



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
CENTRO TECNOLÓGICO  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Gustavo Luiz Rodrigues Pavanati

**A IMPORTÂNCIA DO USO DE SIMULADORES PARA O  
APRIMORAMENTO DA RECOMPOSIÇÃO DE SUBESTAÇÕES  
TELECOMANDADAS DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**

Florianópolis  
2024

Gustavo Luiz Rodrigues Pavanati

**A IMPORTÂNCIA DO USO DE SIMULADORES PARA O  
APRIMORAMENTO DA RECOMPOSIÇÃO DE SUBESTAÇÕES  
TELECOMANDADAS DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**

Trabalho de Conclusão de Curso do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Antonio Felipe da Cunha de Aquino, Dr.

Coorientador: Eng. Pábolo Furlan Elias

Florianópolis

2024

Ficha catalográfica gerada por meio de sistema automatizado gerenciado pela BU/UFSC.  
Dados inseridos pelo próprio autor.

Pavanati, Gustavo Luiz Rodrigues

A Importância do Uso de Simuladores para o Aprimoramento da Recomposição de Subestações Telecomandadas do Sistema Interligado Nacional / Gustavo Luiz Rodrigues Pavanati ; orientador, Antonio Felipe da Cunha de Aquino, coorientador, Pábolo Furlan Elias, 2024.

164 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2024.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Treinamentos. 3. Operadores. 4. Simulador. 5. CGT Eletrosul. I. Aquino, Antonio Felipe da Cunha de. II. Elias, Pábolo Furlan. III. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

Gustavo Luiz Rodrigues Pavanati

**A IMPORTÂNCIA DO USO DE SIMULADORES PARA O  
APRIMORAMENTO DA RECOMPOSIÇÃO DE SUBESTAÇÕES  
TELECOMANDADAS DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de “Bacharel em Engenharia Elétrica” e aprovado em sua forma final pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 19 de julho de 2024.

---

Prof. Miguel Moreto, Dr.  
Coordenador do Curso de Engenharia  
Elétrica

**Banca Examinadora:**

---

Prof. Antonio Felipe da Cunha de Aquino,  
Dr.  
Orientador  
Universidade Federal de Santa Catarina

---

Prof. Diego Issicaba, Ph.D.  
Universidade Federal de Santa Catarina

---

Enga. Eletric. Daniele de Vasconcelos  
Pereira da Motta, Me.  
Operador Nacional do Sistema Elétrico

Este trabalho é dedicado aos meus queridos pais, minha irmã, minha namorada e meus amigos, pois vocês foram os pilares para que a minha caminhada pudesse chegar até aqui.

## AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer primeiramente a minha família, em especial os meus pais, Iracema Espindola Rodrigues Pavanati e Marcio Antônio Pavanati por toda compreensão e apoio incondicional que me proporcionaram desde o início da minha trajetória. Tenho uma gratidão imensa por todo o amor deles. Sem o encorajamento e suporte emocional, este trabalho não teria sido possível. Agradeço também à minha irmã, Marina Rodrigues Pavanati, futura Engenheira Civil, a quem admiro por toda a minha vida.

Agradeço a minha namorada, Mariana Nunes da Costa, por sempre estar ao meu lado e ser compreensiva comigo em todas as decisões. Sou eternamente grato por todo amor que me foi proporcionado. Amo você.

Agradeço a Universidade Federal de Santa Catarina, ao departamento de Engenharia Elétrica e aos professores com quem tive contato por proporcionar o meu desenvolvimento tanto pessoal quanto profissional.

Agradeço aos meus queridos amigos Gustavo Belmonte Ciocari, Matheus Soares Dias, Pedro Silveira Dalenogare e Vitor Ventura Ramos, que representam uma amizade para a vida toda.

Agradeço aos meus eternos amigos Axel Patrick Chepanski, Clenio Goulart De Souza Neto, Erik Lisboa de Almeida, Lucas de Magalhães Roedel, Lucas Hack de Souza Neto, Luis Gustavo Piva Machado, Marco Antônio Cerutti, Matheus Coelho Bion e Matheus Gato Cunha pelos bons e inesquecíveis momentos vividos juntos.

Agradeço, especialmente, ao meu amigo Vinicius de Bem Sousa, Engenheiro de Estudos Elétricos no ONS, pelas contribuições fundamentais na elaboração deste trabalho.

Agradeço ao meu orientador de estágio, Pábolo Furlan Elias, bem como à toda equipe do Departamento de Operação do Sistema da CGT Eletrosul pelos conhecimentos e experiências compartilhados comigo.

Agradeço a banca avaliadora deste trabalho, em especial, ao meu orientador Prof. Antonio Felipe da Cunha de Aquino, pessoa extraordinária com quem tive contato ao final de minha graduação e que me trouxe muito conhecimento para minha formação profissional.

Por fim, agradeço à Deus por ter me guiado durante toda minha vida, pois sem Ele, este trabalho jamais existiria.

*“A vida de todo homem  
termina da mesma maneira.  
São apenas os detalhes de como  
ele viveu e como morreu que  
distinguem um homem do outro.”*  
**Ernest Hemingway**

## RESUMO

A operação do sistema elétrico exige um preparo minucioso dos operadores, semelhante à preparação de operadores na área da aviação civil, pois qualquer erro cometido durante as manobras dos equipamentos pode levar o sistema a um colapso. Os operadores do Sistema Interligado Nacional (SIN) precisam estar capacitados para responder a qualquer evento possível na rede elétrica. Este Trabalho de Conclusão de Curso tem como objetivo principal apresentar, por meio de um estudo de caso realizado na CGT Eletrosul, a importância e os resultados dos treinamentos em ambientes simulados, visando ao aperfeiçoamento dos procedimentos operacionais. A pesquisa envolveu a avaliação e análise dos erros cometidos pelos operadores durante simulações que consideraram múltiplos cenários de recomposição de subestações telecomandadas do SIN, utilizando *softwares* apropriados para treinamento de operadores. O estudo consiste na apresentação e análise dos erros cometidos pelos operadores em diferentes cenários de ocorrências em subestações do SIN, elaborados por um instrutor, com a integração dos *softwares* OTS: Automalógica, Astro e SAGE (Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia).

**Palavras-chave:** Treinamento. Operadores. Simulador. CGT Eletrosul. OTS Automalógica. SAGE. Subestações. Recomposição. Erros operacionais.

## **ABSTRACT**

The power system operation requires thorough preparation of the operators, similar to the preparation of operators who work in the field of civil aviation, as any error made during the equipment maneuvers can lead the system to a collapse. The operators of the Brazilian Interconnected Power System (BIPS) need to be trained to respond to any possible event in the power system. This work aims to present, through a case study conducted at CGT Eletrosul, the importance and results of training in simulated environments, aiming at the improvement of operational procedures. The research involved the evaluation and analysis of errors made by operators during simulations that considered multiple scenarios of telecommanded substation restoration, using appropriate software for operator training. The study consists of presentation and analysis of errors made by operators in different occurrence scenarios in substations of the SIN, developed by an instructor, with the integration of the OTS Automalógica, Astro and SAGE (Open Energy Management System) software.

**Keywords:** Training of operators. Simulator. CGT Eletrosul. OTS Automalógica. SAGE. Substations. Restoration. Operational errors.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Estrutura de operação das instalações da Eletrobras CGT Eletrosul . . .	25
Figura 2 – Posto de treinamento nos CROI da Eletrobras CGT Eletrosul . . . . .	26
Figura 3 – Posto de treinamento na sede da Eletrobras CGT Eletrosul . . . . .	27
Figura 4 – Estrutura atual do Setor Elétrico Brasileiro. . . . .	28
Figura 5 – Interação entre as empresas do Setor Elétrico Brasileiro nos anos 1980 .	35
Figura 6 – Evolução da capacidade instalada no SIN - Abril 2024 / Dezembro 2028	38
Figura 7 – Extensão da Rede Básica de transmissão . . . . .	39
Figura 8 – Rede de transmissão do SIN . . . . .	40
Figura 9 – Configuração em barra principal + barra de transferência . . . . .	45
Figura 10 – Configuração em barra dupla com disjuntor simples a três chaves . . .	46
Figura 11 – Configuração em barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves . .	47
Figura 12 – Configuração em barra dupla com disjuntor simples a cinco chaves . .	48
Figura 13 – Configuração em barra dupla com disjuntor e meio . . . . .	49
Figura 14 – Níveis hierárquicos dos centros de operação do SIN . . . . .	51
Figura 15 – Centro de Operações do Sistema da Eletrosul (COSE) . . . . .	52
Figura 16 – Faixas de frequência na recomposição fluente de uma Área . . . . .	60
Figura 17 – Faixas de tensão na recomposição fluente de uma Área . . . . .	61
Figura 18 – Trecho dos procedimentos de recomposição fluente da Área Itá. . . . .	62
Figura 19 – Trecho dos procedimentos de recomposição coordenada da Interligação Sul/Sudeste . . . . .	65
Figura 20 – Hierarquia do mesmo nível entre um instrutor e um operador. . . . .	69
Figura 21 – Arquitetura básica entre o sistema SCADA e as UTRs . . . . .	72
Figura 22 – Visor de Acesso (fichamento “Apresentação”) do SAGE . . . . .	76
Figura 23 – Visor de Acesso (fichamento “Programas”) do SAGE . . . . .	76
Figura 24 – Visor de Telas do SAGE . . . . .	77
Figura 25 – Visor de Alarmes do SAGE . . . . .	78
Figura 26 – Visor de <i>Logs</i> do SAGE . . . . .	79
Figura 27 – Visor de Histórico do SAGE . . . . .	79
Figura 28 – Ativação do Visor <i>Walltrend</i> do SAGE . . . . .	80
Figura 29 – Visor <i>Walltrend</i> do SAGE . . . . .	81
Figura 30 – Arquitetura básica dos treinamentos na Eletrobras CGT Eletrosul . . .	82
Figura 31 – Fluxo de informações no OTS . . . . .	82
Figura 32 – Sequência de eventos em modo de execução . . . . .	84
Figura 33 – Botões para o comando dos equipamentos simulados via SAGE . . . . .	85
Figura 34 – Campo de <i>logs</i> do OTS . . . . .	86
Figura 35 – Janelas para programação das lógicas de intertravamentos no ASTRO .	88
Figura 36 – Recorte do Visor de Telas da SE Gravataí 525 kV . . . . .	89

Figura 37 – Área Gov. Ney Aminthas de Barros Braga . . . . .	91
Figura 38 – Área Itá . . . . .	92
Figura 39 – Exemplo da tabela de avaliação dos operadores . . . . .	93
Figura 40 – Tabela de avaliação dos operadores do COARE . . . . .	97
Figura 41 – Tabela de avaliação dos operadores do COBLU . . . . .	100
Figura 42 – Tabela de avaliação dos operadores do COCNO . . . . .	103
Figura 43 – Tabela de avaliação dos operadores do COLON . . . . .	106
Figura 44 – Exemplo da tabela de avaliação de desempenho dos operadores . . . . .	112
Figura 45 – Fluxograma das ações de abertura de LT . . . . .	113
Figura 46 – Exemplo de tela em abertura de LT . . . . .	114
Figura 47 – Fluxograma das ações de transferência de barra . . . . .	115
Figura 48 – Exemplo de tela com LT transferida . . . . .	116
Figura 49 – Fluxograma das ações de falha de disjuntor . . . . .	117
Figura 50 – Impacto no desempenho - COARE . . . . .	139
Figura 51 – Impacto no desempenho - COBLU . . . . .	140
Figura 52 – Impacto no desempenho - COBLU (2) . . . . .	140
Figura 53 – Impacto no desempenho - COCNO . . . . .	141
Figura 54 – Impacto no desempenho - COLON . . . . .	141

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Agentes do SEB e suas funções. . . . .	32
Quadro 2 – Tipos de subestações e seus modos operativos. . . . .	43
Quadro 3 – Definições dos tipos de restrição. . . . .	53

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Evolução da capacidade instalada do SIN (MW) entre 2020 e 2023 . . .	36
Tabela 2 – Porcentagem da participação de cada usina geradora do SIN entre 2020 e 2023 . . . . .	36
Tabela 3 – Recorte da Tabela 14: <i>Lista de erros e suas classificações</i> . . . . .	92
Tabela 4 – Pontuação dos erros . . . . .	93
Tabela 5 – Pontuação máxima para o conceito “excelência” . . . . .	94
Tabela 6 – Pontuação mínima para o conceito “insuficiência” . . . . .	94
Tabela 7 – Avaliação final e nota do treinamento . . . . .	95
Tabela 8 – Erros observados nos operadores de COARE . . . . .	98
Tabela 9 – Erros observados nos operadores de COBLU . . . . .	101
Tabela 10 – Erros observados nos operadores de COCNO . . . . .	104
Tabela 11 – Erros observados nos operadores de COLON . . . . .	107
Tabela 12 – Avaliação dos desempenhos e suas notas . . . . .	112
Tabela 13 – Estado dos disjuntores. . . . .	128
Tabela 14 – Lista de erros e suas classificações . . . . .	130
Tabela 15 – Número de módulos de recomposição para treinamento do COARE . .	132
Tabela 16 – Número de módulos de recomposição para treinamento do COBLU . .	132
Tabela 17 – Número de módulos de recomposição para treinamento do COCNO . .	132
Tabela 18 – Número de módulos de recomposição para treinamento do COLON . .	133
Tabela 19 – Lista de operadores do COARE: Simulações de Procedimentos de Recomposição . . . . .	134
Tabela 20 – Lista de operadores do COBLU: Simulações de Procedimentos de Recomposição. . . . .	135
Tabela 21 – Lista de operadores do COCNO: Simulações de Procedimentos de Recomposição. . . . .	136
Tabela 22 – Lista de operadores do COLON: Simulações de Procedimentos de Recomposição. . . . .	137
Tabela 23 – Lista de operadores do COSE: Simulações de Procedimentos de Recomposição. . . . .	138
Tabela 24 – Lista de operadores do COARE: Simulações Ultrarrealistas de Eventos Gerais . . . . .	142
Tabela 25 – Lista de operadores do COBLU: Simulações Ultrarrealistas de Eventos Gerais . . . . .	143
Tabela 26 – Lista de operadores do COCNO: Simulações Ultrarrealistas de Eventos Gerais . . . . .	143
Tabela 27 – Lista de operadores do COLON: Simulações Ultrarrealistas de Eventos Gerais . . . . .	144

Tabela 28 – Desempenho e Comentários dos Operadores do COARE . . . . .	145
Tabela 29 – Desempenho e Comentários dos Operadores do COBLU . . . . .	150
Tabela 30 – Desempenho e Comentários dos Operadores do COCNO . . . . .	155
Tabela 31 – Desempenho e Comentários dos Operadores do COLON . . . . .	159

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CAG	Controle Automático de Geração
CCEAR	Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCOI	Comitê Coordenador da Operação Interligada
CCOI-Sul	Comitê Coordenador para a Operação Interligada da Região Sul
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
Chesf	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNOS	Centro Nacional de Operação de Sistema
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COARE	Centro Regional de Operação de Areia
COBLU	Centro Regional de Operação de Blumenau
COCNO	Centro Regional de Operação de Campos Novos
COLON	Centro Regional de Operação de Londrina
CONSR	Centro Regional de Operação de Nova Santa Rita
COSE	Centro de Operações do Sistema da Eletrosul
COSR	Centro de Operação Regionais
COSR-NCO	Centro de Operação Norte/Centro Oeste
COSR-NE	Centro de Operação Nordeste
COSR-S	Centro de Operação Sul
COSR-SE	Centro de Operação Sudeste
CPU	Unidades de Processamento Central
CROI	Centros Regionais de Operação de Instalações
CS	Chave Seccionadora
DIT	Demais Instalações de Transmissão
DJ	Disjuntor
Eletrobras	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
Eletrobras	Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do
CGT Eletrosul	Brasil
Eletronorte	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.
Eletrosul	Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A.
EMS	<i>Energy Management System</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
Escelsa	Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.

FADJ	Falha de Disjuntor
FFE	Fundo Federal de Eletrificação
FT	Função Transmissão
Furnas	Furnas Centrais Elétricas S.A.
GCOI	Grupo Coordenador da Operação Interligada
IHM	Interface Homem-Máquina
IO-OI	Instrução de Operação de Instalações
IO-RR	Instrução de Recomposição da Rede de Áreas
LASC	Laboratório de Segurança e Controle
Light	Light Serviços de Eletricidade S.A.
LT	Linhas de transmissão
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
MPO	Manual de Procedimentos da Operação
MT	Média Tensão
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OTS	<i>Operator Training Simulator</i>
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
PMO	Programa Mensal de Operação Energética
PR	Procedimentos de Rede
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
RB	Rede Básica
SA	Serviço Auxiliar
SAGE	Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia
SCADA	Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados
SE	Subestação
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SEE	Sistema de Energia Elétrica
SIG	Subsistema de Interface Gráfica
SIN	Sistema Interligado Nacional
SM	Submódulo
TF	Transformador
UTR	Unidades Terminais Remotas

## LISTA DE SÍMBOLOS

MW	Megawatt
Hz	Hertz
GW	Gigawatt
kW	Quilowatt
km	Quilômetros
kV	Quilovolt

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> . . . . .	<b>21</b>
1.1	MOTIVAÇÕES . . . . .	21
1.2	OBJETIVOS . . . . .	22
<b>1.2.1</b>	<b>Objetivo Geral</b> . . . . .	<b>22</b>
<b>1.2.2</b>	<b>Objetivos Específicos</b> . . . . .	<b>22</b>
<b>1.2.3</b>	<b>Estrutura do Texto</b> . . . . .	<b>23</b>
<b>2</b>	<b>ASPECTOS METODOLÓGICOS</b> . . . . .	<b>24</b>
2.1	DETALHES DA EMPRESA . . . . .	24
2.2	CARACTERÍSTICAS DO ESTUDO . . . . .	25
<b>3</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b> . . . . .	<b>28</b>
3.1	ESTRUTURA ORGANIZACIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO - SEB . . . . .	28
<b>3.1.1</b>	<b>Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL</b> . . . . .	<b>29</b>
<b>3.1.2</b>	<b>Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE</b> . . . . .	<b>30</b>
<b>3.1.3</b>	<b>Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE</b> . . . . .	<b>30</b>
<b>3.1.4</b>	<b>Conselho Nacional de Política Energética - CNPE</b> . . . . .	<b>31</b>
<b>3.1.5</b>	<b>Empresa de Pesquisa Energética - EPE</b> . . . . .	<b>31</b>
<b>3.1.6</b>	<b>Ministério de Minas e Energia - MME</b> . . . . .	<b>31</b>
<b>3.1.7</b>	<b>Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS</b> . . . . .	<b>32</b>
<b>3.1.8</b>	<b>Agentes Setoriais</b> . . . . .	<b>32</b>
3.2	SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - SIN . . . . .	32
<b>3.2.1</b>	<b>Contexto Histórico da Estrutura Operacional do SEB</b> . . . . .	<b>33</b>
<b>3.2.2</b>	<b>Capacidade Instalada e Suas Fontes</b> . . . . .	<b>36</b>
<b>3.2.3</b>	<b>Transmissão de Energia no SIN</b> . . . . .	<b>38</b>
3.3	A OPERAÇÃO DO SIN . . . . .	41
<b>3.3.1</b>	<b>Diretrizes Operacionais</b> . . . . .	<b>41</b>
3.3.1.1	Procedimentos de Rede - ONS . . . . .	41
<b>3.3.2</b>	<b>Infraestrutura da Operação</b> . . . . .	<b>42</b>
3.3.2.1	Subestações Telecomandadas . . . . .	42
3.3.2.2	Arranjos de uma Subestação . . . . .	44
3.3.2.3	Centros de Operação . . . . .	50
<b>3.3.3</b>	<b>Estados de Operação</b> . . . . .	<b>52</b>
3.3.3.1	Operação Normal . . . . .	54
3.3.3.2	Operação em Contingência . . . . .	56
3.3.3.3	Operação Restaurativa . . . . .	57
3.4	RECOMPOSIÇÃO PÓS-PERTURBAÇÃO . . . . .	58
<b>3.4.1</b>	<b>Recomposição Fluente</b> . . . . .	<b>59</b>

3.4.1.1	Responsabilidades do ONS . . . . .	60
3.4.1.2	Responsabilidades dos Agentes de Operação . . . . .	61
3.4.1.3	Preparação da Subestação para a Recomposição . . . . .	63
<b>3.4.2</b>	<b>Recomposição Coordenada . . . . .</b>	<b>64</b>
3.5	USO DE SIMULADORES PARA TREINAMENTO DE OPERADORES . . . . .	66
<b>3.5.1</b>	<b>Objetivo do Uso do Simulador no Âmbito da Operação do Sistema Elétrico . . . . .</b>	<b>67</b>
<b>3.5.2</b>	<b>Aplicação de Simuladores no Treinamento de Operadores dos Agentes de Operação . . . . .</b>	<b>68</b>
<b>3.5.3</b>	<b>Treinamentos Utilizando Simuladores pelo ONS - DRILL . . . . .</b>	<b>70</b>
<b>4</b>	<b>ARQUITETURA DE UM AMBIENTE SIMULADO PARA TREINAMENTOS . . . . .</b>	<b>72</b>
4.1	SISTEMAS DE SUPERVISÃO E AQUISIÇÃO DE DADOS - SCADA . . . . .	72
<b>4.1.1</b>	<b><i>Energy Management System</i> - EMS . . . . .</b>	<b>73</b>
<b>4.1.2</b>	<b>Interface Homem-Máquina - IHM . . . . .</b>	<b>74</b>
4.2	SISTEMA ABERTO DE GERENCIAMENTO DE ENERGIA - SAGE . . . . .	74
<b>4.2.1</b>	<b>Visores . . . . .</b>	<b>75</b>
4.2.1.1	Visor de Acesso . . . . .	75
4.2.1.2	Visor de Telas . . . . .	77
4.2.1.3	Visor de Alarmes . . . . .	77
4.2.1.4	Visor de <i>Logs</i> . . . . .	78
4.2.1.5	Visor de Histórico . . . . .	79
4.2.1.6	Visor <i>Walltrend</i> . . . . .	80
4.3	SIMULADOR OTS - <i>OPERATOR TRAINING SIMULATOR</i> . . . . .	81
<b>4.3.1</b>	<b>Cenários . . . . .</b>	<b>83</b>
4.3.1.1	Cenário Inicial . . . . .	83
4.3.1.2	Sequências e seus Eventos . . . . .	83
<b>4.3.2</b>	<b>Funcionalidades do OTS . . . . .</b>	<b>85</b>
<b>4.3.3</b>	<b>Fases do Treinamento . . . . .</b>	<b>85</b>
4.3.3.1	Pré-treinamento . . . . .	86
4.3.3.2	Treinamento . . . . .	86
4.3.3.3	Pós-treinamento . . . . .	86
4.4	EDITOR DE INTERTRAVAMENTOS - ASTRO . . . . .	87
<b>5</b>	<b>ESTUDO DE CASO: TREINAMENTOS UTILIZANDO SIMULADORES NA CGT ELETROSUL . . . . .</b>	<b>90</b>
5.1	SIMULAÇÕES DE PROCEDIMENTOS DE RECOMPOSIÇÃO . . . . .	90
<b>5.1.1</b>	<b>Objetivo Principal . . . . .</b>	<b>90</b>
<b>5.1.2</b>	<b>CrITÉRIOS de Avaliação . . . . .</b>	<b>92</b>
<b>5.1.3</b>	<b>Treinamento com Operadores do COARE . . . . .</b>	<b>96</b>

5.1.3.1	Objetivo e Premissas Específicas . . . . .	96
5.1.3.2	Resultados Esperados . . . . .	96
5.1.3.3	Análise dos Dados Obtidos do COARE . . . . .	97
5.1.3.4	Considerações Finais do Treinamento do COARE . . . . .	98
<b>5.1.4</b>	<b>Treinamento com Operadores do COBLU . . . . .</b>	<b>98</b>
5.1.4.1	Objetivo e Premissas Específicas . . . . .	99
5.1.4.2	Resultados Esperados . . . . .	99
5.1.4.3	Análise dos Dados Obtidos do COBLU . . . . .	99
5.1.4.4	Considerações Finais do Treinamento do COBLU . . . . .	101
<b>5.1.5</b>	<b>Treinamento com Operadores do COCNO . . . . .</b>	<b>102</b>
5.1.5.1	Objetivo e Premissas Específicas . . . . .	102
5.1.5.2	Resultados Esperados . . . . .	102
5.1.5.3	Análise dos Dados Obtidos do COCNO . . . . .	102
5.1.5.4	Considerações Finais do Treinamento do COCNO . . . . .	104
<b>5.1.6</b>	<b>Treinamento com Operadores do COLON . . . . .</b>	<b>104</b>
5.1.6.1	Objetivo e Premissas Específicas . . . . .	105
5.1.6.2	Resultados Esperados . . . . .	105
5.1.6.3	Análise dos Dados Obtidos do COLON . . . . .	105
5.1.6.4	Considerações Finais do Treinamento do COLON . . . . .	107
<b>5.1.7</b>	<b>Análise Geral dos Resultados Obtidos . . . . .</b>	<b>107</b>
5.2	SIMULAÇÕES ULTRARREALISTAS DE EVENTOS GERAIS . . . . .	109
<b>5.2.1</b>	<b>Objetivo Principal . . . . .</b>	<b>110</b>
<b>5.2.2</b>	<b>Critérios de Avaliação . . . . .</b>	<b>111</b>
<b>5.2.3</b>	<b>Treinamento com Operadores dos CROIs e suas Avaliações . . . . .</b>	<b>112</b>
<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO . . . . .</b>	<b>119</b>
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>120</b>
	<b>APÊNDICE A – ESTADO DOS DISJUNTORES . . . . .</b>	<b>128</b>
	<b>APÊNDICE B – LISTA DE ERROS E SUAS CLASSIFICAÇÕES . . . . .</b>	<b>130</b>
	<b>APÊNDICE C – MÓDULOS DE RECOMPOSIÇÃO DOS CROIS . . . . .</b>	<b>132</b>
	<b>APÊNDICE D – LISTA DE OPERADORES DOS CROIS/COSE - SIMULAÇÕES DE PROCEDIMENTOS DE RE- COMPOSIÇÃO . . . . .</b>	<b>134</b>
	<b>APÊNDICE E – IMPACTOS NO DESEMPENHO - SIMULA- ÇÕES DE PROCEDIMENTOS DE RECOMPO- SIÇÃO . . . . .</b>	<b>139</b>
	<b>APÊNDICE F – LISTA DE OPERADORES DOS CROIS - SIMU- LAÇÕES ULTRARREALISTAS DE EVENTOS GERAIS . . . . .</b>	<b>142</b>
	<b>APÊNDICE G – DESEMPENHO DOS OPERADORES DO COARE</b>	<b>145</b>

**APÊNDICE H – DESEMPENHO DOS OPERADORES DO COBLU150**

**APÊNDICE I – DESEMPENHO DOS OPERADORES DO COCNO155**

**APÊNDICE J – DESEMPENHO DOS OPERADORES DO COLON159**

# 1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo, apresentam-se as motivações e os objetivos deste trabalho, que se baseia em um estudo de caso realizado na Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil (Eletrobras CGT Eletrosul). O foco está nos treinamentos para os operadores dos centros de operação da empresa, utilizando simuladores de rede elétrica. A análise dos procedimentos operacionais do sistema elétrico e a verificação dos erros cometidos pelos operadores diante dos diversos cenários de ocorrências possíveis em um Sistema de Energia Elétrica (SEE) são os principais pontos abordados.

## 1.1 MOTIVAÇÕES

É muito comum que a aviação seja utilizada como referência, quando o assunto é treinamento em ambiente simulado, para pessoas que operam sistemas críticos. A aviação é sempre considerada como um setor que segue padrões muito rígidos de segurança operacional. Afinal de contas, não seria razoável criar uma pane em um avião em voo para treinar um piloto. Os passageiros também esperam que, caso ocorra uma pane no avião, o piloto esteja preparado para agir da melhor forma possível naquela situação.

Em 2009, um acidente aéreo colocou em cheque a metodologia de treinamento de pilotos utilizada pela aviação em todo o mundo. Um avião da Air France, Airbus A330, caiu no Oceano Atlântico, interrompendo a vida de 228 pessoas. O acidente teve início em uma área de instabilidade no Oceano Atlântico quando, de repente, os três sensores de velocidade do avião “congelaram”, fazendo com que o piloto automático se desconectasse e o piloto assumisse o controle manualmente. O piloto reagiu de forma incorreta, colocando o avião em uma atitude de subida, o que reduziu a velocidade da aeronave. Em poucos segundos, um alerta começou a soar, indicando que o avião estava perdendo sustentação. O avião entrou em uma trajetória descendente e, nos três minutos e meio seguintes, a tripulação ficou completamente confusa, sem entender o que estava acontecendo (AFR, 2011).

A investigação do caso da Air France aprofundou-se para entender por que a tripulação, apesar de bem treinada, não reagiu conforme o esperado. Uma das principais causas foi a reação inadequada da tripulação após a perda momentânea das indicações de velocidade do avião. Os investigadores concluíram que faltava um elemento crucial nos treinamentos: o fator surpresa. Durante esse evento, a combinação de medo, urgência e o efeito surpresa causou uma paralisia cognitiva nos pilotos (BEA, 2012).

Essa paralisia cognitiva impediu a tripulação de tomar ações básicas para as quais foram treinados. Nos treinamentos, realizados periodicamente, os pilotos já sabiam que tipo de falha teriam que enfrentar. No entanto, eles não conseguiram associar o problema real ao procedimento simples que poderia ter mantido o avião estável. Esse acidente levou a uma recomendação para todas as companhias aéreas e agências de aviação no mundo:

assegurar a introdução do fator surpresa nos cenários de treinamento dos pilotos (BEA, 2012).

A lição que esse evento deixou para as empresas do setor elétrico, que também utilizam simuladores para treinar operadores, é a importância de incluir fatores surpresa nos treinamentos. Isso coloca o operador em situações de maior carga emocional, o que é crucial para a averiguação e análise de possíveis erros cometidos em uma condição simulada em condições similares àquelas observadas na realidade. Com o aumento da digitalização das Subestações (SEs), a carga de informações para o operador também aumentou. Agora, o operador supervisiona um número maior de SEs e equipamentos. Além disso, a rotatividade de operadores está aumentando, e muitos operadores experientes estão começando a se aposentar, emergindo a necessidade de acelerar os processos de capacitação de novos operadores.

No entanto, assim como na aviação, eventos críticos no setor elétrico são raros. Normalmente, o SEE brasileiro passa anos sem um *blackout*, ou seja, sem que um operador precise realizar procedimentos de recomposição de uma Área. Existem certas situações raras para as quais há procedimentos específicos, mas o operador geralmente só os executa quando esses eventos realmente acontecem. Por isso, o processo de ganho de experiência de um operador, quando treinado de forma convencional, é muito lento.

A proposta deste Trabalho de Conclusão de Curso é apresentar, por meio de um estudo de caso, o processo de treinamento de operadores em um ambiente simulado para lidar com possíveis eventos na rede elétrica. O objetivo é avaliar a preparação dos operadores para esses cenários, utilizando *softwares* específicos para esse propósito. Este treinamento examina a capacidade dos operadores em enfrentar situações anormais na rede elétrica e proporciona um *feedback* detalhado sobre os possíveis erros cometidos.

## 1.2 OBJETIVOS

Nas seções a seguir descreve-se o objetivo geral e os objetivos específicos deste Trabalho de Conclusão de Curso.

### 1.2.1 Objetivo Geral

O objetivo principal deste trabalho é o estudo e análise de treinamentos simulados com os operadores da Eletrobras CGT Eletrosul, realizado nos anos 2018 e 2022.

### 1.2.2 Objetivos Específicos

Dentre os principais objetivos específicos a serem abordados, destacam-se os seguintes:

- a) Apresentar os *softwares* utilizados nos treinamentos, bem como suas interfaces e funcionalidades;

- b) Apresentar eventos no ambiente simulado para o treinamento dos operadores;
- c) Apresentar os métodos avaliativos dos treinamentos;
- d) Apresentar e analisar os erros observados pelo instrutor do treinamento.

### 1.2.3 Estrutura do Texto

Este trabalho está organizado em seis capítulos. Na seção 2, apresentam-se os aspectos metodológicos para a contextualização da morfologia da Eletrobras CGT Eletrosul, onde o estudo de caso foi aplicado, bem como a estrutura para a realização dos treinamentos. Para obter um bom embasamento para o estudo de caso, realizou-se uma pesquisa de fundamentação teórica — seção 3, que aborda os conceitos pertinentes para o entendimento deste trabalho. Na seção 4, apresentam-se os *softwares* utilizados pela empresa, necessários para o treinamento dos operadores em ambiente simulado. Na seção 5, discorre-se sobre o estudo de caso, apresentando os objetivos de cada treinamento, os cenários a serem simulados, os resultados obtidos em cada treinamento e as análises dos erros observados. Por fim, na seção 6, utilizam-se os resultados apresentados no capítulo anterior para as conclusões e sugestões de trabalhos futuros.

## 2 ASPECTOS METODOLÓGICOS

Esta seção tem como objetivo descrever a metodologia adotada no estudo de caso, apresentado na seção 5, bem como o ambiente em que aplicou-se o estudo, os *hardwares* e *softwares* de coleta de dados e de avaliações, e a descrição do público alvo.

### 2.1 DETALHES DA EMPRESA

A Eletrobras CGT Eletrosul, empresa onde foi aplicado este estudo de caso, é uma importante participante do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Com uma atuação destacada nas áreas de geração e transmissão de energia, a empresa desempenha um papel crucial no fornecimento de energia elétrica, atendendo principalmente à região sul do país.

A empresa conta com seis centros de operação, sendo cinco Centros Regionais de Operação de Instalações (CROI) e o Centro de Operações do Sistema da Eletrosul (COSE). Compõem os CROIs:

- a) Centro Regional de Operação de Areia (COARE), localizado em Pinhão (PR);
- b) Centro Regional de Operação de Blumenau (COBLU), localizado em Blumenau (SC);
- c) Centro Regional de Operação de Campos Novos (COCNO), localizado em Campos Novos (SC);
- d) Centro Regional de Operação de Londrina (COLON), localizado em Londrina (PR);
- e) Centro Regional de Operação de Nova Santa Rita (CONSR), localizado em Nova Santa Rita (RS).

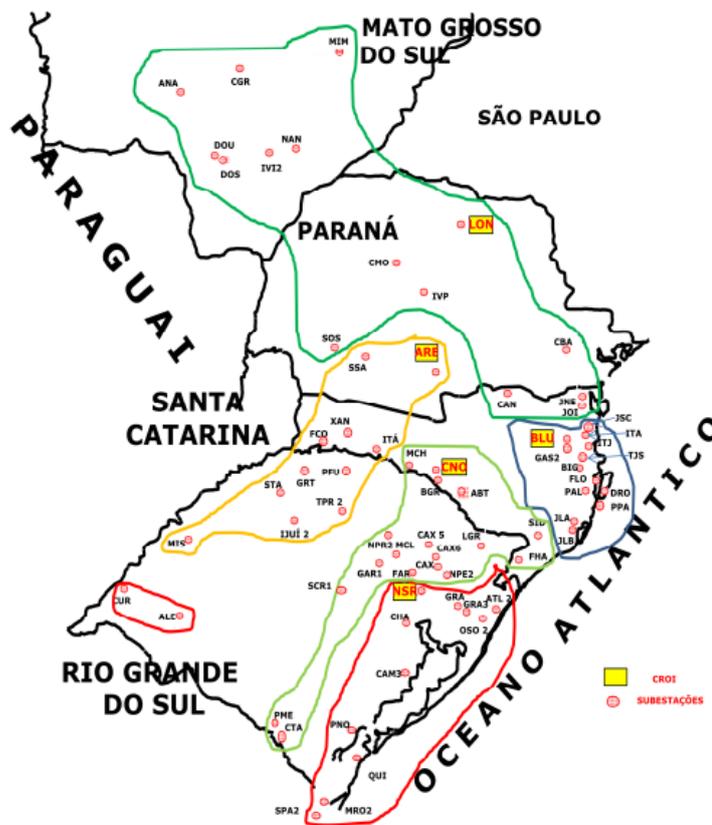
O COSE, situado na sede, em Florianópolis, tem a responsabilidade de coordenar a operação de todos os CROIs.

Em cada CROI, atuam, em média, dezessete operadores, que são responsáveis pela operação de cerca de quinze SEs. Esses centros devem se reportar ao COSE que, por sua vez, realiza a intermediação dos procedimentos operacionais junto ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), garantindo a coordenação eficiente e integrada das atividades.

Os operadores dos CROI possuem várias responsabilidades, como a operação, controle e supervisão remota das SEs pertencentes ao seu centro regional. Além disso, o operador realiza inspeções presenciais na SE onde o centro regional está localizado, inspeciona fisicamente os equipamentos do SEE, os painéis de comando, bancos de baterias e carregadores, e executa testes no gerador a diesel. Todas as tratativas e ações realizadas durante o turno devem ser detalhadamente registradas.

A Figura 1 ilustra a distribuição geográfica desses centros, além das SEs da empresa.

Figura 1 – Estrutura de operação das instalações da Eletrobras CGT Eletrosul



Fonte: Eletrosul (2018b)

## 2.2 CARACTERÍSTICAS DO ESTUDO

Este trabalho consiste em um estudo de caso que avaliará os operadores das SEs operadas pelos CROI da Eletrobras CGT Eletrosul, a partir dos treinamentos de ocorrências na rede elétrica, utilizando simuladores.

Para o treinamento, foram desenvolvidos cenários hipotéticos de desligamentos no sistema elétrico, exigindo uma tomada de decisão por parte do treinando. A simulação tem como finalidade principal treinar os operadores, visando melhorar a execução dos procedimentos de recomposição fluente — conceito que será abordado na seção 3.4.1 — e na coordenação com o COSE. Além disso, essa prática busca coletar dados relevantes para a pesquisa apresentada neste trabalho, proporcionando uma análise aprofundada das respostas dos operadores em situações de perturbação da rede elétrica.

A avaliação realizada pelo instrutor possui um caráter quantitativo, focado na verificação da quantidade de erros cometidos pelos operadores, e qualitativo, abordando outros elementos subjetivos como, por exemplo, análise das tomadas de decisões e a comunicação verbal. Cada simulação foi conduzida de forma independente em cada centro regional, com o próprio instrutor responsável por gerar a ocorrência, através das sequências

e seus eventos — abordado na seção 4.3.1.2 — e avaliar o desempenho dos participantes.

Os *hardwares* e *softwares*, explorados na seção 4, utilizados como suporte para a execução das atividades, tanto pelo instrutor quanto pelos operadores, são os seguintes:

- a) *Software* de operação — **SAGE**: utilizado para a operação de SEs telecomandas, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL);
- b) *Software* de simulação — **OTS Automalógica**: desenvolvido pela Automalógica, este *software* é utilizado para o treinamento simulado, a partir da criação de cenários de recomposição, e mantém a mesma interface de trabalho utilizada no SAGE;
- c) *Software* de configuração de intertravamentos — **ASTRO**: *software* utilizado pelo instrutor para a criação dos intertravamentos dos equipamentos das SEs, a fim de tornar as simulações ainda mais realistas.

A criação do ambiente simulado incluiu a adoção de um posto de treinamento em um local afastado, nos CROI, para evitar distrações externas e dotado de um computador com dois monitores e um telefone IP, conforme visto na Figura 2.

Figura 2 – Posto de treinamento nos CROI da Eletrobras CGT Eletrosul



Fonte: Dametto, Marcos e Niquini (2016)

Na sede, há uma sala exclusiva para treinamento, contando com três postos para os operadores e um posto para o instrutor, sendo cada posto equipado com um computador com quatro monitores e um telefone IP, conforme visto na Figura 3.

Figura 3 – Posto de treinamento na sede da Eletrobras CGT Eletrosul



Fonte: Dametto, Marcos e Niquini (2016)

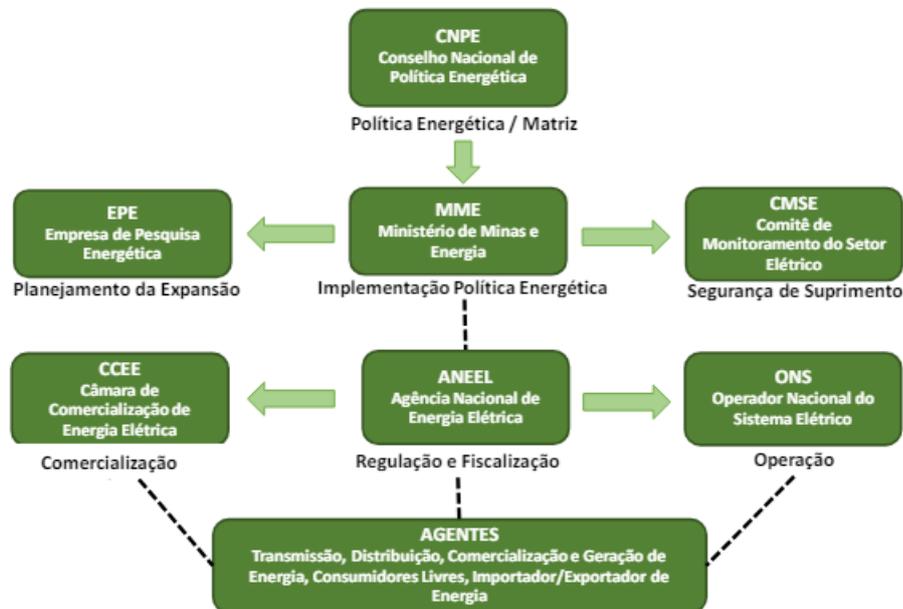
### 3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Nesta seção serão apresentados elementos conceituais importantes para a compreensão do trabalho desenvolvido. Na seção 3.1 são apresentadas as entidades relativas ao sistema elétrico no Brasil. Na seção 3.2 são apresentados aspectos relativos ao Sistema Interligado Nacional (SIN), ilustrando as características gerais da geração e transmissão do sistema. Na seção 3.3 são abordados os principais conceitos referentes à operação do SIN, de crucial importância para os modelos de simulação que serão apresentados futuramente. Informações para o entendimento do conceito de recomposição de uma SE, seja ela fonte ou coordenada, estão apresentadas na seção 3.4. E por conseguinte, na seção 3.5, são abordados os conceitos dos treinamentos realizados com os operadores do SIN, necessários para a compreensão das simulações e análises realizadas no contexto do trabalho.

#### 3.1 ESTRUTURA ORGANIZACIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO - SEB

Atualmente, o modelo institucional e regulatório do setor ilustra-se através da Figura 4.

Figura 4 – Estrutura atual do Setor Elétrico Brasileiro.



Fonte: Oliveira (2020, p. 16).

Em suma, a atual estrutura do setor elétrico compõe-se por entidades com funções específicas no SEB, e são elas: a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável por estudos relacionados ao planejamento energético; o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), responsável na avaliação da segurança do fornecimento de energia elétrica; a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), órgão responsável por

elaborar os contratos de comercialização de energia elétrica no SIN; órgãos supervisores como o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e o Ministério de Minas e Energia (MME).

