando as cargas da CELG, CEB, CEMAT e do Triângulo Mineiro, e o restante do sistema Sudeste.

No terceiro subsistema (restante da região Sudeste) ocorreram sobretensões e oscilações de potência que ocasionaram desligamentos que isolaram as áreas Rio de Janeiro, Minas Gerais, São Paulo e Espírito Santo.

Após todos estes desligamentos, o sistema interligado Sul-Sudeste ficou reduzido a várias ilhas, que são relacionadas a seguir.

- Sul;
- Goiás, Brasília e Triângulo Mineiro, alimentadas pelas usinas de Itumbiara, Emborcação e Cachoeira Dourada;
- parte de Minas Gerais alimentada pelas usinas de Furnas, Mascarenhas de Moraes e Estreito;
- parte do sistema da CPFL alimentada pelas usinas de Mascarenhas de Moraes e Porto Colômbia;
- parte da carga da ENERSUL e da CESP alimentada pela usina de Capivara;
- a região de São José do Rio Preto alimentada pela usina de Nova Avanhandava;
- a usina de Xavantes alimentava as cargas da região;
- uma parte da carga da LIGHT alimentada pela usina de Pereira Passos;

- uma outra parte da carga da LIGHT alimentada pelas usinas de Fontes Nova e Nilo Peçanha.

Nesta ocorrência, a carga interrompida atingiu cerca de 13.600 MW distribuídos entre São Paulo (8.280 MW), área metropolitana do Rio de Janeiro (2.500 MW), Rio de Janeiro, Espírito Santo e Mato Grosso (1.020 MW) e Minas Gerais (1.800 MW).

Na tabela 4.1 é relacionado o número de circuitos desligados nesta ocorrência, por classe de tensão.

Tabela 4.1 - Circuitos desligados no blecaute de 1984

Classe de Tensão (kV)	Número
750	2
500	15
440	21
345	24
230	16
138	65
<b>Total</b>	<b>143</b>

Na tabela 4.2, são destacados os principais pontos na recomposição do sistema após este blecaute no sistema da região Sudeste.

Tabela 4.2 - Seqüência de recomposição do blecaute de 1984

Tempo após a Ocorrência	Evento
0:15	iniciada normalização das cargas da ELETROPAULO
0:22	fechada a interligação entre FURNAS e LIGHT
0:23	iniciada a normalização das cargas do centro de São Paulo pelo sistema de FURNAS
0:40	iniciada a normalização das cargas de Campinas
0:47	iniciada a normalização do sistema de 500 kV de FURNAS

Tempo após a Ocorrência	Evento
0:49	iniciada a normalização da rede de 440 kV da CESP
0:51	fechada a interligação entre CEMIG e ESCELSA
1:03	fechado o anel 500/345 kV em Adrianópolis possibilitando a normalização completa da área Rio de Janeiro
1:07	fechada a interligação entre CESP e ELETROPAULO em Cabreúva
1:14	completada a normalização do sistema de 500 kV de atendimento à área Rio de Janeiro
1:17	completada a normalização do sistema de 500 kV de FURNAS e CEMIG
1:20	iniciada a normalização do sistema de 345 kV da ELETROPAULO
1:27	fechada a interligação entre os sistemas de 500 kV e 440 kV em Água Vermelha
1:41	completada a normalização das cargas da CPFL
1:55	completada a normalização das cargas da ELETROPAULO
2:21	normalizada a interligação Sul-Sudeste no 750 kV
2:48	término da recomposição

Algumas conclusões importantes foram destacadas após a análise deste primeiro grande blecaute ocorrido no Brasil, que levaram as empresas e o GCOI a uma avaliação e melhoria do processo de recomposição do sistema interligado.

A inexistência de sistemas de supervisão em algumas empresas e de um sistema nacional de supervisão e coordenação contribuiu para um maior tempo de restabelecimento do sistema.

A dificuldade de determinação da condição do sistema após a perturbação foi um aspecto importante no aumento do tempo de restabelecimento, já que FURNAS e CESP tiveram problemas em seus sistemas de supervisão e controle. A determinação da condição do sistema só foi possível através da comunicação entre os operadores dos centros de operação e suas instalações.

Nesta perturbação de grande porte foi constatado um elevado fluxo de comunicação nos centros de operação, registrando muitos contatos não pertencentes ao processo de recomposição, dificultando o mesmo.

Os problemas surgidos nos serviços auxiliares das usinas também contribuíram para um maior tempo de recomposição do sistema.

Algumas recomendações para as empresas e para o GCOI foram feitas, após a análise deste distúrbio, para melhoria no processo de determinação e de restabelecimento do sistema após grandes perturbações. A seguir, são relacionadas algumas destas recomendações.

- recomendou-se o estudo da viabilidade de esquemas de ilhamentos para minimizar as conseqüências de grandes perturbações;
- recomendou-se que as empresas dotassem seus centros de operação com a supervisão completa de suas usinas e subestações;
- recomendou-se que fossem reavaliadas as restrições na energização dos troncos de transmissão de 750 kV, 500 kV e 440 kV;
- recomendou-se que fossem estabelecidos procedimentos para evitar que comunicações não pertencentes ao processo de recomposição interferissem no mesmo.

Após esta perturbação, o Grupo de Trabalho de Análise e Elaboração de Normas de Operação (GTAN), que era o responsável pela elaboração dos documentos normativos do GCOI, elaborou uma instrução no intuito de melhorar a coordenação da geração visando a confiabilidade do sistema interligado e outra

instrução definindo o restabelecimento de cargas prioritárias do sistema interligado.

#### 4.3.2. O Blecaute de Agosto de 1985

As referências [20] e [21] relatam as análises realizadas na época pelos grupos de trabalho do GCOI sobre este blecaute.

Esta ocorrência, que ficou conhecida como "primeiro blecaute de 1985", ocorreu às 18h40 do dia 18 de agosto e atingiu, principalmente, os estados do Rio de Janeiro, Minas Gerais e Espírito Santo.

O desligamento automático dos dois circuitos entre a usina de Marimbondo e a subestação de Araraquara, ambas de FURNAS, devido à ocorrência de queimada na faixa de servidão, foi a causa deste blecaute, levando ao desligamento automático do transformador 500/440 kV de Água Vermelha por sobrecarga.

As oscilações de potência iniciadas com o desligamento das linhas de transmissão se acentuaram após a perda do transformador e levaram ao colapso total os estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, já que as linhas de transmissão remanescentes não suportaram a carga dos mesmos.

Outros desligamentos ocorreram na rede de transmissão de 500 kV, tendo como consequência interrupção de carga no estado de Minas Gerais. Algumas cargas em São Paulo foram desligadas devido às oscilações causadas pela situação de instabilidade em que estava o sistema. Estas oscilações foram a causa da abertura da interligação Sul-Sudeste em 750 kV que interrompeu 287 MW de carga da região Sul pela atuação do ERAC.

Nesta ocorrência, a carga do sistema era de aproximadamente 19.700 MW e a carga interrompida atingiu cerca de 9.590 MW distribuídos entre São Paulo (3.700 MW), Rio de Janeiro (2.320 MW), Espírito Santo (420 MW), Minas Gerais (3.000 MW) e Goiás, Brasília e Mato Grosso (150 MW).

Na tabela 4.3 é relacionado o número de circuitos desligados nesta ocorrência por classe de tensão.

Tabela 4.3 - Circuitos desligados no primeiro blecaute de 1985

Classe de Tensão (kV)	Número
750	2
500	23
440	7
345	28
230	12
138	113
<b>Total</b>	<b>185</b>

Na tabela 4.4 são destacados os principais pontos na recomposição do sistema após este blecaute no sistema da região Sudeste.

Tabela 4.4 - Sequência de recomposição do primeiro blecaute de 1985

Tempo após a Ocorrência	Evento
0:03	normalizadas as cargas interrompidas na região Sul
0:05	normalizadas as cargas interrompidas da CESP
0:09	normalizada a interligação Sul-Sudeste no 750 kV
0:10	normalizada a interligação Sul-Sudeste no 230 kV
0:14	término da normalização das cargas da ELETROPAULO
0:23	normalizada a interligação entre os sistemas de FURNAS e LIGHT
0:26	normalizada a interligação entre os sistemas da LIGHT e ELETROPAULO
0:26	início do restabelecimento das cargas da LIGHT
0:28	término da normalização das cargas da CELG

Tempo após a Ocorrência	Evento
0:40	término da normalização das cargas da CERJ
0:44	normalizada a interligação entre os sistemas de FURNAS, ELETRONORTE e CEMAT
0:45	término da normalização das cargas da LIGHT e CEMAT
0:48	término da normalização das cargas da ESCELSA
0:49	normalizada a interligação entre os sistemas da CESP e CEMIG na usina de São Simão (LT 500 kV São Simão-Água Vermelha)
1:06	término da normalização das cargas da CEMIG
1:25	normalizada a interligação entre os sistemas de FURNAS e ESCELSA na subestação de Vitória
1:32	normalizada a interligação entre os sistemas da CEMIG e ESCELSA
1:35	término da normalização das cargas da CEB
2:00	término da normalização das cargas da CPFL
2:37	término da recomposição

Algumas dificuldades foram relatadas durante o processo de recomposição do sistema após este blecaute e descritas a seguir.

- falha no sistema de supervisão e controle da CEMIG;
- sobretensões generalizadas durante o processo de recomposição;
- ocorrência de desligamentos durante o processo de recomposição;
- oscilações quando do fechamento da interligação entre os sistemas das regiões Sul e Sudeste.

### 4.3.3. O Blecaute de Setembro de 1985

A referência [22] relata as análises realizadas na época pelos grupos de trabalho do GCOI sobre este blecaute.

No dia 17 de setembro ocorreu o distúrbio que seria conhecido como o "segundo blecaute de 1985", com conseqüências maiores que o primeiro, atingindo o Distrito Federal e os estados de Goiás, Mato Grosso, Minas Gerais, Espírito Santo, Rio de Janeiro, São Paulo e Mato Grosso do Sul.

Neste dia, a usina de Angra I estava em operação normal e o elo de corrente contínua estava em testes programados transmitindo cerca de 2.100 MW. O intercâmbio de energia estava sendo maximizado do Sudeste para o Sul devido à programação de recuperação dos reservatórios do rio Iguçu.

Às 15h38 iniciou a ocorrência com o desligamento de um conversor do elo de corrente contínua reduzindo a potência transmitida em cerca de 500 MW, levando a frequência do sistema a atingir o valor de 59,7 Hz. Esta redução de frequência verificada teve como conseqüência, num primeiro instante, a elevação da geração das demais usinas do sistema devido à regulação primária e, num segundo momento, ao aumento da geração na área de controle afetada (área de FURNAS), principalmente na usina de Marimbondo, devido à ação do controle secundário de frequência.

Verificava-se também uma queimada nas imediações da faixa de servidão das duas linhas de transmissão, de FURNAS, que interligam a usina de Marimbondo a subestação de Araraquara. Esta queimada retirou estas duas linhas de

transmissão de operação às 15h40 e, devido às gerações elevadas nas usinas do rio Paranaíba e em Marimbondo, retirou de operação o transformador 500/440 kV de Água Vermelha.

Houve então uma oscilação generalizada no sistema acarretando a abertura de todo o sistema de 500 kV que interliga as usinas do Paranaíba com a CESP e CEMIG e ao tronco de transmissão de FURNAS, que alimenta as áreas do Rio de Janeiro e Espírito Santo.

Houve também os desligamentos das linhas de transmissão em 345 kV que atendem ao Distrito Federal e os estados de Goiás e Mato Grosso e de todo o sistema de 440 kV da CESP provocando o corte de fornecimento de energia para o Mato Grosso do Sul e de todo o estado de São Paulo.

Estas oscilações também ocasionaram a abertura da interligação Sul-Sudeste, que estava com 900 MW, interrompendo cerca de 10% da carga da região Sul.

Na tabela 4.5 é relacionado o número de circuitos desligados nesta ocorrência por classe de tensão.

Tabela 4.5 - Circuitos desligados no segundo blecaute de 1985

Classe de Tensão (kV)	Número
750	2
± 600	1
500	14
440	21
345	28
230	20
138	23
Total	109

A carga do sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste antes desta ocorrência era de 19674 MW, sendo interrompido um montante de 9867 MW, que correspondia a 50% da carga total. Na tabela 4.6 se verifica a estratificação destes valores por estado afetado.

Tabela 4.6 - Carga interrompida no segundo blecaute de 1985

Estado/Região	Carga Antes da Ocorrência (MW)	Carga Interrompida (MW)	Carga Interrompida (%)
Minas Gerais	3.208	2.988	93
São Paulo	9.069	3.698	41
Rio de Janeiro/Espírito Santo	3.488	2.744	79
Goiás e Brasília	658	94	14
Mato Grosso	61	56	92
Mato Grosso do Sul	110	0	0
<b>Sudeste e Centro-Oeste</b>	<b>16.594</b>	<b>9.580</b>	<b>58</b>
Estado/Região	Carga Antes da Ocorrência (MW)	Carga Interrompida (MW)	Carga Interrompida (%)
Paraná	1.260	114	9
Santa Catarina	590	50	8
Rio Grande do Sul	1.230	123	10
<b>Total Sul</b>	<b>3.080</b>	<b>287</b>	<b>9</b>
<b>Total Sul/Sudeste/Centro-Oeste</b>	<b>19.674</b>	<b>9.867</b>	<b>50</b>

Na tabela 4.7 são destacados os principais pontos da recomposição do sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste após a ocorrência.

Tabela 4.7 - Seqüência de recomposição do primeiro blecaute de 1985

Tempo após a Ocorrência	Evento
0:03	término da recomposição das cargas da região Sul
0:09	fechado o paralelo entre as regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste na SE Itaberá
0:10	fechado o anel entre as regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste na SE Assis

Tempo após a Ocorrência	Evento
0:23	fechado o paralelo entre os sistemas de FURNAS e da LIGHT na SE Cascadura
0:26	fechado o paralelo entre os sistemas da LIGHT e da ELETROPAULO na usina de Nilo Peçanha
0:28	término da recomposição das cargas do estado de Goiás
0:45	término da recomposição das cargas do estado do Rio de Janeiro
0:45	término da recomposição das cargas do estado de Mato Grosso
0:48	término da recomposição das cargas do estado do Espírito Santo
0:49	fechado o paralelo entre as usinas de São Simão e Água Vermelha
1:00	término da recomposição das cargas do estado de Minas Gerais
1:05	fechado o paralelo entre os sistemas da FURNAS e da CERJ na SE Rocha Leão
1:32	fechada a interligação CEMIG e ESCELSA na SE Valadares
1:35	término da recomposição das cargas do Distrito Federal
2:00	término da recomposição das cargas do estado de São Paulo
2:01	fechado o paralelo entre os sistemas de FURNAS, da CEMAT e da ELETRONORTE
2:03	término da recomposição

#### 4.3.4. Dados do Sistema Elétrico Brasileiro nos Anos de 1984 e 1985

A seguir, a título de ilustração, são demonstrados alguns dados do sistema elétrico brasileiro nos anos de 1984 e 1985 [23,24].

Inicia-se pela demanda realizada máxima de todo o sistema interligado brasileiro e por região, conforme descrito na tabela 4.8.

Tabela 4.8 - Demanda máxima do Sistema Elétrico Brasileiro em 1984 e 1985

Região	Demanda (MWh/h) 1984	Demanda (MWh/h) 1985
Sudeste	18.514	20.172
Sul	4.089	4.513
Nordeste	3.966	4.093
Norte	251	808
Sistema Interligado	26.106	28.639

A capacidade geradora efetiva nestes anos era conforme descrita na tabela 4.9.

Tabela 4.9 - Capacidade de geração do Sistema Elétrico Brasileiro em 1984 e 1985

Tipo de Usina	Capacidade (MW) 1984	Capacidade (MW) 1985
hidrelétrica	34.299	35.643
termelétrica à diesel	248	195
termelétrica à óleo	1.936	1.936
termelétrica à carvão	712	712
termelétrica nuclear	0	626
total	37.195	39.112

Os dados de extensão das linhas de transmissão por classe de tensão estão descritos na tabela 4.10.

Tabela 4.10 - Extensão da transmissão do Sistema Elétrico Brasileiro em 1984 e 1985

Classe de Tensão (kV)	Extensão (km) 1984	Extensão (km) 1985
750	568	568
± 600	0	783
500	10.825	10.825
440	5.522	5.522
345	7.261	7.434
230	20.951	21.664
total	45.127	46.796

#### 4.3.5. Constatações dos Blecautes de 1984 e 1985

Os dois blecautes ocorridos em 1985 aliados ao primeiro ocorrido em 1984, deixaram evidenciadas as deficiências do sistema de transmissão. Estas deficiências, que eram conseqüências dos atrasos que ocorriam na entrada em operação de diversas obras já previstas, reduziam sensivelmente a confiabilidade do sistema interligado Sul-Sudeste.

O GCOI e as empresas, após a ocorrência destes três blecautes, deram uma importância maior as questões relacionadas à recomposição dos sistemas numa tentativa de diminuir os tempos de restabelecimento, onde foram observados atrasos no pleno suprimento aos consumidores em algumas áreas específicas [17].

Segundo a referência [25], foram evidenciadas diversas dificuldades operativas durante o processo de recomposição destas perturbações. São elas:

- fluxo elevado de comunicações nos centros de operação;
- dificuldade de determinação da topologia do sistema pós-perturbação;
- parada dos Sistemas de Supervisão e Controle (SSC) devido ao elevado processamento de alarmes;
- ocorrência de elevadas sobretensões nos troncos de transmissão impedindo seu restabelecimento;
- demora na recuperação dos serviços auxiliares das usinas;
- perda da comunicação operativa entre os centros de operação das empresas interligadas;
- inexistência de um plano estratégico de recomposição do sistema.

A inexistência de um plano estratégico de recomposição do sistema levou o GCOI, através do Grupo de Trabalho de Estudos de Operação (GTEO), a trabalhar num plano estratégico nacional de restabelecimento em situações de emergência, concluído em outubro de 1989 com a definição de filosofia e critérios unificados para a recomposição do sistema interligado brasileiro.

#### 4.4. Filosofia e Critérios de Recomposição do Sistema Interligado Brasileiro

A filosofia e os critérios definidos pelo GCOI/SCO/GTEO em 1989 [26], e atualizada por uma comissão do GCOI/SCO em 1997 [25], foi baseada em três partes principais:

- filosofia básica do processo de recomposição e as suas diretrizes gerais;
- fundamentos necessários para que a filosofia básica seja aplicada com sucesso;
- procedimentos de recomposição.

A filosofia básica do processo de recomposição foi definida dividindo este processo em duas partes denominadas de recomposição fluente e recomposição coordenada.

O sistema elétrico brasileiro foi dividido em áreas geo-elétricas onde são definidas as usinas de auto-restabelecimento (usinas com capacidade de "*black-start*") e as cargas chamadas de prioritárias pelas empresas de distribuição. Estas áreas geo-elétricas foram chamadas de áreas de auto-restabelecimento.

Na recomposição fluente são definidos procedimentos que permitem a normalização de equipamentos em uma determinada área de auto-restabelecimento sem a comunicação das subestações e usinas com os centros de operação.

Nesta fase, as usinas de auto-restabelecimento realizam o processo de partida e sincronismo de um número pré-definido de unidades geradoras e energizam

linhas de transmissão observando os limites de tensão definidos com o objetivo de atender as cargas prioritárias da área, cujo montante máximo também é definido.

Na recomposição coordenada são definidos os procedimentos para a interligação das áreas de auto-restabelecimento, para a normalização dos equipamentos não recompostos na fase fluente e para a normalização das demais cargas do sistema. Procedimentos estes que são realizados pelas usinas e subestações após coordenação com os centros de operação.

O fechamento da primeira interligação entre áreas de auto-restabelecimento é chamado de fechamento de paralelo, onde a frequência é diferente entre os pólos do disjuntor que realizará este fechamento. O fechamento das demais interligações é chamado de fechamento de anel, onde a frequência nos pólos do disjuntor é a mesma, já que as áreas já possuem um ponto de interligação.

Um dos grandes benefícios oriundos desta filosofia é o fato que as áreas de auto-restabelecimento executam seus procedimentos visando à recomposição de suas cargas prioritárias independentemente das demais áreas, minimizando o tempo de recomposição e o trabalho de coordenação, já que na fase fluente as usinas e subestações já têm definidos os procedimentos a serem executados, não necessitando de coordenação dos centros de operação.

Quando algum equipamento que é recomposto na fase fluente de uma determinada área de auto-restabelecimento está impedido de operar, a subestação ou usina responsável pela normalização informa ao centro de operação

a indisponibilidade e a recomposição desta área deixa de ser fluente e passa a ser coordenada pelo centro de operação.

Algumas diretrizes gerais para o processo de recomposição foram definidas para servirem de base para a definição dos procedimentos. São elas:

- os procedimentos são definidos considerando a área totalmente desenergizada;
- início do restabelecimento é feito por usinas com capacidade de "*black-start*";
- autonomia para os operadores das usinas e subestações normalizarem os equipamentos pré-definidos durante a fase fluente sem necessidade de autorização dos centros de operação;
- a carga prioritária a ser normalizada na fase fluente deve ser compatível com a geração, transmissão e transformação disponível nesta fase;
- devem ser previstas alternativas para as fontes principais das usinas de auto-restabelecimento;
- interesses comerciais não podem ter influência no processo de recomposição;
- o restabelecimento deve ser o mais rápido possível sem comprometer a segurança do sistema;
- as usinas térmicas devem ter esquemas de ilhamento para não serem desligadas em grandes perturbações;
- a recomposição das cargas deve ser realizada de forma lenta e gradual para um melhor controle na tensão e na frequência do sistema;
- cada área de auto-restabelecimento só pode ter uma usina responsável pelo controle de frequência durante a fase fluente.

Para que esta filosofia básica de recomposição tenha sucesso, foram definidos três fundamentos. São eles:

- critérios para a realização de estudos elétricos;
- critérios para compatibilizar a carga com a geração;
- confiabilidade das usinas de auto-restabelecimento.

Os estudos elétricos visando a definição dos procedimentos de recomposição são os que exigem o maior esforço dos engenheiros devido ao elevado número de análises necessárias, bem como, a utilização de diversas ferramentas de simulação.

Estes estudos são divididos em estudos de fluxo de potência, estudos de transitórios eletromagnéticos e estudos de transitórios eletromecânicos.

Os estudos de fluxo de potência são necessários para que sejam avaliados o perfil de tensão, os carregamentos nos equipamentos e a capacidade das unidades geradoras durante as diversas configurações do sistema na recomposição.

Os estudos de transitórios eletromecânicos são realizados para a análise do comportamento das oscilações de frequência e tensão durante as tomadas de carga e para análise dos esforços torcionais nas máquinas nos fechamentos de anéis, considerando os reguladores de tensão e de velocidade das unidades geradoras sincronizadas.

Os estudos de transitórios eletromagnéticos são realizados para determinação das condições de energização das linhas de transmissão e transformadores, e na maioria dos casos, para determinação dos montantes máximos para tomada de carga.

Vários critérios são considerados para compatibilizar a tomada da carga prioritária com a geração disponível durante a fase fluente da recomposição nas diversas áreas de auto-restabelecimento definidas. Estes critérios são relacionados abaixo.

- disponibilidade inicial de geração;
- controle de tensão;
- oscilações dinâmicas de tensão e frequência oriundas de energização de equipamentos e tomada e/ou rejeição de carga;
- carregamento máximo admitido nos equipamentos;
- rejeição de carga.

O primeiro critério utilizado na compatibilização da carga com a geração durante a fase fluente da recomposição é o da disponibilidade inicial de geração das usinas de auto-restabelecimento que fazem parte da área em questão.

Calcula-se esta disponibilidade de acordo com a expressão a seguir.

$$P_D = 0,8 * n * P_n$$

Onde  $P_D$  é a potência disponível,  $P_N$  é a potência nominal e  $n$  é o número mínimo de unidades geradoras sincronizadas para atender a fase fluente. Este número

mínimo é definido a partir de estudos elétricos normalmente para se evitar a ocorrência de auto-excitação quando de rejeição de carga.

Quando uma área possuir mais de uma usina de auto-restabelecimento participando da fase fluente, o controle da frequência da área em questão deve ser realizado apenas por uma das usinas para se evitar oscilações indesejadas na frequência. As demais usinas participantes devem tomar carga para garantir uma folga de geração na usina controladora para que o processo de tomada de carga e controle da frequência possa ser realizado de forma adequada.

No critério relativo ao controle de tensão das áreas de auto-restabelecimento durante a fase fluente da recomposição é considerada a disponibilidade de fornecimento de potência reativa pelas usinas, obtido através das curvas de capacidade das unidades geradoras sincronizadas.

A disponibilidade de potência reativa nas usinas e as características da rede de transmissão normalizada na fase fluente determinam o limite de carga a ser atendida levando em consideração o critério do controle de tensão. Este limite pode ser menor que a potência ativa disponível nas usinas devido à necessidade que a tensão da área permaneça dentro de valores aceitáveis durante a tomada de carga.

A tabela 4.11 resume os valores de tensão admitidos nas barras da área durante as fases fluente e coordenada da recomposição do sistema.

Tabela 4.11 - Valores de tensão admitidos na recomposição

Nível de Tensão (kV)	Fase Fluente		Fase Coordenada	
	Limite Inferior (%)	Limite Superior (%)	Limite Inferior (%)	Limite Superior (%)
≤ 138	90	110	90	105
≥ 230	90	115	90	110

Como o fator de potência das cargas prioritárias é de difícil determinação, por causa das grandes variações devido ao horário e a época do ano, considera-se um valor mais restritivo, o de 0,85 indutivo, para que seja forçada a maximização do fornecimento de potência reativa pelas usinas da área de auto-restabelecimento.

A avaliação das oscilações dinâmicas de tensão e frequência após a energização de equipamentos e tomada e/ou rejeição de carga é necessária para que os limites de tensão e frequência em regime transitório não sejam atingidos. Esta avaliação é realizada utilizando-se programas de transitórios eletromecânicos com a modelagem dos reguladores de tensão e de velocidade das unidades geradoras.

A tabela 4.12 resume os valores limites utilizados na presente filosofia.

Tabela 4.12 - Valores limites na análise transitória da recomposição

Grandezas Elétricas	Limite Inferior	Limite Superior
Frequência	55 Hz	65 Hz
Tensão	85% da tensão nominal	125% da tensão nominal ou 95% do ajuste da proteção de sobretensão

A recomposição das cargas prioritárias durante a fase fluente deve ser realizada em degraus para que os limites acima não sejam violados. O valor ideal é que a

carga seja recomposta em patamares de 10% em intervalos mínimos de um minuto.

O tempo de intervalo entre a recomposição de dois patamares de carga permite a estabilização das oscilações de tensão e frequência oriundas da recomposição do patamar anterior, aumentando a segurança do sistema elétrico e das cargas que já foram recompostas.

O carregamento máximo admitido nos equipamentos de transmissão também pode limitar o montante de carga máxima recomposta na fase fluente, já que desligamentos de equipamentos já recompostos devido a sobrecargas não devem acontecer, evitando o aumento do tempo de restabelecimento das cargas.

Um outro critério importante na definição do montante máximo da carga a ser recomposta numa área de auto-restabelecimento está associado à ocorrência de rejeições de carga durante este processo.

A rejeição de carga durante o processo de recomposição pode acarretar sobretensões que podem ter como consequência dois efeitos bastante problemáticos que devem ser investigados através de estudos elétricos. São eles:

- disparo de pára-raios;
- disparo de proteção de sobretensão.

O disparo de pára-raios deve ser evitado devido à probabilidade de defeito nos mesmos e consequente indisponibilidade do elemento do sistema de transmissão

por ele protegido. O disparo das proteções de sobretensão deve ser evitado devido à consequência de novos desligamentos durante o processo de recomposição. Ambos os casos aumentam o tempo de recomposição das cargas do sistema.

Este aspecto deve ser melhor avaliado na fase fluente da recomposição devido ao fato que nesta fase as áreas estão desinterligadas, portanto, mais sujeitas à ocorrência de elevadas sobretensões após rejeição de carga.

Concluindo, o montante de carga máximo a ser recomposto durante a fase fluente não pode acarretar, se rejeitado, sobretensão indesejável capaz de disparar os pára-raios ou sensibilizar proteções de sobretensão no sistema de transmissão.

Um fundamento importante na definição das áreas de auto-restabelecimento é a da determinação do grau de confiabilidade das usinas.

Uma usina é de alta confiabilidade quando ela é capaz de se auto-restabelecer, quando estiver desligada elétrica e mecanicamente, sem a necessidade de qualquer fonte externa.

Uma usina é considerada de média confiabilidade quando ela é capaz de alimentar seu serviço auxiliar com a tensão terminal das unidades geradoras, portanto, é necessário que as mesmas permaneçam girando e excitadas após a ocorrência do distúrbio.

Uma usina é dita de baixa confiabilidade quando ela necessita de fonte externa para alimentação de seus serviços auxiliares.

Portanto, as áreas de auto-restabelecimento devem ser definidas utilizando usinas de alta confiabilidade, e investimentos devem ser realizados nas demais usinas para que os sistemas elétricos tenham mais alternativas em seu processo de recomposição.

Os procedimentos de recomposição foram descritos primeiramente definindo as responsabilidades entre os operadores das instalações e dos centros de operação.

Foram definidas as seguintes atribuições para os operadores das instalações após uma perturbação geral:

- preparar a instalação para a sua recomposição fluente;
- atender as condições de energização dos equipamentos;
- realizar as manobras definidas para a instalação durante a fase fluente de recomposição;
- alimentar as cargas prioritárias até o limite estabelecido;
- verificar as condições de sincronismo quando autorizado para fechamento de paralelo ou anel;
- controlar a tensão e a frequência durante a fase fluente de recomposição;
- aguardar instrução do centro de operação para procedimentos da fase coordenada.

Já para os operadores dos centros de operação foram definidas as seguintes atribuições:

- determinar a condição do sistema após a perturbação;

- efetuar o controle de tensão e de frequência durante a fase coordenada da recomposição;
- coordenar os fechamentos de paralelo e anel;
- liberar a tomada de carga adicional em função da disponibilidade;
- acompanhar e intervir na recomposição fluente quando de anormalidade ou quando solicitado.

Após os estudos elétricos, em 1989, foram definidas as áreas de auto-restabelecimento para as regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste, atualizadas em 1997 para as regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste. As áreas de auto-restabelecimento definidas são:

- as usinas de Água Vermelha, Ilha Solteira e Jupuí atendem as cargas prioritárias da ELETROPAULO, da CPFL e da CESP;
- as usinas de Capivara e Taquaruçu atendem as cargas prioritárias da CESP e da COPEL;
- a usina de Henry Borden atende as cargas prioritárias da ELETROPAULO;
- as usinas de Emborcação, Nova Ponte, Furnas, Luiz Carlos Barreto, Jaguará e Volta Grande atendem as cargas prioritárias da CEMIG, da ELETROPAULO e da CPFL;
- as usinas de Marimbondo, Fontes, Nilo Peçanha e Pereira Passos atendem as cargas prioritárias da LIGHT, da CERJ e da ESCELSA;
- a usina de Funil atende as cargas prioritárias da LIGHT e da CERJ;
- as usinas de Mascarenhas, Suíça e Rio Bonito atendem as cargas prioritárias da ESCELSA;
- as usinas de Itumbiara e Cachoeira Dourada atendem as cargas prioritárias da CELG, da CEB e da CEMAT;

- a usina de Porto Colômbia atende as cargas prioritárias da CPFL e da CEMIG na região;
- a usina de Mascarenhas de Moraes atende as cargas prioritárias da CPFL e da CEMIG na região;
- as usinas de Salto Grande, Chavantes, Capivara e Jupiá atendem as cargas prioritárias da ENERSUL;
- as usinas de Governador Bento Munhoz, Segredo e Salto Santiago atendem as cargas prioritárias do Paraná e norte e centro-oeste de Santa Catarina e parte do Rio Grande do Sul;
- a usina de Salto Osório atende as cargas prioritárias da região oeste e noroeste do Paraná, oeste de Santa Catarina e norte do Rio Grande do Sul;
- a usina de Governador Parigot de Souza atende as cargas prioritárias da região metropolitana de Curitiba;
- as usinas de Itaúba, Passo Real, Jacuí e Passo Fundo atendem as cargas prioritárias do Rio Grande do Sul;
- as usinas do Complexo de Paulo Afonso atendem as cargas prioritárias da CHESF.

Esta filosofia de recomposição, sugerida em 1989 pelo GTEO e implantada gradativamente pelas empresas do sistema elétrico brasileiro, transferiu uma grande responsabilidade aos operadores de instalação, que passaram a ter um papel importante com a descentralização dos procedimentos de recomposição na fase fluente deste processo.

Houve também uma redução significativa no fluxo de comunicações entre as instalações e os centros de operação das empresas, permitindo aos operadores destes centros se dedicarem à supervisão das ações tomadas pelas instalações

durante a fase fluente da recomposição, atuando apenas quando de dificuldades, indisponibilidade de equipamentos ou situações não previstas.

Estava previsto, em 1989, que na região Nordeste seria restabelecido um montante de 1.800 MW de carga durante a fase fluente da recomposição, valor este correspondente a cerca de 40% da carga total da região.

