

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Vinicius de Bem Sousa

**Integração de Empreendimentos no Sistema Interligado Nacional sob o ponto
de vista dos Procedimentos Operativos do Operador Nacional do Sistema
Elétrico**

Florianópolis

2023

Vinicius de Bem Sousa

**Integração de Empreendimentos no Sistema Interligado Nacional sob o ponto
de vista dos Procedimentos Operativos do Operador Nacional do Sistema
Elétrico**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao curso de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

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

Coorientador: Alisson Brito Lira, Eng.

Florianópolis

2023

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Sousa, Vinicius de Bem

Integração de Empreendimentos no Sistema Interligado Nacional sob o ponto de vista dos Procedimentos Operativos do Operador Nacional do Sistema Elétrico / Vinicius de Bem Sousa ; orientador, Antonio Felipe da Cunha de Aquino, coorientador, Alisson Brito Lira, 2023.

186 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2023.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Sistema Interligado Nacional. 3. Operação de Sistemas Elétricos. 4. Procedimentos Operativos. 5. Manual de Procedimentos da Operação. I. Aquino, Antonio Felipe da Cunha de. II. Lira, Alisson Brito. III. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

Vinicius de Bem Sousa

Integração de Empreendimentos no Sistema Interligado Nacional sob o ponto de vista dos Procedimentos Operativos do Operador Nacional do Sistema Elétrico

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 Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 24 de maio de 2023.



Prof. Miguel Moreto, Dr.

Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Banca examinadora



Prof. Antonio Felipe da Cunha de Aquino, Dr.

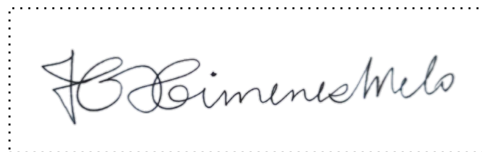
Orientador

Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Antonio José Alves Simões Costa, Dr.

Universidade Federal de Santa Catarina



Eng. Eletric. Heloiza Helena Ximenes de Melo e Menezes, Me.

Operador Nacional do Sistema Elétrico

Este trabalho é dedicado aos meus pais, Rodinei de Sousa e Lúcia Helena de Bem,
e à minha irmã, Indianara de Bem Sousa.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais e à minha irmã que me apoiaram durante toda minha vida, me incentivando nos estudos e me ensinando a lidar com as dificuldades que a vida impõe. Olhando para trás e vendo tudo que já consegui superar, sinto que nada seria possível sem o apoio que eles me concederam.

Agradeço à Thayse Francielle Peralta, que nos últimos anos foi parte importante da minha vida, que sempre me apoiou nos momentos difíceis, mas também que sempre comemorou comigo nos dias de alegria.

Agradeço ao Vitor Francisco Pacheco e ao Luís Gabriel Coutinho da Rocha Filho, que carrego há muito tempo como amigos muito próximos, com quem posso contar, mesmo após longos períodos sem contato.

Agradeço ao Matheus Gato Cunha, que me acompanhou diariamente nessa reta final da graduação, nos momentos de dificuldade e naqueles de felicidade que o final da faculdade nos impôs.

Agradeço ao Julio Boing Neto, por ser um amigo tão presente e parceiro nesses meus últimos anos de graduação, sempre me aconselhando, confortando e orientando, quando necessário.

Agradeço a todos meus amigos da UFSC que estão comigo desde o começo, dentre eles: Abraão, Clenio, Luis Piva, Gustavo Pavanati, Rafaela Gonçalves, Lucas Hack, Lucas Magalhães, Matheus Bion, Axel, Marco Cerutti, João Pedro, Ana Luíza e Rafael Amaral.

Aos meus amigos de Criciúma, dos quais nunca me esqueço, tanto aqueles do ensino fundamental, quanto aqueles do ensino médio.

Também agradeço aos meus professores do Jorge da Cunha Carneiro, do IFSC de Criciúma e da UFSC, que sempre me apoiaram e me motivaram a continuar nos estudos, me dando puxões de orelha e me incentivando, sempre nos momentos certos. Enfatizo meu agradecimento especial ao Prof. Antonio Felipe da Cunha de Aquino, uma pessoa muito humana e muito profissional, que conheci nos últimos meses de graduação e me orientou na elaboração deste trabalho.

E um agradecimento especial aos meus colegas e amigos do ONS, onde realizei meu estágio da graduação, principalmente à Gerência de Procedimentos

Operativos Florianópolis – Alessandra, Cunha, Alisson, Paulinho, Ana e Heloiza – por me proporcionar esta experiência maravilhosa.

RESUMO

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), juntamente à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), elabora e revisa periodicamente os Procedimentos de Rede, constituídos de regras para planejamento e operação do Sistema Elétrico Brasileiro. Os operadores dos Centros de Operação do ONS necessitam de documentos que guiem a coordenação e o controle das instalações do SIN. Esta demanda é atendida pelo Manual de Procedimentos da Operação (MPO), que é parte integrante dos Procedimentos de Rede, sendo composto por Cadastros de Informações Operacionais, Instruções de Operação, Rotinas Operacionais, Ajustamentos Operativos e Regulamentos Internacionais. Este trabalho tem como objetivo descrever a natureza de tais documentos operativos e o processo de confecção desses documentos, ilustrando o processo por meio de um estudo de caso referente à integração da subestação Ratonos 230 kV. Espera-se contribuir com divulgação do tema junto à sociedade brasileira, particularmente junto à comunidade acadêmica, bem como facilitar a passagem de conhecimento para novos profissionais do Setor Elétrico Brasileiro.

Palavras-chave: Sistema Interligado Nacional; Operação de Sistemas Elétricos; Procedimentos Operativos; Manual de Procedimentos da Operação.

ABSTRACT

The Brazilian System Operator (ONS) and the National Electric Energy Agency (ANEEL) prepare and periodically review the Grid Procedures, consisting of rules for planning and operating the Brazilian Power System. The operators of the ONS Control Rooms need documents that guide the coordination and control of the SIN installations. This demand is met by the Operation Procedures Manual (MPO), which is part of the Grid Procedures, comprising Operational Information Records, Operation Instructions, Operational Routines, Operational Adjustments, and International Regulations. This work aims to describe the nature of such operating documents and the process of making them, illustrating the process through a case study on the integration of the Ratonas 230 kV substation. It is expected to contribute to the dissemination of the theme within Brazilian society, particularly within the academic community, also facilitating the knowledge transfer to new professionals in the Brazilian Electric Sector.

Keywords: National Interconnected System; Operation of Electrical Systems; Operating Procedures; Operation Procedures Manual.

LISTA DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1 - Fragmento de Referência Técnica..... | 23 |
| Figura 2 - Capa dos Documentos Operativos do MPO..... | 25 |
| Figura 3 - Capa das Mensagens Operativas do MPO | 25 |
| Figura 4 - Informações das linhas de transmissão da Área 230 kV do Rio Grande do Sul..... | 27 |
| Figura 5 - Informações dos transformadores da Área 230 kV do Rio Grande do Sul..... | 30 |
| Figura 6 - Informações das Unidades Geradoras da Usina Hidrelétrica Barra Grande | 32 |
| Figura 7 - Notas e Restrições da Usina Hidrelétrica Barra Grande..... | 33 |
| Figura 8 - Curva de Capabilidade das unidades geradoras da Usina Hidrelétrica Barra Grande | 34 |
| Figura 9 - Informações das Unidades Geradoras da Usina Térmica Canoas – Tabela 1..... | 35 |
| Figura 10 - Informações das Unidades Geradoras da Usina Térmica Canoas – Tabela 2 | 35 |
| Figura 11 - Informações das Unidades Geradoras da Usina Térmica Canoas – Tabela 3 | 36 |
| Figura 12 - Informações dos Bancos de Capacitores da Área 230 kV do Rio Grande do Sul..... | 37 |
| Figura 13 - Informações dos Limites Operacionais da LT 230 kV Alegrete 2 / Livramento 2 | 38 |
| Figura 14 - Informações dos Limites Operacionais do Transformador TR-1 230/69/13,8 kV da SE Alegrete 2 | 40 |
| Figura 15 - Ciclo de carga diário dos transformadores outorgados a partir de 11/11/2011 | 41 |
| Figura 16 - Exemplo de Região de Segurança | 43 |
| Figura 17 - Período de Carga por faixa horária..... | 47 |
| Figura 18 - Período de Carga por faixa de demanda..... | 48 |
| Figura 19 - Faixas de tensão que possuem restrição na Área 230 kV de Santa Catarina | 48 |
| Figura 20 - Instalações pertencentes à Área 230 kV de Santa Catarina | 52 |
| Figura 21 - Limitação de Fluxo na Área Rio Grande do Sul 230 kV..... | 53 |

| | |
|--|----|
| Figura 22 - Exemplo de inequação normatizada..... | 55 |
| Figura 23 - Tabela de sensibilidade referente a uma inequação..... | 55 |
| Figura 24 - Exemplos de procedimentos de controle de tensão na Área 230 kV de Santa Catarina..... | 58 |
| Figura 25 - Recursos para controle de tensão na Área 230 kV de Santa Catarina... | 58 |
| Figura 26 - Esquema Especial de Proteção normatizado..... | 61 |
| Figura 27 - Exemplo do procedimento de desenergização de uma linha de transmissão | 63 |
| Figura 28 - Exemplo do procedimento de energização de uma linha de transmissão | 65 |
| Figura 29 - Exemplo de procedimentos para a contingência de uma linha de transmissão | 68 |
| Figura 30 - Fragmento exemplo de uma IO-OI, contendo a responsabilidade operacional da instalação..... | 71 |
| Figura 31 - Barramento arranjo barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves | 73 |
| Figura 32 - Barramento arranjo barra dupla com disjuntor e meio..... | 73 |
| Figura 33 - Fragmento exemplo mostrando a configuração do barramento de uma instalação..... | 74 |
| Figura 34 - Fragmento exemplo da configuração das unidades geradoras de uma instalação..... | 75 |
| Figura 35 - Fragmento exemplo mostrando os procedimentos específicos de uma instalação..... | 75 |
| Figura 36 - Fragmento exemplo mostrando os procedimentos pós-desligamento de uma instalação..... | 77 |
| Figura 37 - Fragmento exemplo mostrando o reestabelecimento de uma instalação | 78 |
| Figura 38 - Fragmento do Regulamento Internacional com a Argentina / CAMMESA | 83 |
| Figura 39 - Diagrama da Rede de Operação da Região Sul do Brasil..... | 85 |
| Figura 40 - Simbologia dos Diagramas Operacionais Elétricos | 86 |
| Figura 41 - Calendário de Acompanhamento Semanal para o período de 14/02/2023 a 15/04/2023..... | 89 |
| Figura 42 - Agenda de Intervenções | 92 |

| | |
|---|-----|
| Figura 43 - Exemplo de Carta de Interlocação..... | 97 |
| Figura 44 - Localização geolétrica da SE Ratonos | 105 |
| Figura 45 - Diagrama unifilar da área analisada | 106 |
| Figura 46 - Bay de uma das linhas de 230 kV da SE Ratonos..... | 107 |
| Figura 47 - Consequências da contingência da LT 138 kV Ilha Centro / Palhoça antes do início da operação da SE Ratonos | 110 |
| Figura 48 - Informações do religamento automático das linhas de transmissão de 230 kV da SE Ratonos | 113 |
| Figura 49 - Informações do religamento manual das linhas de transmissão de 230 kV da SE Ratonos..... | 114 |
| Figura 50 - Fragmento do CD-CT.S.2SC.01, contendo as informações das linhas de transmissão de 230 kV da SE Ratonos | 115 |
| Figura 51 - Fragmento do CD-CT.S.2SC.01, contendo as informações dos transformadores 230/138/13,8 kV da SE Ratonos..... | 116 |
| Figura 52 - Fragmento do CD-CT.S.2SC.02, contendo os limites associados às linhas de 230 kV da SE Ratonos..... | 117 |
| Figura 53 - Fragmento do CD-CT.S.2SC.02, contendo os limites associados aos transformadores 230/138/13,8 kV da SE Ratonos..... | 118 |
| Figura 54 - MOP de alteração dos ajustes do Esquema Especial de Desconexão dos Reatores RE 1 e RE 2 de 230 kV da SE Desterro | 120 |
| Figura 55 - Fragmento da IO-EE.S.2SC, contendo os procedimentos relacionados ao SEP dos Reatores da SE Ratonos | 121 |
| Figura 56 - Fragmento do Relatório de Horizonte Quadrimestral, considerando a integração da SE Ratonos | 122 |
| Figura 57 - Fragmento da IO-OC.S.2SC, mostrando os procedimentos a serem adotados após desligamento da LT 230 kV Biguaçu / Ratonos C1 ou C2 | 124 |
| Figura 58 - Fragmento da IO-PM.S.2SC, contendo os procedimentos para a desenergização da LT 230 kV Biguaçu / Ratonos C1 e C2..... | 125 |
| Figura 59 - Fragmento da IO-PM.S.2SC, mostrando o procedimento de energização da LT 230 kV Biguaçu / Ratonos C1 ou C2..... | 126 |
| Figura 60 - Fragmento da IO-PM.S.2SC, mostrando o procedimento de energização da LT 230 kV Biguaçu / Ratonos C1 ou C2..... | 127 |

| | |
|--|-----|
| Figura 61 - Fragmento da IO-PM.S.2SC, mostrando o procedimento de fechamento em anel da LT 230 kV Biguaçu / Ratores C1 ou C2 | 128 |
| Figura 62 - Fragmento da IO-PM.S.2SC, mostrando o procedimento de desenergização dos transformadores TR-3 e TR-4 230/138/13,8 kV da SE Ratores | 129 |
| Figura 63 - Fragmento da IO-PM.S.2SC, mostrando o procedimento de energização dos transformadores TR-3 e TR-4 230/138/13,8 kV da SE Ratores | 129 |
| Figura 64 - Configuração de barramento da SE Ratores - REGER/ONS | 131 |
| Figura 65 - Informações dos Dados de Identificação dos Aproveitamentos | 151 |
| Figura 66 - Informações dos Dados Atemporais dos Reservatórios – Tabela 1..... | 152 |
| Figura 67 - Informações dos Dados Atemporais dos Reservatórios – Tabela 2..... | 153 |
| Figura 68 - Informações dos Dados Atemporais dos Reservatórios – Tabela 3..... | 154 |
| Figura 69 - Tela do <i>software</i> Organon..... | 158 |
| Figura 70 - Grupos de geração para o cálculo da Região de Segurança do Mato Grosso do Sul 230 kV | 159 |
| Figura 71 - Contingências consideradas para o cálculo da Região de Segurança do Mato Grosso do Sul 230 kV | 160 |
| Figura 72 - Áreas de Controle do CAG no SIN | 161 |
| Figura 73 - Linhas de Transmissão de Interligação entre o Centro de Operação Sudeste (COSR-SE) e o Centro de Operação Sul (COSR-S)..... | 162 |
| Figura 74 - Usinas sob controle e forma de atuação do CAG no COSR-NCO..... | 163 |
| Figura 75 - Exemplo de parâmetros do CAG | 164 |
| Figura 76 - Fragmento dos procedimentos da fase fluente da Área Campos Novos | 168 |
| Figura 77 - Fechamento de paralelo entre as Áreas Chavantes e Salto Santiago.. | 170 |
| Figura 78 - Ajustes do ERAC para a Região Sul | 173 |
| Figura 79 - Situação operacional normal de reservatórios da Bacia do Rio Jacuí .. | 175 |
| Figura 80 - Situação operacional de emergência de reservatórios da Bacia do Rio Jacuí..... | 176 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|-----|
| Tabela 1 - Nível de conhecimento dos estudantes de engenharia elétrica da UFSC sobre o setor elétrico brasileiro..... | 19 |
| Tabela 2 - Nível de conhecimento dos estudantes da UFSC sobre o setor elétrico brasileiro | 20 |
| Tabela 3 - Classificação da documentação operativa | 24 |
| Tabela 4 - Padronização dos Níveis de Tensão dos Diagramas Operacionais | 85 |
| Tabela 5 - Tipo de revisão da documentação do MPO | 100 |
| Tabela 6 - Prazos estabelecidos para o envio de minutas do MPO..... | 100 |
| Tabela 7 - Prazos estabelecidos para programação de documentos do MPO | 103 |
| Tabela 8 - Documentação operativa a ser revisada ou elaborada devido ao início da operação da SE Ratores | 107 |
| Tabela 9 - Documentação operativa a ser revisada ou elaborada devido ao início da operação da SE Ratores | 109 |
| Tabela 10 - Características da LT 230 kV Biguaçu / Ratores C1 e C2 | 113 |
| Tabela 11 - Características dos transformadores da SE Ratores | 116 |
| Tabela 12 - Lista de Rotinas Operacionais do ONS | 177 |
| Tabela 13 - Lista de Rotinas Operacionais do ONS | 178 |
| Tabela 14 - Lista de Rotinas Operacionais do ONS | 179 |
| Tabela 15 - Lista de Rotinas Operacionais do ONS | 180 |
| Tabela 16 - Lista de Rotinas Operacionais do ONS | 181 |
| Tabela 17 - Lista de Rotinas Operacionais do ONS | 182 |
| Tabela 18 - Lista de Rotinas Operacionais do ONS | 183 |
| Tabela 19 - Lista de Rotinas Operacionais do ONS | 184 |
| Tabela 20 - Lista de Rotinas Operacionais do ONS | 185 |
| Tabela 21 - Lista de Rotinas Operacionais do ONS | 186 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|--------|--|
| ABT | Ciclo Aberto |
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| AO | Ajustamentos Operativos |
| BDT | Base de Dados Técnica |
| BISE | Boletim de Interrupção de Suprimento de Energia Elétrica |
| CAG | Controle Automático de Geração |
| CBN | Ciclo Combinado |
| CCEE | Câmara de Comercialização de Energia Elétrica |
| CD | Cadastros de Informações Operacionais |
| CEPEL | Centro de Pesquisas de Energia Elétrica |
| CNOS | Centro Nacional de Operação do Sistema |
| COG | Cogeração |
| COSR | Centros de Operação Regionais do ONS |
| COT | Centro de Operação de Transmissão |
| CVU | Custo Variável Unitário |
| DIT | Demais Instalações de Transmissão |
| ECE | Esquema Especial de Controle de Emergência |
| ECS | Esquema de Controle de Segurança |
| EPE | Empresa de Pesquisa Energética |
| ERAC | Esquema Regional de Alívio de Carga |
| ERRC | Esquema Regional de Restabelecimento de Cargas |
| FF | <i>Flat Frequency</i> |
| FSARH | Sistema de Gestão de Atualização de Restrições Hidráulicas |
| FTL | <i>Flat Tie Line</i> |
| ICG | Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada |
| INFMET | Informações Meteorológicas |
| IO | Instruções de Operação |
| IO-CG | Instrução de Operação de Controle da Geração |
| IO-CG | Instrução de Operação de Gerenciamento da Carga |
| IO-EE | Instrução de Operação de Esquemas Especiais |
| IO-OC | Instrução de Operação em Contingência |

| | |
|-------|--|
| IO-OI | Instrução de Operação de Instalações |
| IO-ON | Instrução de Operação Normal |
| IO-OR | Instrução de Operação de Reservatórios |
| IO-PD | Instrução de Operação de Execução do PDO |
| IO-PM | Instrução de Operação Preparação para Manobras |
| IOR | Informações Operativas Hidráulicas |
| IO-RR | Instrução de Operação de Recomposição de Rede |
| IPIE | Informe Preliminar de Interrupção de Energia Elétrica |
| ITI | Instalações de Transmissão de Energia Elétrica destinadas a Interligações Internacionais |
| LT | Linha de Transmissão |
| MME | Ministério de Minas e Energia |
| MOT | Motor |
| MPO | Manual de Procedimentos da Operação |
| ONS | Operador Nacional do Sistema Elétrico |
| PAPC | Plano Anual de Prevenção de Cheias |
| PCMC | Planos de Corte Manual de Carga |
| PDCF | Programa Diário de Carga e Frequência |
| PDF | Programa Diário de Defluências |
| PDI | Programa Diário de Intervenções |
| PDO | Programa Diário de Operação |
| PDP | Programa Diário de Produção |
| PRH | Gerência de Recursos Hídricos e Meteorologia |
| RAO | Relatório de Análise da Operação |
| RB | Rede Básica |
| RDE | Recomendações e Diretrizes Eletroenergéticas |
| REGER | Rede de Gerenciamento de Energia |
| RO | Rotinas Operacionais |
| ROH | Restrições Operativas Hidráulicas |
| RT | Referência Técnica |
| SE | Subestação |
| SEP | Sistema Especial de Proteção |
| SGI | Sistema de Gestão de Intervenções |

| | |
|-------|---|
| SICOP | Sistema de Gestão de Intervenções dos Centros de Operação |
| SIGET | Sistema de Gestão da Transmissão |
| SIN | Sistema Interligado Nacional |
| SMSF | Agentes ao Sistema de Medição Sincronizada de Fasores |
| TF | Transformador |
| TG | Turbina a Gás |
| TGHD | Turbina a Gás Heavy-Duty |
| TLB | <i>Tie Line Bias</i> |
| TV | Turbina a Vapor |
| UHE | Usina Hidrelétrica |

SUMÁRIO

| | | |
|--------------|--|-----------|
| 1 | INTRODUÇÃO..... | 16 |
| 1.1 | OBJETIVOS..... | 17 |
| 1.1.1 | Objetivo Geral | 17 |
| 1.1.2 | Objetivos Específicos | 17 |
| 1.2 | MOTIVAÇÃO | 17 |
| 1.3 | ESTRUTURA DO TEXTO | 21 |
| 2 | REFERENCIAL TÉCNICO..... | 22 |
| 2.1 | REFERÊNCIAS TÉCNICAS..... | 22 |
| 2.2 | CADASTROS DE INFORMAÇÕES OPERACIONAIS..... | 26 |
| 2.2.1 | Cadastro de Informações Operacionais de Dados de Equipamentos . | 26 |
| 2.2.1.1 | <i>Dados Operacionais de Linhas de Transmissão.....</i> | <i>27</i> |
| 2.2.1.2 | <i>Dados Operacionais de Transformadores.....</i> | <i>30</i> |
| 2.2.1.3 | <i>Dados Operacionais de Unidades Geradoras Hidráulicas.....</i> | <i>31</i> |
| 2.2.1.4 | <i>Dados Operacionais de Unidades Geradoras Térmicas.....</i> | <i>34</i> |
| 2.2.1.5 | <i>Dados Operacionais de Bancos de Capacitores.....</i> | <i>36</i> |
| 2.2.2 | Cadastro de Informações Operacionais de Limites de Equipamentos | 37 |
| 2.2.2.1 | <i>Limites de Carregamento de Linhas De Transmissão</i> | <i>38</i> |
| 2.2.2.2 | <i>Limites de Carregamento de Transformadores.....</i> | <i>40</i> |
| 2.2.3 | Cadastro de Informações Operacionais Hidráulicas | 42 |
| 2.2.4 | Cadastro de Informações Operacionais de Instalações e Equipamentos Estratégicos do Sistema Interligado Nacional | 42 |
| 2.2.5 | Cadastro de Informações Operacionais de Regiões de Segurança Aplicadas ao Tempo Real..... | 43 |
| 2.2.6 | Cadastro de Informações Operacionais de Áreas do Controle Automático de Geração do Sistema Interligado Nacional | 44 |
| 2.2.7 | Cadastro de Informações Operacionais de Linhas e Equipamentos da Rede Complementar e da Rede de Supervisão..... | 45 |
| 2.2.8 | Cadastro de Informações Operacionais de Faixas para Controle de Tensão | 47 |
| 2.3 | INSTRUÇÕES DE OPERAÇÃO | 49 |
| 2.3.1 | Instrução de Operação Normal..... | 50 |
| 2.3.1.1 | <i>Configuração, procedimentos e restrições da Área Elétrica</i> | <i>52</i> |

| | | |
|---------------|---|-----------|
| 2.3.1.2 | <i>Procedimentos para controle de carregamento</i> | 53 |
| 2.3.1.3 | <i>Procedimentos para controle de tensão</i> | 56 |
| 2.3.2 | Instrução de Operação de Esquemas Especiais | 59 |
| 2.3.2.1 | <i>Conceitos e considerações gerais</i> | 60 |
| 2.3.3 | Instrução de Operação de Preparação para Manobras | 61 |
| 2.3.3.1 | <i>Conceitos e considerações gerais</i> | 61 |
| 2.3.3.2 | <i>Manobras coordenadas e de autonomia</i> | 63 |
| 2.3.3.3 | <i>Condições para realização de manobras</i> | 64 |
| 2.3.4 | Instruções de Operação de Controle de Geração | 66 |
| 2.3.5 | Instrução de Operação em Contingência | 66 |
| 2.3.5.1 | <i>Conceitos e considerações gerais</i> | 67 |
| 2.3.6 | Instrução de Operação de Recomposição da Rede | 68 |
| 2.3.7 | Instruções de Operação de Gerenciamento de Carga | 69 |
| 2.3.8 | Instrução de Operação de Reservatórios | 70 |
| 2.3.9 | Instrução de Operação para Procedimentos Sistêmicos da Instalação | 71 |
| 2.3.9.1 | <i>Definição dos agentes e centros de operação</i> | 71 |
| 2.3.9.2 | <i>Barramentos de subestações</i> | 72 |
| 2.3.9.3 | <i>Configuração de barramentos na IO-OI</i> | 74 |
| 2.3.9.4 | <i>Procedimentos específicos de equipamentos da subestação</i> | 75 |
| 2.3.9.5 | <i>Desligamentos totais ou parciais de subestações</i> | 76 |
| 2.3.9.6 | <i>Realização de manobras</i> | 78 |
| 2.3.10 | Instrução de Operação de Execução do Programa Diário de Intervenções Consolidado | 78 |
| 2.4 | ROTINAS OPERACIONAIS | 79 |
| 2.5 | AJUSTAMENTOS OPERATIVOS | 80 |
| 2.6 | REGULAMENTOS INTERNACIONAIS | 82 |
| 3 | ELABORAÇÃO DA DOCUMENTAÇÃO OPERATIVA | 84 |
| 3.1 | INSUMOS UTILIZADOS | 84 |
| 3.1.1 | Diagramas Operacionais | 84 |
| 3.1.2 | Relatórios de Horizonte Quadrimestral | 86 |
| 3.1.3 | Relatórios Pré-operacionais | 87 |
| 3.1.4 | Calendário de Acompanhamento Semanal de Empreendimentos | 88 |

| | | |
|-------|---|-----|
| 3.2 | O PROCESSO DE ELABORAÇÃO DA DOCUMENTAÇÃO OPERATIVA . | 89 |
| 3.2.1 | Acompanhamento do Cronograma de Obras | 91 |
| 3.2.2 | Recebimento, leitura e contribuições às minutas dos Relatórios Pré-operacionais..... | 93 |
| 3.2.3 | Recebimento, leitura e contribuições às minutas dos Relatórios de Horizonte Quadrimestral | 94 |
| 3.2.4 | Recebimento das Cartas de Interlocução | 95 |
| 3.2.5 | Solicitação de informações adicionais aos agentes de operação..... | 98 |
| 3.2.6 | Elaboração dos documentos operativos | 98 |
| 3.2.7 | Envio em forma de minuta da documentação operativa..... | 99 |
| 3.2.8 | Implantação e treinamento da documentação operativa final | 101 |
| 3.2.9 | Adequação e programação da documentação operativa final | 103 |
| 4 | ESTUDO DE CASO – ELABORAÇÃO DA DOCUMENTAÇÃO OPERATIVA PARA A SUBESTAÇÃO RATONES 230 KV | 104 |
| 4.1 | CONTEXTO | 104 |
| 4.2 | ALTERAÇÃO E ELABORAÇÃO DE DOCUMENTOS OPERATIVOS | 107 |
| 4.2.1 | Exclusão de linhas de transmissão de 138 kV da Grande Florianópolis da Rede de Operação..... | 109 |
| 4.2.2 | Atualização do Cadastro de Informações Operacionais de Dados de Equipamentos da Área 230 kV de Santa Catarina | 111 |
| 4.2.3 | Atualização do Cadastro de Informações Operacionais de Limites de Equipamentos da Área 230 kV de Santa Catarina | 117 |
| 4.2.4 | Atualização do Cadastro de Informações Operacionais de Regiões de Segurança Aplicadas ao Tempo Real..... | 118 |
| 4.2.5 | Atualização da Instrução de Operação Normal da Área 230 kV de Santa Catarina..... | 119 |
| 4.2.6 | Atualização da Instrução de Operação de Esquemas Especiais da Área 230 kV de Santa Catarina | 119 |
| 4.2.7 | Atualização da Instrução de Operação em Contingência da Área 230 kV de Santa Catarina | 121 |
| 4.2.8 | Atualização da Instrução de Operação de Preparação para Manobras da Área 230 kV de Santa Catarina | 124 |

| | | |
|--------|---|-----|
| 4.2.9 | Elaboração da Instrução de Operação de Instalações da SE Ratonés | 130 |
| 4.2.10 | Finalização do desenvolvimento da documentação operativa referente à SE Ratonés..... | 132 |
| 5 | CONCLUSÃO..... | 133 |
| | REFERÊNCIAS..... | 135 |
| | APÊNDICE A – CADASTRO DE INFORMAÇÕES OPERACIONAIS HIDRÁULICAS (CD-OR)..... | 151 |
| | APÊNDICE B – CADASTRO DE INFORMAÇÕES OPERACIONAIS DE INSTALAÇÕES E EQUIPAMENTOS ESTRATÉGICOS DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (CD-CT.BR.01)..... | 155 |
| | APÊNDICE C – CADASTRO DE INFORMAÇÕES OPERACIONAIS DE REGIÕES DE SEGURANÇA APLICADAS AO TEMPO REAL (CD-CT.BR.02)..... | 157 |
| | APÊNDICE D – CADASTRO DE INFORMAÇÕES OPERACIONAIS DE REGIÕES DE SEGURANÇA APLICADAS AO TEMPO REAL (CD-CT.BR.02)..... | 161 |
| | APÊNDICE E – INSTRUÇÕES DE OPERAÇÃO DE CONTROLE DE GERAÇÃO (IO-CG.BR.01, IO-CG.BR.02, IO-CG.BR.03 E IO-CG.BR.05)..... | 165 |
| | APÊNDICE F – INSTRUÇÃO DE OPERAÇÃO DE RECOMPOSIÇÃO DA REDE (IO-RR)..... | 167 |
| | APÊNDICE G – INSTRUÇÕES DE OPERAÇÃO DE GERENCIAMENTO DE CARGA (IO-GC.BR.01 E IO-GC.BR.02)..... | 172 |
| | APÊNDICE H – INSTRUÇÃO DE OPERAÇÃO DE RESERVATÓRIOS (IO-OR)..... | 174 |
| | APÊNDICE I – ROTINAS OPERACIONAIS (RO)..... | 177 |

1 INTRODUÇÃO

O Setor Elétrico Brasileiro é constituído por uma hierarquia institucional formada pelo Ministério de Minas e Energia (MME), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e pelos agentes setoriais (MME, 2021). A ANEEL é responsável pela regulação e fiscalização da geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no país, enquanto o ONS tem a função de operar, supervisionar e controlar a geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN) (MME, 2021).