Além das entidades mencionadas anteriormente, ressalta-se a importância do papel da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Esta agência reguladora de atuação independente procura promover o equilíbrio econômico e financeiro do setor elétrico e, também possui a tarefa de proteger os interesses dos consumidores quanto aos custos da energia. Um outro órgão que se destaca no cumprimento das atividades relacionadas ao setor elétrico, apresenta-se na figura do ONS. O ONS constitui-se por ser uma organização privada, de associação civil sem fins lucrativos, encarregada de coordenar e controlar a operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica do SIN.

Nas seções a seguir, apresenta-se de forma detalhada, cada instituição constituinte do SEB, conforme (CAMARGO, 2005).

### **3.1.1 Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL**

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), uma autarquia em regime especial fundada no ano de 1996, atrelada ao MME, possui diversas responsabilidades, tais como:

- a) Controlar e regular a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica;
- b) Resolver conflitos de interesses entre agentes do setor elétrico e os clientes envolvidos;
- c) Aprovar, conceder e autorizar instalações e serviços relacionados à energia elétrica;
- d) Prezar por tarifas razoáveis;
- e) Requerer por investimentos no setor;
- f) Incentivar a competição entre os agentes e garantir a universalização dos serviços.

Em sua lei de criação — Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, estabeleceu-se a descentralização de suas atividades, com o objetivo principal em garantir a resolução de possíveis problemas que possam acontecer no seu local de origem, aproximando as ações regulatórias, de supervisão e de mediação dos consumidores e de agentes do setor, ajustando-as às condições locais e agilizando os procedimentos relevantes. A administração da ANEEL faz-se com a participação do Poder Executivo Brasileiro, via intermédio do MME.

### 3.1.2 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Criada em 2004 e sob regulação e fiscalização da ANEEL, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) atua sobre o processo de comercialização de energia elétrica no SIN. Sucessora do Mercado Atacadista de Energia (MAE), integra-se por titulares de concessão, permissão ou autorização, por outros agentes vinculados aos serviços e às instalações elétricas, como também pelos consumidores livres. A Câmara possui as seguintes responsabilidades:

- a) Manter o registro de todos os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) e os contratos resultantes dos leilões de ajuste, da aquisição de energia proveniente de geração distribuída e respectivas alterações;
- b) Manter o registro dos montantes de potência e energia em contratos celebrados no Ambiente de Contratação Livre (ACL);
- c) Promover a medição e o registro de dados relativos às operações de compra e venda e outros dados inerentes aos serviços de energia elétrica;
- d) Apurar o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) do mercado de curto prazo, para cada um dos submercados;
- e) Efetuar a contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados e a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no mercado de curto prazo;
- f) Apurar o descumprimento de limites de contratação de energia elétrica e outras infrações e, quando for o caso, por delegação da ANEEL, nos termos da convenção de comercialização, aplicar as respectivas penalidades;
- g) Apurar os montantes e promover as ações necessárias para a realização do depósito, da custódia e da execução de garantias financeiras relativas às liquidações financeiras do mercado de curto prazo, nos termos da convenção de comercialização.

### 3.1.3 Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE

Constituído em 2004, o CMSE atua – sob a coordenação direta do MME e presidido pelo Ministro de Minas e Energia – no acompanhamento e avaliação permanente da segurança de suprimento de energia e de planejamento energético para o longo prazo. Dentre as atividades já citadas, o CMSE possui algumas outras atividades específicas:

- a) Acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, gás natural, petróleo e seus derivados;
- b) Avaliar suas condições de abastecimento energético;

- c) Identificar dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial, institucional e outros que possam afetar a regularidade e a segurança de abastecimento e atendimento à expansão;
- d) Elaborar propostas de ações preventivas ou saneadoras que visem à manutenção ou restauração da segurança no abastecimento eletroenergético, encaminhando-as, quando for o caso, ao CNPE.

### **3.1.4 Conselho Nacional de Política Energética - CNPE**

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), fundado em 1997, atua sob a autoridade direta da Presidência da República. Assim como o CMSE, o Ministro de Minas e Energia preside o CNPE, além de ser formado por sete ministros, um representante de cada Estado e Distrito Federal, um cidadão brasileiro e um representante de uma universidade brasileira, os dois últimos especializados em energia (MACHADO, 2023). As responsabilidades dessa entidade do setor elétrico apresentam-se nas seguintes ações: propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas que visam promover o uso eficiente dos recursos energéticos do país; garantir o fornecimento de energia para áreas afastadas dos centros urbanos; avaliar regularmente nossas fontes de energia, estabelecendo diretrizes para programas de energia alternativa; definir diretrizes para a importação e exportação de petróleo, gás natural e seus derivados; sugerir medidas necessárias para atender à demanda energética nacional.

### **3.1.5 Empresa de Pesquisa Energética - EPE**

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE), criada em 2004, é uma empresa pública ligada ao MME. As funções deste órgão federal ilustram-se na finalidade de prestação de serviços na área de estudos e pesquisas, destinadas a financiar seu planejamento para o SEB. A ANEEL participa na EPE, atuando com regulações sob algumas atividades da empresa (MACHADO, 2023).

### **3.1.6 Ministério de Minas e Energia - MME**

O Ministério de Minas e Energia (MME), estabelecido no ano de 1960, assumindo os assuntos relacionados aos de minas e energia, anteriormente de competência do Ministério da Agricultura. Por meio da Lei nº 10.848/04, o Ministério de Minas e Energia estabeleceu-se a função de Poder Concedente<sup>1</sup>. Ilustra-se as áreas de atuação do MME: geologia; recursos minerais; recursos energéticos (MACHADO, 2023).

<sup>1</sup> O termo “Poder Concedente” refere-se à autoridade pública que tem o poder de delegar a execução de um serviço público a uma entidade privada, através de um contrato de concessão.

### 3.1.7 Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

Em 1998, fundou-se o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), entidade cujo objetivo evidencia-se na administração da operação das instalações de geração e transmissão do SIN. A missão institucional exemplifica-se no garantimento da qualidade e do suprimento de eletricidade no SIN. O ONS possui algumas outras atribuições, como: planejamento da expansão dos sistemas de transmissão; elaborar regras para a operação do SIN; propor reforços na Rede Básica (RB); todas, sob fiscalização da ANEEL.

### 3.1.8 Agentes Setoriais

Estruturam-se os agentes do SEB em duas vertentes: institucionais e setoriais. Nas seções anteriores, discorreu-se sobre os agentes institucionais. Os agentes setoriais apresentam-se como agentes de geração, transmissão, distribuição, comercialização e consumo. Esses agentes integram-se às atividades conduzidas pelo ONS como membros associados e membros participantes. No Quadro 1, explana-se os tipos de agentes do SEB, com exceção dos agentes consumidores livres, bem como as funções desempenhadas por cada um deles (ONS, 2024f).

Quadro 1 – Agentes do SEB e suas funções.

<b>Agentes do SEB</b>	<b>Funções Desempenhadas</b>
Agentes de Geração	Concessionárias que possuem usinas geradoras de energia elétrica e as operam.
Agentes de Transmissão	Agentes que possuem concessão de estruturas transmissoras de energia elétrica, compondo a RB.
Agentes de Distribuição	Agentes que atuam na operação regionalizada da distribuição de energia elétrica através de concessões e de contratos com as transmissoras de energia, e são elencados como usuários da RB do SIN.
Agentes Importadores	Agentes com concessões para operar na importação e transmissão de energia elétrica.
Agentes Exportadores	Agentes com concessões para operar na exportação e transmissão de energia elétrica.
Agente Comercializador de Energia de Itaipu	Trata-se do agente Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), comercializador da geração oriunda de Itaipu.

Fonte: adaptado de ONS (2024f).

## 3.2 SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - SIN

O SIN caracteriza-se por ser um complexo sistema hidro-termo-eólico de geração e transmissão de energia elétrica, com o predomínio de usinas hidroelétricas de grande porte (ONS, 2024h). Por meio desse sistema, possibilita-se o intercâmbio de energia elétrica

entre, praticamente, todas as regiões do país, mediante ao trabalho e colaboração entre as diversas concessionárias do setor elétrico. Devido às dimensões continentais do território brasileiro, estruturou-se o SIN em quatro subsistemas, divididos entre as regiões: Sul, Sudeste/Centro-oeste, Nordeste e grande parte da região Norte — porque essa região ainda conta com a presença de sistemas isolados<sup>2</sup>. Essas características colocam o SIN como ímpar a nível mundial.

### 3.2.1 Contexto Histórico da Estrutura Operacional do SEB

Para entendermos a estrutura operacional do SEB nos dias atuais, precisamos contextualizar a morfologia e organização da operação da rede elétrica de alta tensão no país, bem como sua evolução. Até o final dos anos 1950, o SEB era composto, em sua maioria, por redes de pequeno porte e isoladas, formando grupos de ilhas elétricas, que operavam isoladamente entre si e com padrões técnicos distintos — destaca-se a presença duplicidade da frequência em 50 Hz e 60 Hz em algumas regiões do Brasil (CACHAPUZ, 2003). Nesse período, as companhias do setor elétrico operavam localmente, baseado nas necessidades de seus projetos perante aos consumidores.

Ainda nos anos 1950, o Brasil enfrentava uma grave crise energética. Assim, nesse aspecto, criou-se o Fundo Federal de Eletrificação (FFE), em 1953, com o objetivo de cobrar impostos sobre a energia elétrica utilizada para o financiamento, crescimento e desenvolvimento do setor elétrico. Em 1954, elaboraram-se projetos de leis no Plano Nacional de Eletrificação<sup>3</sup>, focados nas interligações entre os estados da federação e a criação da empresa Eletrobras — uma *holding*<sup>4</sup> do SEB. No início das atividades, a composição da Eletrobras encontrava-se na presença de outras duas empresas: Companhia Hidrelétrica do São Francisco (Chesf) e Furnas Centrais Elétricas S.A. (Furnas), atuando em todo o território nacional. Após alguns meses, incluiu-se na *holding* outras quatro empresas, constituindo por: Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A. (Eletrosul), criada em 1968 para atender a região Sul e Mato Grosso do Sul; Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte), criada em 1973, para atender os estados e territórios da região Norte, o atual estado do Tocantins e Mato Grosso; Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. (Escelsa); e a Light Serviços de Eletricidade S.A. (Light) (CACHAPUZ, 2006).

A partir do ano de 1960, em função do aumento da oferta e procura, as grandes cidades supridas por sistemas isolados foram, paulatinamente, interligadas em regiões interestaduais. Conforme a expansão e integração desses sistemas, emergiu-se a necessidade

<sup>2</sup> Um Sistema Isolado é um sistema elétrico que, em circunstâncias normais, não está ligado ao SIN. Atualmente, o Brasil possui mais de 200 áreas isoladas, sendo a maioria na região Norte, e representam menos de 1% da carga total do país (EPE, 2023).

<sup>3</sup> O Plano Nacional de Eletrificação previa a expansão da geração de energia elétrica através da exploração do potencial hidrelétrico existente no país com a intervenção do Estado nas áreas de transmissão e geração.

<sup>4</sup> Define-se “*holding*” como uma corporação que detém uma participação majoritária sobre outras empresas, comumente conhecidas como subsidiárias, consolidando assim o controle sobre elas.

de coordenação entre as empresas do setor envolvidas, a fim de garantir a segurança operacional e a qualidade dos serviços. Por este motivo, no ano 1963, desenvolve-se a primeira forte expansão da interligação do sistema elétrico no sudeste brasileiro, conduzido por Furnas, definido no Plano de Metas de Juscelino Kubitschek, em 1957. A partir da construção da usina hidrelétrica de Furnas, integrou-se os principais polos urbanos e industriais do Brasil: Rio de Janeiro, São Paulo e Minas Gerais (CACHAPUZ, 2003). Nessa época, os centros de operação engatinhavam, de acordo com as tecnologias até então presentes (TOLEDO, 2017, p. 70).

[...] apareceram os primeiros centros de controle, denominados despachos de carga. Ali se operava o sistema por meio de comunicação, via telefone de magneto, entre o despachante e operador da usina ou da SE. Como recurso “computacional”, o despacho de carga dispunha de um computador analógico, para controle da geração de usinas e diversos registradores gráficos para medição da frequência nos pontos de relevância para a operação.

No ano seguinte ao começo das operações da usina, estabeleceu-se a unificação da frequência em 60 Hz, a partir da Lei nº 4.454/1964, restringindo as operações de novas instalações de geração e transmissão nos padrões de frequência conhecidos atualmente — passo importante para a implantação do sistema interligado (MATTAR, 2010, p. 21). Nota-se que com a evolução da complexidade decorrente da interligação do sistema elétrico, culminou a criação de comitês e grupos operacionais capazes de planejar e gerir a geração, transmissão e a distribuição de energia. Por tanto, iniciou-se assim, as atividades do Comitê Coordenador da Operação Interligada (CCOI) — criado pelo MME através da Portaria n.º 65, de 16 de janeiro de 1969.

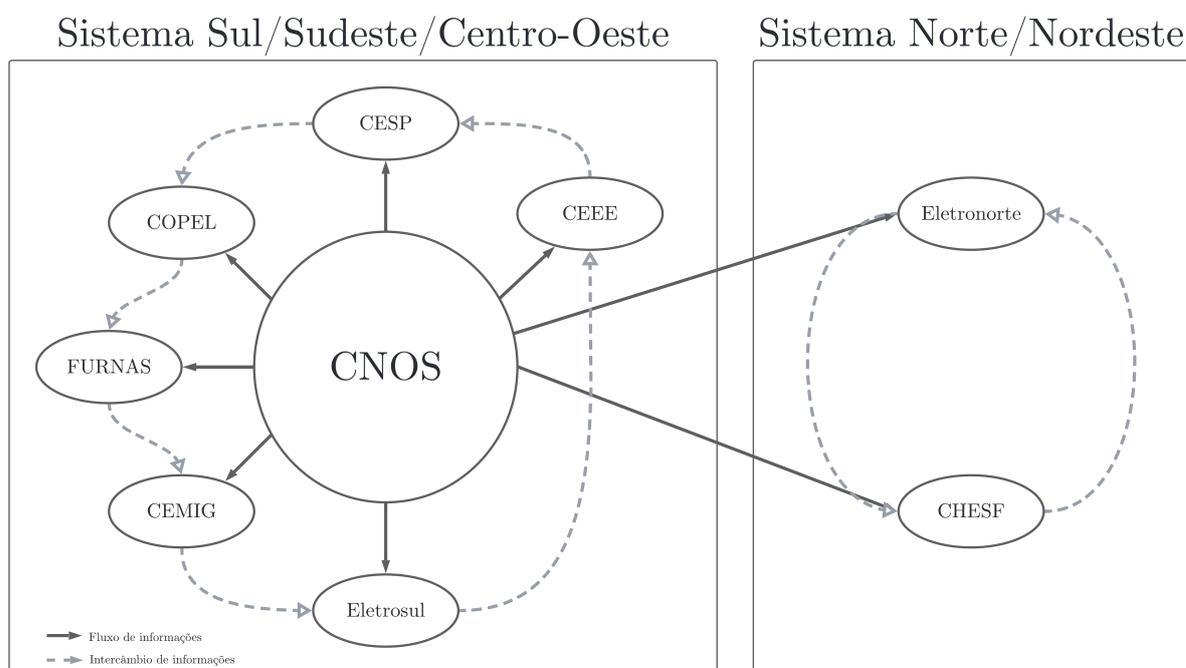
Oficializado somente em 1970, o CCOI possuía duas principais premissas: mitigar possíveis falhas na operação do sistema elétrico e otimizar o processo de troca de informações entre as concessionárias de geração e transmissão da época. Mais tarde, em janeiro de 1971, criou-se o Comitê Coordenador para a Operação Interligada da Região Sul (CCOI-Sul), que integrava as empresas da região Sul do país. Com a sua consolidação, o CCOI coordenaria a operação do sistema através de reuniões, onde as concessionárias efetuariam a operação, com a coordenação técnica da Eletrobras e a supervisão sob responsabilidade do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) (CACHAPUZ, 2006).

No ano de 1973 o CCOI evoluiu para o Grupo Coordenador da Operação Interligada (GCOI), por intermédio da Lei de Itaipu — Lei nº. 5.889, de 5 de julho de 1973 — e estabeleceu novidades ao planejamento e operação do setor elétrico. Verifica-se, também, o poder que a lei proporcionou para a companhia, no que diz respeito ao processo de centralização das subsidiárias pertencentes a *holding* e a expansão da operação dos sistemas elétricos interligados (CACHAPUZ, 2006). Segundo (KLIGERMAN, 2009), a partir dessa lei criou-se o GCOI, com o fim de utilizar da melhor forma possível os recursos hidrotérmicos e abrir possibilidade de uma operação estratégica para o sistema interligado. Em suma, compunham o GCOI: os agentes dos setores de geração e transmissão;

por lá, abordavam-se as diretrizes energéticas de curto, médio e longo prazo, e as regras relacionadas a operação interligada da rede.

Alem do planejamento operativo de longo, médio e curto prazo, a operação possuía mais dois estágios: programação da geração, visando os eventos com 24 horas de antecedência à operação em tempo real e a operação em tempo real — visto na figura do Centro Nacional de Operação de Sistema (CNOS), inaugurado em Brasília, no mês de setembro de 1989. Destaca-se como o principal objetivo da criação do CNOS a integração operacional de usinas, reservatórios e as Linhas de transmissão (LT) do sistema elétrico a nível nacional. Em um espaço de 10 anos, o CNOS operou o sistema elétrico brasileiro de forma não integrada, ou seja, a operação eletroenergética era realizada em dois grandes blocos, os subsistemas Sul/Sudeste/Centro-oeste e Norte/Nordeste, visualizados na Figura 5.

Figura 5 – Interação entre as empresas do Setor Elétrico Brasileiro nos anos 1980



Fonte: Adaptado de Rosim (2008, p. 18)

Cerca de 10 anos após a criação do CNOS, em 1998, o GCOI foi substituído pelo ONS, que passou a ser o responsável pela coordenação e pelo controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no sistema interligado brasileiro. Porém, até então, os sistemas Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste estavam isolados eletricamente. Somente em 1999, estabeleceu-se a conexão elétrica entre esses dois grandes sistemas interligados do país, formando-se assim o Sistema Interligado Nacional. Assim, o ONS se tornou o órgão responsável pela execução dos processos de planejamento e programação eletroenergética da operação, bem como das funções de administração dos serviços de transmissão (CACHAPUZ, 2006).

### 3.2.2 Capacidade Instalada e Suas Fontes

A pluralidade de uma matriz energética está intrinsecamente conectada no desenvolvimento tecno-científico, econômico e social de um país, pois atenua os riscos de possíveis deficits de energia, visto que o sistema elétrico não dependerá de apenas uma única fonte geradora e, sim, um agregado de fontes que se suplementam e garantem segurança energética. No Brasil, em um passado não muito distante, a geração de energia se deu quase que exclusivamente por usinas hidrelétricas, devido às favoráveis características hidrológicas da biosfera. Isso aconteceu, principalmente, devido à boa capacidade de regularização dos reservatórios e da perenidade da rede fluvial, mesmo durante períodos desfavoráveis. Em outras palavras, existia a possibilidade em acumular água de períodos chuvosos e utilizá-la para a geração em momentos de estiagem. Por razões de segurança operacional, houve a necessidade de se expandir e adicionar novas fontes produtoras ao SIN e, assim, começou-se a pensar em termelétricas, especialmente nos últimos 15 anos, em decorrência do alto potencial, nas fontes solares e eólicas.

Ainda sob a perspectiva do cenário brasileiro, o parque gerador instalado no SIN apresenta, atualmente, uma diversidade de fontes de energia elétrica, sendo composto na predominância ilustrada na matriz hidrelétrica (58,54%), seguido por 21,24% térmica, 14,08% eólica, 5,07% solar e 1,07% nuclear. A Tabela 1 e a Tabela 2 evidenciam, respectivamente, a evolução da capacidade de geração entre os tipos de usinas em operação, bem como a participação por cada tipo de unidade geradora, entre os anos 2020 e 2023 (ONS, 2024b).

Tabela 1 – Evolução da capacidade instalada do SIN (MW) entre 2020 e 2023

Usinas Geradoras	2020	2021	2022	2023
Eólica	15.424,92	18.344,33	22.116,67	26.206,25
Hidrelétrica	108.431,17	108.633,17	109.445,58	108.982,50
Nuclear	1.990,00	1.990,00	1.990,00	1.990,00
Solar (concentrada)	2.779,42	3.604,08	5.552,50	9.444,67
Térmica	35.721,58	36.349,50	38.498,83	39.544,00
<b>Total</b>	<b>164.347,08</b>	<b>168.921,08</b>	<b>177.603,58</b>	<b>186.167,42</b>

Fonte: adaptado de ONS (2024b).

Tabela 2 – Porcentagem da participação de cada usina geradora do SIN entre 2020 e 2023

Usinas Geradoras	“%” em 2020	“%” em 2021	“%” em 2022	“%” em 2023
Eólica	9,39%	10,86%	12,45%	14,08%
Hidrelétrica	65,98%	64,31%	61,62%	58,54%
Nuclear	1,21%	1,18%	1,12%	1,07%
Solar (concentrada)	1,69%	2,13%	3,13%	5,07%
Térmica	21,74%	21,52%	21,68%	21,24%

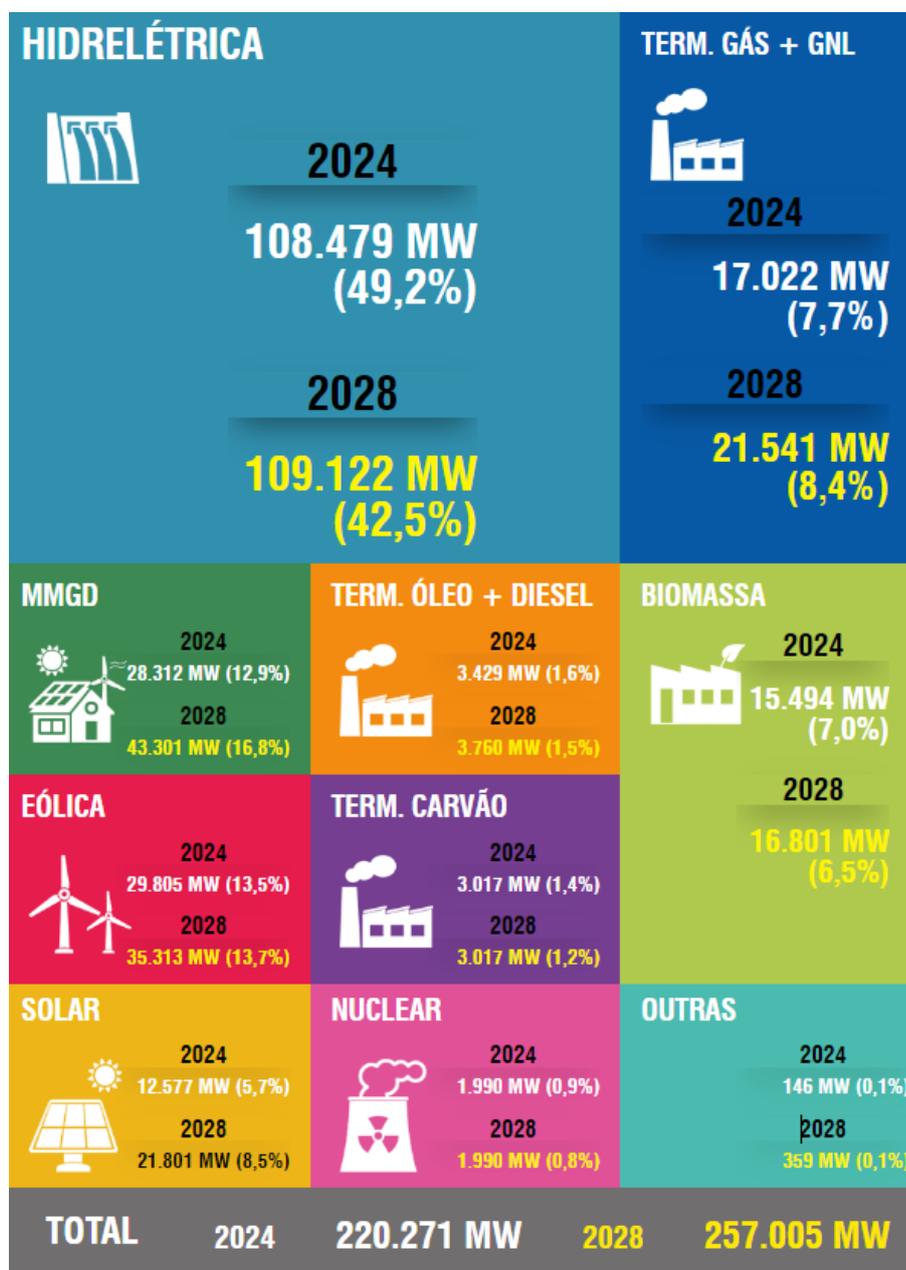
Fonte: adaptado de ONS (2024b).

Outro recurso bastante relevante na matriz elétrica brasileira atual é a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), especialmente aquela associada à geração solar. Tal fonte de geração vem assumindo papel cada vez mais relevante no atendimento ao mercado de energia elétrica no país. Segundo ONS (2023c), a MMGD apresentou-se como responsável por 25,3 GW da capacidade total do SIN, representando cerca de 12% de toda a matriz energética atual.

A nível de classificação da MMGD, denomina-se a geração distribuída como “micro” quando a potência instalada de uma unidade geradora não ultrapassa os 75 kW. Para a classificação como “minigeração”, a potência instalada necessita ser superior a 75 kW e menor que 3 MW, podendo chegar até 5 MW, segundo o Parágrafo Único do art. 1º da Lei nº 14.300/2022 (ANEEL, 2023). Os sistemas MMGD são conectados à rede de distribuição por meio das unidades geradoras e passaram a ter sua contabilização no SIN devido ao peso da totalidade da potência gerada.

Por conseguinte, observa-se na Figura 6, a projeção para a capacidade instalada no SIN em 2024 — discutida no Programa Mensal de Operação Energética (PMO) de abril de 2024 — é de 220.271 MW, sendo composto pelas matrizes: hidrelétrica (108.479 MW), térmicas (38.962 MW), eólica (28.805 MW), MMGD (28.312 MW), solar (12.557 MW), nuclear (1.990 MW) e outras (146 MW) (ONS, 2024e). A longo prazo, estimou-se, também, a oferta de geração de energia no ano de 2028, totalizando 257.007 MW, sendo essa potência composta de: hidrelétrica (109.122 MW), térmica (45.119 MW), eólica (35.313 MW), MMGD (43.301 MW), solar (21.801 MW), nuclear (1.990 MW) e outras (359 MW) (ONS, 2024e). Nota-se que houve um forte crescimento das fontes eólicas e solares anualmente, resultado dos investimentos no setor e os incentivos fiscais do governo federal, que justificam o relevante acréscimo dessas fontes na geração centralizada.

Figura 6 – Evolução da capacidade instalada no SIN - Abril 2024 / Dezembro 2028



Fonte: ONS (2024e)

### 3.2.3 Transmissão de Energia no SIN

A eletricidade evidencia-se sob a característica de ser produzida e consumida praticamente no mesmo instante e, por este motivo, necessita-se do amparo de um sistema de transmissão robusto e seguro para o escoamento adequado de toda a potência gerada. Assim, pode-se afirmar que a transmissão se inicia nas usinas geradoras e finaliza nas SEs das concessionárias distribuidoras de energia elétrica (BARROS; BORELLI; GEBRA, 2014). Entre as unidades geradoras e as SEs das distribuidoras, existem as LT. Pode-se

classificar as LT como o “meio de transporte” da energia em alta tensão, compostas por cabos condutores, isoladores e torres que sustentam esses cabos.

Hoje, de acordo com a Figura 7, o SIN representa um sistema de aproximadamente 171.000 km de LT — com projeção de atingir a marca dos 200.000 km no ano de 2028 — de diferentes níveis de tensões, configurados entre 230 kV até 800 kV, que compõem a RB de transmissão.

Figura 7 – Extensão da Rede Básica de transmissão

230 kV	2023 64.265 km	2028 69.070 km
345 kV	2023 10.597 km	2028 10.744 km
440 kV	2023 7.061 km	2028 7.872 km
500/525 kV	2023 69.247 km	2028 91.197 km
600 kV	2023 9.544 km	2028 9.544 km
750 kV	2023 1.722 km	2028 1.722 km
800 kV	2023 9.204 km	2028 10.671 km
<b>TOTAL</b>	<b>171.640 km</b>	<b>200.015 km</b>

Fonte: ONS (2024e)

Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 (MINAS E ENERGIA; PESQUISA ENERGÉTICA, 2017), define-se as funções da RB como:

[...] (i) a transmissão da energia gerada pelas usinas para os grandes centros de carga; (ii) a integração entre os diversos elementos do sistema elétrico para garantir estabilidade e confiabilidade da rede; (iii) a interligação entre as bacias hidrográficas e regiões com características hidrológicas heterogêneas de modo a otimizar a geração hidrelétrica; (iv) a integração energética com os países vizinhos.

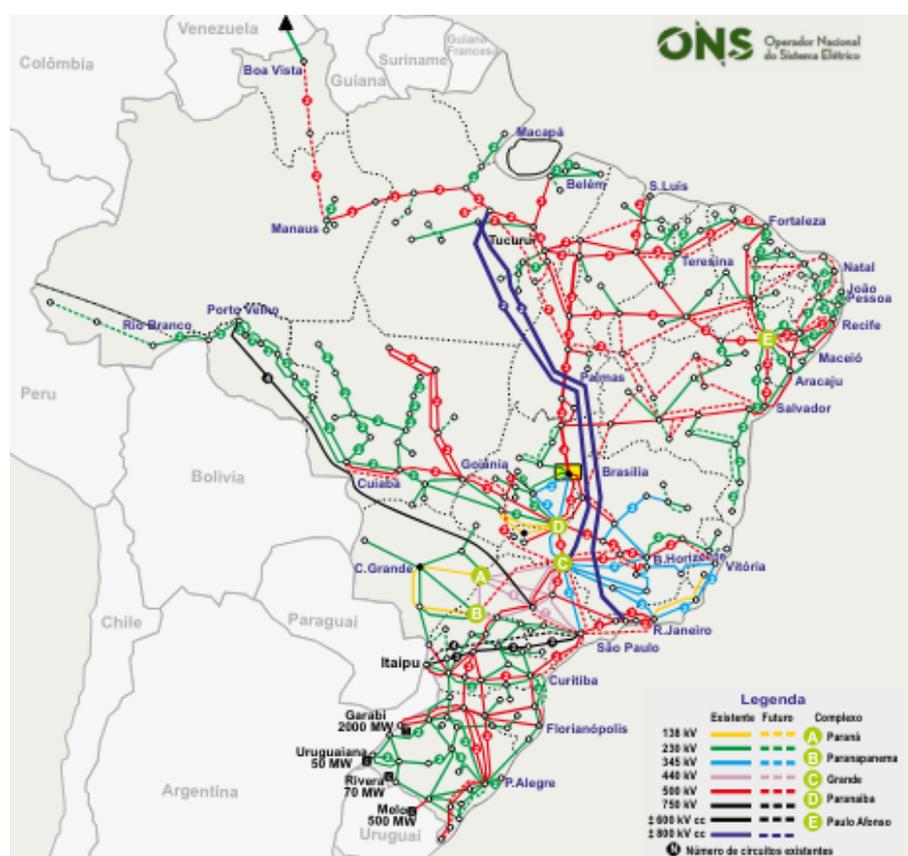
Conforme declarado pela ANEEL (2022, p. 5), além das LT, a RB compreende por equipamentos de SE com tensões iguais ou superiores a 230 kV, instalações de fronteira compostas por Transformadores (TFs) de potência com tensões primárias iguais ou superiores a 230 kV e tensões secundárias e terciárias inferiores a 230 kV, juntamente com suas conexões correspondentes e equipamentos adicionais ligados ao terciário.

A rede de transmissão do SIN, cujas dimensões estão ilustradas na Figura 7, congrega a caracterização de todas as LT que compõem a RB, além de pequena parte da rede complementar. Essas LT proporcionam o fluxo de potência e o intercâmbio de carga entre os quatro subsistemas do SIN e já citados anteriormente neste trabalho: Nordeste, Norte,

Sudeste/Centro-oeste e Sul. Observa-se, também, a presença de interligações internacionais da rede elétrica, principalmente entre os países vizinhos da região Sul do Brasil, e se destacam: Paraguai, Uruguai e Argentina.

Deve-se observar que as LT de 138 kV não incluem-se na RB. No entanto, o ONS monitora algumas dessas linhas, conforme indicado na Figura 8, porque são categorizadas como parte da Rede Complementar. A Rede Complementar — localizada fora dos limites da RB — é composta por instalações cujo desligamento afeta tanto a otimização energética do SIN quanto os parâmetros de desempenho elétrico das instalações e equipamentos da RB, podendo resultar em condições operativas fora dos critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede (PR)<sup>5</sup>, que será detalhado na seção 3.3.1.1 (ONS, 2021b).

Figura 8 – Rede de transmissão do SIN



Fonte: ONS (2023c)

De acordo com a ANEEL (2022), além das LT de 138 kV e de todas as instalações da RB, as Demais Instalações de Transmissão (DIT) constituem a rede complementar e compendem-se por:

<sup>5</sup> Os Procedimentos de Rede são documentos normativos propostos pelo ONS que estabelecem requisitos mínimos técnicos para as atividades de coordenação e gestão da operação da geração e transmissão de energia elétrica dentro do SIN, conforme exigido pela Lei nº 9.648, de 17 de maio de 1998.

- a) equipamentos de SE, em qualquer tensão, quando de uso de centrais geradoras, em caráter único ou compartilhado, ou de consumidores livres, em caráter único;
- b) interligações internacionais e equipamentos associados, em qualquer tensão, quando de uso exclusivo para importação e/ou exportação de energia elétrica;
- c) equipamentos de SE, em tensão inferior a 230 kV

### 3.3 A OPERAÇÃO DO SIN

O ONS também desempenha um papel vital no planejamento da operação do sistema em diferentes horizontes temporais, coordenando ações entre geradoras, transmissoras e distribuidoras para manter a eficiência e segurança do SIN. Para a elaboração do planejamento mencionado anteriormente, o ONS utiliza-se dos preceitos dos Procedimentos de Rede e os Submódulo (SM) que os compõem. Uma das premissas dos diversos SM que compõem os PR visualiza-se na questão da confiabilidade do fornecimento de energia no SIN, para que o sistema suporte contingências sem interrupção. Vale destacar a coordenação do ONS sob os centros de operação, que são o núcleo da operação das instalações, onde se monitoram e controlam a geração e transmissão de energia em tempo real, garantindo um fornecimento contínuo e seguro para atender às demandas de consumo em todo o território nacional.

Outro ponto destacado é a evolução das SEs, com um enfoque na automação dos equipamentos e no telecontrole, que se tornaram essenciais para a eficiência operacional, sendo a automação das SEs supervisionadas a partir de centros de operação uma contribuição significativa para essa eficiência.

#### 3.3.1 Diretrizes Operacionais

A operação confiável, eficiente e segura de toda uma infraestrutura de geração e transmissão se apresenta sujeita à avaliação de qualidade, de acordo com as sistemáticas das normas técnicas e aos PR, e desempenham um papel ímpar no setor elétrico. No Brasil, o SIN dispõe de um conjunto de procedimentos e normas técnicas projetados para garantir o pleno funcionamento estável da operação da geração e transmissão de energia. A implementação desses padrões técnicos se apresentam como crucial para garantia da confiabilidade e expansão sustentável do sistema elétrico.

##### 3.3.1.1 Procedimentos de Rede - ONS

Os Procedimentos de Rede (PR) são documentos elaborados pelo ONS — com a participação dos agentes setoriais — de caráter normativo, desenvolvidos em SM, vistoriados e aprovados pela ANEEL, para a operação das instalações de geração e transmissão da RB do SIN (ONS, 2024g).

Um dos documentos que integram os PR e com importância no que diz respeito à orientação dos operadores do SIN, seja dos centros de operação do ONS ou dos agentes envolvidos no setor, é o Manual de Procedimentos da Operação (MPO). O MPO contém documentos que padronizam os procedimentos operacionais do SIN, em operação normal ou para os casos de operação em contingência. Esses documentos são classificados como: Referências Técnicas, Mensagens Operativas, Cadastros de Informações Operacionais, Instruções de Operação, Ajustamentos Operativos, Rotinas Operacionais e Regulamentos Internacionais (BEM SOUSA, 2023).

Para elaborar os documentos citados anteriormente, o ONS realiza estudos com base em relatórios provenientes das equipes de engenharia e planejamento. Esses estudos abrangem o planejamento da operação, o acesso às instalações de transmissão e a operação propriamente dita do SIN. Vale destacar também que é responsabilidade do ONS a administração da transmissão, a programação de desligamentos e a operação em tempo real do SIN (BEM SOUSA, 2023). Além destas atividades citadas, o ONS realiza o planejamento da operação em três diferentes cenários: curto, médio e longo prazo. Ao passo que o horizonte do planejamento reduz, aumenta-se o detalhamento da operação.

### 3.3.2 Infraestrutura da Operação

Apresenta-se, nesta seção, os conceitos das partes que compõem a infraestrutura da operação. As SEs, sejam elas convencionais ou telecomandadas, constituem-se como estruturas físicas energizadas que fazem parte da infraestrutura da operação. A operação dessas SEs é realizada pelos centros de operação, que desempenham um papel único no monitoramento e controle das atividades operacionais. Para assegurar a continuidade no fornecimento de energia elétrica, esses centros seguem normas e procedimentos técnicos padronizados, estabelecidos previamente pelo ONS. A operação do sistema, sob a perspectiva dos centros de operação, pode ser classificada em três estados principais: operação normal, contingência ou pós-perturbação. Esses estados refletem diferentes condições de funcionamento do sistema, permitindo uma resposta ágil e eficiente para garantir a estabilidade e a confiabilidade da rede elétrica. Dessa forma, a coordenação entre as SEs e os centros de operação é essencial para manter o fornecimento ininterrupto de energia, alinhando-se às melhores práticas e regulamentações do setor.

#### 3.3.2.1 Subestações Telecomandadas

Sob o ponto de vista da infraestrutura, as SEs que compõem os sistemas de transmissão de energia elétrica consistem em duas seções principais: a sala de controle da SE, e o pátio de manobras, onde estão situados os equipamentos de alta tensão, visto nas figuras dos TFs de potência, reatores e bancos de capacitores, entre outros (PEREIRA; SPRITZER, 2006). Além desses equipamentos mencionados, a sala de controle monitora o

estado de cada Chave Seccionadora (CS) e Disjuntor (DJ), sendo de extrema importância para o funcionamento adequado de uma SE.

Sob o âmbito da operação das SEs, devido ao alto grau de incerteza intrínseca da rede elétrica, é praticamente impossível prever quando o sistema apresentará falhas ou qualquer outro tipo de mau funcionamento. Sendo assim, pode-se dizer que a operação de uma SE apresenta um nível elevado de complexidade em relação aos elementos que a compõem. A inserção da automação nas SEs, tornando-as telecomandadas, não adicionou novas funções aos operadores; ao contrário, simplificou as tarefas que realizam. Essa simplificação resultou em uma mudança no ambiente operacional, diferenciando entre as SEs telecomandadas das SEs convencionais.

Diante disto, no Quadro 2, detalha-se a morfologia operacional, divididas em duas categorias: as subestações de operação convencional/assistida e as subestações telecomandadas/desassistidas.

Quadro 2 – Tipos de subestações e seus modos operativos.

<b>Tipos de subestações</b>	<b>Morfologia operacional</b>
Subestação convencional/assistida	Instalação supervisionada e operada localmente, que dispõe de trabalhadores permanentes no local.
Subestação telecomandada/desassistida	Instalação supervisionada e operada remotamente a partir de um centro de operações, independentemente da presença de trabalhadores habilitados disponíveis para operação local.

Fonte: adaptado de ENEL (2022).

Quando se trata de SEs convencionais, as tarefas de controle da operação são frequentemente submetidas a ações manuais pelos operadores. Apesar deste método ser robusto e confiável, pode-se resultar em tempos de reação mais lentos do que aqueles em sistemas automatizados. Sob circunstâncias emergenciais, algumas das intercorrências encontradas nos sistemas elétricos incluem a necessidade de ações humanas e, também, a necessidade de um manejo eficiente durante condições atípicas observadas no sistema.

Entretanto, no contexto das SEs telecomandadas — também denominadas como SEs desassistidas, sua operação é feita a distância e em tempo real, sem, necessariamente, a presença *in loco* de operadores, com o objetivo de manter — e poder aprimorar — a qualidade das ações operativas realizadas nas SEs convencionais. Assim como nas SEs convencionais, o ambiente operativo das SEs telecomandadas se caracteriza pela necessidade de intervenção humana quando enfrentam situações anômalas, embora haja cada vez menos profissionais operando SEs de forma manual ou tradicional. Para isto, a automação de SEs visa a melhoria da qualidade operacional no fornecimento de energia elétrica, reduzindo quantidade e tempo de interrupções através da supervisão do sistema elétrico

em tempo real, além da redução dos custos operacionais, através da automação de tarefas e centralização de ações operativas (MELLO, 2006).

Sob o aspecto da malha elétrica brasileira, devido ao amplo crescimento no número de SEs hoje presentes na RB — estão mapeadas cerca de 550 SEs na RB (ONS, 2022a) — tornou-se inviável a operação em larga escala das SEs no modo convencional (assistida) tanto financeiramente, pois necessitaria criar turnos em todas as SEs, elevando muito o quadro de funcionários, tanto quanto nas tratativas de comunicação.

Pode-se citar, também, como precursor para a implantação das SEs telecomandadas, o avanço tecnológico observado nas últimas décadas, seja no âmbito dos *hardwares* e/ou *softwares*. Enquanto que uma SE convencional exigia uma grande quantidade de cabos e possuía uma grande complexibilidade para a implementação da automatização, o que acarretava em uma pequena flexibilidade, além de um custo consideravelmente elevado, as SEs digitalizadas substituem grande parte da fiação por redes de comunicação, aumentando a confiabilidade e segurança da instalação (MELLO, 2006).

O Sistema Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA), detalhado na seção 4.1, é uma solução tecnológica avançada utilizada para a automação de SEs, integrando de forma criteriosa *hardware*, *software*, transdutores e sensores para alcançar a funcionalidade desejada. Este sistema permite a supervisão e controle remoto dos equipamentos, eliminando a necessidade da presença física de operadores nas SEs, tornando-as desassistidas. Os dados são coletados e controlados a distância por operadores que coordenam a operação de maneira global. O SCADA é estruturado em níveis hierárquicos, onde os instrumentos de campo se comunicam com um computador mestre que opera o *software* supervisor. As informações coletadas são enviadas para um centro de operação regional, que consolida os dados de várias SEs conectadas em rede. Esses dados são então transmitidos para o centro de operação do sistema, que supervisiona e controla a operação sob a orientação do ONS. Dessa forma, o SCADA proporciona uma gestão eficiente e segura das SEs, garantindo a continuidade e confiabilidade do fornecimento de energia (PEREIRA; SPRITZER, 2006).