Na atualização desta filosofia, ocorrida em 1997 para as regiões Sul e Sudeste, estimou-se que na região Sul seria restabelecido 57% de sua carga durante a fase fluente da recomposição, e na região Sudeste, 16% de sua carga. Estes valores foram calculados levando em consideração os valores médios de demanda máxima de cada região.

Esta filosofia de recomposição não estabeleceu nenhum procedimento para a região Norte devido à falta de informações pela não participação das empresas desta região durante os trabalhos realizados.

#### 4.5. Evolução do Sistema Elétrico Brasileiro após 1985

A seguir, resumidamente, é descrita a evolução do sistema elétrico brasileiro após o ano de 1985. Os fatos retratados foram retirados da referência [16].

A evolução do sistema elétrico brasileiro a partir do ano de 1985 foi marcada pelas severas restrições de investimento das empresas estatais ocorridas nesta fase, além das reformas institucionais que afetaram de maneira substancial o modelo organizacional implantado até aquele momento.

Estas reformas foram aceleradas durante o primeiro mandato do presidente Fernando Henrique Cardoso no governo brasileiro ocorrido entre 1995 e 1998, e tinham como filosofia básica a privatização das concessionárias públicas, a licitação de concessões de novos empreendimentos para o capital privado e a reformulação das entidades especializadas nas funções de regulação, do planejamento da expansão e da operação dos sistemas interligados.

Para a operação dos sistemas elétricos interligados, o governo brasileiro criou, em 1998, o ONS para substituir a antiga estrutura operacional colegiada do GCOI e do CCON.

Uma das principais atribuições que passaria a este operador (ONS) seria a de recomposição do sistema elétrico brasileiro após perturbações.

A evolução da capacidade de geração dos sistemas interligados brasileiros entre os anos de 1985 e 1998 se deu principalmente com a entrada em operação das unidades brasileiras da usina de Itaipu, totalizando 6.300 MW.

No sistema interligado Sul/Sudeste, as usinas de Angra I (657 MW), Rosana (375 MW), Segredo (1.260 MW), Taquaruçu (555 MW), Três Irmãos (800 MW), Nova Ponte (510 MW), Corumbá (375 MW), Serra da Mesa (1.275 MW) e Jorge Lacerda IV (350 MW) contribuíram para o crescimento da capacidade de geração da região até o ano de 1998.

O sistema interligado Norte/Nordeste dobrou sua capacidade de geração neste período. Contribuíram para este crescimento as usinas de Tucuruí (4.200 MW), Itaparica (1.500 MW) e Xingó (3.000 MW).

A tabela 4.13 destaca os números da evolução da capacidade de geração do sistema elétrico brasileiro de 1985 até 1998 [16,23].

Tabela 4.13 - Capacidade de geração do Sistema Elétrico Brasileiro de 1985 à 1998

Região/Sistema	Capacidade de Geração (MW)	
	1985	1998
Sudeste/Centro-Oeste	23.924	29.779
Sul	6.489	8.529
Sul/Sudeste/Centro-Oeste	30.413	38.308
Nordeste	6.141	10.479
Norte	941	4.240
Norte/Nordeste	7.082	14.719
Itaipu (60 Hz)	0	6.300
Total	37.495	59.327

A evolução da extensão das linhas de transmissão neste mesmo período foi condicionada pelas severas limitações de investimento do setor, que atingiu maiores reflexos nos sistemas de transmissão e distribuição de energia.

A tabela 4.14 mostra a evolução da extensão das linhas de transmissão com tensão igual ou superior a 230 kV no sistema interligado brasileiro entre os anos de 1985 e 1998 [16,23].

Tabela 4.14 - Extensão da transmissão do Sistema Elétrico Brasileiro de 1985 à 1998

Tensão (kV)	Extensão das linhas de transmissão (km)	
	1985	1998
750	568	1.783
600	0	1.612
500	10.825	14.217
440	5.522	5.936
345	7.261	8.892
230	20.951	31.341
<b>Total</b>	<b>45.127</b>	<b>63.781</b>

Em 1º de março de 1999, o ONS assumiu a coordenação da operação do sistema interligado nacional ao tomar posse do Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS) da ELETROBRAS e dos centros de operação dos sistemas das estatais FURNAS, CHESF, ELETRONORTE e ELETROSUL.

A passagem da operação do sistema elétrico interligado brasileiro para o ONS ocorreu quase que simultaneamente à entrada em operação comercial das linhas de transmissão e subestações da primeira fase da interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste, conectando o sistema interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste com o sistema interligado Norte/Nordeste, fazendo com que passasse a existir apenas um sistema interligado no território brasileiro.

A evolução da capacidade de geração no sistema interligado brasileiro aumentou cerca de 13.300 MW no período entre 1999 e 2002. Contribuíram para esta evolução a entrada em operação das usinas de Porto Primavera (1.540 MW), Salto Caxias (1.240 MW), Cuiabá (480 MW), Uruguaiana (600 MW), Itá (1.160 MW), Angra II (1.309 MW), Lajeado (900 MW), Macaé Merchant (928 MW), Eletrobolt (380 MW), Machadinho (1.140 MW) e Cana Brava (450 MW).

No ano de 2003, o aumento da capacidade de geração do sistema interligado brasileiro foi de cerca de 3.300 MW, sendo 2.200 MW (67%) em geração hidrelétrica e o restante, cerca de 1.100 MW (33%), em geração térmica.

Já no ano de 2004, o aumento da capacidade de geração do sistema interligado brasileiro foi maior que o obtido no ano anterior, porém, a maior parte (69%) foi oriunda de geração térmica. Foram acrescentados 1.300 MW em geração hidrelétrica e cerca de 2.900 MW em geração térmica, totalizando 4.200 MW.

A tabela 4.15 mostra os números da evolução da capacidade de geração do sistema interligado brasileiro ocorrida entre os anos de 1999 e 2004 [27, 28].

Tabela 4.15 - Capacidade de geração do Sistema Elétrico Brasileiro de 1999 à 2004

Ano	Capacidade de Geração (MW)		
	Hidrelétrica	Termelétrica	Total
1999	58.079	4.138	62.217
2000	59.627	6.130	65.757
2001	60.994	6.993	67.987
2002	63.834	9.009	72.843
2003	66.065	10.163	76.228
2004	67.344	13.062	80.406

Já no âmbito da rede de transmissão, o ONS passava a ser responsável pela operação da Rede Básica, que compreendia as linhas de transmissão com classe de tensão igual ou superior a 230 kV e as subestações com barramentos nas mesmas tensões.

Durante o período compreendido entre 1999 e 2002, a expansão da rede de transmissão atingiu 8.700 km, fazendo com que o sistema interligado brasileiro chegasse próximo aos 73.000 km de linhas de transmissão.

No ano de 2003, duas obras importantes, na rede de transmissão, foram concluídas aumentando a interligação do sistema elétrico brasileiro.

A primeira obra importante concluída foi o reforço da interligação Sul/Sudeste/Centro-Oeste através de duas linhas de transmissão em 500 kV unindo as subestações de Bateias (PR) e Ibiúna (SP), construídas por FURNAS.

A segunda obra importante foi a entrada em operação das linhas de transmissão em 500 kV e das subestações que fazem parte da interligação entre as regiões Sudeste e Nordeste, construídas pela TSN (Transmissora Sudeste Nordeste).

No início do ano de 2004, foi concluída a segunda fase da interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste, com a entrada em operação da segunda linha de transmissão em 500 kV unindo as subestações de Serra da Mesa (GO), Gurupi (TO), Miracema (TO), Colinas (TO) e Imperatriz (MA), construídas pela NOVATRANS.

A tabela 4.16 mostra a evolução da extensão das linhas de transmissão com tensão igual ou superior a 230 kV durante os anos de 1999 a 2004 [27, 29].

Tabela 4.16 - Extensão da transmissão do Sistema Elétrico Brasileiro de 1999 à 2004

Tensão (kV)	Extensão das linhas de transmissão (km)					
	1999	2000	2001	2002	2003	2004
750	2.114	2.379	2.683	2.683	2.683	2.683
600	1.612	1.612	1.612	1.612	1.612	1.612
500	15.877	17.406	17.510	19.525	23.659	26.924
440	6.049	6.162	6.668	6.668	6.668	6.668
345	9.024	9.024	9.024	9.021	9.021	9.021
230	32.278	32.451	32.537	32.997	34.000	35.074
<b>Total</b>	<b>66.954</b>	<b>69.034</b>	<b>70.034</b>	<b>72.506</b>	<b>77.643</b>	<b>81.982</b>

#### 4.6. O Blecaute de Março de 1999

A referência [30] relata a análise realizada pelo ONS do grande blecaute que atingiu o sistema interligado Sul/Sudeste no dia 11 de março de 1999, às 22h16min, quando ocorreu um curto-circuito no isolador de pedestal entre a seccionadora seletora de barra e o barramento da SE Bauru (CTEEP), bay de saída para a SE Assis (CTEEP), da LT 440 kV Bauru-Assis, provocado por uma descarga atmosférica.

Devido ao tipo de arranjo de barra da SE Bauru (CTEEP), o curto-circuito foi eliminado através da atuação das proteções remotas dos equipamentos ligados a seção de barra envolvida, cinco linhas de transmissão de 440 kV, um transformador para o setor de 138 kV e o disjuntor de interligação das seções de barra.

Com o desligamento destes equipamentos, iniciou-se um processo oscilatório das usinas de Três Irmãos (CESP), Jupia (CESP), Taquaruçu (DUKE), Capivara (DUKE) e Porto Primavera (CESP) contra o restante do sistema interligado e uma redução do perfil de tensão no centro de carga da área São Paulo.

O processo oscilatório foi intensificado pela abertura da LT 440 kV Três Irmãos-Ilha Solteira que fez com que houvesse a rejeição de 2.300 MW de geração nas usinas relacionadas no parágrafo anterior. A seguir, houve a abertura da interligação Sul/Sudeste do Norte do Paraná.

Instantes após, também devido a oscilações, ocorreu a abertura das linhas de transmissão em 500 kV para o Rio Grande do Sul, que levou a atuação de um

esquema de controle de emergência, rejeitando 1.200 MW de carga, e a separação deste estado do sistema interligado Sul/Sudeste.

Em função destes desligamentos, foi caracterizado o fenômeno de colapso de tensão na área São Paulo, que motivou o desligamento do tronco de transmissão em 750 kV da usina de Itaipu, dos compensadores síncronos da SE Ibiúna (FURNAS) e de todo o elo de corrente contínua, ocasionando uma deterioração do perfil de tensão na região Sudeste, e, por consequência, o desligamento automático de diversas linhas de transmissão.

A carga do sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste antes desta ocorrência era de 34.363 MW, sendo interrompido um montante de 24.944 MW, que correspondia a 73% da carga total. A tabela 4.17 mostra a estratificação destes valores por estado afetado.

Tabela 4.17 - Carga interrompida no blecaute de 1999

Estado/Região	Carga Antes da Ocorrência (MW)	Carga Interrompida (MW)	Carga Interrompida (%)
Minas Gerais	5.200	1.900	37
São Paulo	13.800	12.497	91
Rio de Janeiro/Espírito Santo	6.250	5.770	92
Goiás, Brasília e Mato Grosso	1.730	470	27
Sudeste e Centro-Oeste	26.980	20.637	76
Total Sul	7.383	4.307	58
Total Sul/Sudeste/Centro-Oeste	34.363	24.944	73

A tabela 4.18 destaca os principais pontos da recomposição do sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste após a ocorrência.

Tabela 4.18 - Sequência de recomposição do blecaute de 1999

Tempo após a Ocorrência	Evento
0:07	término da recomposição das cargas de Brasília e Mato Grosso
0:14	término da recomposição das cargas de Goiás
0:27	término da recomposição das cargas do Paraná
0:39	fechado o paralelo dos sistemas de Minas Gerais e da região Centro-Oeste com a área Rio de Janeiro
0:42	término da recomposição das cargas do Rio Grande do Sul
0:43	término da recomposição das cargas de Minas Gerais
1:04	término da recomposição das cargas de Santa Catarina
1:41	fechado o paralelo entre a área de Ilha Solteira com os sistemas interligados anteriormente
1:49	fechado o paralelo entre a área de Marimbondo com os sistemas interligados anteriormente
1:59	fechado o paralelo entre Itaipu e a região Sul com o sistema Sudeste
3:24	término da recomposição das cargas do Mato Grosso do Sul
4:17	término da recomposição das cargas do Rio de Janeiro
4:44	término da recomposição das cargas do Espírito Santo
4:59	término da recomposição das cargas de São Paulo

A análise desta ocorrência mostrou algumas conclusões importantes, relacionadas a seguir:

- os esquemas de controle de emergência existentes como os esquemas de ilhamento e o ERAC atuaram adequadamente conforme projetados;
- o restabelecimento do sistema ocorreu de acordo com os procedimentos definidos nas instruções de operação;
- o restabelecimento do sistema foi comprometido, principalmente nas áreas Rio de Janeiro e São Paulo, devido a problemas ocorridos em equipamentos durante este processo;
- necessidade de serem definidas rotas alternativas para a normalização do sistema, particularmente na fase fluente da recomposição.

#### 4.7. O Blecaute de Janeiro de 2002

A referência [31] relata a análise realizada pelo ONS do grande blecaute que atingiu o sistema interligado nacional no dia 21 de janeiro de 2002, às 13h34min, quando um subcondutor da fase azul da LT 440 kV Ilha Solteira-Araraquara 2 se rompeu, a cerca de 1 km do terminal da usina de Ilha Solteira, provocando um curto-circuito monofásico, que desligou a linha em questão pela atuação da proteção de distância.

Uma atuação não seletiva da proteção de distância da LT 440 kV Ilha Solteira-Araraquara 1 provocou a abertura da mesma no terminal de Ilha Solteira.

Antes desta ocorrência encontravam-se desligados dois circuitos de 440 kV, um ligando Ilha Solteira à Bauru, que estava desligado atendendo manutenção, e outro ligando Ilha Solteira à Água Vermelha, que estava desligado para controle de carregamento dos transformadores de Água Vermelha.

O desligamento dos dois circuitos entre Ilha Solteira e Araraquara, aliado ao fato que outros dois circuitos já se encontravam desligados, provocaram um aumento da distância elétrica entre as usinas do 440 kV e o centro de carga de São Paulo, iniciando um processo oscilatório que ocasionou o desligamento de outros 13 circuitos de 440 kV.

Durante o processo de oscilação do tronco de 440 kV, ocorreu atuação da proteção de perda de sincronismo da LT 500 kV Serra da Mesa-Gurupi, abrindo a interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste evitando a propagação do distúrbio para as regiões Norte e Nordeste.

Este processo oscilatório atingiu também as interligações entre as regiões Sul e Sudeste culminando na abertura do tronco de 750 kV entre as subestações de Ivaiporã e Tijuco Preto e dos circuitos de 230 kV e 138 kV do norte do Paraná, deixando a usina de Itaipu interligada com a região Sul.

Na região Sul houve o desligamento de uma série de circuitos ocasionando a interrupção total das cargas da região do norte do Paraná, levando a atuação do esquema de taxa de variação de frequência da usina de Itaipu, desinterligando a usina de Itaipu da região Sul, fazendo com que a frequência atingisse 57,8 Hz. Houve então atuação do ERAC rejeitando cerca de 2.577 MW de carga, possibilitando a estabilização da frequência e evitando novos desligamentos em cascata nesta região.

A abertura do tronco de 750 kV acarretou a perda de suporte de reativos para o sistema receptor do elo de transmissão de corrente contínua em Ibiúna, ocasionando a perda dos compensadores síncronos desta subestação e posteriormente, a todo este sistema de transmissão, resultando no colapso quase total das cargas do estado de São Paulo.

As áreas Goiás/Brasília e Minas Gerais ficaram isoladas do resto do sistema com as usinas do rio Grande (Camargos, Jaguará, Mascarenhas de Moraes, Igarapava, Porto Colômbia e Volta Grande), do rio Paranaíba (Itumbiara, Emborcação, Cachoeira Dourada e São Simão), do rio Araguari (Nova Ponte e Miranda) e do rio Corumbá (Corumbá).

Na área Minas Gerais ocorreram várias sobrecargas, oscilações e sobretensões generalizadas provocando desligamentos de equipamentos da CEMIG até que um novo ponto de operação fosse obtido. Com o desligamento de várias usinas desta

área, uma subfreqüência fez com que houvesse atuação do ERAC rejeitando carga na CEMIG, na CEB e na CELG.

Na área Rio de Janeiro/Espírito Santo, o processo oscilatório provocou o desligamento de todas as usinas da área, inclusive as usinas de Angra I e Angra II, e de todo o tronco de transmissão responsável pelo suprimento à mesma. Houve subfreqüência generalizada ocasionando a atuação do ERAC nesta área.

A tabela 4.19 resume as linhas de transmissão desligadas nesta ocorrência, separadas por região geográfica.

Tabela 4.19 - Circuitos desligados no blecaute de 2002

Classe de Tensão (kV)	Regiões					Total
	Sul	Sudeste			Centro-oeste	
		RJ/ES	MG	SP		
750	3			6		9
± 600				4		4
500	6	14		3	4	27
440				37		37
345		9	30	36		75
230	21		12	27	21	81
138	1	73	16	21	36	147
<b>Total</b>	<b>31</b>	<b>96</b>	<b>58</b>	<b>134</b>	<b>61</b>	<b>380</b>

A carga do sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste antes desta ocorrência era de 33.179 MW, sendo interrompido um montante de 23.766 MW, que correspondia a 72% da carga total. A tabela 4.20 mostra a estratificação destes valores por estado afetado.

Tabela 4.20 - Carga interrompida no blecaute de 2002

Estado/Região	Carga Antes da Ocorrência (MW)	Carga Interrompida (MW)	Carga Interrompida (%)
Minas Gerais	4.727	3.277	69
São Paulo	13.335	11.520	86
Rio de Janeiro/Espírito Santo	5.168	5.068	98
Goiás e Brasília	1.000	742	74
Mato Grosso	310	310	100
Mato Grosso do Sul	383	272	71
<b>Sudeste e Centro-Oeste</b>	<b>24.923</b>	<b>21.189</b>	<b>85</b>
Paraná	2.556	1.150	45
Santa Catarina	2.300	600	26
Rio Grande do Sul	3.400	827	24
<b>Total Sul</b>	<b>8.256</b>	<b>2.577</b>	<b>31</b>
<b>Total Sul/Sudeste/Centro-Oeste</b>	<b>33.179</b>	<b>23.766</b>	<b>72</b>

A tabela 4.21 destaca os principais pontos da recomposição do sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste após a ocorrência.

Tabela 4.21 - Sequência de recomposição do blecaute de 2002

Tempo após a Ocorrência	Evento
0:02	início da recomposição da área Goiás/Brasília/Mato Grosso
0:03	início da recomposição da área Minas Gerais
0:04	início da recomposição da região Sul
0:08	início da recomposição da área Rio de Janeiro/Espírito Santo
0:12	início da recomposição da área Mato Grosso do Sul
0:17	início da recomposição do tronco de 440 kV de São Paulo
0:24	término do restabelecimento das cargas de Santa Catarina
0:33	fechado o paralelo da usina de Itaipu com a região Sul
0:33	término do restabelecimento das cargas do Rio Grande do Sul
0:49	término do restabelecimento das cargas do Paraná
1:04	término do restabelecimento das cargas do Mato Grosso
1:08	fechado o paralelo dos sistemas 500/345 kV na SE Poços de Caldas
1:10	fechado o paralelo FURNAS/LIGHT na SE Jacarepaguá
1:27	perturbação da SE Jacarepaguá abrindo o paralelo FURNAS/LIGHT
1:46	fechado o paralelo FURNAS/LIGHT na SE São José

Tempo após a Ocorrência	Evento
1:54	término do restabelecimento das cargas de Goiás e do Distrito Federal
1:57	fechado o paralelo entre os sistemas Sul e Sudeste
2:21	fechado o paralelo entre as usinas de Água Vermelha e Ilha Solteira
2:46	fechado o paralelo entre as usinas de Jupia e Taquaruçu
3:13	fechado o paralelo entre o sistema Rio de Janeiro / Espírito Santo / Goiás / Brasília / Mato Grosso / Minas Gerais e o sistema Itaipu / Sul / São Paulo na usina de Água Vermelha
3:17	término do restabelecimento das cargas de Minas Gerais
3:57	término do restabelecimento do tronco de 750 kV
4:16	término do restabelecimento das cargas do Rio de Janeiro/Espírito Santo
4:16	término do restabelecimento das cargas do Mato Grosso do Sul
4:26	término do restabelecimento das cargas de São Paulo
4:26	fechado o paralelo entre o sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste com o sistema Norte/Nordeste na SE Gurupi
4:26	término da recomposição

A análise desta ocorrência mostrou algumas conclusões importantes, relacionadas a seguir:

- o sistema interligado nacional operava, antes da ocorrência, de forma segura atendendo os critérios de confiabilidade operativa e procedimentos vigentes;
- as ações de controle implantadas no sistema interligado nacional propiciaram a abertura controlada das interligações Sul-Sudeste e Norte-Sudeste/Centro-Oeste através da proteção contra perda de sincronismo, evitando a propagação das oscilações para os sistemas das regiões Norte, Nordeste e Sul;
- o processo de recomposição ocorreu conforme previsto nas instruções de operação vigentes.

#### 4.8. Comparação entre as Perturbações de 1985 e 2002

Numa tentativa de realizar uma comparação entre o blecaute do dia 17 de setembro de 1985 e o ocorrido no dia 21 de janeiro de 2002, foram resumidos alguns dados na tabela 4.22, retirados das referências [22, 24, 27, 31], e calculado um fator comparativo para cada informação.

Tabela 4.22 - Informações dos blecautes de 1985 e 2002

Informações	1985	2002	Fator 2002/1985
extensão total das linhas de Transmissão (km)	46.796	72.819	1,56
Carga do sistema antes da perturbação (MW)	19.674	33.179	1,69
carga interrompida na perturbação (MW)	9.867	23.766	2,41
percentual da carga interrompida	50	72	1,44
tempo de recomposição (min)	123	266	2,22
linhas de transmissão de tensão maior ou igual a 138 kV desligadas na perturbação	109	380	3,49

A partir dos dados da tabela 4.22, foram calculados alguns indicadores propostos, indicados na tabela 4.23, bem como o fator comparativo entre ocorrências.

Tabela 4.23 - Indicadores propostos para os blecautes de 1985 e 2002

Indicadores	1985	2002	Fator 2002/1985
linhas de transmissão recompostas por minuto	0,89	1,43	1,61
carga interrompida por linha de transmissão desligada (MW)	91	63	0,69
carga recomposta por minuto (MW)	44	30	0,68

Os cálculos da carga recomposta por minuto de cada perturbação estão descritos nas tabelas 4.24 e 4.25.

Tabela 4.24 - Carga interrompida por minuto no blecaute de 1985

Perturbação de 1985			
Estado/Região	Carga Interrompida (MW)	Tempo de Recomposição (min)	Carga Recomposta por minuto (MW/min)
Minas Gerais	2.988	60	50
São Paulo	3.698	120	31
Rio de Janeiro/Espírito Santo	2.744	48	57
Goiás e Brasília	94	95	1
Mato Grosso	56	45	1
Mato Grosso do Sul	0	0	-
<b>Sudeste e Centro-Oeste</b>	<b>9.580</b>		<b>44</b>
Paraná	114	3	38
Santa Catarina	50	3	17
Rio Grande do Sul	123	3	41
<b>Total Sul</b>	<b>287</b>		<b>36</b>
<b>Total Sul/Sudeste/Centro-Oeste</b>	<b>9.867</b>		<b>44</b>

Tabela 4.25 - Carga interrompida por minuto no blecaute de 2002

Perturbação de 2002			
Estado/Região	Carga Interrompida (MW)	Tempo de Recomposição (min)	Carga Recomposta por minuto (MW/min)
Minas Gerais	3.277	197	17
São Paulo	11.520	266	43
Rio de Janeiro/Espírito Santo	5.068	256	20
Goiás e Brasília	742	114	7
Mato Grosso	310	64	5
Mato Grosso do Sul	272	256	1
<b>Sudeste e Centro-Oeste</b>	<b>21.189</b>		<b>31</b>

Perturbação de 2002			
Estado/Região	Carga Interrompida (MW)	Tempo de Recomposição (min)	Carga Reimposta por minuto (MW/min)
Paraná	1.150	49	23
Santa Catarina	600	24	25
Rio Grande do Sul	827	33	25
Total Sul	2.577		24
Total Sul/Sudeste/Centro-Oeste	23.766		30

A comparação destes dois grandes blecautes, separados 17 anos no tempo, foi considerada uma tarefa das mais difíceis, porém, se tentou realizar algumas observações levando em consideração os dados das tabelas 4.22, 4.23, 4.24 e 4.25.

A evolução do sistema interligado brasileiro nestes 17 anos contribuiu para esta dificuldade. Nota-se esta evolução quando se compara a extensão total das linhas de transmissão no ano de 1985 com a do ano de 2002, onde se constata um acréscimo de 56%. Esta evolução também é caracterizada quando se compara a carga do sistema antes de cada perturbação, e verifica-se um acréscimo de 69% em 2002.

O fato da existência de um número maior de interligações entre as empresas contribuiu para o aumento da abrangência da perturbação. Verifica-se que a ocorrência de 2002 atingiu 72% da carga do sistema, enquanto na ocorrência de 1985, foram interrompidos apenas 50% da carga do sistema. Em termos de valores absolutos, a ocorrência de 2002 interrompeu 141% de carga a mais que a ocorrência de 1985.

Quando se compara o número de linhas de transmissão desligadas em cada ocorrência, verifica-se um acréscimo de 249% para a perturbação de 2002. Fator este facilmente explicado pelo aumento do número de linhas de transmissão ao longo destes anos, e pela abrangência maior desta ocorrência em relação com a de 1985 (72% contra 50% de carga interrompida).

O acréscimo no tempo de recomposição da ocorrência de 2002 era esperado devido ao maior número de equipamentos desligados e maior carga interrompida nesta perturbação em relação à de 1985. Porém este acréscimo (122%) é menor que o verificado quando se compara a carga interrompida (141%) e o número de linhas de transmissão desligadas (249%).

Quando se analisa a informação do montante de carga interrompido por linha de transmissão desligada constata-se, mais uma vez, a evolução do sistema elétrico em 2002. Como o sistema em 2002 era mais malhado que em 1985, o valor da carga interrompida por linha de transmissão desligada neste ano é de 69% do valor em 1985. Este dado nos mostra que a dependência do sistema para uma determinada linha de transmissão era maior no ano de 1985 do que em 2002.

Analisando o número de linhas de transmissão recompostas por minuto na ocorrência de 2002 e o número correspondente da ocorrência de 1985, verifica-se um fator de acréscimo de 61%. Este fato demonstra claramente que os procedimentos desenvolvidos e implantados a partir da proposta do GCOI/SCO/GTEO de 1989, foi um dos grandes responsáveis pela agilidade e segurança na recomposição do sistema elétrico após grandes perturbações.

Na análise do fator acima mencionado, verifica-se um aumento de 0,89 linhas de transmissão recompostas por minuto em 1985 para 1,43 linhas de transmissão recompostas por minuto em 2002.

É importante observar e reconhecer que juntamente com a evolução do sistema elétrico ocorreram avanços também nas áreas de telecomunicações e de supervisão e controle. Estes fatores, juntamente com a evolução dos procedimentos de recomposição, contribuíram significativamente no sentido de melhorar os tempos gastos na recomposição do sistema após grandes perturbações.

#### 4.9. Recomposição do Sistema Elétrico Brasileiro na Atualidade

A atividade de recomposição do sistema tem por objetivo a coordenação, a supervisão e o controle das ações e manobras pré-definidas visando o restabelecimento do suprimento de energia após a ocorrência de perturbações no sistema.

A filosofia adotada atualmente é aquela proposta em 1989, onde as empresas que possuem os recursos de geração iniciam a recomposição fluente, de forma estruturada e descentralizada, onde os operadores das instalações tomam as iniciativas independentes de comunicação com os centros de operação.

Após o término da recomposição fluente, onde as diversas áreas do sistema elétrico brasileiro ainda estarão isoladas, se inicia a fase de interligação das mesmas, que é realizada de forma coordenada pelos centros de operação.

Com a criação do ONS durante a reestruturação do modelo do setor elétrico brasileiro realizada no governo Fernando Henrique Cardoso (1995-2002), foram definidos diversos conceitos novos que passaram a nortear a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Dentre os novos conceitos, foi definida uma rede, que é chamada de Rede de Operação, cuja responsabilidade de operação deixava de ser das empresas do setor (através do GCOI) e passava para o ONS.

Nas atribuições repassadas para o ONS na operação do SIN, consta, entre outras, a responsabilidade na recomposição após perturbações.

A Rede de Operação é composta, basicamente, pelas linhas de transmissão de tensão igual ou superior a 230 kV, e todos os equipamentos associados às mesmas, com algumas exceções, que são linhas de transmissão de 138 kV responsáveis pelo abastecimento de áreas importantes desta rede.

A referência [32] indica que a estratégia de recomposição hoje em vigor considera a pior hipótese, ou seja, uma área ou região totalmente desenergizada após a ocorrência de um blecaute no período de carga pesada, como forma de garantir a eficácia e a viabilidade do processo para qualquer situação e em qualquer horário.

Para a recomposição fluente, o sistema está estruturado em um conjunto de áreas de auto-restabelecimento, constituído de usinas, de linhas de transmissão e equipamentos onde a geração é compatível com a carga prioritária, mínima a ser atendida [32].

As áreas de auto-restabelecimento e as instalações possuem 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 [32].

Os procedimentos para a recomposição da Rede de Operação após perturbações estão descritos em instruções de operação específicas que constam no Manual de Procedimentos da Operação (MPO) do ONS.

Na fase fluente os procedimentos de recomposição são descentralizados e efetuados pelos operadores das instalações, com um mínimo de troca de informações entre instalações e os centros de operação com o qual a mesma se relaciona [32].

Para cada área de auto-restabelecimento é atendida uma parcela de carga prioritária, previamente estabelecida nas instruções de operação do MPO, compatível com a geração, transmissão e transformação disponíveis. As cargas prioritárias são definidas pelos agentes de distribuição para a fase fluente da recomposição, de acordo com o montante estipulado pelos estudos do ONS [32].

Na visão da instalação, uma perturbação geral é caracterizada quando não houver tensão em todos os terminais de linhas de transmissão e geradores desta instalação [32].

Na fase coordenada, os centros de operação do ONS coordenam a interligação de áreas e a restauração do sistema às condições normais de operação [32].

As usinas despachadas centralizadamente pelo ONS que não são conectadas diretamente à Rede de Operação, seguem os procedimentos de recomposição, referentes à reintegração à esta rede, constantes de instruções específicas, que são elaboradas pelos agentes envolvidos com a participação do ONS, não sendo estas instruções integradas ao MPO do ONS [32].

Para determinação das responsabilidades do ONS e dos agentes de geração, de transmissão, de distribuição, e dos consumidores ligados diretamente à Rede de Operação, é necessário definir alguns conceitos [33]. São eles:

Coordenação da Operação consiste na organização e estabelecimento das ações de supervisão e controle da operação.

Supervisão da Operação consiste na observação das condições atuais do sistema e acompanhamento das ações de controle, de comando e de execução da operação.

Controle da Operação consiste na monitoração das grandezas ou do estado de equipamentos e linhas de transmissão e adoção de medidas para obtenção dos valores ou estados desejados através da determinação de ações a serem efetuadas pelos agentes da operação.

Comando da Operação consiste em ordens emanadas pelas equipes de operação dos agentes, para a realização de acionamentos locais, remotos ou por telecomando nos equipamentos de manobras ou dispositivos de controle.

Execução da Operação consiste na realização de acionamentos locais, remotos ou por telecomando nos equipamentos de manobra ou dispositivos de controle.

Para a execução da recomposição do sistema elétrico brasileiro, o ONS tem as seguintes responsabilidades [32]:

- supervisionar as ações de recomposição fluente definidas nos documentos operativos específicos, intervindo e alterando o processo, caso necessário;
- coordenar, supervisionar e controlar as ações para a recomposição da Rede de Operação na fase coordenada;

- coordenar, supervisionar e controlar as ações de recomposição após atuação dos Esquemas de Controle de Emergência (ECE) existentes.

As responsabilidades definidas para os agentes de geração, transmissão, distribuição e os consumidores ligados diretamente à Rede de Operação são [32]:

- comandar e executar as ações da recomposição fluente definidas nos documentos operativos específicos;
- comandar e executar as ações da recomposição, determinada pelo ONS, na fase coordenada;
- comandar e executar as ações da recomposição do sistema, fora da Rede de Operação, na sua área de atuação;
- comandar e executar as ações de restabelecimento quando de atuações em ECE;
- manter o ONS informado das perturbações na sua área de atuação.

Para o religamento de equipamentos da Rede de Operação, na fase da recomposição fluente, são obedecidas as configurações mínimas e as condições de pré-energização constantes no MPO.

A retomada da carga é processada gradativamente a fim de evitar eventuais oscilações de potência ou tensão na área em restabelecimento, que possam acarretar perturbações ou desligamentos durante o processo de recomposição.