Para realizar tais funções, o ONS elabora, juntamente ao MME, os Procedimentos de Rede, os quais são um conjunto de regras estabelecido para as atividades de coordenação e controle da Rede de Operação do SIN, a serem seguidas pelos agentes setoriais e pelo próprio ONS (ONS, 2023b). O Manual de Procedimentos da Operação (MPO) é parte integrante dos Procedimentos de Rede e tem a função de orientar os operadores dos Centros de Operação do ONS e os agentes operadores.

O MPO é constituído pelos documentos que contêm os procedimentos necessários para a operação normal e para situações de contingência da Rede de Operação (ONS, 2020), podendo ser acessado por qualquer pessoa por meio do *website* do ONS. Dentre esses documentos, estão as Referências Técnicas, Mensagens Operativas, Cadastros de Informações Operacionais, Instruções de Operação, Ajustamentos Operativos, Rotinas Operacionais e Regulamentos Internacionais. Cada um desses possui uma função diferente na operação do SIN, contendo procedimentos, dados de linhas de transmissão e equipamentos, e informações operacionais.

Neste trabalho apresentam-se, de forma detalhada, os documentos que integram o MPO, tendo como base artigos científicos, trabalhos de conclusão de curso, livros e os próprios Procedimentos de Rede. Adicionalmente, descreve-se o processo de elaboração da documentação operativa, a partir de uma série de entrevistas realizada com profissionais de diversas áreas do ONS.

Por fim, de modo a ilustrar o processo de elaboração e atualização da documentação operativa, apresenta-se um estudo de caso da subestação Ratores 230 kV, em Florianópolis.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo Geral

Este trabalho tem como objetivo geral promover a divulgação das atividades exercidas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, dos Procedimentos de Rede e do Manual de Procedimentos da Operação por meio da apresentação dos documentos operativos do ONS e da descrição do processo de elaboração de tal documentação, ilustrando o processo a partir da integração da subestação Ratores 230 kV.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Facilitar o processo de integração de novos colaboradores da Gerência de Procedimentos Operativos do ONS, gerência responsável pela elaboração e atualização de grande parte da documentação operativa do MPO.
- Transferir conhecimentos relativos aos documentos operacionais e a sua elaboração para os profissionais do ONS envolvidos em outras atividades e para profissionais que atuam em empresas constituídas como agentes do setor elétrico brasileiro.
- Ilustrar o processo de elaboração e atualização da documentação operativa do MPO.
- Ampliar a divulgação das atividades do ONS junto à sociedade brasileira, particularmente junto à comunidade acadêmica.

1.2 MOTIVAÇÃO

Uma das principais motivações para o desenvolvimento do trabalho está associada às evidências colhidas pelo autor ao longo da sua experiência na

Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), que indicam que as atividades do ONS são pouco conhecidas por estudantes de graduação, mesmo entre aqueles que cursam engenharia elétrica. Tais evidências foram confirmadas por meio de uma pesquisa realizada com os graduandos da Universidade, idealizada para obter uma indicação ilustrativa do grau de conhecimento dos estudantes em relação ao Setor Elétrico Brasileiro, em particular ao ONS e a suas atividades. Os principais resultados obtidos estão apresentados a seguir.

A pesquisa foi estruturada a partir das seguintes questões:

- Qual o seu nível de conhecimento sobre a ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica?
- Qual o seu nível de conhecimento sobre o ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico?
- Qual o seu nível de conhecimento sobre a EPE - Empresa de Pesquisa Energética?
- Qual o seu nível de conhecimento sobre a CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica?
- Qual o seu nível de conhecimento sobre os Procedimentos de Rede?
- Qual o seu nível de conhecimento sobre o MPO - Manual de Procedimentos da Operação?

A pesquisa foi respondida por 65 alunos da UFSC, sendo 46 estudantes (70,8%) do curso de Engenharia Elétrica, 16 alunos (24,6%) do curso de Engenharia Eletrônica e 3 (4,6%) graduandos dos cursos de Engenharia Mecânica, Engenharia de Materiais e Administração. Assim, obteve-se os seguintes resultados, conforme a Tabela 1 e a Tabela 2.

Tabela 1 - Nível de conhecimento dos estudantes de engenharia elétrica da UFSC sobre o setor elétrico brasileiro

| Pergunta | Conheço bem | Conheço razoavelmente | Conheço pouco | Desconheço |
|---|--------------------|------------------------------|----------------------|-------------------|
| Qual seu nível de conhecimento sobre a ANEEL? | 12,8% | 48,9% | 29,8% | 8,5% |
| Qual seu nível de conhecimento sobre o ONS? | 25,5% | 31,9% | 25,5% | 17,0% |
| Qual seu nível de conhecimento sobre a EPE? | 4,3% | 10,9% | 21,7% | 63,0% |
| Qual seu nível de conhecimento sobre a CCEE? | 10,9% | 10,9% | 23,9% | 54,3% |
| Qual seu nível de conhecimento sobre os Procedimentos de Rede? | 8,7% | 17,4% | 30,4% | 43,5% |
| Qual seu nível de conhecimento sobre o MPO? | 4,3% | 10,9% | 21,7% | 63% |

Fonte: O autor, 2023.

Tabela 2 - Nível de conhecimento dos estudantes de engenharia da UFSC sobre o setor elétrico brasileiro

| Pergunta | Conheço bem | Conheço razoavelmente | Conheço pouco | Desconheço |
|---|--------------------|------------------------------|----------------------|-------------------|
| Qual seu nível de conhecimento sobre a ANEEL? | 10,8% | 41,5% | 36,9% | 10,8% |
| Qual seu nível de conhecimento sobre o ONS? | 20% | 27,7% | 27,7% | 24,6% |
| Qual seu nível de conhecimento sobre a EPE? | 4,6% | 13,8% | 23,1% | 58,5% |
| Qual seu nível de conhecimento sobre a CCEE? | 10,8% | 7,7% | 21,5% | 60% |
| Qual seu nível de conhecimento sobre os Procedimentos de Rede? | 6,2% | 15,4% | 33,8% | 44,6% |
| Qual seu nível de conhecimento sobre o MPO? | 3,1% | 9,2% | 21,5% | 66,2% |

Fonte: O autor, 2023.

Os resultados indicam que 38% dos estudantes de engenharia elétrica que responderam à pesquisa desconhecem ou conhecem pouco a ANEEL, 43% desconhecem ou conhecem pouco o ONS, 63% desconhecem a EPE, 54% desconhecem a CCEE, 74% conhecem pouco ou desconhecem os Procedimentos de Rede e 85% desconhecem o Manual de Procedimentos da Operação. Como esperado, o nível de desconhecimento é ainda maior quando são considerados os alunos dos demais cursos de engenharia que responderam à pesquisa. Os resultados indicam que há espaço para ampliação das ações de divulgação das atividades das instituições do Setor Elétrico Brasileiro nos cursos de engenharia elétrica das universidades, justificando a realização deste trabalho.

Facilitar o processo de integração de novos colaboradores nas áreas do ONS que utilizam ou elaboram a documentação operativa do MPO também é uma das motivações deste trabalho, visto que, por se tratar de uma grande quantidade de documentos, existe uma dificuldade inicial de compreendê-los.

1.3 ESTRUTURA DO TEXTO

O trabalho é dividido em vários capítulos, com o objetivo de apresentar uma descrição detalhada da documentação, para fundamentar o processo de elaboração dessa e, posteriormente, finalizar com um estudo de caso.

No Capítulo 2 apresenta-se o conjunto de documentos que compõem a documentação operativa, a fim de facilitar a compreensão e leitura desses, referenciando obras, trabalhos acadêmicos e os próprios Procedimentos de Rede.

No Capítulo 3, apresenta-se, em síntese, o processo de elaboração da documentação operativa, incluindo os insumos e produtos, descrevendo como se dá o contato com áreas do ONS e agentes do setor elétrico. Tal descrição é fundamentada por meio de entrevistas com vários profissionais do ONS, os quais detalharam suas funções e procedimentos nesse processo.

No Capítulo 4 o processo de elaboração da documentação operativa é ilustrado por meio de um estudo de caso, referente à integração da subestação Ratones 230 kV.

Por fim, o Capítulo 5 apresenta a conclusão do trabalho e a sugestão de trabalhos futuros.

2 REFERENCIAL TÉCNICO

O Manual de Procedimentos da Operação é composto por uma série de documentos que norteiam a operação do Sistema Interligado Nacional. Cada cadastro, instrução, ajustamento, rotina ou regulamento tem a sua devida função no cotidiano de um operador, lhe dando o devido amparo legal nas suas atribuições.

Pelos motivos citados, faz-se necessário um esclarecimento do funcionamento da documentação normativa do ONS, estabelecendo os motivos da sua elaboração e suas devidas funções no setor elétrico. Tais descrições serão expostas a seguir, com destaque para os tipos de documentos que sofreram revisão em face da integração da subestação Ratonés, empreendimento que foi selecionado como estudo de caso deste trabalho, conforme apresentado no capítulo 4. A descrição dos demais tipos de documentos está apresentada em apêndices, visando preservar a generalidade do trabalho e a sua utilização por profissionais das áreas de normatização.

2.1 REFERÊNCIAS TÉCNICAS

Para a elaboração da documentação operativa do ONS, é necessária a devida padronização, a fim de facilitar a escrita na confecção e revisão do MPO e proporcionar o melhor entendimento dos documentos nos processos de operação e apuração. Para realizar essa função, existem as Referências Técnicas (RT), que funcionam como guias, sendo revisadas periodicamente, mostrando como devem ser elaborados os documentos pertencentes ao MPO. Para fins ilustrativos, na Figura 1 apresenta-se conteúdo de um fragmento de uma Referência Técnica adotada pelo ONS.

Figura 1 - Fragmento de Referência Técnica

ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico

Manual de Procedimentos da Operação

| Referência Técnica | Código | Revisão | Item | Vigência |
|--|-------------|---------|------|------------|
| Elaboração de Instruções de Operação Normal da Transmissão | RT-CT.BR.ON | 14 | 7.2. | 01/09/2022 |

3. ESTRUTURA DAS INSTRUÇÕES DE OPERAÇÃO NORMAL DA TRANSMISSÃO

3.1. FOLHA ROSTO, MOTIVO DA REVISÃO, LISTA DE DISTRIBUIÇÃO E ÍNDICE

Seguir modelo definido pela Referência Técnica RT-MP.BR.02 – Padronização de Redação e Estilo dos Documentos do MPO.

3.2. ITEM 1 – OBJETIVO

O texto deste Item deve ser redigido conforme abaixo, devendo ser especificado o nome da Área Elétrica e o assunto do documento.

Estabelecer procedimentos para o controle de tensão, carregamento e limites da (nome da Área Elétrica) em operação normal, a serem seguidos pelos operadores dos Centros de Operação do ONS e pela Operação dos Agentes envolvidos, de acordo com os Procedimentos de Rede.

3.3. ITEM 2 – CONCEITOS

Neste Item devem estar relacionados os conceitos importantes para o esclarecimento dos procedimentos operacionais contidos nesta Instrução de Operação, evitando-se a definição de termos já contidos no Glossário dos Procedimentos de Rede.

Subitem 2.1. (nome da Área Elétrica)

A (nome da Área Elétrica) é constituída pelas instalações indicadas na tabela a seguir e pelos equipamentos e linhas de transmissão da Rede de Operação que as interligam. É também constituída pelas linhas de transmissão indicadas na tabela, cujas subestações onde se conectam não pertencem à Rede de Operação.

Os nomes das instalações devem constar por extenso.

Quando uma subestação pertencer a mais de uma área elétrica, explicitar na tabela os níveis de tensão.

Devem ser indicadas na tabela as linhas de transmissão da Rede de Operação cujas subestações terminais não pertencem à Rede de Operação.

| Instalações | | | | | |
|-----------------|------|------|-----------------|-------|-------|
| SE A 500 kV | SE B | SE C | SE D 230 kV | UHE A | UHE B |
| UTE A | | | | | |
| LT 138 kV X / Y | | | LT 138 kV Z / W | | |

Inserir o seguinte texto e tabela somente quando houver usina(s) conectada(s) na rede de distribuição:

A (nome da Área Elétrica) é também constituída pelas usinas conectadas na rede de distribuição

Fonte: ONS, 2022af.

Deve-se destacar que todo documento operativo pertencente ao MPO (com exceção das Mensagens Operativas) obedece a uma mesma estrutura, definida na RT-MP.BR.02 – “Padronização de Redação e Estilo dos Documentos do MPO” (ONS, 2022y).

A capa dos documentos do MPO, ilustrada na Figura 2 para o documento RO-RO.BR.01, apresenta o tipo e nome do documento, módulo e submódulo em questão (que deve ser numerado conforme Tabela 3), código operacional, número da revisão do documento, situação do documento (que pode ser de minuta ou de vigência), o motivo da sua revisão ou elaboração, e a lista de distribuição, que contém os agentes operadores e os centros de operação do ONS que devem recebê-lo (ONS, 2022y).

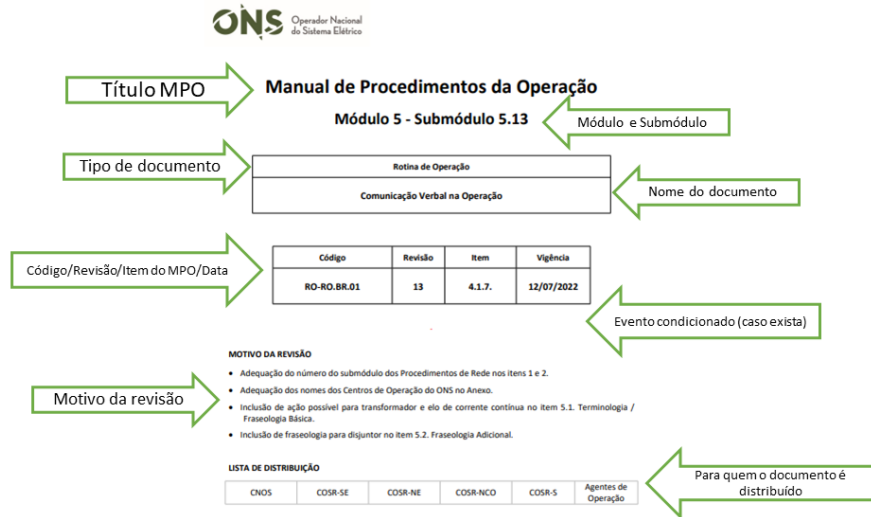
As Mensagens Operativas não possuem capa, entretanto contam com cabeçalho e rodapé também padronizados pela RT-MP.BR.02, que são os mesmos utilizados nas estruturas textuais dos outros documentos do MPO. A inexistência de capa para as MOPs está ligada a fatores históricos: no passado, a documentação era impressa para utilização nas salas de controle e, por esse motivo, as Mensagens Operativas eram grampeadas antes da capa do documento operativo a ser modificado, funcionando como uma alteração emergencial que deveria ser breve e sucinta, permanecendo assim (sem capa) nos dias atuais. Na Figura 3, pode ser visualizada a capa de uma Mensagem Operativa.

Tabela 3 - Classificação da documentação operativa

| Tipo de documento | Item do MPO | Submódulo de Rede |
|---------------------------------------|--------------------|--------------------------|
| Cadastros de Informações Operacionais | 2 | 5.11 |
| Instruções de Operação | 3 | 5.12 |
| Rotinas Operacionais | 4 | 5.13 |
| Ajustamentos Operativos | 5 | 5.14 |
| Regulamentos Internacionais | 6 | 5.15 |
| Referências Técnicas | 7 | Não se aplica |

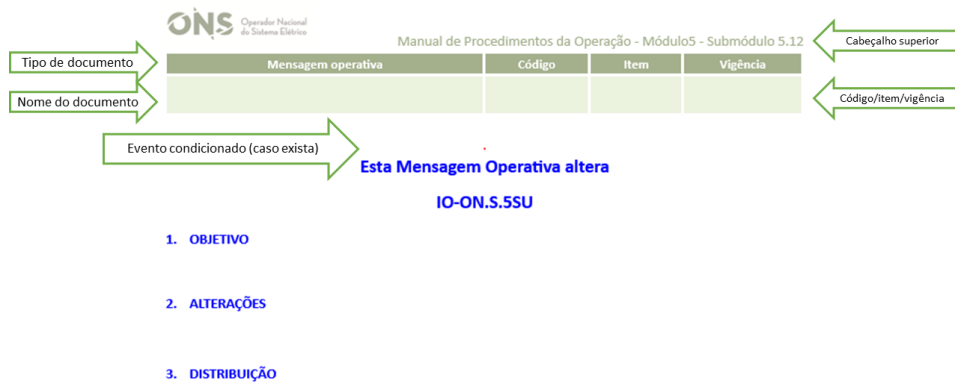
Fonte: O autor, 2023.

Figura 2 - Capa dos Documentos Operativos do MPO



Fonte: O autor, 2023.

Figura 3 - Capa das Mensagens Operativas do MPO



Fonte: O autor, 2023.

Outras informações necessárias para elaboração da documentação operativa podem ser encontradas na RT-MP.BR.02, tais como padrões e orientações textuais, regras de abreviação de equipamentos, dentre outras.

2.2 CADASTROS DE INFORMAÇÕES OPERACIONAIS

Os Cadastros de Informações Operacionais contêm os dados e informações essenciais para a operação do SIN. Neles, por exemplo, estão detalhados os limites operacionais dos equipamentos da Rede de Operação, as posições dos comutadores dos transformadores, as informações sobre o religamento automático de linhas de transmissão, dentre outras.

Esses documentos, por possuírem diversas finalidades, são divididos em seis categorias, sendo elas: (i) Dados de Equipamentos, (ii) Limites de Equipamentos, (iii) Informações Hidráulicas, (iv) Informações Gerais, (v) Informações das Redes do SIN e (vi) Informações de Faixas para Controle de Tensão. Por si só, eles são organizados em diversos subitens, para melhor estruturação da documentação operativa, facilitando a utilização pelos operadores. Os textos presentes nesses subitens são padronizados pela Referência Técnica (RT-CD.BR.01) vigente que rege a escrita dos Cadastros.

A seguir apresentam-se todos os Cadastros de Informações Operacionais que compõem o MPO, detalhando seu funcionamento e suas funções.

2.2.1 Cadastro de Informações Operacionais de Dados de Equipamentos

Os Cadastros de Informações Operacionais de Dados de Equipamentos contêm as informações que tratam dos equipamentos elétricos do SIN, tais como linhas de transmissão, transformadores, máquinas de usinas geradoras, reatores, bancos de capacitores, compensadores síncronos e estáticos, sistemas HVDC, dentre outros. Essas informações são essenciais, pois detalham as características e o funcionamento dos equipamentos elétricos no âmbito da operação do sistema.

De acordo com o ONS (2022a), a função desses documentos é “apresentar os Dados Operacionais de Equipamentos [de uma determinada área elétrica], a serem observados pelos operadores dos Centros de Operação do ONS e pela Operação dos agentes envolvidos, de acordo com os Procedimentos de Rede.”

Deve-se destacar que as informações contidas nesse documento devem ser observadas pelos Centros de Operação do ONS, sendo estes os Centros de Operação Regionais e o Centro de Operação Nacional (CNOS), além de ser utilizado

para apuração da operação do sistema, tarefa essa relacionada às atividades de pós-operação (ONS, 2022a).

Esse documento é subdividido em diversos subitens, sendo que os principais serão detalhados a seguir.

2.2.1.1 Dados Operacionais de Linhas de Transmissão

Neste item, são descritas as informações de cada linha de transmissão pertencente à área elétrica do Cadastro, em conjunto com os campos a serem preenchidos.

Tomando como exemplo a LT 230 kV Bagé 2 / Candiota 2 C2, pode-se detalhar informações acerca desse equipamento, a partir da observação das tabelas que constam na Figura 4.

Figura 4 - Informações das linhas de transmissão da Área 230 kV do Rio Grande do Sul

3.11. LT 230 KV BAGÉ 2 / CANDIOTA 2 C2

| Religamento Automático | | | | LT em Mesma Estrutura | LT em Mesma Faixa de Passagem |
|------------------------|----------|-------------|--|-----------------------|-------------------------------|
| Tipo | Situação | Sentido | Ajustes | | |
| Tripolar | Ligado | BAG2 → CTA2 | Tempo morto: 5,0 s $\Delta V \leq 46 \text{ kV}$ $\Delta \delta \leq 36^\circ$ $\Delta f \leq 0,2 \text{ Hz}$ | NE | NE |

| Religamento Manual | | | | |
|----------------------------|------------------------------|---|----------------------------|--|
| Sentido | Quantidade de Tentativas | Intervalo entre os religamentos (minutos) | Dispositivo de sincronismo | Ajustes |
| BAG2 → CTA2 CTA2 → BAG2 | 1 na SE BAG2 1 na SE CTA2 | 1 na SE BAG2 1 na SE CTA2 | Na SE BAG2 e na SE CTA2 | $\Delta V \leq 46 \text{ kV}$ $\Delta \delta \leq 36^\circ$ $\Delta f \leq 0,2 \text{ Hz}$ |

Fonte: ONS, 2022a.

Na primeira tabela da Figura 4, existe uma seção relacionada ao Religamento Automático. O religamento automático atua quando ocorre uma falta na linha de transmissão, havendo ação dos dispositivos de proteção do equipamento. Nessa situação, após a detecção da falta e posterior abertura dos disjuntores, os dispositivos de proteção atuam na tentativa de religar automaticamente a LT. O campo “Tipo”

apresenta o tipo de religamento em Operação Normal do Sistema, podendo apresentar três diferentes opções: monopolar, tripolar e monopolar/tripolar (ONS, 2022b).

No religamento monopolar, a proteção somente atua na abertura dos disjuntores associados à fase na qual ocorreu a falta, o que caracteriza uma abertura monopolar. Já no religamento tripolar, os disjuntores correspondentes às três fases são abertos, resultando na abertura tripolar, sendo o período em que a LT permaneceu desenergizada chamado de Tempo Morto (ONS, 2010 *apud.* DIAS; ACOSTA; TAVARES, 2020). O religamento tripolar causa maior impacto no sistema, pois retira o equipamento por completo deste, enquanto, no religamento monopolar, o equipamento continua operando, com cerca de 54% da potência total para circuitos simples, e 75% para circuitos duplos, (KIMBARK, 1964 *apud.* DIAS; ACOSTA; TAVARES, 2020), porém causando um desequilíbrio no sistema (DIAS; ACOSTA; TAVARES, 2020).

O tipo de religamento pode ser alterado, dependendo de indisponibilidades na rede, entretanto, o Cadastro de Dados Operacionais de Equipamentos somente é válido para a condição de sistema completo (operação normal), onde não existem contingências e, por esse motivo, a alteração de RA não é levada em consideração. O campo “Situação” refere-se à situação operativa do religamento. Ele pode ser preenchido com “ligado” ou “desligado” a depender da situação operativa do religamento, em operação normal.

No caso de religamento tripolar, após o tempo morto, a linha de transmissão é religada em um sentido definido previamente, do terminal líder para o terminal seguidor. No terminal seguidor devem ser verificadas as condições de sincronismo antes do fechamento do circuito (ONS, 2021a). No campo “Sentido”, o terminal líder e o seguidor são mostrados em sequência. Por exemplo, para essa LT, o terminal líder é o da SE Bagé 2, e o terminal seguidor é o terminal da SE Candiota 2.

No campo “Ajustes”, encontram-se as informações de Tempo Morto, já comentado, e dados relativos à verificação de sincronismo, como a diferença máxima de tensão, ângulo e frequência entre o barramento a ser conectado e a LT. Esses dados correspondem aos ajustes do relé de verificação de sincronismo implantados no campo.

É comum que as linhas de transmissão compartilhem torres quando se trata de equipamentos próximos. Por esse motivo, existe o campo “LT em Mesma Estrutura”. Se trata de uma informação importante para a operação, pois quando a linha que compartilha torre com a informada no Cadastro sofre indisponibilidade devido à queda de torres, a outra LT também ficará indisponível, ou seja, a indisponibilidade dos dois circuitos é motivo de estudo que deve ser levado em consideração nas instruções de operação.

Na segunda tabela, são apresentadas as informações relacionadas ao religamento manual das linhas de transmissão. Esse tipo de religamento ocorre por atuação manual do agente operador da Instalação no fechamento do disjuntor pertencente à LT. A autonomia é concedida ao agente operador para religar seu equipamento sem contato prévio com o ONS, facilitando e agilizando o reestabelecimento do sistema, “desde que o procedimento conste em Instrução de Operação do MPO e o agente tenha a observabilidade dos dois terminais da linha de transmissão nas condições para o envio de tensão” (ONS, 2022m). Já o campo “Intervalo entre religamentos” descreve o tempo que deve ser aguardado de uma tentativa até outra, incluindo as tentativas por religamento automático (ONS, 2022b). No exemplo mostrado, o agente operador pode tentar religar seu equipamento manualmente por até duas vezes, com intervalo de um minuto entre eles, energizando a LT pela SE Bagé 2 ou pela SE Candiota 2, respeitando as condições apresentadas na Instrução de Operação de Instalações. O campo “Sentido” indica por onde a linha de transmissão pode ser energizada. Normalmente, as LTs apresentam os dois sentidos de religamento, podendo ser energizadas pelos chamados Sentido Normal e Sentido Inverso. Esse campo entra em concordância com as informações constantes na Instrução de Operação de Preparação para Manobras, onde os procedimentos de energização em Sentido Normal e Sentido Inverso são descritos.