### 3.3.2.2 Arranjos de uma Subestação

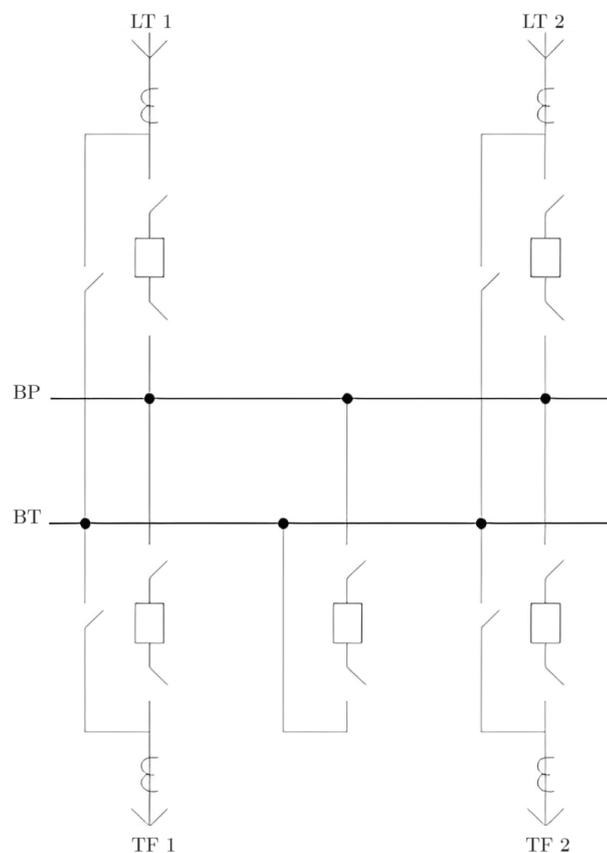
Os arranjos de uma Subestação (SE) podem ser compreendidos como a forma pela qual os equipamentos do pátio de manobras estão interligados, representando assim a conectividade elétrica da SE. Existem diversas configurações ou arranjos utilizados em SEs, cada um com seu nível específico de confiabilidade e flexibilidade nas operações.

Em um centro de operação, é fundamental que o operador tenha conhecimento prévio dos arranjos das SEs sob seu controle. Tal conhecimento pode ajudar a prevenir erros em cenários de perturbações, especialmente durante grandes desligamentos. Nesta seção, apresentam-se as principais configurações e arranjos presentes nas SEs da CGT Eletrosul,

destacando-se os diversos tipos de arranjos possíveis e suas características específicas.

A configuração de barra principal e transferência (BP+T) é utilizada em SEs de média e alta tensão, e ocasionalmente em SEs de extra-alta tensão no Brasil. A liberação de um DJ é realizada com auxílio das chaves de *bypass* e da barra de transferência, mantendo a proteção individual de cada circuito. Essa configuração permite a realização de manobras sem desligamentos, com um DJ sendo liberado por vez. A flexibilidade para manutenção e reparos é limitada devido à operação em um único barramento, restringindo a disponibilidade durante falhas na barra e seccionadoras. Além disso, tanto a barra quanto o bay de transferência permanecem ociosos por longos períodos (FRONTIN, 2013).

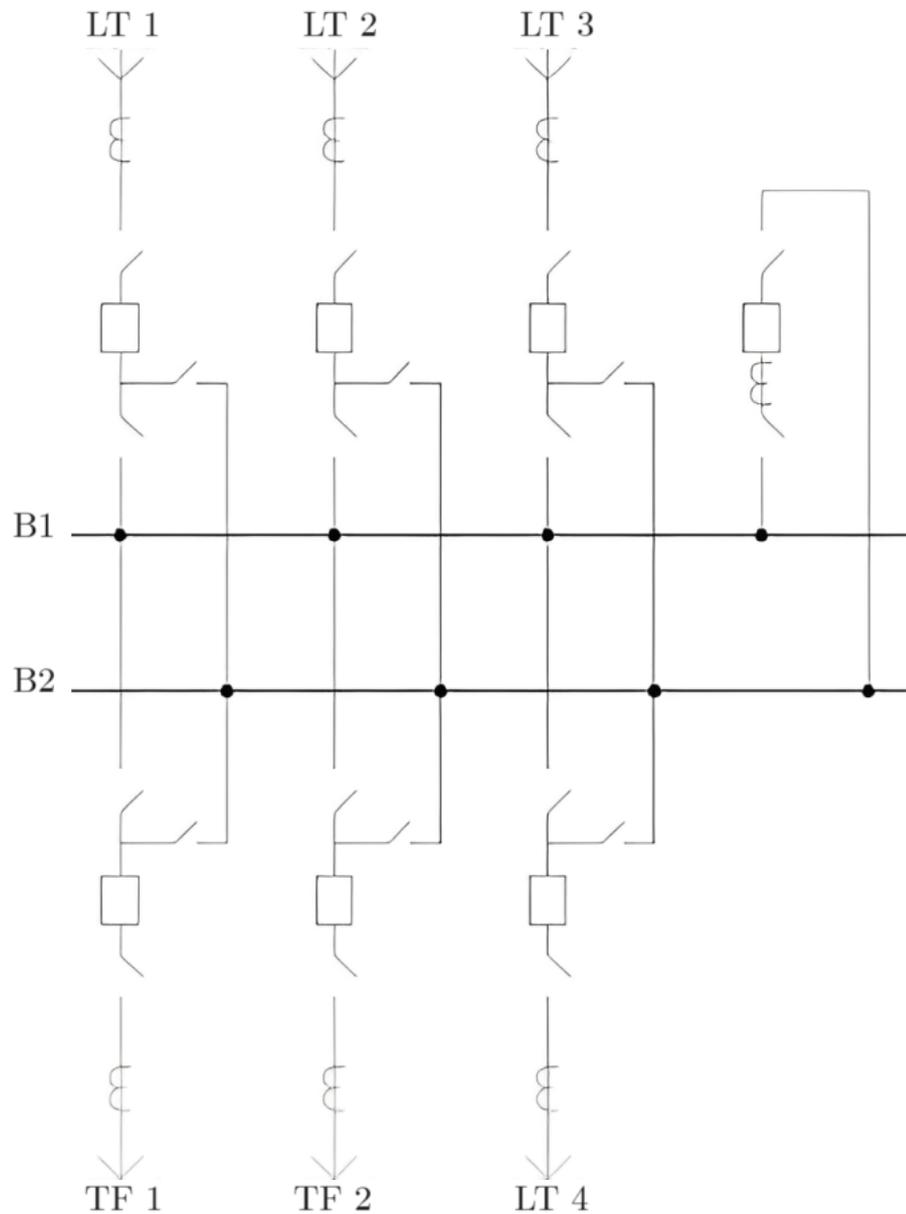
Figura 9 – Configuração em barra principal + barra de transferência



Fonte: Frontin (2013)

Na configuração de barra dupla com disjuntor simples a três chaves (BD-Ds-3 ch), cada circuito pode ser conectado a qualquer uma das duas barras através de chaves seletoras. As duas barras operam normalmente, e a presença de TFs de corrente no bay de interligação melhora a disponibilidade da SE em caso de falhas. No entanto, a ausência de chaves de *bypass* implica na retirada de operação de um circuito durante a manutenção de DJs. Essa configuração é adequada para sistemas redundantes, onde a perda da configuração normal minimiza os riscos para o sistema (FRONTIN, 2013).

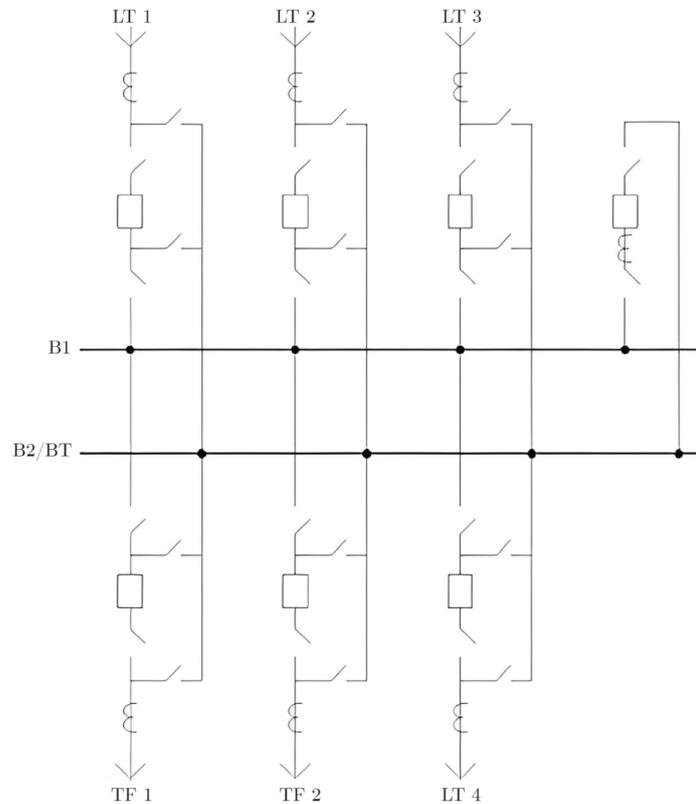
Figura 10 – Configuração em barra dupla com disjuntor simples a três chaves



Fonte: Frontin (2013)

A configuração de barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves (BD-Ds-4 ch) inclui uma chave de *bypass* em cada bay, permitindo a liberação de DJs para manutenção sem desligar os circuitos correspondentes. Durante emergências, uma barra previamente definida é usada como barra de transferência. Essa configuração é muito utilizada no Brasil, principalmente em 138 e 230 kV, devido à sua boa flexibilidade operativa e facilidade para expansão. No entanto, a SE pode operar em configurações de emergência por cerca de 5% do tempo, aumentando o risco para o sistema (FRONTIN, 2013).

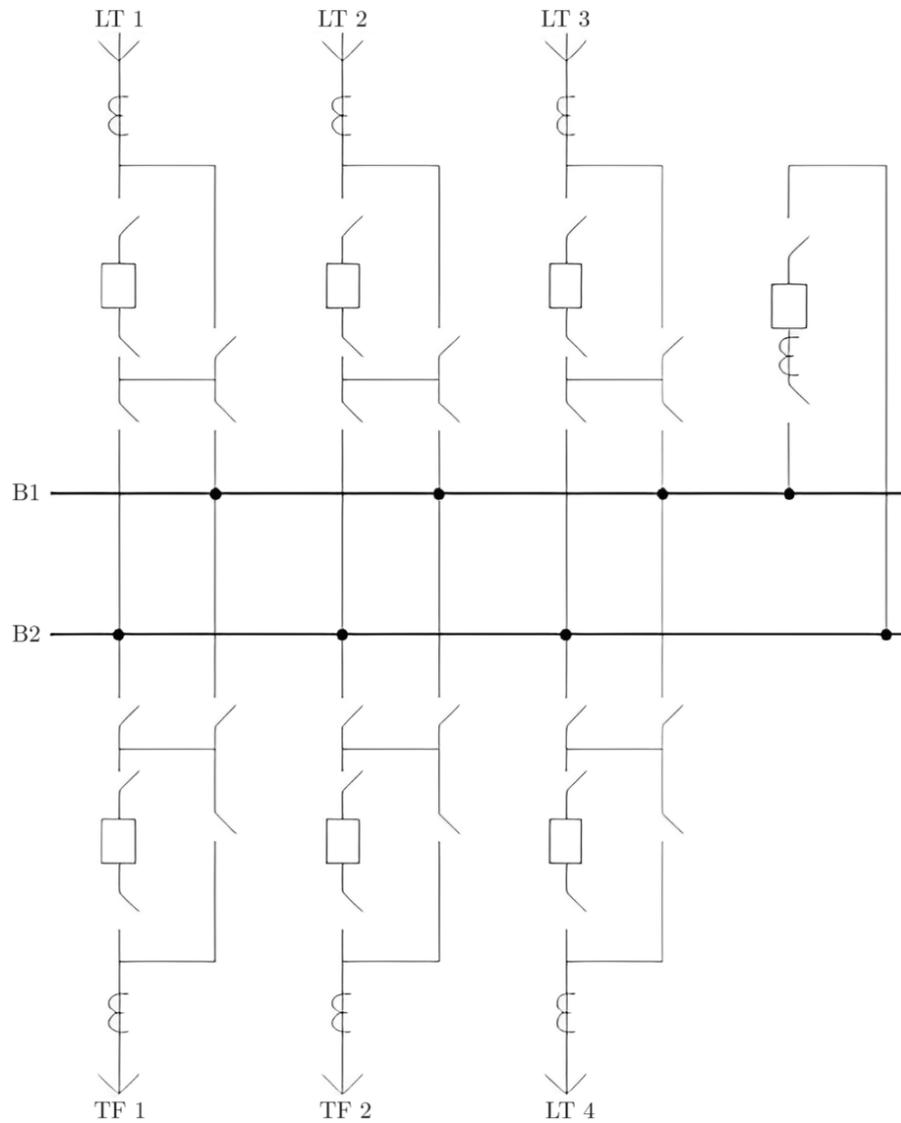
Figura 11 – Configuração em barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves



Fonte: Frontin (2013)

A configuração de barra dupla com disjuntor simples a cinco chaves (BD-Ds-5 ch) é semelhante à de quatro chaves, mas possui uma chave a mais por bay, aumentando ligeiramente a flexibilidade operativa. No entanto, essa vantagem não se traduz necessariamente em benefícios significativos na análise global. A configuração com uma chave a menos reduz o número de intertravamentos entre equipamentos de manobra, diminui a probabilidade de falhas e o custo final devido à menor quantidade de equipamentos e área energizada. Esta configuração é usada principalmente em tensões de 138 e 230 kV e em algumas SEs de 345 kV (FRONTIN, 2013).

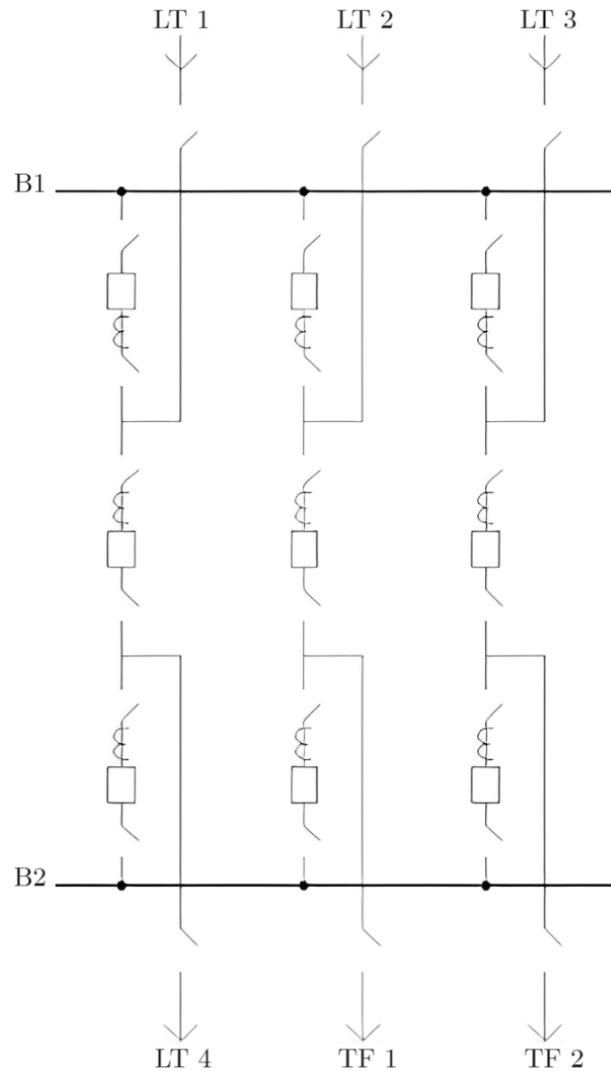
Figura 12 – Configuração em barra dupla com disjuntor simples a cinco chaves



Fonte: Frontin (2013)

A configuração de barra dupla com disjuntor e meio (BD-D1/2) é adotada em SEs onde a segurança é essencial. Esta configuração proporciona estabilidade com a existência de um segundo laço elétrico, permitindo a continuidade dos circuitos mesmo em situações de contingências duplas. Apesar de ser uma configuração de custo relativamente elevado, ela oferece boa flexibilidade operativa e facilidade para expansão (FRONTIN, 2013).

Figura 13 – Configuração em barra dupla com disjuntor e meio



Fonte: Frontin (2013)

Por conseguinte, vale destacar que o ONS recomenda, conforme o SM 2.6, que SEs com isolamento a ar adotem uma das seguintes configurações para os arranjos de barramento, de acordo com sua classe de tensão: nos barramentos de tensão igual a 230 kV, deve-se utilizar o arranjo de barra dupla com disjuntor simples e quatro chaves; enquanto nos barramentos de tensão igual ou superior a 345 kV, deve-se adotar o arranjo de barra dupla com disjuntor e meio (ONS, 2021c).

### 3.3.2.3 Centros de Operação

Os centros de operação configuram-se como o verdadeiro coração da operação do sistema elétrico e se apresentam como infraestruturas cruciais para o SIN, onde ocorrem as atividades de operação, monitoramento e controle da geração e transmissão de energia elétrica no Brasil. Esses centros operam o sistema de modo integral e em tempo real, garantindo que a energia produzida seja transmitida de forma eficiente, contínua e segura para atender às demandas de consumo. A relevância dos centros bem como o seu desenvolvimento cresceu dramaticamente ao longo dos anos, à medida que as implementações da automação e do telecomando em SEs aumentaram. As companhias do setor têm adotado essa tendência, porque ela permite a centralização e integração dos dados operacionais (TOLEDO, 2017).

No Brasil, a operação do SIN é coordenada pelo ONS, com a participação dos agentes por meio dos centros de operação. Segundo o SM 5.1 dos PR do ONS (2021d), a operação do sistema e das instalações de uma rede elétrica é uma atividade interdependente e complementar, onde os resultados de uma parte fornecem insumos vitais para a outra. A hierarquia operacional estabelecida pelo ONS é baseada no princípio da delegação de autoridade, isto é, partindo dos níveis superiores para os níveis inferiores, assegurando uma gestão eficaz em diferentes níveis de atuação na Rede de Operação<sup>6</sup> (ONS, 2021d).

A estrutura hierárquica do ONS é organizada em dois níveis principais. No primeiro nível, encontra-se o CNOS, localizado em Brasília, responsável por gerenciar todas as interligações internacionais e a Rede de Operação, com foco especial na Rede de Operação Sistêmica. O ONS (2022b) define a Rede de Operação Sistêmica, a partir da RT-RD.BR.01 do MPO como:

[...] parte da Rede de Operação constituída pelas usinas térmicas e demais usinas com potência superior a 250 MW, pelas interligações internacionais, e equipamentos e LT, com tensão igual ou superior a 345 kV, utilizados para a integração eletroenergética, cujos fenômenos repercutem predominantemente de forma sistêmica.

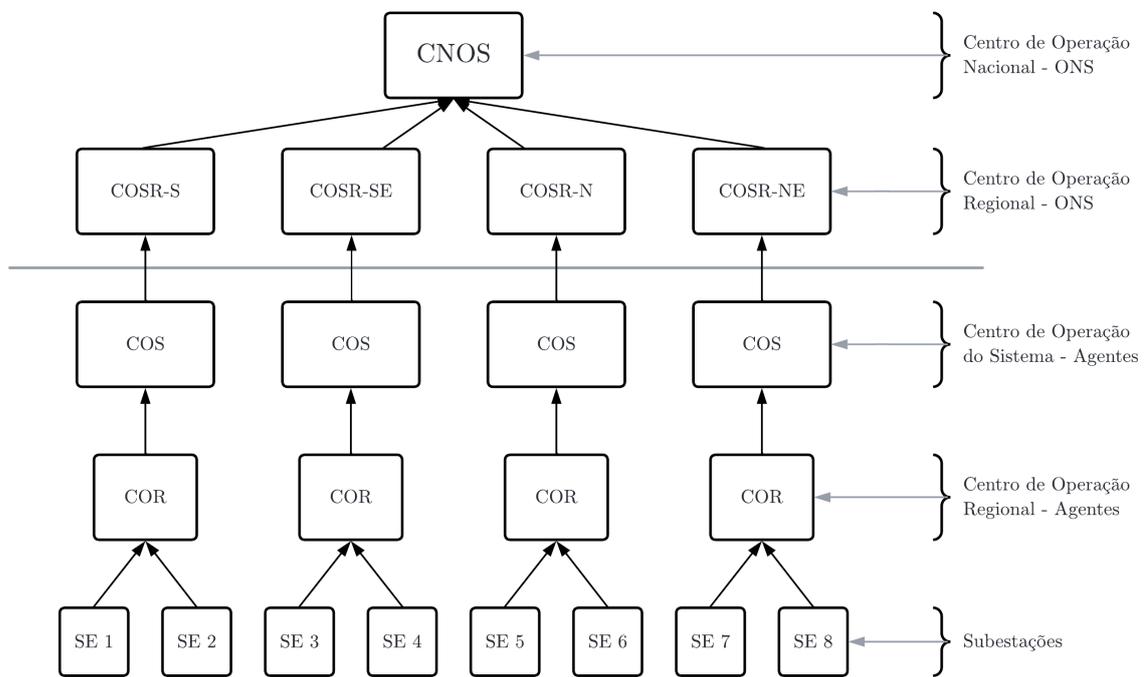
No segundo nível, estão os Centro de Operação Regionais (COSR), que são divididos em quatro centros específicos: Centro de Operação Sul (COSR-S), localizado em Florianópolis (SC), Centro de Operação Sudeste (COSR-SE), localizado no Rio de Janeiro (RJ), Centro de Operação Nordeste (COSR-NE), localizado em Recife (PE), e o Centro de Operação Norte/Centro Oeste (COSR-NCO), localizado em Brasília (DF). Cada um desses centros regionais é responsável por uma área geográfica específica e gerencia a carga em suas respectivas regiões (ONS, 2021d).

O CNOS, além de atuar em toda a Rede de Operação, concentra suas atividades na gestão das interligações internacionais e na Rede de Operação Sistêmica. Já os COSR

<sup>6</sup> Segundo o ONS (2021b), compõem a Rede de Operação: Rede Básica; Rede Complementar; instalações de transmissão para interligações internacionais com conexão à Rede Básica; unidades geradoras com a despacho centralizado

focam na operação das redes regionais, gerenciando a carga dentro de suas áreas específicas de atuação. A definição de qual centro de operação é responsável pelo relacionamento com os agentes de operação é determinada conforme o tipo de instalação. Os agentes de operação também devem estabelecer uma hierarquia interna baseada no princípio da delegação de autoridade, assegurando que haja um único interlocutor entre os operadores dos centros de operação do ONS e o executor direto das atividades operacionais (ONS, 2021d). Na Figura 14, apresenta-se os níveis hierárquicos dos centros de operação do SIN.

Figura 14 – Níveis hierárquicos dos centros de operação do SIN



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

Os centros de operação estão equipados com tecnologia e *hardwares* adequados às necessidades da operação, e que auxiliam os operadores na tomada de decisões. Esses profissionais trabalham para realizar manobras de equipamentos, tanto em operações rotineiras quanto em situações de contingência, que podem incluir o controle de tensão, alterações de tap em TFs de alta tensão, inserção de reatores na rede e as ações de abertura ou fechamento de CSs e DJs.

A operação contínua e segura dos centros de operação apresentam-se como essencial, pois um problema em qualquer ponto da rede pode causar um efeito cascata, comprometendo a estabilidade de todo o sistema. A qualidade da operação depende não apenas da tecnologia empregada, mas também do nível de formação dos operadores, que devem estar aptos a lidar com as complexidades e desafios que a operação do SEE pode apresentar.

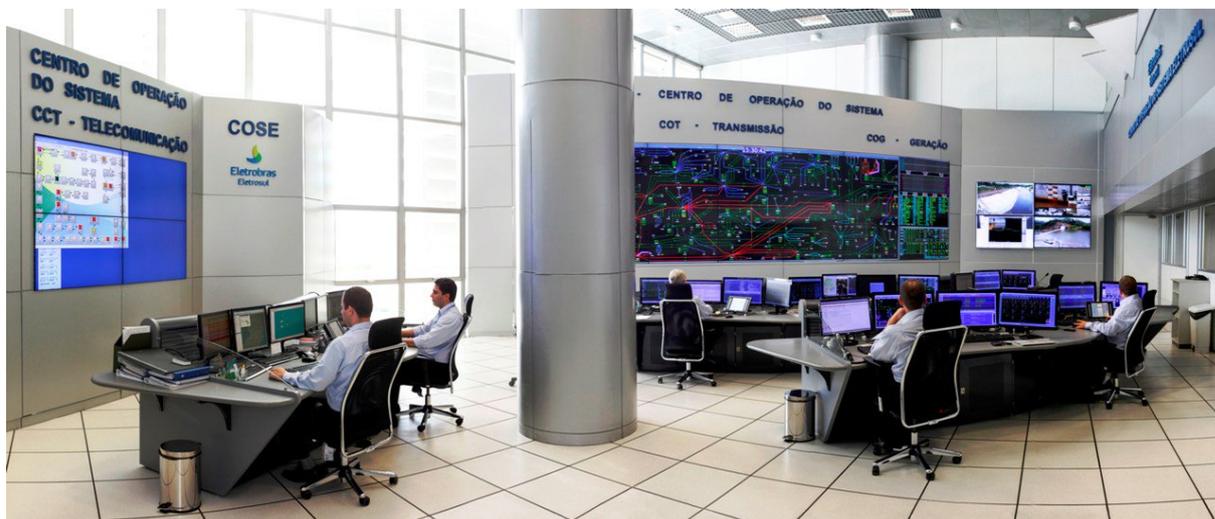
Para isto, treinamentos utilizando simuladores e o aprimoramento das habilidades dos operadores desempenham um papel fundamental para manter a integridade e eficiência da operação em tempo real SIN.

Por conseguinte, cita-se a comunicação como um aspecto crítico dentro desses centros, porque garante que as informações importantes sejam compartilhadas de maneira íntegra e objetiva. Segundo o SM 5.1 do ONS (2021d):

A comunicação operativa entre os centros de operação do ONS, os centros de operação dos agentes de operação, os órgãos designados por esses agentes para o relacionamento e as instalações deve ser efetuada de forma clara, objetiva, completa e padronizada de acordo com o SM 5.13 para garantir a fidelidade das mensagens, evitando falhas de entendimento ou o não repasse de informações que possam colocar em risco pessoas, instalações e a qualidade e segurança do sistema (ONS, 2021d).

Além disso, um sistema de alarmes (visuais e sonoros) ajudam os operadores a identificar e responder rapidamente a quaisquer anomalias ou situações de emergência, minimizando riscos de falhas ou perturbações que podem afetar vastas áreas devido à interligação do SEB. Todas essas atividades acabam por beneficiar a sociedade como um todo, com um fornecimento de energia confiável e de qualidade. Na Figura 15, exibe-se o centro de operações da Eletrobras CGT Eletrosul.

Figura 15 – Centro de Operações do Sistema da Eletrosul (COSE)



Fonte: Eletrosul (2016)

### 3.3.3 Estados de Operação

O cenário ideal para a operação de um sistema elétrico é quando ele está em regime “permanente”, ou seja, a rede está funcionando plenamente, com as tensões, a frequência

e os fluxos de potência estabilizados. Nesse contexto, pode-se afirmar que o sistema está em operação normal. No entanto, mesmo em operação normal, os sistemas de potência estão sujeitos a distúrbios de pequeno e grande porte. Os distúrbios mais severos são também conhecidos como contingências. Uma contingência em um SEE consiste na saída repentina ou desligamento de componentes, como geradores, TFs, LTs, reatores, bancos de capacitores e até mesmo cargas.

Essas contingências podem ocorrer de forma única, quando apenas um componente da rede sofre algum tipo de problema e precisa ser retirado de operação, ou de maneira múltipla, quando diversos componentes do sistema são desconectados em uma mesma perturbação. As consequências desses problemas incluem alterações no fluxo de potência, podendo causar instabilidades na tensão, ângulo, frequência e podendo levar a desligamentos em cascata no sistema elétrico.

Nas atividades de planejamento da operação e operação em tempo real, são realizadas análises estáticas e dinâmicas. A análise estática, amplamente utilizada em tempo real, avalia o estado final da rede usando as equações de fluxo de potência. Essa análise permite monitorar, avaliar e reforçar a segurança do sistema tanto na operação quanto no planejamento. Já a análise dinâmica considera o estado estável do sistema sob a operação pós perturbação, assim como o seu comportamento durante a transição entre estados (MONTICELLI, 1983).

O sistema elétrico está sujeito a condições operativas que podem definir o tipo de estado de operação do sistema. Estes limites operativos podem ser classificados em três tipos de restrições, segundo (MONTICELLI, 1983), de acordo com o Quadro 3.

Quadro 3 – Definições dos tipos de restrição.

<b>Tipos de restrições</b>	<b>Definições</b>
Restrições de Carga	Representam as injeções de potência ativa e reativa nas barras de carga e as injeções de potência ativa nas barras de geração.
Restrições de Operação	Representam os limites das magnitudes das tensões nas barras, dos fluxos de potência aparente nas LT e TFs, e das injeções de potência reativa nas barras de geração
Restrições de Segurança	Associadas a um conjunto prestabelecido de possíveis contingências no sistema, como a saída de geradores, TFs, LT, reatores, bancos de capacitores e cargas.

Fonte: adaptado de Monticelli (1983).

Assim, os estados da operação do SIN são definidos em três ocasiões distintas: operação normal, operação em contingência e operação pós-perturbação, que serão detalhadas nas seções seguintes.

### 3.3.3.1 Operação Normal

Quando o sistema elétrico está em operação normal pode-se dizer que fluxo de potência está equilibrado e com todos os elementos que compõem a transmissão sob pleno funcionamento. Segundo (MONTICELLI, 1983), a operação normal significa que o sistema está sob o estado seguro, quando as restrições de carga, operação e segurança estão sendo atendidas, atendendo toda a demanda de carga sem violar os limites impostos à operação.

Entretanto, na operação normal, o sistema elétrico pode admitir algum tipo de contingência, que a operação continuará normalmente, devido a atuação dos sistemas de proteção e controle do SEE. Neste estado, segundo (MONTICELLI, 1983), classificado como estado de operação normal insegura, o sistema continua suprindo a demanda de carga e são atendidas as restrições de carga e operação, porém, nem todas as restrições de segurança são atendidas. Assim como no estado normal seguro, o sistema está intacto atendendo todas as cargas e sem nenhuma violação dos limites de operação. O não atendimento das restrições de segurança significa que a ocorrência de pelo menos uma das contingências listadas como possíveis poderá levar o sistema ao estado de operação em contingência.

No SIN, as tensões na RB devem ser mantidas dentro de uma pequena faixa de variação, tipicamente  $\pm 5\%$  do valor nominal (ANEEL, 2020). Um dos fatores que podem modificar os níveis de tensão em um SEE apresenta-se na figura do fluxo de potência reativa. Quando os níveis de potência reativa diminuem, o nível de tensão cai por consequência. Do contrário, quando o nível de potência reativa sobe, o nível de tensão também eleva.

Pode-se citar, também, as variações de frequência, que quando ultrapassam os limites para operação normal geralmente são por conta de contingências no sistema, saída de um grande bloco de carga ou pela saída de operação de uma grande fonte de geração. Os limites de frequência em regime permanente, segundo o módulo 8 do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), varia entre 59,9 Hz e 60,1 Hz (ANEEL, 2020).

Em operação normal, a atuação dos centros de operação visa promover ajustes de tensão e de frequência, para o atendimento às variações da carga. São constantemente acompanhados os limites operativos dos equipamentos que compõem o sistema elétrico, de modo a evitar sobrecargas. Quando necessário, executam-se manobras para permitir a atuação das equipes de manutenção nos equipamentos do sistema. Por isso, a operação normal do sistema é acompanhada em tempo real, pelos centros de operação, com base no monitoramento e acompanhamento dos equipamentos pelo ONS e pelos agentes responsáveis. Para normatizar e organizar a operação normal o ONS utiliza das premissas descritas no SM 5.4, que normatiza as ações operativas nesse estado da operação.

O ONS define a filosofia, estratégia e diretrizes para a execução do controle de transmissão em condições normais de operação. Os centros de operação do ONS supervisionam continuamente o estado da Rede de Operação do SIN, coordenando e controlando

as manobras executadas pelos agentes de operação, analisando seus impactos e tomando as devidas medidas corretivas quando necessário. Para isso, é fundamental que os agentes mantenham o ONS atualizado sobre qualquer informação que possa impactar o controle da transmissão dentro dos limites operativos vigentes (ONS, 2021e).

De acordo com o SM 5.4 do ONS (2021e), os agentes de geração são responsáveis por informar ao centro de operação do ONS sobre:

- a) Indisponibilidades e restrições que possam limitar os recursos ou influenciar no controle da transmissão durante a operação normal;
- b) Alterações nos limites operativos de suas unidades geradoras;
- c) Problemas operativos em instalações sob sua responsabilidade que possam causar restrições na Rede de Operação;
- d) Disponibilidade de reintegração ao SIN de equipamentos ou LT que estejam desligados.

Ademais, o ONS (2021e) diz que os agentes de transmissão e distribuição cujas instalações estejam conectadas à RB devem informar ao centro de operação do ONS sobre:

- a) Indisponibilidades e restrições que afetem a operação normal da Rede de Operação;
- b) Alterações nos limites operativos de equipamentos e LT sob sua responsabilidade;
- c) Disponibilidade de reintegração ao SIN de equipamentos ou LT que estejam desligados;

O CNOS informa aos COSR as restrições sistêmicas na Rede de Operação, enquanto os COSR informam ao CNOS sobre indisponibilidades e limitações de equipamentos que influenciem no controle de tensão ou possam causar restrições sistêmicas durante a operação normal (ONS, 2021e).

Para a gestão da segurança operativa, utilizam-se estudos adicionais, avaliações da pré-operação, ferramentas de monitoração climática e análise avançada de segurança. O CNOS coordena ações operativas, incluindo controle de tensão, alteração de topologia, redespacho de usinas e conversão de geradores em compensadores síncronos, supervisionadas pelos COSR na Rede de Operação Sistêmica e Regional, com manobras executadas pelos agentes conforme orientação do ONS (ONS, 2021e).

Durante a operação normal, os centros de operação do ONS utilizam recursos de controle de tensão com influência sistêmica para viabilizar intercâmbios programados e manter tensões nos barramentos de referência conforme os requisitos da carga. O CNOS coordena essas ações, enquanto os COSR evitam ações isoladas que possam prejudicar sistemas próximos. O controle de tensão regional e local é executado de acordo com os critérios estabelecidos, sob supervisão do COSR, e os agentes devem estar preparados para gerenciar a carga rapidamente quando necessário (ONS, 2021e).

O controle de carregamento durante a operação normal envolve o monitoramento de equipamentos e LT em relação aos limites operativos para garantir segurança e confiabilidade. Informações sobre limites de linhas e TFs devem considerar todos os equipamentos envolvidos, adotando o valor mais restritivo. Se necessário, novos limites podem ser solicitados ao ONS com devida justificativa. Medidas corretivas, incluindo reprogramação eletroenergética, são identificadas para reduzir carregamentos excessivos e evitar a violação dos limites operativos. Ações de gerenciamento de carga são adotadas conforme necessário para manter a segurança do sistema e integridade dos equipamentos (ONS, 2021e).

### 3.3.3.2 Operação em Contingência

Define-se a operação em contingência como sendo o cenário no qual, em um SEE, um ou mais equipamentos ficam fora de operação de forma inesperada ou planejada, alterando os valores de fluxo de potência e, resultando assim, em uma mudança de estado, passando do que se define como normal para o estado de emergência. Esse estado, segundo (MONTICELLI, 1983) é caracterizado pela violação das restrições de operação. A emergência pode ser provocada por uma contingência e consequente desligamento de LT ou TFs, unidades geradoras, saída de componentes shunt e saída de carga. Com exceção dos componentes que provocaram a emergência, o sistema está intacto.

Uma contingência pode vir a ocorrer espontaneamente ou planejada. Na forma inesperada, a contingência pode ser iniciada por um pequeno distúrbio, uma falta ou uma ação de chaveamento, como por exemplo a saída de operação da LT devido à ocorrência de um curto-circuito provocado por uma descarga atmosférica. Caso um evento não planejado venha a ocorrer, o operador deve avaliar o impacto que esse cenário pode causar no sistema elétrico, avaliando o fluxo de potência para cada tipo de contingência. Na sua forma planejada, a contingência pode ocorrer devido a uma ação de manutenção, por parte das equipes desse setor presentes nos agentes de geração e transmissão, em um ou mais equipamentos no SIN. As alterações no fluxo de potência, neste caso, são objetos de estudo prévios das áreas de pré-operação, tanto dos agentes quanto por parte do ONS.

Quando ocorre, entretanto, alguma anormalidade no sistema, geralmente com o desligamento de determinados equipamentos, os centros de operação devem agir com o fim de restabelecer o estado de operação normal do sistema elétrico o mais rápido possível. Para normatizar e estabelecer regras para a operação em contingência, o ONS utiliza das premissas descritas no SM 5.6 dos PR, que aborda as ações operativas neste estado de operação.

Segundo o SM 5.6 dos PR do ONS (2021f), a operação em contingência é caracterizada pela indisponibilidade de equipamentos principais ou LT, causando ou não a violação dos limites operativos ou corte de carga, exceto nas indisponibilidades programadas. Nesses momentos, os centros de operação do ONS devem priorizar a segurança do sistema, dos equipamentos e das pessoas, sem comprometer a continuidade do fornecimento de

energia. Quando o SIN opera em regime de contingência, considera-se que está em regime permanente com a Rede de Operação Incompleta.

Para garantir a segurança operativa, utilizam-se estudos de planejamento da operação elétrica, avaliações de pré-operação e análises de segurança operativa. Durante a contingência, é essencial que os limites operativos do sistema não sejam violados, considerando os níveis de risco da Rede de Operação. As restrições das instalações de transmissão, sejam permanentes ou temporárias, devem ser observadas para assegurar a conformidade com os limites operativos. Quando ocorrem restrições ou alterações nos limites operativos, é necessário verificar se estas impactam nos procedimentos das instruções de operação. A coordenação de manobras é crucial para eliminar condições de risco ou normalizar o sistema após uma perturbação, especialmente durante o período de ponta de carga do SIN. Após um desligamento parcial ou geral, o agente de operação deve restabelecer o sistema conforme as instruções específicas (ONS, 2021f). É sob esses cenários de desligamentos que este trabalho se destaca, abordando, de forma geral, como os treinamentos simulados tratam essas situações,

O agente de operação é responsável por informar ao COSR as condições da instalação e fornecer informações sobre as proteções atuadas e a origem da ocorrência. O religamento de qualquer equipamento ou LT deve garantir a integridade do equipamento e a segurança da Rede de Operação. Prioritariamente, deve-se restabelecer as condições de segurança do sistema que existiam antes do desligamento dos equipamentos de transmissão. Para o gerenciamento de carga, são adotadas providências visando o restabelecimento das condições operativas. Estas medidas asseguram que, mesmo em situações de contingência, a operação do SIN mantenha a segurança e a continuidade do fornecimento de energia, minimizando impactos para os usuários e preservando a integridade do sistema elétrico (ONS, 2021f).

### 3.3.3.3 Operação Restaurativa

A operação restaurativa é uma condição na qual parte ou toda a carga não está sendo suprida e/ou há a presença de “ilhas” elétricas, situação na qual partes da rede elétrica operam de forma isolada. Esse cenário pode ser consequência de desligamentos em cascata, onde uma série de falhas sequenciais desestabiliza o sistema, ou devido à ativação de esquemas de proteção que desconectam certas áreas para preservar a integridade do restante da rede (MONTICELLI, 1983).

Para recompor o sistema elétrico após a atuação de proteções ou desligamentos, sejam eles parciais ou totais, são necessárias ações de controle restaurativo. Este controle refere-se ao conjunto de ações e procedimentos adotados pelos operadores para restabelecer a normalidade do sistema elétrico após interrupções. O objetivo dessas ações é retornar o sistema à sua configuração e operação normais, tal como eram antes da contingência (LOPES, 2008).

Para a recomposição do sistema elétrico, é imprescindível a análise de diversas informações, como a parte do sistema que foi desligada, a causa e a origem do desligamento, a existência de impedimentos para religar algum equipamento e a importância desse equipamento para a recomposição, entre outros. Normalmente, o processo de recomposição é conduzido pelo operador do centro de operação, seguindo rigorosamente os procedimentos detalhados nas instruções de operação. Esses cuidados garantem uma retomada segura e eficiente das operações normais do sistema (LOPES, 2008).

Em suma, restauração do SEE é uma atividade que visa restabelecer as condições normais de operação e fornecer serviço de carga completo. Para restabelecer um ponto de operação normal, deve-se resolver o problema causado pela perturbação ou exercer controle sobre o sistema ajustando as variáveis de controle: tensão, ângulo, frequência, etc. Se esse ajuste for possível e alcançado pelas equipes dos centros de operação, as variáveis dependentes retornarão à sua condição operacional, ou seja, dentro de seus limites pré-estabelecidos, através dos procedimentos de recomposição — detalhados nas seções 3.4.1 e 3.4.2.

### 3.4 RECOMPOSIÇÃO PÓS-PERTURBAÇÃO

A operação do SIN não é uma tarefa fácil. Por ser um sistema elétrico de extensas dimensões e de alta complexidade, com muitos equipamentos e diversas variáveis técnicas, torna-se um desafio a operação deste sistema por parte dos centros de operação. A missão dos operadores destes centros de operação é garantir o suprimento contínuo de energia elétrica às cargas do sistema, sem que haja interrupção – em um cenário ideal.

Porém, o SIN, assim como qualquer outro sistema elétrico, está sujeito à perturbações não programadas. Em eventos nos quais há a saída definitiva de equipamentos da Rede de Operação, os processos de recomposição se apresentam como necessários para a retomada da operação normal do sistema.

A recomposição da Rede de Operação após perturbação é uma atividade de tempo real que visa restabelecer com rapidez e segurança a condição normal de operação do SIN, com o atendimento pleno da carga (ONS, 2017).

As perturbações severas no SEE podem ocasionar desligamentos, seja de forma parcial ou até mesmo total do sistema. Em caso de desligamentos, entram em cena os processos de recomposição. Visualiza-se como o principal desafio nos processos de recomposição o fornecimento de energia elétrica às cargas, principalmente às prioritárias, o mais breve possível (ONS, 2021g). É de responsabilidade dos agentes a identificação das cargas prioritárias, que não devem ser incluídas nas ações de gerenciamento de carga, em conformidade com as disposições legais e especificidades internas (ONS, 2020). A priori, pode ser visto como tipos de cargas prioritárias aquelas que afetam o bem comum e são de posse pública, como o fornecimento de energia para hospitais e transportes coletivos.

Os procedimentos de recomposição, visando o atendimento pleno a carga, são divididos em duas etapas: a primeira etapa chama-se recomposição fluente; a segunda etapa chama-se recomposição coordenada.