Na recomposição do sistema, a segurança é um ponto mais importante que a velocidade, por isso, o restabelecimento de qualquer equipamento somente é

efetuado depois de estabelecidas as condições definidas nas instruções de operação.

Havendo necessidade de efetuar corte de carga durante o processo de recomposição para que haja o equilíbrio carga-geração, o ONS coordena as ações necessárias para garantir a segurança da Rede de Operação.

Em cada área de auto-restabelecimento é definida uma usina para ser responsável pelo controle de frequência, enquanto a área está isolada das demais.

O centro de operação do ONS responsável por uma área de auto-restabelecimento comunica aos demais centros de operação envolvidos a conclusão da recomposição fluente, para que seja iniciado o processo de recomposição coordenada.

A conexão das áreas de auto-restabelecimento ocorre após a verificação dos níveis de tensão, de frequência e do ângulo de fase entre as áreas envolvidas e desde que sejam atendidos os critérios estabelecidos.

Na fase coordenada da recomposição, os centros de operação do ONS atuam obrigatoriamente no processo de recomposição, coordenando as ações necessárias para o total restabelecimento do sistema, intervindo quando de impedimento no processo principal, liberando carga adicional, coordenando o fechamento das interligações e definindo a usina que ficará com o controle da frequência após o fechamento da interligação entre duas áreas de auto-restabelecimento.

Os procedimentos de fechamento da interligação entre áreas de auto-restabelecimento, em algumas situações, são executados de forma descentralizada ainda na fase fluente, e estão estabelecidos nas instruções de operação do MPO.

As usinas de auto-restabelecimento são periodicamente submetidas a testes, para atender a um processo de certificação definido pelo ONS, de forma a assegurar o perfeito desempenho, quando da ocorrência de desligamentos gerais.

Os centros de operação do ONS possuem um sistema de gravação dos contatos operacionais com outros centros de operação do ONS e com os agentes e uma base de dados histórica das informações de seu sistema de supervisão e controle, para análise do processo de recomposição do sistema.

A determinação dos montantes máximos de carga que são liberados na fase fluente considera aspectos como a capacidade de geração das usinas, das limitações de carregamento nos equipamentos da rede, das limitações relacionadas ao controle de tensão da rede e os aspectos relacionados a rejeições de carga durante a recomposição.

A liberação adicional de carga pelos centros do ONS é realizada quando existir disponibilidade adicional de geração, quando não houver sobrecarga em equipamentos, quando não houver restrições de tomada de carga na área para evitar sobretensões no caso de rejeição e valores de frequência entre 59 e 61 Hz.

A fase de recomposição coordenada tem início após a verificação de ausência de sobrecargas em equipamentos da área considerada, da estabilização da frequência e de níveis de tensão compatíveis com a carga restabelecida no momento.

Durante a recomposição da Rede de Operação, a frequência é regulada em torno de 60 Hz, sendo admitida uma variação dentro dos limites de 58 e 62 Hz para a fase fluente, e de 59 e 61 Hz para a fase coordenada.

Para atender a atribuição de recompor a Rede de Operação após perturbações, o ONS possuía, na sua criação, a estrutura operacional definida na figura 4.1.

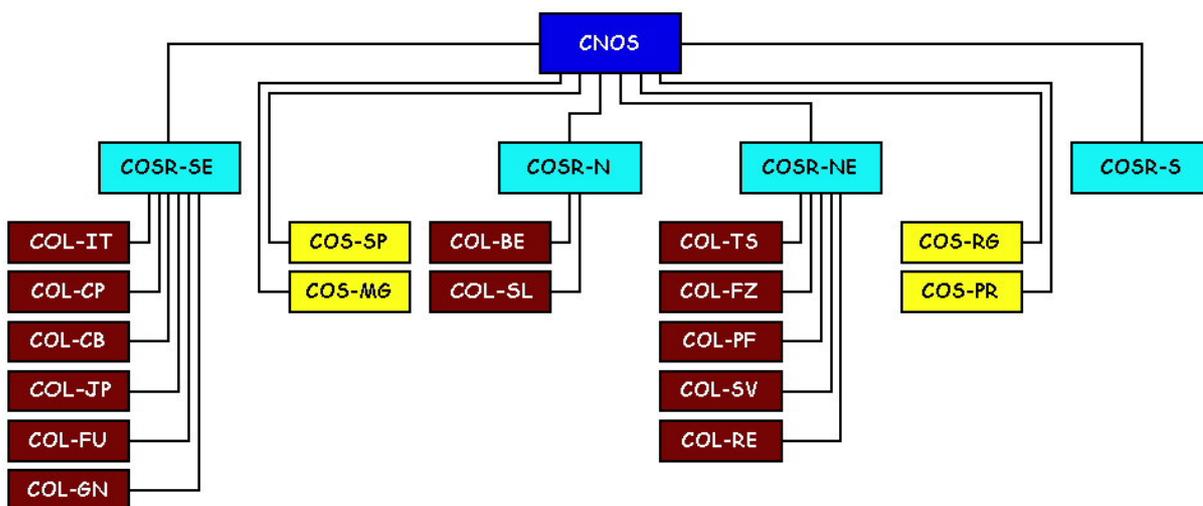


Figura 4.1 - Estrutura operacional inicial do ONS

O ONS era composto de cinco centros de operação próprios, ou seja, o Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS) localizado em Brasília - DF, o Centro Regional de Operação Sudeste (COSR-SE) localizado no Rio de Janeiro - RJ, o Centro Regional de Operação Norte (COSR-N) localizado em Brasília - DF, o Centro Regional de Operação Nordeste (COSR-NE) localizado em Recife - PE e o Centro Regional de Operação Sul (COSR-S) localizado em Florianópolis - SC.

Outros quatro centros de operação de sistema foram contratados pelo ONS junto a agentes de transmissão, o Centro de Operação São Paulo (COS-SP) localizado em Jundiaí contratado com a CTEEP, o Centro de Operação Minas Gerais (COS-MG) localizado em Belo Horizonte contratado com a CEMIG, o Centro de Operação Paraná (COS-PR) localizado em Curitiba contratado com a COPEL e o Centro de Operação Rio Grande do Sul (COS-RG) localizado em Porto Alegre contratado com a CEEE.

Para realização de atividades ligadas à recomposição do sistema, 13 centros de operação local foram contratados pelo ONS junto a agentes de transmissão.

De FURNAS foram contratados o Centro de Operação Local Jacarepaguá (COL-JP) localizado no Rio de Janeiro - RJ, o Centro de Operação Local Campinas (COL-CP) localizado em Campinas - SP, o Centro de Operação Local Furnas (COL-FU) localizado em São José da Barra - MG e o Centro de Operação Local Itumbiara (COL-IT) localizado em Itumbiara - GO.

Da CELG foi contratado o Centro de Operação Local Goiânia (COL-GN) localizado em Goiânia - GO.

Da ELETRONORTE foram contratados o Centro de Operação Local Cuiabá (COL-CB) localizado em Cuiabá - MT, o Centro de Operação Local Belém (COL-BE) localizado em Belém - PA e o Centro de Operação Local São Luiz (COL-SL) localizado em São Luiz - MA.

Da CHESF foram contratados o Centro de Operação Local Teresina (COL-TS) localizado em Teresina - PI, o Centro de Operação Local Fortaleza (COL-FZ)

localizado em Fortaleza - CE, o Centro de Operação Local Paulo Afonso (COL-PF) localizado em Paulo Afonso - BA, o Centro de Operação Local Recife (COL-RE) localizado em Recife - PE e o Centro de Operação Local Salvador (COL-SV) localizado em Salvador - BA.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), através de sua resolução nº 675 de 18 de dezembro de 2003 [34], solicitou ao ONS um estudo técnico que promovesse a interrupção dos contratos de prestação de serviços de operação pelas concessionárias de transmissão (FURNAS, CELG, ELETRONORTE, CHESF, CEMIG, COPEL, CTEEP e CEEE), passando o ONS a executá-los por meio de seus centros de operação próprios.

Este estudo deveria considerar um prazo de dois anos para a completa transferência das funções exercidas pelos centros contratados, inclusive as funções de recomposição da rede [34].

Em agosto de 2004, o ONS enviou este estudo [35] para aprovação por parte da ANEEL, sendo o mesmo aprovado em 21 de março de 2005, através do despacho nº 354 [36].

De acordo com o estudo do ONS, o COSR-N assumiria as funções do COL-BE, do COL-SL, do COL-CB, do COL-GN e do COL-IT e passaria a se chamar Centro Regional de Operação Norte/Centro-Oeste (COSR-NCO). O COSR-NE assumiria as funções do COL-TS, do COL-FZ, do COL-PF, do COL-RE e do COL-SV. O COSR-SE assumiria as funções do COL-JP, do COL-CP, do COL-FU, do COS-MG e do COS-SP. E o COSR-S assumiria as funções do COS-RG e COS-PR.

Estas alterações na estrutura operacional foram realizadas desde a aprovação por parte da ANEEL, conforme tabela a seguir.

Tabela 4.26 - Alterações na estrutura operacional do ONS

Centros	Data Efetiva
COS-RG	Agosto 2005
COL-RE COL-SV	Julho 2005
COL-PF COL-TS COL-FZ	Agosto 2005
COL-FU COL-JP COL-CP	Outubro 2005
COL-BE COL-SL	Janeiro 2006
COL-CB COL-GN COL-IT COS-PR	Abril 2006
COS-MG	Agosto 2006
COS-SP	Janeiro 2007

Portanto, para atender a atribuição de recompor a Rede de Operação após perturbações, o ONS possui, ao término do processo de descontratação dos centros de operação dos agentes de transmissão, a estrutura operacional definida no diagrama que segue.

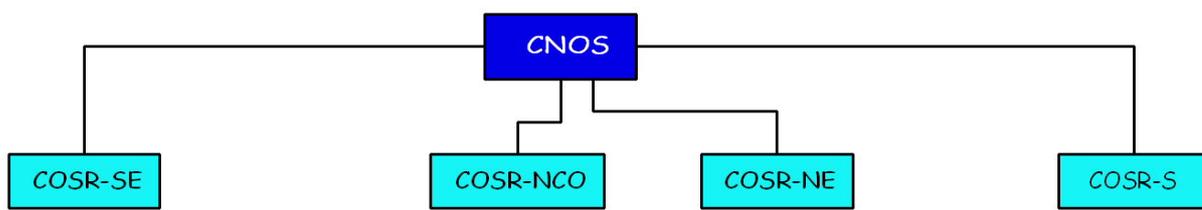


Figura 4.2 - Estrutura operacional atual do ONS

As responsabilidades atribuídas ao CNOS durante o processo de recomposição do sistema elétrico após perturbações são:

- supervisionar as ações de recomposição na fase fluente, monitorando as ações e a evolução das principais grandezas (tensão, carregamento, frequência, potência sincronizada e carga restabelecida), intervindo e alterando o processo quando julgar necessário ou quando solicitado pelos centros de operação dos agentes;
- coordenar, supervisionar e controlar as ações para recomposição entre regiões na fase coordenada;
- coordenar, supervisionar e controlar as ações de recomposição de áreas na fase coordenada, intervindo e alterando o processo quando julgar necessário ou quando solicitado;
- coordenar a operação do CAG durante todo o processo de recomposição da Rede de Operação do ONS.

As responsabilidades atribuídas aos centros regionais de operação de sistema durante o processo de recomposição do sistema elétrico após perturbações são:

- supervisionar as ações de recomposição, na fase fluente, monitorando as ações e a evolução das principais grandezas (tensão, frequência, carregamento, potência sincronizada e carga restabelecida), intervindo e alterando o processo quando julgar necessário ou quando solicitado pelos centros de operação dos agentes;
- coordenar, supervisionar e controlar, na fase coordenada, as ações para recomposição de suas áreas de auto-restabelecimento;

- supervisionar e controlar a operação do CAG durante toda a recomposição da Rede de Operação.

As responsabilidades atribuídas aos agentes de geração, transmissão, distribuição e os consumidores ligados diretamente a Rede de Operação durante o processo de recomposição do sistema elétrico são:

- preparar as instalações para o recebimento de tensão, efetuando manobras de acordo com as instruções específicas das mesmas;
- supervisionar, comandar e executar as ações de recomposição fluente de suas instalações, conforme definido pelo ONS, nas instruções de operação;
- supervisionar, comandar e executar as ações de recomposição determinadas pelo ONS, na fase coordenada;
- supervisionar, comandar e executar as ações de recomposição da Rede de Operação e de restabelecimento das cargas em sua área de responsabilidade;
- somente fazer uso de tensão que atenda às condições de energização e que seja proveniente dos circuitos estabelecidos nos sentidos de energização e na seqüência definida nas instruções de operação de suas instalações;
- restabelecer a carga prioritária, conforme definido pelo Agente em cada fase da recomposição, até o limite pré-estabelecido nas instruções de operação de suas instalações ou pelos Centros de Operação do ONS;
- fazer contato com o Centro de Operação do ONS, com o qual se relaciona, quando detectar alguma anormalidade no processo de recomposição fluente, bem como informar o término da mesma e aguardar liberação de carga adicional.

A região Sudeste/Centro-Oeste apresenta, na Rede de Operação, 19 áreas de auto-restabelecimento, são elas: a área Jupiá (JUP), a área Ilha Solteira (ILS), a área Água Vermelha (AGV), a área Luiz Carlos Barreto (LCB), a área Emborcação (EMB), a área Henry Borden (HBO), a área Mascarenhas de Moraes (MMO), a área Porto Colômbia (PCO), a área Marimbondo (MAR), a área Três Marias (TRM), a área Capivara (CPV), a área Chavantes (CHV), a área Porto Primavera (PPR), a área Três Irmãos (TRI), a área Itumbiara Mato Grosso (IMT), a área Itumbiara Goiás (IGO), a área Cana Brava (CBR), a área Manso (MSO) e a área Serra da Mesa (SMA).

A tabela 4.27 resume algumas informações referentes a cada uma das áreas de auto-restabelecimento das regiões Sudeste e Centro-Oeste, como os centros de operação de sistema envolvidos, as usinas de auto-restabelecimento, o montante de carga prioritária recomposta na fase fluente da recomposição, bem como, os agentes participantes. Estas informações foram retiradas dos procedimentos de recomposição constantes no MPO.

Tabela 4.27 - Áreas de auto-restabelecimento das regiões Sudeste e Centro-Oeste

Área	Centro de Operação de Sistema	Usinas	Carga Recomposta na Fase Fluente (MW)	Agentes
JUP	COSR-SE	Jupiá	280	CTEEP CESP ELETROPAULO
ILS	COSR-SE	Ilha Solteira	310	CTEEP CESP ELETROPAULO CPFL
AGV	COSR-SE	Água Vermelha	530	CTEEP CPFL ELEKTRO AES-TIETÊ
LCB	COSR-SE	Luiz Carlos Barreto Furnas Volta Grande Jaguara	1280	CTEEP CEMIG BANDEIRANTE ELETROPAULO CPFL FURNAS ALCOA DME

Área	Centro de Operação de Sistema	Usinas	Carga Recompоста na Fase Fluente (MW)	Agentes
EMB	COSR-SE	Emborcação Nova Ponte	240	CEMIG
HBO	COSR-SE	Henry Borden	187	CTEEP EMAE ELETROPAULO CPFL PETROBRAS
MMO	COSR-SE	Mascarenhas de Moraes	95	FURNAS CEMIG CPFL
PCO	COSR-SE	Porto Colômbia	100	FURNAS CEMIG CPFL
MAR	COSR-SE	Marimbondo Nilo Peçanha Fontes	370	FURNAS AMPLA LIGHT BARBOSA L. SOBRINHO ELETRONUCLEAR
TRM	COSR-SE	Três Marias Irapé	260	CEMIG
CPV	COSR-SE	Capivara Rosana	286	CTEEP DUKE ELEKTRO COPEL CAIUÁ EEPV ENERSUL
CHV	COSR-SE	Chavantes	280	CTEEP COPEL CPFL ELEKTRO DUKE CLFSC
PPR	COSR-SE	Porto Primavera Taquaruçu	280	CAIUÁ CPFL CESP CTEEP DUKE ELEKTRO
TRI	COSR-SE COSR-S	Três Irmãos Jupia	141	CESP CTEEP ELEKTRO ENERSUL VOTORANTIM PETROBRAS ELETROSUL
IMT	COSR-NCO	Itumbiara Cachoeira Dourada	220	FURNAS CEMAT CELG CDSA ELETRONORTE ITIQUIRA UTE CUIABÁ QUEIROZ GALVÃO TANGARÁ PONTE DE PEDRA AETE ITE
CBR	COSR-NCO	Cana Brava	108	CANA BRAVA CELG FURNAS ANGLO AMERICAN VOTORANTIM

Área	Centro de Operação de Sistema	Usinas	Carga Recompota na Fase Fluente (MW)	Agentes
IGO	COSR-NCO	Itumbiara Cachoeira Dourada	90	FURNAS CELG CDSA
MSO	COSR-NCO	Manso	45	FURNAS CEMAT ELETRONORTE
SMA	COSR-NCO	Serra da Mesa	255	FURNAS CELG CEB

Os procedimentos relativos às fases fluente e coordenada de cada área de auto-restabelecimento da região Sudeste/Centro-Oeste estão descritos em instruções de operação, uma para cada área de auto-restabelecimento. Existe também uma instrução de operação para a fase coordenada da área Goiás-Brasília.

Já os procedimentos para fechamento das interligações entre estas áreas de auto-restabelecimento estão descritos em uma outra instrução de operação, totalizando, então, 21 instruções de operação necessárias para a recomposição do sistema elétrico na região Sudeste/Centro-Oeste.

A região Sul apresenta, na Rede de Operação, 10 áreas de auto-restabelecimento, são elas: a área Governador Ney Aminthas de Barros Braga (GNB), a área Salto Santiago (SSA), a área Salto Osório (SOS), a área Governador Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS), a área Passo Fundo (PFU), a área Jacuí (JAC), a área Governador José Richa (GJR), a área Campos Novos (CNO), a área Itá (ITA) e a área Itaúba (ITB).

A tabela 4.28 resume algumas informações referentes a cada uma das áreas de auto-restabelecimento da região Sul, como os centros de operação de sistema envolvidos, as usinas de auto-restabelecimento, o montante de carga prioritária

recomposta na fase fluente da recomposição, bem como, os agentes participantes. Estas informações foram retiradas dos procedimentos de recomposição constantes no MPO.

Tabela 4.28 - Áreas de auto-restabelecimento da região Sul

Área	Centro de Operação de Sistema	Usinas	Carga Recomposta na Fase Fluente (MW)	Agentes
GNB	COSR-S	Governador Ney Aminhas de B. Braga Governador Bento Munhoz da Rocha Neto	962	COPEL CELESC ELETROSUL ECTE
ITB	COSR-S	Itaúba Dona Francisca	270	AES-SUL CEEE ELETROSUL RGE
SSA	COSR-S	Salto Santiago	206	CEEE COPEL CIEN ELETROSUL TRACTEBEL ARTEMIS RS ENERGIA UIRAPURU
SOS	COSR-S	Salto Osório	415	CELESC COPEL ELETROSUL TRACTEBEL
GPS	COSR-S	Governador Pedro V. Parigot de Souza	80	COPEL
PFU	COSR-S	Passo Fundo Monte Claro Castro Alves	122	CEEE RGE ELETROSUL TRACTEBEL CERAN
JAC	COSR-S	Jacuí Passo Real	159	AES-SUL RGE CEEE ELETROSUL
ITA	COSR-S	Itá Machadinho	808	AES-SUL CEEE AES-URUGUAIANA RGE ELETROSUL STE TRACTEBEL
CNO	COSR-S	Campos Novos Barra Grande	246	ELETROSUL AES-SUL BAESA CEEE ENERCAN ETAU RGE STC
GJR	COSR-S	Governador José Richa	195	COPEL ENERSUL ELETROSUL

Os procedimentos relativos às fases fluente e coordenada de cada área de auto-restabelecimento da região Sul estão descritos em instruções de operação, uma para cada área de auto-restabelecimento.

Já os procedimentos para fechamento das interligações entre estas áreas de auto-restabelecimento estão descritos em uma outra instrução de operação, totalizando, então, 11 instruções de operação necessárias para a recomposição do sistema elétrico na região Sul.

Nas regiões Norte e Nordeste, a filosofia de recomposição apresentada não é aplicada como nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste.

A recomposição da Rede de Operação da região Norte está dividida em quatro áreas, são elas: a área Tramo Oeste (2TR), a área Maranhão (5MA), a área Pará (5PA) e a área Acre-Rondônia (ACRO).

No caso da região Norte, só existe a fase fluente de recomposição na área Tramo Oeste (2TR), nas demais só existe a fase coordenada, sob responsabilidade do ONS, através do COSR-NCO.

A tabela 4.29 resume algumas informações referentes à cada uma das áreas da região Norte, como os centros de operação de sistema envolvidos, os centros de operação locais envolvidos, bem como, os agentes participantes. Estas informações foram retiradas dos procedimentos de recomposição constantes no MPO.

Tabela 4.29 - Áreas de restabelecimento da região Norte

Área	Centro de Operação de Sistema	Agentes
5MA	COSR-NCO	ELETRONORTE ALUMAR CEMAR CELTINS CHESF
2TR	COSR-NCO	ELETRONORTE CELPA
5PA	COSR-NCO	ELETRONORTE CELPA ALBRÁS ALUNORTE VCTE ATE III
ACRO	COSR-NCO	ELETRONORTE CERON JTE ELETROACRE TERMONORTE

Os procedimentos relativos à recomposição de cada área da região Norte estão descritos em instruções de operação, uma para cada área, totalizando quatro instruções de operação necessárias para a recomposição do sistema elétrico na região Norte.

A região Nordeste apresenta, na Rede de Operação, cinco áreas de restabelecimento, são elas: a área Oeste (2OE), a área Sudoeste (2SO), a área Leste (5LE), a área Norte (2NO) e a área Sul (5SL).

A tabela 4.30 resume algumas informações referentes à cada uma das áreas da região Nordeste, como os centros de operação de sistema envolvidos e os agentes participantes. Estas informações foram retiradas dos procedimentos de recomposição constantes no MPO.

Tabela 4.30 - Áreas de restabelecimento da região Nordeste

Área	Centro de Operação de Sistema	Agentes
2 OE	COSR-NE	CHESF
2 SO	COSR-NE	CHESF TSN
5 LE	COSR-NE	CHESF NTE
2 NO	COSR-NE	CHESF COELCE
5 SL	COSR-NE	CHESF ITAPEBI AFLUENTE COELBA VOTORANTIM

Os procedimentos relativos à recomposição de cada área de restabelecimento da região Nordeste estão descritos em instruções de operação, uma para cada área.

Já os procedimentos relativos ao fechamento das interligações das áreas de recomposição da região Nordeste estão descritos em uma outra instrução de operação, totalizando seis instruções de operação necessárias para a recomposição do sistema elétrico na região Nordeste.

Após o restabelecimento do sistema elétrico das regiões Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste, o processo de interligação destas regiões é iniciado através de procedimentos descritos em instruções de operação específicas para cada interligação, totalizando quatro instruções de operação.

Portanto, os procedimentos de recomposição da Rede de Operação do ONS estão reunidos em 46 instruções de operação do MPO. A tabela 4.31 relaciona todos estes documentos.

Tabela 4.31 - Instruções de operação de recomposição do MPO

Interligação entre Regiões	
IO-RR.NNE	Recomposição da Interligação Norte / Nordeste
IO-RR.NSE	Recomposição da interligação Norte / Sudeste
IO-RR.SENE	Recomposição da interligação Sudeste / Nordeste
IO-RR.SSE	Recomposição da interligação Sul / Sudeste
Região Sudeste/Centro-Oeste	
Recomposição de Áreas	
IO-RR.SE.CBR	Recomposição da Área Cana Brava
IO-RR.SE.GBS	Recomposição da Área Goiás/Brasília
IO-RR.SE.IGO	Recomposição da Área Itumbiara Goiás
IO-RR.SE.IMT	Recomposição da Área Itumbiara Mato Grosso
IO-RR.SE.MSO	Recomposição da Área Manso
IO-RR.SE.SMA	Recomposição da Área Serra da Mesa
IO-RR.SE.TRI	Recomposição da Área Três Irmãos
IO-RR.SE.AGV	Recomposição da Área Água Vermelha
IO-RR.SE.CHV	Recomposição da Área Chavantes
IO-RR.SE.CPV	Recomposição da Área Capivara
IO-RR.SE.HBO	Recomposição da Área Henry Borden
IO-RR.SE.ILS	Recomposição da Área Ilha Solteira
IO-RR.SE.JUP	Recomposição da Área Jupia
IO-RR.SE.EMB	Recomposição da Área Emborcação
IO-RR.SE.TRM	Recomposição da Área Três Marias
IO-RR.SE.LCB	Recomposição da Área Luiz Carlos Barreto
IO-RR.SE.MAR	Recomposição da Área Marimondo
IO-RR.SE.MMO	Recomposição da Área Mascarenhas de Moraes
IO-RR.SE.PCO	Recomposição da Área Porto Colômbia
IO-RR.SE.PPR	Recomposição da Área Porto Primavera
Região Sudeste/Centro-Oeste	
Recomposição de Região	
IO-RR.SE	Recomposição das Interligações das Áreas da Região Sudeste/Centro-Oeste
Região Nordeste	
Recomposição de Áreas	
IO-RR.NE.2OE	Recomposição da Área 230 kV Oeste da Região Nordeste
IO-RR.NE.2SO	Recomposição da Área 230 kV Sudoeste da Região Nordeste
IO-RR.NE.5LE	Recomposição da Área 500/230 kV Leste da Região Nordeste
IO-RR.NE.2NO	Recomposição da Área 230 kV Norte da Região Nordeste
IO-RR.NE.5SL	Recomposição da Área 500/230 kV Sul da Região Nordeste

<b>Região Nordeste</b>	
<b>Recomposição de Região</b>	
IO-RR.NE.5NE	Recomposição da Área 500 kV da Região Nordeste
<b>Região Norte</b>	
<b>Recomposição de Áreas</b>	
IO-RR.N.5PA	Recomposição da Área 500/230 kV Pará
IO-RR.N.5MA	Recomposição da Área 500/230 kV Maranhão
IO-RR.N.2TR	Recomposição da Área 230 kV Tramo Oeste
IO-RR.N.ACRO	Recomposição da Área 230 kV Acre-Rondônia
<b>Região Sul</b>	
<b>Recomposição de Áreas</b>	
IO-RR.S.CNO	Recomposição da Área Campos Novos
IO-RR.S.GJR	Recomposição da Área Gov. José Richa
IO-RR.S.GNB	Recomposição da Área Gov. Ney Aminthas de Barros Braga
IO-RR.S.GPS	Recomposição da Área Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza
IO-RR.S.ITA	Recomposição da Área Itá
IO-RR.S.ITB	Recomposição da Área Itaúba
IO-RR.S.JAC	Recomposição da Área Jacuí
IO-RR.S.PFU	Recomposição da Área Passo Fundo
IO-RR.S.SOS	Recomposição da Área Salto Osório
IO-RR.S.SSA	Recomposição da Área Salto Santiago
<b>Recomposição de Região</b>	
IO-RR.S	Recomposição das Interligações das Áreas da Região Sul

## 5. PONTOS IMPORTANTES NA RECOMPOSIÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

Alguns pontos importantes devem ser atendidos quando ocorre um grande distúrbio num importante sistema elétrico de potência visando sua recomposição rápida e segura, já que os consumidores de energia elétrica exigem um fornecimento confiável, contínuo e de baixo custo.

O primeiro grande ponto referido é a determinação da topologia do sistema elétrico após a perturbação, importante aspecto para que o processo de recomposição da rede seja iniciado de maneira segura, já que iniciá-lo sem o prévio conhecimento das áreas atingidas pode ocasionar novas perturbações.

Um segundo ponto importante que deve ser atendido para um perfeito processo de recomposição é a confiabilidade dos serviços auxiliares das instalações. Usinas e subestações não devem depender de alimentação externa para seus serviços auxiliares, devem ter fontes próprias como geradores diesel e/ou bancos de baterias, para que tenham condições de partir suas unidades geradoras, no caso das usinas, e manobrar seus equipamentos durante a recomposição.

Um terceiro ponto importante, que visa a não ocorrência de novos desligamentos durante o processo de recomposição é o atendimento às condições de energização das linhas de transmissão. A normalização das linhas de transmissão com tensão de energização superior ao valor máximo indicado pelos estudos elétricos pode acarretar atuação das proteções de sobretensão e/ou disparo dos pára-raios, tendo como consequência novos desligamentos, aumentando o tempo de recomposição.

Um outro ponto importante que os operadores de sistema devem estar atentos durante o processo de recomposição é o restabelecimento das cargas do sistema. Este restabelecimento deve ser realizado de forma gradual evitando subfrequências que podem levar a atuação dos esquemas de alívio de carga, e numa situação mais indesejável, o desligamento de unidades geradoras.

O plano de recomposição no sistema elétrico brasileiro é a ferramenta principal para os operadores de sistema realizarem a atividade de recomposição da rede, e deve ser de rápido acesso e de fácil entendimento.

Como após uma grande perturbação existe a possibilidade de algum equipamento pertencente a seqüência de recomposição estar impedido para a operação, a existência de alternativas para esta indisponibilidade é de fundamental importância para a normalização rápida das cargas interrompidas.

No caso brasileiro, os planos de recomposição descritos no MPO do ONS trazem os procedimentos principais de recomposição e os procedimentos alternativos no caso de algumas indisponibilidades de equipamentos. Porém, quanto maior forem as alternativas de recomposição estudadas pelas equipes de estudos elétricos e descritas no MPO, menor será a probabilidade de atrasos na recomposição devido à indisponibilidade de equipamentos.

A existência de procedimentos centralizados nos centros de operação da maioria das grandes empresas brasileiras até a década de 80 aumentava o tempo de recomposição, já que o número de chamadas telefônicas das instalações para obtenção de ordens dos centros de operação era elevado.

A filosofia de recomposição implantada hoje nos sistemas elétricos das regiões Sul e Sudeste, transferiu para os operadores das instalações uma maior responsabilidade com a descentralização dos procedimentos durante a fase fluente de recomposição, permitindo aos operadores dos centros de operação se dedicarem a supervisão desta fase, atuando quando de problemas.

Com a eliminação da necessidade de comunicação entre as instalações e os centros de operação durante a fase fluente, houve uma redução significativa no fluxo de comunicação nos centros de operação, resolvendo um dos problemas detetados nos blecautes brasileiros da década de 80.

Esquemas especiais são utilizados no sistema elétrico brasileiro para que os processos oscilatórios originados em uma determinada região não se propaguem para as demais. Estes esquemas atuam através de ações de controle que realizam uma abertura controlada das interligações através das proteções contra perda de sincronismo. Um exemplo importante da atuação destes esquemas aconteceu no blecaute brasileiro de 2002, quando ocorreu a abertura da interligação Sul-Sudeste/Centro-Oeste e da interligação Norte-Sudeste, impedindo que as oscilações se propagassem para as regiões Sul, Norte e Nordeste.

Um ponto também bastante importante que certamente ajudou na evolução da recomposição do sistema elétrico brasileiro foi o desenvolvimento dos SSC dos centros de operação de sistema responsáveis pela recomposição e dos sistemas de comunicação utilizados por estes centros.

No início da década de 80, a maioria dos centros de operação das empresas não possuía SSC, aumentando o tempo necessário para a determinação das

ocorrências, já que os operadores recebiam as informações das instalações apenas através de contatos telefônicos.

Hoje, os SSC dos centros de operação do ONS possuem hardware e software capazes de receber as informações de grandezas elétricas, estados operativos dos equipamentos, proteções operadas, entre outros; tratam estas informações e repassam aos operadores através das telas destes sistemas, diminuindo sensivelmente o tempo necessário para determinação da extensão das ocorrências.

Sabe-se também que não é suficiente que os SSC sejam de última geração se não existir observabilidade da Rede de Operação. Para se garantir este requisito, os Procedimentos de Rede definidos pelo ONS e aprovados pela ANEEL, exigem que a entrada em operação de qualquer equipamento aconteça com a supervisão do mesmo no centro de operação do ONS responsável por sua operação.

A filosofia de recomposição que utiliza as fases fluente e coordenada está totalmente implantada para a recomposição dos sistemas das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste. No caso dos sistemas das regiões Norte e Nordeste, alguns aspectos importantes impedem a implantação completa desta filosofia, levando o ONS a envidar esforços para tal.

Para que o processo de recomposição dos sistemas elétricos de potência seja realizado de forma eficiente deve estar apoiado em três pilares importantes, os equipamentos, os procedimentos e as pessoas.

O primeiro, os equipamentos, devem estar disponíveis para a normalização, equipamentos indisponíveis podem atrasar ou mesmo impedir a recomposição de uma determinada área.

O segundo, os procedimentos, devem ser de rápido acesso e de fácil entendimento, no intuito de se obter rapidez e segurança em todo o processo de recomposição.

O terceiro e seguramente o mais importante, as pessoas, devem estar exaustivamente treinadas, tanto os operadores das instalações, que são responsáveis pela execução na fase fluente, quanto os operadores dos centros de operação, que são responsáveis pela supervisão na fase fluente e pela execução na fase coordenada.