No campo “Dispositivo de sincronismo”, é informado em quais dos terminais da LT estão presentes disjuntores com dispositivos de sincronismo. Para linhas da Rede de Operação, é necessário que ambos os terminais possuam tal função para detecção do ângulo de fechamento entre o barramento e a linha de transmissão (ONS, 2021a). Segundo o Procedimento de Rede 2.3 do ONS (2022c), “pode haver possibilidade de haver desgaste nos componentes das unidades geradoras próximas, decorrentes do

impacto mecânico a que esses componentes são submetidos”, caso o ângulo de fechamento em anel seja o suficiente para aumentar a variação de potência ativa no instante do fechamento em anel, ultrapassando 50% da potência nominal da unidade geradora.

É importante destacar que, para alguns equipamentos, não existem determinadas funções. Por exemplo, determinadas linhas de transmissão não compartilham torres com nenhuma outra, ou ainda, não possuem religamento automático. Nesses casos, os campos dos Cadastros são preenchidos com hifens ou “NE” (Não existe). Também há possibilidade de algumas informações não serem disponibilizadas pelo agente ou pelos estudos do ONS. Nesses casos, os campos são preenchidos com “NI” (Não informado) (ONS, 2022a).

2.2.1.2 Dados Operacionais de Transformadores

Por se tratar de equipamentos essenciais para a operação do sistema, é importante que os dados referentes aos transformadores estejam disponíveis para consulta, tanto pelos agentes operadores, quanto pela Operação do ONS. Por este motivo, cria-se um subitem exclusivo para estes equipamentos. Cada transformador possui uma tabela destacando suas características físicas e elétricas essenciais para a operação. Tomando como exemplo o Transformador TF 3 230/69/13,8 kV da SE Caxias do Sul 5 mostrado na Figura 5, pode-se explicar alguns conceitos.

Figura 5 - Informações dos transformadores da Área 230 kV do Rio Grande do Sul

4.25. SE CAXIAS DO SUL 5 – TRANSFORMADOR TF 3 230/69/13,8 KV – 165 MVA

| Dispositivo de Sincronismo | Ajustes | Características dos Comutadores | |
|---|---------|--|--|
| | | Comutador sob Carga | Comutador em Vazio |
| Nos lados 230 kV e 69 kV | NI | <p>Lado de 230 kV: O comutador pode variar em 17 posições (da 1 à 17, tendo como nominal a posição 9), variando de 1=261,28kV a 17=198,72kV sendo que em cada posição o comutador varia a tensão em 3,91 kV</p> | <p>Lado de 69 kV: O comutador possui cinco posições (posição 1 = 72,45 kV, 2=70,725 kV, 3=69 kV, 4=67,275 kV e 5=65,550 kV), estando na posição 1</p> |
| Notas / Restrições: Comutador sob carga com comando manual. | | | |

Fonte: ONS, 2022a.

No campo “Dispositivo de Sincronismo”, são colocadas as informações relacionadas ao dispositivo de verificação de sincronismo localizado nos disjuntores de cada terminal do transformador. Neste caso, alguns equipamentos não possuem tal função nos dois terminais. Caso não haja, é necessário indicar restrições para a realização da manobra do equipamento, descritas tanto na Instrução de Operação de Preparação para Manobras, quanto na Instrução de Operação de Instalações. O campo “Ajustes” define as limitações referentes ao equipamento, restrições essas relacionadas às diferenças máximas de tensão, ângulo e frequência, caso existam.

De acordo com Bechara e Brandão Júnior (2009), os comutadores são dispositivos com a função de variar a tensão nos terminais dos transformadores, podendo ser dos tipos sob carga e sem carga. O comutador sob carga é o dispositivo que faz com que a relação de transformação seja alterada mesmo quando o transformador está em operação, ou seja, em plena carga, enquanto o comutador a vazio pode alterar a relação de tensão apenas quando há o desligamento do equipamento. Na operação do sistema, esses dispositivos servem para o ajuste do perfil de tensão no sistema. Na prática, os comutadores sob carga agregam maior flexibilidade operativa e viabilizam o controle de tensão de um determinado barramento. No espaço da tabela destinado aos comutadores, são indicados os números de posições que ambos possuem.

2.2.1.3 *Dados Operacionais de Unidades Geradoras Hidráulicas*

No SIN, é comum a operação de usinas hidrelétricas, as quais compõem a maior parte da geração do Brasil. Como consequência, há necessidade de incluir dados referentes às máquinas que constituem essas usinas no Cadastro de Dados de Equipamentos. O item relacionado às unidades geradoras das usinas hidrelétricas possui dois subitens. Um subitem trata das características elétricas da máquina, enquanto outro mostra a curva de capacidade do equipamento, informado pelo agente operador.

Tomando como exemplo as máquinas G1, G2 e G3 da UHE Barra Grande observadas na Figura 6, se pode explicar alguns conceitos.

Figura 6 - Informações das Unidades Geradoras da Usina Hidrelétrica Barra Grande

5.1.1. DADOS DAS UNIDADES GERADORAS DA UHE BARRA GRANDE

| Unidade Geradora | Tensão (kV) | | | Potência Aparente (MVA) | | Potência Reativa (Mvar) | | Faixa de Operação (MW) | | | Dispositivo de Sincronismo | Operação como Compensador Síncrono | |
|------------------|-------------|------|------|-------------------------|------|------------------------------|------------------------------|------------------------|----------|------|---|---|--|
| | Nom. | Mín. | Máx. | Nom. | FP | Mín. | Máx. | Permitida | Proibida | Obs. | | Unidade Geradora | Conversão / Reversão (min) (*) |
| G1, G2 e G3 | 16 | 15,2 | 16,8 | 245 | 0,95 | Conforme curva de capacidade | Conforme curva de capacidade | 190 a 230 | 1 a 190 | (3) | UG 1: No lado de 230 kV UG 2: No lado de 230 kV UG 3: No lado de 230 kV | As três Unidades Geradoras da UHE Barra Grande podem operar, simultaneamente, como compensador síncrono (1) | O tempo de conversão de cada unidade geradora é em torno de dois minutos (2) |

Fonte: ONS, 2022a.

Da teoria, é conhecido que é possível controlar a tensão terminal de máquinas síncronas a partir do ajuste da corrente de excitação. Por este motivo, elas são comumente utilizadas para controle de tensão em uma área, assim sendo, faz-se necessário o registro dos limites de tensão desses equipamentos. Na Figura 6, observa-se uma faixa de valores para cada máquina, tendo um valor nominal. No caso mostrado, a tensão pode variar de 15,2 kV até 16,8 kV, tendo como nominal a tensão de 16 kV.

O campo “Potência Aparente” indica a potência total que a máquina pode injetar no sistema e seu fator de potência. A partir desses valores, pode-se calcular a potência ativa nominal da máquina. Como padrão, no despacho de usinas e na operação do sistema, a potência utilizada é a potência ativa (valor obtido por meio de despacho da ANEEL), medida em MW, disponibilizada em um campo da tabela, conforme Figura 6. A Potência Reativa mínima e máxima da máquina é apresentada em um campo separado, sendo utilizada para o ajuste da tensão no barramento onde essa máquina é conectada, auxiliando no controle do perfil de tensão do sistema. Os limites podem ser disponibilizados por meio de valores numéricos ou da curva de capacidade da máquina. A curva de capacidade tem como objetivo indicar os limites operacionais das unidades geradoras de forma gráfica. Para cada condição de operação, o valor no eixo das abscissas, conforme Figura 8, corresponde à potência reativa, enquanto o valor no eixo das ordenadas indica o valor da potência ativa. A

partir das limitações associadas à máquina primária, aos enrolamentos de estator, à excitação da máquina e à sua estabilidade, constrói-se uma região de operação viável para a unidade geradora.

Cada unidade geradora é conectada a um transformador elevador para adequação da tensão terminal da máquina a uma tensão operativa do barramento de uma subestação. No campo “Dispositivo de sincronismo” mostrado na Figura 6, a informação transmitida refere-se ao conjunto unidade geradora conectada ao transformador. No caso da usina demonstrada, o dispositivo de sincronismo está localizado no lado de alta tensão.

Algumas unidades geradoras podem operar como compensador síncrono, sendo essa informação disponibilizada na tabela acrescida do “Tempo de Conversão”, tempo necessário para a potência ativa ser reduzida a zero. Os compensadores síncronos são unidades geradoras que operam com potência ativa nula. Nesse modo de operação, a máquina tem a função de controlar a potência reativa em uma área, e conseqüentemente, a tensão.

O Cadastro possui também um campo denominado “Notas / Restrições” que normalmente apresenta informações sobre o tipo da turbina, velocidade nominal da máquina e informações sobre a presença de *Black Start*, por exemplo. Ele pode ser visualizado na Figura 7.

Figura 7 - Notas e Restrições da Usina Hidrelétrica Barra Grande

Notas / Restrições: As unidades geradoras G1, G2 e G3 16 kV da UHE Barra Grande possuem turbinas tipo Francis vertical, operando com queda líquida de 154 m (mínima de 133,87 m e máxima de 164,48 m), e com velocidade nominal de 200 rpm.

(1): As unidades geradoras G1, G2 e G3 podem operar como compensador síncrono de forma simultânea, porém deve-se respeitar um intervalo de 10 minutos entre conversão de cada unidade geradora.

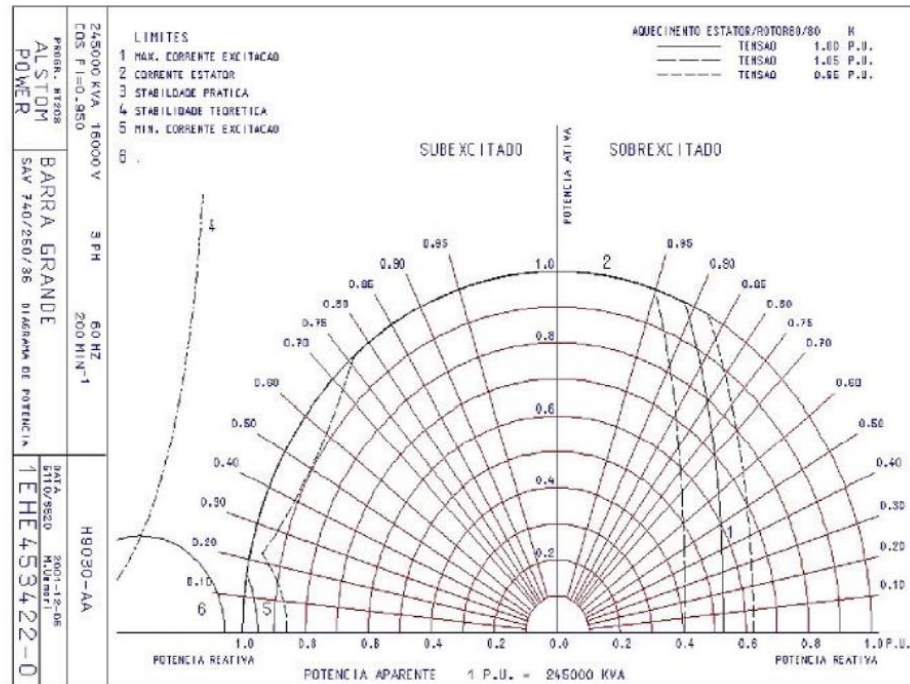
(2): Ao atingir o nível de 483,00 metros de jusante, a UHE Barra Grande fica impedida de converter suas Unidades Geradoras para compensador síncrono.

(3): A potência ativa mínima que a unidade pode fornecer é de 190 MW. Excepcionalmente, a unidade geradora poderá operar com potências na faixa de 150 MW a 190 MW e de 93 MW a 110 MW a partir de avaliações realizadas pela engenharia da Usina, haja vista que operações prolongadas nessas faixas podem causar danos à turbina. Essas faixas de operação estão condicionadas ao nível do reservatório estar abaixo da cota da soleira do vertedouro (627 m) e também estão limitadas pela queda líquida, a qual tem influência no desempenho hidráulico da turbina. As unidades geradoras devem operar com fator de potência de no mínimo 0,95 (sobrecarregado) e 0,95 (subcarregado). A Usina possui “black start”.

Fonte: ONS, 2022a.

Figura 8 - Curva de Capabilidade das unidades geradoras da Usina Hidrelétrica Barra Grande

5.1.2. CURVA DE CAPABILIDADE DAS UNIDADES GERADORAS DA UHE BARRA GRANDE



Fonte: ONS, 2022a.

2.2.1.4 *Dados Operacionais de Unidades Geradoras Térmicas*

Usinas térmicas, assim como as usinas hidrelétricas, também são amplamente utilizadas na geração de energia no sistema e devem ter suas informações registradas nos documentos normativos. No subitem relativo às unidades geradoras térmicas no Cadastro de Dados, estão presentes três tabelas. A primeira tabela, mostrada na Figura 9, é semelhante à das usinas hidrelétricas, apresentando informações como as faixas de tensão, potência aparente, potência reativa e potência ativa. No entanto, há uma segunda tabela, mostrada na Figura 10, com informações específicas sobre esse tipo de usina.

Figura 9 - Informações das Unidades Geradoras da Usina Térmica Canoas – Tabela 1

6.2.1. DADOS DAS UNIDADES GERADORAS DA UTE CANOAS

As unidades geradoras UG-01 18 kV e UG-02 13,8 kV da UTE Canoas operam com velocidade nominal de 3600 rpm, com as seguintes características operacionais:

| Unidade Geradora | Tensão (kV) | | | Potência Aparente (MVA) | | Potência Reativa (Mvar) | | Faixa de Operação (MW) | | |
|------------------|-------------|------|------|-------------------------|------|-------------------------|-------------------------|------------------------|----------|------|
| | Nom. | Mín. | Máx. | Nom. | FP | Mín. | Máx. | Permitida | Proibida | Obs. |
| UG-01 | 18,0 | 17,1 | 18,9 | 234 | 0,85 | Ver curva de capacidade | Ver curva de capacidade | 90 a 160 | 0 a 90 | --- |
| UG-02 | 13,8 | 13,1 | 14,5 | 104 | 0,85 | Ver curva de capacidade | Ver curva de capacidade | 45 a 88,4 | 0 a 45 | --- |

Fonte: ONS, 2022a.

Figura 10 - Informações das Unidades Geradoras da Usina Térmica Canoas – Tabela 2

| Unidade Geradora | Acionamento | Operação | Combustível Principal | Combustível Secundário | Dispositivo de Sincronismo |
|------------------|--|----------|-----------------------|------------------------|---|
| UG-01 | Turbina a Gás Heavy-Duty, (modelo PG 7241 A + E da General Electric) | CBN | OCTE (Óleo Diesel) | Gás natural (*) | No lado de 230 kV - CNA2 DJ 52-1 e no lado de 18 kV - UTCA DJ Q52G1 |
| UG-02 | Turbina a vapor Integrado | CBN | Vapor | --- | No lado de 230 kV - CNA2 DJ 52-3 e no lado de 13,8 kV - UTCA DJ Q52G2 |

(*) A operação utilizando gás natural, apesar de fisicamente possível, não deve ser considerada, pois, conforme informações da Petrobras, existe restrição logística na malha de transporte da empresa transportadora de gás natural para a operação com esse combustível.

Fonte: ONS, 2022a.

Na tabela apresentada na Figura 10 é descrito o tipo de acionamento utilizado na máquina, podendo ser: Motor (MOT), Turbina a Gás (TG), Turbina a Gás Heavy-Duty (TGHD), Turbina a Vapor (TV) ou cogeração (COG). Além disso, ela contém a informação do tipo de operação: Ciclo Aberto (ABT) ou Ciclo Combinado (CBN), e os combustíveis utilizados como principal e secundário, além da presença do dispositivo de sincronismo nos disjuntores do transformador elevador (ONS, 2022b).

Na terceira tabela, mostrada na Figura 11, estão presentes as informações relacionadas ao DESSEM. O DESSEM é um modelo de simulação desenvolvido pela CEPEL que tem como objetivo otimizar o despacho das usinas e determinar o preço da energia num período de curtíssimo prazo, de trinta em trinta minutos, ponderando as perspectivas de operação no horizonte considerado (CAMPBELL, 2022). O Cadastro de Dados possui informações que são utilizadas nas simulações do DESSEM e têm fundamental importância no processo do despacho de geração e, no campo “Potência”, é indicada a potência mínima e máxima da unidade geradora, em MW.

Em “Tempo mínimo”, “Ton” representa o tempo mínimo que a usina deve permanecer em operação, e “Toff” representa o tempo mínimo que a usina deve permanecer desligada (ONS, 2022b).

O campo “Tempo de Sincronismo” “indica o tempo necessário entre a partida da configuração / quantidade de unidades geradoras em condições fria, morna e quente, até o sincronismo com o SIN” (ONS, 2022b). Em “Tempo de Potência Mínima e Potência Máxima”, são informados os tempos necessários entre o sincronismo da configuração / quantidade de unidades geradoras em condições fria, morna e quente, até alcançar sua potência mínima ou máxima e em “Desligamento”, é descrito o tempo necessário para o desligamento da unidade geradora a partir da potência mínima e máxima (ONS, 2022a).

Figura 11 - Informações das Unidades Geradoras da Usina Térmica Canoas – Tabela 3

6.2.2. DADOS RELACIONADOS A CONFIGURAÇÕES DE OPERAÇÃO – COMBUSTÍVEL PRINCIPAL – UTE CANOAS

| Configuração / Quantidade de UGs | Potência (MW) | | Tempo Mínimo (horas) | | Tempos (minutos) | | | | | | | | | | |
|----------------------------------|---------------|------|----------------------|------|------------------|-------|--------|-----------------|-------|--------|-----------------|-------|--------|---------------|---------------|
| | Mín. | Máx. | Ton | Toff | Sincronismo | | | Potência Mínima | | | Potência Máxima | | | Desligamento | |
| | | | | | Fria | Morna | Quente | Fria | Morna | Quente | Fria | Morna | Quente | Potência Min. | Potência Máx. |
| UG-01 | 248 | 248 | 80 | 48 | 480 | --- | --- | 480 | --- | --- | 480 | --- | --- | 60 | 60 |
| UG-02 | 248 | 248 | 80 | 48 | 480 | --- | --- | 480 | --- | --- | 480 | --- | --- | 60 | 60 |

Tempo entre solicitação de geração pelo ONS e início do processo de sincronização (minutos): 720, caso a UTE esteja em processo de conservação (hibernação).

Tempo decorrido após o desligamento da unidade, considerado pelo agente como critério adotado para definir a condição de (minutos):

Partida fria: UTE há mais de 24 horas sem operar. Partida morna: --- Partida quente: ---

Restrições para operação isolada de turbina a gás (ciclo aberto) em usinas de ciclo combinado: ---

Restrições relacionadas ao processo de cogeração: ---

Restrições quanto à quantidade de partidas por ano: ---

Outros tipos de restrições:

- 1) Intervalo mínimo entre parada e partida de 48 horas visa minimizar o desgaste provocado por partidas sucessivas em curto espaço de tempo, resguardando as máquinas de desgaste excessivo provocado pelos elevados gradientes de temperatura.
- 2) Após desligamento da usina, é necessário aguardar um tempo de aproximadamente 20 a 24 horas (a depender da temperatura ambiente) para resfriamento da carcaça da turbina a vapor, para se iniciar um novo processo de partida.
- 3) O tempo de sincronismo engloba o tempo mínimo requerido de 6 horas de giro lento da turbina a gás.

Fonte: ONS, 2022a.

2.2.1.5 Dados Operacionais de Bancos de Capacitores

Neste item estão descritas as informações relacionadas aos bancos de capacitores utilizados na operação. Esses equipamentos têm como principal função

injetar potência reativa no sistema, aumentando a tensão do barramento onde ele se localiza.

Na tabela que descreve suas características elétricas, mostrada na Figura 12, estão presentes as informações de Potência Nominal e o tempo para energização após desligamento, sendo este “o tempo entre abertura dos disjuntores desconectando esse equipamento do sistema e o fechamento dos disjuntores reconectando o equipamento no sistema” (ONS, 2022a).

Figura 12 - Informações dos Bancos de Capacitores da Área 230 kV do Rio Grande do Sul

7.1. DADOS DE BANCOS DE CAPACITORES SHUNT

| Instalação | Identificação Operacional | Potência Nominal (Mvar) | Tempo para Energização após Desligamento |
|-------------------------------|---------------------------|-------------------------|--|
| SE Campo Bom | BC-1 | 100 | 10 minutos |
| SE Gravataí 2 (CGT ELETROSUL) | BC 4 | 95 | 15 minutos |
| | BC 5 | | |
| SE Gravataí 2 (CEEE-T) | BC-3 | 100 | 10 minutos |
| | BC-6 | 111 | |
| SE Lajeado 2 | BC-1 | 50 | 10 minutos |
| SE Maçambará | BC-1 | 30 | 10 minutos |
| SE São Borja 2 | BC-1 | 30 | 10 minutos |
| SE Quinta | BC-1 | 25 | 10 minutos |
| | BC-3 | | |
| SE Tapera 2 | BC 1 | 50 | 13 minutos |
| SE Lagoa Vermelha 2 | BC 1 | 50 | 2 minutos |
| SE Uruguaiana 5 | BC-1 | 30 | 3 minutos |

Fonte: ONS, 2022a.

2.2.2 Cadastro de Informações Operacionais de Limites de Equipamentos

Segundo o ONS (2022d), este tipo de Cadastro tem a função de “apresentar os limites operacionais de linhas de transmissão e de transformadores da Rede de Operação a serem controlados pelos operadores dos Centros de Operação do ONS e pela Operação dos Agentes envolvidos”. Nesses documentos, estão presentes os limites máximos operativos de linhas de transmissão e transformadores em uma área

elétrica. Conforme o ONS (2022d), um limite operacional pode ser definido como “limite de carregamento do equipamento que deve ser observado pelo ONS e agentes, em condição normal de operação e ou em condição de emergência”.

Essas informações são essenciais, pois caracterizam a faixa de funcionamento dos equipamentos elétricos, servindo tanto para as atividades de operação, quanto pelas atividades de pós-operação do sistema.

Esse documento é subdividido em diversos subitens, a serem explicados nos tópicos a seguir.

2.2.2.1 Limites de Carregamento de Linhas De Transmissão

Tomando como exemplo as informações relativas à LT 230 kV Alegrete 2 / Livramento 2, mostradas na Figura 13, alguns conceitos podem ser detalhados.

Figura 13 - Informações dos Limites Operacionais da LT 230 kV Alegrete 2 / Livramento 2

4. LIMITES DE CARREGAMENTO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

4.1. LT 230 KV ALEGRETE 2 / LIVRAMENTO 2

| Limites de condição normal de operação (Longa duração) | | | |
|--|------------------|-----------------------|-----------------|
| Período do ano | Período do dia | Valor operacional (A) | Fator limitante |
| 01/Jan a 31/Dez | Diurno / Noturno | 679 | Cabo condutor |

| Limites de condição de emergência (Curta duração) | | | | |
|---|------------------|-----------------------|-----------------|-----------------|
| Período do ano | Período do dia | Valor operacional (A) | Duração (Hh:mm) | Fator limitante |
| 01/Jan a 31/Dez | Diurno / Noturno | 856 (1) | (*) | Cabo condutor |

Notas:

(1) - (*) Conforme exposto no item 2.4.2. deste Cadastro de Informações Operacionais.

Fonte: ONS, 2022d.

Para a primeira tabela mostrada na Figura 13, encontram-se os limites relacionados à condição normal de operação. Esses limites são definidos pelo ONS (2022d) como sendo a situação na qual a LT opera com um valor igual ou inferior ao

qual essa foi projetada para operar. Já a segunda tabela refere-se aos limites de condição de emergência, condição essa na qual a LT opera com uma potência acima da nominal “por um tempo não superior a 4 dias (96 horas) contínuos, ou um somatório máximo de 18 dias (432 horas) intermitentes” (ONS, 2022d).

Os campos “Período do Ano” e “Período do dia” se referem ao período do ano ou do dia em que determinado limite é vigente. Alguns equipamentos apresentam diferentes limites para diferentes períodos. Por exemplo, durante o inverno, com temperaturas mais baixas, uma determinada LT pode possuir limites maiores do que no verão, onde as temperaturas são mais elevadas. A mesma conclusão pode ser retirada para diferença de limites durante o dia e durante a noite.

No campo “Valor Operacional”, é apresentado o limite numérico de corrente elétrica na LT, enquanto o fator limitante se refere ao fator que impede o equipamento de operar conforme o valor de projeto declarado pelo agente no Projeto Básico, que pode ser, por exemplo, a altura do cabo em relação ao solo, a chave seccionadora ou outro equipamento de manobra que possua capacidade inferior ao da linha.

2.2.2.2 Limites de Carregamento de Transformadores

Tomando como exemplo o Transformador TR-1 230/69/13,8 kV da SE Alegrete 2, mostrado na Figura 14, alguns conceitos podem ser detalhados.

Figura 14 - Informações dos Limites Operacionais do Transformador TR-1 230/69/13,8 kV da SE Alegrete 2

5.1. SE ALEGRETE 2 – TRANSFORMADOR TR-1 230/69/13,8 KV

| Limites de Condição Normal de Operação | | |
|--|-----------------------|--|
| Enrolamento (kV) | Valor operacional (A) | Fator limitante |
| 69 | 693 | Temperatura máxima do óleo e/ou do enrolamento |
| 230 | 208 | Temperatura máxima do óleo e/ou do enrolamento |

| Limites de Condição de Emergência de Longa Duração | | | |
|--|-----------------------|-----------------|--|
| Enrolamento (kV) | Valor operacional (A) | Duração (Hh:mm) | Fator limitante |
| 69 | 1.047 | 04:00 | Temperatura máxima do óleo e/ou do enrolamento |
| 230 | 314 | 04:00 | Temperatura máxima do óleo e/ou do enrolamento |

| Limites de Condição de Emergência de Curta Duração | | | |
|--|-----------------------|-----------------|--|
| Enrolamento (kV) | Valor operacional (A) | Duração (Hh:mm) | Fator limitante |
| 69 | NP | - | Temperatura máxima do óleo e/ou do enrolamento |
| 230 | NP | - | Temperatura máxima do óleo e/ou do enrolamento |

Fonte: ONS, 2022d.

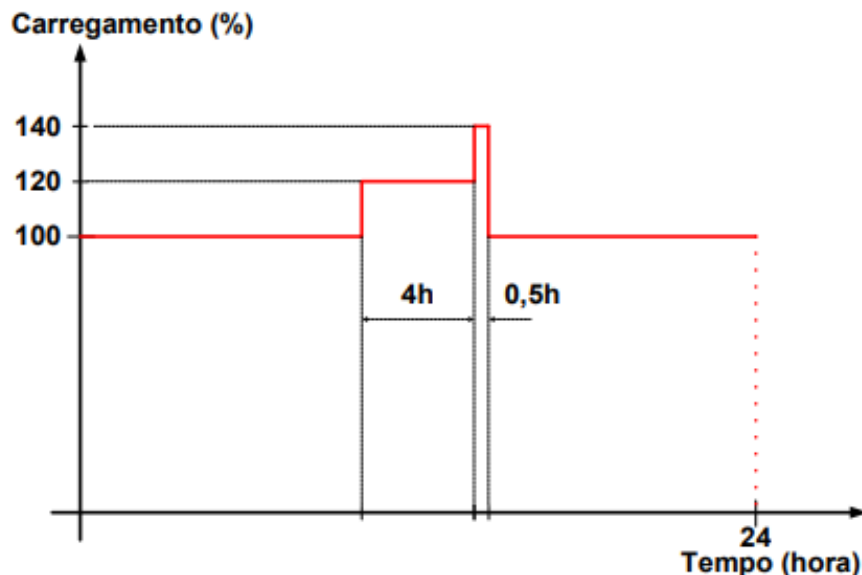
Quando se trata de transformadores, os limites de condição de emergência são separados em limites de curta e longa duração. Segundo o ONS (2022d), o limite de curta duração é estabelecido como o último recurso antes do corte de carga e se refere à “situação de carregamento em que o transformador opera continuamente com corrente superior à corrente de emergência de longa duração, com duração não superior a 30 (trinta) minutos”. Já o limite de longa duração trata da “situação de carregamento em que o transformador opera continuamente com corrente superior à corrente nominal, com duração não superior a 04 (quatro) horas” (ONS, 2022d). Nas

duas situações de operação, normal e emergência, a temperatura máxima do óleo e do enrolamento não devem ser alcançadas. Nessas condições de operação, para viabilizar a retirada da energia térmica adicional que resulta da operação com corrente elevada, liga-se estágios de ventilação forçada dos transformadores ou outro sistema de refrigeração do óleo.