Os procedimentos de recomposição fluente são descentralizados e efetuados pelo executor direto da operação das instalações, com uma troca de informações minimamente necessária entre as instalações e os centros de operação do agente ou do ONS, visando ao restabelecimento das cargas prioritárias dos agentes de distribuição e consumidores cujas instalações estejam conectadas à RB. [...] Na fase coordenada, os centros de operação do ONS coordenam a interligação das áreas de autorrestabelecimento e o restabelecimento dos demais equipamentos para a restauração do sistema às condições normais de operação. (ONS, 2021g).

Para explanar esses procedimentos de recomposição, este trabalho se baseará nas premissas das Instruções de Operação para a Recomposição do Sistema após Perturbação, presentes no MPO: RT-RR.BR., e no SM 5.8 dos PR.

### 3.4.1 Recomposição Fluente

A recomposição fluente tem como seu principal objetivo a restauração das cargas prioritárias de forma rápida e eficaz, minizando ou mesmo eliminando ações de coordenação. Os procedimentos desse tipo de recomposição acontecem de forma descentralizada e são realizados diretamente pelos operadores dos agentes, com autonomia, e por isso possibilita uma ação mais rápida e eficaz na resposta as interrupções. Esta abordagem descentralizada reduz a necessidade de comunicação, restringindo-se apenas à troca de informações entre as instalações e os centros de operação dos agentes ou do ONS (ONS, 2021g).

Nesse tipo de recomposição, estrutura-se o sistema em um conglomerado de áreas conhecidas como de autorrestabelecimento – ou áreas geoeletricas, e essas, são constituídas por usinas, LT e equipamentos, com a função de atender a carga prioritária mínima e, ainda, uma rede mínima que possa atender essas cargas (ONS, 2021g).

Em cada área geoeletrica, há, pelo menos, a presença uma unidade geradora de autorrestabelecimento integral que aciona e sincroniza um número mínimo de geradores, linhas de transmissão e ainda TFs necessários para a alimentação de cargas prioritárias (ONS, 2021g). De acordo com o SM 2.10 dos PR do ONS (2021b), as usinas de autorrestabelecimento são definidas de forma a atender:

- (a) a fonte de alimentação autônoma deve ter capacidade suficiente para partida de, no mínimo, uma unidade geradora da instalação; e
- (b) a usina deve ser capaz de partir pelo menos uma das suas unidades geradoras, independentemente da indisponibilidade de unidades geradoras na sua instalação.

Essa capacidade de partida autônoma mediante ao um desligamento geral é conhecida, também, por *black start*.

Estão sujeitas a serem classificadas como de autorrestabelecimento todas as usinas, independentemente da potência instalada que, a critério do ONS, venham a agregar maior agilidade e confiabilidade ao processo de recomposição, tanto em função de sua localização geoeletrica, quanto em relação à sua influência no sistema da região de interesse. (ONS, 2023d).

É importante frisar que em durante o processo de recomposição, devem-se atender alguns critérios de segurança operacional, como atendimento aos limites de tensão e frequência, portanto, não se admitem sub ou sobretensões, bem como não é admitido sub ou sobrefrequências que violem os limites pré-estabelecidos. Cabe ao ONS a definição dos montantes limites de potência que cada instalação suporta, para o atendimento às cargas prioritárias, e da usina controladora da frequência na área geoeletrica em que ela se encontra. Por conseguinte, cita-se, também, a importância do processo gradativo nas ações de reestabelecimento da carga, para que se evite oscilações de tensão ou potência, que possam gerar outras perturbações ou até mesmo outros desligamentos durante as fases de recomposição (ONS, 2021g).

#### 3.4.1.1 Responsabilidades do ONS

O ONS, bem como seus centros de operação, possuem algumas responsabilidades diretas no processo de recomposição fluente. Os centros de operação tem a função de acompanhar as etapas de recomposição fluente, atuando apenas nos momentos que julgar necessário, em meio a algum possível imprevisto que possa atrapalhar o plano normal de recomposição. Esses centros também atuam quando solicitados pelos agentes de operação, seja de forma direta ou indireta, prestando auxílio nos procedimentos de restauração da rede elétrica (ONS, 2021g).

Cabe, também, aos centros de operação do ONS a função de controle da frequência e tensão nos limites pré-estabelecidos — visualizados na Figura 16 e Figura 17, reespectivamente — e, ainda, a função de observar e administrar o Controle Automático de Geração (CAG)<sup>7</sup> durante o processo de recomposição, nas situações em que ocorrem perturbações (ONS, 2021g).

Figura 16 – Faixas de frequência na recomposição fluente de uma Área

Faixa de Frequência (Hz)	
Fase Fluente	Fase Coordenada
58 a 62	59 a 61

Fonte: ONS (2023a)

<sup>7</sup> De acordo com o SM 1.2 dos PR do ONS (2021a), define-se o CAG como “[...] processo sistêmico que viabiliza a manutenção da frequência e/ou do intercâmbio entre áreas do sistema elétrico, através de recursos de controle que atuam em usinas ou unidades geradoras”.

Figura 17 – Faixas de tensão na recomposição fluente de uma Área

Tensão Nominal do Barramento (kV)	Faixa de Tensão (kV)
765	690 a 800
525	472 a 550
500	450 a 550
440	396 a 484
345	311 a 380
230	207 a 242
138	124 a 145
88	79 a 92
69	62 a 72

Fonte: ONS (2023a)

Se tratando, especificamente, dos COSR, pode-se citar suas particularidades durante os processos de recomposição fluente. O COSR é o elo entre o CNOS e os centros operacionais dos agentes, e por isso é tão importante durante as tratativas operacionais como as de recomposição.

O COSR é responsável por comunicar aos demais centros de operação dos agentes envolvidos a conclusão da recomposição fluente, sinalizando o momento adequado para iniciar o processo de recomposição coordenada. Esta comunicação é essencial para garantir a coordenação eficiente entre os diferentes agentes operacionais, assegurando que todos estejam cientes do andamento e das etapas subsequentes necessárias para a plena recuperação do sistema (ONS, 2021g).

Entre as funções do COSR, destacam-se ação de informar os centros de operação dos agentes sobre a ocorrência de perturbações e o progresso dos procedimentos de recomposição fluente. Além disso, o COSR deve alertar o operador do agente quando os procedimentos de recomposição fluente não puderem ser executados, momento em que se inicia a recomposição coordenada. O COSR também supervisiona a retomada de carga, garantindo a segurança da Rede de Operação. Caso necessário, o COSR coordena as ações para efetuar o corte manual de carga durante a recomposição, uma medida crucial para preservar a integridade e a estabilidade da rede elétrica (ONS, 2021g).

#### 3.4.1.2 Responsabilidades dos Agentes de Operação

Como já descrito nas seções 3.4.1 e 3.4.1.1, a recomposição fluente é executada de forma autônoma pelos centros de operação dos agentes, mantendo o mínimo de comunicação possível com o ONS. Como abordado anteriormente, nesta fase o ONS entra em ação

por meio de seus centros de operação apenas nos momentos de necessidade ou quando solicitado por algum agente.

Devido a autonomia dos agentes nos processos de recomposição fluente, o ONS, elaborou a Instrução de Recomposição da Rede de Áreas (IO-RR), que são documentos que norteiam a respeito dos procedimentos que devem ser seguidos durante a fase fluente. Esse documento é disposto no formato de tabela, com os detalhes do processo de recomposição para cada SE de cada área definida (BEM SOUSA, 2023). A Figura 18 exemplifica um trecho da IO-RR.

Os passos mostrados nas tabelas das IO-RR não devem ser necessariamente realizados de forma sequencial. É necessário que, no entanto, se respeite o recebimento de tensão para posterior energização dos equipamentos e linhas de transmissão das instalações. Além disso, deve-se observar os itens de controle, que contém restrições específicas para cada equipamento ou LT, montantes de cargas a serem retomados, dentre outros procedimentos (BEM SOUSA, 2023).

Figura 18 – Trecho dos procedimentos de recomposição fluente da Área Itá.

Passo	Executor (Instalação / [Agente operador])	Procedimento	Objetivo / Item de Controle
1	UHE Itá [Engie]	Partir uma unidade geradora e fechar, energizando o barramento de 525 kV, o disjuntor, e controlar a frequência em <b>60 Hz</b> .	Tensão terminal em <b>15,2 kV</b> .
		No caso da indisponibilidade de partir de forma fluente as Unidades Geradoras da UHE Itá, o COSR-5 deve proceder conforme item 5.2.1. Indisponibilidade de partir de forma fluente as Unidades Geradoras da UHE Itá.	
1.1		Partir a segunda unidade geradora, sincronizá-la e controlar a frequência em <b>60 Hz</b> .	Tensão terminal em <b>15,2 kV</b> .
1.2		Partir a terceira unidade geradora, sincronizá-la e controlar a frequência em <b>60 Hz</b> .	
1.2.1	UHE Itá [Engie]	Energizar um dos circuitos da LT 525 kV Itá / Usina Hidrelétrica Itá, enviando tensão para a SE Itá.	Pelo menos 3 (três) unidades geradoras sincronizadas na UHE Itá.
2	SE Nova Santa Rita [CGT Eletrosul (COT Sul)]	Conectar ou manter conectado o Reator RE 2 525 kV da SE Nova Santa Rita na LT 525 kV Itá / Nova Santa Rita C1.	
2.1		Solicitar à SE Itá enviar tensão.	
		No caso da indisponibilidade do Reator RE 1 525 kV da SE Itá, o COSR-5 deve proceder conforme item 5.2.2 - Indisponibilidade do Reator RE 1 525 kV da SE Itá.	

Fonte: ONS (2024c)

Os procedimentos iniciais da fase fluente começam pela partida dos geradores das usinas de autorrestabelecimento da área em questão; o exemplo da Figura 18 é a usina de Itá. Para essa primeira fase da recomposição fluente ser possível, o agente necessita

garantir que suas usinas de autorrestabelecimento possuem os recursos auxiliares de partida disponíveis, como: gerador diesel; gerador auxiliar; sistema de partida em corrente contínua, e que estes estejam disponíveis de forma permanente, garantindo o início da unidade geradora e, assim, iniciando o procedimento de recomposição fluente — exceto em casos de intervenções programadas (ONS, 2021g).

Os operadores podem identificar uma perturbação geral ao verificar a ausência de tensão nas LTs da SE ou a falta de fluxo de potência ativa em uma usina. Nesses casos, as IO-RR orientam os operadores a seguirem uma série de procedimentos, geralmente começando pelo desligamento de todos os DJs da SE. Se isso não ocorrer conforme o previsto ou se houver indisponibilidade de equipamentos ou linhas de transmissão necessárias para o processo de recomposição, o ONS auxiliará as ações de recomposição de forma coordenada (ONS, 2023a).

Após a partida dos geradores, as usinas de autorrestabelecimento enviam tensão às SEs da área até que a carga seja retomada paulatinamente. Esse processo de restauração de carga deve ser realizado de forma gradual, em blocos, à medida que a geração é aumentada, alimentando os TFs com carga conectada ou reativando sequencialmente os circuitos alimentadores, a fim de se evitar oscilações inadmissíveis de tensão, frequência e potência na rede elétrica.

Finalizada a recomposição fluente, o COSR inicia os procedimentos de recomposição coordenada, com o fechamento de paralelos e anéis (que serão abordados na seção *Recomposição Coordenada*), para o restabelecimento dos equipamentos que ainda não entraram em operação na área em questão e, ainda, a liberação de cargas adicionais (ONS, 2023a).

### 3.4.1.3 Preparação da Subestação para a Recomposição

Os centros de operação possuem sistemas de alarmes, geralmente exibidos em grandes telões, que auxiliam o operador em casos de anomalias nas instalações. Caso o operador de um agente seja alarmado por alguma perturbação seguida por um desligamento, deve-se iniciar os procedimentos de preparação para a recomposição da SE.

Em virtude da autonomia que o agente possui nos processos de recomposição fluente, o operador deve seguir as Instrução de Operação de Instalações (IO-OI), que contém uma lista de informações importantes para o início da preparação da SE, objetivando a reenergização total. Ao verificar as condições e restrições operativas existentes na área, o operador inicia a preparação.

Para executar os procedimentos de preparação da SE para a recomposição, o agente deve seguir as instruções contidas no subtópico 5.2.1 das IO-OI: “Preparação da Instalação Para a Recomposição”. Essa seção descreve as ações de comando pré-estabelecidas que o operador deve seguir mediante um cenário de recomposição. A preparação de cada uma das SEs consiste em “abrir” ou “verificar aberta” uma lista pré-definida de CSs e DJs, e

“fechar” ou “verificar fechada” uma lista complementar pré-definida de CSs e DJs.

Em caso de desligamento parcial, em que haja ausência de: tensão (em todos os barramentos); fluxo de potência ativa nas LT; tensão de retorno em, pelo menos, uma das LT da instalação, a preparação segue um procedimento similar ao adotado durante um desligamento geral. No entanto, é importante mencionar que este processo ocorre em proporções menores, pois a quantidade dos equipamentos envolvidos pode ser consideravelmente menor neste caso específico. Caso o desligamento parcial fuja dessas características, não há necessidade de preparação da SE (ONS, 2024c).

A fim de exemplificar esses procedimentos, ilustra-se as manobras de preparação nos DJs dos equipamentos e LT, realizados pelos operadores da SE Nova Santa Rita (Área Itá), contidas na IO-OL.S.NSR para a recomposição fluente (ONS, 2024c) no Apêndice A.

### 3.4.2 Recomposição Coordenada

A recomposição coordenada tem como o seu principal objetivo a interligação entre as áreas geoeletricas, que possibilita a inserção de cargas elétricas adicionais no sistema. Nesta fase, a recomposição pode ocorrer de duas formas: quando há uma possível indisponibilidade de recomposição fluente, no qual o agente não pôde concluir determinada etapa do processo ou, quando a recomposição das áreas é concluída com êxito e, assim, os procedimentos de recomposição passam a ser coordenados pelo ONS (ONS, 2021g).

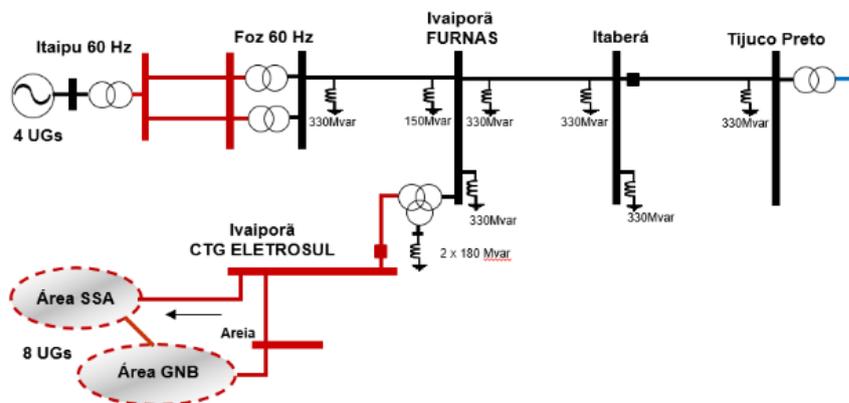
Durante a fase de recomposição coordenada — assim como na fase fluente — deve-se respeitar e controlar uma série de critérios, que são pré-estabelecidos nas IO-RR, como: não são admitidos sub/sobretensões ou sub/sobrefrequências; sobrecargas nos equipamentos; níveis de tensão incompatíveis com as cargas prioritárias. É, também, durante a fase coordenada, que ocorre a compatibilização entre as cargas e os níveis de geração. A tomada de carga, assim como na fase fluente, ocorre de forma gradativa, a fim de evitar instabilidades na rede e outros possíveis desligamentos (ONS, 2023a).

Quando duas ilhas elétricas recompostas na fase fluente atendem os critérios previstos, pode-se as interligar de forma coordenada. Caso algum desses critérios citados não sejam atendidos, a interligação entre as áreas torna-se inviável.

Na fase coordenada, surgem dois importantes conceitos complementares, que devem ser executados: fechamento em paralelo e o fechamento em anel. Na etapa de fechamento em paralelo ocorre a sincronização entre duas áreas de recomposição geoeletricas distintas. Quando se executa o fechamento em paralelo, as duas áreas que estavam ilhadas, passam a compor uma única área. Os pontos de fechamentos em paralelo entre áreas são previamente estudados e estão descritos nas IO-RR. Para exemplificar, apresenta-se na Figura 19, a IO-RR, de recomposição da interligação entre as áreas Sul/Sudeste.

Figura 19 – Trecho dos procedimentos de recomposição coordenada da Interligação Sul/Sudeste

4.1.2. RECOMPOSIÇÃO COORDENADA COM FECHAMENTO DO PARALELO ENTRE A UHE ITAIPU 60 HZ E A REGIÃO SUL E ENTRE A REGIÃO SUL/ITAIPU E SUDESTE ATENDENDO CARGAS NA ÁREA SÃO PAULO



Passo	Coordenação	Controle	Comando / Execução	Procedimento	Objetivo / Item de Controle
1	CNOS	COSR-SE / COSR-S	FURNAS (CTRR)	Energizar o primeiro transformador 765/525/69 kV da SE Ivaiporã (FURNAS), AT01 ou AT02, e o circuito da LT 525 kV Ivaiporã (CGT ELETROSUL) / Ivaiporã (FURNAS) correspondente, pelo lado de 765 kV, enviando tensão para a SE Ivaiporã (CGT ELETROSUL).	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ivaiporã (FURNAS) <math>\leq</math> 780 kV</li> <li>LTC entre as posições 8 e 14.</li> <li>1 (um) reator de 180 Mvar/69kV conectado ao respectivo transformador ligado</li> </ul> <p>Obs.: O AT03 não pode ser o primeiro transformador a ser energizado.</p>
2	COSR-S	COSR-S	CGT ELETROSUL (COT Norte)	Fechar o ANEL entre as áreas Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (GNB) e Salto Santiago (SSA) na SE Ivaiporã 525 kV (CGT ELETROSUL).	
3	CNOS	COSR-S	CGT ELETROSUL (COT Norte) / EVOLTZ	Ajustar o LTC da transformação de 525/230 kV da SE Londrina (CGT ELETROSUL) na posição 10.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Possibilitar o fechamento do paralelo entre a UHE Itaipu 60 Hz com a região Sul.</li> <li>Não provocar violação das faixas do 230 kV da área de Salto Santiago.</li> </ul>

Fonte: ONS (2024d)

Para executar o fechamento em paralelo, devem ser observados alguns critérios, que são: a diferença de frequência máxima entre as áreas deve ser de 0,2 Hz; a diferença de tensão máxima deve ser de 10% em relação ao valor nominal; a defasagem angular máxima deve ser no valor de 10 graus. Entretanto, alguns casos podem fugir aos critérios descritos, e esses estão mencionados em “Item de Controle” das IO-RR (ONS, 2023a).

No fechamento em anel, ocorre a recomposição de equipamentos das áreas géoelétrici-

cas interligadas, reforçando a rede elétrica e as tornando mais robustas. Esse fechamento, em alguns casos, é descrito nas IO-RR e, também, seguem critérios, como: respeitar a máxima defasagem angular e os níveis de tensão, quando for especificado (ONS, 2023a). Já nos casos em que não estão descritos nas IO-RR, o ONS (2023a) estabelece os seguintes critérios:

- a) O fechamento do anel poderá ser executado independentemente do ângulo verificado nos terminais do disjuntor nas seguintes situações:
  - anel constituído por linhas de transmissão de mesmo nível de tensão.
  - anel constituído por linhas de transmissão de níveis de tensão diferentes, quando a manobra a ser executada for no lado de tensão inferior do transformador.
- b) Após tentativa sem sucesso de minimizar a defasagem angular para valor igual ou inferior a 30 graus, por meio do redespacho de geração das usinas envolvidas, o fechamento só deverá ser efetuado, nas seguintes situações:
  - anel constituído por linhas de transmissão de níveis de tensão diferentes, quando a manobra a ser executada for no lado da tensão mais elevada do transformador.
  - manobras interligando duas usinas por meio de uma linha de transmissão.
- c) Quando não for possível atender limitações de ângulo para o fechamento de anel constantes das Instruções de Operação, o COSR-S e COSR-SE deve coordenar o fechamento de anel com qualquer

### 3.5 USO DE SIMULADORES PARA TREINAMENTO DE OPERADORES

Para discorrer sobre os treinamentos utilizando simuladores, é necessário entender o conceito básico da simulação. Segundo Pegden *et al.* (1990) “a simulação é um processo de projetar um modelo computacional de um sistema real e conduzir experimentos com este modelo com o propósito de entender seu comportamento e/ou avaliar estratégias para sua operação”. O processo de treinamento utilizando como base um simulador permite que o usuário pratique e aprenda, sem se expor a riscos físicos nem colocar em xeque os equipamentos envolvidos no âmbito de suas atividades. A utilização de um simulador proporciona uma série de outros benefícios, tais como:

- a) Custo benefício dos *softwares* utilizados para um treinamento em ambiente simulado compensa quando comparado aos treinamentos ostensivos em ambientes reais;
- b) Replicação das condições e situações reais em um ambiente simulado, permitindo que o treinado se depare com os desafios do mundo real de forma segura e prática;
- c) Versatilidade dos cenários a serem treinados, podendo ir de uma situação corriqueira até mesmo a situações de menor probabilidade de ocorrência;
- d) Monitoramento do desempenho dos treinados por parte dos instrutores, com o objetivo de avaliar seu progresso de maneira precisa;

- e) *Feedback* imediato, que permite que o treinado tome conhecimento dos seus erros, podendo acelerar o processo de aprendizado sobre suas ações.

No âmbito do setor elétrico brasileiro, segundo Morale (2007), o treinamento de um novo operador é realizado com aulas teóricas, sendo a prática obtida operando o sistema real de fato. Antigamente, os operadores só migravam para os trabalhos em um centro de operação após anos de experiência em campo e, mesmo com longos treinamentos comuns, apresentavam déficit no que se refere a experiência diária na operação de um SEE, o que poderia prejudicar as tomadas de decisão em um centro de operação.

A forma de contornar o déficit de experiência de um operador em formação é com a utilização de simuladores para o treinamento e reciclagem periódica de suas atividades. O simulador permite que o treinando assimile, celeremente, os procedimentos operativos e, ainda, auxilia o acúmulo de experiência em um curto espaço de tempo (MORALE, 2007).

O simulador, também, é uma ferramenta importante para os operadores mais experientes, pois os mantém em constante atividade de cenários que fogem das atividades rotineiras permitindo, assim, lembrar e/ou reciclar possíveis eventos e procedimentos menos frequentes em um SEE, como: blecautes, contingências raras e grandes desligamentos (MORALE, 2007). Os treinamentos utilizando os simuladores também agregam e permitem a instrução sob novos procedimentos operacionais. Esses novos procedimentos operacionais podem surgir quando há alterações no sistema elétrico (MORALE, 2007).

Por conseguinte, os simuladores apresentam como uma alternativa para os agentes no processo de certificação de seus operadores. Segundo o ONS (2023b), a certificação é um processo de avaliação técnica, tanto na forma teórica quanto prática, que habilita o operador para o exercício de suas atividades em tempo real.

### 3.5.1 Objetivo do Uso do Simulador no Âmbito da Operação do Sistema Elétrico

Os simuladores apresentam-se como ferramentas computacionais que auxiliam diversos processos, dentre eles, os treinamentos. No campo do setor elétrico, os treinamentos em ambiente simulado proporcionam o aprimoramento do conhecimento sobre os procedimentos operativos por parte dos operadores.

Em um treinamento, um dos principais objetivos é a verificação dos possíveis erros que podem ser cometidos pelos operadores. Deve-se enfatizar que os erros que são cometidos pelos operadores no ambiente simulado, durante um treinamento, podem contribuir para a formação do operador. Neste sentido, a análise do erro e de suas causas devem ser tratados como uma forma de aprendizado, para que o operador não repita a possível falha cometida quando estiver no centro de operação em tempo real (MORALE, 2007).

Com o passar do tempo, as atividades rotineiras baseadas nos procedimentos e manuais de operação podem se tornar repetitivas, abrindo margem para o operador entrar numa zona de conforto, executando atividades no “modo automático”, o que pode afetar o discernimento sobre suas ações. Sob esse aspecto, o simulador entra como uma ferramenta

poderosa, que retira o operador, durante um treinamento, de sua rotina, desafiando sua capacidade cognitiva diante a cenários simulados de operação em um SEE. Sendo assim, o objetivo do uso de um simulador, segundo Morale (2007), está baseado em questões chaves, quais sejam:

- a) Quais são as consequências se certas condições de operação alterarem?
- b) O que pode acontecer no sistema elétrico de potência quando algum evento raro acontece?
- c) Até que ponto um fator crítico pode variar antes que o sistema comece a gerar resultados críticos?
- d) Qual é a sensibilidade de um fator em resposta à variação de outro fator?

Essas questões geram inúmeras respostas, devido à complexidade de um SEE, principalmente quando trata-se da operação do SIN. Estas respostas, por meio dos simuladores, proporcionam benefícios específicos, como: aceleram o aprendizado ao simular a experiência do dia a dia, que é lenta e difícil de controlar; reduz os custos de treinamento ao ser realizado nos próprios locais de trabalho; facilita a obtenção de respostas complexas sobre o comportamento do sistema elétrico em situações hipotéticas; proporciona maior domínio sobre o funcionamento do sistema elétrico, especialmente para sistemas complexos; e padroniza as ações de controle, tanto em situações normais quanto de emergência, promovendo uma melhor compreensão e preparação dos operadores do SIN (MORALE, 2007).

### **3.5.2 Aplicação de Simuladores no Treinamento de Operadores dos Agentes de Operação**

A aplicação do simulador contribui significativamente para a adaptação dos operadores ao ambiente dos centros de operação, aumentando a confiança e a segurança na tomada de decisão. Através dos treinamentos utilizando simulador, os operadores têm a oportunidade de avaliar seu comportamento no ambiente de trabalho, tanto do ponto de vista dos procedimentos operacionais, quanto em termos de relacionamento com os demais membros da equipe (MORALE, 2007).

O treinamento aplicado no simulador para os operadores prepara-os para situações de operação normal e emergencial, bem como para os cenários de recomposição do sistema. Esses treinamentos também proporcionam a reciclagem dos procedimentos de operação dos profissionais mais experientes, garantindo que todos do quadro de funcionários dos centros de operação estejam atualizados com as melhores práticas e procedimentos. Por conseguinte, a aplicação dos treinamentos simulados possui cunho preparatório para futuras alterações na rede elétrica, e permitem uma adaptação mais suave e eficaz às possíveis mudanças. A capacitação para o trabalho em equipe também é um aspecto que pode

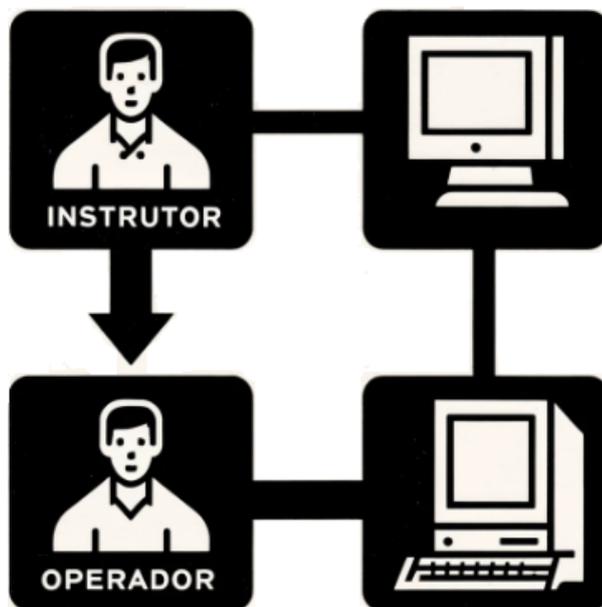
ser elencado ao uso dos simuladores, promovendo a colaboração e a sinergia entre os operadores.

A utilização deste recurso depende do desenvolvimento de aplicativos que simulem as variáveis e informações que são gerados pelos equipamentos que compõe os SEE, permitindo um ambiente de capacitação na qual se pode atingir, na totalidade, as ações que o sistema manifesta em tempo real. Estes aplicativos estão diretamente relacionados com as características técnicas dos equipamentos instalados nas SEs do sistema elétrico, bem como com os softwares de configuração e comunicação com as interfaces homem-máquina, sendo estes os concentradores das informações SEE.

Sendo assim, os treinamentos oferecem o conhecimento destes aplicativos comumente utilizados nos ambientes de simulação, como: *software* de sistema de controle e aquisição de dados, e suas funções; telas de gerenciamento de alarmes; e análises de rede, incluindo sistemas computacionais de interface gráfica (MORALE, 2007).

Existem dois tipos de arquitetura que utiliza-se nos ambientes de simulação, em uma sessão de treinamento. Conforme visto na Figura 20, o primeiro tipo permite o treinamento de operadores dos agentes em um único nível hierárquico de operação, quando um único instrutor conduz e avalia as ações de um único operador.

Figura 20 – Hierarquia do mesmo nível entre um instrutor e um operador.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

O segundo tipo de arquitetura permite o treinamento coordenado dos operadores de diferentes níveis hierárquicos de operação, por exemplo, entre COS (Centro de Operação do Sistema) e COR (Centro de Operação Regional). Este treinamento pode ter a presença de um ou mais instrutores, como também a presença de vários operadores, engenheiros

de operação e/ou outras áreas da operação. Essa arquitetura apresenta-se durante os treinamentos de recomposição, conhecidos como DRILL, do ONS, que serão abordados por este trabalho na próxima seção.

### 3.5.3 Treinamentos Utilizando Simuladores pelo ONS - DRILL

O DRILL são treinamentos de recomposição utilizando simuladores, em tempo real, elaborados pelo ONS e com a participação direta dos agentes. Esses treinamentos envolvem cenários de recomposição nos equipamentos do SIN, como desligamentos em usinas geradoras e nas LTs (ONS, 2022c). O DRILL não compromete a confiabilidade do sistema elétrico, e sua realização normalmente na interação simulada com os equipamentos necessários para o processo. Neste treinamento, a avaliação dos operadores baseia-se em uma situação hipotética, que pode vir a ocorrer em um cenário real de operação.

Segundo o ONS (2022c), classifica-se o DRILL como um tipo de exercício simulado para os operadores nos treinamentos de recomposição, bem como da equipe de engenharia envolvida nos processos operativos.

Neste tipo de exercício, vários Agentes de Geração, Transmissão e Distribuição e Centros de Operação do ONS, participam simultaneamente, com suas equipes exercendo funções diferentes (operadores de instalação, operadores de sistema, engenheiros de operação, manutenção e outros). O DRILL desenvolve o treinamento da equipe no processo como um todo, de tal modo que cada pessoa contribui para o sucesso do teste e para o aprimoramento do processo estabelecido. Isto amplia a visão dos participantes, aumenta a eficiência da coordenação diante de uma ocorrência grave no sistema e testa na prática a eficiência das instruções e rotinas operativas. Os participantes são colocados diante de uma situação hipotética, possível de ocorrer, denominada cenário.

O objetivo do DRILL é testar a aplicação das normas e instruções dos manuais de operação, bem como os procedimentos operativos pelas equipes e, também, treinar os operadores e engenheiros dos centros de operação, seja do ONS ou dos agentes, em situação de perturbação no sistema elétrico. Esses testes de recomposição, segundo o ONS (2022c), “devem procurar abranger todas as áreas do SIN. Esta definição ocorrerá pelo ONS e em conjunto com os Agentes de Geração, Transmissão e Distribuição envolvidos” (ONS, 2022c).

O ONS utiliza o *software* TOPSIM para os treinamentos simulados em tempo real (ONS, 2022c). Esse simulador é capaz de criar eventos e cenários da rede elétrica de grande complexidade, com capacidade de representação e solução de rede e várias aplicações que possibilitam a elaboração de eventos de diversas naturezas. Durante os exercícios, as equipes são submetidas a situações de desligamento total ou parcial do sistema elétrico de alta dificuldade e exercitam todo o processo de recomposição, desde a partida das usinas geradoras, energização dos circuitos e TFs, até a tomada da carga.

Além de aumentar o condicionamento técnico das equipes de operação do ONS, os exercícios permitem que o operador revise e melhore sua capacidade cognitiva nos

procedimentos operativos e, conseqüentemente, aperfeiçoam a qualidade da operação em tempo real do SEB. O DRILL é um treinamento simulado de maior abrangência se comparado com o treinamento realizado na Eletrobras CGT Eletrosul, objeto de estudo deste trabalho, pois reúne diversos agentes de operação em uma sessão de simulação. O treinamento apresentado por este trabalho será detalhado na seção 5.

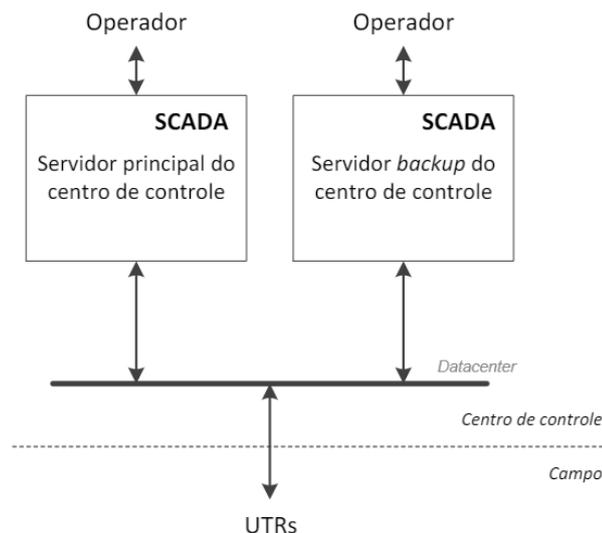
## 4 ARQUITETURA DE UM AMBIENTE SIMULADO PARA TREINAMENTOS

Neste capítulo serão abordados os sistemas, processos e *softwares* presentes e utilizados pela Eletrobras CGT Eletrosul para o treinamento, em ambiente simulado, dos operadores de seus centros de operação. Tal abordagem é necessária para o completo entendimento do estudo de caso, que será abordado na seção 5 deste trabalho.

### 4.1 SISTEMAS DE SUPERVISÃO E AQUISIÇÃO DE DADOS - SCADA

Os SCADA — oriundo da expressão em inglês, *Supervisory Control And Data Acquisition* — referem-se a sistemas de supervisão, controle e aquisição de dados que desempenham um papel crucial na automação e controle do SEE. Estes sistemas são aplicados para monitoramento distribuído em diferentes níveis dos equipamentos de uma SE, por exemplo, utilizando sensores para coletar dados e armazenando-os em um *datacenter*. A comunicação entre o SCADA e as Unidades Terminais Remotas (UTR)<sup>1</sup>, conforme é visualizado na Figura 21, é realizada através de diversas tecnologias, como: cabos, rádio, telefonia móvel e satélites. Além disso, a interface gráfica dos sistemas SCADA foi otimizada para exibir o *status*, em tempo real, das variáveis de estado dos equipamentos, aumentando a eficiência das operações e a segurança do sistema. Sendo assim, pode-se dizer que os sistemas SCADA oferecem benefícios significativos, como maior produtividade e controle operacional (TABATABAEI *et al.*, 2017).

Figura 21 – Arquitetura básica entre o sistema SCADA e as UTRs



Fonte: Adaptado de Netto (2013)

<sup>1</sup> Segundo Tabatabaei *et al.* (2017), as UTRs são dispositivos utilizados em sistemas SCADA para automatizar, monitorar e controlar remotamente equipamentos de SEs.

Com a adoção de tecnologias avançadas como microprocessadores e *hardwares* de ponta, que trazem conectividade e mobilidade, as SEs foram automatizadas. Componentes como relés de proteção, UTRs, medidores de proteção e faturamento, registradores de perturbações, sistemas de alarmes e sistemas de monitoramento por vídeo-câmeras se tornaram dispositivos presentes na operação dos SEEs, com funcionalidades de comunicação (BARRETO, 2013).

O sistema de supervisão e controle centraliza e processa as informações coletadas do sistema elétrico, recebendo em tempo real medições de tensão, corrente e potência, e monitorando o estado de diversos equipamentos, como DJs e CSs. O sistema SCADA é projetado para fornecer uma interface de alto nível entre o operador e o processo, facilitando a monitoração nas atividades dos centros de operação. Suas principais funções incluem:

- a) Aquisição de dados das SE;
- b) Exibição de gráficos e telas com variáveis de estado dos equipamentos;
- c) Armazenamento de logs dos eventos observados na SE;
- d) Alertas ao operador sobre as condições anormais e de risco na SE.

Essas informações e medições são disponibilizadas ao operador diretamente na tela do computador onde o software está instalado, de forma remota, conforme as configurações escolhidas pelo usuário.

Os modernos Centros de Operação são equipados com avançadas aplicações que utilizam as variáveis fornecidas pelo sistema SCADA. Entre estas funções, destaca-se o *Energy Management System* (EMS) — que será melhor explorado na seção 4.1.1.

#### **4.1.1 *Energy Management System* - EMS**

O *Energy Management System* (EMS) surgiu na década de 1970 com a introdução do conceito de segurança operativa em sistemas elétricos. Esse sistema é responsável por monitorar, analisar e coordenar em tempo real a geração e transmissão de energia, garantindo a habilidade do sistema em suportar distúrbios ou contingências, como a perda de um gerador ou linha de transmissão (NETTO, 2013).

O EMS começa verificando o status dos equipamentos de manobra, como DJs e chaves, para determinar a topologia da rede. Em seguida, as medições coletadas pelo sistema SCADA são processadas em tempo real por um estimador de estados, que identifica e corrige erros introduzidos por equipamentos e sistemas de comunicação (NETTO, 2013).

O sistema EMS fornece ao operador informações de maior qualidade sobre o sistema em tempo-real, proporcionando um ambiente de estudo para análise de estratégias de ações corretivas, além de fornecer insumos para tomadas de ações de controle. O EMS possibilita ao operador esgotar as possibilidades de controle antes de efetuar alívio de carga ou, na condição inversa, perdas de cargas por desligamentos em cascata podem ser evitadas.

### 4.1.2 Interface Homem-Máquina - IHM

Uma Interface Homem-Máquina (IHM) é um dispositivo ou *software* que permite a interação entre um operador humano e um sistema automatizado, como um computador, máquina, ou sistema de controle industrial. Essa interface é usada para controlar dispositivos por meio de interfaces gráficas interativas, utilizando mouse, teclado ou instrumentos *touch-screen*, e apresentam os dados de forma visual para que os operadores possam monitorar sistemas, controlar processos e tomar decisões informadas. Os dados provenientes dos sistemas SCADA são organizados e concentrados em UTRs, sendo exibidos de maneira conveniente na IHM. Isso otimiza a interpretação das informações dos equipamentos, possibilitando uma operação eficiente e eficaz (TABATABAEI *et al.*, 2017).

Podemos dizer que a IHM é a parte do sistema que permite que os operadores interajam com o sistema SCADA ou outros sistemas de controle. Isso é feito por meio de uma interface gráfica de usuário que exibe informações de processo em tempo real, como gráficos, alarmes e dados operacionais. As IHMs são projetadas para serem intuitivas e fáceis de usar, fornecendo aos operadores as informações necessárias para tomar decisões informadas e controlar os processos. Elas podem ser exibidas em telas sensíveis ao toque, monitores de computador ou outros dispositivos de exibição (TABATABAEI *et al.*, 2017).

As IHMs permitem que operadores humanos interajam com sistemas de controle por meio de telas sensíveis ao toque, teclados ou outros dispositivos de entrada. Elas exibem informações em tempo real, gráficos, alarmes e tendências, tornando os dados compreensíveis para os operadores. Elas possibilitam que os operadores controlem, ajustem e configurem parâmetros de processos com facilidade. São projetadas para serem intuitivas e de fácil utilização, o que é essencial para os operadores que monitoram processos complexos.

Por conseguinte, as IHMs incluem recursos de segurança, como autenticação de usuário, para garantir que apenas pessoas autorizadas acessem o sistema. As IHMs desempenham um papel crítico na operação segura e eficaz de sistemas controlados. Elas simplificam a interação entre os operadores e os sistemas, permitindo a supervisão e controle em tempo real.

## 4.2 SISTEMA ABERTO DE GERENCIAMENTO DE ENERGIA - SAGE

O Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia (SAGE) é um *software* do tipo SCADA/EMS, desenvolvido pelo Laboratório de Segurança e Controle (LASC) do CEPEL. Utilizado pelos agentes do setor elétrico e pelo ONS, o SAGE habilita a operação de um sistema elétrico a partir de um centro local, regional ou nacional, proporcionando uma solução robusta para a supervisão, controle e gestão do estados dos equipamentos, assegurando que estes operem dentro dos parâmetros de normalidade. Além de monitorar, o SAGE atua como uma interface homem-máquina entre a operação remota e as unidades

de SEs telecomandadas, facilitando o controle e a gestão operacional.

O SAGE agrega funcionalidades típicas de um sistema de gerenciamento de energia, como o CAG, análise de rede, entre outros. Este sistema foi concebido para atender a todos os requisitos de sistemas do tipo missão crítica exigidos dos modernos centros de operação. A confiabilidade do sistema é garantida por uma arquitetura intrinsecamente robusta, e as ferramentas de análise de rede permitem ao operador verificar as informações recebidas do campo, fazer *replay* de eventos e simular manobras para aumentar a segurança do sistema (MORALE, 2007).

A configuração do *hardware* do SAGE é composta por servidores, Unidades de Processamento Central (CPU) e monitores de computadores, que podem variar em quantidade e desempenho conforme as necessidades e finalidades específicas de cada unidade — estes, especificamente, em relação aos agentes de geração, transmissão e distribuição (MORALE, 2007). Este sistema, através do Visor de Telas, proporciona um ambiente gráfico que é praticamente idêntico à instalação física, representando todos os equipamentos presentes.

#### 4.2.1 Visores

O SAGE possui uma série de visores essenciais para manter o operador informado sobre a situação do sistema elétrico em tempo real. Neste trabalho, destacam-se alguns dos visores comumente utilizados na Eletrobras CGT Eletrosul. São seis visores: Visor de Acesso, Visor de Telas, Visor de Alarmes, Visor de *Logs*, Visor de Históricos e Visor *Walltrend*. Através dos capítulos dos visores do Manual do Usuário do SAGE, estes visores serão apresentados e detalhados nas próximas seções deste trabalho, proporcionando uma visão abrangente e detalhada de suas funcionalidades e importância.

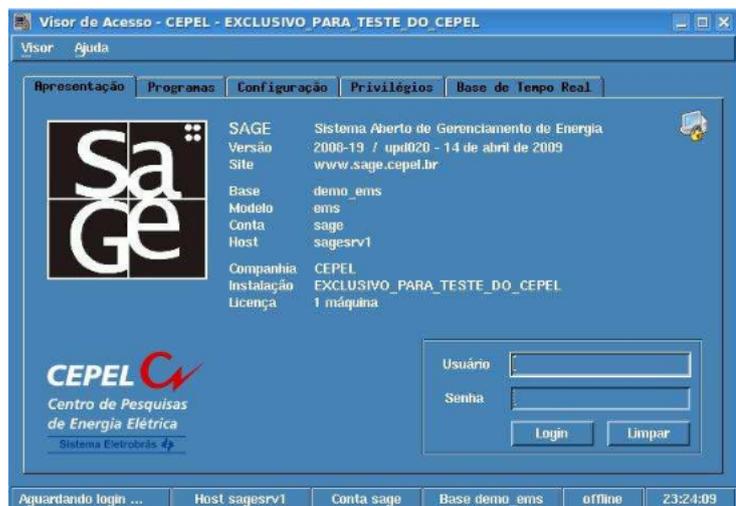
##### 4.2.1.1 Visor de Acesso

O visor de acesso é uma ferramenta do sistema SAGE, destinada a facilitar a interação dos usuários com os módulos do Subsistema de Interface Gráfica (SIG)<sup>2</sup>. Observa-se, através da Figura 22, que este visor é composto por diversas áreas funcionais, incluindo menus e fichários. O menu principal oferece comandos para login de acesso ao sistema, opções de configuração, visualização de logs e fechamento do visor (CEPEL, 2010a).