Os treinamentos dos operadores nos procedimentos de recomposição devem ser realizados periodicamente com todos os envolvidos. Como os procedimentos são descritos no MPO e disponibilizados através de textos, ferramentas computacionais, como por exemplo simuladores, podem ser utilizadas para auxílio dos operadores durante seu treinamento. Estes simuladores poderiam trazer o aspecto gráfico da rede a ser recomposta ao treinamento, facilitando a visualização da recomposição contrapondo apenas a leitura dos procedimentos.

Uma outra ferramenta computacional, capaz de auxiliar os operadores durante o processo de recomposição, também poderia favorecer a agilidade e a segurança de tomada de ações. Esta ferramenta deveria aquirir os dados da rede, determinar quais os equipamentos que ainda estariam desligados e informar aos operadores quais os próximos passos a serem realizados.

Resumindo, devido à importância da atividade de recomposição da rede após perturbações, já demonstradas diversas vezes neste trabalho, qualquer iniciativa na melhoria do processo, atingindo os equipamentos, os procedimentos ou as pessoas, é de suma importância, já que a busca pela excelência trará conseqüências na melhora da qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica exigida pela sociedade.

## 6. TREINAMENTO EM RECOMPOSIÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

Como as pessoas envolvidas na recomposição de sistemas elétricos são consideradas como o pilar mais importante deste processo, e devido à boa característica das grandes ocorrências não acontecerem freqüentemente [37], destaca-se a importância do treinamento dos operadores para o sucesso da recomposição de um sistema elétrico de potência. Portanto, deve-se buscar freqüentemente a melhoria nestes treinamentos no intuito de se atingir a excelência, e assim obter, como conseqüência, um aumento na qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica.

Segundo a referência [38], de um modo geral, o operador utiliza dois tipos de conhecimento durante a atividade de recomposição de um sistema elétrico. Um conhecimento relacionado à execução precisa dos planos de recomposição constantes das instruções de operação, e outro conhecimento relacionado à capacidade de generalização dos procedimentos em caso de situações não previstas. Este último não tem sido desenvolvido. Nenhuma experiência foi encontrada sobre a transferência deste tipo de conhecimento.

Vários métodos podem ser utilizados no desenvolvimento de programas efetivos de treinamento em recomposição de sistemas elétricos de potência. Alguns métodos são bastante simples como o estudo de casos já ocorridos, instruções informatizadas para entendimento e fixação dos conceitos básicos, participação em simulações com cenários bem definidos, etc. Outros métodos são mais complexos, entre eles pode-se indicar os simuladores de alta fidelidade utilizados em treinamentos de operadores para resposta a situações inéditas [37].

O treinamento de operadores para fixação dos procedimentos de recomposição pode ser realizado de várias maneiras [37, 38]:

- estudo individual;
- técnicas de sala de aula;
- treinamento em simuladores;
- exercícios de recomposição ("*drill*").

O estudo individual pode abordar os conceitos e os aspectos fundamentais da operação do sistema durante a recomposição. Já as técnicas de sala de aula são baseadas no detalhamento de situações hipotéticas, proporcionando uma visão prática dos princípios envolvidos. O treinamento em simuladores é uma forma eficiente para a ilustração dos principais fenômenos dinâmicos que ocorrem no processo de recomposição. Os "*drills*" tentam manter o maior grau de realismo possível, e eles são uma interessante maneira de se avaliar os planos de recomposição utilizados.

Ferramentas computacionais capazes de guiar os operadores no processo de recomposição, com o intuito de minimizar a duração dos blecautes e seus impactos à sociedade, também são bastante úteis nos programas de treinamentos.

Os operadores responsáveis por importantes sistemas elétricos precisam ter uma grande perícia para controle destes sistemas de uma forma segura e confiável. No entanto, devido à evolução ocorrida nestes sistemas, as grandes ocorrências passaram a ser raras, tornando bastante difícil que os operadores mantenham-se treinados e obtenham a experiência necessária apenas com as

condições reais de operação. A utilização de um simulador passou a ser a maneira mais eficaz para dotar os operadores da experiência necessária para atravessar as dificuldades que um grande distúrbio pode trazer.

Um simulador pode ser utilizado em diferentes tipos de aplicações, que são [39]:

- estudo dos princípios do sistema elétrico para operadores iniciantes;
- adaptação ao ambiente de tempo real;
- acelerar a formação da experiência;
- treinamento preparatório para alterações futuras no sistema elétrico;
- treinamento para o trabalho em equipe.

Treinar num simulador leva o operador a agir com confiança quando submetido a uma situação de emergência no sistema elétrico, já que este simulador traz para o treinamento o ambiente real de operação, reproduzindo uma representação fiel do sistema de potência e dos sistemas de controle utilizados.

Os simuladores utilizados nos treinamentos dos operadores podem considerar os modelos dos geradores, das cargas, da rede de transmissão e dos sistemas de proteção. Estes simuladores basicamente são compostos por configuradores de rede, análise de fluxo de potência, análise da estabilidade transitória e cálculo da frequência, e são utilizados para construção de cenários, treinamento, visualização do treinamento e avaliação. Na visualização do treinamento pode-se reproduzir a seqüência dos eventos e as ações tomadas durante cada simulação.

Um aspecto importante destes simuladores é que eles podem ser utilizados tanto para o treinamento em situações de operação normal quanto em situações de operação em emergência, incluindo a recomposição da rede.

Algumas empresas estrangeiras implantaram o uso de simuladores no treinamento de operadores a partir do início dos anos 90, entre elas estão a China Light & Power Co., New York Power Pool, Philadelphia Electric Company, entre outras [39].

A referência [40] mostra resultados importantes de um treinamento realizado com as pessoas responsáveis por centros de operação de empresas de energia elétrica. Foram considerados aptos aqueles que avaliaram corretamente as condições de defeito e decidiram pela melhor ação corretiva para uma recomposição rápida e segura num tempo apropriado. Os resultados apontados neste treinamento foram:

- o treinamento é mais efetivo quando repetido regularmente;
- quanto maior é a escala da ocorrência, maior é a chance de descuido nos procedimentos básicos de operação;
- a avaliação correta da situação do sistema pós-falta tem um grande efeito na recomposição;
- a aprendizagem é aumentada quando uma variedade de eventos é incluída nos cenários do treinamento.

Algumas sugestões relativas a treinamento foram apontadas nesta referência, são elas:

- treinamentos devem ser aplicados pelo menos três vezes no ano;
- vários cenários, incluindo uma variedade de eventos, devem ser preparados;
- treinamentos "on-the-job" podem ser reforçados utilizando os resultados da avaliação do treinamento.

Segundo a referência [41], os operadores do centro de operação da CTEEP realizam, regularmente, treinamentos nas instruções de operação. Cada operador é responsável por preparar uma palestra sobre determinada instrução de operação, e apresentar aos demais operadores. Segundo esta mesma referência, a receptividade é grande e o ambiente é cooperativo, e vários são os produtos deste treinamento. Como exemplo é citado o esclarecimento de dúvidas, sugestões de melhorias nos procedimentos e processos e a discussão das instruções de operação, buscando um maior nivelamento entre os responsáveis pelo processo de recomposição do sistema elétrico de uma das maiores empresas de transmissão do Brasil.

A CTEEP também está desenvolvendo treinamentos em recomposição através de um programa computacional, desenvolvido com recursos próprios, para serem executados em microcomputadores, em ambiente gráfico, com a finalidade de otimizar e estabelecer a seqüência de ações, durante o restabelecimento, quando de alguma contingência.

Conforme a referência [41], a CTEEP também realiza treinamentos reais em suas áreas de auto-restabelecimento ("drill"). É efetuado o desligamento de um determinado número de equipamentos, montando uma área totalmente isolada do resto do sistema, inclusive com rejeição de geração, para propiciar aos

operadores da usina envolvida uma situação de contingência, semelhante ao caso real.

Os operadores de instalação são treinados no sincronismo de unidades geradoras, energização de linhas de transmissão, barramentos e demais equipamentos. Já os operadores do centro de operação são treinados no processo de coordenação e supervisão da recomposição. Este treinamento real é eficiente, pois não treina apenas os operadores da CTEEP, treina também os operadores de outros agentes, principalmente dos agentes de geração [41].

A referência [41] descreve os resultados obtidos em um treinamento real de recomposição da área 440 kV Ilha Solteira-Araraquara-Santo Ângelo-Itapeti, onde foram treinados 28 técnicos envolvidos no processo. A eficácia pode ser evidenciada pelos tempos de sincronismo das unidades geradoras, pela conformidade dos níveis de tensão nos barramentos, pelo desempenho dos operadores e pela performance dos equipamentos envolvidos.

A referência [41] conclui que devido ao fato dos operadores estarem convenientemente treinados, eles apresentam o equilíbrio necessário para garantir a continuidade do processo de recomposição.

## 6.1. Treinamento em Recomposição no Centro Regional de Operação Sudeste

Conforme descrito anteriormente, o ONS é o responsável, atualmente, pela recomposição da Rede de Operação do sistema elétrico brasileiro após qualquer tipo de perturbação, desde as mais simples, até os grandes blecautes.

O ONS possui quatro centros de operação dividindo a responsabilidade de coordenação, supervisão e controle da Rede de Operação. O COSR-SE é um destes centros de operação.

A Rede de Operação, para o processo de recomposição, é dividida em várias áreas de auto-restabelecimento, conforme filosofia implantada atualmente no Brasil.

O COSR-SE é responsável pela recomposição de 14 destas áreas de auto-restabelecimento, da interligação entre estas áreas e as demais, além da interligação entre as regiões Sul/Sudeste.

Para a execução desta atividade e das demais atividades de um centro de operação, o COSR-SE conta com uma equipe de operação, dividida em turnos de revezamento compostos por um engenheiro de tempo real e cinco operadores de sistema. Esta equipe é treinada exaustiva e rotineiramente nos procedimentos de recomposição descritos no MPO.

Atualmente, os procedimentos de recomposição sob a responsabilidade do COSR-SE estão contidos em 16 instruções de operação do MPO.

No passado, o treinamento das pessoas responsáveis pela operação em tempo real era realizado de forma não rotineira, e era composto apenas pelo estudo dos procedimentos operativos constantes das instruções de operação, esclarecimento das dúvidas com as equipes de Normatização, responsáveis pela elaboração destas instruções, e testes escritos [1].

Este tipo de treinamento era bastante criticado pelas equipes devido ao tempo excessivo de leitura de instruções de operação, bem como a falta de uma visualização do processo de recomposição. A avaliação do treinamento em forma de teste não retratava fielmente se o objetivo do treinamento tinha sido totalmente alcançado [1].

Com o acontecimento do blecaute ocorrido em 21 de janeiro de 2002, mesmo com a constatação de que a recomposição da Rede de Operação ocorreu de maneira satisfatória, o COSR-SE iniciou um processo buscando a sua melhoria. Um dos pontos atacados foi o desenvolvimento de novas técnicas de treinamento para as equipes de operação em tempo real [1].

Este treinamento passou a ser realizado com uma periodicidade menor e com a formação de turmas, estimulando debates entre os treinandos, ao invés do treinamento individual que era praticado [1].

Um subproduto que passou a ser extraído destes treinamentos em grupo foram as sugestões dos treinandos nos documentos operativos. Com os debates, sugestões de melhorias nestes documentos apareceram e passaram a ser encaminhadas para as equipes de Normatização, que as incorporavam imediatamente a estes documentos.

Entretanto, a principal mudança ocorrida no treinamento das equipes de tempo real, nos procedimentos de recomposição, foi a utilização do SATR - "Sistema de Apoio ao Treinamento em Recomposição de Sistemas Elétricos" [1].

Os procedimentos de recomposição, hoje em vigor no sistema interligado brasileiro, são definidos previamente pelas equipes de estudos elétricos e descritos no MPO. Eles definem uma série de aspectos importantes que devem ser considerados durante o processo de recomposição da rede. São eles:

- as usinas que iniciam o restabelecimento;
- a seqüência de normalização dos equipamentos de transmissão;
- as cargas que podem ser recompostas;
- a seqüência de normalização das interligações das áreas que estão isoladas;
- alternativas para indisponibilidade de determinados equipamentos.

Como os aspectos acima são previamente definidos, um simulador para ser utilizado nos treinamentos dos operadores pode ser simplificado, testando apenas se estes aspectos estão atendidos, não sendo necessário considerar, por exemplo, a modelagem da rede ou dos sistemas de proteção. Baseado nesta simplificação que o SATR foi desenvolvido.

## 6.2. SATR - Sistema de Apoio ao Treinamento em Recomposição de Sistemas Elétricos

O SATR é um dos produtos deste trabalho. O programa representa graficamente a rede a ser recomposta durante o treinamento, através de diagramas unifilares simplificados, em uma interface amigável para o usuário [1]. A figura 6.1 mostra a tela principal deste aplicativo.

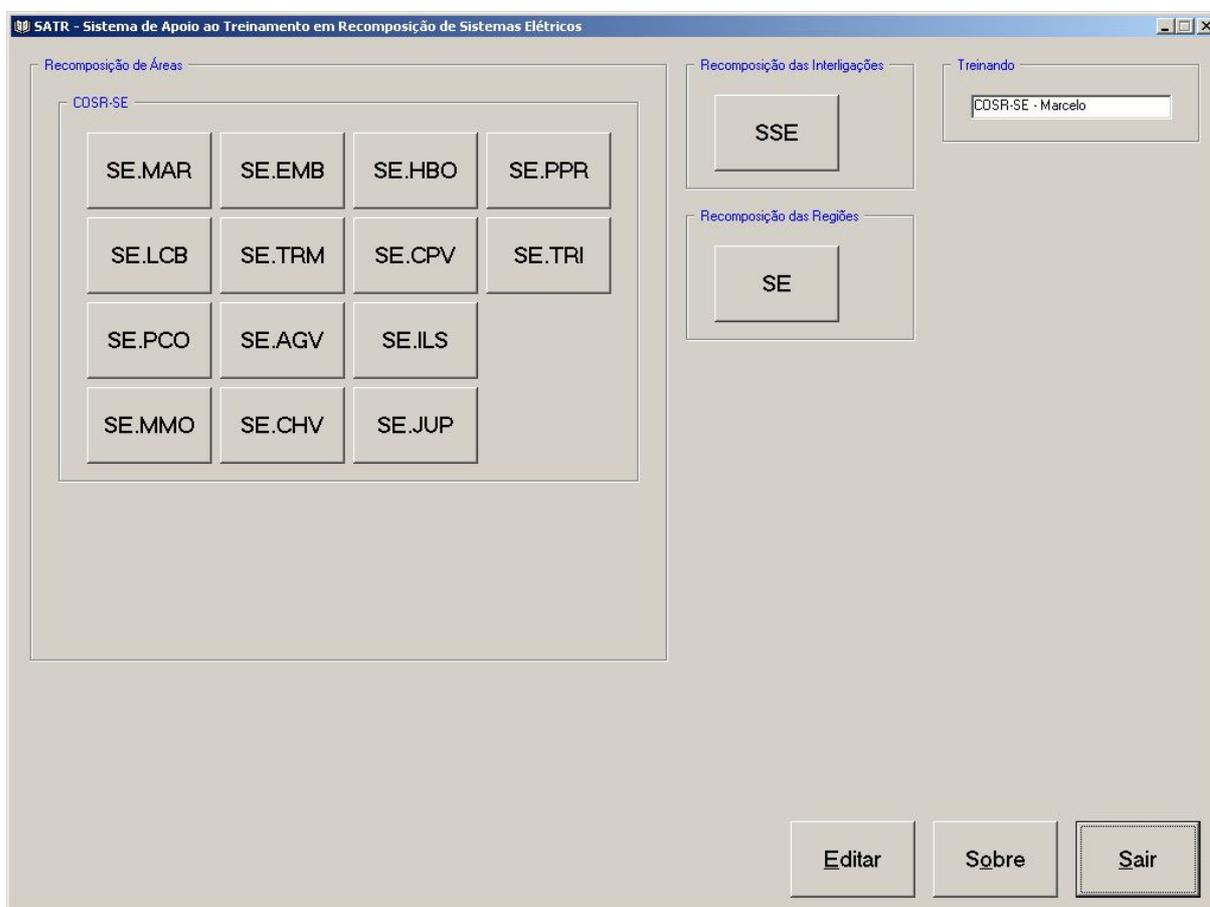


Figura 6.1 - Tela principal do SATR

Os procedimentos de recomposição são incorporados ao aplicativo através de regras contidas num banco de dados do tipo "Access". Este sistema de regras tem por objetivo facilitar a manutenção do banco de dados quando de alterações nestes procedimentos.

Os procedimentos de recomposição incorporados ao SATR são divididos em tipos:

- recomposição das áreas de auto-restabelecimento;
- interligação entre as áreas de auto-restabelecimento;
- recomposição das interligações entre regiões.

Para cada uma das áreas de auto-restabelecimento da área de atuação do COSR-SE, foram desenvolvidos exercícios, um relativo aos procedimentos da fase fluente da recomposição, um relativo aos procedimentos da fase coordenada e um para cada situação de rede incompleta prevista nas instruções de operação. A figura 6.2 mostra a tela de uma destas áreas de auto-restabelecimento.

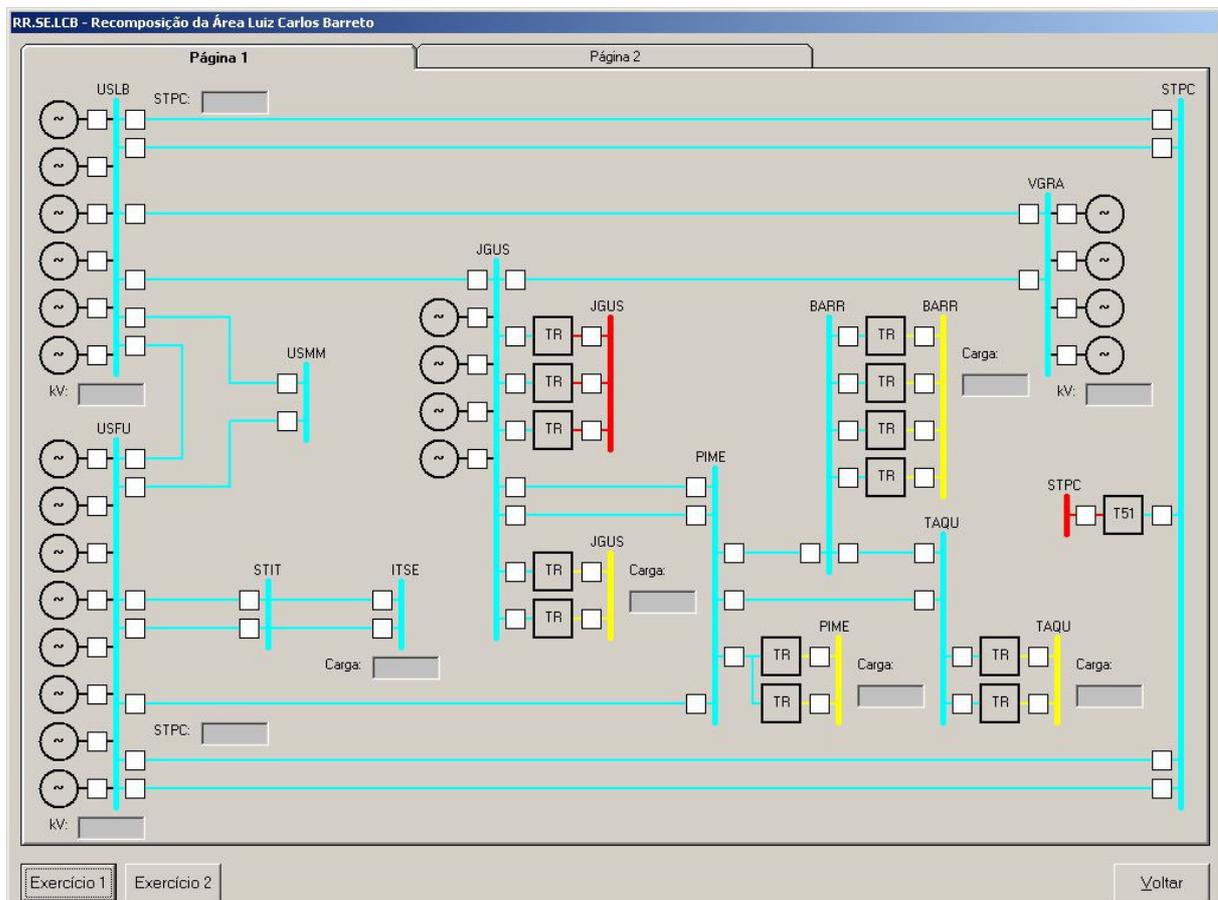


Figura 6.2 - Recomposição da área Luiz Carlos Barreto

Para cada exercício, o treinando visualiza na tela do computador a área a ser recomposta, onde estão representados todos os equipamentos. A cor utilizada na representação das linhas de transmissão determina o nível de tensão da mesma.

No SATR, o " " representa o estado do equipamento, se ele está inserido ou não no sistema, não considerando então, as chaves seccionadoras e disjuntores separadamente.

O treinando inicia o processo de treinamento escolhendo um determinado exercício, clicando no "botão" correspondente, e o sistema fornece mensagens iniciais, conforme a figura 6.3.

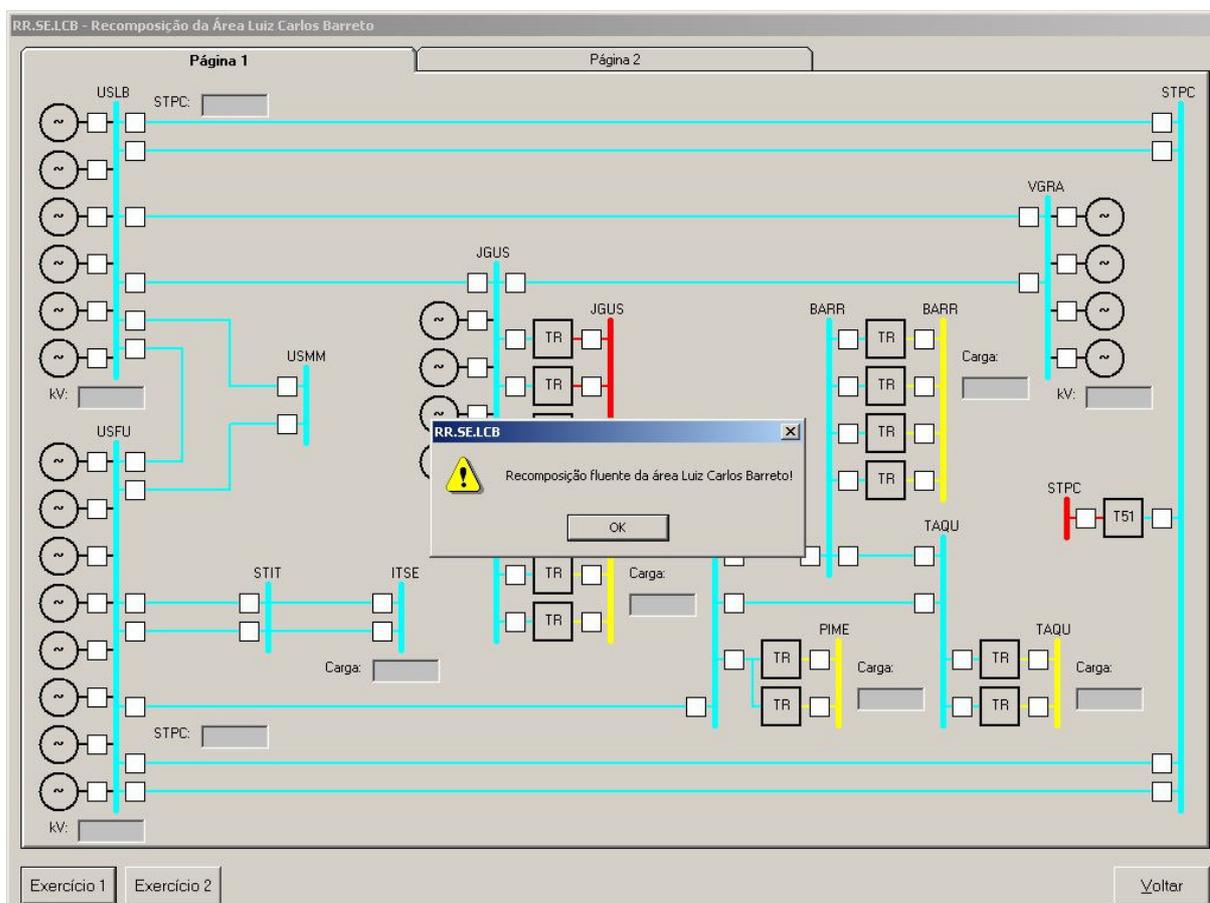


Figura 6.3 - Início de exercício no SATR

Após a escolha do exercício, o treinando simula, passo a passo, o restabelecimento do sistema na condição proposta, clicando com o mouse o " " referente ao equipamento a ser normalizado.

Quando o mesmo tenta realizar o restabelecimento de um equipamento sem que todas as pré-condições de energização estejam atendidas, o aplicativo informa ao treinando o erro através de uma mensagem genérica, para que o mesmo busque a seqüência correta da normalização, conforme figura 6.4.

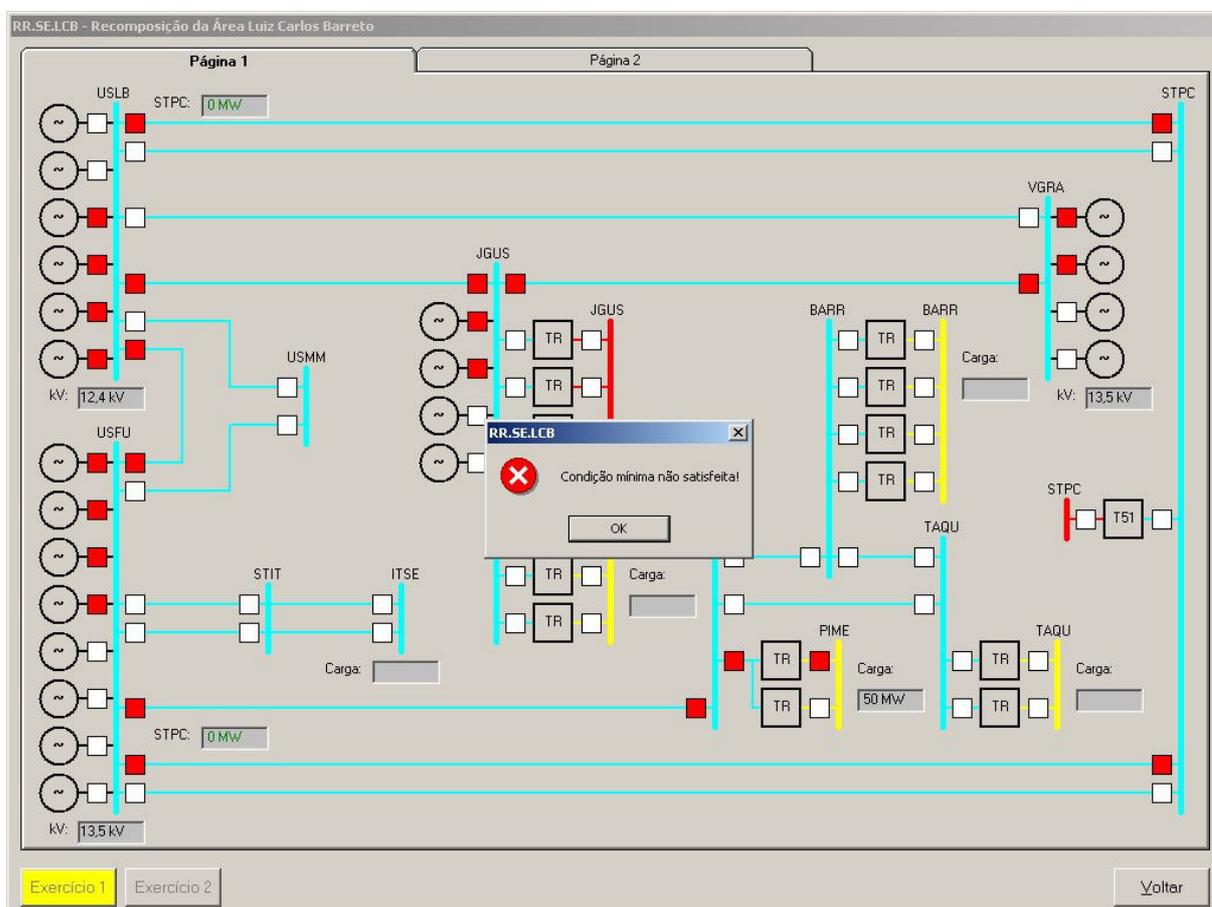


Figura 6.4 - Mensagem de erro genérica do SATR

O valor da carga recomposta em determinada subestação, bem como, os fluxos de potência em determinados equipamentos da área, quando são variáveis

importantes no processo de recomposição, também são considerados no desenvolvimento do treinamento.

O SATR considera o restabelecimento das cargas essenciais de forma gradual até o limite máximo definido nos procedimentos, tornando a simulação mais próxima da realidade.

O exercício termina quando o treinando normaliza todos os equipamentos que devem ser recompostos, e, neste momento, o aplicativo informa ao mesmo quantos erros foram cometidos, conforme figura 6.5.

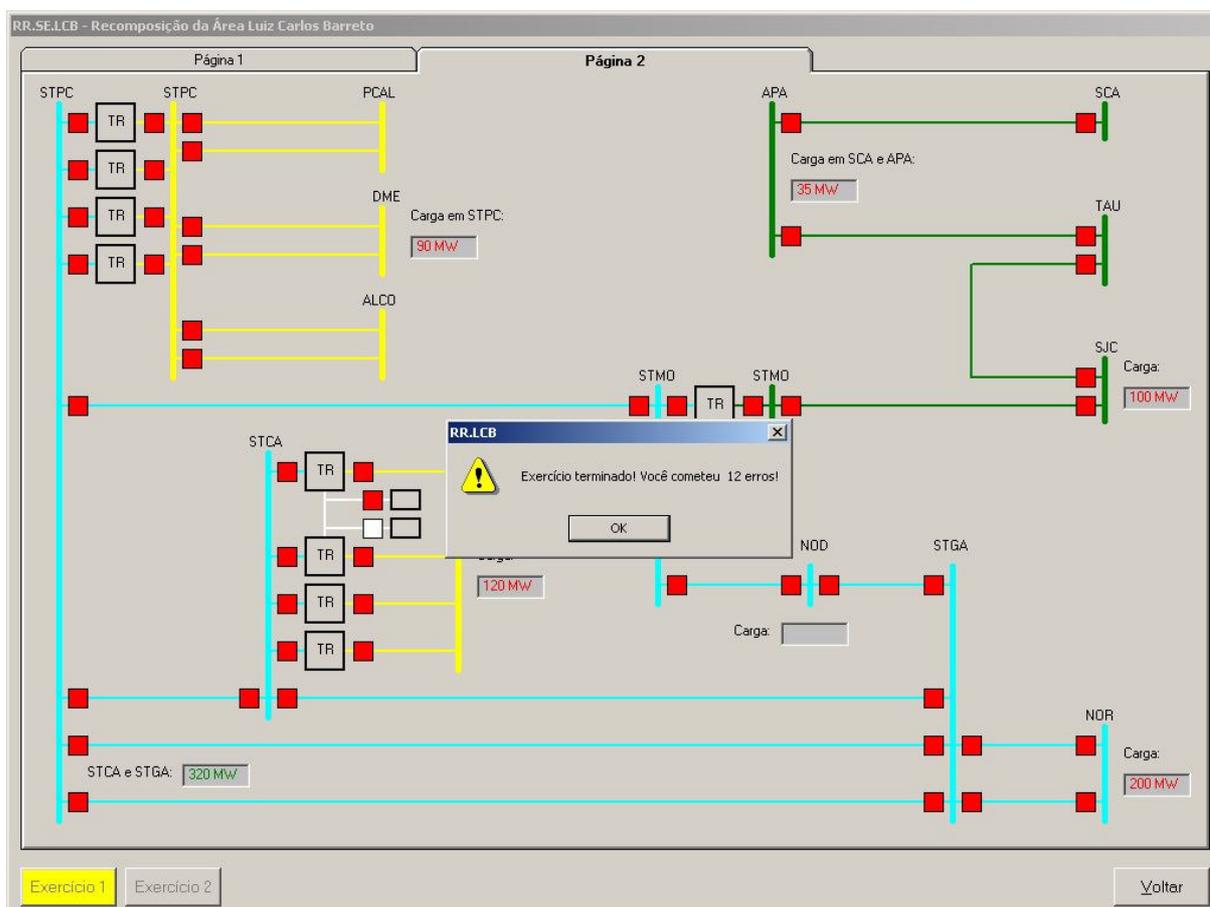


Figura 6.5 - Término do exercício no SATR

Ao término de qualquer exercício, o SATR registra algumas informações para consultas posteriores. Registra o nome do treinando que realizou o treinamento, quando foi realizado, qual o exercício e quantos erros foram cometidos.

Quando o treinando escolhe um exercício relativo aos procedimentos de recomposição no caso de impedimento de determinado equipamento de uma área de recomposição, o SATR informa, no início do exercício, qual o equipamento indisponível.