Para os transformadores, três tabelas são disponibilizadas, conforme mostrado na Figura 14. A primeira tabela se refere ao limite de condição normal de operação, apresentando o valor da corrente elétrica máxima suportada pelo enrolamento primário e pelo enrolamento secundário, junto do seu fator limitante. Normalmente, o fator limitante está relacionado à temperatura máxima do óleo ou do enrolamento. Já a segunda e terceira tabela referem-se aos limites de emergência de longa e curta duração, respectivamente. Na terceira tabela, pode-se observar um “NP”, significando que o equipamento não possui limite de emergência de curta duração.

Na Figura 15, observa-se os limites máximos que os transformadores podem atingir em um ciclo de carga diário.

Figura 15 - Ciclo de carga diário dos transformadores outorgados a partir de 11/11/2011



Fonte: ONS, 2022I.

2.2.3 Cadastro de Informações Operacionais Hidráulicas

Os Cadastros de Informações Operacionais Hidráulicas são os documentos responsáveis por alocar as informações referentes aos reservatórios das bacias hidrográficas brasileiras, “necessárias às ações de coordenação, supervisão e controle dos Centros de Operação do ONS para a operação hidráulica dos sistemas de reservatórios” (ONS, 2022e). As informações contidas nesse tipo de Cadastro são necessárias para o controle do reservatório das usinas hidrelétricas, possibilitando assim a programação do despacho de geração, dentre outras funções.

As informações mais específicas referentes a esse documento podem ser visualizadas no Apêndice A.

2.2.4 Cadastro de Informações Operacionais de Instalações e Equipamentos Estratégicos do Sistema Interligado Nacional

O Cadastro de Informações Operacionais de Instalações e Equipamentos Estratégicos do Sistema Interligado Nacional tem a função de

Apresentar as instalações e equipamentos do Sistema Interligado Nacional (SIN), classificados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico como estratégicos, conforme estabelecido pelo Submódulo 2.2 - “Definição das instalações estratégicas”, dos Procedimentos de Rede. (ONS, 2022g)

O Submódulo 2.2 – “Definição das instalações estratégicas” do ONS (2021c) classifica as Redes pertencentes ao SIN em quatro categorias, sendo essas: Rede Complementar, Rede de Operação, Rede de Supervisão e Rede de Simulação. As instalações classificadas como estratégicas são as

Instalações e componentes cujos desligamentos intempestivos ou indisponibilidades podem provocar fortes impactos no desempenho de uma área da rede de operação, como interrupção de carga, restrições ao controle de tensão, variação acentuada de tensão e oscilação sistêmica. (ONS, 2022g)

Nesse Cadastro de Informações Operacionais, as subestações, linhas de transmissão e usinas são classificadas de acordo com seu impacto no SIN.

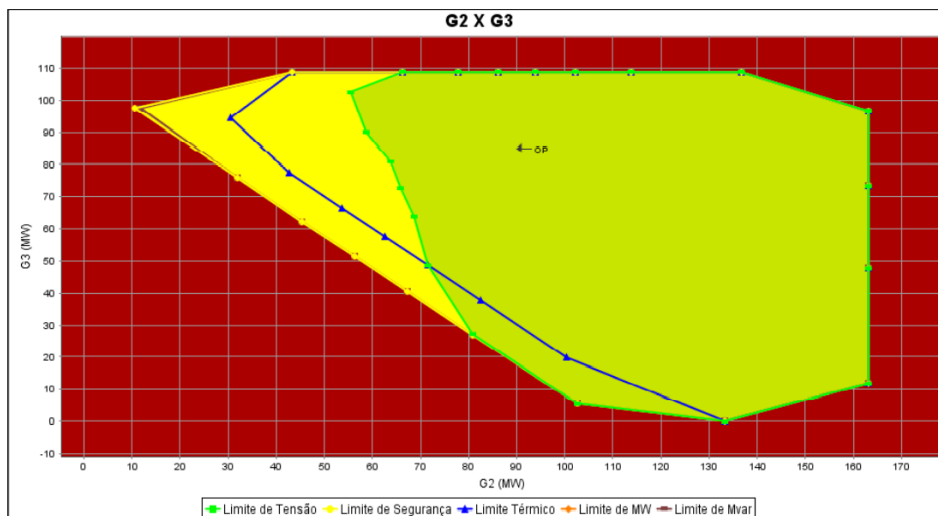
As informações mais específicas referentes a esse documento podem ser visualizadas no Apêndice B.

2.2.5 Cadastro de Informações Operacionais de Regiões de Segurança Aplicadas ao Tempo Real

O Cadastro de Informações Operacionais de Regiões de Segurança Aplicadas ao Tempo Real é o documento que tem a função de apresentar as definições das Regiões de Segurança a serem monitoradas pelos operadores dos Centros de Operação do ONS (ONS, 2022h).

Uma Região de Segurança, pode ser definida como um processo ou uma ferramenta de avaliação da segurança operativa de um sistema elétrico, aplicada para problemas de estabilidade estática e dinâmica. A análise de segurança de um sistema permite determinar se o ponto atual de operação, em tempo real, e sua vizinhança são seguros e quais medidas devem ser tomadas caso não sejam (SANTOS, 2010). Na Figura 16, ilustra-se uma Região de Segurança, na qual “G2” e “G3” representam grupos de geração compostos por usinas de uma determinada área elétrica.

Figura 16 - Exemplo de Região de Segurança



Fonte: Ricardo Padilha Pareto, 2016.

As informações mais específicas referentes a esse documento podem ser visualizadas no Apêndice C.

2.2.6 Cadastro de Informações Operacionais de Áreas do Controle Automático de Geração do Sistema Interligado Nacional

Para corrigir a frequência devido a variações de carga ou geração, as unidades geradoras possuem um mecanismo de correção, denominado Regulação Primária, que atua no sentido de aumentar ou diminuir a potência gerada quando a frequência se afasta do seu valor de referência (VIEIRA FILHO, 1984 *apud*. ALMEIDA, 2004). Entretanto, de acordo com Almeida (2004), mesmo após a atuação da regulação primária, um desvio de frequência em regime permanente ocorre no sistema, em função da natureza da regulação primária, que utiliza um controle por estatismo (*droop*).

Alterações na carga e na geração podem originar, ainda, intercâmbios involuntários entre áreas interligadas do sistema elétrico. Portanto, é desejável que exista um controle suplementar que leve a frequência ao seu valor de referência e que restabeleça os intercâmbios aos valores estabelecidos na fase de programação da operação. Esse controle é chamado de Regulação Secundária, ou Controle Automático de Geração (CAG). O ONS (2021d) define o Controle Automático de Geração como um “processo sistêmico que viabiliza a manutenção da frequência e/ou do intercâmbio entre áreas do sistema elétrico, por meio de recursos de controle que atuam em usinas ou unidades geradoras”.

Na prática, o objetivo do CAG é levar a zero os desvios de frequência e intercâmbio programados. Esse desvio é denominado de Erro de Controle de Área (ECA) (ALMEIDA JUNIOR, 2012, p. 47).

O Cadastro possui a função de:

Apresentar a organização das áreas de controle da operação em CAG Controle Automático de Geração, considerando os seguintes aspectos: Descrição das áreas de controle. Pontos de intercâmbio das áreas de controle. Características principais dos CAGs dos Centros do ONS. Parâmetros de banda de atuação do CAG. (ONS, 2021e)

As informações mais específicas referentes a esse documento podem ser visualizadas no Apêndice D.

2.2.7 Cadastro de Informações Operacionais de Linhas e Equipamentos da Rede Complementar e da Rede de Supervisão

A ANEEL (2022) define a classificação das instalações pertencentes ao SIN em Rede Básica (RB), Demais Instalações de Transmissão (DIT), Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada (ICG) e Instalações de Transmissão de Energia Elétrica destinadas a Interligações Internacionais (ITI). Ainda, de acordo com a ANEEL (2022), a Rede Básica é constituída de:

- 1) Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV; e
- 2) Transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário.

As Demais Instalações de Transmissão (DIT) são compostas por:

- 1) Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em qualquer tensão, quando de uso de CENTRAIS GERADORAS, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou de CONSUMIDORES, em caráter exclusivo;
- 2) Instalações e equipamentos associados, em qualquer tensão, quando de uso exclusivo para importação e/ou exportação de energia elétrica e não definidos como INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DESTINADAS À INTERLIGAÇÕES INTERNACIONAIS; e
- 3) Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em tensão inferior a 230 kV, localizados ou não em subestações integrantes da REDE BÁSICA.

As Instalações de Transmissão de Energia Elétrica destinadas a Interligações Internacionais (ITI), conforme ANEEL (2022), são compostas de instalações que resultem de:

- 1) Licitação para prestação do serviço público de transmissão destinado a interligações internacionais, conforme §6º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 1995; ou
- 2) Equiparação das instalações necessárias aos intercâmbios internacionais de energia elétrica outorgadas até 31 de dezembro de 2010, conforme §7º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 1995.

De acordo com o submódulo 2.1 dos Procedimentos de Rede – “Definição das redes do Sistema Interligado Nacional” do ONS (2021f), as instalações do SIN são classificadas em quatro tipos de Rede: Complementar, de Operação, de Supervisão

e de Simulação. A Rede Complementar se estabelece fora dos limites da Rede Básica, e é constituída por:

Instalações cujos desligamentos afetam a otimização energética do SIN e/ou afetam os parâmetros de avaliação do desempenho elétrico das instalações e dos equipamentos da Rede Básica que levem a condições operativas fora dos critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede. (ONS, 2021f)

O ONS (2022i) classifica as usinas em Tipos I, II-A, II-B, II-C e III. As usinas consideradas tipo I são aquelas “conectadas na Rede Básica que afetem a operação eletroenergética, independente da potência líquida injetada no SIN e da natureza da fonte primária”, ou ainda, aquelas “conectadas fora da Rede Básica cuja máxima potência líquida injetada no SIN contribua para minimizar problemas operativos e proporcione maior segurança para a Rede de Operação” (ONS, 2022i). Já as usinas do tipo II-A são aquelas que “não causam impactos na Rede de Operação e que possuam fonte térmica com Custo Variável Unitário (CVU) declarado ou possuam potência instalada superior a 30 MW proveniente de fonte hidráulica” (ONS, 2022i).

As Usinas Despachadas Centralizadamente são aquelas do Tipo I e Tipo II-A que possuem geração “coordenada, estabelecida, programada, supervisionada e controlada pelo ONS nos processos de planejamento e programação, operação em tempo real e pós operação” (ONS, 2021d).

A Rede Complementar e a Rede Básica, em conjunto com as Usinas Despachadas Centralizadamente e as Instalações de Transmissão Destinadas às Interligações Internacionais, formam a Rede de Operação, a qual é coordenada, controlada e supervisionada pelos centros de operação do ONS. Já a Rede de Supervisão é composta da Rede de Operação acrescida de outras instalações que possuam impacto nas atividades de coordenação e controle do SIN, tais como DIT, ICG e ITI (ONS, 2021f).

É necessário que se tenha um registro dos equipamentos que fazem parte das Redes Complementar e de Supervisão, pois esses ativos devem ter sua responsabilidade aferida pelos centros de operação do ONS, ou seja, deve-se ter o conhecimento dos agentes responsáveis pela sua coordenação, controle e supervisão. Por esta razão, se fazem necessários os Cadastros referentes às Redes citadas. Esses documentos, separam, por regiões elétricas, os equipamentos pertencentes a cada Rede.

2.2.8 Cadastro de Informações Operacionais de Faixas para Controle de Tensão

Estes documentos são os responsáveis por definir os limites máximos e mínimos de tensão, em condição normal de operação, nos barramentos da Rede de Operação e nos barramentos conectados no lado secundário dos transformadores pertencentes à Rede de Operação (ONS, 2022j).

Os limites de tensão são estabelecidos em função dos períodos de carga, que “são definidos em função de faixas de potência ativa estabelecidas especificamente para uma região ou área elétrica” (ONS, 2021g), para cada horário e dia da semana.

Para um período de carga baseado na faixa horária, pode-se observar a Figura 17. Nela é possível verificar que o dia é dividido em determinados intervalos horários e que a carga diária normalmente observada, tanto para dias úteis, quanto para sábado, domingos e feriados, é indicada no campo correspondente.

Figura 17 - Período de Carga por faixa horária

| Período | Dias Úteis | Sábado | Domingo e Feriados |
|----------------|------------|--------|--------------------|
| da 0h à 1h | Média | Média | Leve |
| da 1h às 6h | Leve | Leve | Leve |
| das 6h às 8h | Leve | Leve | Mínima |
| das 8h às 18h | Média | Leve | Mínima |
| das 18h às 22h | Pesada | Pesada | Pesada |
| das 22h às 23h | Pesada | Pesada | Média |
| das 23h às 24h | Média | Média | Média |

Fonte: ONS, 2022j.

Já para um período de carga baseado na faixa de demanda, ilustrado na Figura 18, a carga é calculada a partir no fluxo das transformações entre a Rede Básica e as instalações pertencentes à Rede de Distribuição/Subtransmissão, no sentido do lado primário para o secundário dos equipamentos. Acrescido a esse valor, soma-se a carga dos consumidores livres e da geração interna da área.

Figura 18 - Período de Carga por faixa de demanda

| Sigla | Nome da Grandeza | | |
|-----------|---|-----------------------------|------------------|
| | Definição / Equipamento | Sentido Positivo | Ponto de Medição |
| Carga 2SC | Carga da Área 230 kV de Santa Catarina (ARE_2SC_CA_GLOBAL_MW) – Somatório dos fluxos para o atendimento à Área 230 kV de Santa Catarina: | | |
| | Fluxos nas transformações 230/138/13,8 kV e 230/69/13,8 kV de SC | 230 → 138 kV 230 → 69 kV | 230 kV |
| | Geração interna de SC conectada ao sistema de 138 kV ou inferior | - | - |
| | Carga dos Consumidores Livres de SC conectados ao sistema de 230 kV ou superior | - | - |

Fonte: ONS, 2023c.

Por fim, o Cadastro apresenta os barramentos que possuem restrição de tensão e suas respectivas faixas, ilustrados na Figura 19. Vale destacar que as subestações que apresentam faixas “abertas” de tensão, ou seja, tensões que variam de 0,95 pu a 1,05 pu não são mostradas com destaque nesse documento, sendo expostas de forma geral conforme. O Cadastro de Faixas de tensão normalmente é atualizado mensalmente e quadrimestralmente de acordo com relatórios periódicos de planejamento do SIN.

Figura 19 - Faixas de tensão que possuem restrição na Área 230 kV de Santa Catarina

4. FAIXAS DE TENSÃO DA REDE DE OPERAÇÃO

4.1. FAIXAS DE TENSÃO DA REDE DE OPERAÇÃO

| Subestação / Usina | | Faixas de Tensão (kV) em função do(a) Carga 2SC | | | |
|----------------------|-------------|---|---------------------------|---------------------------------|-----------------------------------|
| Nome | Tensão (kV) | maior que 3400 MW (Pesada) | maior que 3400 MW (Média) | menor ou igual a 3400 MW (Leve) | menor ou igual a 3400 MW (Mínima) |
| SE Joinville * | 138 | 138 - 143 | 138 - 143 | 134 - 141 | 134 - 141 |
| SE Forquilha * | 69 | 70 - 72,5 | 70 - 72,5 | 66 - 71 | 66 - 71 |
| SE Jorge Lacerda A * | 69 | 70,5 - 72,5 | 70,5 - 72,5 | 67 - 71,5 | 67 - 71,5 |
| SE Siderópolis * | 69 | 70 - 72,5 | 70 - 72,5 | 66 - 71 | 66 - 71 |

* - Faixas de tensão do secundário do transformador

Fonte: ONS, 2023d.

2.3 INSTRUÇÕES DE OPERAÇÃO

Para realizar a operação em tempo real do SIN, os centros de operação do ONS e dos demais agentes devem respeitar uma série de restrições e seguir determinados procedimentos no controle do sistema. Todos esses procedimentos, necessários para que se tenha uma operação segura e eficiente, são descritos nas denominadas Instruções de Operação (IO). Esses documentos são separados em várias categorias para que se consiga abranger as mais variadas situações que possam ocorrer no cotidiano da operação.

Para a operação, os operadores do ONS e dos centros de operação dos agentes devem estar em constante contato, exceto em situações específicas, onde há autonomia dos agentes, não havendo necessidade de troca de informações. O ONS (2022m) estabelece no submódulo 5.1 dos Procedimentos de Rede “Operação do Sistema e das instalações da Rede de Operação” que o contato entre com os centros de operação dos agentes pode ser realizado de duas formas: verbal, de forma telefônica, e textual, por meio de mensagens de texto. O mesmo submódulo define que uma hierarquia de comando é definida, estabelecendo a seguinte ordem:

1. 1º nível: Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS);
2. 2º nível: Centros de Operação Regionais do ONS (COSR).

Ainda, de acordo com o ONS (2022m), “os níveis superiores têm a prerrogativa de atuar, segundo sua conveniência, em quaisquer dos níveis inferiores”, sendo que toda a comunicação entre os operadores do ONS e dos centros de operação dos agentes deve ser “clara, objetiva, completa e padronizada”.

Na operação em tempo real, o CNOS deve se relacionar com os COSR, os quais devem se comunicar entre si “para tratar de questões operativas nas fronteiras das suas respectivas áreas de atuação” e com os centros de operação dos agentes “para realizar ações de coordenação e controle e emitir determinações para a operação da Rede de Operação Regional ou Sistêmica” (ONS, 2022m).

Nesta seção, as Instruções de Operação do MPO serão descritas em detalhe, para que se possa descrever melhor os procedimentos necessários para a implantação de um empreendimento, sendo elas: Instruções de Operação Normal (IO-ON); Esquemas Especiais (IO-EE); Preparação para Manobras (IO-PM); Controle da

Geração (IO-CG); Operação em Contingência (IO-OC); Recomposição de Rede (IO-RR); Gerenciamento da Carga (IO-CG); Operação de Reservatórios (IO-OR); Operação de Instalações (IO-OI) e Execução do PDO (IO-PD).

Os procedimentos contidos nas Instruções de Operação frequentemente são compostos por tabelas com os seguintes campos:

- Coordenação: Indica o centro de operação do ONS responsável pela coordenação do procedimento;
- Controle: Indica o centro de operação do ONS responsável pelo controle do procedimento;
- Comando/Execução: Indica o agente operador responsável por executar os procedimentos solicitados pelo centro indicado no campo “controle”;
- Procedimento: Indica o procedimento a ser executado;
- Objetivo / Item de controle: Indica uma observação a ser supervisionada ou uma restrição ou objetivo do procedimento.

Vale destacar que, assim como os Cadastros de Informações Operacionais, grande parte das Instruções de Operação são divididas por área elétrica, com algumas exceções, que serão destacadas no decorrer do texto.

2.3.1 Instrução de Operação Normal

A Instrução de Operação Normal é o documento que rege a operação do sistema quando este está íntegro, com ausência de contingências, ou seja, quando todos os equipamentos da Rede de Operação encontram-se conectados. De acordo com o submódulo 5.4 dos Procedimentos de Rede “Controle da Transmissão”, se tratando de operação normal, os centros de operação do ONS atuam, realizando utilização plena dos recursos sistêmicos, de forma a assegurar (ONS, 2021b):

1. o pleno fornecimento de energia, avaliado por meio de indicadores;
2. os níveis de tensão recomendados para os barramentos da Rede de Operação;
3. e a não violação dos limites operativos sistêmicos, dos equipamentos e das linhas de transmissão da Rede de Operação.

Para garantir os fatores citados, os centros de operação do ONS tomam medidas, de forma a assegurar um controle ideal do sistema, atuando nos equipamentos de controle de tensão, como reatores e bancos de capacitores; alterando a topologia da rede; e redespachando usinas que não estejam sob o CAG (ONS, 2021b).

Ainda, segundo a Referência Técnica de Operação Normal, essas instruções devem conter procedimentos para atender os limites das faixas de tensão dos barramentos da Rede de Operação, conforme os Cadastros de Informações Operacionais de Faixas para Controle de Tensão, e manter os equipamentos e linhas de transmissão operando dentro de seus limites, de acordo com os Cadastros de Informações Operacionais de Limites de Equipamentos (ONS, 2022n).

Cada Instrução de Operação Normal possui um espaço destinado a definir as subestações e as usinas pertencentes à Rede de Operação da Área Elétrica correspondente ao documento, conforme ilustrado na Figura 20. Além dessa definição, o espaço tem a função de definir a qual área elétrica pertencem os equipamentos ou linhas de transmissão que fazem fronteira com outras áreas. Para caracterizar um equipamento como sendo de uma Área A ou B, cada centro de operação do ONS possui um critério: Por exemplo, para o Centro de Operação Regional Sul (COSR-S), é considerado que toda linha de transmissão que possuir estruturas em Santa Catarina, independentemente do tamanho do trecho, será definida como parte da Área Elétrica 230 kV de Santa Catarina, desde que a LT seja de nível operativo 230 kV ou inferior. Esta definição é determinante para a organização da operação do sistema, principalmente quando se trata de instalações fisicamente estabelecidas entre regiões geograficamente distintas, pois estabelecem qual centro do ONS será responsável por essas.

Outra definição que é descrita na IO-ON é a de grandezas. Por exemplo, existem linhas de transmissão por meio das quais se estabelecem fluxos (intercâmbios) entre áreas elétricas que são frequentemente citados nos documentos operativos. Faz-se necessária, portanto, uma descrição sucinta e objetiva do seu significado.

Figura 20 - Instalações pertencentes à Área 230 kV de Santa Catarina

2.1. ÁREA 230 KV DE SANTA CATARINA

A Área 230 kV de Santa Catarina é constituída pelas instalações indicadas na tabela a seguir e pelos equipamentos e linhas de transmissão da Rede de Operação que as interligam. É também constituída pelas linhas de transmissão indicadas na tabela, cujas subestações onde se conectam não pertencem à Rede de Operação.

| Instalações | | | | | |
|---------------------------|--------------------|---------------------|---------------------------|--------------------------|---------------------|
| SE Abdon Batista (230 kV) | SE Barra Grande | SE Biguaçu (230 kV) | SE Blumenau (230 kV) | SE Campos Novos (230 kV) | SE Canoinhas |
| SE Desterro | SE Forquilha | SE Gaspar 2 | SE Itá (230 kV) | SE Itajaí | SE Joinville |
| SE Joinville Norte | SE Jorge Lacerda A | SE Jorge Lacerda B | SE Lages | SE Palhoça | SE Pinhalzinho 2 |
| SE Ratoles | SE Rio do Sul | SE Siderópolis | SE Siderópolis 2 (230 kV) | SE Tubarão Sul | SE Videira |
| SE Xanxerê | UHE Campos Novos | UHE Garibaldi | UHE São Roque | UTE Jorge Lacerda A | UTE Jorge Lacerda B |
| UTE Jorge Lacerda C | | | | | |

A Área 230 kV de Santa Catarina é também constituída pelas usinas conectadas na rede de distribuição, citadas a seguir e despachadas centralizadamente pelo ONS.

| Instalações | | |
|-------------------|-----------------|----------------------|
| UHE Quebra Queixo | UHE Salto Pilão | UTE Energia Madeiras |

Fonte: ONS, 2023c.

2.3.1.1 Configuração, procedimentos e restrições da Área Elétrica

Algumas áreas elétricas possuem restrições e por consequência procedimentos específicos. A Instrução de Operação Normal descreve as especificidades da área, podendo estar relacionadas à configuração de unidades geradoras em uma usina, um número mínimo de unidades geradoras ou de reatores para operação normal, uma geração térmica mínima em determinadas usinas termelétricas e, além disso, inclui possíveis restrições de limites de geração, limites de estabilidade, limites de intercâmbio em conversoras, dentre outros, conforme mostrado na Figura 21 (ONS, 2022n).

Figura 21 - Limitação de Fluxo na Área Rio Grande do Sul 230 kV

5. LIMITAÇÕES DA TRANSMISSÃO E/OU DA GERAÇÃO E PROCEDIMENTOS ASSOCIADOS

5.1. LIMITES DE FLUXO PARA O RIO GRANDE DO SUL (FRS)

Na tabela a seguir são apresentados os valores limites de Fluxo para o Rio Grande do Sul (FRS), a partir dos quais pode haver subtensão na Área 230 kV do Rio Grande do Sul, considerando a contingência simples mais crítica de um circuito de 525 kV da interligação desse Estado com o restante do sistema (LT 525 kV Campos Novos / Nova Santa Rita ou LT 525 kV Itá / Nova Santa Rita C1 ou C2).

| Limites de Fluxo para o Rio Grande do Sul | | | |
|---|---|------------------------------|--------------------------------------|
| Carga do Rio Grande do Sul ⁽¹⁾ | Transferência pelas Conversoras Garabi 1 e/ou 2 | Tensão mínima na SE Gravataí | LFRS (MW) |
| inferior a 6000 MW | nula ou importando (da ARG para o BRA) | 515 | Sem restrição |
| superior ou igual a 6000 MW | nula ou importando (da ARG para o BRA) | 530 | 7100 |
| | | 525 | 6900 |
| | | 520 | 6800 |
| | | 515 | 6600 |
| independe | exportando (do BRA para ARG) | 530 | = 8000 – (exportação por GBI) |

1) A carga do estado do Rio Grande do Sul é composta pelas cargas das distribuidoras CEEE-D e RGE, das permissionárias CERMISSÕES, CERILUZ, CERTEL, CERTEJA, CERTHIL, COPREL, DEMEI, ELETROCAR e HIDROPAN, do consumo líquidos dos consumidores livres Castertech, CMPC, Fibraplac, do Polo Petroquímico e Vipal, além das perdas das transmissoras.

Fonte: ONS, 2023e.

2.3.1.2 Procedimentos para controle de carregamento

Os procedimentos para controle de carregamento estão relacionados àqueles que envolvem manejo do fluxo de potência ou da corrente elétrica em um equipamento e estão, normalmente, acompanhados de uma tabela de sensibilidade. Caso essa alteração nos valores de fluxo e corrente conduza a um corte de carga ou ponham em risco a segurança do sistema, os centros de operação do ONS solicitam ao agente uma possível flexibilização dos limites para além daqueles estabelecidos no Cadastro de Informações Operacionais de Limites de Equipamentos (ONS, 2022n).

Como será abordado posteriormente, o SIN deve ser dimensionado de forma que o denominado critério N-1 seja obedecido, ou seja, o sistema deve operar com redundância. Este critério pode ser definido como aquele “determinístico pelo qual o sistema deve ser capaz de suportar qualquer contingência simples, ou seja, a perda de qualquer um de seus elementos sem corte de carga” (ONS, 2021d) ou violações nos limites de carregamento ou tensão.

Em algumas regiões do SIN, o critério N-1 não é atendido de forma satisfatória, devendo o sistema ser operado de forma a evitar-se, dentro do possível,

pontos inadmissíveis de operação (BATISTA, 2008). Ou ainda, em situações como as de desligamento programado, o desligamento de outro equipamento pode levar o sistema a pontos de operação passíveis de violações de seus limites operacionais. Neste contexto, as inequações são ferramentas eficazes para a gestão da segurança operacional.

As inequações em um sistema elétrico de potência visam evitar que ocorram carregamentos inadmissíveis em um equipamento remanescente em caso de contingência de outro, devendo ser constantemente observadas em tempo real (BATISTA, 2008). Vale pontuar que as inequações, apesar de serem apresentadas também em megawatt (MW), caracterizam melhor os efeitos das potenciais contingências quando expressas em ampere (A), por levarem em conta a parcela reativa de fluxo de potência. Na Figura 22, ilustra-se uma inequação normatizada.

Salienta-se que as inequações também podem ser utilizadas para contingências de dois ou mais equipamentos, pois existem, por exemplo, configurações de proteção de equipamentos que, em caso de falha, levariam outro equipamento a uma sobrecarga inadmissível.

As tabelas de sensibilidade apresentam, em MW ou em Ampere, a parcela que cada usina altera na inequação ou no carregamento da linha, sendo que normalmente, na Instrução de Operação, estas tabelas levam em consideração uma base de 100 MW. Na Figura 23, ilustra-se uma situação na qual a elevação de 100 MW na UTE Araucária levaria a uma redução de 12 MW no carregamento da linha de transmissão.