---

<sup>2</sup> O Subsistema de Interface Gráfica (SIG) é responsável por gerenciar as interações do sistema com os operadores, proporcionando a IHM.

Figura 22 – Visor de Acesso (fichamento “Apresentação”) do SAGE



Fonte: CEPEL (2010a)

A área de fichários permite ao usuário navegar entre diferentes abas, como: Apresentação; Programas; Configuração; Privilégios e Base de Tempo Real. Cada aba oferece funcionalidades específicas, como a gestão de alarmes, tendências, cálculos e históricos, além de permitir ajustes no relógio do sistema e na configuração do desktop. Através da Figura 23 visualiza-se a ficha de programas, que, por exemplo, permite ao usuário visualizar os outros visores listados neste trabalho.

Figura 23 – Visor de Acesso (fichamento “Programas”) do SAGE



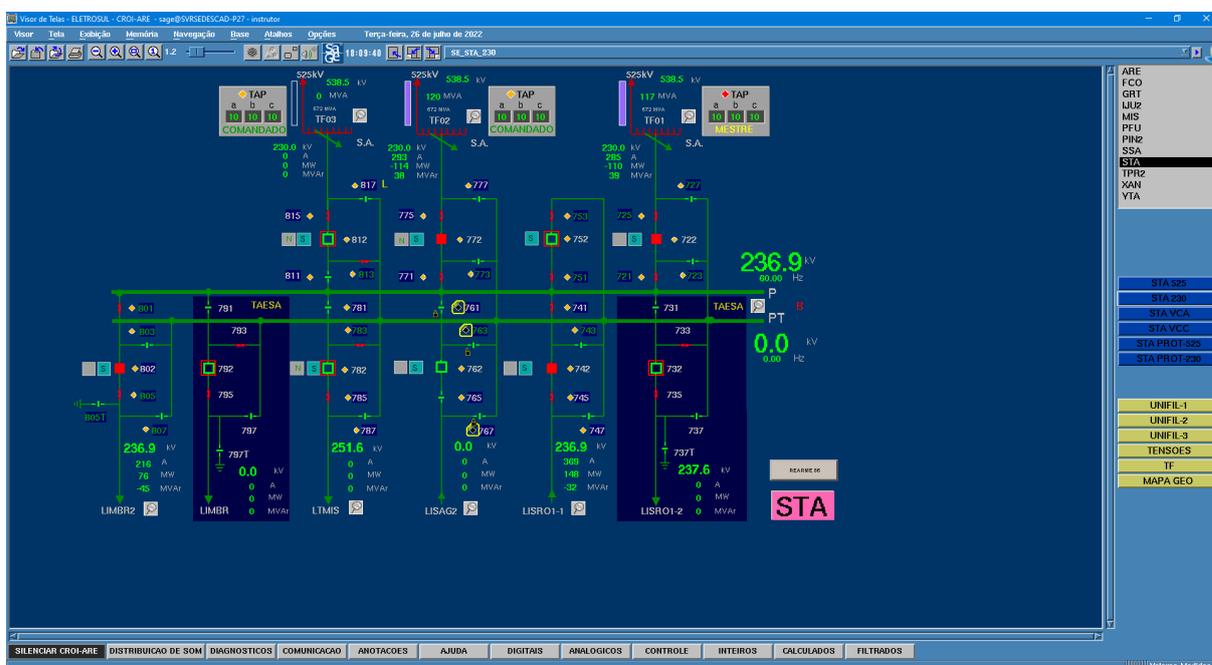
Fonte: CEPEL (2010a)

#### 4.2.1.2 Visor de Telas

O visor de telas é uma ferramenta para a supervisão e controle para um SEE. Este visor permite uma visualização clara e detalhada aos diagramas unifilares de uma SE. Essa visualização facilita a identificação de problemas na subestação e proporciona tomada de decisões rápidas. A interface é projetada para ser prática ao usuário, com uma janela principal que permanece visível durante todo o uso, garantindo que comandos e informações essenciais estejam sempre à mão (CEPEL, 2011a).

Além de sua usabilidade, a interface do visor de telas oferece informações sobre o estado dos equipamentos e pontos calculados da rede elétrica. Por exemplo, conforme a Figura 24, é possível verificar a tensão em um barramento específico, fluxo de potência nas linhas, tap dos TFs, o que é crucial para o monitoramento e manutenção do sistema.

Figura 24 – Visor de Telas do SAGE



Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

#### 4.2.1.3 Visor de Alarmes

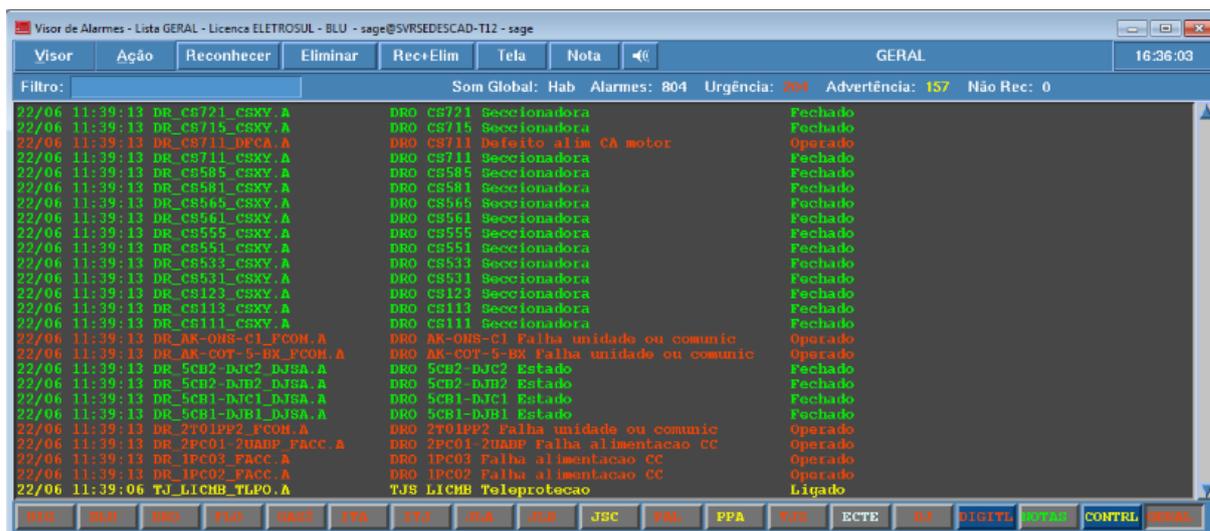
O Visor de Alarmes é uma ferramenta para monitorar alarmes e ocorrências no SEE. Este visor permite o monitoramento dos alarmes e eventos do sistema elétrico em tempo real — gerados pelo Processador de Alarmes, em resposta a eventos importantes. Além disso, o visor permite ao operador visualizar, reconhecer e eliminar registros de alarmes (CEPEL, 2011b).

Um dos principais recursos do visor de alarmes é a identificação visual da severidade dos registros, utilizando um código de cores (CEPEL, 2011b):

- Verde para estado “normal”;
- Amarelo para estado “advertência”;
- Vermelho para estado “urgência”;

Além dos recursos já listados, o visor oferece funcionalidades para sobrepor registros de alarmes semelhantes, reduzindo a redundância e melhorando a clareza das informações apresentadas. Outro recurso útil é a indicação sonora quando uma mensagem de alarme é gerada em tela. Exemplifica-se, este visor, através da Figura 25.

Figura 25 – Visor de Alarmes do SAGE

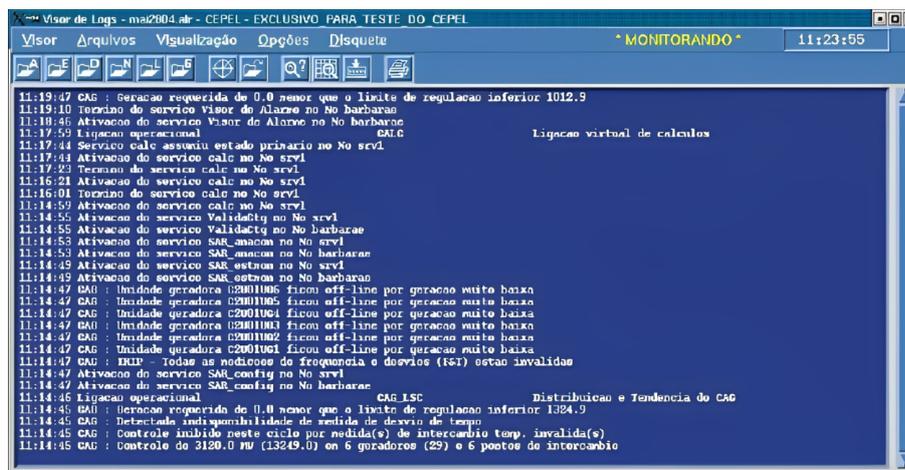


Fonte: Dametto, Marcos e Niquini (2016)

#### 4.2.1.4 Visor de Logs

O visor de *logs* — visto na Figura 26 — é uma ferramenta que armazena os eventos do sistema elétrico e também do sistema computacional. Facilita a consulta posterior para acessar uma informação histórica. A principal característica do visor de logs é a capacidade de operar e visualizar arquivos históricos de alarmes e eventos do sistema elétrico produzidos pelo Processador de Alarmes (CEPEL, 2011c).

Figura 26 – Visor de Logs do SAGE

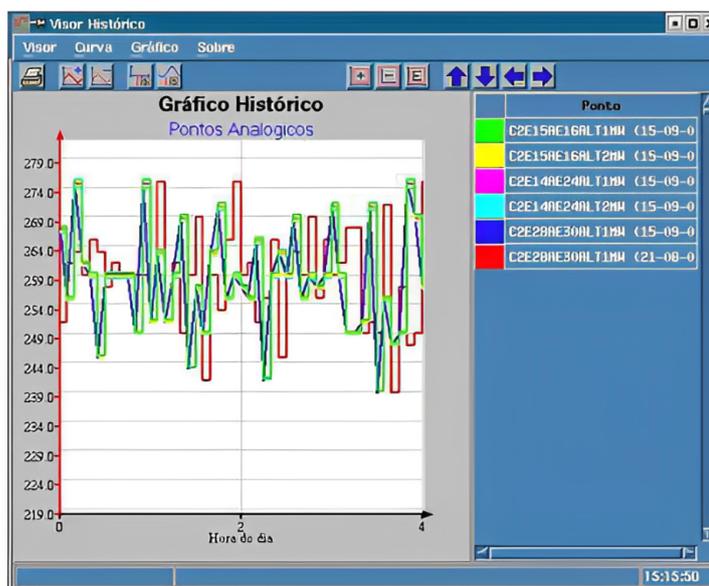


Fonte: CEPEL (2011c)

#### 4.2.1.5 Visor de Histórico

O visor de histórico — visto na Figura 27 — é uma ferramenta que funciona, basicamente, como um visualizador de registros históricos de uma SE específica, permitindo uma análise das circunstâncias envolvidas em cada situação. Este visor é essencial para registrar, em determinadas ocasiões, a carga à qual um Transformador (TF) ou uma LT estava submetida no momento de um desligamento, por exemplo (CEPEL, 2009).

Figura 27 – Visor de Histórico do SAGE



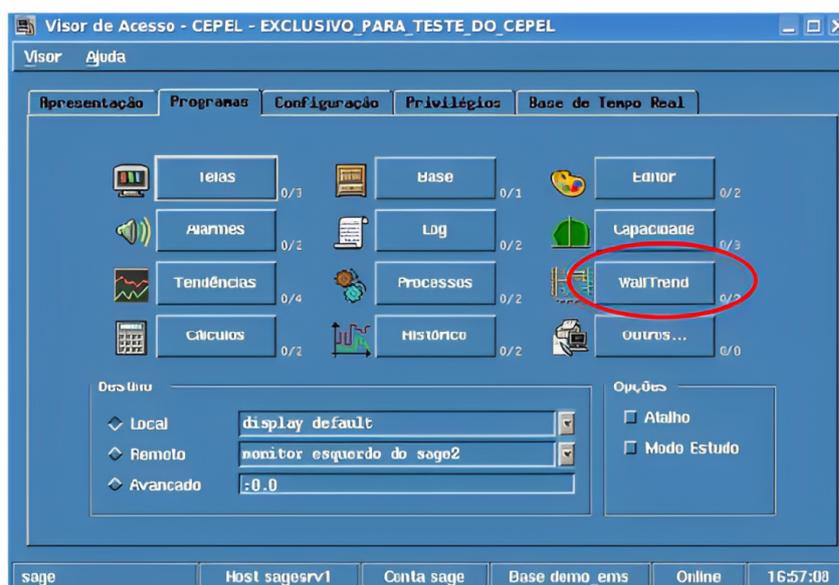
Fonte: CEPEL (2009)

#### 4.2.1.6 Visor *Walltrend*

O Visor *Walltrend* é uma ferramenta gráfica interativa projetada para a visualização de valores associados ao sistema SAGE, utilizando gráficos bidimensionais em eixos cartesianos XY. Esta aplicação permite a exibição flexível de dados numéricos, sejam eles digitais ou analógicos, e possibilita uma ampla customização dos gráficos através de configurações detalhadas, que podem ser salvas e carregadas posteriormente (CEPEL, 2010b). Este visor é habilitado através do Visor de Acesso, conforme visualizado na Figura 28.

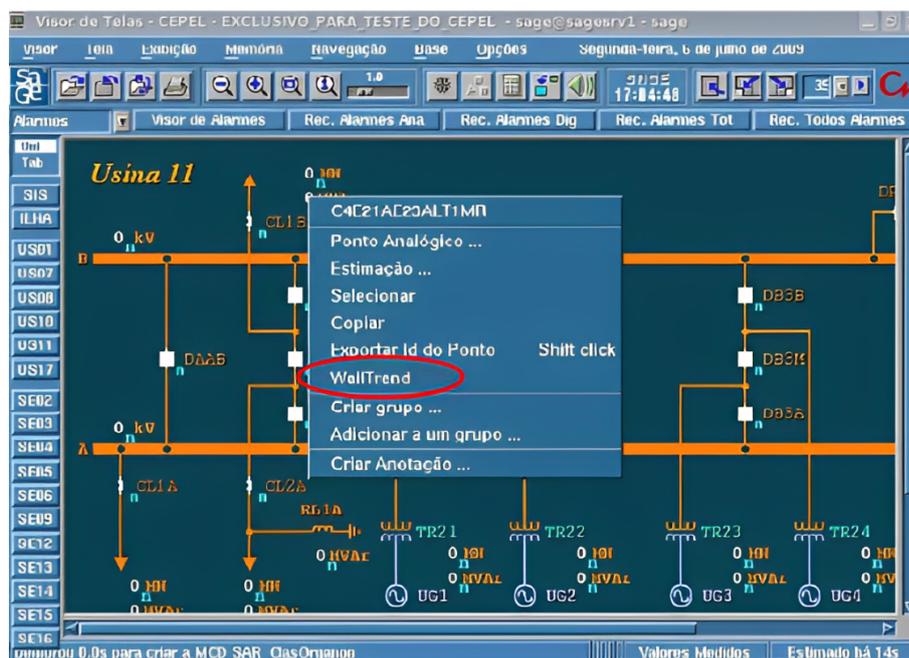
O *Walltrend* destaca-se pela sua capacidade de integrar dados de diversas fontes, incluindo bases de dados em tempo real e arquivos históricos, além de permitir a manipulação interativa dos gráficos, como ajuste de *layout*, *zoom*, e rolagem de dados (CEPEL, 2010b).

Figura 28 – Ativação do Visor *Walltrend* do SAGE



Fonte: CEPEL (2010b)

Um exemplo de utilização deste visor, seria neste possível caso: em um processo de recomposição de área, o operador pode enfrentar situações em que, para continuar a recomposição na subestação “x”, é necessário ter carga ativa em TFs que são responsabilidade de um agente “y”. Quando isso ocorre, o operador precisaria se dirigir à tela da unidade do agente “y”, para prosseguir com a recomposição. Neste contexto, o instrutor utiliza o *Walltrend* para evitar transições constantes de tela, inserindo os valores de carga ativa nos pontos desejados, que são então exibidos em um gráfico *pop-up*. Este gráfico permite que o instrutor monitore os valores de carga sem mudança de tela. Assim que o gráfico indicar a presença de carga, ou seja, não estiver zerado, a recomposição pode continuar normalmente. A Figura 29 apresenta um exemplo da tela do Visor *Walltrend*.

Figura 29 – Visor *Walltrend* do SAGE

Fonte: CEPEL (2010b)

### 4.3 SIMULADOR OTS - OPERATOR TRAINING SIMULATOR

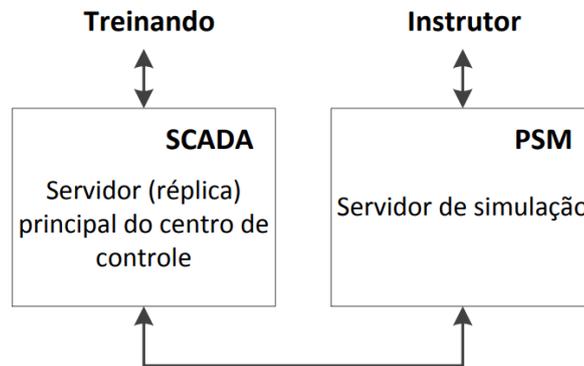
Para realizar o treinamento dos operadores do sistema elétrico, é vital criar um ambiente que permita essa atividade sem a necessidade de desligar o sistema ou realizar treinamentos com ele em funcionamento, evitando riscos tanto para o sistema quanto para os operadores (NETTO, 2013).

O *Operator Training Simulator* (OTS), desenvolvido pela Automalógica, é um *software* que emula o comportamento de um SEE, respondendo em tempo real às condições operacionais e eventos sistêmicos. Durante a execução dos cenários de recomposição elaborados pelo instrutor, o OTS realiza cálculos para simular o que aconteceria no sistema real. Este simulador é essencial para a prática dos procedimentos em sessões de simulação, familiarizando os operadores com novos procedimentos operacionais, acelerando a aquisição da experiência necessária para enfrentar situações de recomposição durante a operação em tempo real.

Na Eletrobras CGT Eletrosul, o OTS funciona no modo *stand-alone*, ou seja, os treinamentos simulados aplicados via *software* não possuem uma conexão direta com os centros de operação.

As telas que o operador visualiza durante um treinamento são clones das que de fato são operadas em um centro de controle (NETTO, 2013). Essa arquitetura pode ser vista na Figura 30.

Figura 30 – Arquitetura básica dos treinamentos na Eletrobras CGT Eletrosul



Fonte: Adaptado de Netto (2013)

As simulações acontecem a partir de um fluxo de informações que o OTS proporciona, baseando-se em três subsistemas. Segundo Netto (2013), estes subsistemas são classificados em três modelos:

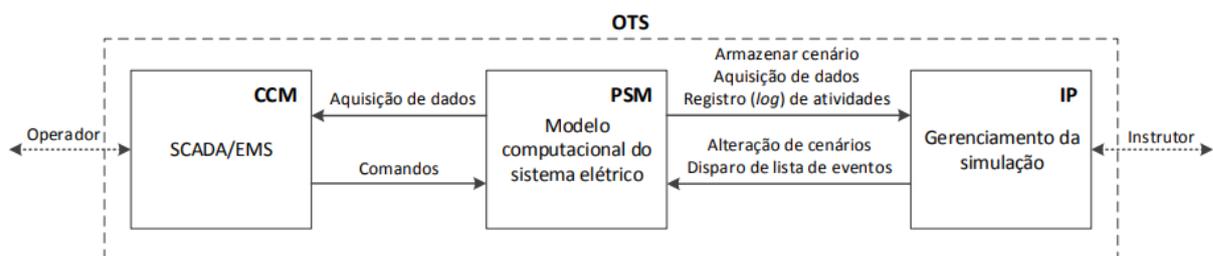
Sistema elétrico (**PSM** – *Power System Modeling*). O modelo do sistema elétrico deve representar, com um nível de fidelidade capaz de atender as necessidades do treinando, o comportamento do sistema elétrico (visto pelo operador através das telas do centro de controle em tempo real).

Centro de controle (**CCM** – *Control Center Modeling*). O sistema SCADA deve ser replicado no ambiente de simulação, incluindo computadores, monitores, video *walls* e sistemas de telefonia. Em outras palavras, este subsistema deve ser idêntico ao instalado no centro de controle em tempo real. Em teoria, nenhuma adaptação deve ser feita em *software* ou *hardware*.

Gerenciamento da simulação (**IP** – *Instructor Position*). É a partir deste subsistema que um cenário é carregado, editado ou salvo, ou ainda, uma lista de eventos é disparada.

Estes modelos estão aplicados nos fluxos de informações no OTS, e podem ser observados através da Figura 31.

Figura 31 – Fluxo de informações no OTS



Fonte: Netto (2013)

### 4.3.1 Cenários

Um cenário para treinamento pode ser definido como: um grupo de eventos em conjunto com um cenário inicial.

#### 4.3.1.1 Cenário Inicial

Um cenário inicial pode ser definido como a parte responsável por estabelecer o ponto de partida da simulação, ou seja, o estado inicial do cenário no sistema. No cenário inicial pode-se definir o estado dos equipamentos, unidades geradoras, entre outros. Em suma, este cenário é a referência inicial da simulação que o instrutor aplica ao treinando.

#### 4.3.1.2 Sequencias e seus Eventos

Um evento é definido como uma ação que tem o poder de alterar o estado atual do sistema ou seu controle. Esta ação pode variar desde a simples abertura de um DJ até a simulação de um desligamento geral, por exemplo. O OTS possui uma biblioteca customizável de equipamentos que podem ser escolhidos, proporcionando uma ampla gama de possibilidades para simulações e treinamentos.

Já a definição de uma sequência de eventos consiste em um conjunto de mudanças sequenciais em variáveis pré-definidas, com o objetivo de levar o sistema elétrico de um estado inicial a um estado final desejado. Esta sequência permite que o instrutor simule diversas situações, como a ocorrência de uma falha e seu impacto no sistema elétrico. Entre os impactos possíveis, estão a atuação dos dispositivos de proteção, disparo de alarmes, abertura de circuitos, entre outros eventos decorrentes da perturbação simulada. Essa abordagem oferece uma ferramenta valiosa para o treinamento e análise de respostas do sistema frente a diferentes condições adversas (NETTO, 2013).

Durante o treinamento dos operadores, o instrutor tem a liberdade de selecionar uma sequência de eventos específicos, que ocorrerão ao longo da simulação. Para cada sequência escolhida, é possível incluir um ou mais grupos de eventos associados, configurando uma experiência de treinamento abrangente e personalizada.

No OTS, esses eventos podem ser programados para acontecer em um instante estipulado previamente pelo instrutor, calculado em relação ao início da simulação, garantindo que as simulações ocorram de forma realista e controlada. A fim de exemplificar, um evento específico pode ser acontecer, diante um disparo de uma sequência, após trinta segundos do início do treinamento.

Além dos eventos condicionados ao tempo relativo, estes também podem ser desencadeados por condições específicas às quais o sistema possa estar submetido. Estas condições podem incluir valores de tensão, potência, corrente ou o estado atual de um equipamento específico, fazendo com que o sistema possa reagir a variáveis críticas em tempo real.

As sequências de eventos criadas pelo instrutor precisam ser acionadas no OTS. Existem duas maneiras possíveis para disparar estas sequências:

- Manualmente pelo instrutor, utilizando o botão “play”;
- Automaticamente pelo *software*, sempre que uma condição lógica de uma expressão booleana for atendida.

Segundo Netto (2013), “essas expressões booleanas podem ser formadas a partir de pontos discretos e/ou analógicos, combinados por meio de operadores booleanos (OU, E, NÃO) e operadores de comparação (=, !=, >, <, >=, <=)”. Deve-se ressaltar que o acionamento automático deve ser previamente configurado no campo “Expressão de disparo” do OTS, verificado na Figura 32, garantindo que as sequências de eventos ocorram conforme as condições estabelecidas.

Figura 32 – Sequência de eventos em modo de execução

OTS - Automalógica

Cenário Sequências Comandos Configurações

Execução Nenhuma sequência congelada

Sequências	Área ou Categoria	Nome	Status da execução	D	P	Disparo automático
0.1 Desligamento ARE		Desarme LI ARE_PGN	Parado	▶	■	Cond. não atendida
0.2 Desligamento ARE		Desarme LT ARE_IVP	Parado	▶	■	Cond. não atendida
0.2.1 Desligamento ARE		Desarme LT ARE_IVP com FADJ 1032	Parado	▶	■	Cond. não atendida
0.3 Desligamento ARE		Desligamento TF02 - ARE	Parado	▶	■	Cond. não atendida
0.4 Desligamento FCO		Bloqueio TF1 - FCO	Parado	▶	■	Cond. não atendida
0.4.1 Desligamento FCO		Falha rearme TF1 - FCO	Parado	▶	■	Cond. não atendida
0.5 Desligamento STA		Bloqueio Barra PT - STA	Parado	▶	■	Cond. não atendida

Disparo automático Estabilidade 0 (s)  Expressão de disparo:

Repetir enquanto expressão verdadeira

Eventos	P	T	Caminho	Descrição	Valor	Unid.	T. relativo (ms)
16	✔	9	STA [STA-230_DJ_782] Measurements [SA_DJ782_DJDX E]	STA DJ782 Estado	Aberto		0
17	✔	9	STA [STA-230_DJ_792] Measurements [SA_DJ792_DJDX E]	STA DJ792 Estado	Aberto		0
18	✔	9	STA Measurements [SA_BA-230_RBBA E]	STA BA-230 Rele bloqueio prot barra 86B	Operado		0

Início	Término	Usuário	Ação	Comentário
26/07/2022 11:48:51				
digite aqui uma anotação a ser registrada no log do treinamento)				
26/07/2022 17:57:29		Instrutor	Sequência de eventos disparada manualmente	Área: 0.5 Desligamento STA; Nome: Bloqueio Barra PT - STA
26/07/2022 17:57:23		Operador	Comando enviado	PFU.Commands.PF_GRL_DSIN.Executar (Off)
26/07/2022 17:57:13		Operador	Comando enviado	PFU [PFU-230_DJ_762] Commands PF_DJ762_DJTC [Fechar Equipamento] (On)
26/07/2022 17:57:04		Operador	Comando enviado	[LT_GRT-PFU_1] [LT_GRT-PFU_1] Commands PF_LTGRT_LSIN.Executar (Off)
26/07/2022 17:55:31		Sistema	Sequência de eventos disparada automaticamente	Área: 1.6 Recomposição GRT; Nome: Recomposição LI GRT_PFU
26/07/2022 17:55:25		Instrutor	Sequência de eventos disparada manualmente	Área: 0.6 Desligamento PFU; Nome: Desligamento LI GRT-PFU

Registro: 1 de 10

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

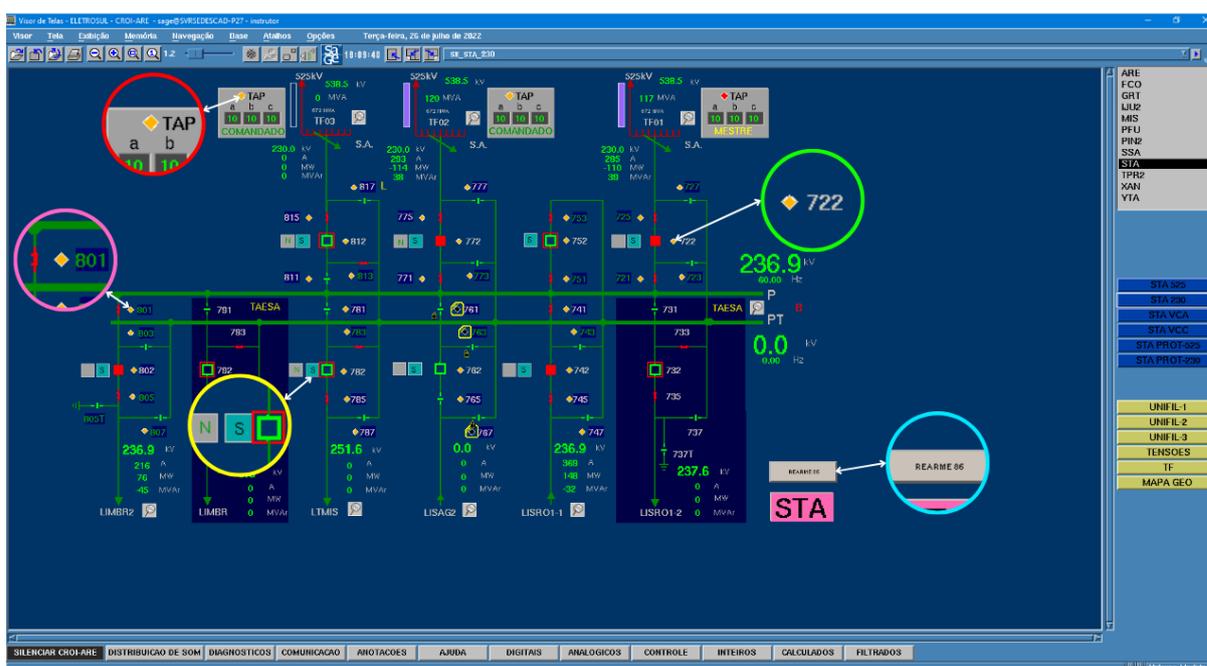
Utilizando os recursos disponíveis através dos eventos, o instrutor pode desenvolver lógicas para complementar o treinamento e deixa-lo mais robusto. Essas lógicas podem incluir intertravamentos, acionamento de dispositivos, alarmes e equipamentos, além da alteração de variáveis discretas (NETTO, 2013).

### 4.3.2 Funcionalidades do OTS

O grande número de funcionalidades do OTS o torna uma ferramenta poderosa para treinar, aprender e avaliar o sistema. A simulação é feita a partir da interação do treinando com a IHM do SAGE. Através do SAGE, exemplificado na Figura 33, o treinando pode executar algumas manobras, como:

- Abertura/fechamento de CS: circulado em **rosa**;
- Abertura/fechamento de DJs: circulado em **verde**;
- Comando de comutação de tap em TFs: circulado em **vermelho**;
- Comando de acionamento do sincronismo nos disjuntores: circulado em **amarelo**;
- Comando de acionamento do relé de bloqueio para o fechamento de DJs: circulado em **azul**.

Figura 33 – Botões para o comando dos equipamentos simulados via SAGE



Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

### 4.3.3 Fases do Treinamento

O instrutor é responsável pela execução do treinamento em ambiente simulado, o qual pode ser dividida em três partes: etapa de pré-treinamento, etapa de treinamento e a etapa de pós-treinamento, descritas nas seções 4.3.3.1, 4.3.3.2 e 4.3.3.3, respectivamente.

### 4.3.3.1 Pré-treinamento

A etapa de pré-treinamento consiste na elaboração do planejamento da simulação, onde o instrutor tem a responsabilidade de identificar as necessidades de cada operador e, a partir disso, estabelecer os objetivos da simulação e os critérios de avaliação. A partir de um planejamento estabelecido, o instrutor deve então desenvolver o cenário de treinamento, no OTS, incluindo tanto eventos automáticos que ocorrem ao longo da sessão quanto aqueles que podem ser disparados manualmente pelo próprio instrutor. Esse preparo detalhado assegura que o treinamento seja eficaz e personalizado, atendendo às demandas específicas de cada operador a ser avaliado.

### 4.3.3.2 Treinamento

Durante o treinamento, o instrutor controla a simulação em tempo real utilizando diversas ferramentas de apoio, como o Visor de Telas do SAGE e o campo de *logs* do OTS. É neste campo, apresentado na Figura 34, que o OTS fornece informações como: horário do disparo de um comando, quem efetivamente realizou o disparo (instrutor, operador ou o sistema), as ações executadas e uma lista de comentário detalhado dos pontos disparados.

Figura 34 – Campo de *logs* do OTS

Início	Término	Usuário	Ação	Comentário
26/07/2022 11:48:51				
[digite aqui uma anotação a ser registrada no log do treinamento]				
26/07/2022 17:57:29		Instrutor	Sequência de eventos disparada manualmente	Área: 0.5 Desligamento STA; Nome: Bloqueio Barra PT - STA
26/07/2022 17:57:23		Operador	Comando enviado	PFU.Commands_PF_GRL_DSIN_Executar (Off)
26/07/2022 17:57:13		Operador	Comando enviado	PFU[PFU-230_DJ_762]Commands_PF_DJ762_DJTC.[Fechar Equipamento] (On)
26/07/2022 17:57:04		Operador	Comando enviado	[LT_GRT-PFU_1][LT_GRT-PFU_1]Commands_PF_LTGRT_LSIN_Executar (Off)
26/07/2022 17:55:31		Sistema	Sequência de eventos disparada automaticamente	Área: 1.6 Recomposição GRT; Nome: Recomposição LI GRT_PFU
26/07/2022 17:55:25		Instrutor	Sequência de eventos disparada manualmente	Área: 0.6 Desligamento PFU; Nome: Desligamento LI GRT-PFU

Registro: 1 de 10

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

O instrutor tem total liberdade para iniciar e interromper a simulação, conforme achar necessário. No entanto, para continuar de onde parou após uma interrupção, é preciso pausar a simulação, se o instrutor optar por parar completamente a simulação. Neste caso, será necessário reiniciar o treinamento desde o início, carregando novamente o caso inicial para prosseguir. Além dessas opções, o instrutor também pode ativar ou desativar grupos de eventos, proporcionando ainda mais flexibilidade e controle sobre o treinamento.

### 4.3.3.3 Pós-treinamento

Para evidenciar ao operador as discrepâncias entre as ações realizadas e as esperadas, o instrutor utiliza o campo de *logs* do OTS. Esta ferramenta permite que o instrutor retorne a momentos específicos da simulação, facilitando a análise detalhada das ações. No campo de *logs*, é possível distinguir se uma ação foi desencadeada pelo instrutor ou pelo operador.

Por exemplo, quando o operador tenta abrir uma CS que está intertravada, o OTS notifica nos *logs* que o comando não foi executado devido ao intertravamento do equipamento. Destaca-se que o próprio *software* fornece o ponto exato onde ocorre o intertravamento.

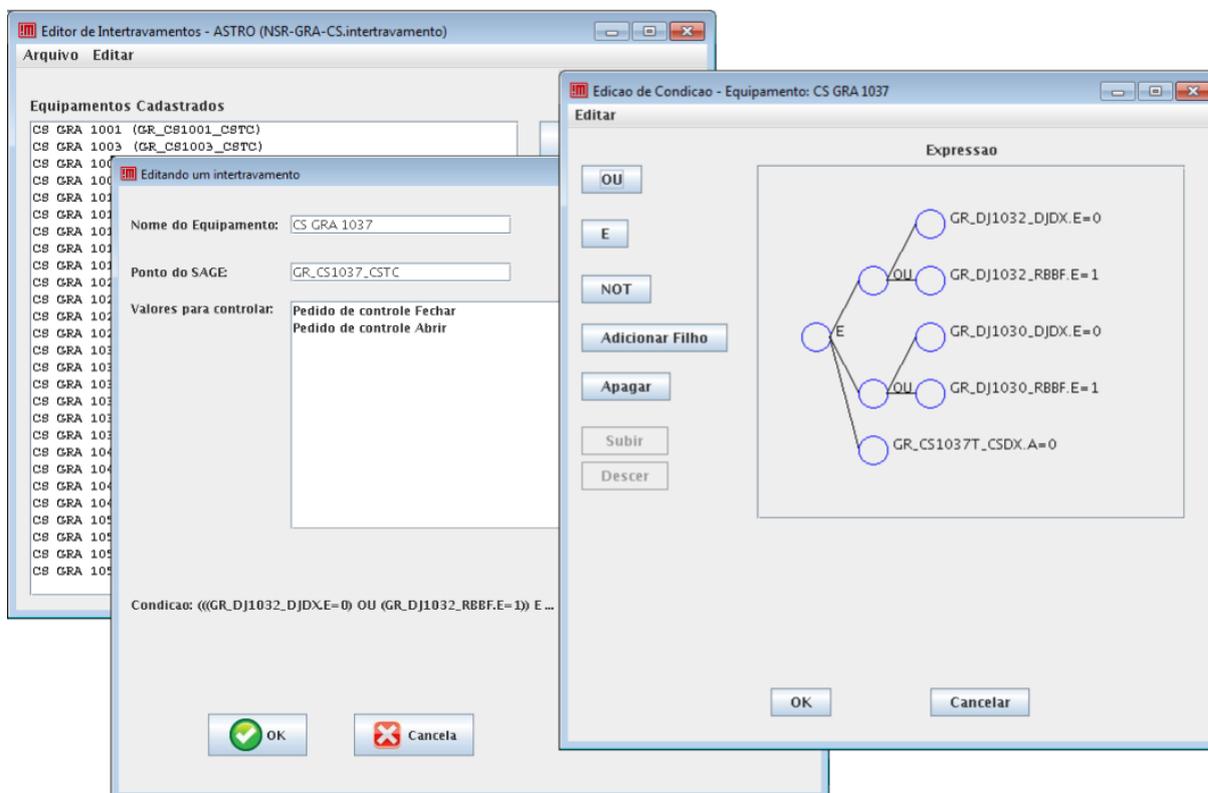
Assim como na etapa de treinamento (comentado anteriormente), a observação dessas situações ocorre em tempo real, com o instrutor monitorando simultaneamente o Visor de Telas e os *logs* via OTS para acompanhar as ações do operador em treinamento. Esta etapa é crucial antes das avaliações do treinamento, onde o instrutor coleta um *feedback* inicial do operador. Primeiramente, o treinando relata sua percepção sobre o treinamento, apontando possíveis dificuldades enfrentadas. Em seguida, o instrutor apresenta todas as ações divergentes, comparando o que era esperado com o que foi realmente executado pelo operador. Esse processo garante um *feedback* construtivo e direcionado.

#### 4.4 EDITOR DE INTERTRAVAMENTOS - ASTRO

Sob o aspecto das normas de proteção e controle dos equipamentos de uma subestação, surge o conceito do intertravamento. Define-se o intertravamento como um método de segurança utilizado para garantir com que dois contatores — DJ e CS, por exemplo — não sejam manobrados em sequência. Abrir uma CS em carga é perigoso, pois ela não é projetada para interromper correntes de carga, podendo causar arcos elétricos e danos aos equipamentos.

Para implementar estes procedimentos de segurança no ambiente de treinamento simulado, a Eletrobras CGT Eletrosul utiliza o *software* ASTRO, para a edição das lógicas de controle e intertravamento. O ASTRO utiliza a álgebra booleana e seus operadores (“**E**”, “**OU**” e “**NOT**”) para a programação das lógicas de intertravamento. Conforme a Figura 35, visualiza-se um exemplo de programação de lógicas de intertravamento.

Figura 35 – Janelas para programação das lógicas de intertravamentos no ASTRO



Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

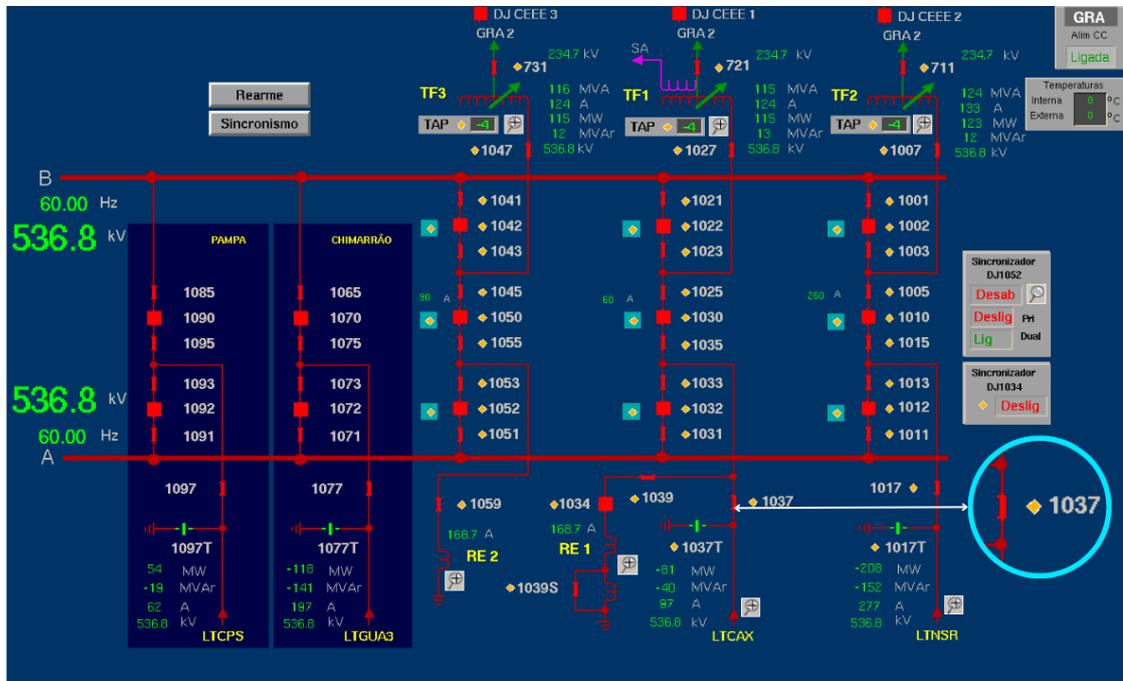
No exemplo da Figura 35, repara-se a edição e programação das lógicas de intertravamento para as manobras de abertura e fechamento da CS denominada como: “CS\_GRA\_1037”. Para esta CS poder ser manobrada pelo treinando, através do OTS, a seguinte lógica precisa ser respeitada:

- a)  $((GR\_DJ1032\_DJDX.E=0) \text{ OU } (GR\_DJ1032\_RBBF.E=1))$  deve ser verdadeiro **E**;
- b)  $(GR\_DJ1030\_DJDX.E=0) \text{ OU } (GR\_DJ1030\_RBBF.E=1)$  deve ser verdadeiro **E**;
- c)  $(GR\_CS1037T\_CSDX.A=0)$  deve ser verdadeiro;

A CS 1037, conforme ilustrado na Figura 36, é uma chave de saída de linha, que não pode ser operada com corrente ativa, ou seja, não pode ser aberta com carga na LT. Para garantir essa condição, é necessário que o DJ 1032 esteja aberto ou que tenha atuado o Falha de Disjuntor (FADJ), assegurando assim que não haja corrente. Para a primeira condição “OU”, é imprescindível que o DJ 1032, que pertence ao barramento A, esteja aberto ou tenha falhado. Além disso, a lógica “E” é aplicável ao DJ central, DJ 1030, e segue a mesma expressão booleana utilizada para o DJ 1032. A CS 1037T representa o aterramento da linha e, portanto, precisa estar aberta. Com todas essas condições

atendidas, é possível operar a abertura ou fechamento da CS 1037 com segurança.