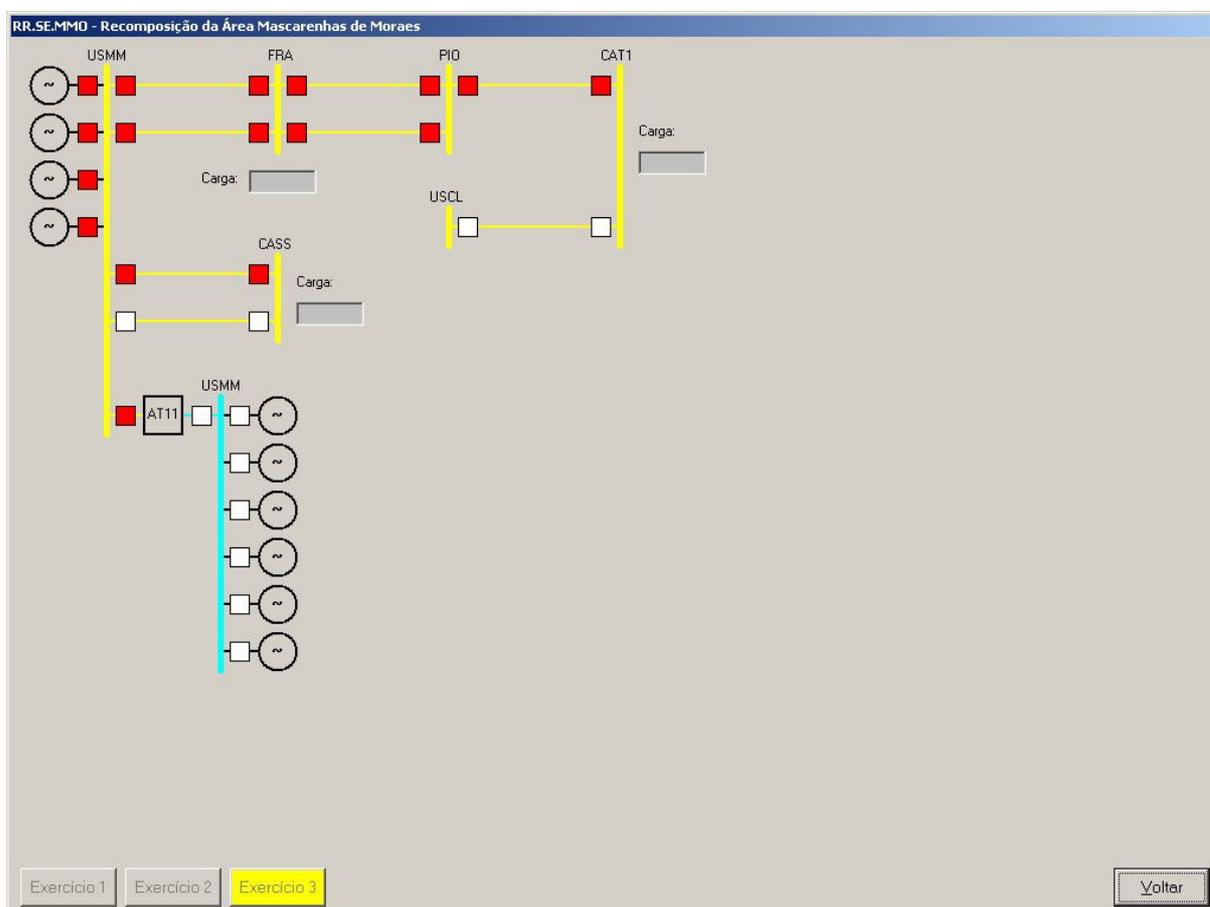


Figura 6.6 - Início da fase coordenada da área Mascarenhas de Moraes no SATR

No início do exercício referente à fase coordenada da recomposição de uma determinada área de auto-restabelecimento, o SATR mostra ao treinando a parte da rede já recomposta na fase fluente da recomposição, conforme figura

6.6, e a partir deste momento, o treinando simula a recomposição dos demais equipamentos da área. O exercício termina quando todos os equipamentos são normalizados e o aplicativo então, informa o término do exercício e o número de erros cometidos.

Quando a área de auto-restabelecimento possui um elevado número de equipamentos, impossibilitando a representação em apenas uma tela, a mesma é dividida. Como exemplo, na figura 6.7, a interligação Sul/Sudeste é dividida em duas telas, a primeira representando a usina de Itaipu, a região Sul e o tronco de 750 kV, e a segunda representando a área São Paulo.

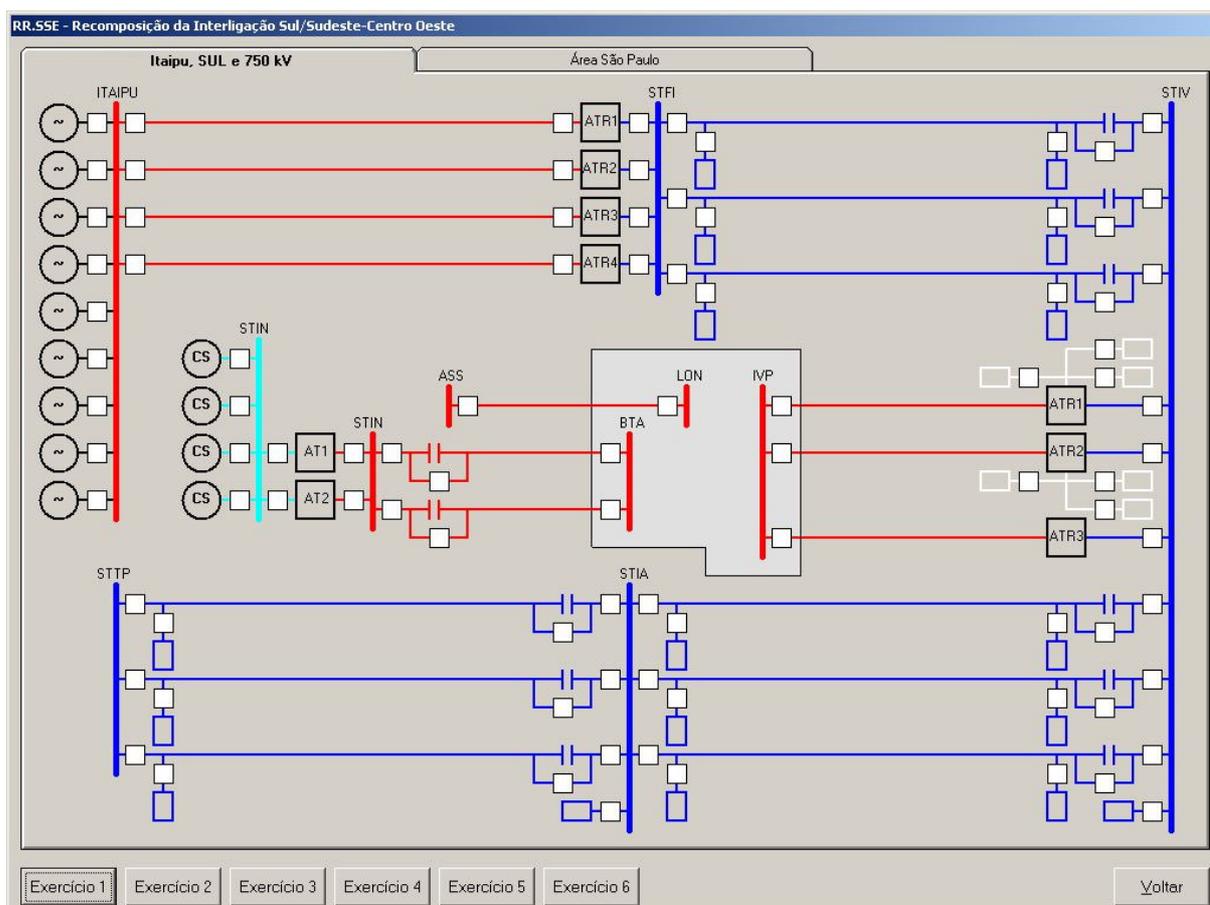


Figura 6.7 - Recomposição da interligação Sul/Sudeste no SATR



- ordem da regra.

Internamente ao SATR, cada " " que aparece na tela é representado por um NEQ, portanto, tem-se que definir pelo menos uma regra para cada NEQ. Quando um equipamento está normalizado, seu NEQ é verdadeiro, caso contrário, seu NEQ é falso.

A regra pode ser de três tipos distintos. O primeiro tipo (TIP1) é quando a regra se torna positiva quando um determinado número mínimo de NEQ é verdadeiro. O segundo tipo (TIP2) é quando a regra se torna positiva quando um determinado número máximo de NEQ é verdadeiro. O terceiro tipo (TIP3) é quando uma determinada variável do treinamento, carga ou fluxo, atinge um determinado valor.

O parâmetro da regra pode ser de dois tipos, um para os TIP1 e TIP2, e outro para o TIP3.

No primeiro caso (TIP1 ou TIP2), o parâmetro da regra consiste nos NEQ que serão testados e no número a ser considerado. Por exemplo, um determinado NEQ que possui uma regra do TIP1, com o parâmetro "0010 0034 0076 2", é verdadeiro quando pelo menos dois dos NEQ 10, 34 ou 76 são verdadeiros.

No segundo caso (TIP3), o parâmetro da regra consiste da variável e do valor mínimo. Por exemplo, um determinado NEQ que possui uma regra do TIP3, com o parâmetro "04 100", é verdadeiro quando a variável 4 for maior que 100.

Como cada NEQ pode ter várias regras, o tipo de combinação das mesmas deve ser definido. Existem dois tipos distintos, a combinação do tipo "c" e a combinação do tipo "o". A combinação do tipo "c" faz a função do operador lógico AND e a combinação do tipo "o" faz a função do operador lógico OR.

A estrutura implementada no aplicativo através da possibilidade de combinação das regras permite que as regras sejam programadas no seguinte padrão:

$$\begin{aligned} &A_1 \text{ AND } A_2 \text{ AND } A_3 \text{ AND } \dots A_n \\ &\text{OR} \\ &B_1 \text{ AND } B_2 \text{ AND } B_3 \text{ AND } \dots B_n \\ &\text{OR} \\ &\dots \\ &Z_1 \text{ AND } Z_2 \text{ AND } Z_3 \text{ AND } \dots Z_n \end{aligned}$$

Como exemplo, destacam-se as seguintes regras para o NEQ 15:

$$\begin{aligned} &15 \text{ TIP1 "0003 0007 0009 1" AND } 15 \text{ TIP3 "07 50" \\ &\text{OR} \\ &15 \text{ TIP1 "0065 0045 2"} \end{aligned}$$

O NEQ 15 se torna verdadeiro quando pelo menos um dos NEQ 3, 7 ou 9 é verdadeiro e quando a variável 7 é maior que 50, ou quando os dois NEQ 65 e 45 são verdadeiros.

Quando as regras indicam que um determinado NEQ é verdadeiro, o SATR pode tomar algumas ações, que são configuradas no próprio banco de dados. Estas ações podem ser de quatro tipos distintos.

O primeiro tipo de ação é dar uma determinada mensagem ao treinando, por exemplo, quando a interligação entre duas áreas de auto-restabelecimento é fechada (figura 6.9).

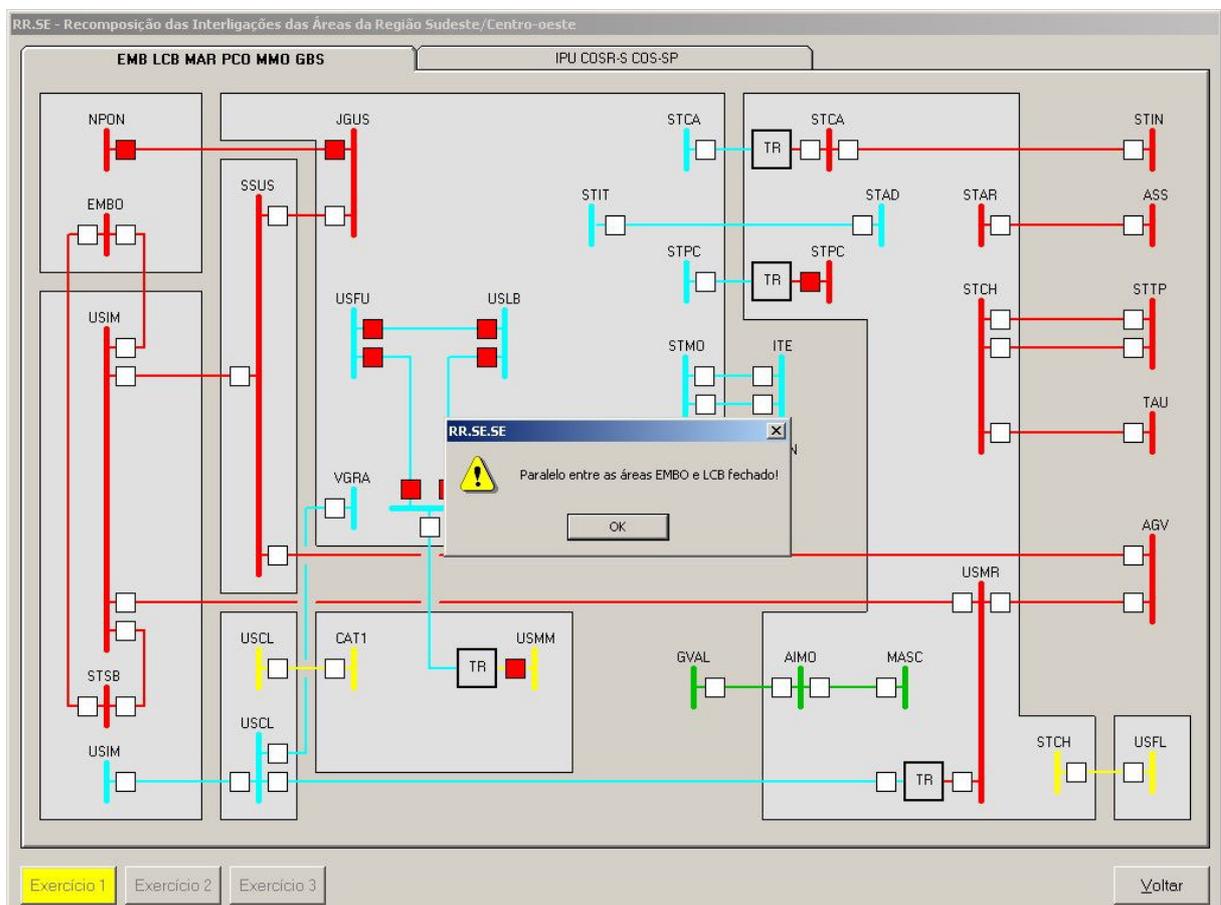


Figura 6.9 - Exemplo de mensagem do SATR

O segundo tipo de ação é dar um determinado valor a uma variável, que é utilizada, por exemplo, para informar a tensão de geração das unidades geradoras de uma determinada usina.

O terceiro tipo é fazer uma variável atingir um valor com um determinado incremento, que serve para a simulação da tomada de carga de uma determinada subestação.

O quarto, e último tipo, é normalizar um outro equipamento, que é utilizado quando o mesmo equipamento é representado em outra tela.

A figura 6.10 mostra o algoritmo básico do SATR.

O aplicativo SATR foi desenvolvido utilizando a linguagem de programação VISUAL BASIC 6.0 da Microsoft e para configuração do banco de dados das regras é utilizado o ACCESS 2000, também da Microsoft.

O aplicativo SATR está disponível na rede corporativa do COSR-SE, possibilitando que qualquer usuário que tenha acesso a esta rede possa realizar qualquer exercício em qualquer momento. Portanto, os operadores não precisam esperar os treinamentos formais para treinarem.

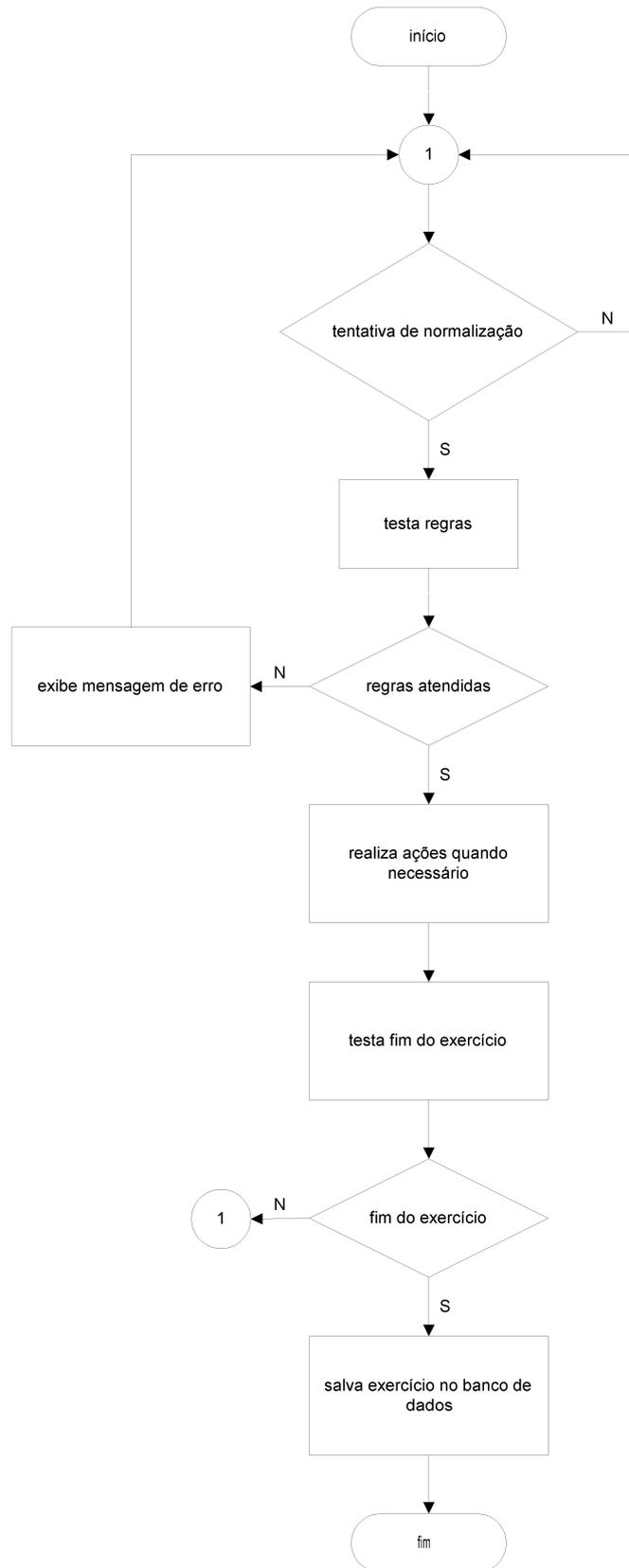


Figura 6.10 - Algoritmo Básico do SATR

Os resultados obtidos com a utilização do SATR nos treinamentos de recomposição dos operadores do COSR-SE incentivaram a utilização da filosofia adotada em treinamentos de outros assuntos. Já estão disponíveis, no COSR-SE, os seguintes módulos de treinamento em forma de simuladores:

- controle de cheias em reservatórios de usinas hidrelétricas;
- esquemas especiais de proteção;
- operação do elo de corrente contínua;
- controle de tensão;
- controle automático de geração.

A figura 6.11 representa a tela principal do programa computacional desenvolvido, chamado de "Aplicativo de Treinamento", que reúne os diversos módulos relativos a treinamento.

O SATR registra todo e qualquer exercício realizado até seu final, da mesma forma que os demais programas computacionais desenvolvidos. A consulta destas informações é obtida através da opção "Relatórios", indicada na figura 6.11. Estes relatórios podem ser filtrados por treinando, por exercício e por período.

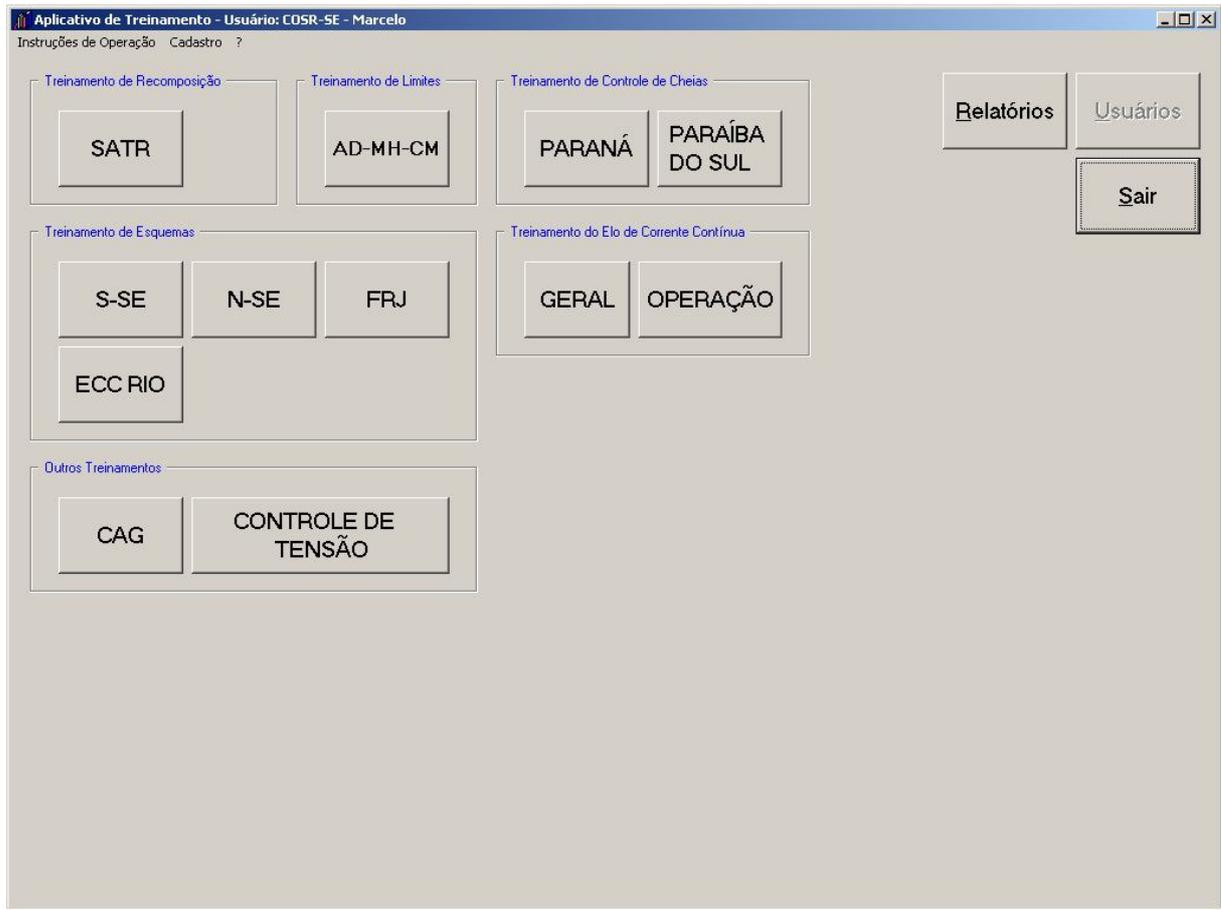


Figura 6.11 - Tela do aplicativo de treinamento

### 6.3. Resultados Obtidos com o SATR

O SATR é utilizado nos treinamentos em procedimentos de recomposição pelos operadores do COSR-SE desde o ano de 2002. A tabela 6.1 resume a quantidade de horas de treinamento realizadas desde então.

Tabela 6.1 - Quantidade de horas de treinamento no COSR-SE de 2002 à 2005

Ano	Quantidade de Horas de Treinamento por Operador
2002	32
2003	16
2004	40
2005	24

Segundo a referência [23], algumas conclusões importantes foram destacadas pelos instrutores após a utilização do SATR nos treinamentos de recomposição, são elas:

- melhoria no engajamento dos treinandos;
- aumento da dinâmica do treinamento;
- melhoria dos resultados obtidos;
- melhoria na manutenção dos conceitos e diretivas de recomposição;
- melhoria nos documentos operativos (instruções de operação).

Para o ano de 2004, foi realizado um levantamento da quantidade de exercícios realizados no SATR pelos operadores do COSR-SE, que está resumido no gráfico da figura 6.12.

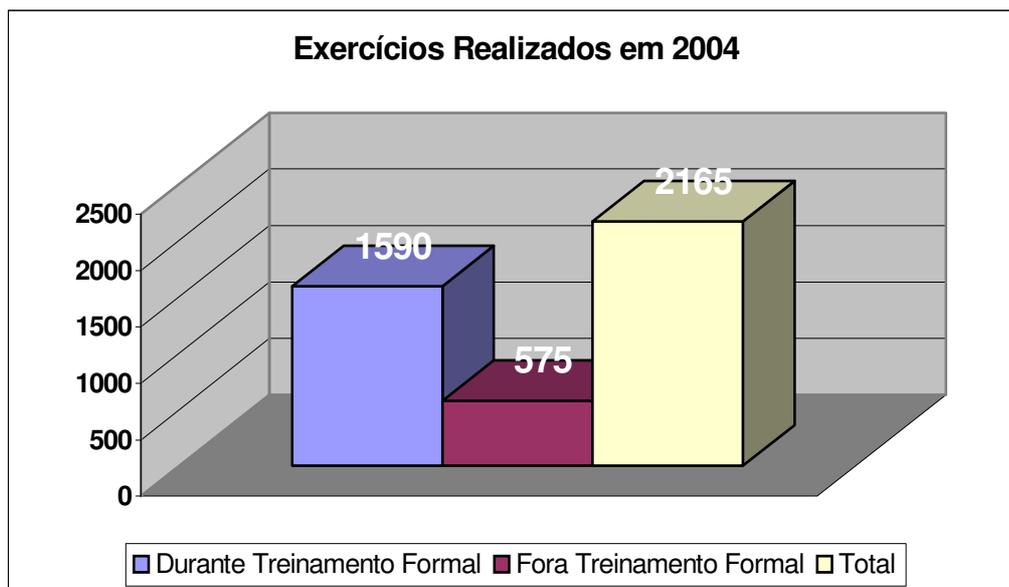


Figura 6.12 - Exercícios realizados com o SATR em 2004

No treinamento formal de 40 horas por treinando, realizado no ano de 2004, foram resolvidos 1590 exercícios, de um total de 2165.

Um ponto importante que foi destacado pelos instrutores na referência [23], é o fato do SATR estar disponível na rede corporativa do COSR-SE. Isto possibilita que qualquer operador realize o treinamento no seu posto de trabalho, facilitando a manutenção dos conhecimentos entre os treinamentos formais.

O fato mostrado na figura 6.12, em que 575 exercícios (27 % do total) foram resolvidos fora do treinamento formal, mostra a importância do SATR estar disponível para os operadores realizarem o treinamento a qualquer momento.

Uma conclusão importante retirada deste fato é a aceitação do SATR por parte dos operadores, já que o percentual de exercícios realizados por iniciativa própria dos mesmos é considerado bastante significativo.

Segundo relato dos operadores do COSR-SE, a utilização desta metodologia através de aplicativos de treinamento incentiva o treinando e traz uma motivação a mais para o aprendizado. Supre com bastante eficácia a necessidade de treinamento de recomposição do sistema elétrico, já que apresenta uma interface bastante "amigável", de rápida e simples utilização. Uma das maiores vantagens do aplicativo é permitir que o operador pratique seu treinamento no seu posto de trabalho, já que, sendo dividido em várias áreas, pode ser realizado em um curto espaço de tempo.

O importante, segundo os operadores, é manter viva na mente do profissional envolvido as linhas básicas da recomposição do sistema elétrico, já que é uma tarefa bastante complexa e que não avisa quando vai acontecer, e é nesse aspecto que o aplicativo em questão merece destaque, pois permite a manutenção dos conceitos e diretivas de recomposição das diversas áreas de responsabilidade do COSR-SE.

#### 6.4. Evolução do Treinamento dos Operadores do ONS

Segundo a referência [42], há aproximadamente 3 anos, o simulador de tempo real desenvolvido pelo Electric Power Research Institute (EPRI) foi incorporado aos sistemas de supervisão e controle dos centros de operação do ONS. No CNOS e no COSR-SE, o simulador é denominado Operator Training Simulator (OTS) e foi incorporado ao sistema de supervisão SAGE. Já no COSR-S, COSR-NE e COSR-NCO, é denominado Dispatcher Training Simulator (DTS) e foi incorporado ao sistema de supervisão EMP-AREVA.

A referência [42] mostra a experiência do ONS na utilização deste simulador para o treinamento das equipes de tempo real realizado pelo COSR-NCO, para a formação de operadores juniores realizado pelo COSR-S e para testes e treinamento dos operadores no CAG do SAGE.

O OTS do COSR-SE utiliza um fluxo de potência cujo método iterativo é definido pelo usuário, Newton Raphson ou o desacoplado rápido, a partir de um cenário de tempo real convergido, obtido do sistema de supervisão e controle. Neste cenário, o instrutor pode modificar as características da rede visando adaptar ao treinamento proposto [42].

Para que os resultados obtidos com o treinamento sejam alcançados, é necessário que exista um ambiente propício e que este seja o mais semelhante possível ao ambiente de tempo real. Para isso, está sendo utilizada no COSR-SE, uma sala de treinamento composta de três postos de supervisão com acesso ao SAGE/OTS e uma sala para os simuladores e/ou instrutores, conforme figura 6.13 [42].

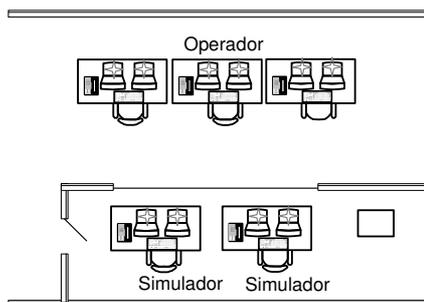


Figura 6.13 - Layout da sala de simulação do COSR-SE

Para a comunicação entre os operadores em treinamento e os simuladores, que fazem as vezes dos demais agentes envolvidos na operação do sistema elétrico, são utilizadas consoles telefônicas do tipo "touch screen", onde são programadas as teclas que simulam os "hot-lines" com estes agentes. Uma foto destas consoles aparece na figura 6.14.

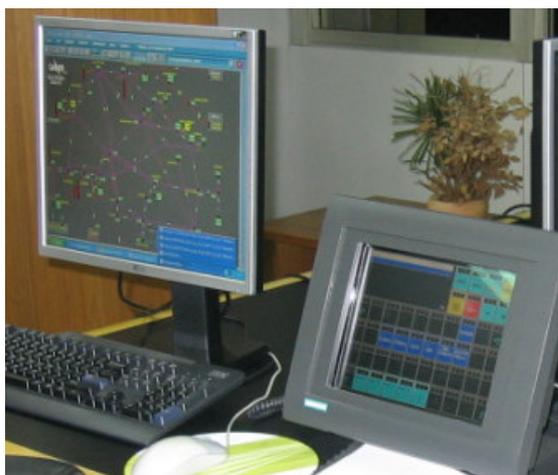


Figura 6.14 - Console de comunicação da sala de simulação do COSR-SE

A partir da utilização desta nova estrutura, o COSR-SE desenvolveu um programa de treinamento de recomposição do sistema elétrico para as equipes de tempo real [43].

A parte inicial do treinamento visa o domínio total da recomposição fluente de todas as áreas de auto-restabelecimento, onde os treinandos comandam desde as

manobras de sincronismo de unidades geradoras das usinas de auto-restabelecimento até a tomada das cargas prioritárias para cada uma das áreas.

A equipe de operadores treina diversas vezes a fase fluente de todas as 14 áreas de recomposição de responsabilidade do COSR-SE, para que após o perfeito entendimento da topologia e características, estejam aptos para o fechamento dos paralelos e anéis entre essas áreas e a tomada adicional de carga.

Numa segunda etapa é promovida uma evolução do treinamento sem ainda a abrangência de todo o sistema elétrico brasileiro. Nesta etapa, a simulação abrange, simultaneamente, apenas algumas das áreas de auto-restabelecimento, quando a equipe tem a oportunidade de verificar, através da dinâmica inerente ao exercício, a melhor distribuição de tarefas, visando sempre otimizar a forma de ação.

A referência [43] cita como exemplo o treinamento realizado no dia 15 de abril de 2008, quando participaram um operador supervisor, um operador sênior, um operador júnior e dois simuladores. Nesta ocasião foi treinada a recomposição simultânea das áreas de auto-restabelecimento de Ilha Solteira (ILS), de Água Vermelha (AGV), de Jupia (JUP) e de Henry Borden (HBO), o fechamento dos paralelos e anéis entre elas e a tomada de carga adicional.

## 6.5. Comparativo entre o SATR e o OTS

A utilização do SATR e do OTS nos treinamentos dos operadores do COSR-SE trouxe resultados importantes na melhoria da capacitação destes profissionais nos procedimentos de recomposição do sistema elétrico.

Um dos grandes motivos para esta melhoria é o fato que ambas as ferramentas trazem o aspecto gráfico ao treinamento através de diagramas simplificados da rede a ser recomposta.

Devido ao programa de fluxo de potência interno do OTS, esta ferramenta disponibiliza para o operador, durante o treinamento, a visualização das grandezas elétricas da rede durante o processo de recomposição, característica não disponível no SATR.

O SATR, por sua vez, permite a incorporação das regras de recomposição ao treinamento, diferentemente do OTS, cuja utilização leva a necessidade de se ter uma estrutura de apoio. Isto ocorre porque o OTS não critica as ações do operador. Avaliadores devem acompanhar o treinando para verificação das ações executadas. Esta característica de verificação existe no SATR, permitindo o autotreinamento dos operadores.