Figura 22 - Exemplo de inequação normatizada

6.2.1. CONTROLE DE CARREGAMENTO DA LT 230 KV BATEIAS / CAMPO COMPRIDO C1 OU C2

Este procedimento deve ser adotado durante a operação em regime normal, para se evitar sobrecarga na LT 230 kV Bateias / Campo Comprido C1 (ou C2), na contingência da LT 230 kV Bateias / Campo Comprido C2 (ou C1).

| Passo | Coordenação | Controle | Comando / Execução | Procedimento | Objetivo / Item de Controle |
|-------|-------------|----------|--------------------|--|---|
| 1 | COSR-S | COSR-S | ----- | <p>Monitorar a seguinte inequação: $P(\text{BTA}/\text{CCO C1 (ou C2)}) + 0,41 P(\text{BTA}/\text{CCO C2 (ou C1)}) \leq 380 \text{ MW}$</p> <p>Onde:</p> <p>P(BTA/CCO C1 (ou C2)): fluxo de potência ativa na LT 230 kV Bateias / Campo Comprido C1 (ou C2), no sentido da SE Bateias para a SE Campo Comprido, medido na SE Bateias.</p> <p>P(BTA/CCO C2 (ou C1)): fluxo de potência ativa na LT 230 kV Bateias / Campo Comprido C2 (ou C1), no sentido da SE Bateias para a SE Campo Comprido, medido na SE Bateias.</p> | Evitar que a contingência da LT 230 kV Bateias / Campo Comprido C1 (ou C2), ocasiona sobrecarga na LT 230 kV Bateias / Campo Comprido C2 (ou C1). |

Fonte: ONS, 2023c.

Figura 23 - Tabela de sensibilidade referente a uma inequação

| 2 Ocorrendo violação da inequação acima, remanejar geração nas usinas definidas na tabela a seguir, considerando uma elevação de 100 MW. Referência: UHE Ilha Solteira. | | | | | | | |
|---|------|--------|---|---------------|-----------------------------|---|----|
| 2.1 | CNOS | COSR-S | Agentes de Geração | Usina | MW | Usina | MW |
| | | | | UTE Araucária | -12 | UHE Garibaldi UHE São Roque UHE Barra Grande UHE Campos Novos UHE Machadinho UHE Itaúba UHE Passo Fundo UHE Dona Francisca | -3 |
| | | | UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza | -8 | UHE Gov. Jayme Canet Junior | +2 | |
| | | | UHE Salto Pilão UTE Jorge Lacerda A, B e C | -4 | | | |

Fonte: ONS, 2023c.

De acordo com o ONS (2021h), em caso de não haver mais recursos para controle do carregamento dos equipamentos da Rede de Operação, devem ser adotadas as ações para gerenciamento de carga.

2.3.1.3 *Procedimentos para controle de tensão*

Nos procedimentos para controle de tensão são normatizados os processos estudados pelo ONS, com o objetivo de manter as tensões nos barramentos dentro das faixas preestabelecidas no Cadastro de Informações Operacionais de Faixas para Controle de Tensão das respectivas áreas elétricas, utilizando-se prioritariamente os recursos da própria área elétrica, devendo-se recorrer aos recursos disponíveis em outra área elétrica somente em segundo caso (ONS, 2022n). Esses procedimentos estão ilustrados, de forma exemplificada, na Figura 24.

De acordo com o Procedimento de Rede 2.5 – “Critérios para Operação”, para o manejo da tensão no sistema, o ONS pode utilizar vários recursos, normatizados conforme exemplo da Figura 25, sendo eles reatores manobráveis de barra e de linha, bancos de capacitores, compensadores síncronos e estáticos, excitação das unidades geradoras, comutadores sob carga de transformadores e de reguladores série e manobras de linhas de transmissão, devendo “ser mantidos com folga em relação aos seus limites operativos nas diversas áreas e, prioritariamente, nos equipamentos de controle automático, como compensadores síncronos e estáticos e nas unidades geradoras” (ONS, 2021h).

A ordem para utilização dos recursos a ser seguida pelos operadores do ONS está descrita na própria Instrução de Operação Normal e é colocada de forma que se utilizem os recursos eletricamente mais próximos primeiramente, recorrendo aos eletricamente mais afastados ou de maior impacto sistêmico posteriormente. O ONS (2021h) define que manobras de bancos de capacitores e reatores, por causarem grandes variação de tensão, devem ser utilizadas a posteriori em relação à utilização dos comutadores sob carga dos transformadores da região, dos transformadores reguladores de tensão série, dos compensadores ou da excitação das unidades geradoras, fazendo com que esses funcionem como um ajuste fino da tensão.

Quando se esgotam os recursos para controle de tensão, o ONS então toma as últimas medidas disponíveis, sendo estas:

- desligamento de linhas de transmissão, em casos de sobretensão;
- ações de gerenciamento de carga não usuais na operação do sistema, em casos de subtensão (ONS, 2021h).

Destaca-se que, no caso de desligamento de linhas de transmissão sistêmicas, os centros de operação regionais deverão entrar em contato com o CNOS solicitando a devida autorização, uma vez que pode haver degradação no desempenho elétrico do sistema.

Para os casos de subtensão ou sobretensão na Rede de Supervisão, devem-se utilizar os recursos regionais para controle de tensão, podendo-se utilizar os recursos da Rede de Operação como última alternativa, priorizando-se aqueles que afetem o menor número de barramentos de referência da região (ONS, 2021h).

Nos procedimentos descritos nessa Instrução de Operação, frequentemente se encontram ações referentes a usinas não conectadas na Rede de Operação. Nesses casos, o ONS deverá solicitar que os agentes de geração entrem em contato com os agentes de distribuição, solicitando elevação/diminuição de tensão até os níveis valores admissíveis da Rede.

Figura 24 - Exemplos de procedimentos de controle de tensão na Área 230 kV de Santa Catarina

7.4. CONTROLE DE TENSÃO EM CARGAS PESADA E MÉDIA

Os procedimentos a seguir devem ser utilizados caso as tensões se afastem dos valores das faixas de tensão operativas ou exista tendência de violação. Os procedimentos podem ser executados sequencialmente ou alternadamente, cabendo ao COSR-S avaliar cada ação a ser tomada e escolher o próximo passo em função do comportamento do sistema.

| Passo | Controle | | | Procedimentos | Objetivo / Item de Controle |
|-------|-------------|--------------------|------------------------|---|--|
| | Coordenação | Comando / Execução | Agente de Transmissão | | |
| 1 | | | | O COSR-S deve solicitar à CELESC ligar ou manter ligados os bancos de capacitores nos sistemas de distribuições na Área 230 kV de Santa Catarina. | |
| 2 | | | | O COSR-S deve solicitar aos agentes de geração das usinas despachadas centralizadamente pelo ONS e conectadas na distribuição (UHE Quebra-Queixo e UHE Salto Pilão) elevar a tensão de geração, considerando os valores admissíveis nas redes de distribuição e o de acordo da distribuidora. | |
| 3 | | | | O COSR-S deve solicitar aos agentes dos conjuntos eólicos (Água Doce e Bom Jardim) elevar o fornecimento de potência reativa nas usinas desses conjuntos, considerando os valores admissíveis nas redes de distribuição e o de acordo da distribuidora. | |
| 4 | COSR-S | COSR-S | Agentes de Transmissão | Ligar ou manter ligados os bancos de capacitores de 230 kV e desligar ou manter desligados os reatores de 230 kV da Área 230 kV de Santa Catarina. | Monitorar as tensões nos barramentos da Área 230 kV de Santa Catarina. |

Fonte: ONS, 2023c.

Figura 25 - Recursos para controle de tensão na Área 230 kV de Santa Catarina

8. ANEXOS

Anexo 1 – Recursos da Área 230 kV de Santa Catarina para Controle de Tensão

| Tipo | Instalação | Equipamento |
|-------------------|---------------------|---|
| Tensão de Geração | UHE Campos Novos | Todas as 3 unidades geradoras |
| | UHE Garibaldi | Todas as 3 unidades geradoras |
| | UHE São Roque | Todas as 3 unidades geradoras |
| | UTE Jorge Lacerda A | Todas as 4 unidades geradoras |
| | UTE Jorge Lacerda B | As 2 unidades geradoras |
| | UTE Jorge Lacerda C | Unidade geradora GT 7 |
| | SE Biguaçu | Transformadores TF 5, TF 6, TF 7 e TF 8 230/138/13,8 kV |
| | SE Blumenau | Transformadores TF 1, TF 2, TF 3 e TF 4 230/138/13,8 kV |
| | SE Campos Novos | Transformadores TF 3, TF 4 e TF 5 230/138/13,8 kV |
| | SE Canoinhas | Transformadores TF 1, TF 2 e TF 3 230/138/13,8 kV |
| | SE Desterro | Transformadores TF 1 e TF 2 230/138/13,8 kV |
| | SE Forquilha | Transformadores TF 1, TF 2 e TF 3 230/69/13,8 kV |
| | SE Gaspar 2 | Transformadores ATF 1, ATF 2, ATF 3 e ATF 4 230/138/13,8 kV |

Fonte: ONS, 2023c.

2.3.2 Instrução de Operação de Esquemas Especiais

Conforme o ONS (2022o), um Esquema Especial de Proteção ou Sistema Especial de Proteção (SEP) é um sistema que realiza procedimentos automáticos para preservação da integridade do SIN em casos de condições anormais de operação ou contingências múltiplas. Eles podem ser caracterizados em três diferentes grupos (ONS, 2019 apud FLORINDO, 2020, p. 34):

- Esquema Especial de Controle de Emergência (ECE): sistema que tem como função preservar a integridade dos equipamentos e linhas de transmissão do SIN em casos de condições anormais de operação;
- Esquema de Controle de Segurança (ECS): sistema que visa evitar a propagação de distúrbios em casos de contingências múltiplas;
- Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC): sistema que busca retomar a frequência do SIN em casos de perdas de grandes blocos de geração, efetuando corte de carga (ONS, 2021d).

De acordo com Guarini (2009, p. 12), um Esquema Especial de Proteção pode ser instalado no sistema por diversos motivos, dentre eles:

- Situações não planejadas, onde é necessário a inclusão de um SEP devido a situações de operação não esperadas previamente pelas equipes de engenharia do ONS;
- Falta de investimento no SIN e/ou atraso na entrega à operação de equipamentos, sendo esses fatores externos que levam a fragilidades temporárias no sistema;
- Manutenção na Rede, que levam à instalação de esquemas temporários.

No SIN, eles são constantemente utilizados no cotidiano da operação e necessitam de normatização. Para isso, faz-se necessário uma Instrução de Operação exclusiva para detalhar o funcionamento desses sistemas.

2.3.2.1 *Conceitos e considerações gerais*

A Instrução de Operação de Esquemas Especiais separa os SEPs por denominação, possuindo um espaço destinado individualmente a cada um dos pertencentes a determinada área elétrica. A denominação do esquema é decidida entre as equipes do ONS e do agente de operação para melhor identificação, podendo ser baseado na causa, consequência ou ação (ONS, 2022o). Os campos são divididos em:

- Finalidade: campo destinado à descrição do objetivo do esquema;
- Descrição / atuação: descreve como e em que circunstâncias o SEP irá atuar;
- Procedimentos: detalha os procedimentos os quais devem ser tomados pelos operadores do ONS e pelos agentes operadores;
- Diagrama: destinado à representação gráfica do SEP.

Para identificação da situação operacional de um Esquema Especial de Proteção, uma terminologia deve ser utilizada, estando presente na IO. De acordo com o ONS (2022o), quando o SEP está instalado e em operação ou desinstalado e fora de operação, devem ser utilizadas as terminologias “ligado” ou “desligado”, respectivamente, enquanto “desativado” diz a respeito do esquema que está instalado, porém fora de operação e com suas ações inibidas. Quando um SEP está atuado, diz-se que esse atingiu as condições necessárias à sua atuação e realizou as ações as quais foi programado a realizar, enquanto quando está habilitado, significa que atingiu as condições necessárias à sua atuação, a menos de uma, que é a de ocorrência de um determinado evento no sistema, ainda sendo possível que um operador atue no sistema de forma a retirar o esquema especial deste estado (ONS, 2022o).

Na atuação de um SEP, os centros de operação do ONS devem confirmar tal evento com os agentes envolvidos, efetuando registro das informações necessárias e buscando as possíveis causas do ocorrido, retornando à operação normal no menor tempo possível, enquanto os agentes operadores têm a função de informar o evento aos centros de operação do ONS, solicitando retomada de carga ou religamento de

linhas de transmissão e equipamentos (ONS, 2022o). A Figura 26 ilustra um esquema especial normatizado.

Figura 26 - Esquema Especial de Proteção normatizado

6. CONEXÃO E DESCONEXÃO DO BANCO DE CAPACITORES BC 1 E BC 2 230 KV DA SE JOINVILLE NORTE (2.15.81 e 2.15.82)

6.1. FINALIDADE

Minimizar as consequências de subtensão ou sobretensão no sistema elétrico na região Norte de Santa Catarina, Vale do Itajaí e Curitiba.

6.2. DESCRIÇÃO / ATUAÇÃO

O banco de capacitores BC 1 e BC 2 230 kV da SE Joinville Norte é conectado e desconectado automaticamente nas condições apresentadas a seguir:

| Banco de Capacitores | Conexão | | Desconexão | |
|----------------------|-----------------|-----------|--------------|-----------|
| | Tensão (kV) | Tempo (s) | Tensão (kV) | Tempo (s) |
| BC 1 | abaixo de 217,3 | 4,0 | acima de 253 | 2,5 |
| BC 2 | abaixo de 213,9 | 4,5 | acima de 253 | 3,0 |

Nota: A monitoração da tensão é trifásica.

6.3. PROCEDIMENTOS

6.3.1. Procedimentos para a Operação do Esquema

O esquema deve permanecer ligado.

Fonte: ONS, 2023f.

2.3.3 Instrução de Operação de Preparação para Manobras

Na operação de sistemas elétricos, frequentemente é necessário manobrar equipamentos e linhas de transmissão, portanto é necessário que sejam descritos e normatizados os procedimentos de energização ou desenergização dos ativos do SIN, confeccionando uma Instrução de Operação exclusiva para esses processos.

2.3.3.1 Conceitos e considerações gerais

Um procedimento de manobra de linha de transmissão ou equipamento é normatizado incluindo as etapas de sentido normal (ou preferencial) e sentido inverso (ou alternativo). Normalmente, como primeiro passo, as manobras de energização iniciam por uma subestação A, no caso de linhas de transmissão, ou por um lado A, no caso de transformadores, e concluem com a conexão do ativo em uma subestação B ou lado B, o ligando em anel ou energizando um barramento. Já para as desenergizações, como padrão, tem-se a desenergização por um lado A (ou subestação A) e o desligamento por um lado B (ou subestação B), sendo que, ao final

do procedimento, podem ser listadas consequências da contingência do ativo, se houver, compatibilizando o documento com os procedimentos descritos na Instrução de Operação de Contingências.

As Instruções de Operação de Preparação para Manobras contam com procedimentos descritos em tabelas seccionadas em subitens, representando as manobras de energização e desenergização em sentido normal e inverso, associadas às suas restrições. Esses procedimentos estão relacionados exclusivamente aos equipamentos da Rede de Operação do SIN, não sendo incluídos equipamentos ou linhas de transmissão de uso exclusivo de geração ou de funções transmissão de controle de reativos que não apresentem procedimentos específicos de ajustes no sistema (ONS, 2022p).

Os processos contidos na IO-PM estão associados a manobras de disjuntores e chaves seccionadoras, que devem ser manejados de forma a energizar ou desenergizar os equipamentos. Entretanto, do ponto de vista do ONS, que apresenta uma visão sistêmica do SIN, equipamentos de manobra não são mencionados, ou seja, disjuntores, chaves seccionadoras ou outros quaisquer dispositivos ficam omitidos dos procedimentos, com exceção de casos específicos, onde há necessidade de menção. Na Figura 27, é ilustrado, como exemplo, o procedimento de desenergização de uma linha de transmissão.

Figura 27 - Exemplo do procedimento de desenergização de uma linha de transmissão

3.1. LT 230 KV ABDON BATISTA / BARRA GRANDE C1 OU C2

3.1.1. DESENERGIZAÇÃO DA LT 230 KV ABDON BATISTA / BARRA GRANDE C1 (OU C2)

3.1.1.1. DESENERGIZAÇÃO (AMBOS OS SENTIDOS)

| Passo | Coordenação | Controle | Comando / Execução | Procedimento | Objetivo / Item de Controle |
|-------|--|----------|--------------------|---|--|
| 1 | COSR-S | COSR-S | STC | Desligar, na SE Abdon Batista (ou na SE Barra Grande), a LT 230 kV Abdon Batista / Barra Grande C1 (ou C2). | |
| 2 | COSR-S | COSR-S | STC | Desenergizar, na SE Barra Grande (ou na SE Abdon Batista), a LT 230 kV Abdon Batista / Barra Grande C1 (ou C2). | No caso de desligar a LT na SE Barra Grande, o disjuntor do terminal da SE Abdon Batista deve abrir automaticamente por TDD. |
| 3 | Após o desligamento da LT, adotar os procedimentos da IO-OC.S.2SC: <ul style="list-style-type: none"> se ocorrer sobrecarga na LT 230 kV Abdon Batista / Barra Grande C1 ou C2. | | | | |

Fonte: ONS, 2023g.

2.3.3.2 Manobras coordenadas e de autonomia

No passado, as manobras levavam em conta o processo de recomposição do sistema, estabelecendo as mesmas restrições apresentadas nos procedimentos dos corredores de recomposição fluente, entretanto, de acordo com as novas filosofias de operação, os processos passaram a obedecer somente o critério N-1 adotado no SIN. Desta forma, todos os procedimentos contidos nas IOs de Preparação para Manobras levam em conta o sistema completo ou em contingência simples no caso de energizações, ou sistema completo no caso de desenergizações, havendo destaque para exceções, quando existirem (ONS, 2022p).

Os procedimentos de energização de equipamento descritos nessa Instrução de Operação podem ser realizados de forma coordenada ou autônoma pelo agente:

- As manobras coordenadas pelo ONS são aquelas que dependem de condições que não podem ser controladas ou possuem restrições que não podem ser observadas pelos agentes operadores do equipamento a ser energizado ou desenergizado.

- As manobras de autonomia são os procedimentos de energização de equipamentos ou linhas de transmissão que podem ser realizados de forma autônoma pelo agente, sem contato prévio com o ONS, onde o agente tem o total controle do procedimento e a total observação das restrições, de forma que o “agente tenha a observabilidade dos dois terminais da linha de transmissão [ou equipamento] nas condições para o envio de tensão” (ONS, 2022m).

Na Instrução de Operação de Preparação para Manobras, os procedimentos de autonomia do agente são sempre destacados em relação a aqueles que são coordenados, de forma a se evitar erros na operação, conforme mostrado na Figura 28. Essas manobras são válidas tanto para equipamentos e linhas de transmissão regionais, quanto para os sistêmicos. Entretanto, elas só podem ser realizadas nos procedimentos de energização nos quais as restrições são obedecidas em situações de desligamento automático, devendo ser coordenadas em caso de restrições que impeçam a realização do procedimento ou em quaisquer casos de desligamento programado, de urgência ou de emergência. Em casos de coordenação de manobras de equipamentos sistêmicos, o CNOS é descrito como coordenador do procedimento, enquanto quando se trata de equipamentos regionais, o COSR de cada região é o centro responsável por tal atividade (ONS, 2022m).

2.3.3.3 *Condições para realização de manobras*

De acordo com a Referência Técnica de Preparação para Manobras, os passos a serem seguidos pelo operador devem ser descritos de forma sequencial, de forma que o passo posterior deve apenas ser efetuado após o presente, com exceção das situações em que seja destacada a possibilidade de sequência distinta (ONS, 2022p). Na coluna “Objetivo / Item de Controle”, observada na Figura 28, devem ser incluídas as restrições referentes a ângulo, tensão, corrente, fluxo de potência e/ou disponibilidade de equipamentos sempre que disponíveis pelos estudos do empreendimento, sendo a restrição de frequência apresentada em situações de possibilidade de fechamento de paralelo, os quais devem ser coordenados pelo ONS (ONS, 2022p).

Figura 28 - Exemplo do procedimento de energização de uma linha de transmissão

3.10.2.ENERGIZAÇÃO DA LT 230 KV BIGUAÇU / PALHOÇA

3.10.2.1.ENERGIZAÇÃO INICIANDO PELA SE BIGUAÇU (SENTIDO NORMAL)

| Passo | Coordenação | Controle | Comando / Execução | Procedimento | Objetivo / Item de Controle |
|---|-------------|----------|--------------------|---|---|
| A energização desta LT, com autonomia pelo agente, somente é realizada em caso de desligamento automático e se as condições especificadas na IO-OI.S.BIG estiverem atendidas. Nas demais situações, a energização será coordenada pelo COSR-S, conforme procedimentos a seguir: | | | | | |
| 1 | COSR-S | COSR-S | CGT ELETROSUL | Energizar a LT 230 kV Biguaçu / Palhoça, pela SE Biguaçu. | <p>Condição de autonomia do agente</p> <ul style="list-style-type: none"> $V_{BIG-230} \leq 242 \text{ kV e}$ Fluxo de potência ativa na LT 525 kV Abdon Batista / Biguaçu, e em pelo menos um dos transformadores 525/230/13,8 kV da SE Biguaçu. <p>Sistema completo na SE Biguaçu 230 kV</p> <ul style="list-style-type: none"> $V_{BIG-230} \leq 242 \text{ kV.}$ |
| O fechamento desta LT, com autonomia pelo agente, somente é realizado se as condições especificadas na IO-OI.S.PAL estiverem atendidas. Nas demais situações o fechamento será coordenado pelo COSR-S, conforme procedimentos a seguir: | | | | | |
| 2 | COSR-S | COSR-S | CGT ELETROS | Ligar, em anel, a LT 230 kV Biguaçu / Palhoça, na SE Palhoça. | <p>$\Delta\delta \leq 23^\circ$: (de autonomia do agente)</p> <ul style="list-style-type: none"> em operação unidade(s) geradora(s) do Complexo Jorge Lacerda. |

Fonte: ONS, 2023g.

Uma condição excepcional que deve ser vista com atenção é a restrição angular. Apesar de constar nos procedimentos de manobra como uma condição a ser obedecida, as restrições de ângulo podem ser desconsideradas por um operador em casos de carga interrompida; equipamentos em sobrecarga inadmissível; níveis de confiabilidade críticos ou níveis de tensão superiores a 110% ou inferiores a 90% em relação à tensão nominal (válido para tensões de 138 kV ou superiores). Além disso, existem transformadores que não possuem dispositivos de sincronismo nos disjuntores, sendo necessária a normatização de procedimentos específicos para essas peculiaridades (ONS, 2022p).

2.3.4 Instruções de Operação de Controle de Geração

O Programa Diário de Operação (PDO) é um conjunto de ações e decisões de programação elétrica e energética, composto pelo Programa Diário de Produção (PDP), o Programa Diário de Intervenções (PDI), Programa Diário de Defluências (PDF), Programa Diário de Carga e Frequência (PDCF), Recomendações e Diretrizes Eletroenergéticas (RDE), Informações Meteorológicas (INFMET) e Validação Elétrica da Programação Energética (VALIDAÇÃO) (ONS, 2022q).

O PDO tem como função a programação da operação para um determinado dia, contendo, por exemplo, os registros de programação do despacho de geração, manutenção e restrições operativas de unidades geradoras hidrelétricas, termelétricas, eólicas e solares; previsão de carga; reserva de potência hidráulica e sua alocação; intercâmbios internacionais; instalações e equipamentos que serão submetidos a intervenções; afluência média diária prevista por aproveitamento; dentre outros (ONS, 2022q).

As informações mais específicas referentes a esse documento podem ser visualizadas no Apêndice E.

2.3.5 Instrução de Operação em Contingência

O submódulo 5.6 dos Procedimentos de Rede – “Operação em contingência” define que a Rede de Operação está sob regime de contingência quando linhas de transmissão ou equipamentos estão indisponíveis, causando ou não consequências no sistema (ONS, 2021n). Durante a operação em contingência, os centros de operação do ONS priorizam a segurança do sistema, dos equipamentos e das pessoas em detrimento da agilidade das ações de controle, sem que isso comprometa o pleno fornecimento de energia (ONS, 2021n).

Os procedimentos que devem ser realizados pelos operadores do ONS para adequação do ponto de operação do sistema em casos de contingência única estão estabelecidos na Instrução de Operação em Contingência (IO-OC). Apesar do critério N-1 vigente, elas ainda podem, em situações específicas, conter procedimentos para operação considerando a contingência de dois ou mais equipamentos ou linhas de transmissão (ONS, 2022s).

Quando há desligamento de ativos em tempo real, os centros de operação do ONS verificam nessas instruções de operação as consequências previstas pelas simulações e, caso ocorram, coordenam as manobras necessárias para eliminar as condições de risco ou normalizar o sistema (ONS, 2021n). Deve-se salientar que, no entanto, em casos de desligamento total ou parcial, levando a situações além da perda única de equipamentos, o agente operador da instalação possui autonomia para reestabelecimento, não havendo coordenação do ONS (ONS, 2021n).

2.3.5.1 *Conceitos e considerações gerais*

Para cada equipamento ou linha de transmissão descrito nessa instrução, pode existir uma série de consequências que devem ser detalhadas, junto aos procedimentos que podem ser realizados para amenizar tais implicações, conforme mostrado na Figura 29. Entretanto, de acordo com o ONS (2021n), além da perda única descrita na instrução, os centros de operação do ONS devem ainda considerar as contingências programadas e as restrições temporárias das instalações de transmissão informadas em tempo real pelos agentes operadores.

Para as contingências duplas, o ONS utiliza como critério as indisponibilidades de um bipolo, linhas de transmissão que compartilham estrutura ou faixa de passagem em sua extensão e transformadores em paralelo com um único disjuntor no lado de baixa tensão, sendo a última chamada de operação geminada (ONS, 2022s).

Segundo o ONS (2022s), na IO-OC, devem constar os procedimentos relacionados a:

- controle de tensão;
- alteração de faixas de tensão;
- controle de carregamento de equipamentos e de linhas de transmissão;
- definição de limites de segurança do sistema;
- alteração na condição de operação do religamento automático de linhas de transmissão;
- atuação ou alteração da condição de operação de esquema especial;
- interrupção ou transferência de carga; e
- utilização de recursos fora da Rede de Operação para problemas na Rede de Operação.

Vale ressaltar que, assim como nas outras instruções mostradas anteriormente, nas IOs em contingência são descritas as consequências e os

procedimentos para todos os equipamentos da Rede de Operação, exceto para aqueles de uso exclusivo da geração ou de funções transmissão de controle de reativos, quando da inexistência de procedimentos específicos (ONS, 2022s).

Figura 29 - Exemplo de procedimentos para a contingência de uma linha de transmissão

3.14. LT 230 KV BLUMENAU / JOINVILLE

Consequência: Elevação no carregamento da LT 230 kV Joinville / Joinville Norte e Curitiba / Joinville Norte C1 e C2.

| Passo | Coordenação | Controle | Comando / Execução | Procedimento | Objetivo / Item de Controle |
|-------|---|----------|--------------------|--|-----------------------------|
| 1 | Na ocorrência de sobrecarga na LT 230 kV Joinville/ Joinville Norte e nas LTs 230 kV Curitiba / Joinville C1 e C2, proceder conforme segue: | | | | |
| 1.1 | COSR-S | COSR-S | CGT ELETROSUL | Elevar a tensão no barramento de 230 kV da SE Blumenau, por meio dos comutadores sob carga da transformação 525/230/13,8 kV dessa subestação. | |
| 1.2 | COSR-S | COSR-S | CGT ELETROSUL | Reduzir a tensão no barramento de 230 kV da SE Curitiba, por meio dos comutadores sob carga da transformação 525/230/13,8 kV dessa subestação. | |

Fonte: ONS, 2023h.

2.3.6 Instrução de Operação de Recomposição da Rede

A ocorrência de perturbações na Rede de Operação pode levar a desligamento de equipamentos e linhas de transmissão. Nessas situações, os centros de operação do ONS e os agentes operadores devem seguir um corredor de recomposição fluente, proporcionando segurança, rapidez e possibilitando o atendimento pleno à carga (ONS, 2021o).