Figura 36 – Recorte do Visor de Telas da SE Gravataí 525 kV



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

## 5 ESTUDO DE CASO: TREINAMENTOS UTILIZANDO SIMULADORES NA CGT ELETROSUL

Esta seção abordará resultados de treinamentos utilizando o simulador OTS Automalógica, aplicados aos operadores dos CROIs (COARE, COBLU, COCNO, COLON e CONSR), funcionários da Eletrobras CGT Eletrosul.

### 5.1 SIMULAÇÕES DE PROCEDIMENTOS DE RECOMPOSIÇÃO

O treinamento com simulações de procedimentos de recomposição tem como foco principal a capacitação dos operadores nos cenários de recomposição de sistema elétrico.

Na seção 5.1.2, será abordada a avaliação desse treinamento de forma detalhada, que basicamente se concentra nas questões quantitativas dos erros cometidos pelos operadores durante a simulação. Isto é, o principal dado coletado é o número de erros cometidos pelo operador. Este treinamento permite uma análise objetiva do desempenho e identificação de erros nos procedimentos operacionais, que necessitam de melhorias por parte dos operadores.

Primeiramente, simula-se a preparação da área, onde o operador deve abrir todos os DJs, exceto o interligador de barras, caso este não esteja transferindo Função Transmissão (FT)<sup>1</sup>. A prioridade do operador deve ser os circuitos fonte, que são aqueles que recebem tensão em uma subestação.

O treinamento, de maneira geral, é composto por eventos como a abertura dos DJs, o que ocasiona desligamentos. O objetivo é que o operador siga com a recomposição conforme as instruções estabelecidas. Por lidar com desligamentos, o treinamento exige que o operador tome diversas ações corretivas, seguindo as sequências normatizadas para fechar os DJs abertos.

Essas instruções apresentam claramente as etapas a serem seguidas para o fechamento dos DJs, replicando procedimentos já normatizados. Apesar de sua importância, a simulação não entra em maiores níveis de detalhamento em relação aos *softwares* utilizados, como o Visor de Telas do SAGE, por exemplo. Por isso, o realismo dessa simulação é um pouco limitado, focando mais nos procedimentos operacionais do que nas ferramentas dos *softwares* utilizados.

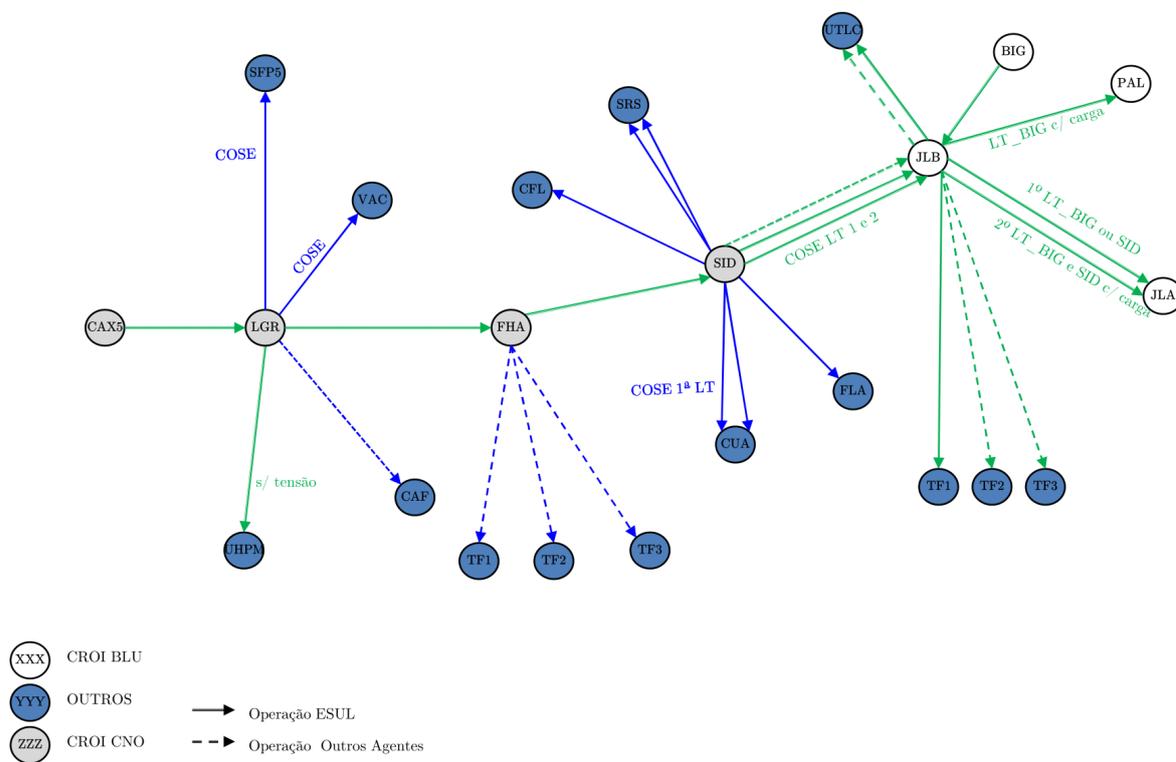
#### 5.1.1 Objetivo Principal

Para os operadores do COARE e COLON, foi feito o treinamento de recomposição fluente de instalações instalações da Área Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (GNB), conforme a Figura 37.

<sup>1</sup> Uma Função Transmissão (FT), quando relacionada à LT, abrange o equipamento principal e os complementares: entradas de LT, reatores em derivação, equipamentos de compensação série não manobrável sob tensão, e outros equipamentos associados (ONS, 2024a).



Figura 38 – Área Itá



Fonte: Adaptado de Eletrosul (2018a)

### 5.1.2 Critérios de Avaliação

Para proporcionar uma base de avaliação sólida, foi elaborada uma lista de erros. A Tabela 3 é um recorte da lista de erros e suas classificações, que encontra-se no Apêndice B, e exemplifica alguns dos possíveis erros para esta simulação. A coluna intitulada “Tipo de Erro” detalha as possíveis falhas que os operadores podem cometer durante o treinamento. Além disso, a coluna “Classificação” categoriza a gravidade de cada erro, variando entre leve, moderado, grave e gravíssimo.

Tabela 3 – Recorte da Tabela 14: *Lista de erros e suas classificações*

Ref.	Tipo de Erro	Classificação
A	Abrir DJ interligador de barras na preparação de Área	LEVE
D	Chave 43T na posição incorreta	MODERADO
H	Efetuoou manobra indevida em CS	GRAVE
Q	Abrir DJ de FT indevidamente	GRAVÍSSIMO

Fonte: Adaptado de Eletrosul (2018a)

Para mensurar a gravidade dos erros, foi desenvolvida a Tabela 4, que correlaciona pontos específicos com o nível de gravidade de cada erro. Na tabela, um erro leve equivale a 1 ponto, um erro moderado a 2 pontos, um erro grave a 3 pontos e um erro gravíssimo a 4 pontos. Esta classificação foi estabelecida internamente na empresa, por meio de um comitê especializado.

Tabela 4 – Pontuação dos erros

Classificação	Pontos
LEVE	1
MODERADO	2
GRAVE	3
GRAVÍSSIMO	4

Fonte: Adaptado de Eletrosul (2018a)

Esses pontos servem como base para avaliar o desempenho dos operadores, levando em conta a severidade dos erros e a frequência com que são cometidos pelos operadores. O recorte do método avaliativo pode ser visualizado na Figura 39.

Figura 39 – Exemplo da tabela de avaliação dos operadores

CLASSIFICAÇÃO	PONTOS	FREQUÊNCIA DO ERRO		
		OPERADOR A	OPERADOR B	OPERADOR C
LEVE	1		1	
MODERADO	2	1		1
GRAVE	3			
GRAVISSIMO	4			2
<b>TOTAL DE PONTOS</b>		2	1	10
<b>SOMA ALGÉBRICA</b>		1	1	3
<b>AValiação FINAL</b>		S	E	I

Fonte: Adaptado de Eletrosul (2018a)

Em “TOTAL DE PONTOS”, é apresentado o resultado de uma soma ponderada que considera a frequência com que cada erro é cometido pelo operador, multiplicada pelos pontos atribuídos a cada classificação de erro. Já em “SOMA ALGÉBRICA”, o cálculo é simples, somando apenas o número dos erros de cada operador.

Entretanto, o instrutor não pode avaliar o treinamento baseando-se apenas na soma ponderada de erros exibida em “TOTAL DE PONTOS”. Isso ocorre porque o instrutor não pode comparar diretamente o operador do COARE com o operador do COBLU, por exemplo, já que a simulação do COBLU prevê cerca de 27 ações, enquanto o COARE possui 37 ações previstas. Dessa forma, o operador do COARE está mais propenso a cometer erros em comparação ao operador do COBLU.

Para resolver essa questão, foi elaborada uma equação simples (no *software: Microsoft Excel*), que compara o “TOTAL DE PONTOS” com o que foi especificado como “TOTAL DE AÇÕES PREVISTAS”. O “TOTAL DE AÇÕES PREVISTAS”, exposto na Equação (1), é a soma do número total de módulos de recomposição com o total de DJs abertos na preparação de Área para cada CROI.

Detalhes adicionais sobre o valor do “TOTAL DE AÇÕES PREVISTAS” para cada CROI presente neste treinamento estão disponíveis no Apêndice C.

$$= \text{SE}(\text{“TOTAL DE PONTOS”}/\text{“TOTAL DE AÇÕES PREVISTAS”}) > 0,12;\text{“I”}; \\ \text{SE}(\text{“TOTAL DE PONTOS”}/\text{“TOTAL DE AÇÕES PREVISTAS”}) < 0,04;\text{“E”};\text{“S”}) \quad (1)$$

Dito isto, para a “AVALIAÇÃO FINAL”, que determina a nota (excelência, suficiência ou insuficiência), divide-se o “TOTAL DE PONTOS” pelo “TOTAL DE AÇÕES PREVISTAS”. Se o resultado dessa divisão for menor que 0,04, o operador recebe a nota “excelência”; se for maior que 0,12, a nota é “insuficiência”. Para valores entre 0,04 e 0,12, a nota atribuída é “suficiência”. A partir dessa equação ilustrada, os operadores são avaliados com base na pontuação obtida em diferentes CROIs. Os conceitos de “excelência” e “insuficiência” são determinados conforme o “TOTAL DE PONTOS” por cada operador nos respectivos centros. Para obter o conceito “excelência”, o operador não deve ultrapassar a pontuação máxima determinada pela Tabela 5.

Tabela 5 – Pontuação máxima para o conceito “excelência”

CROI	“TOTAL DE PONTOS” Máximo Para “Excelência”
COARE	1
COBLU	1
COCNO	1
COLON	5

Fonte: Adaptado de Eletrosul (2018a)

Para receber o conceito “insuficiência”, o operador deve ultrapassar a seguinte pontuação ilustrada na Tabela 6.

Tabela 6 – Pontuação mínima para o conceito “insuficiência”

CROI	“TOTAL DE PONTOS” Para “Insuficiência”
COARE	Mais de 4 pontos
COBLU	Mais de 3 pontos
COCNO	Mais de 4 pontos
COLON	Mais de 15 pontos

Fonte: Adaptado de Eletrosul (2018a)

Se o número de “TOTAL DE PONTOS” estiver entre esses dois limites propostos, o conceito atribuído será “suficiência”. Então, esta avaliação final define a nota do treinamento aplicado ao operador, conforme Tabela 7.

Tabela 7 – Avaliação final e nota do treinamento

Avaliação Final	Nota
Insuficiência	I
Suficiência	S
Excelência	E

Fonte: Adaptado de Eletrosul (2018a)

A classificação da frequência dos erros é fundamental para a análise de dados, onde os erros são categorizados em três níveis: RARO, quando ocorrem em até 10% das simulações; POUCO FREQUENTE, quando aparecem entre 10% e 20%; e FREQUENTE, quando ultrapassam 20%.

### 5.1.3 Treinamento com Operadores do COARE

Na simulação deste evento de treinamento, o processo de recomposição inicia-se obrigatoriamente pela preparação de área nas SEs em que ocorreram desligamento geral (ARE, CAN, CBA, JOI, JNO). A etapa seguinte envolve a recomposição do setor 525 kV e 230 kV da SE ARE, para posterior recomposição da SE SMS e conseqüentemente da SE CAN. Após solicitação de envio de tensão na LT CBA-ARE, inicia-se o processo de recomposição da SE CBA. A retomada de carga nas SE: JOI e JNO é essencial para atender aos valores de tensão e/ou carga ativa estabelecidos como pré-condição para recomposição de algumas FTs. Em função do desligamento geral da SE ARE, ocorre concomitantemente o desligamento das LTs ARE-SOS 1-2 e LT ARE-IVP. Elementos adicionais foram inseridos nesta simulação tais como bloqueios em FTs, definidos por conveniência do instrutor. Demais ações que envolvem outros setores foram automatizadas ou executadas pelo instrutor.

Diante deste cenário, os operadores do COARE executaram os procedimentos de recomposição de forma fluente e coordenada pelo COSE, conforme necessário. Durante a simulação, foi avaliado e observado todo o processo de recomposição do cenário atribuído, bem como a capacidade de assimilação e análise dos resultados causados por suas ações. É importante destacar que, neste treinamento, o instrutor desempenha integralmente as atividades relacionadas ao COSE, inclusive se identificando como operador deste centro de operação.

Este evento simulado envolveu desligamentos na área GNB, de forma que as sequências de eventos foram a princípio elaboradas, visando o treinamento dos 19 operadores do COARE, conforme detalhado no Apêndice D.

#### 5.1.3.1 Objetivo e Premissas Específicas

O objetivo desta simulação é treinar os operadores do COARE visando o aprimoramento na execução dos procedimentos de recomposição fluente e na coordenação junto ao COSE.

As premissas específicas deste treinamento aos operadores do COARE são:

- a) Ter domínio para acessar facilmente a plataforma SAGE de simulação;
- b) Conhecer detalhadamente os procedimentos de recomposição da área;
- c) Recapitular os procedimentos de comunicação verbal.

#### 5.1.3.2 Resultados Esperados

Os resultados esperados deste treinamento aos operadores do COARE são:

- a) Melhoria no desempenho operacional das equipes de operação para recomposição de grandes desligamentos;



Tabela 8 – Erros observados nos operadores de COARE

Tipos de erros	Classificação	Total	Frequência do erro
Ligar DJ sem acionamento do sincronismo e/ou não observar seleção de sincronismo	LEVE	2	POUCO FREQUENTE
Não informar ao COSE sobre situações anômalas na unidade	MODERADO	2	POUCO FREQUENTE
Fechamento de linha coordenada ou em condição que exige coordenação, sem autorização do COSE	GRAVÍSSIMO	2	POUCO FREQUENTE
Completar fechamento do vão indevidamente	GRAVÍSSIMO	2	POUCO FREQUENTE
Preparação de Área incompleta	GRAVÍSSIMO	2	POUCO FREQUENTE
Não respeitar limites operacionais pré-definidos para a recomposição (tensão, ângulo)	GRAVE	7	FREQUENTE

Fonte: Adaptado de Eletrosul (2018a)

#### 5.1.3.4 Considerações Finais do Treinamento do COARE

Devido ao extenso cenário de recomposição deste treinamento, optou-se por excluir os procedimentos de recomposição do Serviço Auxiliar (SA)<sup>2</sup> de cada SE.

Por conseguinte, citam-se pontos que podem ter prejudicado o desempenho dos operadores. Foi constatado que o desenho, no Visor de Telas — o mesmo visualizado na operação em tempo real, da CS 795 pode confundir o operador devido ao arranjo do setor de 230 kV da SE ARE, conforme a Figura 50, do Apêndice E. No entanto, melhorias referentes a esses aspectos não serão abordadas neste trabalho, pois fogem do escopo da proposta.

#### 5.1.4 Treinamento com Operadores do COBLU

Na simulação deste evento de treinamento, o processo de recomposição inicia-se obrigatoriamente pela preparação de Área na SE em que ocorreu desligamento geral — JLB. A etapa seguinte envolve a recomposição da SE JLB a partir da LT BIG-JLB ou LT JLB-SID (1 ou 2), para posterior recomposição dos demais circuitos. Conforme dito anteriormente, com o intuito de criar maior dinamismo e realismo, elementos adicionais foram inseridos a critério do instrutor.

<sup>2</sup> O Serviço Auxiliar é a fonte de alimentação que sustenta todos os serviços de uma SE, exemplo: luminárias, motores para acionamento de CSs, sinalizações.

Diante deste cenário, os operadores do COBLU executaram os procedimentos de recomposição de forma fluente e coordenada pelo COSE, conforme necessário. Durante a simulação, foi avaliado e observado todo o processo de recomposição do cenário atribuído, bem como a capacidade de assimilação e análise dos resultados causados por suas ações. A exemplo do caso anterior, o instrutor desempenha integralmente as atividades relacionadas ao COSE, inclusive se identificando como operador deste centro de operação.

O evento simulado envolveu desligamentos na Área Itá e leste de Santa Catarina, de forma que as sequencias de eventos foram a principio elaboradas, visando o treinamento dos 20 operadores do COBLU, conforme detalhado no Apêndice D.

#### 5.1.4.1 Objetivo e Premissas Específicas

O objetivo desta simulação é treinar os operadores do COBLU visando o aprimoramento na execução dos procedimentos de recomposição fluente e na coordenação junto ao COSE.

As premissas específicas deste treinamento aos operadores do COBLU são:

- a) Conhecer detalhadamente os procedimentos de recomposição da área;
- b) Recapitular os procedimentos de comunicação verbal.

#### 5.1.4.2 Resultados Esperados

Os resultados esperados deste treinamento aos operadores do COBLU são:

- a) Melhoria no desempenho operacional das equipes de operação para recomposição de grandes desligamentos;
- b) Melhoria associados à comunicação operacional.

#### 5.1.4.3 Análise dos Dados Obtidos do COBLU

Nesta seção, será analisado de forma crítica, os erros cometidos pelos operadores deste centro regional, observados durante o treinamento. A Figura 41 apresenta, de forma completa, os erros que cada operador cometeu durante a simulação.

Figura 41 – Tabela de avaliação dos operadores do COBLU

CLASSIFICAÇÃO	PONTOS	FREQUÊNCIA DO ERRO - OPERADOR:																Ref. - Lista de Erros e Suas Classificações	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		
LEVE	1			1															A
LEVE	1	1	1							1									B
LEVE	1																		C
MODERADO	2		1		1	1	1	1									1		D
MODERADO	2																		E
MODERADO	2																		F
GRAVE	3																		I
GRAVE	3																		K
GRAVE	3																		M
GRAVE	3																	1	N
GRAVE	3																		O
GRAVE	3					1				1									P
GRAVÍSSIMO	4																		Q
GRAVÍSSIMO	4																		R
GRAVÍSSIMO	4																1		H
GRAVÍSSIMO	4																		J
GRAVÍSSIMO	4												1						S
GRAVÍSSIMO	4																		T
GRAVÍSSIMO	4																		V
GRAVÍSSIMO	4																		W
GRAVÍSSIMO	4				1														X
GRAVÍSSIMO	4																		Y
GRAVÍSSIMO	4																		Z
GRAVÍSSIMO	4	1	1	1		1				1									AA
TOTAL PONTOS		5	7	5	6	9	2	2	0	8	0	0	4	0	0	6	3		
SOMA ALGEBRICA		2	3	2	2	3	1	1	0	3	0	0	1	0	0	2	1		
ANÁLISE FINAL		I	I	I	I	I	S	S	E	I	E	E	I	E	E	I	I		

Fonte: Adaptado de Eletrosul (2018a)

A partir da Tabela 9, ilustram-se os erros operacionais observados nos operadores do COBLU durante este treinamento, reunindo todos os tipos de erros observados, suas respectivas classificações de gravidade e as frequências com que foram cometidos pelos operadores. A análise crítica destes erros, que envolve a compreensão de suas origens e das possíveis causas/consequências, está detalhada na seção 5.1.7.

Tabela 9 – Erros observados nos operadores de COBLU

Tipos de erros	Classificação	Total	Frequência do erro
Abrir DJ interligador de barras na preparação de Área	LEVE	1	RARO
Inversão no sentido de energização da LT	GRAVE	1	RARO
Executar ação coordenada, sem autorização do COSE	GRAVISSIMO	1	RARO
Não observar o status de equipamentos de terceiros ligados ao mesmo Barramento	GRAVISSIMO	1	RARO
Efetuar manobra indevida em CS	GRAVISSIMO	1	RARO
Não respeitar limites operacionais pré-definidos para a recomposição (tensão, ângulo)	GRAVE	2	POUCO FREQUENTE
Ligar DJ sem acionamento do sincronismo e/ou não observar seleção de sincronismo	LEVE	3	POUCO FREQUENTE
Preparação de Área incompleta	GRAVISSIMO	5	FREQUENTE
Chave 43T na posição incorreta	MODERADO	6	FREQUENTE

Fonte: Adaptado de Eletrosul (2018a)

#### 5.1.4.4 Considerações Finais do Treinamento do COBLU

Neste treinamento, decidiu-se adicionar outros eventos no COBLU, como FADJ, bloqueio de disjuntor por proteção própria e bloqueio de barra.

Por conseguinte, citam-se pontos que podem ter prejudicado o desempenho dos operadores: espaçamentos entre as FTs, dificultando a identificação dos comandos dos sincronismos e DJs; tela de JLB com barramentos transversais, que levou alguns operadores a entenderem erroneamente que o DJ 782 estava transferido, em função da CS 783 estar fechada, conforme visto no Apêndice E.

### 5.1.5 Treinamento com Operadores do COCNO

Na simulação deste evento de treinamento, o processo de recomposição inicia-se obrigatoriamente pela preparação de Área nas SEs em que ocorreu desligamento geral (LGR, FHA e SID). A etapa seguinte envolve a recomposição da SE LGR, a partir da LT CAX5, para posterior recomposição da SE FHA e SE SID, respectivamente. Com o intuito de criar maior dinamismo e realismo, elementos adicionais foram inseridos a critério do instrutor, como: alteração em TAP; tensão de retorno em LT; tensão fora dos padrões pré-estabelecidos.

O evento simulado envolveu desligamentos na Área Itá e leste de Santa Catarina, de forma que as sequencias de eventos foram a principio elaboradas, visando o treinamento dos 19 operadores do COCNO, conforme detalhado no Apêndice D.

#### 5.1.5.1 Objetivo e Premissas Específicas

O objetivo desta simulação é treinar os operadores do COCNO visando o aprimoramento na execução dos procedimentos de recomposição fluente e na coordenação junto ao COSE.

As premissas específicas deste treinamento aos operadores do COCNO são:

- a) Conhecer detalhadamente os procedimentos de recomposição da área;
- b) Recapitular os procedimentos de comunicação verbal.

#### 5.1.5.2 Resultados Esperados

Os resultados esperados deste treinamento aos operadores do COCNO são:

- a) Melhoria no desempenho operacional das equipes de operação para recomposição de grandes desligamentos;
- b) Melhoria associados à comunicação operacional.

#### 5.1.5.3 Análise dos Dados Obtidos do COCNO

Nesta seção, será analisado de forma crítica, todos os erros cometidos pelos operadores deste centro regional, observados durante o treinamento. A Figura 42 apresenta, de forma completa, os erros que cada operador cometeu durante a simulação.

Figura 42 – Tabela de avaliação dos operadores do COCNO

CLASSIFICAÇÃO	PONTOS	FREQUÊNCIA DO ERRO - OPERADOR:																			Ref. - Lista de Erros e Suas Classificações
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
LEVE	1																				A
LEVE	1	1		1		1															B
LEVE	1																				C
MODERADO	2																				D
MODERADO	2																				E
MODERADO	2																				F
GRAVE	3						1	1	1	1			1								I
GRAVE	3																				K
GRAVE	3																				M
GRAVE	3																				N
GRAVE	3											1	1								O
GRAVE	3																				P
GRAVÍSSIMO	4																				Q
GRAVÍSSIMO	4																				R
GRAVÍSSIMO	4																				H
GRAVÍSSIMO	4					2															J
GRAVÍSSIMO	4					1								2				1			S
GRAVÍSSIMO	4																				T
GRAVÍSSIMO	4																				V
GRAVÍSSIMO	4																				W
GRAVÍSSIMO	4																				X
GRAVÍSSIMO	4																				Y
GRAVÍSSIMO	4																				Z
GRAVÍSSIMO	4					1															AA
TOTAL PONTOS		1	0	1	0	17	3	3	3	3	0	3	6	0	8	0	0	4	0	0	
SOMA ALGEBRICA		1	0	1	0	5	1	1	1	1	0	1	2	0	2	0	0	1	0	0	
ANÁLISE FINAL		E	E	E	E	I	S	S	S	S	E	S	I	E	I	E	E	S	E	E	

Fonte: Adaptado de Eletrosul (2018a)

A partir da Tabela 10, ilustram-se os erros operacionais observados nos operadores do COCNO durante este treinamento, reunindo os tipos de erros observados, suas respectivas classificações de gravidade e as frequências com que foram cometidos pelos operadores. A análise crítica destes erros, que envolve a compreensão de suas origens e das possíveis causas/consequências, está detalhada na seção 5.1.7.

Tabela 10 – Erros observados nos operadores de COCNO

Tipos de erros	Classificação	Total	Frequência do erro
Preparação de Área incompleta	GRAVISSIMO	1	RARO
Manter circuito duplo energizado a vazio, ignorando etapas de recomposição	GRAVE	2	RARO
Energizar TF e não fechar o DJ do enrolamento adjacente mantendo o mesmo a vazio	GRAVISSIMO	2	RARO
Ligar DJ sem acionamento do sincronismo e/ou não observar seleção de sincronismo	LEVE	3	POUCO FREQUENTE
Executar ação coordenada, sem autorização do COSE	GRAVISSIMO	4	POUCO FREQUENTE
Energizar TF com o tap em posição discrepante ao estabelecido em norma	GRAVE	5	FREQUENTE

Fonte: Adaptado de Eletrosul (2018a)

#### 5.1.5.4 Considerações Finais do Treinamento do COCNO

Para este treinamento, o SA ainda apresentava algumas falhas de configuração e tais manobras foram executadas apenas como exercício, e os erros não foram avaliados.

Por conseguinte, citam-se pontos que podem ter prejudicado o desempenho dos operadores: não há informação de tensão no lado de Média Tensão (MT) dos TFs da SE LGR, conforme a Figura 53, do Apêndice E.

#### 5.1.6 Treinamento com Operadores do COLON

Na simulação deste evento de treinamento, o processo de recomposição inicia-se obrigatoriamente pela preparação de área nas SEs em que ocorreram desligamento geral (ARE, CAN, CBA, JOI, JNO). A etapa seguinte envolve a recomposição do setor 525 kV e 230 kV da SE ARE, para posterior recomposição da SE SMS, e consequentemente da SE CAN. Após solicitação de envio de tensão na LT CBA-ARE, inicia-se o processo de recomposição da SE CBA mantendo desenergizada a barra P2 (230 kV). A retomada de carga nas SE: JOI e JNO é essencial para atender aos valores de tensão e/ou carga ativa estabelecidos como pré condição para recomposição de algumas FTs. Em função do desligamento geral da SE ARE, ocorre concomitantemente o desligamento das LTs ARE-SOS 1-2 e LT ARE-IVP.

Diante deste cenário, os operadores do COLON executaram os procedimentos de recomposição de forma fluente e coordenada pelo COSE, conforme necessário. Durante a

simulação, foi avaliado e observado todo o processo de recomposição do cenário atribuído, bem como a capacidade de assimilação e análise dos resultados causados por suas ações.

O evento simulado envolveu desligamentos na Área Itá e leste de Santa Catarina, de forma que as sequencias de eventos foram, a principio, elaboradas visando o treinamento dos 20 operadores do COLON, conforme detalhado no Apêndice D.

#### 5.1.6.1 Objetivo e Premissas Específicas

O objetivo desta simulação é treinar os operadores do COLON visando o aprimoramento na execução dos procedimentos de recomposição fluente e na coordenação junto ao COSE.

As premissas específicas deste treinamento aos operadores do COLON são:

- a) Ter domínio para acessar facilmente a plataforma SAGE de simulação;
- b) Conhecer detalhadamente os procedimentos de recomposição da área;
- c) Recapitular os procedimentos de comunicação verbal.

#### 5.1.6.2 Resultados Esperados

Os resultados esperados deste treinamento aos operadores do COLON são:

- a) Melhoria no desempenho operacional das equipes de operação para recomposição de grandes desligamentos;
- b) Melhoria associados à comunicação operacional.

#### 5.1.6.3 Análise dos Dados Obtidos do COLON

Nesta seção, será analisado de forma crítica, os erros cometidos pelos operadores deste centro regional, observados durante o treinamento. A Figura 43 apresenta, de forma completa, os erros que cada operador cometeu durante a simulação.

Figura 43 – Tabela de avaliação dos operadores do COLON

CLASSIFICAÇÃO	PONTOS	FREQUÊNCIA DO ERRO - OPERADOR:																	Ref. - Lista de Erros e Suas Classificações																			
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17		18																		
LEVE	1																																				A	
LEVE	1								1																												B	
LEVE	1																																				C	
MODERADO	2																																				F	
MODERADO	2																																				G	
GRAVE	3																																				H	
GRAVE	3								1																												I	
GRAVE	3									1			1			1																					J	
GRAVE	3			1																																	K	
GRAVE	3		3		1																																M	
GRAVE	3																																				N	
GRAVE	3																																				O	
GRAVE	3																																					P
GRAVE	3		1	1																																		Q
GRAVÍSSIMO	4																																					R
GRAVÍSSIMO	4																																					T
GRAVÍSSIMO	4																																					U
GRAVÍSSIMO	4																																					V
GRAVÍSSIMO	4																																					W
GRAVÍSSIMO	4																																					X
GRAVÍSSIMO	4																																					Y
GRAVÍSSIMO	4																																					Z
GRAVÍSSIMO	4																																					AA
TOTAL PONTOS		12	6	3	4	4	0	6	5	9	4	3	0	6	16	9	4	1	0																			
SOMA ALGEBRICA		4	2	1	1	1	0	2	2	3	1	1	0	2	5	3	1	1	0																			
ANÁLISE FINAL		S	S	E	E	E	E	S	E	S	E	E	E	S	I	S	E	E	E																			

Fonte: Adaptado de Eletrosul (2018a)

A partir da Tabela 11, ilustram-se os erros operacionais observados nos operadores do COLON durante este treinamento, reunindo todos os tipos de erros observados, suas respectivas classificações de gravidade e as frequências com que foram cometidos pelos operadores. A análise crítica destes erros, que envolve a compreensão de suas origens e das possíveis causas/consequências, está detalhada na seção 5.1.7.

Tabela 11 – Erros observados nos operadores de COLON

Tipos de erros	Classificação	Total	Frequência do erro
Energizar TF e não fechar o DJ do enrolamento adjacente mantendo o mesmo a vazio	GRAVE	3	POUCO FREQUENTE
Preparação de Área incompleta	GRAVÍSSIMO	3	POUCO FREQUENTE
Fechamento de LT enviando tensão com barra adjacente desenergizada	GRAVE	4	FREQUENTE
Não respeitar limites operacionais pré-definidos para a recomposição (tensão, ângulo)	GRAVE	9	FREQUENTE

Fonte: Adaptado de Eletrosul (2018a)

#### 5.1.6.4 Considerações Finais do Treinamento do COLON

Devido ao extenso cenário de recomposição deste treinamento, optou-se por excluir o SA de cada SE.

Por conseguinte, citam-se pontos que podem ter prejudicado o desempenho dos operadores: na SE IVP a tensão da barra é facilmente confundida com a tensão da LT ARE, conforme a Figura 54, do Apêndice E.

#### 5.1.7 Análise Geral dos Resultados Obtidos

Nesta seção, serão analisados, de forma geral, os dados obtidos referentes aos erros cometidos pelos operadores de cada CROI, que já foram ilustrados nas seções 5.1.3.3, 5.1.4.3, 5.1.5.3 e 5.1.6.3.

- a) **Abrir DJ interligador de barras na preparação de Área:** o disjuntor interligador não precisa ser aberto se não estiver transferindo nenhuma FT, durante uma preparação de Área;
- b) **Chave 43T na posição incorreta:** normalmente, esta chave já possui automatismo. Ela realiza a transferência de proteção da LT quando esta está transferida. Em outras palavras, essa chave serve para realocar toda a lógica de proteção para o disjuntor de transferência quando a LT está transferida, como já mencionado anteriormente;
- c) **Completar fechamento do vão indevidamente:** para exemplificar este erro, apresenta-se o seguinte cenário: em um arranjo de disjuntor e meio, com dois barramentos distintos, uma LT “x” está conectada à barra “1”, enquanto uma LT “y” está conectada à barra “2”. Ambas as linhas estão desconectadas. O

operador comete este erro quando ele recompõe a linha “x” e, logo em seguida, fecha o disjuntor central, conectando a LT “y” à barra “1”, quando a mesma deveria ser recomposta primeiramente à barra “2”, para, posteriormente, realizar o fechamento do vão;

- d) **Efetuar manobra indevida em CS:** embora a grande maioria das CS possua intertravamentos, isso não garante totalmente a ausência de manobras indevidas, o que pode colocar em risco tanto os equipamentos da subestação quanto a vida das pessoas próximas à CS manobrada, no pátio;
- e) **Energizar TF com o TAP em posição discrepante ao estabelecido em norma:** esse erro acontece, geralmente, por não cumprimento dos procedimentos e instruções pelos operadores;
- f) **Energizar TF e não fechar o DJ do enrolamento adjacente mantendo o mesmo a vazio:** esse erro ocorre quando o operador fecha o DJ do lado da Alta Tensão (AT) e não fecha o DJ do lado da Baixa Tensão (BT);
- g) **Executar ação coordenada, sem autorização do COSE:** segue a mesma lógica do erro “*Não informar ao COSE sobre situações anômalas na unidade*”;
- h) **Fechamento de linha coordenada ou em condição que exige coordenação, sem autorização do COSE:** este erro acontece quando o operador não possui condição de fechar uma LT de forma coordenada, e o mesmo segue as manobras de forma fluente;
- i) **Inversão no sentido de energização da LT:** esse erro ocorre geralmente quando o operador realiza ações para receber tensão em uma LT que deveria enviar, ou vice-versa;
- j) **Ligar DJ sem acionamento do sincronismo e/ou não observar seleção de sincronismo:** o sincronismo é essencial para verificar a seguinte condição condição: ele compara a tensão de referência com a tensão a sincronizar, e se uma delas for zero, indica que é linha ou barra morta, permitindo o fechamento do disjuntor. Caso ambas possuam tensão de retorno, o sincronismo verifica a condição de ângulo excedido, para determinar se estão no mesmo sistema; se estiverem, o fechamento é em anel, caso contrário, é em paralelo. É crucial lembrar que existem disjuntores com sincronismo manual ou automático, podendo o operador se confundir e acreditar que um disjuntor com sincronismo de acionamento manual seja com acionamento automático. Nesse cenário, o operador não conseguirá fechar o disjuntor, pois o sincronismo não estará ativado, resultando em perda de tempo durante as manobras. Observar a seleção do sincronismo é igualmente importante, pois em certas subestações, o operador precisa ativar o sincronismo de um disjuntor específico para fechá-lo e desativá-lo para manobrar outro disjuntor;

- k) **Manter circuito duplo energizado a vazio, ignorando etapas de recomposição:** esse erro ocorre quando, por exemplo, um operador energiza um TF, ou uma LT, a vazio e, logo em seguida, energiza outro TF ou LT. Além de violar a sequência normativa de recomposição, esse erro pode gerar maior excedente de potência reativa no sistema quando duas LTs estão próximas e energizadas a vazio, podendo acarretar outros problemas na recomposição;
- l) **Não informar ao COSE sobre situações anômalas na unidade:** este erro ocorre quando o operador não comunica ao COSE qualquer evento que possa alterar os procedimentos de recomposição de uma SE. Por exemplo, em simulações que envolvem o apoio a operação, se uma manobra não puder ser executada pelo SAGE, é necessário que o suporte realize a manobra diretamente no pátio. Nessa situação, o operador deve informar ao COSE que determinado equipamento foi operado localmente devido à indisponibilidade do comando remoto;
- m) **Não observar o status de equipamentos de terceiros ligados ao mesmo Barramento:** esse erro é cometido quando o operador inicia a recomposição, após a preparação de Área, sem verificar o status dos equipamentos de terceiros. Em outras palavras, o operador não confirmou se o responsável pelos equipamentos de terceiros também realizou a preparação de Área;
- n) **Não respeitar limites operacionais pré-definidos para a recomposição (tensão, ângulo):** esse erro geralmente acontece por desatenção do operador aos visores, podendo também estar atrelado a possíveis desconhecimentos básicos dos Procedimentos de Rede;
- o) **Preparação de Área incompleta:** a preparação de área incompleta é um erro classificado como gravíssimo, pois, normalmente, ocorre quando um operador esquece de verificar os DJs de um setor inteiro de uma SE, no Visor de Telas do SAGE. Por exemplo, o operador realiza a preparação de Área no setor de 525 kV de uma determinada SE, mas esquece de realizar o procedimento nos DJs do setor de 230 kV. Ao energizar o TF, o operador acaba energizando, de forma simultânea, todo o setor de 230 kV, o que pode ativar proteções como sobrecarga de TF e gerar um novo desligamento, além de colocar em risco os equipamentos da SE.

## 5.2 SIMULAÇÕES ULTRARREALISTAS DE EVENTOS GERAIS

Esta seção apresenta os treinamentos a partir de simulações ultrarrealistas de eventos, realizadas a partir de um plano de desenvolvimento criado pelo instrutor, que propõe ao operador uma imersão na simulação, com maiores interações através da comunicação verbal — avaliado de forma subjetiva neste estudo — e a presença das equipes de apoio

à operação. O nível de realismo deste treinamento é maior, se comparado com o as simulações da seção 5.1, com uma interface mais completa, visto na presença do Visor de Alarmes, por exemplo. Os alarmes fornecem informações que o operador deve interpretar em relação às condições dos equipamentos da subestação envolvida na simulação. Nesta simulação, o operador precisa olhar, interpretar e traduzir os eventos para tomar suas decisões.

Diferente da seção *Simulações de Procedimentos de Recomposição*, onde há necessidade de preparação de área, o operador não precisa apenas seguir um procedimento objetivo; ele deve adicionalmente analisar o visor de alarmes. Esta simulação foca mais no aspecto qualitativo do que no quantitativo, pois, apesar de ter poucas ações, o operador precisa tomar decisões críticas. Em alguns cenários, o treinando pode necessitar fazer inspeções nos equipamentos com o auxílio das equipes de apoio à operação, como por exemplo: verificar se um tanque de óleo de um TF explodiu. Em um segundo exemplo, caso o operador identifique um desligamento de TF através do Visor de Telas, o mesmo deve solicitar uma inspeção do equipamento às equipes de apoio. Esta inspeção resultará em dados que o operador deve analisar com um senso crítico, e a tomada de ação dependerá do *feedback* recebido da equipe de apoio, que pode variar e proporcionar diversos rumos para o treinamento.

Para este treinamento, aplicou-se eventos de forma pontual, sem gerar grandes desligamentos. Na seção *Simulações de Procedimentos de Recomposição*, a reação esperada do operador era sempre a mesma. No entanto, nesta simulação, a reação é dinâmica, mudando de acordo com a inspeção dos equipamentos pelas equipes de apoio à operação.

### 5.2.1 Objetivo Principal

Este treinamento visa a capacitação das equipes, para a recomposição fluente das instalações dos CROIs, bem como a realização de manobras rotineiras e reestabelecimento do SA. De modo geral, as simulações buscam uma melhora no desempenho operacional das equipes de operação, para a recomposição de pequenos desligamentos e a identificação de pontos de melhoria, associados à comunicação operacional — que será avaliado pelo instrutor por meio de comentários, na avaliação final.

Dentre os inúmeros objetivos que este treinamento simulado busca, válido para todos os CROIs, destacam-se os seguintes:

- a) Exercitar os procedimentos de recomposição fluente;
- b) Exercitar os procedimentos envolvendo a atuação de alarmes ;
- c) Praticar o reestabelecimento dos SAs;
- d) Praticar manobras de *bypass*;
- e) Recapitular os procedimentos de comunicação verbal;

### 5.2.2 Critérios de Avaliação

No contexto das *Simulações de Procedimentos de Recomposição*, o desempenho dos operadores é avaliado com base em diversos critérios essenciais para a operação segura e eficiente de sistemas elétricos. A seguir, descrevem-se os principais itens avaliados pelo instrutor durante esses treinamentos:

- a) **Tomada de conhecimento do cenário pré-ocorrência:** neste quesito, avalia-se o comportamento do operador no cenário inicial do evento simulado; por exemplo, se o instrutor define uma LT transferida como cenário inicial, e logo após o início da simulação ocorre um desligamento geral, espera-se que o operador tome as medidas apropriadas de acordo com o cenário pré-definido. Caso o operador não abra o DJ de transferência, comete um erro, pois a LT está transferida. Portanto, a falta de ação adequada indica uma falha na tomada de conhecimento do cenário pré-ocorrência;
- b) **Identificação da ocorrência:** este quesito avalia se o operador consegue identificar corretamente o evento ocorrido na SE, independentemente da natureza do evento, como um desligamento, por exemplo. A atenção aos alarmes e a identificação precisa do que está acontecendo são cruciais para uma resposta eficaz;
- c) **Análise da ocorrência:** aqui, o foco é se o operador realiza uma análise correta após identificar o problema. Por exemplo, em um cenário de FADJ, onde o mecanismo de falha abre os disjuntores adjacentes desenergizando um barramento, é essencial que o operador identifique não apenas o desligamento do barramento, mas também a causa raiz, que neste caso é uma FADJ. Identificar a ocorrência sem uma análise correta compromete a resolução eficaz do problema;
- d) **Reconhecimento do arranjo:** neste item, avalia-se o conhecimento do operador em relação ao arranjo do sistema elétrico. Isso inclui manobras de inversão de barra e o fechamento dos interligadores em situações de recomposição de barramentos em um arranjo de disjuntor e meio. O operador deve demonstrar familiaridade com as manobras das CSs e outras operações necessárias para o gerenciamento do arranjo;
- e) **Tomada de providência:** a análise aqui se concentra nas ações tomadas pelo operador, avaliando se foram corretas e executadas com autonomia. Especialmente em casos de recomposição fluente, é vital que o operador tome as medidas apropriadas de forma proativa e eficaz;
- f) **Informar a situação:** Finalmente, avalia-se a comunicação do operador com o COSE. A comunicação deve ser clara, precisa e feita nos momentos apropriados, especialmente em situações de recomposição coordenada. Informar a situação

de maneira adequada é fundamental para a coordenação eficaz das ações e para a segurança do sistema;

A avaliação de desempenho no treinamento, conforme a Figura 44, é classificada em três níveis: excelente, suficiente e insuficiente. O desempenho é considerado excelente quando o operador demonstra dinamismo e agilidade na execução das tarefas, respondendo prontamente às ocorrências simuladas. Quando o operador, apesar de identificar corretamente a ocorrência, demora para agir, sua avaliação é considerada suficiente. No entanto, se o operador não atender a esses critérios, mostrando ineficácia na identificação ou na resposta às ocorrências, sua avaliação é classificada como insuficiente.