A tabela 6.2 resume a comparação entre as ferramentas utilizadas pelo COSR-SE no treinamento de operadores no processo de recomposição da rede.

Tabela 6.2 - Tabela comparativa SATR x OTS

	SATR	OTS
visualização gráfica da rede	sim	sim
visualização das grandezas elétricas	não	sim
regras de recomposição incorporadas	sim	não
possibilidade de auto treinamento	sim	não

## 7. SISTEMAS DE APOIO À RECOMPOSIÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

O capítulo anterior destacou um dos pontos principais do processo de recomposição de sistemas elétricos, o treinamento das equipes dos centros de operação. Ações de treinamento destas equipes atestam, através de seus resultados, a melhoria neste processo.

O desenvolvimento de ferramentas computacionais capazes de auxiliar as equipes durante o restabelecimento dos sistemas elétricos, constitui-se em outra fonte de busca do aperfeiçoamento do processo.

Estas ferramentas devem se apoiar em técnicas inteligentes, que são uma série de métodos computacionais que possuem características análogas às aquelas demonstradas pelo cérebro humano e/ou se baseiam em princípios derivados de processos naturais. A utilização destas técnicas inteligentes complementa as técnicas convencionais nos aspectos em que estas últimas apresentam dificuldades na solução dos problemas [44].

Segundo levantamento registrado na referência [44], um grande esforço de pesquisa tem ocorrido visando à aplicação destas técnicas inteligentes num sistema elétrico. Como exemplos destas técnicas, destacam-se:

- sistemas especialistas - utilizados em sistemas de processamento de alarmes, de detecção e diagnóstico de falhas, de avaliação da segurança estática e dinâmica, de recomposição de sistemas e de planejamento de sistemas de transmissão;

- redes neurais - utilizados em sistemas de previsão de carga, de processamento de alarmes, de detecção e diagnóstico de falhas, de avaliação da segurança estática e dinâmica e da classificação de curvas de carga em redes de distribuição;
- lógica fuzzy - utilizados em sistemas de controle de tensão e fluxo de reativos, de classificação de consumidores de redes de distribuição, de planejamento da expansão, de diagnóstico de falha em equipamentos e de previsão de carga;
- algoritmos genéticos - utilizados em sistemas de otimização de fluxo de potência reativa, de planejamento da expansão, em ajustes de controladores e no processamento de alarmes.

Portanto, a técnica inteligente que vem sendo pesquisada para utilização em sistemas de apoio à recomposição de sistemas elétricos é a do sistema especialista. Segundo análise registrada na referência [45], os principais objetivos da aplicação de sistemas especialistas na recomposição são:

- ajudar as equipes na seleção das principais ações de controle no momento do restabelecimento;
- traçar e implementar planos de recomposição baseados no estado do sistema elétrico;
- mostrar o estado do restabelecimento;
- promover o treinamento dos operadores;
- otimizar o processo de restabelecimento;
- identificar ilhamentos.

O conjunto de soluções da recomposição do sistema não é regido somente por leis físicas [46]. Existem as leis artificiais, que são os procedimentos operacionais descritos nas instruções de operação e utilizados pelos operadores. Estes procedimentos possuem características combinatoriais que impedem a modelagem analítica.

Os sistemas especialistas desenhados para serem aplicados no processo de recomposição de sistemas elétricos, de um modo geral, devem ser capazes de [47]:

- reconhecer rapidamente a perturbação;
- definir claramente o estado final do processo;
- indicar as ações para levar o sistema ao estado desejado;
- armazenar os procedimentos operativos para efetuar a recomposição;
- ter uma interface amigável;
- ter ferramentas especiais para a manutenção da base de conhecimento;
- ler a base de dados de tempo real do sistema elétrico.

Benefícios importantes podem ser obtidos com a utilização de sistemas especialistas para apoiar os operadores durante o processo de recomposição. Entre eles destacam-se a diminuição do tempo de recomposição e a redução da probabilidade de erro humano durante a execução das manobras de restabelecimento. O sucesso da recomposição não depende exclusivamente das ferramentas de apoio, elas ajudam a promover um ambiente confiável ao operador para a execução dos procedimentos restaurativos [48].

A referência [47] registra o desenvolvimento de um sistema especialista para auxílio à recomposição do tronco de transmissão em 765 kV de Itaipu, formado pelas subestações de Foz do Iguaçu, Ivaiporã, Itaberá e Tijuco Preto. Este sistema indica ao usuário quais as ações cabíveis para a recomposição identificando quais os componentes podem ser normalizados e qual o melhor procedimento para tal. Algumas características importantes foram consideradas no desenvolvimento desta ferramenta como a orientação a objeto, a utilização de linguagem de alto nível, a utilização de bibliotecas de interface gráfica, entre outras. A base de conhecimento foi gerada a partir de uma análise detalhada das instruções de operação disponíveis ao usuário, com o objetivo de gerar as ações possíveis de serem executadas. No momento da publicação desta referência, este sistema especialista encontrava-se em fase final de desenvolvimento e testes, e seria utilizado no treinamento dos operadores de sistema. Não existia ainda a conexão com o sistema de supervisão e controle, impedindo a efetivação da aplicação na recomposição propriamente dita.

A referência [48] registra o desenvolvimento de um sistema especialista para aplicação na recomposição fluente de subestações da ELETROSUL. O protótipo deste sistema foi desenvolvido para a subestação de Areia e integrado ao sistema de supervisão e controle, interagindo com o usuário sugerindo ações a cada passo do restabelecimento. Este sistema foi construído a partir das instruções de operação da subestação que são utilizadas pelos operadores para a recomposição do sistema, utilizando uma sintaxe de representação do conhecimento próxima daquela encontrada nestas instruções. Este fato facilita os testes de validação e verificação, bem como a manutenção da base de conhecimento, destacando-se a característica modular das regras. Este sistema não identifica automaticamente o tipo de desligamento ocorrido, cabendo ao

operador indicar manualmente se foi um desligamento total ou parcial. A própria referência [48] indica a possibilidade de desenvolvimento de um sistema inteligente de identificação do tipo de desligamento, agregando uma facilidade ao usuário.

A referência [49] apresenta uma proposta de utilização de um sistema multi-agente para auxílio à recomposição do sistema elétrico brasileiro em sua fase coordenada, atuando na interligação das áreas de auto-restabelecimento e na tomada adicional de carga. Sistemas multi-agentes são sistemas descentralizados formados por módulos de softwares inteligentes, chamados agentes, distribuídos e autônomos, capazes de exercerem uma cooperação mútua para alcançarem uma meta única. O sistema proposto foi modelado considerando cinco tipos diferentes de agentes: "subestação", "usina", "ilha", "ONS" e "carga", que utilizam mensagens e/ou comandos para comunicação entre eles. Depois de encerrada a fase fluente da recomposição, os agentes "ilha" recebem as informações importantes dos agentes "subestação" e "usina". De um configurador de rede, os agentes "ilha" recebem os pontos de interligação com outras ilhas. Cada um deles envia para o agente "ilha" adjacente e para o agente "ONS" os valores de tensão, frequência e ângulo de fase no ponto de interligação. O agente "ONS", exercendo a sua atribuição de coordenador do processo de interligação das ilhas de auto-restabelecimento, verifica se as diferenças de tensão, frequência e ângulo estão dentro de valores aceitáveis, e determina os valores a serem obtidos por cada ilha. Quando as ilhas atingirem os valores definidos pelo agente "ONS", o fechamento é executado. Após a interligação das áreas de auto-restabelecimento, os agentes "carga" solicitam ao agente "ONS", a permissão para normalizar novos montantes de carga. Este último analisa as condições de reserva de geração no sistema e libera a tomada de carga adicional. Este sistema

proposto deverá ser executado nas máquinas dos sistemas supervisórios e aplicativos de tempo-real como o configurador de rede, e segundo a referência em questão, tem como próximos passos de desenvolvimento o aumento da inteligência do agente "ONS" na identificação dos melhores valores de tensão, frequência e ângulo de fase para cada agente "ilha" no ponto de interligação.

Na etapa deste trabalho é proposta uma ferramenta computacional capaz de auxiliar as equipes de tempo real de um centro de operação de sistema durante a recomposição do sistema elétrico brasileiro, inicialmente batizada pelos operadores do COSR-SE como "RECOMP - Sistema de Apoio à Recomposição de Sistemas Elétricos" [2] e, mais tarde, em 2008, rebatizada de "SApReS - Sistema de Apoio à Recomposição de Sistemas Elétricos". Basicamente esta ferramenta, durante o processo de recomposição, aquisita os dados da rede em tempo real, determina quais os equipamentos estão desligados, testa as regras de normalização dos mesmos e informa aos operadores, passo a passo, quais os equipamentos que podem ser recompostos.

## 7.1. SApReS - Considerações Iniciais

O SApReS foi desenvolvido com o objetivo de ser um sistema direcionado para atender uma necessidade do COSR-SE, dotando-o de uma ferramenta capaz de apoiar as decisões das equipes de tempo real, durante a recomposição do sistema elétrico sob sua responsabilidade. A idéia de desenvolver uma ferramenta com este objetivo nasceu durante um treinamento em recomposição utilizando o SATR, realizado com os operadores do COSR-SE no fim de 2003.

O SATR, conforme já descrito no item 6.2, é uma ferramenta para utilização em treinamento e desenvolvida conforme a seqüência de eventos do diagrama da figura 7.1.

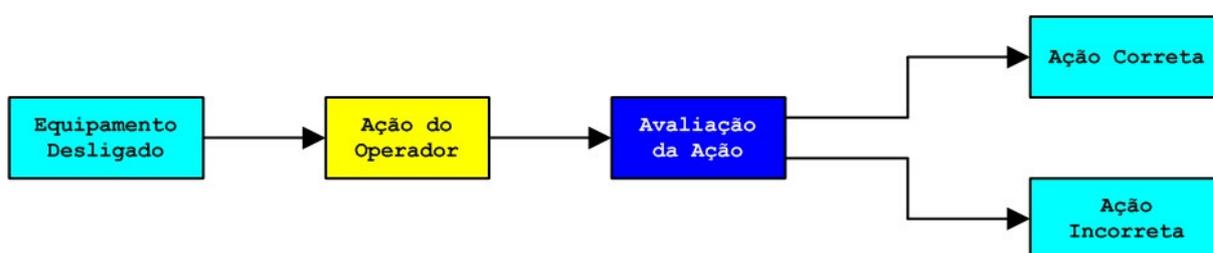


Figura 7.1 - Diagrama de eventos do SATR

O usuário do SATR visualiza na tela uma série de equipamentos desligados após a simulação de um blecaute. De posse de seu conhecimento sobre a recomposição da área em questão, ele simula a normalização dos equipamentos na ordem determinada pelos procedimentos operativos. A cada ação do operador, a de recompor um determinado equipamento, o SATR testa as regras de recomposição deste, e indica se a ação do operador foi correta ou incorreta. Portanto, a entrada do SATR é a ação do operador em recompor um determinado equipamento desligado e a saída é se esta ação foi correta ou não.

O SapReS é uma ferramenta cuja entrada são os equipamentos desligados e a saída é sempre uma ação correta, conforme a seqüência de eventos do diagrama da figura 7.2.



Figura 7.2 - Diagrama de eventos proposta pelos operadores

O usuário desta ferramenta visualiza na tela os equipamentos desligados. A ferramenta testa as regras de recomposição destes equipamentos e indica ao usuário as ações possíveis no momento para que o mesmo as execute.

Um aspecto importante levado em consideração nas definições iniciais do desenvolvimento foi a necessidade desta ferramenta ser modular, para que novos tipos de procedimentos pudessem ser incorporados à medida que novas áreas de recomposição fossem sendo acrescentadas à ferramenta.

A base de informação para definição das regras de recomposição é o MPO do ONS, nas suas instruções de operação referentes à recomposição. A figura 7.3 mostra a forma tabular que os procedimentos de recomposição são descritos nestas instruções. Observa-se que claramente são destacadas a instalação que executará o procedimento, o procedimento propriamente que deverá ser realizado, e se este procedimento tem uma condição prévia a ser atendida ou um controle a ser executado após a ação tomada.

Um último aspecto importante levado em consideração foi o de utilizar a estrutura de definição das regras criada para o SATR, já que este sistema

facilita a manutenção do banco de dados quando de alterações nos procedimentos de recomposição.


Operador Nacional do Sistema Elétrico

Manual de Procedimentos da Operação – Módulo 10 – Submódulo 10.21

Assunto: INSTRUÇÃO DE OPERAÇÃO ONS	Número	Revisão	Localização	Vigência
RECOMPOSIÇÃO DA ÁREA LUIZ CARLOS BARRETO	10 – RR.SE.LCB	06	3.4.2.1.	09/01/2007

#### 4. SUPERVISÃO DA RECOMPOSIÇÃO FLUENTE

A operação da Instalação deve informar ao seu respectivo Centro de Operação, e este, ao COSR-SE, qualquer anormalidade no processo de recomposição.

Os Centros de Operação envolvidos devem informar ao COSR-SE quando da conclusão da fase fluente de suas instalações na Área Luiz Carlos Barreto.

O COSR-SE deve supervisionar a recomposição fluente conforme tabela, na ordem indicada.

ÍTEM	EXECUTOR	PROCEDIMENTO / AÇÃO	CONDIÇÃO / CONTROLE
1	UHE Luiz Carlos Barreto	Sincronizar no mínimo 4 unidades geradoras.	- Manter tensão de 12,4 kV na barra de geração durante toda fase fluente;
		Energizar LT 345 kV Furnas / Luiz Carlos Barreto enviando tensão para a UHE Furnas.	
		Energizar LT 345 kV Luiz Carlos Barreto / Jaguará enviando tensão para a SE Jaguará.	-Efetuar o controle da frequência até ordem em contrário do CTRM.O, oriunda do COSR-SE, mantendo-a próxima de 60 Hz (esta usina é a responsável por este controle na fase fluente).
		Energizar LT 345 kV Luiz Carlos Barreto / Volta Grande enviando tensão para a UHE Volta Grande.	
		Energizar um dos circuitos da LT 345 kV Luiz Carlos Barreto / Poços de Caldas enviando tensão para a SE Poços de Caldas.	
2	UHE Furnas	Sincronizar no mínimo 4 unidades geradoras.	Manter tensão de 13,5 kV na barra de geração durante toda fase fluente.
		Recebendo tensão da UHE Luiz Carlos Barreto, fechar paralelo e logo após enviar tensão para a SE Pimenta pela LT 345 kV Furnas / Pimenta.	
		Energizar um dos circuitos da LT 345 kV Furnas / Poços de Caldas enviando tensão para a SE Poços de Caldas.	Após existência de fluxo de potência ativa na LT 345 kV Furnas / Pimenta.

Referência RT-RR,BR Rev 13

Figura 7.3 - Exemplo de uma instrução de operação de recomposição

## 7.2. SApReS - Definições Básicas

Algumas definições básicas foram necessárias durante o desenvolvimento do SApReS e serão destacadas a seguir neste item.

Equipamento de transmissão é a definição dada neste trabalho para as linhas de transmissão e transformadores e equipamento de apoio é a definição para os demais equipamentos, como unidades geradoras, equipamentos de manobras, reatores, capacitores e compensadores síncronos ou estáticos.

As siglas utilizadas na interface do SApReS para cada um dos tipos de equipamentos estão indicadas na tabela 7.1 [2].

Tabela 7.1 - Siglas de tipos de equipamentos

Siglas	Equipamentos	Siglas	Equipamentos
UG	unidade geradora	RTBR	reator de barra
LT	linha de transmissão	BC	capacitor
TR	transformador	CS	compensador síncrono
RTTR	reator de terciário de transformador	CE	compensador estático
RTLTL	reator de linha de transmissão	CH	chave seccionadora
DJ	Disjuntor		

Devido à característica modular do SApReS, os tipos diferentes de ações a serem executadas durante o processo de recomposição, são incorporados quando a necessidade aparece. No momento da redação deste trabalho, as ações implantadas podem ser de quatro tipos [2]. São elas:

- normalizar equipamento de transmissão;

- normalizar equipamento de apoio;
- atender requisito de valor analógico;
- abrir/fechar equipamento fechado/aberto.

A ação de normalizar um equipamento de transmissão indica ao usuário quais linhas de transmissão ou transformadores estão com todos os seus pré-requisitos de energização atendidos.

A ação de normalizar um equipamento de apoio indica ao usuário a existência de equipamentos desligados impedindo o restabelecimento de um equipamento de transmissão.

A ação de atender algum requisito de valor analógico indica ao usuário que ele deve tomar alguma ação para adequar uma grandeza do sistema elétrico ao valor requerido. Neste caso existe algum limite violado, máximo ou mínimo, que está impedindo a normalização de algum equipamento de transmissão.

A ação de abrir equipamento fechado indica para o usuário que existe algum equipamento que deve estar aberto para possibilitar a normalização de outro equipamento de transmissão.

A tabela 7.2 resume exemplos de todos os tipos de ações incorporadas ao SApReS no momento da preparação deste trabalho [2].

Tabela 7.2 - Tipos de ações do SApReS

Tipos	Ação
Equipamento de Transmissão	Fechar LTSTAD-STCH 1
	Fechar 1 circuito da LTSTAD-STIT
	Energizar o transformador AT01 ou o AT02 para o setor de 345 kV
	Energizar 1 transformador para o setor de 138 kV
	Fechar o lado de 138 kV do transformador energizado
	Energizar o transformador AT01 para o setor de 230 kV
Equipamento de Apoio	Sincronizar UG
	Ligar reator de terciário
	Ligar o reator RT04
	Fechar o reator de linha da LTUSMR-STAR 1
	Fechar o reator de linha de 1 circuito da LTUSMR-STAR
Requisito Analógico	A medida STAD_345_kV deve ser menor ou igual a 350 kV
	A medida STAD_AT01_AT_MW deve ser maior ou igual a 50 MW
	A medida STAD_500_kV deve ser menor que 550 kV
	A medida STAD_AT01_AT_MW deve ser maior que 50 MW
Abrir/Fechar Equipamento Aberto/Fechado	Abrir seccionadora SC9877

Para cada tipo acima, existe a possibilidade de acrescentar ao final da narrativa o texto "conforme IO ...".

### 7.3. SApReS - A Interface com o Usuário

O SApReS tem como tela principal a visualizada na figura 7.4. As telas desta ferramenta são divididas em partes, que a partir deste ponto são denominadas espaços. Basicamente nesta tela, o usuário escolhe qual o sistema cuja recomposição ele necessita do apoio do SApReS [2].

Como já descrito no item 4.9 deste trabalho, as instruções de operação referentes à recomposição do sistema elétrico são divididas em três tipos. A tela principal da ferramenta divide os sistemas incorporados nos mesmos três tipos, cada um em um espaço independente.

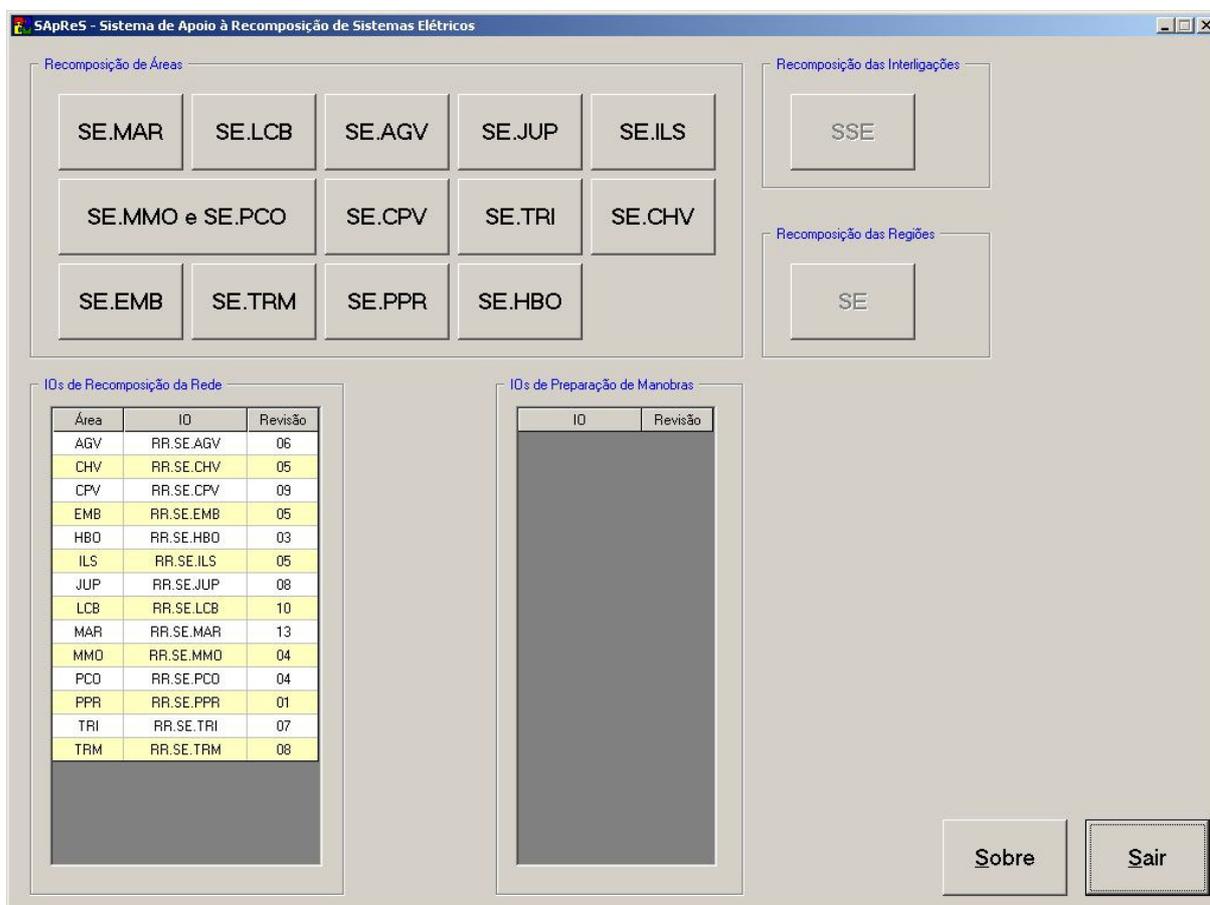


Figura 7.4 - Tela inicial do SApReS

No espaço "Recomposição de Áreas", o usuário seleciona a área de auto-restabelecimento cuja recomposição está sendo efetuada. No espaço "Recomposição das Regiões", o usuário seleciona qual a região cujas áreas de auto-restabelecimento serão interligadas. E no espaço "Recomposição das Interligações" o usuário seleciona quais regiões serão interligadas [2].

Os botões desabilitados na tela principal indicam que estes sistemas ainda não foram incorporados ao SApReS no momento da execução deste trabalho.

Em outros dois espaços, a tela inicial mostra quais instruções de operação foram utilizadas na definição das regras de normalização dos equipamentos, bem como qual a revisão do documento utilizado. Esta informação é importante para o usuário no sentido que ele não utilize o SApReS caso as regras tenham sido definidas em revisões anteriores das instruções de operação.

Os procedimentos operativos utilizados numa perturbação geral estão contidos nas Instruções de Operação de Recomposição da Rede. Já os procedimentos operativos das demais perturbações estão contidos nas Instruções de Operação de Preparação de Manobras (figura 7.4).

Nesta tela principal existe também o botão chamado "Sobre", que carrega a tela da figura 7.5, contendo informações sobre o programa.



Figura 7.5 - Tela sobre do SApReS

O usuário ao selecionar o sistema que o SApReS irá apoiá-lo durante a recomposição, clicando no botão específico, tem como tela de trabalho aquela da figura 7.6, que mostra como exemplo, a área de auto-restabelecimento Emborcação (EMB).

Da mesma forma que a tela principal, as telas de trabalho, uma para cada sistema, também são divididas em espaços.

Por filosofia, o SApReS foi desenvolvido para ser uma ferramenta de apoio ao responsável pela recomposição, não para substituí-lo. Portanto, o usuário deve interagir com esta ferramenta, na tela de trabalho, informando algumas condições iniciais importantes.

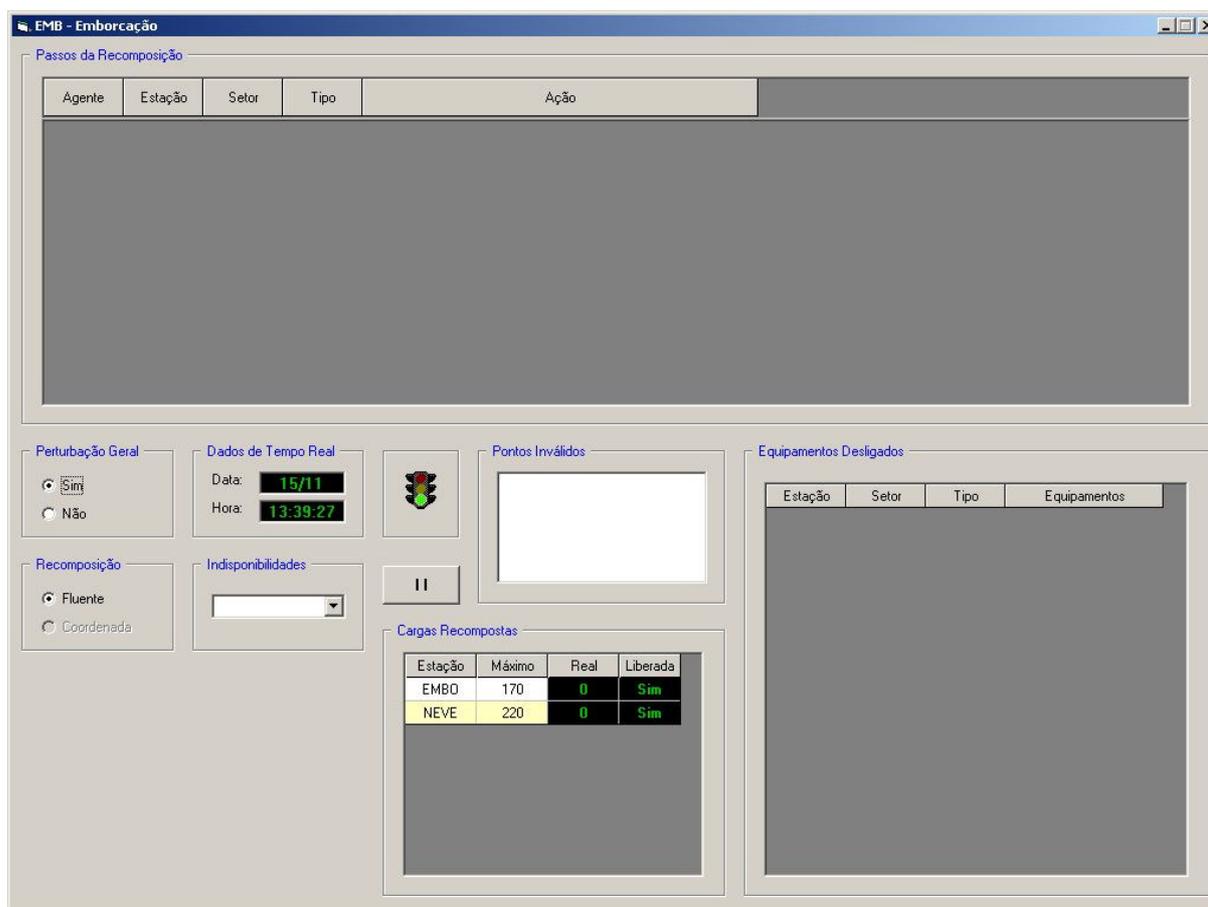


Figura 7.6 - Tela de trabalho da área EMB

Em primeiro lugar, o usuário informa ao aplicativo se a perturbação é considerada uma perturbação geral. Esta é uma informação de entrada importante e cabe ao usuário esta responsabilidade, já que não foi desenvolvido nenhum algoritmo para determinar o tipo de perturbação. O caso em que a perturbação não é considerada geral será abordado futuramente neste trabalho.

No caso em que a perturbação for considerada geral, o usuário deve informar se a fase da recomposição é a fase fluente ou a fase coordenada. Esta segunda informação é fornecida pelo usuário no espaço "Recomposição".

No caso da área EMB, demonstrada na figura 7.6, não existe fase coordenada na recomposição, portanto, esta aparece desabilitada para o usuário.

As instruções de operação de recomposição constantes do MPO podem trazer procedimentos alternativos para a indisponibilidade de equipamentos que são necessários para a fase fluente de recomposição.

Portanto, se a fase da recomposição for fluente, o usuário informa, no espaço "Indisponibilidades", se existe algum equipamento nesta situação, conforme figura 7.7. É importante salientar que neste espaço, só estão disponíveis para seleção, os equipamentos cujos procedimentos para sua indisponibilidade foram estudados e constam nas instruções de operação de recomposição.

Estação	Máximo	Real	Liberada
EMBO	170	0	Sim
NEVE	220	0	Sim

Figura 7.7 - Indisponibilidades previstas na área EMB

A figura 7.7 mostra as indisponibilidades previstas para a área de auto-restabelecimento EMB, que são a LT 500 kV Bom Despacho-Neves 2, a LT 500

KV Bom Despacho-São Gotardo, o reator 12 da SE Neves e o reator 19 da SE Bom Despacho.

A figura do "semáforo", quando na cor verde, indica se o SApReS está processando normalmente. Ele é executado em períodos de 5 segundos. Quando está interrompido, indicando o resultado do processamento inválido, o "semáforo" indica a cor vermelha. O usuário pode pausar a execução utilizando-se do botão de pausa ( | | ). Neste momento o SApReS congela o último resultado válido e o "semáforo" indica a cor amarela. O botão de retomada aparece ( > ), conforme figura 7.8, para que o usuário disponibilize a periodicidade de 5 segundos no processamento.

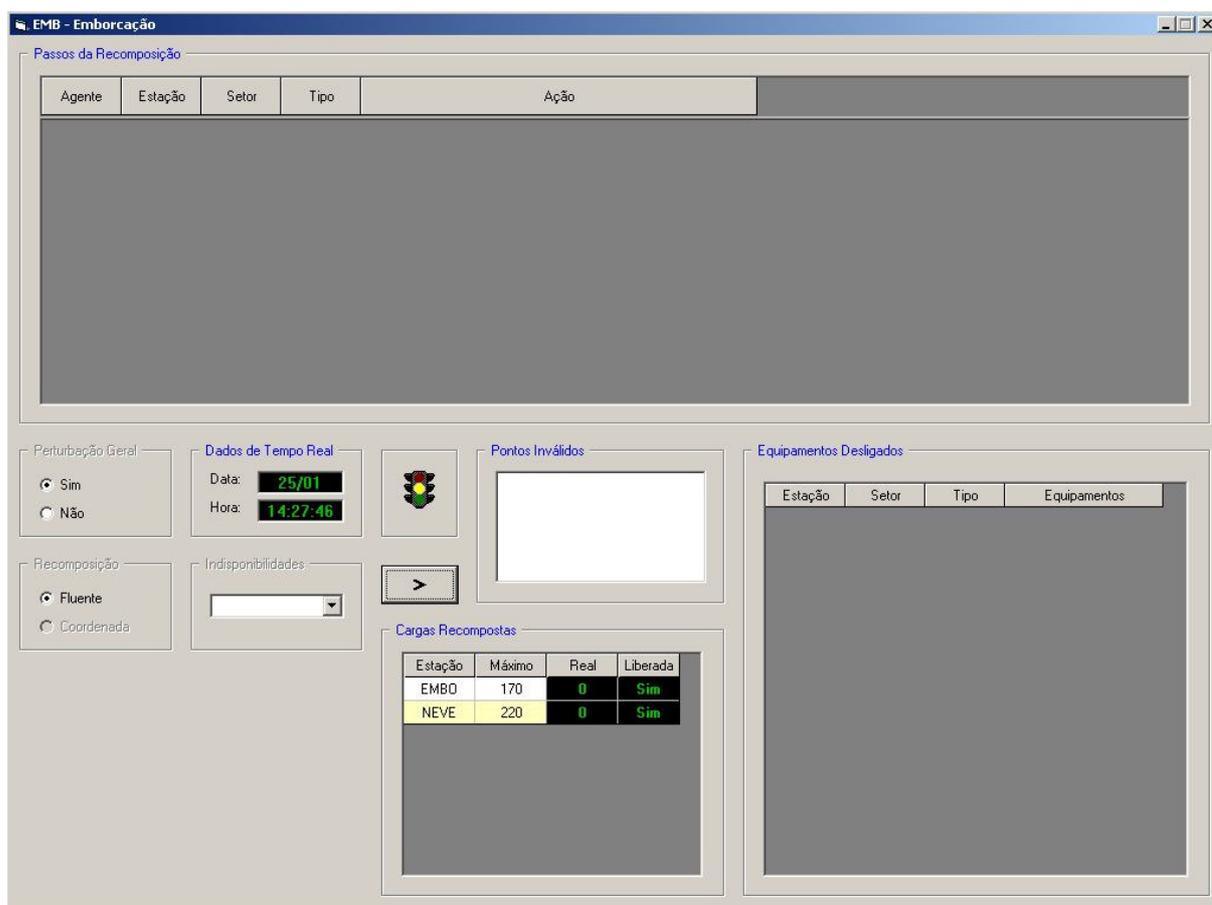


Figura 7.8 - Tela de trabalho da área EMB em pausa

O SApReS necessita de algumas informações de tempo real para seu processamento, como exemplo o estado de determinados equipamentos, as medidas de carregamento em equipamentos, as medidas de tensão de barramentos, entre outras.