O ONS (2012) define um corredor de recomposição fluente como um procedimento que “permite a recomposição de importantes centros de carga do sistema elétrico de forma ágil, simultânea e independente, minimizando o tempo de interrupção das cargas”. O corredor é composto por duas fases, a fase fluente e a fase coordenada. Na fase fluente, ele é realizado de forma autônoma pelos agentes

operadores das instalações do SIN, sem interferência dos centros de operação do ONS, e com o mínimo de comunicação possível, visando reestabelecer cargas prioritárias e as subestações da Rede Básica. 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, 2021o).

Para abranger os procedimentos necessários para recomposição do sistema, o ONS divide os corredores de recomposição e os coloca em áreas de recomposição, estabelecendo instruções para retomada do sistema na Instrução de Operação de Recomposição da Rede (IO-RR). A IO-RR é dividida entre a fase fluente e a fase coordenada. Para a primeira, existem as Instruções de Recomposição de Áreas e para a segunda, existem as Instruções de Recomposição de Região.

As informações mais específicas referentes a esses documentos podem ser visualizadas no Apêndice F.

2.3.7 Instruções de Operação de Gerenciamento de Carga

De acordo com o ONS (2021i), o processo de gerenciamento de carga é caracterizado pelo corte direto, indireto ou remanejamento de carga entre instalações, podendo ser de curta ou longa duração a depender das contingências sistêmicas e do déficit de geração do SIN. Estas ações podem ser realizadas em função de fatores como:

- Limites de tensão;
- Limites de frequência;
- Déficit de geração; ou
- Carregamento de linhas de transmissão e equipamentos (ONS, 2021i).

Os procedimentos de gerenciamento de carga são coordenados pelos centros de operação do ONS em casos de atuação do ERAC ou ECE, déficit de geração, transmissão ou transformação e nas situações as quais a carga a ser atendida é maior que a capacidade de geração da área (ONS, 2021i). Para realizar tais procedimentos, o ONS realiza tratativas com os próprios agentes de distribuição, consumidores livres

e potencialmente livres ou por meio dos agentes de transmissão, em casos de problemas de comunicação com os primeiros (ONS, 2021i).

Quando há necessidade de gerenciamento de carga, o ONS avisa antecipadamente aos agentes operadores envolvidos no processo, que deverão utilizar, se necessário, o PCMC - Planos de Corte Manual de Carga para definir quais montantes terão de ser interrompidos. O PCMC é um documento elaborado pelo próprio agente de distribuição ou consumidor livre que define quais são as cargas interrompíveis, ou seja, não prioritárias, sujeitas aos processos de gerenciamento de carga (ONS, 2021i).

Deve-se salientar que, no entanto, o processo de corte de carga é utilizado como último recurso. Portanto, antes de realizá-lo, o ONS deve tomar medidas de modo a evitar tal ação, sendo elas:

- Utilizar toda a capacidade de geração do SIN;
- Interromper ou diminuir a exportação de energia e, se possível, importar;
- Remanejar carga entre instalações (ONS, 2022t).

Para tais procedimentos, o ONS elabora e revisa periodicamente a Instrução de Operação Gerenciamento da Carga para Controle de Frequência no Sistema (IO-GC.BR.01) e a Instrução de Operação de Gerenciamento da Carga por atuação do ERAC (IO-GC.BR.02).

As informações mais específicas referentes a esses documentos podem ser visualizadas no Apêndice G.

2.3.8 Instrução de Operação de Reservatórios

A otimização do gerenciamento de água das usinas pertencentes à Rede de Operação é realizada em tempo real pelos centros de operação do ONS, sendo uma ferramenta importante para a otimização energética, o controle de cheias e o uso múltiplo da água. Essas ações têm como prioridade a garantia da segurança da integridade dos reservatórios, minimizando os impactos a terceiros e ao meio ambiente (ONS, 2021q).

Para realizar tais processos, os centros de operação do ONS e os agentes operadores devem seguir uma série de procedimentos, dispostos na Instrução de

Operação de Reservatórios (IO-OR), que devem “contemplar a operação contínua dos reservatórios, as diretrizes operacionais para cada situação de operação e as responsabilidades do ONS e dos Agentes de Geração” (ONS, 2022v).

As informações mais específicas referentes a esses documentos podem ser visualizadas no Apêndice H.

2.3.9 Instrução de Operação para Procedimentos Sistêmicos da Instalação

A Instrução de Operação para Procedimentos Sistêmicos da Instalação é um documento que trata da operação das subestações e das usinas pertencentes à Rede de Operação do SIN. Essa instrução reflete a documentação operativa descrita anteriormente do ponto de vista de autonomia do agente, ou seja, detalha os procedimentos que um agente pode realizar sem interferência do ONS. Apesar disso, ela também pode ser utilizada pelos centros de operação do ONS para consultar características específicas de uma instalação (ONS, 2022k).

2.3.9.1 Definição dos agentes e centros de operação

As IO-OI definem os agentes operador e de operação de cada equipamento da subestação, acompanhado do seu interlocutor (também chamado de centro de operação), conforme ilustrado na Figura 30 (ONS, 2022k). Para cada equipamento, existe uma área elétrica associada, que deve ser descrita a fim de diferenciar os sistemas que estão conectados na SE.

Figura 30 - Fragmento exemplo da IO-OI da SE Biguaçu, contendo a responsabilidade operacional da instalação

2.2. A comunicação operacional entre o COSR-5 e a Instalação, no que se refere aos equipamentos de manobra da Instalação, é realizada conforme segue:

| Linha de Transmissão ou Equipamento | Agente de Operação | Agente Operador | Centro de Operação do Agente Operador |
|-------------------------------------|--------------------|-----------------|---------------------------------------|
| Barramento de 525 kV | CGT ELETROSUL | CGT ELETROSUL | COSE CGT ELETROSUL |
| Barramento de 230 kV | CGT ELETROSUL | CGT ELETROSUL | COSE CGT ELETROSUL |
| LT 525 kV Abdon Batista / Biguaçu | CGT ELETROSUL | CGT ELETROSUL | COSE CGT ELETROSUL |
| LT 525 kV Biguaçu / Blumenau | CGT ELETROSUL | CGT ELETROSUL | COSE CGT ELETROSUL |
| LT 525 kV Biguaçu / Siderópolis 2 | EDP Aliança | EDP-C | COGT da EDP |

Fonte: ONS, 2023i.

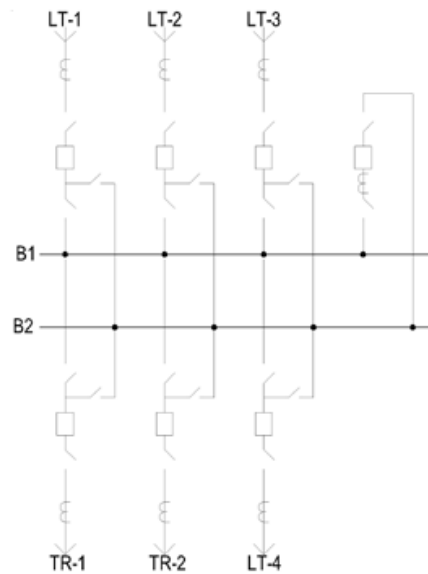
No caso de Instruções de Operação de usinas, o tipo da usina também é descrito, podendo (ONS, 2022k):

- estar conectada na Rede de Operação ou na Rede de Distribuição;
- participar do Controle Automático da Geração – CAG;
- ser de autorrestabelecimento integral ou parcial;
- participar do processo de recomposição fluente de alguma área;
- ser fonte para início do processo de recomposição fluente de alguma área;
- ser responsável pelo controle de frequência e tensão de alguma área de recomposição fluente;

2.3.9.2 *Barramentos de subestações*

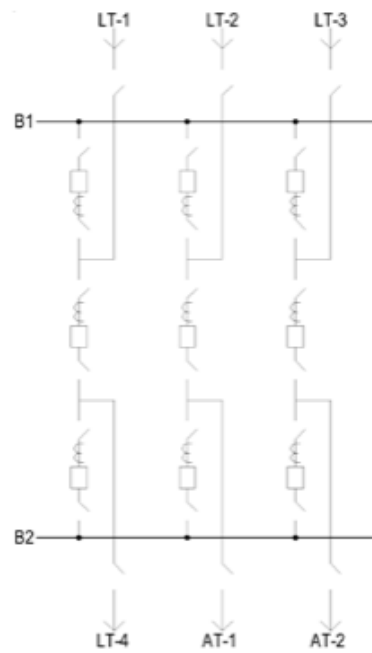
De acordo com o ONS (2022l), as subestações com isolamento a ar, cuja participação no SIN é predominante, devem possuir, no mínimo, arranjo barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves para o caso de barramentos de 230 kV, e arranjo barra dupla com disjuntor e meio para barramentos de níveis de tensão igual ou superior a 345 kV. Um barramento arranjo barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves (mostrado na Figura 31) apresenta uma configuração em que todos os disjuntores podem ser liberados para manutenção sem necessidade de desligamento de equipamentos aos quais ele pertence, além de possibilitar que todos os equipamentos conectados a uma das barras sejam transferidos para outra (FRONTIN, 2013). Apesar de facilitarem a manutenção dos disjuntores, essa configuração de barramento permite que apenas um disjuntor permaneça desligado por vez. Por este motivo, utilizam-se barramentos arranjo barra dupla com disjuntor e meio, como mostrado na Figura 32. Eles permitem que cada disjuntor conectado a um equipamento possa ser desligado individualmente, desde que não pertençam ao mesmo vão, proporcionando “boa flexibilidade operativa, facilidades para a sua expansão e fácil visualização dos equipamentos no pátio de manobras devido ao arranjo físico adotado” (FRONTIN, 2013).

Figura 31 - Barramento arranjo barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves



Fonte: Frontin, 2013.

Figura 32 - Barramento arranjo barra dupla com disjuntor e meio



Fonte: Frontin, 2013.

O submódulo 2.6 dos Procedimentos de Rede– “Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos” diz que subestações com outros tipos de isolamento, como por exemplo o SF6, podem propor configurações alternativas de

barramento, sendo submetidos à aprovação do ONS, que analisa e encaminha a proposta de tratamento à ANEEL (ONS, 2022I).

2.3.9.3 Configuração de barramentos na IO-OI

Na instrução de Operação de Instalações do ONS, conforme Figura 33, são detalhadas as informações acerca da configuração do barramento da SE e suas respectivas peculiaridades. Para a definição da configuração, estudos são realizados pelas equipes de engenharia do ONS, estabelecendo, em quais barras, determinados equipamentos serão conectados e quais flexibilidades poderão ser adotadas.

Figura 33 - Fragmento exemplo mostrando a configuração do barramento de uma instalação

3.2. BARRAMENTO DE 230 KV

A configuração do barramento de 230 kV é do tipo Barra Dupla (Barra P e Barra PT). Na operação normal desse barramento, todos os disjuntores e seccionadoras devem estar fechados, exceto as seccionadoras de transferência e uma das seletoras de barra das linhas de transmissão ou equipamentos, operando da seguinte forma:

| Em uma das barras – P (ou PT) | Na outra barra – PT (ou P) |
|--|--|
| LT 230 kV Biguaçu / Palhoça; | LT 230 kV Biguaçu / Jorge Lacerda B; |
| LT 230 kV Biguaçu / Gaspar 2; | LT 230 kV Biguaçu / Desterro; |
| LT 230 kV Biguaçu / Ratoles C1 (ou C2); | LT 230 kV Biguaçu / Ratoles C2 (ou C1); |
| Transformador TF 1 525/230/13,8 kV (ou TF 2); | Transformador TF 2 525/230/13,8 kV (TF 1 ou TF 3); |
| Transformador TF 3 525/230/13,8 kV (ou TF 2); | Transformador TF 7 230/138/13,8 kV (TF 5 ou TF 6); |
| Transformador TF 5 230/138/13,8 kV (TF 7 ou TF 8); | Transformador TF 8 230/138/13,8 kV (TF 5 ou TF 6); |
| Transformador TF 6 230/138/13,8 kV (TF 7 ou TF 8). | Banco de Capacitores BC-1 230 kV. |

Fonte: ONS, 2023i.

Compete ao ONS estabelecer, coordenar e controlar possíveis mudanças de configuração dos barramentos da Rede de Operação e controlar a tensão operativa nesses. Quando se trata dos barramentos não pertencentes à Rede de Operação, a responsabilidade sob a sua configuração e o ajuste da tensão é delegada aos agentes operadores da SE, que devem respeitar os limites colocados no Cadastro de Informações Operacionais de Faixas de Tensão (ONS, 2022k). No caso de Instruções de Operação de usinas, existe uma descrição das máquinas geradoras e suas conexões, conforme ilustrado na Figura 34.

Figura 34 - Fragmento exemplo da configuração das unidades geradoras de uma instalação

3.1. UNIDADES GERADORAS

As unidades geradoras GT 1 e GT 2 13,8 kV estão conectadas ao barramento de 138 kV pelos transformadores TF1 e TF2 13,8/138 kV e as unidades geradoras GT 3 e GT 4 estão conectadas ao barramento de 230 kV pelos transformadores TF4 e TF6 13,8/230 kV, da SE Jorge Lacerda A, com todas as seccionadoras e disjuntores fechados, exceto a seccionadora de transferência e uma das seletoras de barras de 230 kV.

Fonte: ONS, 2023j.

2.3.9.4 *Procedimentos específicos de equipamentos da subestação*

Para especificar procedimentos relacionados aos comutadores dos transformadores, compensadores síncronos ou estáticos, bancos de capacitores, reatores, transformadores defasadores e filtros CA, a IO-OI dispõe sobre possíveis particularidades do funcionamento desses equipamentos, descrevendo “os procedimentos específicos da Instalação para a operação dos equipamentos dessa, em função de sua pertinência” (ONS, 2022k). Tais procedimentos são ilustrados na Figura 35.

Figura 35 - Fragmento exemplo mostrando os procedimentos específicos de uma instalação

4.2.1. OPERAÇÃO DOS COMUTADORES DE TAPE SOB CARGA (LTC)

Os LTCs dos transformadores TF 1, TF 2 e TF 3 525/230/13,8 kV operam em modo manual.

A movimentação dos comutadores é realizada pela CGT ELETROSUL com controle do COSR-S.

Os LTCs dos Transformadores TF 6, TF 7 e TF 8 230/138/13,8 kV operam em modo manual.

A movimentação dos comutadores é realizada com autonomia pela operação do Agente CGT ELETROSUL.

4.2.2. OPERAÇÃO DOS REATORES

A manobra dos reatores RE 1, RE 2 e RE 3 525 kV – 150 Mvar e RE 4 525 kV – 75 Mvar é executada sob controle do COSR-S.

4.2.3. OPERAÇÃO DOS BANCOS DE CAPACITORES

A manobra do Banco de Capacitores BC 1 230 kV – 100 Mvar é executada sob controle do COSR-S.

4.2.4. OPERAÇÃO DO COMPENSADOR ESTÁTICO

Em condição de operação normal, o compensador estático CE 05Q1 19 kV – 100 / + 300 Mvar opera regulando a tensão do barramento de 525 kV desta Instalação.

As ações de alteração no modo de operação, mudança da referência de tensão, bem como qualquer variação de geração de potência reativa, deve ser executada com controle do COSR-S.

Fonte: ONS, 2023i.

2.3.9.5 *Desligamentos totais ou parciais de subestações*

No caso de desligamento total ou parcial de uma subestação, o agente deve seguir procedimentos normatizados nessa Instrução. De acordo com a Referência Técnica de Operação de Instalações do ONS (2022k), para identificá-lo, o agente operador e o ONS devem atentar para a seguinte definição:

- Desligamento total da Instalação: caracterizado quando não há tensão em todos os terminais de suas linhas de transmissão (ou, em caso de usina, por meio da verificação de ausência de tensão em todos os terminais de suas conexões ou ausência de fluxo de potência ativa nessas conexões).
- Desligamento parcial da Instalação: qualquer outra configuração que não se enquadre como desligamento total.

Após identificado o tipo de desligamento, o agente operador responsável pela instalação deve fornecer ao centro de operação do ONS as seguintes informações (ONS, 2022k):

- horário da ocorrência;
- configuração da Instalação após a ocorrência;
- configuração da Instalação após ações realizadas com autonomia pela operação dessa.

Em caso de desligamento total de uma subestação, uma série de procedimentos devem ser executados, normalmente se baseando na abertura dos disjuntores de todos os equipamentos da SE, conforme exemplo da Figura 36. Vale ressaltar que, a depender dos procedimentos de recomposição, é necessário fechar ou manter fechado alguns disjuntores ou seccionadoras com objetivo de agilizar a recomposição.

Figura 36 - Fragmento exemplo mostrando os procedimentos pós-desligamento de uma instalação

5.2.1. PREPARAÇÃO DA INSTALAÇÃO PARA A RECOMPOSIÇÃO FLUENTE

No caso de desligamento total, os Agentes Operadores da Instalação devem configurar os disjuntores dos seguintes equipamentos e linhas de transmissão, conforme condição apresentada a seguir:

Abrir ou manter abertos os disjuntores:

- das linhas de transmissão:

LT 230 kV Cruz Alta 2 / Ijuí 2;

LT 230 kV Cruz Alta 2 / Usina Hidrelétrica Passo Real.

- de todas as linhas de transmissão de 69 kV.

- dos transformadores:

076TR-01 230/69/13,8 kV (lados de 230 kV e de 69 kV);

076TR-02 230/69/13,8 kV (lados de 230 kV e de 69 kV).

Fechar ou manter fechado os disjuntores:

- do módulo de interligação barras de 230 kV, exceto quando esse estiver substituindo o disjuntor de um equipamento ou uma linha de transmissão.

Desligar ou manter desligado o modo de comutação automática dos comutadores sob carga da transformação 230/69/13,8 kV da SE Cruz Alta 2.

Fonte: ONS, 2023k.

Após o desligamento de todos os equipamentos da subestação (com possíveis exceções, conforme a individualidade de cada SE), uma sequência de procedimentos deve ser tomada para reenergização desses, seguindo um passo-a-passo, também disponível na IO, conforme ilustrado na Figura 37.

Destaca-se que os procedimentos tomados para o desligamento total de uma subestação são os mesmos a serem tomados no caso de desligamento de uma área de recomposição, refletindo as ações constantes na Instrução de Operação de Recomposição da Rede. Caso a instalação não pertença a uma área de recomposição, os processos de recomposição da SE são estabelecidos conforme estudos do ONS.

Conforme o ONS (2022k), o agente operador da instalação tem total autonomia para recomposição dessa em caso de desligamento total, com exceção dos casos em que o centro de operação do ONS intervenha no processo. Caso o desligamento seja parcial, o agente operador poderá energizar o equipamento, desde

que as especificações no subitem referente à energização individual de equipamentos estejam atendidas, conforme será mostrado a seguir.

Figura 37 - Fragmento exemplo mostrando o reestabelecimento de uma instalação

5.2.2. RECOMPOSIÇÃO FLUENTE DA INSTALAÇÃO

A Instalação faz parte da recomposição da Área Jacuí. Os Agentes Operadores devem adotar os procedimentos a seguir para recomposição fluente:

| Passo | Executor | Procedimentos | Condições ou Limites Associados |
|-------|----------|--|---|
| 1 | CEEE-T | Receber tensão da Usina Hidrelétrica Passo Real pela LT 230 kV Cruz Alta 2 / Usina Hidrelétrica Passo Real e energizar o barramento de 230 kV. | |
| 1.1 | CEEE-T | Energizar a LT 230 kV Cruz Alta 2 / Ijuí 2, enviando tensão para a SE Ijuí 2. | <ul style="list-style-type: none"> $V_{CAL2-230} \leq 237 \text{ kV}$ |

Os demais equipamentos desta Instalação são restabelecidos sob controle do COSR-5, conforme procedimentos contidos nas respectivas Instruções de Preparação para Manobras.

Fonte: ONS, 2023k.

2.3.9.6 Realização de manobras

A energização dos equipamentos presente na Instrução de Operação de Operação de Instalações é um reflexo da Instrução de Operação de Preparação para Manobras e contém todos os procedimentos que um agente operador pode realizar com autonomia, isto é, sem contato operacional com o ONS, desde que respeitadas as condições destacadas. Destaca-se que desligamentos programados ou de urgência de equipamentos, bem como energizações de linhas de transmissão em sentido inverso e energização de reatores, bancos de capacitores e compensadores conectados à Rede de Operação e fechamento de paralelo devem ser realizadas com a coordenação do ONS, com exceção dos casos explicitados (ONS, 2022k).

As demais considerações relacionadas a energização de equipamentos são as mesmas consideradas para as IO-PM, conforme mostrado nos tópicos anteriores.

2.3.10 Instrução de Operação de Execução do Programa Diário de Intervenções Consolidado

A Instrução de Operação de Execução do Programa Diário de Intervenções Consolidado (IO-PD.BR.01) possui os procedimentos para Controle da Execução das Intervenções nas instalações de transmissão e geração da Rede de Operação do SIN

e nos sistemas de telecomunicação e demais equipamentos que influenciam na supervisão e controle dessa, que se referem a:

- Intervenções contidas no PDlc – “Programa Diário de Intervenções Consolidado”, constante no PDO;
- Intervenções em urgência, solicitadas após as 15 horas do último dia útil anterior à data da intervenção;
- Intervenções em emergência (ONS, 2022w).

O PDI é composto pelas seguintes informações:

- instalações e equipamentos que serão submetidos a intervenções ou a testes com informação do período de realização do serviço e sua classificação;
- diretrizes operativas para a execução das intervenções ou dos testes;
- limites de transmissão decorrentes das intervenções ou dos testes;
- limitações no despacho de usinas em que são consideradas as restrições de geração e as restrições elétricas decorrentes das intervenções (ONS, 2022q).

2.4 ROTINAS OPERACIONAIS

As Rotinas Operacionais (RO) são documentos pertencentes ao MPO que complementam os submódulos dos Procedimentos de Rede do ONS, esclarecendo detalhes e ajustando a execução dos processos, assegurando maior aderência possível aos procedimentos operativos vigentes (ONS, 2021s).

As RO são confeccionadas visando objetividade e clareza, dando ênfase às diversas etapas desenvolvidas na execução de um processo e à comunicação entre agentes e ONS. Desta maneira, esses documentos respondem questões em relação aos processos do ONS incluindo fluxogramas ou seguindo o padrão “O que? Quando? Onde? Por quê? Como?” (ONS, 2021s).

A estrutura de uma RO é definida da seguinte forma:

- Objetivo: Descreve o motivo da RO e porque ela é executada;
- Referências: Referencia os documentos utilizados para elaboração da RO;
- Conceitos: Descreve os conceitos necessários para o pleno entendimento da RO;
- Considerações Gerais: Descreve as orientações de caráter geral;
- Descrição do Processo: Descreve como e onde o processo é executado;
- Atribuições dos agentes operadores e do ONS: Define quem e quando o processo é executado;
- Orientações Técnicas Complementares: Esclarece, por exemplo, a aplicação dos critérios descritos no decorrer da RO e a classificação de situações especiais;
- Anexos: Inclui tabelas, gráficos, formulários ou quaisquer outros documentos necessários (ONS, 2021s).

Como exemplo, cita-se a RO-MP.BR.02 – “Elaboração, Revisão, Distribuição e Implantação de Documentos Operacionais”, que visa estabelecer os procedimentos para elaboração, revisão, distribuição e implantação de Cadastros de Informações Operacionais, Instruções de Operação, Mensagens Operativas, Rotinas Operacionais, Ajustamentos Operativos e Referências Técnicas (ONS, 2022ac).

A lista completa de Rotinas Operacionais pode ser encontrada no Apêndice I.

2.5 AJUSTAMENTOS OPERATIVOS

Os Ajustamentos Operativos (AO) são documentos estabelecidos entre o ONS e os agentes, que definem os processos para o relacionamento operacional e os procedimentos para a operação de equipamentos, instalações, usinas e conjuntos de usinas não pertencentes à Rede de Operação, mas que possuem impacto significativo nos processos de coordenação, supervisão e controle dessa (ONS, 2022x). De forma resumida, é uma forma de tornar um elemento, não pertencente à Rede de Operação, como parte dos processos do ONS, sem considerá-lo como Rede Complementar.

Os ajustamentos devem ditar os responsáveis pelos procedimentos em uma instalação, definindo quais são de autonomia e quais são coordenados pelo ONS (ONS, 2022x).

De acordo com o ONS (2022x), as seguintes instalações ou equipamentos necessitam de AO:

- conjuntos de usinas, usinas Tipo II-B e usinas fora da Rede de Operação que exportam energia para os países vizinhos ou que possuam influência significativa na Rede de Operação;
- equipamentos ou instalações que não pertençam à Rede de Operação, caso sua influência seja significativa na Rede de Operação, ou existam requisitos ou configurações operativas que interfiram nas ações de coordenação e controle da Rede de Operação.

Os Ajustamentos Operativos possuem uma estrutura característica, definida pela Referência Técnica de Ajustamentos Operativos, composta pelos seguintes tópicos (ONS, 2022x):

- Objetivo: Define a função do AO, relativa ao equipamento ou instalação;
- Considerações Gerais: Define onde, como e quais equipamentos/linhas de transmissão afetam a Rede de Operação;
- Relacionamento Operacional: Define os agentes proprietários, os agentes operadores e os interlocutores de cada equipamento ou linha de transmissão da instalação, detalhando com quais gerências o agente terá de se relacionar e de que forma;
- Diagrama Unifilar: Inclui o diagrama da instalação;
- Procedimentos Operativos: Define os procedimentos específicos de cada instalação ou equipamento, mostrando a configuração de operação, procedimentos de operação normal e em contingência, processos para controle de tensão, carregamento e geração, recomposição dos equipamentos, manobras de energização e desenergização, e esquemas especiais;
- Intervenções: Define os procedimentos específicos para programação e execução de intervenções, caso existam;

- Dados e Procedimentos Específicos dos Conjuntos: Define as usinas que compõem os conjuntos e seus agentes operadores, agentes proprietários e interlocutores;
- Notas Importantes: Descreve informações importantes que não cabem no contexto dos outros tópicos, caso existam.

2.6 REGULAMENTOS INTERNACIONAIS

Na operação do SIN, é necessário muitas vezes a importação e a exportação de energia elétrica com países vizinhos. No Brasil, tais situações de operação ocorrem somente na Região Sul do país, por meio do Uruguai, da Argentina e do Paraguai.

Para regulamentar um processo que envolve dois diferentes países, é necessária a existência de um documento que seja acordado tanto pelo Operador do Sistema Elétrico Brasileiro, quanto pelo Operador do Sistema Elétrico Argentino ou Uruguaio. Por esse motivo, foram elaborados os Regulamentos Internacionais.

Esses documentos são elaborados contendo procedimentos específicos para cada processo, em português e espanhol, conforme ilustrado na Figura 38.

Destaca-se que a energia importada do Paraguai é regularizada por meio do Tratado de Itaipu, de junho de 1973, e, portanto, não é regida por um Regulamento Internacional do ONS.

Figura 38 - Fragmento do Regulamento Internacional com a Argentina / CAMMESA

| Assunto / Asunto | Módulo / Módulo | Revisão / Revisión | Data de Vigência / Fecha de Vigencia |
|--|-----------------|--------------------|--------------------------------------|
| NORMATIVO GERAL / NORMATIVA GENERAL | 1 | 5 | 27/04/2023 |

| | |
|--|--|
| <p>1. INTRODUÇÃO</p> <p>Este Regulamento, aprovado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (Brasil) e pela Companhia Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima – CAMMESA (Argentina), visa definir as regras e procedimentos a serem adotados na coordenação da operação da Interligação Garabi – Rincón.</p> <p>Para efeitos deste Regulamento, são válidas as seguintes entidades e suas correspondentes abrangências específicas:</p> <p>Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL: autarquia sob regime especial que tem a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Brasil.</p> | <p>1. INTRODUCCIÓN</p> <p><i>Este Reglamento, aprobado por el Operador Nacional del Sistema Eléctrico – ONS (Brasil) y por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima – CAMMESA (Argentina), tiene por objeto definir las reglas y procedimientos a ser adoptados en la coordinación de la operación de la Interconexión Rincón – Garabí.</i></p> <p><i>A los efectos del presente Reglamento, las entidades que a continuación se detallan tienen el alcance que se especifica:</i></p> <p>Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL: ente autárquico bajo un régimen especial cuyo objeto es regular e inspeccionar la producción, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en Brasil.</p> |
|--|--|

Fonte: ONS, 2023l.

3 ELABORAÇÃO DA DOCUMENTAÇÃO OPERATIVA

O processo de elaboração e revisão da documentação operativa é uma das principais funções das áreas de procedimentos operativos do ONS, sendo necessário no início da operação de novos empreendimentos e na alteração de procedimentos por quaisquer motivos.