Figura 44 – Exemplo da tabela de avaliação de desempenho dos operadores

Ref.	DESEMPENHO	NOTA		
A	Tomada de conhecimento do cenário pré-ocorrência	<input type="radio"/> Insuficiente	<input checked="" type="radio"/> Suficiente	<input type="radio"/> Excelente
B	Identificação da ocorrência	<input checked="" type="radio"/> Insuficiente	<input type="radio"/> Suficiente	<input type="radio"/> Excelente
C	Análise da ocorrência	<input checked="" type="radio"/> Insuficiente	<input type="radio"/> Suficiente	<input type="radio"/> Excelente
D	Reconhecimento do arranjo	<input type="radio"/> Insuficiente	<input type="radio"/> Suficiente	<input checked="" type="radio"/> Excelente
E	Tomada de providência	<input type="radio"/> Insuficiente	<input checked="" type="radio"/> Suficiente	<input type="radio"/> Excelente
F	Informar a situação	<input type="radio"/> Insuficiente	<input checked="" type="radio"/> Suficiente	<input type="radio"/> Excelente

Fonte: Adaptado de Eletrosul (2022)

Para mensurar cada desempenho, foi desenvolvida a Tabela 12, que avalia cada quesito com uma nota específica: insuficiente recebe a nota 1, suficiente recebe a nota 2, e excelente recebe a nota 3. Posteriormente, essas notas são utilizadas para tabelar e analisar o desempenho de cada operador, permitindo uma avaliação objetiva e padronizada do desempenho durante o treinamento. Tabela 21

Tabela 12 – Avaliação dos desempenhos e suas notas

Avaliação dos Desempenhos	Nota
Insuficiente	1
Suficiente	2
Excelente	3

Fonte: Adaptado de Eletrosul (2022)

### 5.2.3 Treinamento com Operadores dos CROIs e suas Avaliações

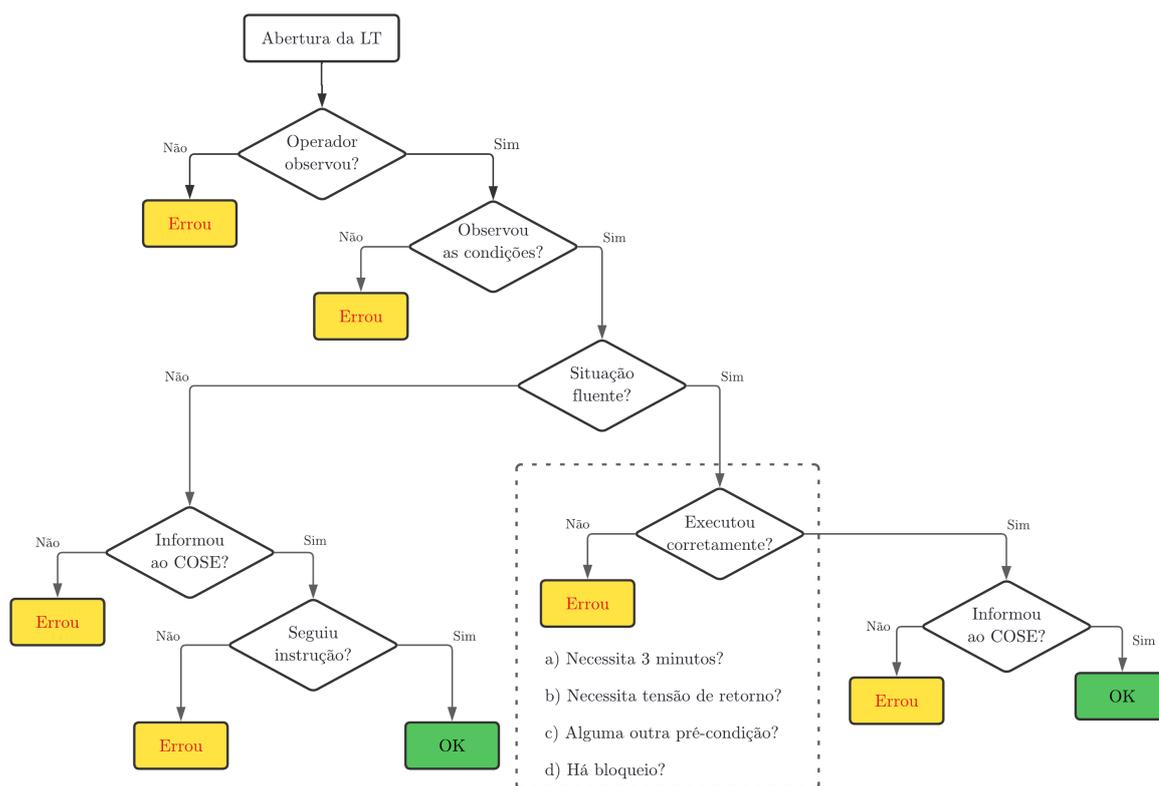
Nesta seção, serão detalhados alguns dos erros identificados pelos operadores durante este treinamento simulado. Devido à vasta gama de possíveis falhas que um operador pode cometer, o instrutor, por meio da simulação, destacou erros específicos em ações

determinadas. Esta abordagem visa ilustrar situações práticas e fornecer exemplos concretos de como lidar com essas falhas. As ações que serão examinadas incluem a abertura de LT, FADJ e transferência de barra. A escolha dessas ações específicas permite uma análise focada e detalhada das dificuldades enfrentadas pelos operadores, possibilitando um aprendizado mais eficaz.

Para cada uma dessas ações, foi elaborado fluxogramas, visando facilitar o entendimento dos procedimentos que os operadores devem seguir em cada cenário simulado. Esses fluxogramas servem como guias visuais que ajudam na compreensão dos passos necessários para uma possível correção de erros e na execução correta das operações. Além da análise dos erros em cada cenário, a comunicação entre o instrutor e o treinando também foi avaliada, uma vez que o instrutor assume o papel de “COSE” durante o treinamento.

No fluxograma apresentado na Figura 45, apresenta-se as sequências de ações que o operador deve tomar durante uma abertura de LT.

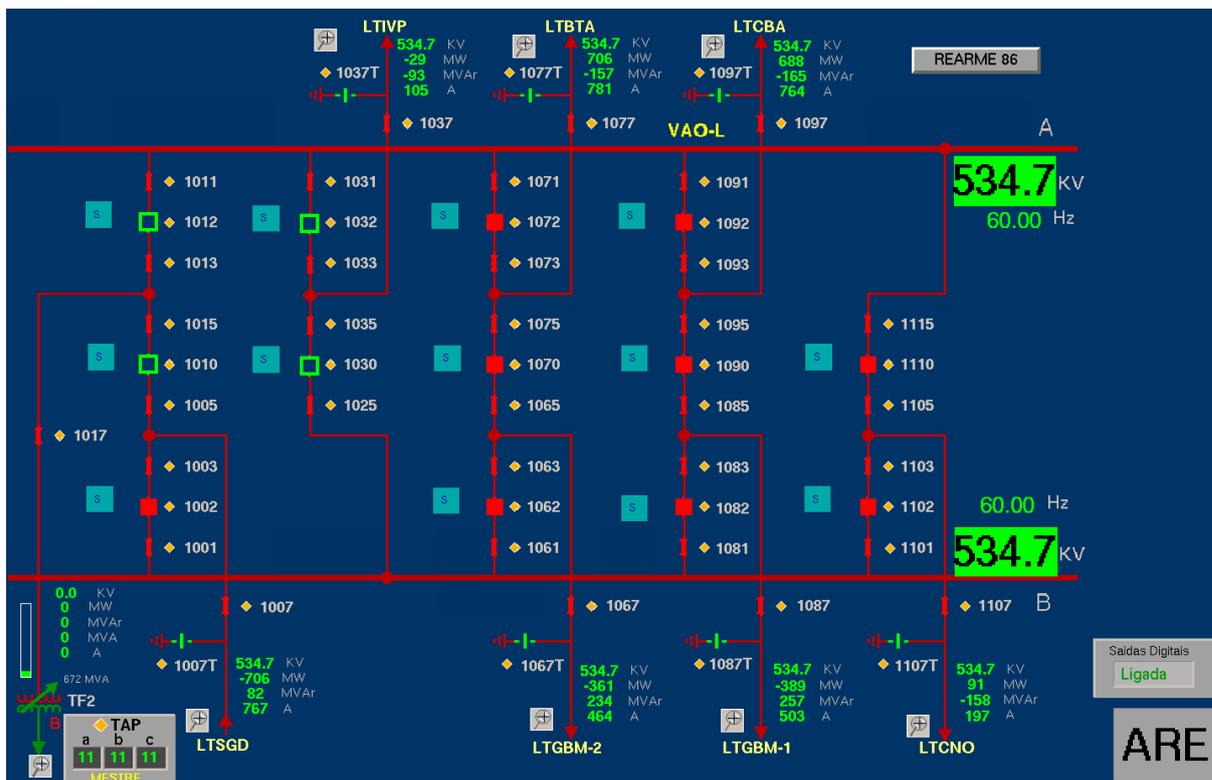
Figura 45 – Fluxograma das ações de abertura de LT



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

Para o COARE, a nível de exemplificar este treinamento, observou-se que o Operador 1 apresentou ações incongruentes, no simulador, em relação aos procedimentos e instruções operacionais. O seu erro foi recompor a LT ARE-IVP, conforme observado na Figura 46, sem observar sua tensão de retorno.

Figura 46 – Exemplo de tela em abertura de LT



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

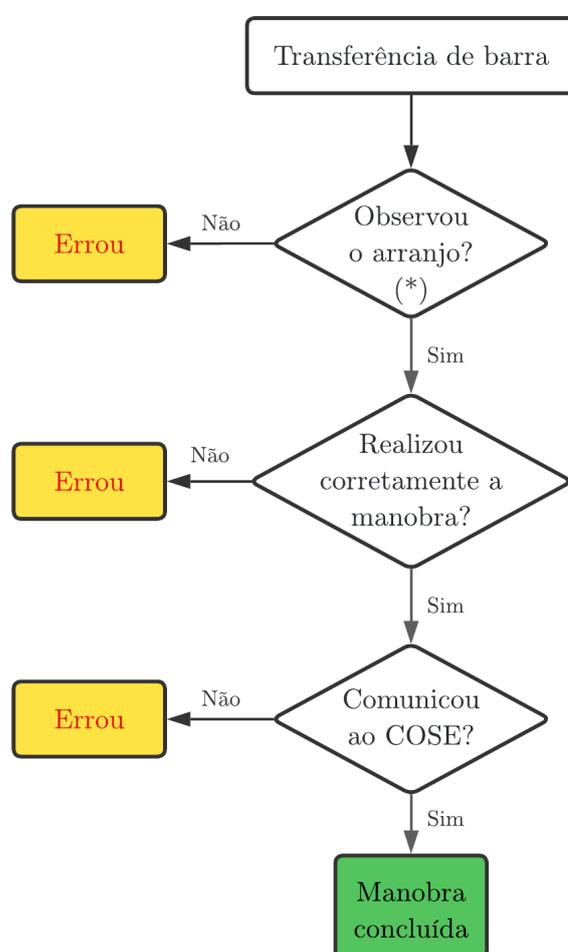
A operação de envio ou recebimento de tensão em LTs requer uma atenção cuidadosa do operador em relação ao ponto de tensão visualizado em tela. Se a medida de tensão apresentar valores diferentes de zero — com os DJs abertos — a LT estará energizada a vazio. No treinamento analisado, o Operador 1 cometeu um erro crucial ao não seguir o procedimento de recomposição estabelecido, o qual é embasado em estudos elétricos realizados pelo ONS. Esses procedimentos preveem o sentido correto de reenergização da LT, determinando se o operador deve enviar ou receber tensão em uma linha específica. No caso da LT ARE-IVP, por exemplo, a tensão é enviada da SE ARE para a SE IVP.

Em algumas situações, as instruções permitem a reenergização no sentido contrário, possibilitando que o operador execute as ações de forma fluente. Caso contrário, ele deve contactar o COSE, para receber as instruções adequadas. Em certos casos, nem mesmo o COSE consegue coordenar a recomposição, necessitando a orientação direta do ONS. Problemas relacionados à carga geralmente não impedem a recomposição, desde que esta seja coordenada. No entanto, o nível de tensão pode ser um fator crítico na reenergização

da LT. Durante o treinamento, havia tensão presente na LT ARE-IVP, e, portanto, devido à linha já estar energizada, ele perdeu a condição fluente de recomposição, resultando em um erro. A execução fluente sem observar o estado da LT e sua tensão de retorno levou ao erro, o qual poderia ter sido evitado se o operador tivesse comunicado ao COSE antes de agir. A condição fluente exige o envio de tensão, mas o cenário mudou completamente com a LT já energizada.

No fluxograma apresentado na Figura 47, apresenta-se as sequências de ações que o operador deve tomar durante uma transferência de barra.

Figura 47 – Fluxograma das ações de transferência de barra



(\*) - A barra está distribuída? Ou seja, está com circuitos conectados na barra P e outros na PT?

Para transferir uma LT utilizando a manobra de transferência de barra, é essencial garantir que a barra de transferência tenha apenas um circuito conectado a ela. Alguns circuitos estão conectados à barra P, enquanto outros estão na barra PT. A primeira etapa consiste em conectar todos os circuitos da barra P, permitindo o uso da barra PT como barra de transferência.

De acordo com a Figura 48, o primeiro passo é fechar a CS com final “1” da linha a ser transferida, LT JLB-2, e, em seguida, abrir a CS com final “3”. Depois, o operador deve transferir a LT JLB-1. Para isso, primeiramente, deve-se abrir o DJ 792 de transferência, pois isso “limpa” a barra PT. Em seguida, é necessário fechar a CS com final “7”, abrir as CSs com final “1” e “5” e, por fim, fechar a CS com final “3”. Após essas manobras, basta o operador fechar o DJ de transferência para concluir a operação.

Figura 48 – Exemplo de tela com LT transferida



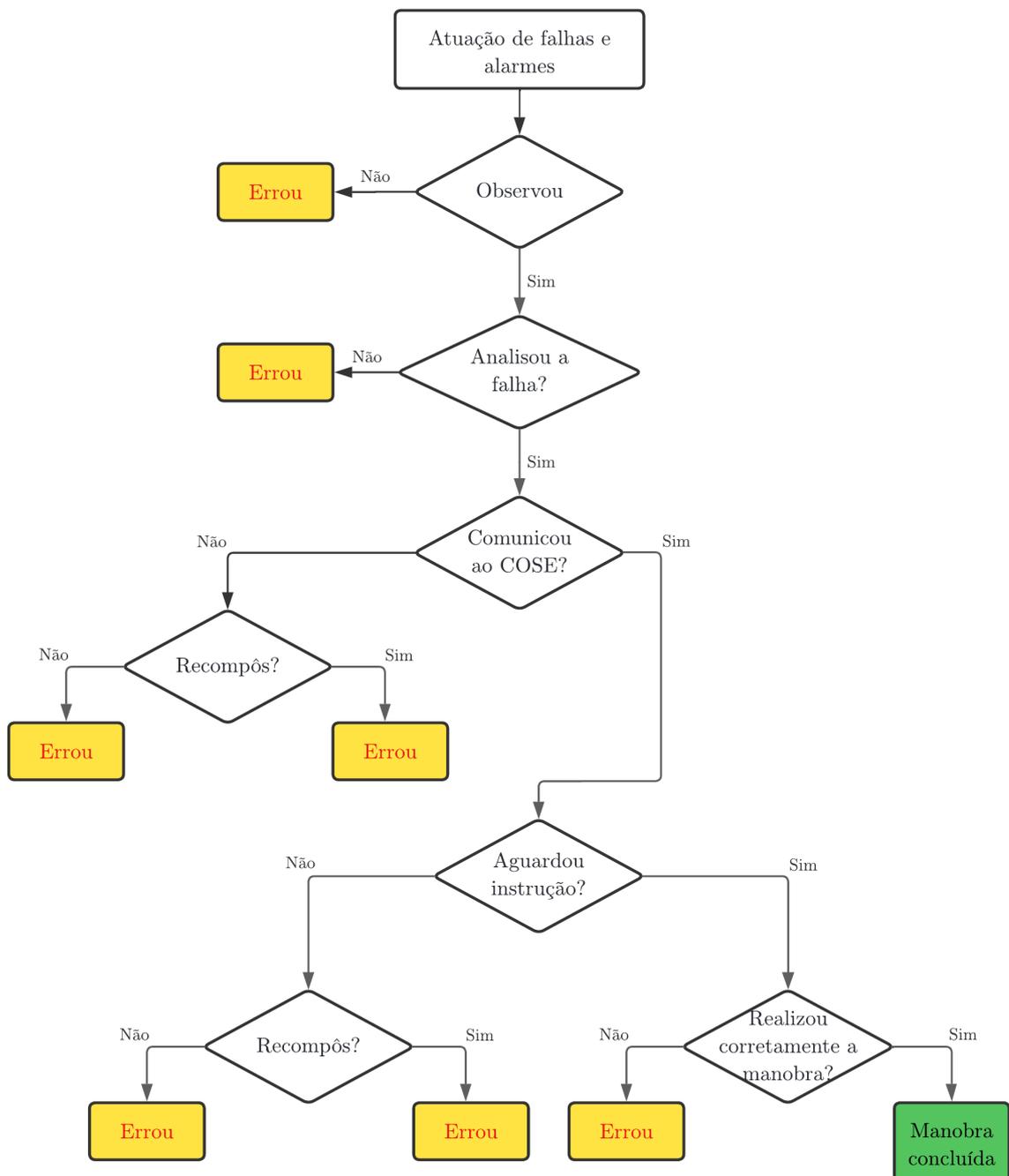
Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

Neste treinamento específico, o Operador 2 — do CONSR, teoricamente, precisava transferir todos os circuitos para a barra P. No entanto, o circuito que ele queria transferir já estava na barra PT, ou seja, ele não precisava realizar nenhuma ação para transferir a LT. Seguindo à risca a manobra indicada para o caso padrão, o operador cometeu dois erros: perda de tempo e erro de manobra. O erro de manobra ocorreu porque ele operou as CSs desnecessariamente. Esse tipo de erro é comum em arranjos P e PT, e provavelmente aconteceu porque o operador estava seguindo o procedimento padronizado de transferência

de barra, que prevê a transferência de todas as FTs de uma barra para outra. No cenário em questão, ele precisava apenas transferir uma FT, que já estava transferida.

No fluxograma apresentado na Figura 49, apresenta-se as sequências de ações que o operador deve tomar durante uma FADJ.

Figura 49 – Fluxograma das ações de falha de disjuntor



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

No treinamento de operadores, é raro que um operador não testemunhe uma LT desligar ao disparar um evento de FADJ. Isso ocorre porque essa falha geralmente resulta em uma limpeza completa da barra. A SE CAN, uma SE de arranjo P e T, foi cenário de um treinamento onde o instrutor disparou o FADJ em um DJ conectado à barra P. Esse evento causou um desligamento geral na SE, já que o DJ de transferência, por padrão, estava aberto.

O operador cometeu um erro crítico ao não identificar que o desligamento geral se originou a partir de um FADJ. A manobra correta a ser tomada diante dessa situação seria comunicar imediatamente ao COSE e aguardar instruções sobre a necessidade de uma inspeção no pátio. Durante esse período de espera, o operador deve executar de forma eficiente a abertura das CSs isoladoras para isolar o DJ com falha, bem como recompor todos os outros DJs que foram abertos após a falha. No entanto, o operador tentou insistentemente agir sobre o DJ com falha, agravando seu erro. Provavelmente, ele estava tentando preparar a área para a recomposição.

Para ilustrar melhor o cenário de uma ocorrência de FADJ, podemos considerar um evento em um arranjo Disjuntor e Meio. Supondo uma LT “x” conectada à barra “A”, em que uma proteção na LT mandou abrir os DJs adjacentes, o DJ central foi aberto, mas o DJ da barra, que estava com a falha, não abriu. Nesse caso, o FADJ abrirá todos os DJs conectados à barra “A”, exceto o DJ com falha, visando solucionar o problema na LT.

Esse procedimento, embora não resolva o problema do DJ sob FADJ, permite a recomposição da LT afetada. Se o operador não identificar o FADJ e tentar preparar a área para recomposição, cometerá um erro grave, como foi o caso do operador mencionado, que não reconheceu que o problema na LT se originou de um FADJ e tentou recompor todos os DJs desarmados pela falha. Este exemplo demonstra um dos erros mais comuns entre operadores nesse cenário.

Outro erro frequentemente observado é a tentativa de fechamento do DJ após a atuação do FADJ. O operador tenta abrir o DJ com falha, após todos os adjacentes já estarem abertos, possivelmente tentando preparar a área para recomposição. Um erro adicional pode ocorrer quando o operador acredita que o problema está na barra, observa que a barra está desenergizada e solicita uma inspeção nela. Neste caso, nenhuma anomalia será encontrada pelo apoio, já que o problema real está no DJ com falha. É importante ressaltar que, na maioria das vezes, a atuação do FADJ é espúria. No entanto, a ação correta é verificar se de fato houve um problema antes de proceder com qualquer recomposição.

A tabela completa, com todos os resultados deste treinamento, para todos os operadores, encontra-se nos Apêndices: G, H, I e J

## 6 CONCLUSÃO

Este trabalho conclui que a inclusão de fatores surpresa nos treinamentos, é fundamental para preparar os operadores do sistema elétrico para situações de alta carga emocional, em cenários em que o profissional se encontra sob pressão. Esses fatores surpresa são cruciais para a averiguação e análise dos possíveis erros que podem ser cometidos durante as simulações. Através dos treinamentos realizados na CGT Eletrosul, verificou-se que esses elementos colocam os operadores em cenários realistas, onde precisam tomar decisões rápidas e precisas, simulando condições adversas e inesperadas que podem ocorrer na rede elétrica.

Os cenários de treinamento, demonstraram a eficácia dos softwares utilizados e do manejo do instrutor. A integração entre as ferramentas OTS Automalógica e SAGE permitiu um ambiente de simulação realista, onde cada erro dos operadores foi relatado e analisado. O *feedback* obtido após cada sessão de treinamento permitiu identificar pontos de inconformidade entre o desempenho dos operadores e as instruções de operação, assegurando a verificação das tomadas de ação, bem como uma análise da comunicação destes profissionais.

Para trabalhos futuros, recomenda-se um estudo no desenvolvimento de planos para a atenuação desses erros, visando o aprimoramento — e virtualização — das ferramentas e das metodologias de treinamento. A pedagogia dos treinamentos em ambientes simulados para operadores do sistema elétrico se mostra, assim, uma abordagem ímpar para a preparação desses profissionais, destacando-se pela sua capacidade de reproduzir fielmente os desafios reais do setor e garantir a segurança e a eficiência operacional.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Micro e minigeração distribuída**. [S.l.], 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/acesso-a-informacao/perguntas-frequentes/micro-e-minigeracao-distribuida#:~:text=A%20Lei%20n%C2%BA%2014.300%2F2022,de%20Distribui%C3%A7%C3%A3o%20de%20Energia%20El%C3%A9trica>. Acesso em: 22 abr. 2024.

\_\_\_\_\_. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST: módulo 8 – qualidade da energia elétrica**. [S.l.], 2020. Disponível em: [https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020888\\_prodinst\\_modulo\\_8\\_v11.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020888_prodinst_modulo_8_v11.pdf). Acesso em: 18 mai. 2024.

\_\_\_\_\_. **Regras dos serviços de transmissão de energia elétrica: Módulo 2 – Classificação das Instalações**. [S.l.], 2022. Disponível em: [https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020905\\_2\\_1.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020905_2_1.pdf). Acesso em: 23 abr. 2024.

BARRETO, Leandro Henrique Borges. **Sistemas de proteção, controle e supervisão em subestações de energia elétrica: Uma visão geral**. 2013. 72 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: <https://pantheon.ufrj.br/bitstream/11422/11492/3/monopolii10008656.pdf>. Acesso em: 9 jun. 2024.

BARROS, Benjamin F. de; BORELLI, Reinaldo; GEBRA, Ricardo L. **Geração, transmissão, distribuição e consumo de energia elétrica**. 1. ed. São Paulo: Saraiva Educação S.A., 2014. 145 p.

BEM SOUSA, Vinicius de. **Integração de empreendimentos no sistema interligado nacional sob o ponto de vista dos procedimentos operativos do operador nacional do sistema elétrico**. 2023. 186 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2023. Disponível em: [https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/246819/TCC\\_FINAL\\_assinado.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/246819/TCC_FINAL_assinado.pdf?sequence=1&isAllowed=y). Acesso em: 19 mai. 2024.

BUREAU D'ENQUÊTES ET D'ANALYSES POUR LA SÉCURITÉ DE L'AVIATION CIVILE. **Note d'information: Mise à jour sur l'enquête du vol AF 447 Rio Paris du 1er juin 2009**. [S.l.], 2012. Disponível em: <https://bea.aero/enquetes/vol.af.447/note05juillet2012.br.pdf>. Acesso em: 30 jun. 2024.

CACHAPUZ, Paulo Brandi de Barros. **História da operação do sistema interligado nacional**. Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 2003. 416p.

CACHAPUZ, Paulo Brandi de Barros. **Panorama do setor de energia elétrica no Brasil = Panorama of electric power sector in Brazil**. [S.l.: s.n.], 2006.

Disponível em: <https://repositoriomemoriashiro.blob.core.windows.net/repositoriomemoriashiro/84c62bef007bbae2cebba2bc17e55448.pdf>. Acesso em: 18 abr. 2024.

CAMARGO, Luiz Gustavo Barduco Cugler. **O setor elétrico e sua normatização contemporânea**. 2005. 82 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Direito) – Universidade Católica de Santos, Santos, 2005. Disponível em: <https://q.eletobras.com/pt/EstudantesePesquisadores/biblioteca/0%20Setor%20El%C3%A9trico%20Brasileiro%20e%20sua%20Normatiza%C3%A7%C3%A3o%20Contempor%C3%A2nea.pdf>. Acesso em: 23 abr. 2024.

CEPEL. **SAGE: Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia**: Manual do Usuário: 6 Visor de Histórico. Rio de Janeiro: [s.n.], 2009. 16 p.

\_\_\_\_\_. **SAGE: Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia**: Manual do Usuário: 1 Visor de Acesso. Rio de Janeiro: [s.n.], 2010. 20 p.

\_\_\_\_\_. **SAGE: Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia**: Manual do Usuário: 12 Visor Walltrend. Rio de Janeiro: [s.n.], 2010. 23 p.

\_\_\_\_\_. **SAGE: Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia**: Manual do Usuário: 2 Visor de Telas. Rio de Janeiro: [s.n.], 2011. 64 p.

\_\_\_\_\_. **SAGE: Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia**: Manual do Usuário: 3 Visor de Alarmes. Rio de Janeiro: [s.n.], 2011. 17 p.

\_\_\_\_\_. **SAGE: Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia**: Manual do Usuário: 4 Visor de Logs. Rio de Janeiro: [s.n.], 2011. 18 p.

DAMETTO, Jairo Gustavo; MARCOS, Diogo Vargas; NIQUINI, Filipe Magno Mayrink. A experiência da Eletrobras Eletrosul na utilização de simuladores. *In*: 7º Seminário Nacional de Operadores de Sistemas e Instalações (SENOP): ONS, 2016. Brasília: [s.n.], 2016. 18 p. Disponível em: [https://docplayer.com.br/25313118-A-experiencia-da-eletobras-eletrosul-na-utilizacao-de-simuladores.html#download\\_tab\\_content](https://docplayer.com.br/25313118-A-experiencia-da-eletobras-eletrosul-na-utilizacao-de-simuladores.html#download_tab_content). Acesso em: 8 jun. 2024.

ELETROBRAS CGT ELETROSUL. **Avaliação treinamento simulação 2018**. [Arquivo Excel]. Florianópolis, 2018. Acesso restrito. Acesso em: 20 jun. 2024.

\_\_\_\_\_. **Avaliação treinamento simulação 2022 rev9.2**. [Arquivo Excel]. Florianópolis, 2022. Acesso restrito. Acesso em: 22 jun. 2024.

ELETROBRAS CGT ELETROSUL. **Centro de operações do sistema da eletrosul**. [S.l.], 2016. Disponível em: <https://twitter.com/CGTEletrosul/status/763045208149942272/photo/1>. Acesso em: 14 mai. 2024.

\_\_\_\_\_. **Relatório de Gestão do exercício de 2018**. [S.l.], 2018. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/acao-a-informacao/entidades/cgt-eletrosul/auditorias/RelatriodeGesto2018.pdf>. Acesso em: 8 abr. 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Sistemas isolados**. [S.l.], 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/sistemas-isolados>. Acesso em: 16 abr. 2024.

ENEL SPA. **critérios de projetos de sistemas de proteção contra incêndio em subestação**. [S.l.], 2022. Disponível em: <https://www.enel.com.br/content/dam/enel-br/megamenu/normas-tecnicas/normas-sp/12/CNS-OMBR-MAT-22-1551-EDBR-Criterios-de-Projetos-de-Sistema-de-Protacao-Contra-Incendio-em-Subestacao.pdf>. Acesso em: 25 abr. 2024.

FRONTIN, Sergio O. **Equipamentos de alta tensão: prospecção e hierarquização de inovações tecnológicas**. 1. ed. Brasília: Goya Editora LTDA, 2013. 934p.

KLIGERMAN, Alberto Sergio. **Um sistema de apoio à decisão bicritério para o planejamento da operação energética**. 2009. 104 f. Tese (Doutorado em Computação) – Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2009.

LOPES, Guilherme Manganelli. **Proposta de estratégia para agilização do controle restaurativo de sistemas elétricos de potência**. 2008. 114 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2008. Disponível em: [https://repositorio.ufmg.br/bitstream/1843/BUOS-8CYNE5/1/guilherme\\_manganelli\\_lopes.pdf](https://repositorio.ufmg.br/bitstream/1843/BUOS-8CYNE5/1/guilherme_manganelli_lopes.pdf).

MACHADO, Luis Gustavo Piva. **Desenvolvimento de uma ferramenta para análise da evolução das tarifas de energia elétrica no Brasil**. 2023. 84 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Eletrônica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2023. Disponível em: [https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/249053/TCC\\_Luis\\_Gustavo\\_Piva\\_Machado.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/249053/TCC_Luis_Gustavo_Piva_Machado.pdf?sequence=1&isAllowed=y). Acesso em: 23 abr. 2024.

MATTAR, Carlos Alberto Calixto. **Da gênese à implantação de procedimentos de distribuição – PRODIST: Desafios e oportunidades**. 2010. 183 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2010.

MELLO, Nilo Felipe Baptista de. **Automação digital de subestações de energia elétrica**. 2006. 96 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia

Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006. Disponível em: <https://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10000333.pdf>. Acesso em: 20 mai. 2024.

MINAS E ENERGIA, Ministério de; PESQUISA ENERGÉTICA, Empresa de. Plano decenal de expansão de energia 2026. Brasília, 269 p. 2017. Disponível em: [https://antigo.mme.gov.br/c/document\\_library/get\\_file?uuid=09806bbf-0d1b-792f-4442-ac40fae882b9&groupId=36104](https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=09806bbf-0d1b-792f-4442-ac40fae882b9&groupId=36104). Acesso em: 21 abr. 2024.

MONTICELLI, José Alcir. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. São Paulo: Edgard Blücher, 1983. 164p.

MORALE, Michel dos Santos. **Técnicas para treinamento de operadores de sistema elétrico utilizando simulador com base na interface de tempo real**. 2007. 127 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2007.

NETTO, Marcos. **Simulador para treinamento de operadores como suporte à operação em tempo real de redes inteligentes**. 2013. 140 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2013.

OLIVEIRA, Francisco José Arteiro de. **O planejamento da operação energética no sistema interligado nacional: conceitos, modelagem matemática, previsão de geração e carga**. São Paulo: Artliber, 2020. 402p.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Conhecimento: glossário**. [S.l.], 2024. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/conhecimento/glossario>. Acesso em: 2 jul. 2024.

\_\_\_\_\_. **Histórico da operação: Capacidade instalada de geração**. [S.l.], 2024. Disponível em: [https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/capacidade\\_instalada.aspx](https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/capacidade_instalada.aspx). Acesso em: 20 abr. 2024.

\_\_\_\_\_. **Imprensa: notícias: ONS publica mapa interativo com indicativo da capacidade remanescente para escoamento de geração de energia**. [S.l.], 2022. Disponível em: [https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20220523\\_ONS-publica-mapa-interativo-com-indicativo-da-capacidade-remanescente-para-escoamento-de-gera%C3%A7%C3%A3o-de-energia-.aspx#:~:text=Est%C3%A3o%20mapeadas%20cerca%20de%20550,per%C3%ADodo%20de%202023%20a%202027](https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20220523_ONS-publica-mapa-interativo-com-indicativo-da-capacidade-remanescente-para-escoamento-de-gera%C3%A7%C3%A3o-de-energia-.aspx#:~:text=Est%C3%A3o%20mapeadas%20cerca%20de%20550,per%C3%ADodo%20de%202023%20a%202027). Acesso em: 20 mai. 2024.

\_\_\_\_\_. **Manual de Procedimentos da Operação: Critérios para definição das instalações integrantes das redes de operação sistêmica e regional**. [S.l.], 2022. Disponível em: <https://www.ons.org.br/%2FMP0%2FDocumento%20Normativo%2F7.%20Refer%C3%>

Ancias%20T%C3%A9cnicas%2F7.13.%20Redes%20Funcionais%20do%20ONS%2FRT-RD.BR.01\_Rev.04.pdf. Acesso em: 19 mai. 2024.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Manual de procedimentos da operação: módulo 5 - submódulo 5.12:** Elaboração de instruções de operação para a recomposição do sistema após perturbação. [S.l.], 2023. Disponível em: [https://www.ons.org.br/%2FMP0%2FDocumento%20Normativo%2F7.%20Refer%C3%A9ncias%20T%C3%A9cnicas%2F7.5.%20Recomposi%C3%A7%C3%A3o%2FRT-RR.BR\\_Rev.28.pdf](https://www.ons.org.br/%2FMP0%2FDocumento%20Normativo%2F7.%20Refer%C3%A9ncias%20T%C3%A9cnicas%2F7.5.%20Recomposi%C3%A7%C3%A3o%2FRT-RR.BR_Rev.28.pdf). Acesso em: 23 mai. 2024.

\_\_\_\_\_. **Manual de procedimentos da operação: módulo 5 - submódulo 5.12:** Instrução de operação: recomposição da área Itá. [S.l.], 2024. Disponível em: [https://www.ons.org.br/%2FMP0%2FDocumento%20Normativo%2F3.%20Instru%C3%A7%C3%B5es%20de%20opera%C3%A7%C3%A3o%20-%20SM%205.12%2F3.4.%20Recomposi%C3%A7%C3%A3o%20da%20Rede%2F3.4.5.%20Sul%2F3.4.5.1.%20Recomposi%C3%A7%C3%A3o%20de%20%C3%81reas%2FIO-RR.S.ITA\\_Rev.115.pdf](https://www.ons.org.br/%2FMP0%2FDocumento%20Normativo%2F3.%20Instru%C3%A7%C3%B5es%20de%20opera%C3%A7%C3%A3o%20-%20SM%205.12%2F3.4.%20Recomposi%C3%A7%C3%A3o%20da%20Rede%2F3.4.5.%20Sul%2F3.4.5.1.%20Recomposi%C3%A7%C3%A3o%20de%20%C3%81reas%2FIO-RR.S.ITA_Rev.115.pdf). Acesso em: 23 mai. 2024.

\_\_\_\_\_. **Manual de procedimentos da operação: módulo 5 - submódulo 5.12:** Recomposição da interligação sul / sudeste. [S.l.], 2024. Disponível em: [https://www.ons.org.br/%2FMP0%2FDocumento%20Normativo%2F3.%20Instru%C3%A7%C3%B5es%20de%20opera%C3%A7%C3%A3o%20-%20SM%205.12%2F3.4.%20Recomposi%C3%A7%C3%A3o%20da%20Rede%2F3.4.1.%20Interliga%C3%A7%C3%A3o%20entre%20Regi%C3%B5es%2FIO-RR.SSE\\_Rev.37.pdf](https://www.ons.org.br/%2FMP0%2FDocumento%20Normativo%2F3.%20Instru%C3%A7%C3%B5es%20de%20opera%C3%A7%C3%A3o%20-%20SM%205.12%2F3.4.%20Recomposi%C3%A7%C3%A3o%20da%20Rede%2F3.4.1.%20Interliga%C3%A7%C3%A3o%20entre%20Regi%C3%B5es%2FIO-RR.SSE_Rev.37.pdf). Acesso em: 25 mai. 2024.

\_\_\_\_\_. **Manual de procedimentos da operação: módulo 5 - submódulo 5.13:** Testes simulados de recomposição na rede de operação. [S.l.], 2022. Disponível em: [https://www.ons.org.br/%2FMP0%2FDocumento%20Normativo%2F4.%20Rotinas%20Operacionais%20-%20SM%205.13%2F4.1.%20Rotinas%20Gerais%2F4.1.6.%20Recomposi%C3%A7%C3%A3o%20da%20Rede%20Ap%C3%B3s%20Perturba%C3%A7%C3%A3o%2FRO-RR.BR.02\\_Rev.02.pdf](https://www.ons.org.br/%2FMP0%2FDocumento%20Normativo%2F4.%20Rotinas%20Operacionais%20-%20SM%205.13%2F4.1.%20Rotinas%20Gerais%2F4.1.6.%20Recomposi%C3%A7%C3%A3o%20da%20Rede%20Ap%C3%B3s%20Perturba%C3%A7%C3%A3o%2FRO-RR.BR.02_Rev.02.pdf). Acesso em: 30 mai. 2024.

\_\_\_\_\_. **Manual de procedimentos da operação: módulo 5 - submódulo 5.13:** Treinamento dos operadores de sistema dos centros de operação do ONS. [S.l.], 2023. Disponível em: [https://www.ons.org.br/%2FMP0%2FDocumento%20Normativo%2F4.%20Rotinas%20Operacionais%20-%20SM%205.13%2F4.1.%20Rotinas%20Gerais%2F4.1.10.%20Capacita%C3%A7%C3%A3o%20e%20Habilita%C3%A7%C3%A3o%20de%20operadores%20de%20Sistema%2FRO-MP.BR.03\\_Rev.15.pdf](https://www.ons.org.br/%2FMP0%2FDocumento%20Normativo%2F4.%20Rotinas%20Operacionais%20-%20SM%205.13%2F4.1.%20Rotinas%20Gerais%2F4.1.10.%20Capacita%C3%A7%C3%A3o%20e%20Habilita%C3%A7%C3%A3o%20de%20operadores%20de%20Sistema%2FRO-MP.BR.03_Rev.15.pdf). Acesso em: 27 mai. 2024.

\_\_\_\_\_. **O sistema em números.** [S.l.], 2024. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 21 abr. 2024.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Relatório anual 2023**. [S.l.], 2023. Disponível em: [https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/2023-Relatorio-Anual-acessivel\\_21032024.pdf](https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/2023-Relatorio-Anual-acessivel_21032024.pdf). Acesso em: 23 abr. 2024.

\_\_\_\_\_. **Sobre o ONS: Governança**. [S.l.]. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/governanca/assembleia-geral#:~:text=Agentes%20Geradores%3A%20S%C3%A3o%20autorizados%20ou,com%20instala%C3%A7%C3%B5es%20na%20rede%20b%C3%A1sica>. Acesso em: 24 abr. 2024.

\_\_\_\_\_. **Sobre o ONS: Procedimentos de rede**. [S.l.]. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/o-que-sao>. Acesso em: 12 mai. 2024.

\_\_\_\_\_. **Sobre o SIN: O que é o SIN**. [S.l.], 2024. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 16 abr. 2024.

\_\_\_\_\_. **Submódulo 1.2: Glossário dos procedimentos de rede**. [S.l.], 2021. Disponível em: [https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%201.2-PR\\_2020.12.pdf](https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%201.2-PR_2020.12.pdf). Acesso em: 22 mai. 2024.

\_\_\_\_\_. **Submódulo 10.11: Recomposição da rede de operação após perturbação**. [S.l.], 2017. Disponível em: <https://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2010%2FSubm%C3%B3dulo%2010.11%2FSubm%C3%B3dulo%2010.11%202016.12.pdf>. Acesso em: 21 mai. 2024.

\_\_\_\_\_. **Submódulo 2.1: Definição das redes do Sistema Interligado Nacional**. [S.l.], 2021. Disponível em: [https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%202.1-DF\\_2020.12.pdf](https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%202.1-DF_2020.12.pdf). Acesso em: 18 mai. 2024.

\_\_\_\_\_. **Submódulo 2.10: Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão**. [S.l.], 2023. Disponível em: [https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%202.10-RQ\\_2023.10.pdf](https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%202.10-RQ_2023.10.pdf). Acesso em: 22 mai. 2024.

\_\_\_\_\_. **Submódulo 2.6: Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos**. [S.l.], 2021. Disponível em: [https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%202.6-RQ\\_2021.08.docx\\_16c3ed7c-cf3b-4cf6-aca5-9bfdabe244af.pdf](https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%202.6-RQ_2021.08.docx_16c3ed7c-cf3b-4cf6-aca5-9bfdabe244af.pdf). Acesso em: 22 mai. 2024.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Submódulo 5.1:** Operação do sistema e das instalações da rede de operação. [S.l.], 2021. Disponível em: [https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%205.1-OP\\_2020.12.pdf](https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%205.1-OP_2020.12.pdf). Acesso em: 18 mai. 2024.

\_\_\_\_\_. **Submódulo 5.4:** Controle da transmissão. [S.l.], 2021. Disponível em: [https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%205.4-RS\\_2020.12.pdf](https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%205.4-RS_2020.12.pdf). Acesso em: 18 mai. 2024.

\_\_\_\_\_. **Submódulo 5.6:** Operação em contingência. [S.l.], 2021. Disponível em: [https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%205.6-OP\\_2020.12.pdf](https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%205.6-OP_2020.12.pdf). Acesso em: 18 mai. 2024.

\_\_\_\_\_. **Submódulo 5.7:** Gerenciamento da carga. [S.l.], 2020. Disponível em: [https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%205.7-OP\\_2020.12.pdf](https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%205.7-OP_2020.12.pdf). Acesso em: 22 mai. 2024.

\_\_\_\_\_. **Submódulo 5.8:** Recomposição da rede de operação. [S.l.], 2021. Disponível em: [https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%205.8-OP\\_2020.12.pdf](https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%205.8-OP_2020.12.pdf). Acesso em: 22 mai. 2024.

PEGDEN, C. D. *et al.* **Introduction to simulation using SIMAN**. 2. ed. New York: McGraw-Hill, 1990. 600p.