Estas informações são adquiridas pelo SApReS diretamente no SSC do COSR-SE em intervalos de cinco segundos. Caso alguma destas informações esteja indisponível, o SApReS informa ao usuário no espaço "Pontos Inválidos" e o processamento é interrompido. Cabe ao usuário colocar manualmente no SSC a informação cuja supervisão está inválida e o SApReS retoma o processamento normal.

Um espaço meramente informativo ao usuário é o espaço "Equipamentos Desligados". Na figura 7.9, por exemplo, verifica-se a indicação dos equipamentos desligados na área EMB durante um determinado processo de recomposição.

Os equipamentos de transmissão são destacados por cores diferentes, fundo azul para o caso do equipamento ser uma linha de transmissão e fundo amarelo quando o equipamento é um transformador.

Os demais equipamentos, os equipamentos de apoio, não são destacados, ficando em fundo branco.

A alteração na cor do fundo da informação de equipamentos desligados tem o objetivo de melhorar a visualização por parte do usuário.

The screenshot displays the 'EMB - Emborcação' software interface. At the top, a table titled 'Passos da Recomposição' shows a single entry: Agente (CEMIG), Estação (EMBO), Setor (500), Tipo (LT), and Ação (Fechar LTEMBO-SGOT). Below this, there are several control panels: 'Perturbação Geral' with 'Sim' selected; 'Dados de Tempo Real' showing Date (15/11) and Time (14:37:34); 'Pontos Inválidos' with a traffic light icon; 'Equipamentos Desligados' with a table listing equipment; 'Recomposição' with 'Fluente' selected; 'Indisponibilidades' with a dropdown menu; and 'Cargas Recompostas' with a table showing load status for EMBO and NEVE.

Agente	Estação	Setor	Tipo	Ação
CEMIG	EMBO	500	LT	Fechar LTEMBO-SGOT

Estação	Setor	Tipo	Equipamentos
EMBO	500	LT	LTEMBO-SGOT
EMBO	500	UG	UG01
SGOT	500	LT	LTEMBO-SGOT
SGOT	500	TR	TR03
SGOT	345	TR	TR03

Estação	Máximo	Real	Liberada
EMBO	170	0	Sim
NEVE	220	0	Sim

Figura 7.9 - Tela de trabalho da área EMB com equipamentos desligados

Outro espaço informativo ao usuário é o "Cargas Recompostas", onde o SApReS informa quais são as cargas prioritárias da área, se esta carga já está liberada para normalização, qual o montante máximo de carga que pode ser recomposto durante a fase fluente e o valor que está recomposto no momento.

É importante destacar que neste espaço, a informação do montante máximo de carga só está disponível quando a fase fluente é selecionada, devido ao fato de que apenas nesta fase existe definição da carga máxima que os agentes de distribuição podem normalizar em um determinado barramento do sistema. Durante a fase coordenada, a liberação de restabelecimento de carga por parte dos operadores de sistema é feita de acordo com a folga de geração disponível.

Em algumas situações durante a recomposição, os operadores devem controlar uma determinada medida da rede dentro de uma faixa de operação. Esta faixa pode ser determinada a partir do valor de uma outra medida. A figura 7.10 indica no espaço "Medidas Controladas" que a medida "CALC AGV\_440\_KV" deve ser controlada entre 405 e 422. Estes limites foram definidos de acordo com o valor da medida de controle "CTEP AGV\_LTAGV\_RPR\_MW". O espaço "Medidas Controladas" só aparece na tela do SapReS quando pelo menos uma medida for definida na tabela "Controle de Medidas". O SApReS está configurado para controlar até duas medidas, situação máxima exigida até o momento. Quando a medida controlada está dentro da faixa configurada, ela fica na cor "verde". Caso a medida esteja fora da faixa, ela fica na cor "vermelha", conforme figura 7.10.

The screenshot displays the AGV - Água Vermelha control interface. At the top, there is a table for 'Passos da Recomposição' with columns: Agente, Estação, Setor, Tipo, and Ação. Below this, the interface is divided into several functional areas:

- Perturbação Geral:** Includes radio buttons for 'Sim' (selected) and 'Não'.
- Dados de Tempo Real:** Shows 'Data: 30/08' and 'Hora: 16:52'.
- Pontos Inválidos:** A panel with a traffic light icon and a list area.
- Equipamentos Desligados:** A table with columns: Estação, Setor, Tipo, and Equipamentos.
- Recomposição:** Includes radio buttons for 'Fluente' (selected) and 'Coordenada'.
- Indisponibilidades:** A panel with a dropdown menu.
- Medidas Controladas:** Shows control parameters: 'Medida de Controle: CTEP AGV\_LTAGV\_RPR\_MW' and 'Medida Controlada: CALC AGV\_440\_KV'. A small table below it shows:
 

Mínimo	Máximo	Valor
405	422	440,0
- Cargas Recompuestas:** A table showing real-time data for various stations:
 

Estação	Máximo	Real	Liberada
AGV	60	0	Sim
RPR	130	0	Sim
SBO	180	0	Sim
SUR	100	0	Sim

Figura 7.10 - Tela de trabalho da área AGV com medida controlada

O espaço principal da ferramenta SApReS é o espaço denominado "Passos da Recomposição". É nele que o usuário visualiza quais as ações que já estão disponíveis ou quais ações se fazem necessárias. Os tipos de ações possíveis já foram definidos no item anterior deste trabalho.

Quando a fase fluente é selecionada no espaço "Recomposição", as ações que são visualizadas no espaço "Passos da Recomposição" são aquelas realizadas pelos operadores das instalações sem a necessidade de coordenação com os centros de operação, conforme filosofia de recomposição atualmente adotada no sistema elétrico brasileiro. Neste caso, o usuário do SApReS apenas supervisiona se as ações estão sendo tomadas corretamente.

Quando a recomposição da área de auto-restabelecimento selecionada está na fase coordenada, a responsabilidade de tomada das ações de recomposição é do operador de sistema do ONS, portanto, ele deve se apoiar no SApReS para saber quais as ações que podem ser executadas.

Para cada ação que pode ser realizada, uma linha na tabela do espaço "Passos da Recomposição" é definida, conforme figura 7.9. Na linha em questão é destacado, além da ação, o agente que deve executar a ação, a estação e o setor onde a ação deverá ocorrer. É destacado também o tipo do equipamento quando a ação não tratar de atender requisito analógico e qual a ação propriamente dita a ser executada.

Pode ocorrer de mais de uma ação referente à normalização de equipamentos de transmissão ser indicada na tabela do espaço "Passos da Recomposição", conforme figura 7.11. Quando isto ocorre, não significa que estas ações devam

ser realizadas na ordem indicada, pois o SApReS indica, nestes casos, apenas os equipamentos que podem ser normalizados.

The screenshot displays the LCB - Luiz Carlos Barreto software interface. At the top, a window titled 'Passos da Recomposição' contains a table with the following data:

Agente	Estação	Setor	Tipo	Ação
CEMIG	JGUS	345	UG	Sincronizar UG
FURNAS	USLB	345	LT	Fechar LTJGUS-USLB
FURNAS	USLB	345	LT	Fechar LTUSLB-VGRA
FURNAS	USLB	345	LT	Fechar LTUSLB-USMM
FURNAS	USLB	345	LT	Fechar LTUSFU-USLB
CEMIG	VGRA	345	UG	Sincronizar UG

Below this table are several control panels:

- Perturbação Geral:** Radio buttons for 'Sim' (selected) and 'Não'.
- Dados de Tempo Real:** Displays 'Data: 26/01' and 'Hora: 11:47:46'.
- Pontos Inválidos:** A large empty rectangular area.
- Equipamentos Desligados:** A table listing equipment to be disconnected.
- Recomposição:** Radio buttons for 'Fluente' (selected) and 'Coordenada'.
- Indisponibilidades:** A dropdown menu.
- Cargas Recompostas:** A table showing load status.

The 'Equipamentos Desligados' table contains the following data:

Estação	Setor	Tipo	Equipamentos
BARR	345	LT	LTBARR-TAQU
BARR	345	LT	LTBARR-PIME
BARR	345	TR	TR02
BARR	345	TR	TR03
BARR	345	TR	TR04
BARR	345	TR	TR01
BARR	138	TR	TR04
BARR	138	TR	TR03
BARR	138	TR	TR02
BARR	138	TR	TR01
ITSE	345	LT	LTITSE-STIT 1
ITSE	345	LT	LTITSE-STIT 2
JGUS	345	LT	LTJGUS-USLB
JGUS	345	LT	LTJGUS-PIME 1
JGUS	345	LT	LTJGUS-PIME 2
JGUS	345	LT	LTJGUS-VGRA

The 'Cargas Recompostas' table contains the following data:

Estação	Máximo	Real	Liberada
BARR	180	0	Não
ITSE	85	0	Não
JGUS	100	0	Não
NOD	200	0	Não
NDR	150	0	Não
PIME	70	0	Não
STMD	100	0	Não
STPC	90	0	Não

Figura 7.11 - Tela de trabalho da área LCB com várias ações possíveis

Como citado anteriormente, o SApReS é uma ferramenta de apoio à recomposição, portanto, nos momentos onde duas ou mais ações são possíveis e/ou necessárias de serem realizadas, cabe ao usuário a responsabilidade de definir qual a melhor seqüência na tomada destas ações.

O desenvolvimento do SApReS foi baseado na idéia inicial de utilizar-se do mesmo somente no caso de perturbação geral. Porém, vislumbrou-se a possibilidade de utilização desta ferramenta para perturbações que não estão caracterizadas neste grupo.

Quando o usuário informa ao SApReS, através do espaço "Perturbação Geral", que não se configurou uma perturbação deste tipo, o SApReS atualiza o título do espaço "Passos da Recomposição" para "Condições de Energização" e altera os campos da tabela, conforme figura 7.12.

The screenshot shows the 'Condições de Energização' window. The main table is as follows:

Agente	Equipamentos	Sentido Normal			Sentido Inverso			Observações
		Estação	Limite	Real	Estação	Limite	Real	
CEMIG	LTJGUS-VGRA	VGRA			JGUS			Verificar condições na IO-PM.SE.3RG.
FURNAS	AT01	STMD	362	345,0	STMD	230	230,0	Valores para energização do segundo transformador, quando for o primeiro, verificar condições na IO-PM.SE.3SP.
FURNAS	LTUSLB-STPC 1	USLB	362	345,0	STPC	345	345,0	No sentido normal, preferencialmente, a tensão de energização deve ser igual a 345 kV. No sentido inverso, o paralelo FURNAS/CTEEP deve estar fechado.

Below the table, there are several control panels:

- Perturbação Geral:** Radio buttons for 'Sim' and 'Não' (selected).
- Dados de Tempo Real:** Date: 20/11, Hora: 18:24:14. Includes a traffic light icon.
- Pontos Inválidos:** An empty rectangular box.
- Equipamentos Desligados:** A table listing equipment:

Estação	Setor	Tipo	Equipamentos
JGUS	345	LT	LTJGUS-VGRA
STMD	345	TR	AT01
STMD	230	TR	AT01
STPC	345	LT	LTUSLB-STPC 1
USLB	345	LT	LTUSLB-STPC 1
VGRA	345	LT	LTJGUS-VGRA

Additional controls include 'Recomposição' (radio buttons for 'Fluente' and 'Coordenada'), 'Indisponibilidades' (a dropdown menu), and a pause button.

Figura 7.12 - Tela de trabalho da área LCB numa perturbação simples de três equipamentos

Nesta situação, o espaço "Cargas Recompuestas" perde o sentido e passa a não existir na tela (figura 7.12).

No exemplo da figura 7.12, o espaço "Equipamentos Desligados" indica três equipamentos, duas linhas de transmissão desligadas nos extremos e um transformador desligado no lado de alta tensão (345 kV) e no lado de baixa tensão (230 kV).

Na tabela do espaço "Condições de Energização", existem duas macro colunas, a "Sentido Normal" e a "Sentido Inverso".

No caso do equipamento ser uma linha de transmissão, a estação da macro coluna "Sentido Normal" é a estação que energiza a linha de transmissão no sentido preferencial de recomposição. Quando a normalização da linha de transmissão não é possível de ser realizada pelo sentido normal, é utilizado o sentido inverso, a partir da estação indicada na macro coluna "Sentido Inverso".

Em ambas as macro colunas, aparece o limite da tensão de energização e valor real desta tensão aquiritada diretamente do SSC. Existe também uma coluna de texto livre chamada "Observações".

No caso do equipamento ser um transformador, o raciocínio é análogo, considerando o "Sentido Normal" o lado preferencial de energização, e o "Sentido Inverso" o outro lado.

Esta formatação atende os procedimentos de restabelecimento da maioria dos equipamentos de transmissão, que basicamente depende apenas da tensão de energização.

Em algumas situações, aparecem outras verificações necessárias para o restabelecimento do equipamento além da verificação da tensão de energização. Este é o exemplo da normalização da LTUSLB-STPC 1 e do AT01 da SE STMO (figura 7.12). Estas verificações estão descritas na coluna "Observações".

Porém, em algumas situações, esta formatação não atende os procedimentos de restabelecimento. Neste caso, exemplo da LTJGUS-VGRA (figura 7.12), não é indicado o limite nem o valor real da tensão, e a coluna "Observações" sugere que sejam verificadas as condições na Instrução de Operação de Preparação de Manobra específica desta linha de transmissão (IO-PM.SE.3RG).

Para realizar a tarefa de recompor o sistema elétrico, a equipe de tempo real do COSR-SE possui, em seu sistema de supervisão e controle, telas que mostram, em tempo real, o estado dos equipamentos e as grandezas do sistema elétrico durante o processo de recomposição. Cada área de auto-restabelecimento possui uma tela específica. Portanto, o operador verifica na interface do SApReS as ações a serem tomadas e na tela do SSC a efetivação da mesma. A figura 7.13 é um retrato da tela referente à área LCB.

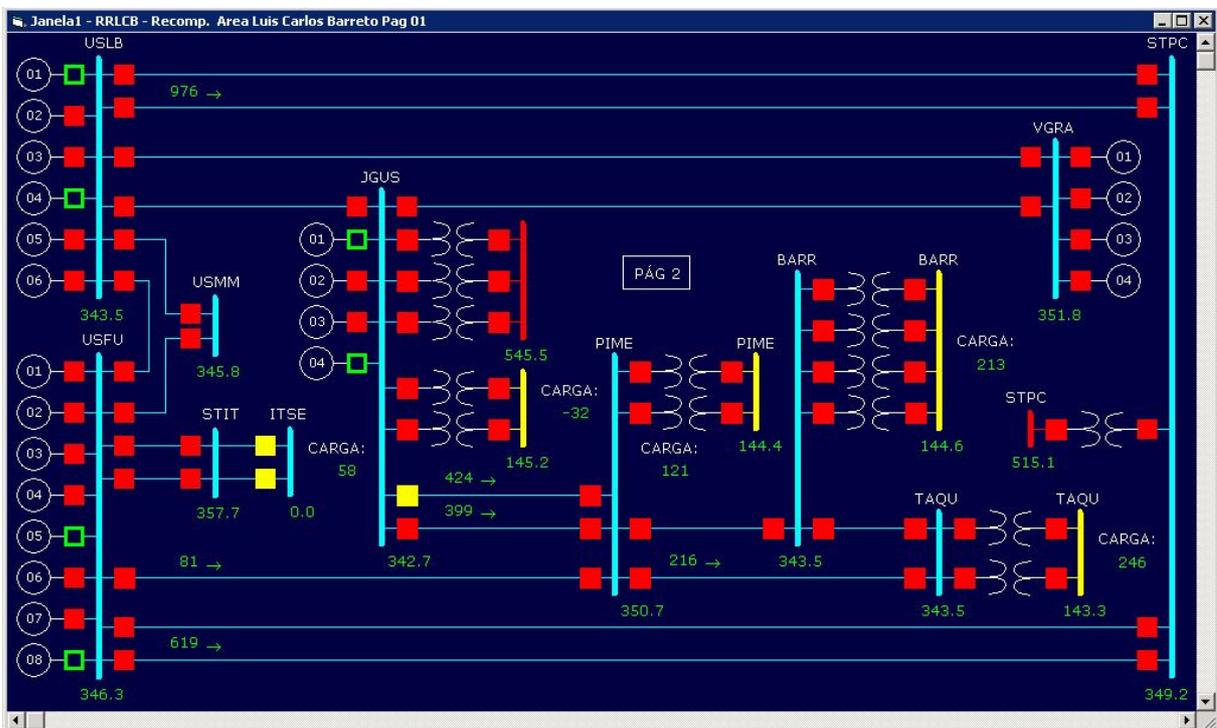


Figura 7.13 - Tela do SSC referente a área LCB

## 7.4. SApReS - Estrutura e Principais Algoritmos

O diagrama da figura 7.14 mostra a estrutura funcional do SApReS [2].

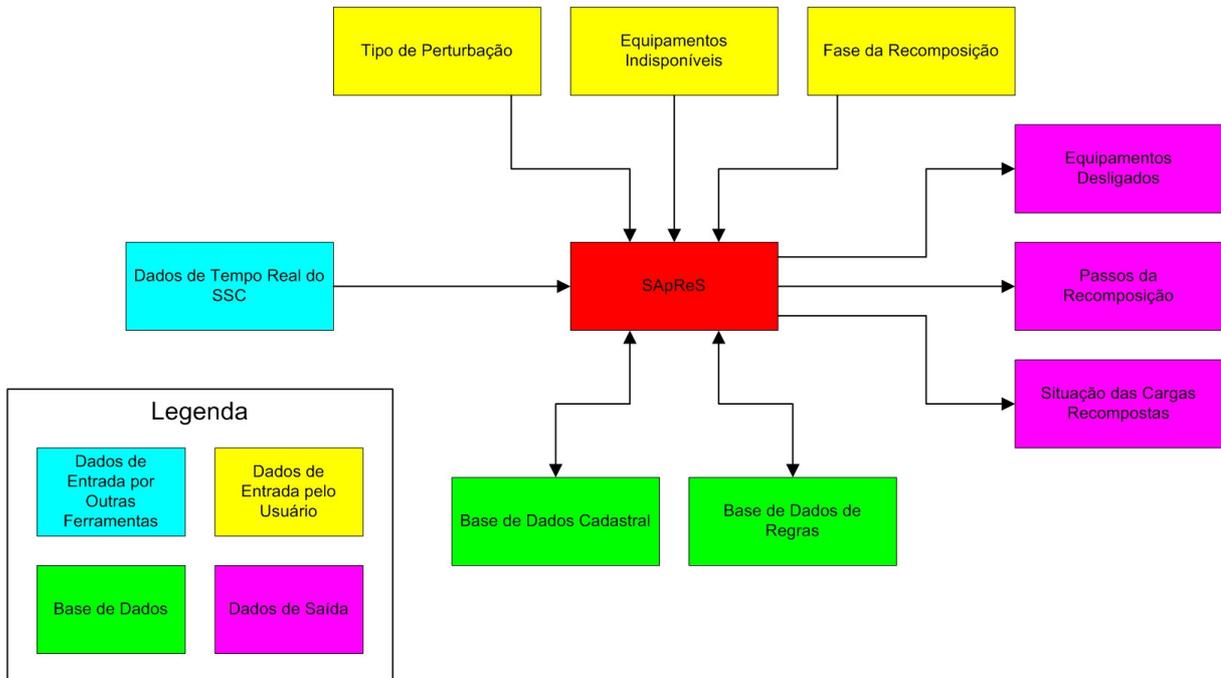


Figura 7.14 - Estrutura funcional do SApReS

A entrada de dados necessária ao SApRes é classificada quanto à sua origem. Ela pode ser de dois tipos distintos [2]. São eles:

- dados de entrada pelo usuário;
- dados de entrada por outras ferramentas.

Como dados que são alimentados pelo próprio usuário destaca-se o tipo de perturbação, se geral ou não, os equipamentos indisponíveis, se for o caso, e em qual fase da recomposição o sistema se encontra.

Como dados que são fornecidos por outras ferramentas destacam-se os dados de tempo real provenientes do SSC.

Para o SApReS executar, ele necessita de dois tipos de base de dados. No início do desenvolvimento foi escolhido o aplicativo ACCESS 2000, da Microsoft, para configuração destas bases de dados, devido a sua disponibilidade e por ser de fácil utilização. Porém, esta escolha seria reavaliada se o tempo de acesso a estas bases estivesse impactando no desempenho do SApReS. Este fato não se concretizou durante o desenvolvimento e testes, portanto, as bases de dados continuam sendo definidas utilizando este aplicativo.

O primeiro tipo de base de dados é o da base de dados cadastrais, que contém informações básicas para a execução do programa SApReS. Esta base de dados é composta por um único arquivo com várias tabelas, como é verificado no lado esquerdo da figura 7.15.

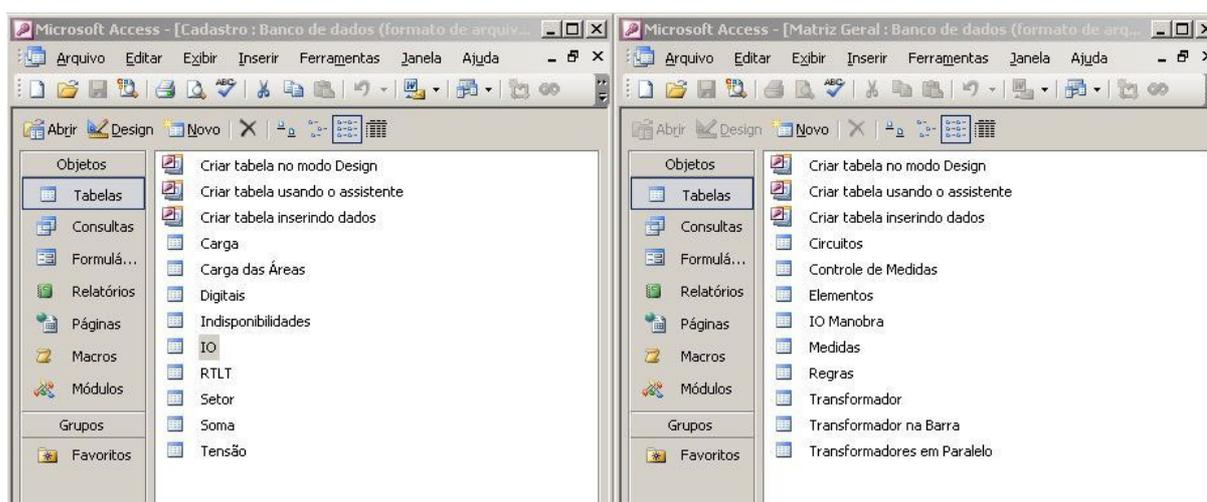


Figura 7.15 - Tabelas das bases de dados

A primeira tabela chamada "Carga" contém as informações necessárias para o preenchimento da tabela do espaço "Cargas Recompostas" da área de trabalho da

ferramenta. Nesta tabela são configuradas informações quando a definição das cargas prioritárias é feita por estação. As informações como a estação, a carga máxima e as regras para determinar se as mesmas estão liberadas ou não para o restabelecimento estão contidas nesta tabela.

A tabela chamada "Carga das Áreas" também contém informações necessárias para o preenchimento da tabela do espaço "Cargas Recompostas". Nela são configuradas informações quando a definição das cargas prioritárias não é feita por estação, isto é, é definido o montante de carga máxima para a área de auto-restabelecimento, não importando em qual estação a carga será recomposta.

Outra tabela, chamada "Digitais", contém os dados dos pontos digitais adquiridos do SSC. Estes pontos digitais traduzem o estado ligado ou desligado de um determinado equipamento. Uma linha de transmissão, por exemplo, possui dois pontos digitais, uma para cada extremo, isto é, o SApReS identifica qual o estado de cada terminal da linha de transmissão. Um transformador também possui dois pontos digitais, um para o lado de alta tensão e outro para o lado de baixa tensão. Para cada ponto digital é definido na tabela dados como a estação, o setor, o tipo, o proprietário e o equipamento.

Na tabela "Indisponibilidades" são cadastradas, para cada área de auto-restabelecimento, as indisponibilidades de equipamentos cujos procedimentos estão incorporados no SApReS no espaço "Indisponibilidades" da tela de trabalho.

Na tabela "IO" são cadastradas as instruções de operação utilizadas para definição das regras bem como suas revisões. Estas informações são disponibilizadas ao usuário na tela principal do SApReS.

Na tabela "RTL" são cadastrados, para cada terminal de linha de transmissão que possui reator, qual o ponto digital referente ao mesmo. Esta informação é relevante, pois existem linhas de transmissão que só podem ser energizadas com seu reator presente.

A tabela "Setor" é configurada para o SapReS identificar a fonte dos dados do sistema elétrico. Esta fonte pode ser os dados de tempo real do sistema elétrico ou dados de um simulador. O objetivo de receber os dados do sistema elétrico de um simulador é descrito no item 7.5 deste trabalho.

As duas últimas tabelas, chamadas de "Soma" e "Tensão", contém os dados dos pontos analógicos aquisitados do SSC. Na primeira, são cadastrados os pontos analógicos somados no SSC e importantes para a recomposição, como por exemplo, o somatório do fluxo de potência ativa para uma determinada instalação. Na segunda, são cadastradas as medidas de tensão de todos os setores de cada instalação. Estas informações são utilizadas, por exemplo, quando uma linha de transmissão possui um limite máximo de tensão de energização.

Todos os pontos analógicos e digitais, cadastrados nas suas respectivas tabelas, possuem a identificação de um endereço para a interface com o SSC do COSR-SE. Esta interface atualiza os dados para o SApReS em intervalos de cinco segundos. Este tempo foi definido já que o SApReS utiliza os dados de saída do

configurador de estado dos equipamentos. Este configurador roda a cada cinco segundos no SSC e determina, por exemplo, o estado de um terminal de linha de transmissão, de um lado de transformador, ou outro equipamento qualquer, através da análise de suas chaves seccionadoras e disjuntores.

O segundo tipo de base de dados é o da base de dados das regras definidas nos estudos elétricos e disponibilizada nas instruções de operação do MPO. Esta base de dados é composta por vários arquivos com a mesma estrutura. Um para a fase fluente de cada área, um para a fase coordenada de cada área e um para cada indisponibilidade de equipamento prevista no SApReS. Estes arquivos estão estruturados também em várias tabelas, como é verificado no lado direito da figura 7.15.

Nas tabelas "Regras", "Elementos" e "Medidas" são cadastradas as regras de recomposição utilizadas pelo SApReS. Em cada tabela são definidas regras somente para os pontos digitais dos equipamentos de transmissão.

Na tabela "Regras" as regras definidas são em função de pontos digitais de equipamentos de transmissão, já na tabela "Elementos", são definidas regras em função de pontos digitais de equipamentos de apoio. Nestas tabelas, a estrutura de definição das regras é a mesma utilizada no SATR, conforme citado no item 7.1 deste trabalho.

Na tabela "Medidas" são definidas regras quando alguma medida é necessária antes de se restabelecer um equipamento de transmissão. Estas medidas podem ser do tipo atender algum limite de uma grandeza analógica ou abrir algum outro equipamento.

Na tabela "Circuitos" são cadastradas as linhas de transmissão que possuem vários circuitos, e que nos procedimentos de recomposição não é definido qual o primeiro circuito a ser energizado. Na tabela de tipos de ações do item 7.2 tem-se o exemplo para esta situação, "Fechar 1 circuito da LTSTAD-STIT".

Na tabela "IO Manobra" é cadastrado, quando necessário, para um determinado ponto digital, o número da IO que aparecerá no espaço "Passos da Recomposição" após a apresentação da ação referente a este ponto digital, conforme já destacado no item 7.2.

Existem três tabelas referentes a transformadores que foram sendo criadas durante o desenvolvimento quando do surgimento da necessidade. Quando numa determinada instalação aparece, por exemplo, o procedimento do tipo "normalizar um dos transformadores do setor de 500 kV para o setor de 345 kV", é definida normalmente nas tabelas "Regras" e/ou "Elementos", a regra de normalização de cada um destes transformadores. Neste caso aparecerá, no espaço "Passos da Recomposição", uma ação do tipo "Energizar 1 transformador para o setor de 345 kV".

Porém, existem outros tipos de procedimentos diferentes quando uma instalação possui mais de um transformador de um setor para outro. Nestes casos é necessário cadastrar em uma das três tabelas, os pontos digitais dos transformadores conforme o caso.

Quando numa instalação existe um grupo de transformadores em paralelo, e é definido um dos transformadores para ser energizado, além do cadastro da regra nas tabelas "Regras" e/ou "Elementos", é necessário o cadastro do ponto

digital referente a este transformador na tabela "Transformador". Neste caso aparecerá, no espaço "Passos da Recomposição", uma ação do tipo "Energizar o transformador AT01 para o setor de 345 kV".

Quando neste tipo de instalação, são definidos dois transformadores para que um deles seja energizado, além do cadastro da regra nas tabelas "Regras" e/ou "Elementos", é necessário o cadastro do ponto digital referente a este transformador na tabela "Transformador em Paralelo". Neste caso aparecerá, no espaço "Passos da Recomposição", uma ação do tipo "Energizar o transformador AT01 ou o AT02 para o setor de 345 kV".

Existem no sistema elétrico transformadores ligados diretamente à barra, portanto, ao ser energizada a barra, energiza-se também o transformador. Neste caso, além do cadastro da regra nas tabelas "Regras" e/ou "Elementos", é necessário o cadastro do ponto digital referente ao outro lado do transformador na tabela "Transformador na Barra" e aparecerá, no espaço "Passos da Recomposição", uma ação do tipo "Fechar o lado de 345 kV do transformador energizado".

A tabela "Controle de Medidas" deve ser configurada quando durante a recomposição alguma medida deve ser controlada dependendo ou não de uma medida de controle. O SApReS está configurado para controlar até duas medidas, situação máxima exigida até o momento.

Como dados de saída o SApReS possui: a relação de equipamentos desligados (espaço "Equipamentos Desligados"), a situação das cargas recompostas (espaço

"Cargas Recompuestas") e ações de recomposição disponíveis (espaço "Passos da Recomposição").

A figura 7.16 destaca o algoritmo básico do SApReS quando uma perturbação geral é selecionada pelo usuário. Ele mostra basicamente que o processamento do SApReS, nesta situação, é dividido em três partes.

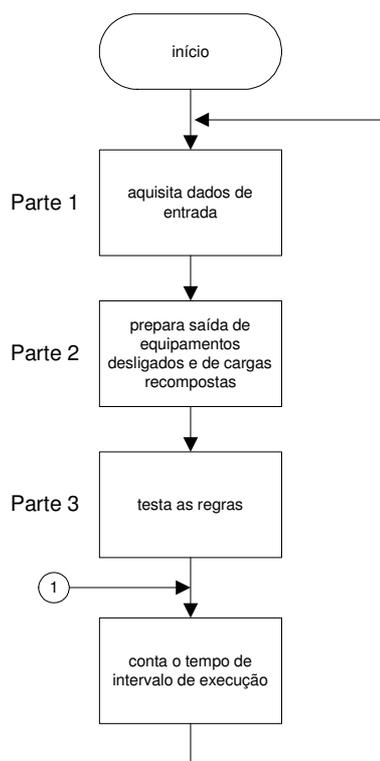


Figura 7.16 - Algoritmo básico do SApReS

No final de cada ciclo de execução, isto é, após a execução das três partes, o SApReS conta o tempo de intervalo entre um processamento e outro que está ajustado em cinco segundos devido a ser esta a periodicidade de atualização dos dados oriundos do SSC do COSR-SE.

A parte 1 é a rotina que aquisição os dados iniciais, isto é, os dados de tempo real do SSC e as entradas realizadas pelo usuário. Esta rotina processa estas

informações e define o arquivo da base de dados com as regras que serão utilizadas. O algoritmo detalhado desta rotina é destacado na figura 7.17.

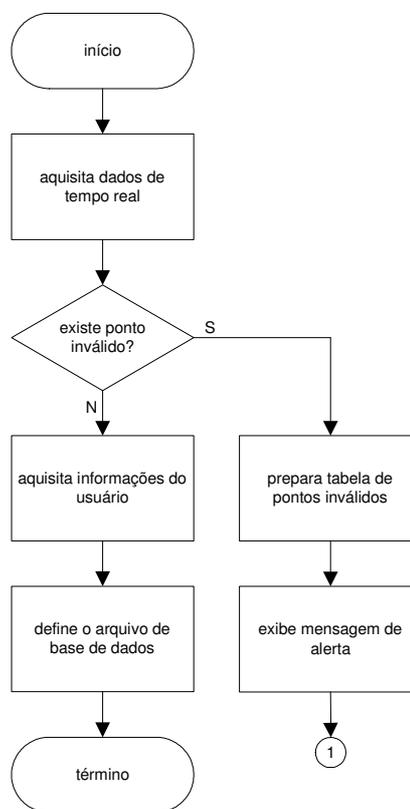


Figura 7.17 - Algoritmo detalhado do SapReS - Parte 1

Após adquirir os dados de tempo real relativos à área selecionada, o SApReS testa se algum destes dados está inválido. Se existir alguma informação inválida, ela é informada no espaço "Pontos Inválidos" e é exibida uma mensagem de alerta ao usuário. Neste caso cabe ao mesmo simular a informação no SSC para que o SApReS, na próxima execução, utilize a informação manual, que para ele é considerada válida. Se não existir nenhuma informação inválida, o SApReS define o arquivo da base de dados de regras de acordo com a fase da recomposição determinada pelo usuário no espaço "Recomposição" e se alguma indisponibilidade foi definida no espaço "Indisponibilidades".