Neste tópico, busca-se descrever o processo realizado pelos engenheiros de normatização no desenvolvimento da documentação operativa, utilizando para isso, informações obtidas por meio de entrevistas com profissionais do ONS e referências bibliográficas.

3.1 INSUMOS UTILIZADOS

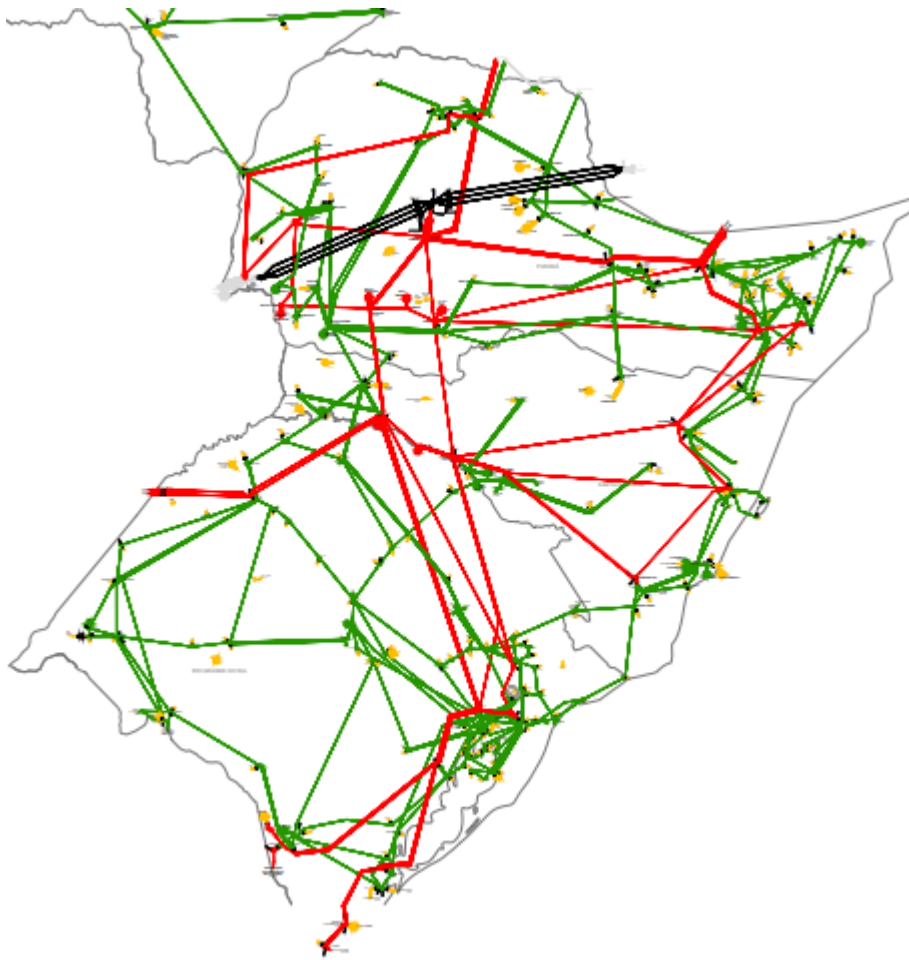
Para a integração de empreendimentos, são necessários alguns insumos, que servem de base para a elaboração dos procedimentos operativos, sendo confeccionados tanto pelos agentes de operação, quanto pelas diversas áreas do ONS. Tais materiais serão descritos a seguir.

3.1.1 Diagramas Operacionais

Para a representação gráfica da Rede de Operação, das áreas de controle do CAG, das instalações hidráulicas e de áreas regionais, é importante que existam os Diagramas Operacionais, que auxiliam na elaboração da documentação operativa, proporcionando visão espacial e sistêmica das instalações e do SIN. Como exemplo, a Figura 39 ilustra o Diagrama da Rede de Operação da Região Sul do País.

Para representar o SIN, os diagramas mostram as usinas que a ele pertencem, os compensadores síncronos, compensadores estáticos, bancos de capacitores, reatores, transformadores e autotransformadores, utilizando as cores padrões, conforme Tabela 4, para constituir os níveis de tensão do sistema, e obedecendo à simbologia mostrada na Figura 39.

Figura 39 - Diagrama da Rede de Operação da Região Sul do Brasil



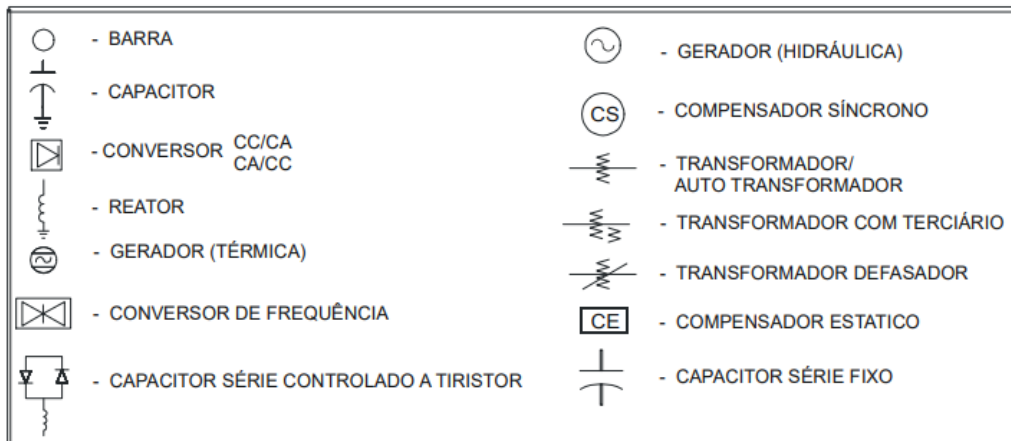
Fonte: Adaptado de ONS, 2023.

Tabela 4 - Padronização dos Níveis de Tensão dos Diagramas Operacionais

| Cor | Nível de Tensão |
|-------------------|------------------------|
| Preto | 765 kV |
| Preto com Amarelo | 600 kV |
| Vermelho | 500 kV / 525 kV |
| Roxo | 440 kV |
| Azul | 345 kV |
| Verde | 230 kV |
| Laranja | 138 kV e inferior |

Fonte: ONS, 2023m.

Figura 40 - Simbologia dos Diagramas Operacionais Elétricos



Fonte: ONS, 2023m.

Para a elaboração e revisão da documentação operativa do MPO, os diagramas unifilares das instalações também são utilizados, sendo que cada agente é responsável pela elaboração e envio para o ONS. Entretanto, esses documentos possuem direitos reservados e não serão detalhados, tampouco mostrados neste Trabalho.

3.1.2 Relatórios de Horizonte Quadrimestral

Os Relatórios de Horizonte Quadrimestral são estudos elaborados pelas gerências de engenharia e planejamento do sistema que definem as diretrizes para a operação elétrica com horizonte quadrimestral, contendo as premissas, os resultados obtidos pelas análises de simulação e suas principais conclusões (ONS, 2021t).

Para realizar tais estudos, as equipes do ONS levam em conta vários aspectos, podendo-se resumir às situações operativas de intercâmbio, de geração e de transferências de energia entre regiões ou subsistemas, configurações e topologia da rede, os perfis de cargas que melhor representem as características operativas de cada sistema para o quadrimestre sob análise (ONS, 2021t).

Os relatórios são confeccionados a partir de casos de referência, elaborados pelo próprio ONS e disponibilizados aos agentes, tendo como parâmetro as premissas do estudo de planejamento da operação elétrica. A partir desses casos, as equipes de engenharia do ONS realizam simulações e análises do sistema, utilizando programas e modelos computacionais de análise de rede, estabilidade eletromecânica

e dinâmica, com o objetivo de avaliar o desempenho do sistema sob o ponto de vista das diretrizes contidas nos Procedimentos de Rede nos casos de operação normal e sob contingências (ONS, 2021t).

A partir dos Relatórios Quadrimestrais, as seguintes conclusões podem ser obtidas (ONS, 2021t):

- Ações necessárias para o controle da operação normal e em contingência, diante dos problemas apresentados durante as simulações;
- O impacto de novos empreendimentos no desempenho e na operação do SIN, considerando possíveis atrasos ou antecipação de integração de equipamentos ou instalações, por meio de análises de sensibilidade;
- Detalhamento das diretrizes, contendo limites de transmissão nas interligações regionais e nas regiões geoeletricas, procedimentos para controle de tensão e carregamento, geração térmica mínima para atendimento à carga com segurança elétrica e restrições de geração térmica, hidráulica ou outras, nas usinas das diversas bacias;
- Ações que resolvam temporariamente problemas elétricos do SIN, resultantes das não-conformidades com os Procedimentos de Rede, podendo incluir recomendações de implantações ou revisões de SEP, revisão de ajustes dos controladores do SIN, revisão ou elaboração de novos procedimentos operativos e indicação do período ideal para manutenções de longa duração de componentes do sistema de transmissão e de unidades geradoras.

A partir das conclusões contidas nos relatórios, faz-se necessário alterar e atualizar a documentação operativa vigente, a partir do período definido por esses.

3.1.3 Relatórios Pré-operacionais

Os Relatórios Pré-operacionais são documentos elaborados pelos profissionais da gerência de engenharia, sendo necessários para a integração de novos empreendimentos no SIN. Tais documentos constituem a base técnica para a elaboração da documentação normativa.

Antes de um empreendimento iniciar sua operação integrada ao SIN, é necessário que o agente de operação detentor do projeto solicite ao ONS os estudos

pré-operacionais, fornecendo os dados e modelos solicitados da sua instalação ou equipamento. O ONS então consolida os dados e os disponibiliza aos agentes, informando se existem pendências impeditivas ou não-impeditivas para elaboração do Relatório.

A partir das informações disponibilizadas pelo agente, o ONS elabora tais estudos, obedecendo aos critérios e diretrizes indicadas no Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede – “Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos”, sendo compostos pelas análises de regime permanente; estabilidade eletromecânica; transitórios eletromagnéticos; curto-circuito; verificação da conformidade de controles sistêmicos; verificação da conformidade da proteção sistêmica e revisão e/ou confecção de novos SEP. Deve-se destacar que outras análises podem ser realizadas, tais como estudos de recomposição do sistema, estudos do controle carga-frequência, dentre outros (ONS, 2021u).

Os relatórios pré-operacionais apresentam o seguinte conteúdo (ONS, 2021u):

- análise do desempenho elétrico do sistema com a entrada da nova instalação;
- definição dos novos SEP ou reajuste dos SEP existentes;
- definição de alteração de estrutura ou de reajustes em equipamentos de controle sistêmico;
- definição de novas proteções sistêmicas ou reajuste nas existentes;
- diretrizes para elaboração de instruções de operação;
- definição de restrições operativas, sob a ótica dos estudos pré-operacionais;
- diretrizes para recomposição do sistema;
- diretrizes para fechamento de paralelo, fechamento de anéis e religamento automático de linhas de transmissão;
- diretrizes para a energização ou desenergização da nova instalação; e
- providências.

3.1.4 Calendário de Acompanhamento Semanal de Empreendimentos

O Calendário de Acompanhamento Semanal de Empreendimentos é um documento semanalmente atualizado pelo ONS, com o objetivo de compartilhar o cronograma dos agentes responsáveis pelos novos empreendimentos do SIN. Com esse insumo, as áreas de normatização ficam atentas aos prazos de elaboração da documentação normativa.

Para elaboração desse Calendário, primeiro realiza-se o acompanhamento do sistema SIGET – Sistema de Gestão da Transmissão, conjuntamente à ANEEL. Quando o empreendimento alcança o horizonte de seis meses nesse sistema, verifica-se o acompanhamento da obra junto às gerências de estudos e de engenharia, a fim de detalhar com precisão a sua data de entrada para inclusão no Acompanhamento Semanal.

Os empreendimentos de transmissão são finalmente incluídos no Calendário de Acompanhamento Semanal quando alcançam um horizonte de previsão de início da operação de sessenta dias, enquanto os empreendimentos de geração são incluídos dentre de um horizonte de três meses. Durante esse intervalo de tempo, os engenheiros de normatização entram em contato com os agentes, a fim de obter as informações atualizadas referentes aos empreendimentos. Na Figura 41 é ilustrado o Calendário de Acompanhamento Semanal para o período de 14/02/2023 a 15/04/2023.

Figura 41 - Calendário de Acompanhamento Semanal para o período de 14/02/2023 a 15/04/2023

| Acompanhamento de obras de transmissão. Período: 14/02/2023 a 15/04/23 | | | | | | | |
|--|--|---|--------|------------------------|-----------|---------------|-------------|
| Centro | Empreendimento | Obras | Agente | Data Compromisso Legal | Origem | Data Prevista | Observações |
| NE | SE Eunápolis - instalação do primeiro banco de capacitores em derivação trifásico 230 kV - 20 MVar | IB 230 kV MG 230 kV EUNAPOLIS MG1 BA IB1 | CHESP | 07/03/2023 | DMSE/CMSE | 07/03/2023 | |
| NE | SE Eunápolis - instalação do primeiro banco de capacitores em derivação trifásico 230 kV - 20 MVar | MC 230 kV BC 230 kV 20 Mvar EUNAPOLIS BC1 BA | CHESP | 07/03/2023 | DMSE/CMSE | 07/03/2023 | |
| NE | SE Eunápolis - instalação do primeiro banco de capacitores em derivação trifásico 230 kV - 20 MVar | MG 230 kV EUNAPOLIS MG1 BA | CHESP | 07/03/2023 | DMSE/CMSE | 07/03/2023 | |
| NE | Secc. LT 500 kV Angelim II - Recife II na SE Sapele II. | EL 500 kV ANGELIM II LT 500 kV ANGELIM II /RECFE II C-2 PE | CHESP | 07/03/2023 | DMSE/CMSE | 07/03/2023 | |
| NE | Secc. LT 500 kV Angelim II - Recife II na SE Sapele II. | EL 500 kV RECFE II LT 500 kV ANGELIM II /RECFE II C-2 PE | CHESP | 07/03/2023 | DMSE/CMSE | 07/03/2023 | |
| NE | Secc. LT 500 kV Angelim II - Recife II na SE Sapele II. | EL 500 kV SUAPE II LT 500 kV ANGELIM II /SUAPE II C-1 PE | CHESP | 07/03/2023 | DMSE/CMSE | 07/03/2023 | |
| NE | Secc. LT 500 kV Angelim II - Recife II na SE Sapele II. | EL 500 kV SUAPE II LT 500 kV SUAPE II /RECFE II C-2 PE | CHESP | 07/03/2023 | DMSE/CMSE | 07/03/2023 | |
| NE | Secc. LT 500 kV Angelim II - Recife II na SE Sapele II. | IB 500 kV MG 500 kV SUAPE II MG3 PE IB3 | CHESP | 07/03/2023 | DMSE/CMSE | 07/03/2023 | |
| NE | Secc. LT 500 kV Angelim II - Recife II na SE Sapele II. | IB 500 kV MG 500 kV SUAPE II MG3 PE BA | CHESP | 07/03/2023 | DMSE/CMSE | 07/03/2023 | |
| NE | Secc. LT 500 kV Angelim II - Recife II na SE Sapele II. | LT 500 kV ANGELIM II /RECFE II C-1 PE | CHESP | 07/03/2023 | DMSE/CMSE | 07/03/2023 | |
| NE | Secc. LT 500 kV Angelim II - Recife II na SE Sapele II. | LT 500 kV SUAPE II /RECFE II C-2 PE | CHESP | 07/03/2023 | DMSE/CMSE | 07/03/2023 | |
| NE | Secc. LT 500 kV Angelim II - Recife II na SE Sapele II. | MG 500 kV SUAPE II MG3 PE | CHESP | 07/03/2023 | DMSE/CMSE | 07/03/2023 | |
| NE | Secionamento da LT 500 kV Sobradinho - Luiz Gonzaga C2 na SE Juazeiro III | EL 500 kV JUAZEIRO III LT 500 kV US. L.GONZAGA /JUAZEIRO III C-2 BA | CHESP | 07/03/2023 | DMSE/CMSE | 07/03/2023 | |
| NE | Secionamento da LT 500 kV Sobradinho - Luiz Gonzaga C2 na SE Juazeiro III | EL 500 kV US. L.GONZAGA /JUAZEIRO III C-2 PE/BA | CHESP | 07/03/2023 | DMSE/CMSE | 07/03/2023 | |
| NE | Secionamento da LT 500 kV Sobradinho - Luiz Gonzaga C2 na SE Juazeiro III | EL 500 kV U.SOBRADINHO LT 500 kV US. L.GONZAGA /JUAZEIRO III C-2 PE/BA | CHESP | 07/03/2023 | DMSE/CMSE | 07/03/2023 | |
| NE | Secionamento da LT 500 kV Sobradinho - Luiz Gonzaga C2 na SE Juazeiro III | EL 500 kV US. L.GONZAGA LT 500 kV US. L.GONZAGA /JUAZEIRO III C-2 PE/BA | CHESP | 07/03/2023 | DMSE/CMSE | 07/03/2023 | |
| NE | Secionamento da LT 500 kV Sobradinho - Luiz Gonzaga C2 na SE Juazeiro III | IB 500 kV MG 500 kV JUAZEIRO III MG3 BA | CHESP | 07/03/2023 | DMSE/CMSE | 07/03/2023 | |
| NE | Secionamento da LT 500 kV Sobradinho - Luiz Gonzaga C2 na SE Juazeiro III | LT 500 kV JUAZEIRO III /JUAZEIRO III C-2 BA | CHESP | 07/03/2023 | DMSE/CMSE | 07/03/2023 | |
| NE | Secionamento da LT 500 kV Sobradinho - Luiz Gonzaga C2 na SE Juazeiro III | LT 500 kV US. L.GONZAGA /JUAZEIRO III C-2 PE/BA | CHESP | 07/03/2023 | DMSE/CMSE | 07/03/2023 | |
| NE | Secionamento da LT 500 kV Sobradinho - Luiz Gonzaga C2 na SE Juazeiro III | MG 500 kV JUAZEIRO III MG3 BA | CHESP | 07/03/2023 | DMSE/CMSE | 07/03/2023 | |
| NE | SE 230/69 kV Alagoinhas II - 2 x 100 MVA e Seccionamento da LT 230 kV Cienas Damas - Catu C2 | BC 69 kV 30 Mvar ALAGOINHAS II BC1 BA | BRE 2 | 21/03/2023 | SGI | 12/03/2023 | |
| NE | SE 230/69 kV Alagoinhas II - 2 x 100 MVA e Seccionamento da LT 230 kV Cienas Damas - Catu C2 | LT 230 kV ALAGOINHAS II /CATU C-2 BA | BRE 2 | 21/03/2023 | SGI | 12/03/2023 | |

Fonte: Adaptado de ONS, 2023.

3.2 O PROCESSO DE ELABORAÇÃO DA DOCUMENTAÇÃO OPERATIVA

De acordo com a RO-MP.BR.02 – “Elaboração, Revisão, Distribuição e Implantação de Documentos Operacionais”, as áreas de procedimentos operativos do ONS são responsáveis por elaborar, revisar, distribuir e implantar os documentos

normativos relativos ao MPO, respeitando uma série de prazos e seguindo processos, que serão descritos a seguir (ONS, 2022ac).

Conforme detalhado anteriormente, para descrever todos os processos realizados pelos engenheiros de normatização, quando se trata da integração de empreendimentos, foram realizadas entrevistas com engenheiros de diversas áreas do ONS, dentre eles:

- Engenheiros de Normatização;
- Engenheiros de Tempo Real;
- Engenheiros de Programação de Intervenções;
- Engenheiros de Estudos e Planejamento do Sistema.

Como resultado das entrevistas, obteve-se experiências reais de profissionais do dia a dia da pré-operação e da operação do sistema, a fim de detalhar todos esses processos.

Nesse tópico, será tratado, sob o ponto de vista dos procedimentos operativos, todo o processo de normatização de um empreendimento do SIN, e posterior estudo de caso, desde o calendário de obras até a implantação dos documentos.

As informações obtidas nas entrevistas mostraram que todo o processo pode ser resumido de uma forma padrão para todas as áreas elétricas do país. De certa forma, alguns procedimentos podem ser realizados de forma diferente em cada região, entretanto, o alicerce permanece o mesmo, podendo ser sintetizado da seguinte forma:

Passo 1: Acompanhamento do Cronograma de Obras do ONS;

Passo 2: Recebimento dos insumos das gerências de Engenharia e Planejamento (Relatórios de estudos pré-operacionais, mensais e trimestrais) em forma de minuta e recebimento dos insumos da ANEEL (informações sobre o despacho de usinas);

Passo 3: Leitura e possível envio de contribuições às minutas dos Relatórios de estudos pré-operacionais, mensais e trimestrais;

Passo 4: Recebimento dos insumos das gerências de Engenharia e Planejamento (Relatórios de estudos pré-operacionais, mensais e quadrimestrais) na forma de relatórios;

Passo 5: Recebimento dos insumos dos agentes de operação, referentes à responsabilidade operacional dos equipamentos e/ou linhas de transmissão (cartas de interlocução) e Diagramas Unifilares das instalações;

Passo 6: Solicitação de informação adicionais aos agentes de operação e/ou agentes operadores;

Passo 7: Elaboração e/ou atualização da documentação operativa em forma de minuta;

Passo 8: Envio da documentação operativa, em forma de minuta, para apreciação pelos agentes operadores e pelas gerências do ONS;

Passo 9: Adequação da documentação operativa final, atentando para os comentários realizados pelos agentes operadores e pelas gerências do ONS;

Passo 10: Implantação da documentação operativa junto às equipes de Tempo Real, e posterior programação dessa, por meio de treinamentos.

Vale destacar que, para as usinas tipo II-A, podem não ser realizados estudos pré-operacionais, apesar de serem da Rede de Operação, enquanto as de tipo II-B e II-C são encaixadas nos Ajustamentos Operativos.

Observando os passos descritos acima, serão detalhados tais procedimentos nos tópicos a seguir.

3.2.1 Acompanhamento do Cronograma de Obras

Como descrito anteriormente, o principal insumo para o acompanhamento da integração de obras ao SIN é o Calendário de Acompanhamento Semanal de Empreendimentos. Por meio dele, os engenheiros de normatização são notificados das etapas de construção de cada instalação, desde a fixação dos equipamentos até os testes.

Devido à natureza dos processos das obras, a imprevisibilidade do cronograma quando se trata de empreendimentos que se encontram no horizonte de 30 a 60 dias é maior. Por esse motivo, de acordo com as entrevistas realizadas, o processo de confecção da documentação operativa em si é normalmente realizado

dentro de um intervalo menor que 30 dias até o início da operação do empreendimento.

Apesar de ser um dos meios de acompanhamento, o Calendário de Acompanhamento Semanal de Empreendimentos não é o único meio de obter informações acerca desse processo. De acordo com as entrevistas realizadas, os engenheiros de normatização e de programação de intervenções permanecem em constante contato, observando os sistemas SGIIntegração e SICOP, que contém detalhadamente os processos e o cronograma dos empreendimentos.

O SICOP contém a Agenda de Intervenções, cadastradas pelos próprios agentes em conjunto com os engenheiros de programação de intervenções no Sistema de Gestão de Intervenções (SGI), obedecendo os prazos estabelecidos conforme Rotina Operacional RO-EP.BR.01 (ONS, 2022z). As intervenções acompanham o cronograma e a descrição das atividades, podendo incluir procedimentos operativos que devem permanecer vigentes durante a execução dessas (sobrepondo-se às instruções de operação), sendo elaborados com base nos procedimentos operativos constantes nas instruções de operação. A Agenda de Intervenções é ilustrada na Figura 42.

Figura 42 - Agenda de Intervenções

Agenda de Intervenções v.4.5.2.0

Atuando como: COSR-S Pré-operação 28/02/2023 Amanhã Nº SGI 00.000.000-00 Buscar

Visualizar Analisar Editar Reprogramar Retomar Situação Nova Duplicar Realizar Comentários Envolvidos Consultar PDF Implantação PDO Destaque TR

Liberação CNOS

Exibir critérios avançados

CNOS COSR-NCO COSR-NE COSR-S COSR-SE Sistêmicas e regionais especiais Exceto canceladas, indeferidas e concluídas Pesquisar Limpar

Uma Lista Duas Listas

| Terça-Feira 28 de Fevereiro de 2023 | | | | | | | Exportar | Personalizar | Limpar subfiltros |
|-------------------------------------|----------|--------------|------------|-------------|--------------|---|--|--------------|-------------------|
| | Natureza | Agente | Dia início | Hora início | Data término | Equipamento | Serviço | | |
| | Filtrar | Filtrar | Filtrar | Filtrar | Filtrar | Filtrar | Filtrar | | |
| <input type="checkbox"/> | MP | CPFL ENER... | 27/02/2023 | 07:00 | 15/03/2023 | LT 230 KV SUB ATLANTICA / OSORIO 2 C 1 RS, CONJUNT... | Inspeção Minuciosa com escalada ao longo da LT 230KV Atlântica / Os... | | |
| <input type="checkbox"/> | MP | CEEE-T | 23/02/2023 | 08:00 | 17/03/2023 | UNIDADES CONCENTRADORAS DE SUBESTAÇÕES (UC... | - Instalação das novas Unidades Concentradoras de Subestações (UC... | | |
| <input type="checkbox"/> | MC | COPEL-GT | 28/02/2023 | 09:00 | 01/03/2023 | SE CRN AUTOMAÇÃO COPEL | Perdas momentâneas de supervisão por tempo de reset da SE CRN p | | |
| <input type="checkbox"/> | MC | MEZ 4 ENE... | 28/02/2023 | 09:45 | 28/02/2023 | SUB CRUZ ALTA 2 RS, SWITCH DE SUPERVISÃO E AUTO... | Manutenção corretiva nos links de internet referentes a SE de Cruz Alt | | |
| <input type="checkbox"/> | IN | COPEL-GT | 14/11/2022 | 09:14 | 19/03/2023 | LT 230 KV SANTA MONICA / PILARZINHO C 1 PR | Ato autorizativo/Rel ONS ReA 8543/20 Recapacitação da LT 230 KV S | | |

Fonte: O autor, 2023.

3.2.2 Recebimento, leitura e contribuições às minutas dos Relatórios Pré-operacionais

De acordo com as entrevistas realizadas, e com respaldo no Procedimento de Rede 7.4 – “Estudos pré-operacionais de integração de instalações da Rede de Operação”, os agentes de operação devem solicitar os estudos pré-operacionais ao ONS com oito meses de antecedência em relação ao primeiro teste de energização do equipamento ou linha de transmissão. A partir desse momento, o ONS solicita ao agente os dados e modelos da nova instalação, consolidando-os e disponibilizando novamente aos agentes, solicitando informações adicionais, caso sejam necessárias. O ONS informa o cronograma para a execução dos estudos pré-operacionais, mostrando ao agente a relação de ensaios a serem realizados no período de comissionamento (ONS, 2021v).

Com antecedência mínima de quarenta dias em relação à data prevista para a primeira sincronização de empreendimentos de geração ou do primeiro teste de energização de equipamentos de transmissão, os estudos pré-operacionais devem ser concluídos (ONS, 2021v). Por fim, a partir dos estudos pré-operacionais, o Relatório Pré-operacional é elaborado.

Para a efetiva elaboração do Relatório Pré-operacional, as gerências de engenharia do ONS realizam a modelagem dos equipamentos e linhas de transmissão por meio dos *softwares* ANAREDE, ANAFAS e ANATEM, analisando a integração da instalação, os impactos sistêmicos e a operação dos ativos no SIN.

O Relatório Pré-operacional é enviado em forma de minuta para as diversas áreas do ONS e para os agentes operadores e de operação, devendo ser analisado e atrelando possíveis contribuições, caso existam. A Área de Procedimentos Operativos deve ficar atenta principalmente, nesse primeiro momento, aos estudos que deverão ser realizados adicionalmente, em caso de necessidade. Por exemplo, na entrada de novas linhas de transmissão à operação integrada ao SIN, as condições restritivas relacionadas à manobra de outros ativos podem ser alteradas. Dessa forma, pode haver necessidade de reavaliação das manobras desses outros equipamentos ou linhas de transmissão.