PEREIRA, Roberto Martins; SPRITZER, Ilda Maria de Paiva Almeida. Automação e digitalização em subestações de energia elétrica: um estudo de caso. *In: XXVI ENEGEP: ABEPRO*, 2006. Fortaleza: [s.n.], 2006. 8 p. Disponível em: [https://abepro.org.br/biblioteca/enegep2006\\_TR450306\\_7008.pdf](https://abepro.org.br/biblioteca/enegep2006_TR450306_7008.pdf). Acesso em: 20 mai. 2024.

ROSIM, Sidney Olivieri. **Geração de energia elétrica – Um enfoque histórico e institucional das questões comerciais no Brasil**. 2008. 153 p. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008. Disponível em: [https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-05052008-102427/publico/SIDNEY\\_OLIVIERI\\_ROSIM.pdf](https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-05052008-102427/publico/SIDNEY_OLIVIERI_ROSIM.pdf).

TABATABAEI, Naser Mahdavi *et al.* **Reactive Power Control in AC Power Systems: Fundamentals and Current Issues**. 1. ed. Germany: Springer, 2017. 634p.

THE AUSTRALIAN FINANCIAL REVIEW. **EUR: Rio-Paris crash pilots lacked training**. [S.l.], 2011. Disponível em:

<https://www.afr.com/companies/transport/eur-rio-paris-crash-pilots-lacked-training-20110730-i4g9z>. Acesso em: 30 jun. 2024.

TOLEDO, Lucia Helena Souza de. **Estudo de caso de um centro de controle de sistema elétrico de potência: uma abordagem tridimensional**. 2017. 195 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2017.

## APÊNDICE A – ESTADO DOS DISJUNTORES

Tabela 13 – Estado dos disjuntores.

Estado dos Disjuntores			
Abrir ou manter aberto		Fechar ou manter fechado	
LT 525 kV	Itá / Nova Santa Rita C1	<b>Módulo de interligação barras de 230 kV, exceto quando esse estiver substituindo o disjuntor de um equipamento ou de uma linha de transmissão</b>	Desligar ou manter desligado o modo de comutação automática dos comutadores sob carga da transformação 525/230/13,8 kV da SE Nova Santa Rita
	Itá / Nova Santa Rita C2		
Campos Novos / Nova Santa Rita			
Guaíba 3 / Nova Santa Rita C1			
Guaíba 3 / Nova Santa Rita C2			
Gravataí / Nova Santa Rita			
LT 230 kV	Candelária 2 / Nova Santa Rita		
	Lajeado 2 / Nova Santa Rita		
	Nova Santa Rita / Polo Petroquímico		
	Nova Santa Rita / Porto Alegre 9		
	Cidade Industrial / Nova Santa Rita C1		
	Cidade Industrial / Nova Santa Rita C2		
	Cidade Industrial / Nova Santa Rita C3		
	Nova Santa Rita / Scharlau 2 C1		
	Nova Santa Rita / Scharlau 2 C2		
	Camaquã 3 / Nova Santa Rita		

<b>Estado dos Disjuntores (continuação)</b>			
<b>Abrir ou manter aberto</b>		<b>Fechar ou manter fechado</b>	
<b>TF</b>	<p>TF 1 525/230/13,8 kV (lados de 525 kV e de 230 kV)</p> <p>TF 2 525/230/13,8 kV (lados de 525 kV e de 230 kV)</p> <p>TF 3 525/230/13,8 kV (lados de 525 kV e de 230 kV)</p> <p>TF 4 525/230/13,8 kV (lados de 525 kV e de 230 kV)</p>		
<b>Interligações de módulo</b>	<p>LT 525 kV Itá / Nova Santa Rita C1 – TF 3 525/230/13,8 kV</p> <p>LT 525 kV Campos Novos / Nova Santa Rita – TF 4 525/230/13,8 kV</p> <p>LT 525 kV Gravataí / Nova Santa Rita – Barra B</p> <p>LT 525 kV Itá / Nova Santa Rita C2 – TF 2 525/230/13,8 kV</p> <p>LT 525 kV Guaíba 3 / Nova Santa Rita C1 – TF 1 525/230/13,8 kV</p> <p>LT 525 kV Guaíba 3 / Nova Santa Rita C2 – Barra B</p>		
<b>Reatores</b>	<p>RE 1 525 kV</p> <p>RE 3 525 kV</p>		

Fonte: Adaptado de ONS (2024c)

## APÊNDICE B – LISTA DE ERROS E SUAS CLASSIFICAÇÕES

Tabela 14 – Lista de erros e suas classificações

Ref.	Tipo de Erro	Classificação
A	Abrir DJ interligador de barras na preparação de Área	LEVE
B	Ligar DJ sem acionamento do sincronismo e/ou não observar seleção de sincronismo	LEVE
C	Solicitar autorização em recomposição fluente	LEVE
D	Chave 43T na posição incorreta	MODERADO
E	Erro na recomposição do serviço auxiliar	MODERADO
F	Executar comando de TAP em TF na condição de comandado	MODERADO
G	Não informar ao COSE sobre situações anômalas na unidade	MODERADO
H	Efetuoou manobra indevida em CS	GRAVE
I	Energizar TF com o TAP em posição discrepante ao estabelecido em norma	GRAVE
J	Energizar TF e não fechar o DJ do enrolamento adjacente mantendo o mesmo a vazio	GRAVE
K	Erro no sentido de recomposição do TF	GRAVE
L	Erro no sentido de energização da LT	GRAVE
M	Fechamento de LT enviando tensão com barra adjacente desenergizada	GRAVE
N	Inversão no sentido de energização da LT	GRAVE
O	Manter circuito duplo energizado a vazio ignorando etapas de recomposição	GRAVE
P	Não respeitar limites operacionais pré-definidos para a recomposição (tensão, ângulo)	GRAVE
Q	Abrir DJ de FT indevidamente	GRAVÍSSIMO

Tabela 14 – Lista de erros e suas classificações (*continuação*)

Ref.	Tipo de Erro	Classificação
R	Completar fechamento do vão indevidamente	GRAVÍSSIMO
S	Executar ação coordenada, sem autorização do COSE	GRAVÍSSIMO
T	Fechamento de DJ com condição sistêmica em paralelo sem comunicar ao COSE	GRAVÍSSIMO
U	Fechamento de linha coordenada ou em condição que exige coordenação, sem autorização do COSE	GRAVÍSSIMO
V	Fechamento de LT com respectiva CS aberta	GRAVÍSSIMO
W	Manter Barramentos (525 kV) segregados indevidamente	GRAVÍSSIMO
X	Não observar o status de equipamentos de terceiros ligados ao mesmo Barramento	GRAVÍSSIMO
Y	Não observar retorno do comando executado	GRAVÍSSIMO
Z	Não seguir instrução fornecida pelo COSE	GRAVÍSSIMO
AA	Preparação de Área incompleta	GRAVÍSSIMO

Fonte: Eletrosul (2018a)

## APÊNDICE C – MÓDULOS DE RECOMPOSIÇÃO DOS CROIS

Para obter o número de "TOTAL DE AÇÕES PREVISTAS", deve-se resolver a equação abaixo, para cada CROI:

$$\begin{aligned} \text{"TOTAL DE AÇÕES PREVISTAS"} &= \text{Total de "Módulos de Recomposição"} \\ &+ \text{Total de "DJs abertos na Preparação de Área"} \end{aligned} \quad (2)$$

Tabela 15 – Número de módulos de recomposição para treinamento do COARE

Setor	SE	Módulos de Recomposição	DJs abertos na Preparação de Área
230 kV	ARE	8	8
525 kV	ARE	8	13
TOTAL		16	21

Fonte: Eletrosul (2018a)

Tabela 16 – Número de módulos de recomposição para treinamento do COBLU

Setor	SE	Módulos de Recomposição	DJs abertos na Preparação de Área
230 kV	BIG	5	0
230 kV	JLA	5	0
230 kV	JLB	8	8
230 kV	PAL	1	0
TOTAL		19	8

Fonte: Eletrosul (2018a)

Tabela 17 – Número de módulos de recomposição para treinamento do COCNO

Setor	SE	Módulos de Recomposição	DJs abertos na Preparação de Área
138 kV	LGR	4	4
230 kV	CAX5	1	0
230 kV	FHA	2	2
230 kV	LGR	5	5
230 kV	SID	7	6
TOTAL		19	17

Fonte: Eletrosul (2018a)

Tabela 18 – Número de módulos de recomposição para treinamento do COLON

Setor	SE	Módulos de Recomposição	DJs abertos na Preparação de Área
69 kV	JOI	6	6
138 kV	JNO	8	8
138 kV	JOI	14	14
230 kV	CAN	4	4
230 kV	CBA	5	7
230 kV	JNO	7	7
230 kV	JOI	9	10
230 kV	SOS	2	0
525 kV	CBA	7	9
525 kV	IVP	1	0
TOTAL		63	65

Fonte: Eletrosul (2018a)

Para o COARE:

$$\text{“TOTAL DE AÇÕES PREVISTAS”} = 37 \quad (3)$$

Para o COBLU:

$$\text{“TOTAL DE AÇÕES PREVISTAS”} = 27 \quad (4)$$

Para o COCNO:

$$\text{“TOTAL DE AÇÕES PREVISTAS”} = 36 \quad (5)$$

Para o COLON:

$$\text{“TOTAL DE AÇÕES PREVISTAS”} = 128 \quad (6)$$

**APÊNDICE D – LISTA DE OPERADORES DOS CROIS/COSE - *SIMULAÇÕES DE PROCEDIMENTOS DE RECOMPOSIÇÃO***

Tabela 19 – Lista de operadores do COARE: Simulações de Procedimentos de Recomposição

Operadores do COARE
Operador 1
Operador 2
Operador 3
Operador 4
Operador 5
Operador 6
Operador 7
Operador 8
Operador 9
Operador 10
Operador 11
Operador 12
Operador 13
Operador 14
Operador 15
Operador 16
Operador 17
Operador 18
Operador 19

Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

Tabela 20 – Lista de operadores do COBLU: Simulações de Procedimentos de Recomposição.

Operadores do COBLU
Operador 1
Operador 2
Operador 3
Operador 4
Operador 5
Operador 6
Operador 7
Operador 8
Operador 9
Operador 10
Operador 11
Operador 12
Operador 13
Operador 14
Operador 15
Operador 16
Operador 17
Operador 18
Operador 19
Operador 20

Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

Tabela 21 – Lista de operadores do COCNO: Simulações de Procedimentos de Recomposição.

Operadores do COCNO
Operador 1
Operador 2
Operador 3
Operador 4
Operador 5
Operador 6
Operador 7
Operador 8
Operador 9
Operador 10
Operador 11
Operador 12
Operador 13
Operador 14
Operador 15
Operador 16
Operador 17
Operador 18
Operador 19

Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

Tabela 22 – Lista de operadores do COLON: Simulações de Procedimentos de Recomposição.

Operadores do COLON
Operador 1
Operador 2
Operador 3
Operador 4
Operador 5
Operador 6
Operador 7
Operador 8
Operador 9
Operador 10
Operador 11
Operador 12
Operador 13
Operador 14
Operador 15
Operador 16
Operador 17
Operador 18
Operador 19
Operador 20

Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

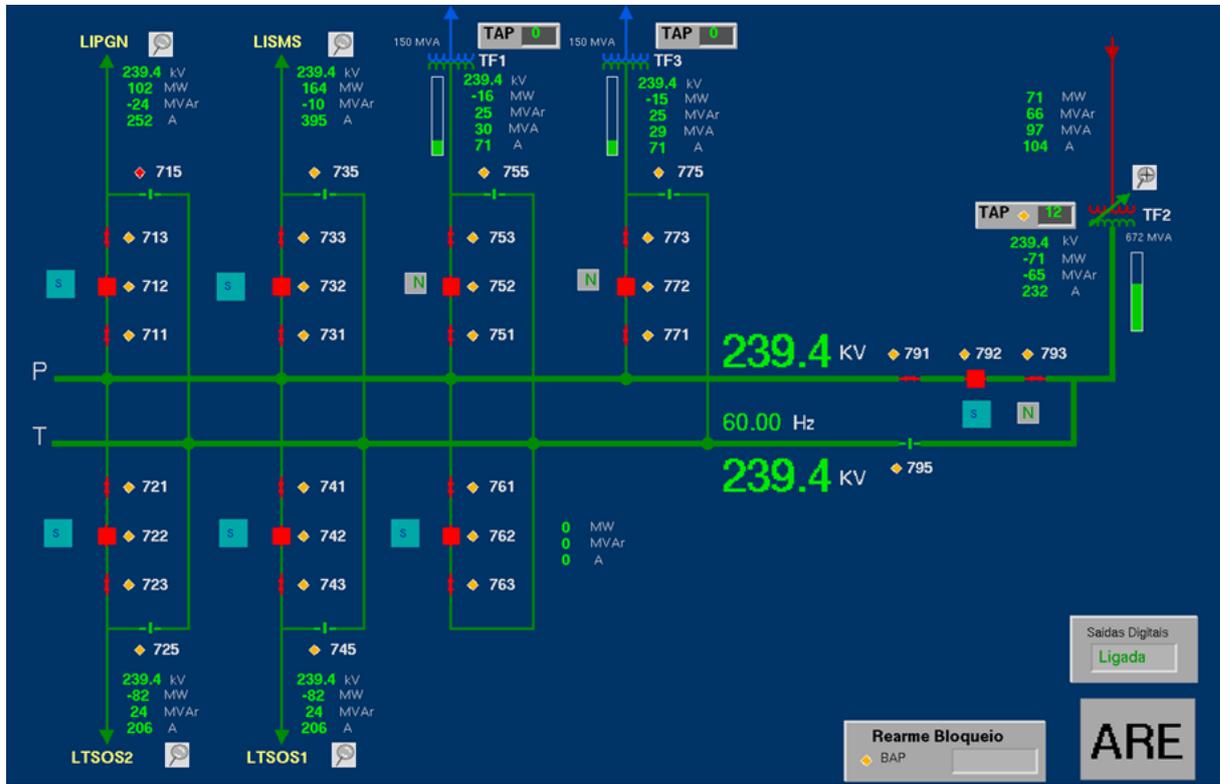
Tabela 23 – Lista de operadores do COSE: Simulações de Procedimentos de Recomposição.

Operadores do COSE
Operador 1
Operador 2
Operador 3
Operador 4
Operador 5
Operador 6
Operador 7
Operador 8
Operador 9
Operador 10
Operador 11
Operador 12
Operador 13
Operador 14
Operador 15
Operador 16
Operador 17
Operador 18
Operador 19
Operador 20
Operador 21
Operador 22
Operador 23
Operador 24
Operador 25

Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

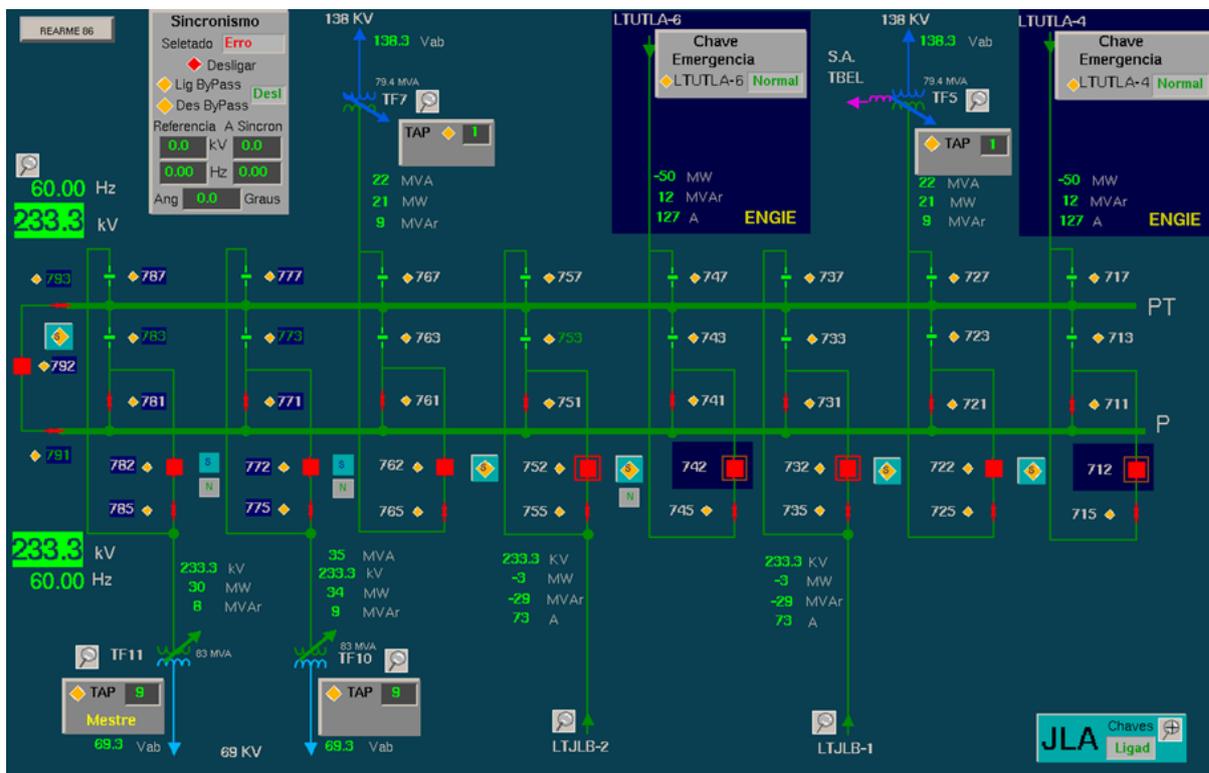
## APÊNDICE E – IMPACTOS NO DESEMPENHO - SIMULAÇÕES DE PROCEDIMENTOS DE RECOMPOSIÇÃO

Figura 50 – Impacto no desempenho - COARE



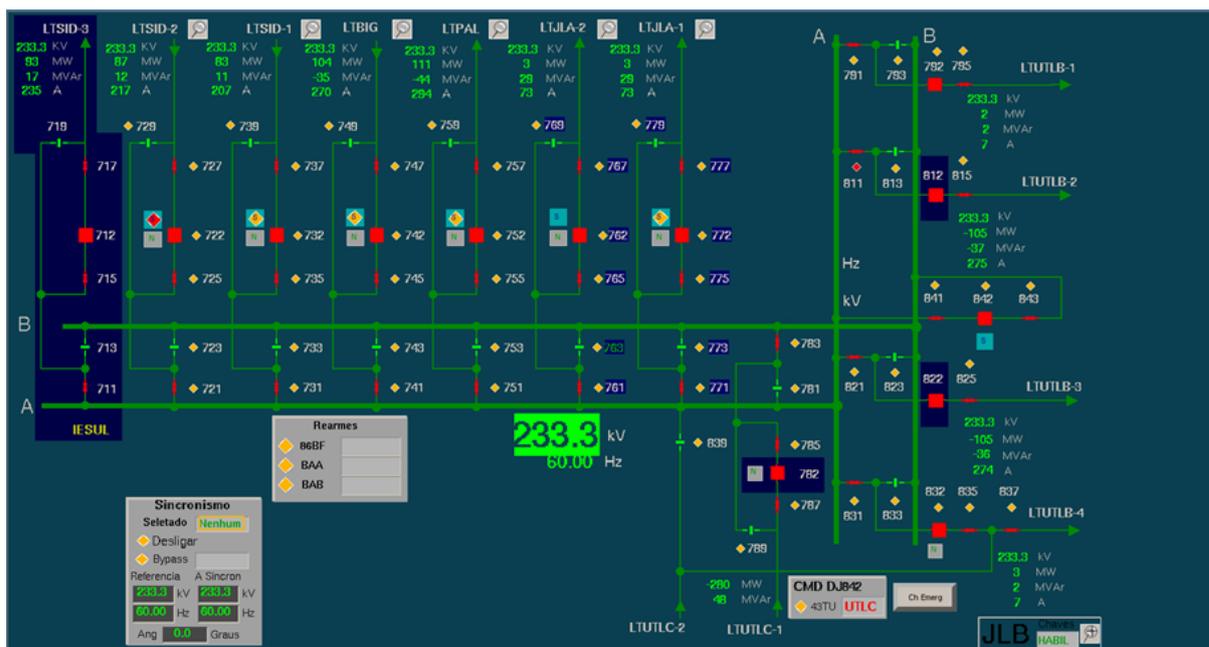
Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

Figura 51 – Impacto no desempenho - COBLU



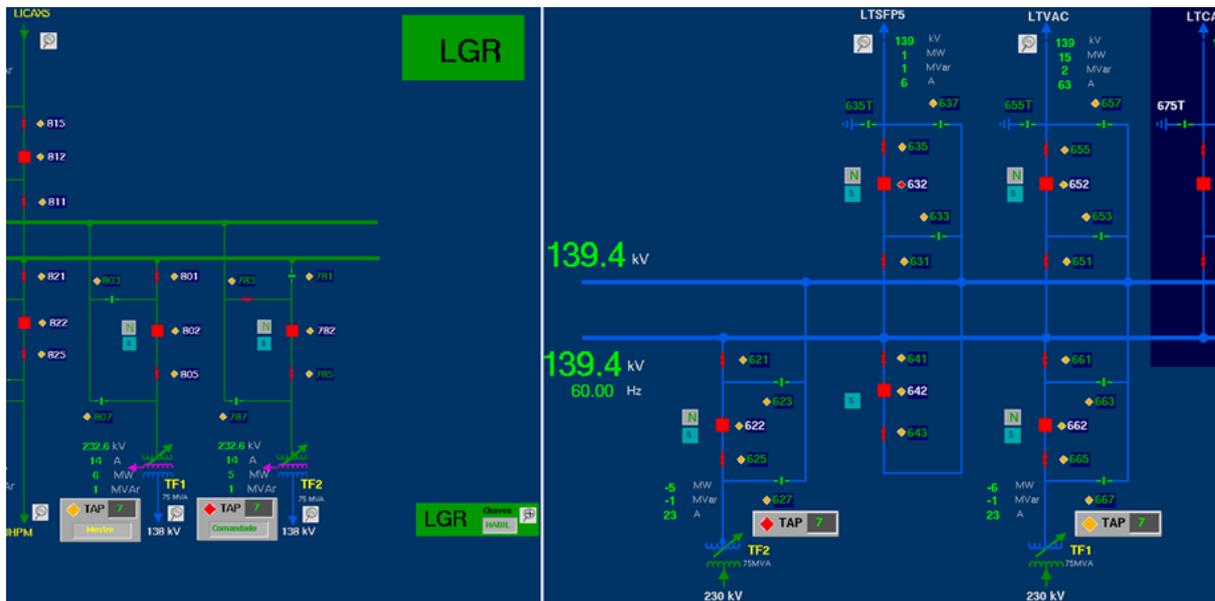
Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

Figura 52 – Impacto no desempenho - COBLU (2)



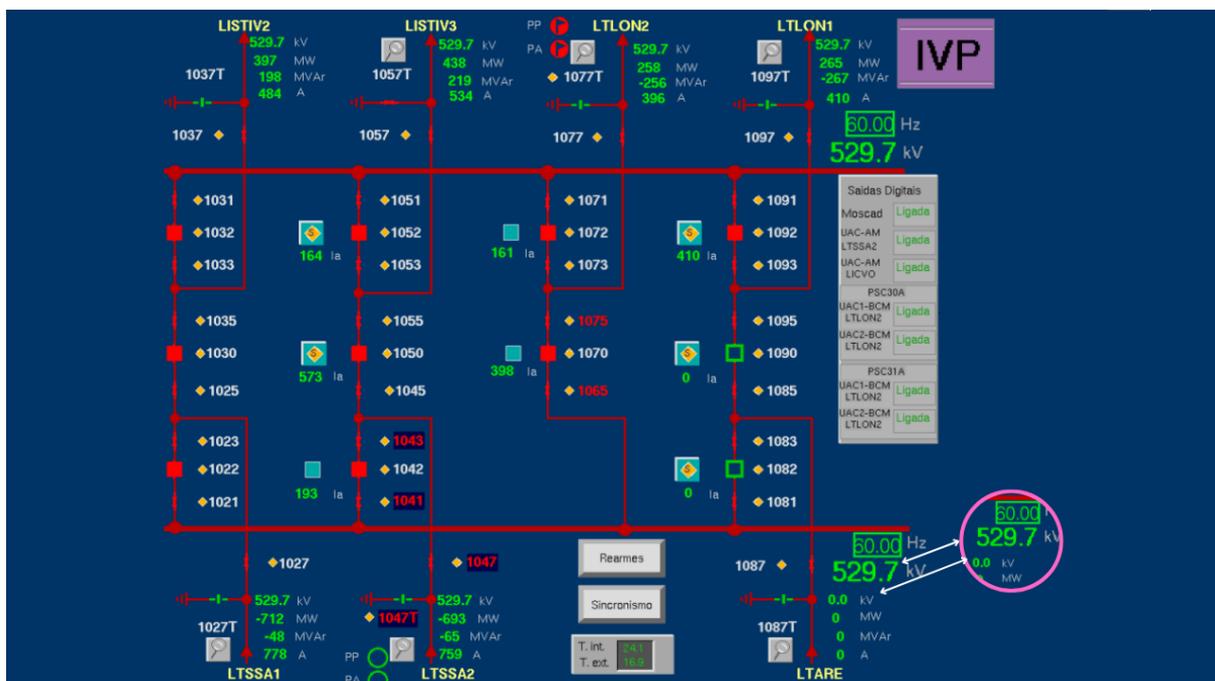
Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

Figura 53 – Impacto no desempenho - COCNO



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

Figura 54 – Impacto no desempenho - COLON



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

**APÊNDICE F – LISTA DE OPERADORES DOS CROIS - *SIMULAÇÕES***  
***ULTRARREALISTAS DE EVENTOS GERAIS***

Tabela 24 – Lista de operadores do COARE: Simulações Ultrarrealistas de Eventos Gerais

Operadores	Cargos
Operador 1	Chefe de Turno
Operador 2	Não Pertence
Operador 3	Chefe de Turno
Operador 4	Gerente
Operador 5	Operador
Operador 6	Chefe de Turno
Operador 7	Chefe de Turno
Operador 8	Operador
Operador 9	Operador
Operador 10	Operador
Operador 11	Chefe de Turno
Operador 12	Chefe de Turno
Operador 13	Chefe de Turno
Operador 14	Operador
Operador 15	Operador
Operador 16	Operador

Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

Tabela 25 – Lista de operadores do COBLU: Simulações Ultrarrealistas de Eventos Gerais

Operadores	Cargos
Operador 1	Operador
Operador 2	Operador
Operador 3	Chefe de Turno
Operador 4	Operador
Operador 5	Operador
Operador 6	Chefe de Turno
Operador 7	Chefe de Turno
Operador 8	Operador
Operador 9	Operador
Operador 10	Operador
Operador 11	Operador
Operador 12	Chefe de Turno
Operador 13	Gerente
Operador 14	Operador
Operador 15	Chefe de Turno
Operador 16	Chefe de Turno
Operador 17	Operador
Operador 18	Chefe de Turno
Operador 19	Operador

Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

Tabela 26 – Lista de operadores do COCNO: Simulações Ultrarrealistas de Eventos Gerais

Operadores	Cargos
Operador 1	Chefe de Turno
Operador 2	Não Pertence
Operador 3	Chefe de Turno
Operador 4	Chefe de Turno
Operador 5	Gerente
Operador 6	Chefe de Turno
Operador 7	Operador
Operador 8	Operador
Operador 9	Chefe de Turno
Operador 10	Operador
Operador 11	Chefe de Turno
Operador 12	Operador
Operador 13	Operador
Operador 14	Chefe de Turno
Operador 15	Operador
Operador 16	Operador
Operador 17	Operador
Operador 18	Chefe de Turno

Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

Tabela 27 – Lista de operadores do COLON: Simulações Ultrarrealistas de Eventos Gerais

Operadores	Cargos
Operador 1	Chefe de Turno
Operador 2	Operador
Operador 3	Chefe de Turno
Operador 4	Operador
Operador 5	Operador
Operador 6	Chefe de Turno
Operador 7	Não Pertence
Operador 8	Operador
Operador 9	Operador
Operador 10	Gerente
Operador 11	Chefe de Turno
Operador 12	Operador
Operador 13	Operador
Operador 14	Operador
Operador 15	Operador
Operador 16	Chefe de Turno
Operador 17	Chefe de Turno
Operador 18	Operador
Operador 19	Chefe de Turno
Operador 20	Operador

Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

## APÊNDICE G – DESEMPENHO DOS OPERADORES DO COARE

Tabela 28 – Desempenho e Comentários dos Operadores do COARE

Operador	Desempenho						Comunicação	Comentários
	A	B	C	D	E	F		
<b>1</b>	3	3	3	3	2	2	Não informou local.	Fechou LT indevidamente, com tensão de retorno.
<b>2</b>	3	3	3	3	2	2	Não foi constatada qualquer não conformidade em todas as gravações auditadas.	Fechou LT indevidamente, com tensão de retorno.
<b>3</b>	3	3	3	3	2	2	Não repetiu a solicitação emitida. Não repetiu número da SI.	Fechou LT indevidamente, com tensão de retorno. Não observou indicação da potencial em LT.
<b>4</b>							Não avaliado.	Não avaliado.

Tabela 28 – Desempenho e Comentários dos Operadores do COARE (*continuação*)

Operador	Desempenho						Comunicação	Comentários
	A	B	C	D	E	F		
5	3	3	3	3	1	1	Não repetiu a informação fornecida.	Efetuiu rearme do relé 86 sem autorização do COSE. Comunicou ocorrência sem identificar SE e FT, mencionou apenas o DJ.
6	3	2	2	2	1	2	Não informou local.	Comunicação com COSE em condições fluentes. Dificuldades com sincronismo.
7	2	3	3	2	2	2	Não repetiu número da SI.	Apresentou dificuldade com sincronismo. Não observou tensão de retorno em LT com pto digital de indicação de potencial.
8	3	3	3	3	3	3	Não repetiu número da SI.	Não houve necessidade de apontamentos neste simulado.

Tabela 28 – Desempenho e Comentários dos Operadores do COARE (continuação)

Operador	Desempenho						Comunicação	Comentários
	A	B	C	D	E	F		
9	3	3	3	3	3	2	Iniciou diálogo pessoal durante a tratativa.	Pequenas falhas de comunicação.
10	3	3	3	3	2	3	Não foi constatada qualquer não conformidade em todas as gravações auditadas.	Priorizou ações de menor relevância.
11							Não avaliado.	Não avaliado.
12	3	3	3	3	1	2	Não foi constatada qualquer não conformidade em todas as gravações auditadas.	Fechou LT indevidamente, com tensão de retorno. Energizou LT com tensão na barra acima do permitido. Reconheceu e eliminou os alarmes sem anotações antes mesmo da recomposição.
13							Não avaliado.	Não avaliado.

Tabela 28 – Desempenho e Comentários dos Operadores do COARE (continuação)

Operador	Desempenho						Comunicação	Comentários
	A	B	C	D	E	F		
14	2	2	1	2	1	1	Não repetiu a solicitação emitida. Não repetiu número da SI.	Não informou local da ocorrência. Não informou a atuação de falha DJ. Apresentou bastante dificuldade com sincronismo. Errou sequência de DJ em manobra de RE. Não repetiu a mensagem recebida durante manobra de RE.
15	2	1	1	2	1	2	Não foi constatada qualquer não conformidade em todas as gravações auditadas.	Não observou que o RE YTA estava ligado. Não observou tensão de retorno em LT com pto digital de indicação de potencial. Não identificou FADJ. Errou DJ em manobra de isolamento. Rearmou 86 sem autorização.

Tabela 28 – Desempenho e Comentários dos Operadores do COARE (*continuação*)

Operador	Desempenho						Comunicação	Comentários
	A	B	C	D	E	F		
16	3	3	3	3	2	3	Não repetiu a solicitação emitida. Não repetiu número da SI.	Priorizou ações de menor relevância.

Fonte: Eletrosul (2018a)

## APÊNDICE H – DESEMPENHO DOS OPERADORES DO COBLU

Tabela 29 – Desempenho e Comentários dos Operadores do COBLU

Operador	Desempenho						Comunicação	Comentários
	A	B	C	D	E	F		
<b>1</b>	2	2	1	1	1	1	Não repetiu número da SI.	Fechou LT sem autorização. Não observou perda de S.A. Comunicação muito confusa.
<b>2</b>	3	3	3	3	3	3	Não informou local. Não se identificou.	Não houve necessidade de apontamentos neste simulado.
<b>3</b>	3	1	1	2	2	3	Não informou local.	Errou manobra do S.A. Realimentou TF sob falta no S.A.
<b>4</b>	3	3	3	2	2	3	Não repetiu número da SI.	Apresentou relativa dificuldade com manobras de S.A.
<b>5</b>	2	2	1	3	2	3	Não foi constatada qualquer não conformidade em todas as gravações auditadas.	Tentou fechar DJ com bloqueio.

Tabela 29 – Desempenho e Comentários dos Operadores do COBLU (*continuação*)

Operador	Desempenho						Comunicação	Comentários
	A	B	C	D	E	F		
6	3	3	3	3	2	3	Não informou local.	Efetuiu um comando em DJ intertravado no S.A. Não repetiu o erro.
7	3	3	3	3	3	3	Não informou local. Não se identificou.	Não houve necessidade de apontamentos neste simulado.
8	3	2	2	1	1	2	Não repetiu a solicitação emitida. Não repetiu número da SI.	Errou manobra de isolamento. Errou manobra de S.A.
9	2	2	2	1	1	2	Não repetiu número da SI.	Manobra incompleta de isolamento do TF. Não observou perda de S.A.
10	3	2	1	2	2	2	Não foi constatada qualquer não conformidade em todas as gravações auditadas.	Não identificou bloqueio. Ligou GD desnecessariamente.

Tabela 29 – Desempenho e Comentários dos Operadores do COBLU (*continuação*)

Operador	Desempenho						Comunicação	Comentários
	A	B	C	D	E	F		
11	2	1	1	1	2	2	Não informou local. Não se identificou.	Muita dificuldade com manobra de isolamento. Não identificou corretamente a ocorrência (Bloqueio de TF).
12	3	3	3	1	1	2	Não repetiu número da SI.	Esqueceu de isolar S.A. em manobra de isolamento de TF.
13							Não avaliado.	Não avaliado.

Tabela 29 – Desempenho e Comentários dos Operadores do COBLU (*continuação*)

Operador	Desempenho						Comunicação	Comentários
	A	B	C	D	E	F		
14	2	1	1	1	1	2	Não informou local. Não se identificou. Faltou introdução na fala. Ex: Confirmando o que me foi solicitado. Me pediu para... COSE não confirmou a informação fornecida.	Não soube isolar TF. Executou manobra incompleta de isolação. Não observou visro de alarmes. Apresentou dificuldades com manobra de S.A. Apresentou dificuldades na comunicação com COSE e interação com assistente durante manobra.
15	3	3	3	1	1	2	Não foi constatada qualquer não conformidade em todas as gravações auditadas.	Esqueceu de isolar S.A. em manobra de isolação de TF.
16	3	3	3	3	3	3	Não informou local.	Não houve necessidade de apontamentos neste simulado.

Tabela 29 – Desempenho e Comentários dos Operadores do COBLU (*continuação*)

Operador	Desempenho						Comunicação	Comentários
	A	B	C	D	E	F		
17	3	3	3	3	2	2	Informado SI-21 no lugar da SI-03. Correção veio na segunda ligação.	Entrou em contato com o COSE informando bloqueio de DJ e necessidade de isolamento. Esta decisão compete ao COSE.
18	3	3	3	1	1	2	Entrou com GD sem necessidade. Havia outra opção de fonte CA.	Não informou local.
19	2	1	2	1	1	2	Não observou perda de S.A. Solicitou manobra em CS do S.A. local, sem informar ao COSE e solicitar inspeção. Errou manobra do S.A.	Não repetiu a informação fornecida.

Fonte: Eletrosul (2018a)

## APÊNDICE I – DESEMPENHO DOS OPERADORES DO COCNO

Tabela 30 – Desempenho e Comentários dos Operadores do COCNO

Operador	Desempenho						Comunicação	Comentários
	A	B	C	D	E	F		
1	3	3	3	3	3	3	Não houve necessidade de apontamentos neste simulado.	Não repetiu número da SI.
2							Não avaliado.	Não avaliado.
3	3	3	3	2	2	3	Apresentou alguma dificuldade na manobra de S.A.	Não repetiu número da SI.
4	3	3	3	2	1	3	Não observou perda de S.A.	Não repetiu número da SI.
5							Não avaliado.	Não avaliado.
6	3	3	3	3	3	3	Não houve necessidade de apontamentos neste simulado.	Não repetiu a solicitação emitida. Não repetiu número da SI.
7	3	3	3	3	3	3	Não houve necessidade de apontamentos neste simulado.	Não foi constatada qualquer não conformidade em todas as gravações auditadas.

Tabela 30 – Desempenho e Comentários dos Operadores do COCNO (*continuação*)

Operador	Desempenho						Comunicação	Comentários
	A	B	C	D	E	F		
<b>8</b>	2	2	1	1	1	2	Tentou fechar DJ com bloqueio atuado. Errou manobra de inversão de barra.	Não foi constatada qualquer não conformidade em todas as gravações auditadas.
<b>9</b>	3	3	3	3	3	3	Não houve necessidade de apontamentos neste simulado.	Não foi constatada qualquer não conformidade em todas as gravações auditadas.
<b>10</b>	2	2	1	1	1	2	Tentou energizar FT com bloqueio. Apresentou dificuldades em manobra de S.A. realizou manobra de CS e confirmou abertura sem fala com o assistente.	Não repetiu número da SI.

Tabela 30 – Desempenho e Comentários dos Operadores do COCNO (*continuação*)

Operador	Desempenho						Comunicação	Comentários
	A	B	C	D	E	F		
11	2	2	2	1	2	1	Apresentou bastante dificuldade na comunicação. Desligou FT e informou erroneamente estar isolada. Atuou numa SE mas informou ao COSE o nome de outra. Informou ao COSE falha de comando mas o DJ estava intertravado.	Não informou local. Não se identificou.
12	2	2	2	1	1	1	Apresentou muita lentidão durante a recomposição. Comunicação ruim. Errou manobra de isolamento da barra. Apresentou alguma dificuldade com manobra de S.A.	Não informou local. Não repetiu a informação.

Tabela 30 – Desempenho e Comentários dos Operadores do COCNO (*continuação*)

Operador	Desempenho						Comunicação	Comentários
	A	B	C	D	E	F		
13	3	3	3	3	3	3	Não houve necessidade de apontamentos neste simulado.	Informou erroneamente religamento em tripolar. Houve sobreposição de falas.
14							Não avaliado.	Não avaliado.
15							Não avaliado.	Não avaliado.
16	3	3	3	3	3	3	Não houve necessidade de apontamentos neste simulado.	Não repetiu número da SI.
17							Não avaliado.	Não avaliado.
18							Não avaliado.	Não avaliado.

Fonte: Eletrosul (2018a)

## APÊNDICE J – DESEMPENHO DOS OPERADORES DO COLON

Tabela 31 – Desempenho e Comentários dos Operadores do COLON

Operador	Desempenho						Comunicação	Comentários
	A	B	C	D	E	F		
<b>1</b>	3	2	1	3	2	2	Não repetiu número da SI.	Não observou bloqueio por FADJ na SECAN.
<b>2</b>	3	3	1	3	2	2	Não se identificou.	Não identificou botão de rearme de bloqueio na SECAN. Tentou fechar DJ bloqueado.
<b>3</b>	3	3	3	1	2	3	Não repetiu número da SI.	Abriu CS desnecessariamente em manobra de isolamento de TF. Executou manobra do S.A. correta, porém optou por ação mais demorada envolvendo ação local para manobra de CS.

Tabela 31 – Desempenho e Comentários dos Operadores do COLON (*continuação*)

Operador	Desempenho						Comunicação	Comentários
	A	B	C	D	E	F		
4	3	3	3	3	3	3	Erro de nomenclatura. Utilizou a expressão “meia dúzia”.	Executou todas as atividades com perfeição, não havendo qualquer apontamento por parte do instrutor.
5	3	3	3	3	3	2	Não foi constatada qualquer não conformidade em todas as gravações auditadas.	Pequenas falhas de comunicação.
6	3	3	1	3	2	2	Não repetiu número da SI.	Tentou fechamento de DJ com bloqueio.
7							Não avaliado.	Não avaliado.
8	2	2	1	2	1	2	Não informou local. Não repetiu a informação.	Apresentou dificuldade com manobra de isolamento de TF. Não observou bloqueio por FADJ na SECAN.

Tabela 31 – Desempenho e Comentários dos Operadores do COLON (*continuação*)

Operador	Desempenho						Comunicação	Comentários
	A	B	C	D	E	F		
<b>9</b>	3	1	2	2	1	3	Não repetiu a solicitação emitida. Não repetiu número da SI.	Não observou bloqueio de barra em CBA. Realizou manobra inadequada de isolamento de barra. Errou manobra de isolamento de TF. Não concluiu manobra de inversão da fonte S.A.
<b>10</b>							Não avaliado.	Não avaliado.
<b>11</b>	3	3	3	3	3	2	Não se identificou.	Pequenas falhas de comunicação.
<b>12</b>	3	3	3	3	3	3	Não foi constatada qualquer não conformidade em todas as gravações auditadas.	Executou todas as atividades com perfeição, não havendo qualquer apontamento por parte do instrutor.

Tabela 31 – Desempenho e Comentários dos Operadores do COLON (*continuação*)

Operador	Desempenho						Comunicação	Comentários
	A	B	C	D	E	F		
13	3	3	3	1	1	2	Nomenclatura. Não usou nomenclatura correta: “banco de capacitores”. Erro induzido pelo COSE.	Errou manobra de isolamento de barra em CBA. Transferiu FT sem autorização do COSE.
14	2	3	3	2	2	3	Não foi constatada qualquer não conformidade em todas as gravações auditadas.	Identificou desligamento erroneamente como sendo geral SECAN. Errou manobra de S.A. na transferência de fonte. Em manobra de isolamento de TF esqueceu do 13,8 kV.
15	3	2	3	3	3	3	Não informou local. Não se identificou.	Identificou desligamento erroneamente como sendo geral SECAN.
16							Não avaliado.	Não avaliado.

Tabela 31 – Desempenho e Comentários dos Operadores do COLON (*continuação*)

Operador	Desempenho						Comunicação	Comentários
	A	B	C	D	E	F		
17	3	3	3	2	2	3	Não informou local. Não se identificou.	Esqueceu de recompor S.A. na SEJNO após perda da alimentação principal.
18	3	3	1	1	1	2	Não informou local.	Não observou falha DJ. Não identificou rearme de bloqueio em tela. Apresentou falhas de comunicação no repasse da ocorrência. Apresentou dificuldades com manobra de isolamento de TF.
19	1	3	3	2	2	3	Não informou local. Não se identificou. Não informou sobre o documento e local de intervenção.	Manteve TF isolado como mestre. Errou manobra de S.A., alterou a fonte porém não observou CS aberta.

Tabela 31 – Desempenho e Comentários dos Operadores do COLON (*continuação*)

Operador	Desempenho						Comunicação	Comentários
	A	B	C	D	E	F		
20	3	2	2	1	1	1	Não repetiu a informação fornecida.	Errou manobra de isolamento de TF. Errou manobra de S.A. Apresentou problemas com a comunicação.

Fonte: Eletrosul (2018a)