A parte 2 é a rotina que monta as saídas da ferramenta, disponibilizadas nos espaços "Equipamentos Desligados" e "Cargas Recompuestas". Esta parte é bastante simples, portanto, não existe a necessidade de um algoritmo detalhado.

A parte 3, a mais importante, é a rotina que testa as regras dos equipamentos desligados e monta a saída das ações de recomposição disponíveis no espaço "Passos da Recomposição". O algoritmo detalhado desta rotina é destacado na figura 7.18.

Esta rotina testa as regras de todos os equipamentos de transmissão desligados. Primeiro são testadas as regras da tabela "Regras". Se estas regras não estiverem atendidas significa que algum outro equipamento de transmissão tem que estar previamente recomposto. Se as regras estiverem atendidas são testadas as regras das tabelas "Elementos" e "Medidas". Se as regras destas tabelas também estiverem atendidas, significa que o equipamento de transmissão em questão pode ser recomposto e sua ação de normalização é registrada no espaço "Passos da Recomposição". Se as regras de alguma destas tabelas não forem atendidas, é gerada a ação correspondente no espaço "Passos da Recomposição". Se as regras não atendidas forem referentes à tabela "Elementos", significa que algum equipamento de apoio está impedindo o restabelecimento, e se forem referentes à tabela "Medidas", significa que alguma medida precisa ser tomada.

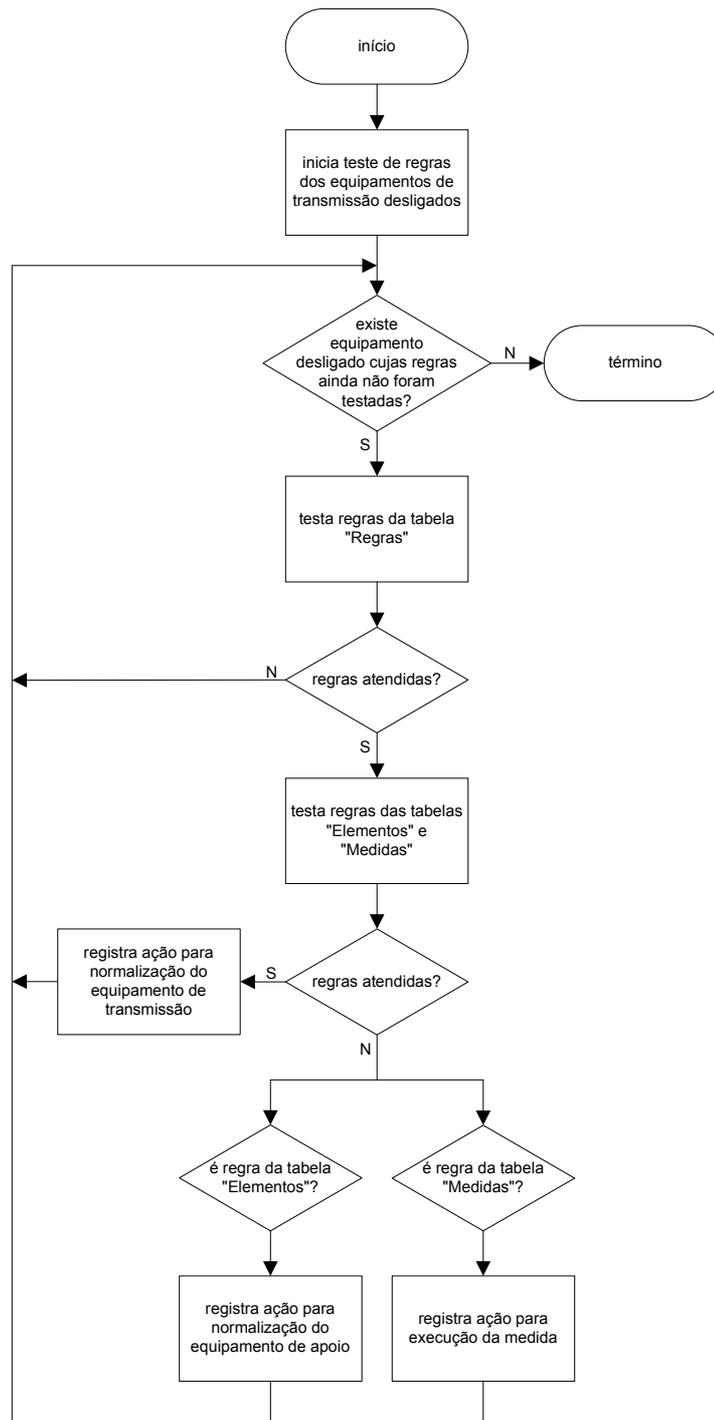


Figura 7.18 - Algoritmo detalhado do SapReS - Parte 3

Todas as rotinas do SApReS, bem como sua interface com o usuário foram desenvolvidas utilizando a linguagem de programação VISUAL BASIC 6.0 da Microsoft.

## 7.5. SApReS - Testes Realizados

Foi necessária a realização de testes iniciais para disponibilizar o SApReS para utilização em tempo real. Estes testes tiveram como principal alvo os algoritmos utilizados na ferramenta e sua interface. Para tal, foi necessário o desenvolvimento de um simulador de dados de tempo real [2].

Este simulador alimenta o SApReS com o intuito de produzir as ocorrências e sua normalização, substituindo os dados de tempo real oriundos do SSC do COSR-SE. A figura 7.19 mostra a tela deste simulador para a área de auto-restabelecimento Emborcação (EMB).

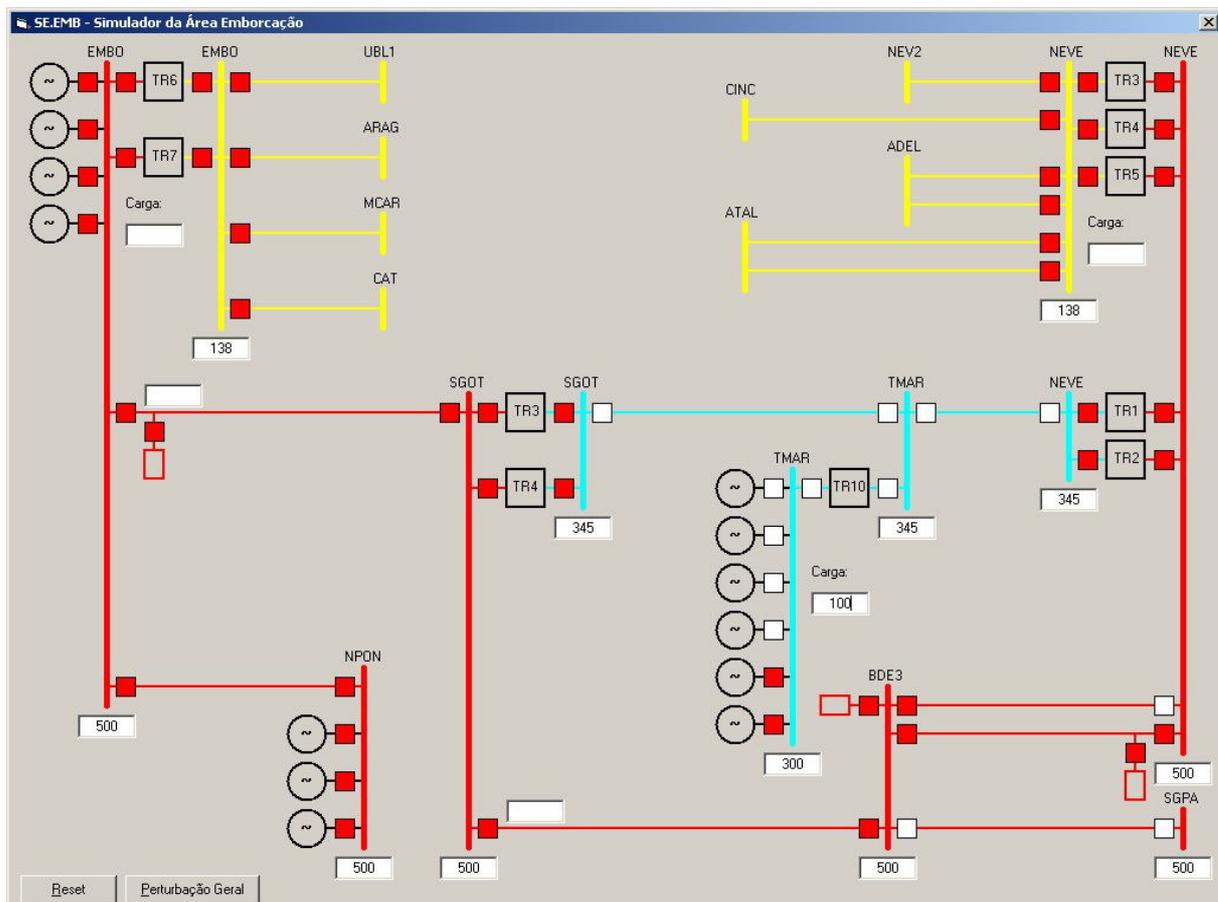


Figura 7.19 - Simulador de dados de tempo real para a área EMB

Neste simulador o usuário define o estado de cada equipamento, se ligado ou não, bem como todas as informações de medidas necessárias para a recomposição, por exemplo, tensão nas barras ou fluxo de potência ativa em um determinado equipamento.

As telas de cada área de auto-restabelecimento no simulador possuem o botão "Reset" que monta um sistema completo com as medidas em seus valores nominais. O botão "Perturbação Geral", como o próprio nome já diz, gera a perturbação, desligando todos os equipamentos e fazendo com que as medidas fiquem nulas.

A atualização das regras de recomposição quando de revisão nas Instruções de Operação de Recomposição da Rede é feita durante a preparação da revisão. A equipe de Normatização do COSR-SE disponibiliza a minuta do novo documento, as alterações são implantadas na base de dados e passam a vigorar junto com a nova revisão da instrução de operação.

Após a implementação da base de dados de regras para uma determinada área de auto-restabelecimento, a equipe de Normatização do COSR-SE realiza a validação da base de regras para então ser disponibilizada na sala de controle, utilizando o mesmo simulador de dados de tempo real.

## 7.6. SApReS - Estágio Atual

O SApReS foi disponibilizado na sala de controle do COSR-SE em julho de 2005 com as áreas de auto-restabelecimento de Luiz Carlos Barreto (LCB), de Mascarenhas de Moraes (MMO) e de Porto Colômbia (PCO) implantadas.

Em novembro de 2006, foram disponibilizadas as áreas de auto-restabelecimento de Marimondo (MAR), de Três Marias (TRM) e de Emborcação (EMB).

Durante os anos de 2008 e 2009 foram incorporadas ao SApReS todas as demais áreas de auto-restabelecimento de responsabilidade do COSR-SE.

Por último, serão incorporados à ferramenta, os procedimentos de interligação entre as áreas de auto-restabelecimento e de recomposição da interligação entre as regiões Sul e Sudeste do país.

No momento da preparação deste trabalho, a parte da ferramenta utilizada, quando não é configurada uma perturbação geral, não foi liberada para utilização da equipe de tempo real. Ela está em fase de divulgação aos envolvidos para uma análise da sua funcionalidade. O principal obstáculo a ser vencido é a questão de atualização das condições de energização. As Instruções de Operação de Preparação de Manobras são revisadas numa periodicidade menor que as Instruções de Operação de Recomposição da Rede.

## 7.7. SApReS - Ferramenta para Treinamento

Com o desenvolvimento do simulador de dados de tempo real para testes do SApReS, conforme descrito no item 7.5, vislumbrou-se uma utilização bastante interessante para esta ferramenta. Passou-se a utilizá-la durante o treinamento dos operadores nos procedimentos de recomposição apresentados no item 6.4.

Na fase atual do SApReS, quando utilizado nas simulações utilizando o OTS, é necessário que um operador interaja com o simulador de dados de tempo real, atualizando esta ferramenta com a situação dos equipamentos durante a simulação, para que o SApReS possa ajudá-lo durante o treinamento. Um próximo desenvolvimento é fazer com que o SApReS adquira os dados da rede diretamente da base de dados do OTS.

Uma experiência interessante da utilização do SApReS junto com o OTS está descrita na referência [43]. Durante o treinamento de um operador nas áreas de recomposição Água Vermelha (AGV) e Emborcação (EMB), mediu-se a atuação deste profissional com e sem a ajuda do SApReS. Os seguintes aspectos foram avaliados:

- falha de entendimento do sistema ou das instruções de operação;
- tempo de duração da recomposição;
- erro de manobras.

Os resultados obtidos com a utilização integrada do SApReS descritos na referência [43] foram:

- redução no tempo de recomposição, principalmente na área EMB, pois demanda maior interação com as instruções de operação por possuir fases fluente e coordenada;
- as falhas de entendimento foram reduzidas a zero;
- ocorrência de apenas um erro de manobra.

Conclui-se que a grande complexidade do processo de recomposição e o dimensionamento do quadro de profissionais envolvidos com a operação em tempo real demandam a utilização de ferramentas avançadas tanto para treinamento quanto para auxílio destas equipes durante a operação real.

Conclui-se também que as ferramentas utilizadas para treinamento preparam adequadamente a equipe. Um simulador de tempo real, como o OTS utilizado no COSR-SE, inserido em um ambiente próximo do real é a ferramenta mais adequada para treinamento de operadores, permitindo que haja a dinâmica adequada para o devido condicionamento do profissional. Desta maneira se tem a oportunidade de vivenciar situações raras e obter o devido preparo técnico.

Ferramentas como o SApReS apóiam os operadores nas tomadas de decisões durante o processo de recomposição, melhorando a performance dos mesmos, reduzindo o tempo de recomposição, tanto em ambiente de treinamento, quanto em situações reais.

## 8. CONCLUSÕES

Sistemas elétricos de potência devem estar preparados para qualquer evento que interrompa o fornecimento de energia aos consumidores, através do desenvolvimento de procedimentos atualizados, de fácil acesso e de fácil entendimento, que auxilie os operadores a realizarem uma recomposição rápida e ordenada do sistema elétrico de potência afetado, diminuindo assim, o impacto aos consumidores.

A evolução do sistema elétrico brasileiro, ocorrida na segunda metade do século XX, trouxe como consequência um aumento das interligações no sistema, e com isso, passou a ser bastante comum que os distúrbios originados em uma empresa afetassem as demais. Nesta época, a maioria das empresas de energia elétrica utilizava ações de recomposição que eram comandadas pelos seus centros de operação, tanto em desligamentos simples de apenas um equipamento, quanto em casos de perturbações envolvendo vários equipamentos.

Este procedimento centralizado nos centros de operação, levava a uma demora nas normalizações de grande porte, já que nestas situações era elevado o número das chamadas telefônicas das instalações para os centros de operação bem como o número de manobras comandadas pelos mesmos.

Após os blecautes de 1984 e 1985, uma nova filosofia de recomposição, implantada gradativamente pelas empresas do sistema elétrico brasileiro, transferiu uma grande responsabilidade aos operadores de instalação, que passaram a ter um papel importante com a descentralização dos procedimentos de recomposição na fase fluente do processo de recomposição.

Houve também uma redução significativa no fluxo de comunicações entre as instalações e os centros de operação das empresas, permitindo aos operadores destes centros se dedicarem à supervisão das ações tomadas pelas instalações durante a fase fluente da recomposição, atuando apenas quando de dificuldades, indisponibilidade de equipamentos ou situações não previstas.

A análise comparativa realizada neste trabalho entre os blecautes de 1985 e o blecaute de 2002, principalmente no número de linhas de transmissão recompostas por minuto em cada um, mostra claramente a evolução da agilidade e segurança na recomposição do sistema elétrico após grandes perturbações, graças principalmente aos procedimentos desenvolvidos e implantados a partir da proposta de 1989.

É importante observar e reconhecer que juntamente com a evolução do sistema elétrico ocorreram avanços também nas áreas de telecomunicações e de supervisão e controle. Estes fatores, juntamente com a evolução dos procedimentos de recomposição, contribuíram significativamente no sentido de melhorar os tempos gastos na recomposição do sistema após grandes perturbações.

Entretanto, a recomposição do sistema brasileiro após grandes perturbações é um processo bastante complexo, envolvendo uma série de manobras e ações de controle. Ela tem seu início com os procedimentos de partida de unidades geradoras, religamento de equipamentos e reestruturação do sistema de transmissão, com o objetivo de atender as cargas prioritárias da rede, sempre obedecendo a critérios previamente estipulados, salvaguardando os equipamentos envolvidos.

Além disso, para que o processo de recomposição dos sistemas elétricos de potência seja realizado de forma eficiente ele deve estar apoiado em três pilares importantes, os equipamentos, os procedimentos e as pessoas. Os equipamentos, devem estar disponíveis para a normalização, os procedimentos, devem ser de rápido acesso e de fácil entendimento e as pessoas devem estar exaustivamente treinadas.

Devido à importância da atividade de recomposição da rede após perturbações, qualquer iniciativa na melhoria do processo, atingindo os equipamentos, os procedimentos ou as pessoas, é de suma importância, já que a busca pela excelência trará conseqüências na melhora da qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica exigida pela sociedade.

Este trabalho mostrou o desenvolvimento de um aplicativo gráfico capaz de representar a rede a ser recomposta durante o treinamento, incorporando as regras de recomposição.

A principal evolução incorporada ao treinamento com esta ferramenta foi a facilidade do treinando em acompanhar graficamente o estudo dos procedimentos de recomposição. Anteriormente, este treinamento era desenvolvido apenas com a leitura dos documentos normativos.

Para as áreas em que a quantidade de equipamentos a serem recompostos é significativa e/ou áreas bastante malhadas, o treinando normalmente perdia, durante a leitura do procedimento, a noção do estado da recomposição, tendo que voltar em seu estudo. Com a visualização gráfica imposta pelo aplicativo, este problema foi totalmente mitigado.

As regras de recomposição foram incorporadas ao aplicativo através de um cadastro num banco de dados simples, do tipo "ACCESS" da Microsoft. A estrutura das regras desenvolvida permite qualquer combinação. Mostra-se que com esta estrutura é possível implantar as regras de normalização do processo de recomposição de um sistema elétrico de grande porte como o brasileiro.

O sistema de regras desenvolvido permite, facilmente, a manutenção da ferramenta quando de alterações nos procedimentos de recomposição contido nas instruções de operação. O fato de ser utilizado um banco de dados para cadastro das regras, permite que não haja necessidade de alteração no código fonte do programa para alterações na seqüência de normalização. Alterações no código fonte só são necessárias quando de inclusão de novos equipamentos e/ou novas áreas de auto-restabelecimento.

Separadamente ou incorporado a um simulador de tempo real, o aplicativo está sendo utilizado nos treinamentos do COSR-SE, trazendo melhorias como o aumento do engajamento dos treinandos, aumento da dinâmica do treinamento, melhoria na manutenção dos conceitos e diretivas do processo de recomposição, entre outras.

O trabalho também propôs uma ferramenta de tempo real de auxílio aos operadores durante o processo de recomposição do sistema.

Com base em um sistema especialista, a ferramenta computacional proposta mostrou ser capaz de apoiar os operadores durante as etapas do processo de recomposição, indicando aos mesmos a evolução do restabelecimento das cargas, e do sistema afetado.

Como destaque, acredita-se que a ferramenta apresente três aspectos importantes:

- ser uma ferramenta modular, isto é, novos tipos de procedimentos de recomposição são facilmente incorporados à medida que novos estudos sejam feitos;
- conter uma base de informação bem definida para as regras de recomposição;
- utilizar a estrutura de definição das regras do aplicativo de treinamento também proposto neste trabalho, facilitando a manutenção do banco de dados quando de alterações nos procedimentos de recomposição.

Com foco na praticidade e utilização em tempo real, a ferramenta foi desenvolvida para ser utilizada em conjunto com telas do SSC apresentando para os operadores a topologia da rede durante o processo de recomposição do sistema.

Atualmente esta ferramenta vem sendo utilizada no treinamento dos operadores durante a leitura dos procedimentos de recomposição.

## 9. SUGESTÕES PARA DESENVOLVIMENTO FUTURO

O item 4.8 deste trabalho é uma tentativa de comparação entre as grandes perturbações de 1985 e de 2002 e de seus processos de recomposição. Nele se propôs alguns indicadores para tal comparação.

Os indicadores propostos para o processo de recomposição, foram uma tentativa de se comparar este processo entre estas ocorrências separadas por cerca de 17 anos. Estes resultados devem ser utilizados com bastante cuidado, pois alguns aspectos importantes não foram levados em consideração.

Por exemplo, o indicador "linhas de transmissão recompostas por minuto" foi calculado simplesmente dividindo o número de linhas de transmissão desligadas pelo tempo total de recomposição. Ele poderia ser calculado, por exemplo, para cada área de auto-restabelecimento, desconsiderando o tempo de recomposição do número mínimo de unidades geradoras.

O ONS possui uma rotina operacional em seu MPO para obtenção, registro e divulgação de dados e informações sobre ocorrências no SIN. Nela é estabelecido que o ONS, com os dados informados pelos agentes do setor, emite o Boletim de Interrupção de Suprimento de Energia (BISE).

Este boletim é utilizado para a divulgação do Grau de Impacto da Interrupção de Energia (GIE), conforme critérios definidos e metodologia própria que permite, com clareza, avaliar a gravidade de um evento intempestivo que tenha resultado em interrupção de suprimento de energia no SIN. O GIE é calculado levando em consideração cinco fatores, são eles: total de carga interrompida, tempo de

interrupção, horário do evento, abrangência e população afetada. Dependendo da escala deste indicador, a ocorrência é caracterizada desde um distúrbio de efeito restrito, até um extremamente grave.

Portanto, o GIE é um indicador bastante criterioso definido para se comparar ocorrências no SIN.

Como sugestão deste trabalho para desenvolvimento futuro, propõe-se que seja desenvolvido um indicador, como o GIE, ou um sistema de indicadores, com que se possa avaliar criteriosamente o processo de recomposição das ocorrências do SIN, podendo inclusive, compará-los.

Como após uma grande perturbação existe a possibilidade de algum equipamento pertencente a seqüência de recomposição estar impedido para a operação, a existência de alternativas para esta indisponibilidade é de fundamental importância para a normalização rápida das cargas interrompidas.

No caso brasileiro, os planos de recomposição descritos no MPO do ONS trazem os procedimentos principais de recomposição e os procedimentos alternativos no caso de algumas indisponibilidades de equipamentos. Porém, quanto maior forem as alternativas de recomposição estudadas pelas equipes de estudos elétricos e descritas no MPO, menor será a probabilidade de atrasos na recomposição devido à indisponibilidade de equipamentos.

O SApReS permite a implantação destas alternativas de recomposição, já estudadas em ambiente "off-line", porém, caso ocorra alguma indisponibilidade não prevista, os operadores não poderão seguir com o processo de recomposição.

Portanto, como uma outra sugestão deste trabalho para desenvolvimento futuro, propõe-se a implantação de um sistema inteligente de apoio à recomposição capaz de criar, em tempo real, alternativas para as situações não previstas nos procedimentos, através da execução dos estudos necessários.

## 10. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] PESTANA, M. M., SILVADO, M. P., MENDONÇA, J. M. A., PEREIRA, G. D. O., LAGE, F. R. "Treinamento Virtual e Sistema de Apoio ao Treinamento em Recomposição", In: *VIII Encontro para Debates de Assuntos de Operação - EDAO*, Recife, Março 2005.
- [2] PESTANA, M. M. "RECOMP - Sistema de Apoio à Recomposição de Sistemas Elétricos", In: *IX Encontro para Debates de Assuntos de Operação - EDAO*, Rio Quente, Março 2007.
- [3] DY LIACCO, T. E. "The Adaptive Reliability Control System", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-86, Nº 5, May 1967, pp. 517-531.
- [4] FINK, L. H., CARLSEN, K. "Operating Under Stress and Strain", *IEEE Spectrum*, March 1978, pp. 48-53.
- [5] PITTA, R. L. A., *Sistemas Especialistas Aplicados a Recomposição de Sistemas Elétricos de Potência*. Dissertação M.Sc. apresentada à COPPE-UFRJ, Rio de Janeiro, Abril 1991.
- [6] TALUKDAR, S. N., WU, F. F. " Computer-Aided Dispatch for Electric Power Systems", *Proceedings of the IEEE*, Vol. 69, Nº 10, October 1981, pp. 1212-1231.

- [7] ADIBI, M., CLELLAND, P., FINK, L., HAPP, H., KAFKA, R., RAINE, J., SCHEURER, TREFNY, F. "Power System Restoration - A Task Force Report", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 2, Nº 2, May 1987, pp. 271-277.
- [8] MOTA, A. A., *Metodologia Computacional para Avaliação da Qualidade de Planos de Recomposição de Sistemas de Energia Elétrica*. Tese de Doutorado apresentada à UNICAMP, Campinas, Março 2005.
- [9] Congressional Research Service of Library of Congress, "The Cost of an Urban Blackout: The Consolidated Edison Blackout", July 13-14, 1977. Washington, DC, U.S. Government Printing Office. 1978.
- [10] GOMES, P., GUARINI, A. P., LIMA, A. C. S., GUARINI, M. C. "Otimização do Processo de Recomposição para o Sistema Interligado Nacional", In: *XVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNTPEE*, Uberlândia, Outubro 2003.
- [11] ADIBI, M. M., BORKOSKI, J. N., KAFKA, R. J. "Power System Restoration - The Second Task Force Report", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 2, Nº 4, November 1987, pp. 927-933.
- [12] AGNEHOLM, E., *The Restoration Process Following a Major Breakdown in a Power System*. Technical Report Nº 230L submitted to Chalmers University of Technology, Göteborg, May 1996.

- [13] LARSSON, S., UK, E. "The black-out in Southern Sweden and Eastern Denmark, September 23, 2003", In: *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Denver, Vol. 2, 2004, pp. 1668-1672
- [14] ISO New England, "Operating Procedure N<sup>o</sup> 6 - System Restoration", Rev. 4, May 2005.
- [15] IMO, "Ontario Power System Restoration Plan", Rev. 3, December 2004.
- [16] CACHAPUZ, P. B. B. *História da Operação do Sistema Interligado Nacional*, Rio de Janeiro, Centro de Memória da Eletricidade no Brasil, 2003, 416 p.
- [17] GCOI/SCO/GTEO, "Análise da Filosofia e dos Critérios para Recomposição do Sistema Interligado Brasileiro", Outubro 1988.
- [18] GCOI/SCEL/GTP, "Análise de Perturbação no Sistema Interligado - 18/04/1984 - 16h43min", 1984.
- [19] GCOI/SCO/GTAN, "Análise de Perturbação no Sistema Interligado - 18/04/1984 - 16h43min", 1984.
- [20] GCOI/SCEL/GTP, "Análise de Ocorrência no Sistema Interligado - 18/08/1985 - 18h40min", 1985.
- [21] GCOI/SCO/GTAN, "Relatório sobre a Perturbação no Sistema Interligado - 18/08/1985 - 18h40min", 1985.

- [22] GCOI/SCEL/GTP/GTAS, "Análise de Ocorrência no Sistema Interligado - 17/09/1985 - 15h38min", 1985.
- [23] GCOI, "Relatório Anual de 1984".
- [24] GCOI, "Relatório Anual de 1985".
- [25] GCOI/SCO, "Filosofia de Recomposição do Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste", Outubro 1997.
- [26] GCOI/SCO/GTEO, "Filosofia e Critérios de Recomposição do Sistema Interligado Brasileiro", Outubro 1989.
- [27] ONS, "Operação do Sistema Interligado Nacional - Dados Relevantes de 2003", 2004.
- [28] ONS, "Operação do Sistema Interligado Nacional - Dados Relevantes de 2004", 2005.
- [29] ONS, "Relatório Anual de 2004", 2005.
- [30] GCOI/ONS, "Análise da Perturbação do Dia 11/03/99 às 22h16min", 1999.
- [31] ONS, "RE-3/045/2002 - Relatório de Análise da Perturbação do Dia 21/01/2002 às 13h34min Envolvendo o Sistema Interligado Nacional", 2002.

- [32] ONS, "Submódulo 10.11 - Norma de Operação - Recomposição na Rede de Operação após Perturbação", Manual de Procedimentos da Operação, Junho 2001.
- [33] ONS, "Submódulo 10.1 - Conceituação Geral dos Procedimentos da Operação", Manual de Procedimentos da Operação, Junho 2001.
- [34] ANEEL, "Resolução nº 675, de 18 de dezembro de 2003".
- [35] ONS, "NT/089/2004 - Estudo Técnico para a Descontratação de Serviços de Operação de Sistema", Agosto 2004.
- [36] ANEEL, "Despacho nº 354, de 21 de março de 2005".
- [37] ADIBI, M. M., FINK, L. H., WASLEY, R. G., GONZALES, R. T., STOREY, A. B., WOOD, F. J., KAFKA, R. J., DOBROWOLSKI, E. J., NODEHI, K., WAIGHT, J. G., HOFFMAN, R. "Bulk Power System Restoration Training Techniques", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 8, Nº 1, February 1993, pp. 191-197.
- [38] MOTA, A. A., MOTA, L. T. M., FRANÇA, A. L. M. "Treinamento de Operadores para a Recomposição de Sistemas Elétricos", In: *World Congress on Engineering and Technology Education - WCETE*, São Paulo, Março 2004.

- [39] COSTA, M. R., GOMES, C. B. "Simulação para Treinamento de Operadores, Tendência e Evolução", In: *IX Encontro para Debates de Assuntos de Operação - EDAO*, Rio Quente, Março 2007.
- [40] SUSUMAGO, I., SUZUKI, M., MIYAMA, K., TSUJI, T., DAN, K., YAMANISHI, A. "Development of a Large-scale Dispatcher Training Simulator and Training Results", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 1, Nº 2, May 1986, pp. 67-75.
- [41] DONINI, W. A., SOUZA, J. A. "Treinamento Ministrado pelo COS-CTEEP aos Operadores de Sistema e de Instalações para Atendimento em Situações de Blecaute", In: *XVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNTPEE*, Uberlândia, Outubro 2003.
- [42] LAGE, F. R., ISAIAS, D. S., OLIVEIRA, D. L., LEITE, J. R., CERQUEIRA, R. F. S., FILHO, L. A. P., OLIVEIRA, J. J., OLIVEIRA, G. C. P., SALVATORI, M. K., LORENZO, M. L., MARTINS, A. M., LEONEL, W. F., MARCARINI, E., CUNHA, R. R. "Utilização de Simulador de Tempo Real no ONS: Treinamentos da Equipe de Tempo Real e de Operadores Juniores e Treinamento e Testes no CAG", In: *IV Seminário Nacional de Operadores de Sistemas Elétricos - SENOP*, Fortaleza, Maio 2008.
- [43] PESTANA, M. M., LAGE, F. R., ELOY, F. S. "Recomposição do Sistema Elétrico Baseado em Método de Treinamento e Sistema Inteligente de Apoio", In: *X Encontro para Debates de Assuntos de Operação - EDAO*, São Paulo, Novembro 2008.

- [44] FALCÃO, D. M. "Técnicas Inteligentes Aplicadas a Sistemas Elétricos de Potência". Julho 2002. Disponível em: <<http://www.nacad.ufrj.br/~falcao/coe765/tecint2002.pdf>>. Acesso em 18 dez. 2003.
- [45] PALMEIRA, P. F. M. "Inteligência Artificial para o Restabelecimento Automático de Sistemas Elétricos", Setembro 2000. Disponível em: <<http://www.cpdee.ufmg.br/~palmeira/lar/sarcba.html>>. Acesso em 18 dez. 2003.
- [46] SAKAGUSHI, T., MATSUMOTO, K. "Development of a Knowledge Based System for Power System Restoration", *IEEE Transactions on Power Apparatus Systems*, Vol. 102, Nº 2, February 1983, pp. 320-326.
- [47] ANDRADE, H. G., PEREIRA, L. A. C., MARTINO, M. B., SILVAS, M. B., SILVA, V. N. A. L., CHAVES, C. M. S., PEITER, G. M. C., MACÊDO, J. D., PESTANA, R. M., PITTA, R. L. "Desenvolvimento de um Sistema Especialista para Auxílio à Recomposição do Sistema Elétrico de Furnas", In: *VII Encontro Regional Latino-Americano da CIGRÉ - ERLAC*, Puerto Iguazú, Março 1997.
- [48] FILHO, A. S., ROLIN, J. G., ANDRADE, M. S. "Sistema Especialista para Auxílio à Recomposição de Subestações de Transmissão na Fase Fluente", In: *XVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE*, Uberlândia, Outubro 2003.

- [49] HIGASHI, S. S. C., FILHO, A. S., RABELO, R. J. "Um Sistema Multi-agente para o Auxílio à Recomposição na Fase Coordenada", In: *V Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos - SIMPASE*, Recife, Maio 2003.