Outro evento recorrente na integração de empreendimentos é o atraso na entrega de ativos à operação comercial, trazendo impactos consideráveis aos estudos

quando se trata de instalações completas, pois esses consideram que a operação iniciará de forma conjunta. Quando ocorrem essas situações, deve-se solicitar informações adicionais ao agente sobre o cronograma a ser seguido, enquanto as gerências de normatização solicitam às áreas de engenharia e planejamento estudos adicionais considerando apenas a parte inicial da instalação que terá sua operação iniciada. É evidente que, em alguns casos, não é necessária essa solicitação, pois com os estudos já realizados, é possível tirar conclusões acerca do funcionamento parcial da instalação.

Quando não há necessidade de solicitações adicionais, as áreas de normatização fazem adequações ocasionais e solicitam esclarecimentos sobre o funcionamento da operação em conjunto da instalação e das manobras dos equipamentos e linhas de transmissão.

3.2.3 Recebimento, leitura e contribuições às minutas dos Relatórios de Horizonte Quadrimestral

De acordo com o Procedimentos de Rede 3.4 – “Planejamento da operação elétrica com horizonte quadrimestral”, o ONS elabora as premissas necessárias para os estudos de planejamento elétrico com o “escopo, a forma de execução, o cronograma das atividades, a descrição geral do estudo, as premissas e critérios gerais e a definição das análises a serem realizadas” (ONS, 2021t).

De acordo com as entrevistas realizadas, para realização do estudo, são coletadas as informações dos agentes de geração, transmissão e distribuição, coletando os dados de carga e parâmetros das linhas de transmissão e equipamentos que têm integração prevista para o horizonte quadrimestral analisado. Com tais informações, são montados os casos para cenários extremos, levando em consideração o critério N-1 ou até indisponibilidade dupla em casos de linhas de transmissão de interligação entre áreas, ou que compartilham torres. Além disso, existem os casos em que um ativo ficará sob intervenção por um longo período. Nesses casos, o estudo considera tal equipamento ou LT fora de operação, trabalhando com o critério N-1 para rede alterada.

Após a montagem do caso, os engenheiros de planejamento executam cenários com indisponibilidades tanto na Rede de Operação, quanto na Rede de

Supervisão, quando pertinentes, observando as consequências dessas contingências e as medidas a serem tomadas para minimização dessas. Também são analisadas as condições do sistema para operação normal, onde não existem contingências, verificando a necessidade de controle de tensão ou carregamento.

Cerca de dez dias antes da vigência do Relatório contendo as Diretrizes para Operação Elétrica com Horizonte Quadrimestral, a minuta é disponibilizada aos agentes de operação, agentes operadores (a versão vigente é publicada no último dia útil de cada mês) e às áreas do ONS para leitura e contribuições. A Área de normatização deve atentar para o documento seguindo os mesmos princípios utilizados para analisar os Relatórios Pré-operacionais, solicitando estudos adicionais em casos de empreendimentos que entrarão em operação segmentados e realizando adequações ocasionais.

Desde esse primeiro momento, deve-se observar o funcionamento do sistema descrito no Relatório, a fim de realizar possíveis questionamentos às áreas de engenharia e planejamento, até mesmo sugerindo reanalisar cenários.

Deve-se atentar para a diferença entre os relatórios pré-operacionais e de horizonte quadrimestral. Enquanto o primeiro é direcionado a empreendimentos (equipamentos, linhas de transmissão e instalações) específicos, o segundo possui uma visão sistêmica, com uma análise que abrange as instalações e seus respectivos ativos operando em conjunto. Segundo as entrevistas, quando uma instalação será integrada à operação do SIN, os engenheiros responsáveis pelos relatórios de horizonte quadrimestral realizam uma primeira análise do impacto do empreendimento na operação elétrica do sistema, que será complementada pelas áreas responsáveis pelos relatórios pré-operacionais posteriormente. Dessa forma, os casos utilizados para os estudos de horizonte quadrimestrais são utilizados para realizar os estudos de integração de um novo empreendimento. Portanto, é necessário realizar uma intersecção das informações contidas nos dois produtos no momento da elaboração das instruções de operação e demais documentos normativos.

3.2.4 Recebimento das Cartas de Interlocação

As Cartas de Interlocação são documentos enviados pelos agentes de operação (ou representantes oficialmente designados) ao ONS, por meio do Sistema

de Gestão de Interlocutores – INTERLOCUTORES. A Rotina Operacional RO-RO.BR.02 – “Designação de Interlocutores para o Relacionamento Operacional entre ONS e Agentes” define os elementos que devem estar descritos no documento. Para cada tipo de agente, deve haver um modelo de carta (exceto agentes de operação de usinas tipo III), previsto na RO, entretanto, nesse trabalho, o foco será o Agente com equipamento, linha de transmissão ou instalação na Rede de Operação ou usinas tipo I, II-A ou II-B (ONS, 2022aa).

Os agentes de operação devem designar seus agentes operadores e devidos interlocutores com, no mínimo, “noventa dias de antecedência em relação à data do início dos testes das novas instalações, identificando para quais instalações, equipamentos e/ou linhas de transmissão o Agente Operador é responsável” (ONS, 2022aa).

De acordo com o ONS (2022aa), nas Cartas de Interlocação devem ser definidos os seguintes agentes para cada equipamento de determinada instalação:

- Agente de Operação: Agente detentor dos ativos de uma instalação da Rede de Operação, responsável pelo envio da carta.
- Agente Operador: É o Agente responsável por operar os ativos, que terá efetivamente o contato operacional com os Centros de Operação do ONS. É designado pelo Agente de Operação, podendo ser ele próprio.
- Interlocutor do Agente Operador: É o Centro de Operação do Agente Operador responsável por operar os ativos.

As Cartas devem possuir, em anexo, as listas de contato operacional dos agentes operadores, incluindo e-mail e telefone dos responsáveis pelas suas gerências, conforme ilustrado na Figura 43.

Figura 43 - Exemplo de Carta de Interlocação

Local, dd/mm/aaaa.

À Gerência de Configurações de Rede (PDR)

Assunto: Oficialização de Interlocutor da Empresa Y

Prezados senhores:

A Empresa Y (razão social) informa que, conforme orientações contidas na Rotina Operacional RO-RO.BR.02 - Designação de Interlocutor e Contatos para o Relacionamento Operacional entre ONS e Agentes, o Agente Operador que irá realizar o relacionamento operacional com o ONS referente às atividades de Programação da Operação, Procedimentos Operativos, Integração de Obras, Autorrestabelecimento, Tempo Real, Apuração, Análise e Custos da Operação, Segurança Cibernética, sistema SINapse, Telecomunicações e Sistema de Supervisão e Controle relativas às instalações abaixo relacionadas, é a Empresa Z (Nome do Agente Operador), que realizará a operação dos equipamentos de nossa propriedade por meio do Centro de Operação Z (nome do Interlocutor (centro de Operação ou Instalação)).

- SE Exemplo1, SE Exemplo2;
- Bay da LT 230 kV Exemplo1/ Exemplo5, na SE Exemplo1.
- UHE Exemplo1
- EOL Exemplo2
- UTE Exemplo3

OBS.1 - Somente listar os equipamentos, linhas de transmissão ou instalações pertencentes a Rede de Operação, ou as usinas relacionadas

OBS.2 – Somente listar os equipamentos que o relacionamento operacional será feito pelo Agente Operador supracitado.

Segue anexo a relação de nossos contatos operacionais para relacionamento com o ONS, atualizados conforme Anexo 5 da Rotina Operacional (RO) acima citada.

Atenciosamente,

(Nome)

Empresa Y

(Cargo)

Fonte: ONS, 2022aa.

Os agentes de operação devem designar seus agentes operadores e devidos interlocutores com, no mínimo, “noventa dias de antecedência em relação à data do início dos testes das novas instalações, identificando para quais instalações, equipamentos e/ou linhas de transmissão o Agente Operador é responsável” (ONS, 2022aa).

As Cartas de Interlocação têm papel fundamental na elaboração da documentação operativa, pois determinam oficialmente com qual agente será o contato operacional para solicitação de informações adicionais sobre equipamentos ou linhas de transmissão. Além disso, definem as listas de distribuição constantes nos documentos do MPO e as colunas sob título de “executor” das Instruções de Operação.

3.2.5 Solicitação de informações adicionais aos agentes de operação

Como descrito anteriormente, durante a leitura e análise dos relatórios provenientes das áreas de engenharia e planejamento do ONS, os engenheiros de normatização devem atentar para as informações faltantes que deverão ser solicitadas aos agentes. Normalmente, para transformadores e linhas de transmissão, essas informações se resumem às de Religamento Manual, a ser incluídas nos Cadastros de Informações Operacionais e ajustadas nas Instruções de Operação. Ocasionalmente, informações relacionadas aos comutadores sob carga dos transformadores são necessárias para adequação dos CDs e IOs, visto que não necessariamente as informações de placa correspondem às informações contidas nos sistemas supervisórios dos agentes.

Esse contato operacional com os agentes de operação é realizado por meio de e-mail ou telefone, e não possui um padrão definido, ou seja, cada engenheiro de normatização do ONS possui uma abordagem com os agentes.

3.2.6 Elaboração dos documentos operativos

Após receber os relatórios provenientes das equipes de engenharia e planejamento do ONS, as cartas de interlocução e os dados adicionais enviadas pelos agentes, efetivamente se inicia o processo de elaboração e atualização da documentação operativa.

Para a elaboração dos documentos normativos, deve-se seguir um padrão definido pela RT-MP.BR.02 – “Padronização de Redação e Estilo dos Documentos do MPO”, que define “a formatação, a itemização, a redação e o conteúdo na elaboração dos documentos do Manual de Procedimentos da Operação (MPO)” (ONS, 2022ab). Dentre as informações contidas nessa RT, estão o padrão de estilo da capa, e os dados a serem inseridas nos campos de “Motivo da Revisão”, “Evento Condicionado” e da Lista de Distribuição.

O primeiro passo para elaboração e atualização da documentação é avaliar, por meio da análise dos relatórios, quais documentos serão impactados devido ao início da operação do novo empreendimento no SIN. Deve-se observar que os documentos devem compatibilizar entre si, ou seja, os procedimentos descritos em

uma Instrução de Operação de Instalações, por exemplo, devem refletir, de certa forma, naqueles inseridos na Instrução de Operação de Preparação para Manobras.

No dia a dia da operação, é comum que alguns documentos tenham mais atualizações que outros, quando observados da perspectiva da integração de empreendimentos. Os documentos alterados com maior frequência (verificados por meio do número de revisões) são os listados a seguir:

- Instrução de Operação Normal;
- Instrução de Operação de Esquemas Especiais;
- Instrução de Operação de Preparação para Manobras;
- Instrução de Operação de Operação em Contingência;
- Instrução de Operação de Recomposição de Rede;
- Instrução de Operação de Instalações;
- Cadastro de Informações Operacionais de Dados de Equipamentos;
- Cadastro de Informações Operacionais de Limites de Equipamentos;
- Cadastro de Informações Operacionais de Faixas para Controle de Tensão.

Após a primeira análise de impacto na operação operativa, dá-se início ao processo de conversão da “linguagem de estudos” para a “linguagem operacional”, ou seja, à transformação das informações contidas em estudos para a linguagem operacional da documentação normativa.

De acordo com as entrevistas, durante esse processo, já existe um contato inicial com as gerências de Tempo Real, principalmente nas situações em que há necessidade de inclusão de procedimentos incomuns, visto que essas equipes têm papel de cliente na utilização dos documentos operativos, devendo ser claros, diretos e objetivos.

Todo o processo, de forma mais precisa e detalhada, será demonstrado por meio do Estudo de Caso, disponível na página 104.

3.2.7 Envio em forma de minuta da documentação operativa

Após confeccionada toda a documentação operativa, essa deve ser enviada em forma de minuta para as diversas áreas do ONS e para os agentes de operação. As revisões podem ser de pequeno, médio e grande porte, que são caracterizadas

pelas alterações em documentos motivadas conforme a Tabela 5, respeitando aos prazos estipulados na RO-MP.BR.02 – “Elaboração, Revisão, Distribuição e Implantação de Documentos Operacionais”, conforme mostrado na Tabela 6 (ONS, 2022ac).

Tabela 5 - Tipo de revisão da documentação do MPO

| Tipo de revisão | Motivo da revisão |
|------------------------|--|
| Pequeno porte | Alterações de procedimentos para controle de tensão e/ ou carregamento, controle de geração, operação de reservatórios e alteração ou implantação de esquemas especiais (sem procedimentos associados), sem alteração de filosofia. |
| | Entrada em operação de unidades geradoras, equipamentos, linhas de transmissão e seccionamentos que não alteram filosofia de operação. |
| Médio porte | Alterações de procedimentos para controle de tensão e/ ou carregamento, controle de geração, operação de reservatórios e alteração ou implantação de esquemas especiais (com procedimentos associados), com alteração de filosofia. |
| | Entrada em operação de unidades geradoras, equipamentos, linhas de transmissão e seccionamentos que alteram filosofia de operação. |
| | Inclusão de novos montantes de carga e de geração ou alterações na sequência de instalações restabelecidas na área de recomposição. |
| Grande porte | Novas áreas de recomposição. |
| | Novas instalações em corrente contínua. |

Fonte: ONS, 2022ac.

Tabela 6 - Prazos estabelecidos para o envio de minutas do MPO

| Providência | Prazo mínimo (dias úteis) | | |
|---|----------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|
| | Revisões de pequeno porte | Revisões de médio porte | Revisões de grande porte |
| Antecedência mínima, em relação ao prazo final para comentários, para envio da minuta às áreas do ONS e Agentes envolvidos. | 2 | 3 | 5 |

Fonte: ONS, 2022ac.

Após definição da lista de distribuição, constituída pelo Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS), os Centros de Operação Regionais e os agentes de operação envolvidos, as minutas dos documentos são finalmente enviadas para apreciação.

3.2.8 Implantação e treinamento da documentação operativa final

De acordo com a RO-MP.BR.03 – “Treinamento dos Operadores de Sistema dos Centros de Operação do ONS”, os treinamentos realizados pela equipe de normatização do ONS para as equipes de Tempo Real têm como objetivo assegurar a assimilação de novos procedimentos e a preparação das equipes para execução dos procedimentos operacionais decorrentes da integração de novas instalações ou de mudanças na filosofia operacional e o condicionamento dos operadores às ações/procedimentos de recomposição do SIN com o uso de simuladores, executando cenários que retratam as prováveis ocorrências no sistema (ONS, 2022ac).

Portanto, sempre que houver integração de novos empreendimentos ao SIN, alterando os documentos normativos do ONS, deve haver treinamentos, de acordo com o porte da instalação. Nesses casos, os engenheiros de normatização convocam uma ou mais reuniões específicas para tais implantações, normalmente repassando as alterações e inclusões de procedimentos por meio de apresentações expositivas e/ou treinamentos com simuladores, os quais devem exercitar a atuação da equipe de tempo real dos Centros de Operação do ONS em diversas situações operativas, a fim de prepará-los para recomposição do sistema, controle de tensão, controle de carregamento, operação do CAG, entre outros (ONS, 2022ac).

Segundo a entrevista realizada com a equipe de tempo real, as implantações são de extrema importância, pois é necessário que o que esteja descrito nas instruções de operação realmente seja compreendido por quem opera o sistema. Enquanto as instruções precisam ser diretas, claras e concisas, deve haver um conhecimento prévio por parte dos engenheiros de tempo real, para que se saiba quais os objetivos de tal ação, o porquê das restrições elétricas impostas e quais procedimentos tomar. Segundo o próprio entrevistado, o operador “não deve ser um mero apertador de botões”.

De acordo com as entrevistas, as implantações realizadas por meio de apresentações expositivas nem sempre refletem em um bom aproveitamento dos operadores, ou seja, o conhecimento não é repassado de forma completa. Nesses casos, normalmente caracterizados por alterações de grande porte, há necessidade do uso dos simuladores, que mostram aos engenheiros de tempo real as consequências resultantes de suas ações na prática. Um exemplo, exposto pelo entrevistado, é a manobra onde a restrição de tensão não é obedecida. Nesse caso, o operador observaria uma elevação ou afundamento de tensão no sistema, resultado da desatenção às condições expostas nas instruções de operação.

Para o entrevistado, o ganho prático que um operador obtém nos treinamentos via simulador é indispensável, pois eles traduzem na prática o que as áreas de engenharia e planejamento descreveram nos seus estudos por meio dos relatórios pré-operacionais e de horizontes mensal e quadrimestral, sendo exatamente pelos motivos expostos que o cenário avaliado deve ser factível com um evento com probabilidade real de ocorrer na operação em tempo real.

Por meio dos treinamentos utilizando simuladores ou das apresentações expositivas, é possível que haja contribuições para a descrição dos procedimentos. Dessa forma, além de servir como preparação para situações de operação reais, os treinamentos e as apresentações atuam como *feedback* para os engenheiros de normatização. De acordo com as entrevistas, essas contribuições são necessárias, pois engrandecem o processo, evitando retrabalhos e facilitando a operação do sistema, visto que as instruções de operação se tornam mais diretas e simplificadas, facilitando sua leitura.

De acordo com o entrevistado, o *feedback* realizado é essencial para a elaboração das instruções de operação, visto que os procedimentos escritos por um engenheiro de normatização não necessariamente apresentam a clareza e a objetividade necessárias para os operadores, que os utilizam em tempo real e que precisam apresentar agilidade na tomada de decisão. Outro aspecto são os procedimentos que podem apresentar uma visão ambígua, ou seja, aqueles que são entendidos de formas diferentes entre os operadores, podendo levar a consequência indesejáveis na operação.

3.2.9 Adequação e programação da documentação operativa final

Após recebimento dos comentários referentes às minutas enviadas aos agentes e às diferentes áreas do ONS, os documentos são adequados conforme necessidade, sendo finalmente programados para vigência, conforme prazos estipulados na RO-MP.BR.02 – “Elaboração, Revisão, Distribuição e Implantação de Documentos Operacionais”, mostrados na Tabela 7.

Tabela 7 - Prazos estabelecidos para programação de documentos do MPO

| Providência | Prazo mínimo (dias úteis) | | |
|--|---------------------------|-------------------------|--------------------------|
| | Revisões de pequeno porte | Revisões de médio porte | Revisões de grande porte |
| Antecedência mínima, em relação à data de vigência, para emissão da versão final do documento consolidado. | 2 | 5 | 15 |

Fonte: ONS, 2022ac.

É evidente que os documentos devem ser programados de forma que entrem em vigência de forma conjunta, fato esse que será demonstrado no estudo de caso. Vale, também, ressaltar que tais prazos não são válidos para Mensagens Operativas e Cadastros de Informações Operacionais.

4 ESTUDO DE CASO – ELABORAÇÃO DA DOCUMENTAÇÃO OPERATIVA PARA A SUBESTAÇÃO RATONES 230 KV

Com o objetivo de descrever e ilustrar o processo de elaboração e atualização da documentação operativa, foi elaborado um estudo de caso, detalhando o processo de confecção e atualização de instruções de operação e de cadastros de informações operacionais.

A instalação escolhida foi a subestação Ratonos 230 kV, localizada em Florianópolis, Santa Catarina, que iniciou sua operação integrada ao SIN no mês de julho de 2022, com o objetivo de solucionar problemas de fornecimento de energia à Ilha de Santa Catarina, conforme será explicado a seguir.

4.1 CONTEXTO

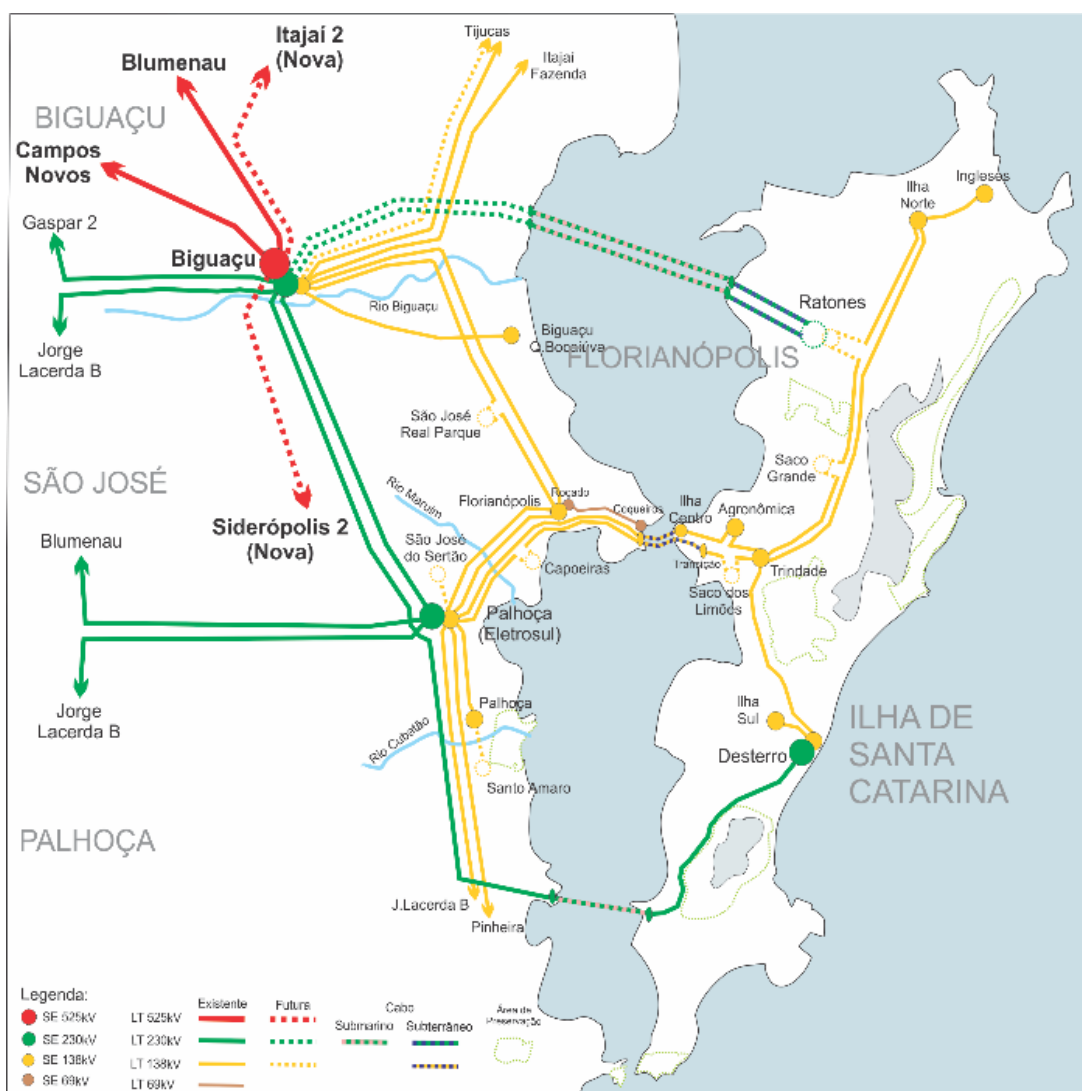
A Ilha de Santa Catarina, pertencente ao município de Florianópolis, sofreu problemas de abastecimento de energia por várias décadas. O ápice desse problema ocorreu no mês de outubro de 2003, quando um blecaute atingiu a cidade, com interrupção do fornecimento de energia por cerca de 55 horas (G1, 2013). O abastecimento de energia à Ilha de Santa Catarina era constituído à época por duas linhas de transmissão de 138 kV, que interligavam as subestações Ilha Centro, Palhoça e Trindade, as quais compartilhavam a mesma faixa de passagem, por meio da Ponte Collombo Sales.

Na tentativa de resolver os problemas de suprimento à capital do estado de Santa Catarina, foram planejadas duas novas subestações, que pertenceriam à Rede Básica, sendo uma localizada no sul da Ilha, e a outra mais ao norte, no Bairro Ratonos, garantindo alternativas de abastecimento à Ilha. Em 2008, foi inaugurada a subestação Desterro, pertencente ao Agente CGT Eletrosul, constituída por setores de 230 kV e de 138 kV.

No ano de 2022, a subestação Ratonos, localizada no bairro de mesmo nome, iniciou sua operação integrada ao SIN, por meio do Agente ISA CTEEP, sendo constituída por um setor de 230 kV e outro de 138 kV (ONS, 2022ae). O setor de 138 kV conta com duas linhas de transmissão que interligam, em anel, outras subestações do interior da Ilha, e, por não integrarem a Rede de Operação, não serão escopo desse trabalho. O setor de 230 kV é constituído por duas linhas de transmissão

que interligam a SE Ratonas à SE Biguaçu, localizada no município de mesmo nome, e dois transformadores de 230/138/13,8 kV com potência nominal de 150 MVA. Por questões ambientais, a construção da subestação deveria otimizar espaço, portanto optou-se pela isolação por meio do gás SF6. Assim, a SE Ratonas se trata de uma *Gas Insulated Substation* (GIS). Essas instalações utilizam o gás isolante nos seus equipamentos com o objetivo de serem compactas, ocupando menos espaço se comparadas às subestações convencionais. Outra vantagem da utilização do gás é a segurança, pois esse é menos inflamável que isolantes líquidos. Na Figura 44 e na Figura 45, estão ilustradas a área sob análise. Na Figura 46, pode-se visualizar o bay de uma das linhas de 230 kV da SE Ratonas.

Figura 44 - Localização geoeétrica da SE Ratonas



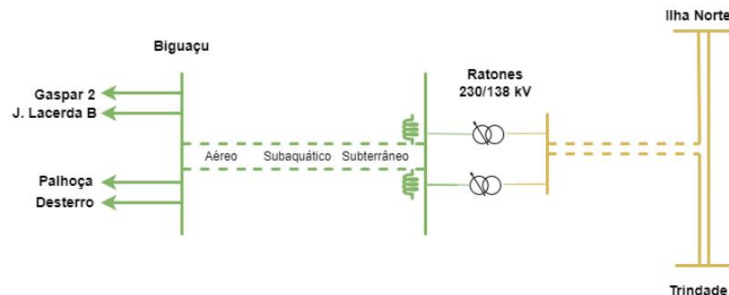
Fonte: ONS, 2022ae.

O Relatório Pré-operacional desse empreendimento descreve os seus principais benefícios como sendo (ONS, 2022ae):

- aumento da confiabilidade do atendimento à região metropolitana de Florianópolis, especialmente à região que corresponde à Ilha de Santa Catarina;
- diminuição no carregamento das transformações de fronteira das subestações Palhoça e Desterro; e
- evitar sobrecarga na LT 138 kV Biguaçu / Florianópolis Capoeiras C1 e C2, na LT 138 kV Ilha Centro / Palhoça e na LT 138 kV Palhoça / Trindade em situações de sistema completo e indisponibilidade simples.

As linhas de 138 kV que integravam o fornecimento de energia elétrica na Ilha de Santa Catarina, até o início da operação da SE Ratoles, pertenciam à Rede de Operação. Após a integração dessa subestação, tais linhas voltaram a pertencer à Rede de Supervisão, conforme será detalhado nos próximos tópicos.

Figura 45 - Diagrama unifilar da área analisada



Fonte: ONS, 2022ae.

Figura 46 - Bay de uma das linhas de 230 kV da SE Ratonés



Fonte: O autor, 2023.

Nos próximos tópicos, será ilustrado o processo de elaboração e atualização da documentação operativa, em razão da integração da subestação Ratonés.

4.2 ALTERAÇÃO E ELABORAÇÃO DE DOCUMENTOS OPERATIVOS

O primeiro passo do processo de atualização e elaboração de documentos operativos é a seleção da documentação que passará por revisões. A SE Ratonés se localiza na Área 230 kV de Santa Catarina, portanto, apesar da possibilidade de haver impacto em outras áreas elétricas, verificou-se que esse empreendimento implicava em relevância apenas nas alterações na área mencionada. A fim de facilitar esse processo, a Tabela 8 foi elaborada.

Tabela 8 - Documentação operativa a ser revisada ou elaborada devido ao início da operação da SE Ratonés

| Documento Operativo / Descrição | Revisão | Motivo |
|---|----------------|---|
| CD-CT.S.2SC.01 Dados de Equipamentos | Sim | A ser detalhado nas seções seguintes. |
| CD-CT.S.2SC.02 Limites de Equipamentos | Sim | A ser detalhado nas seções seguintes. |
| CD-OR Operação de Reservatórios | Não | A SE Ratonés não impacta no funcionamento de reservatórios e/ou bacias hidrográficas. |

| Documento Operativo / Descrição | Revisão | Motivo |
|---|----------------|--|
| CD-CT.BR.01 <i>Instalações Estratégicas</i> | Não | A SE Ratores não é uma instalação estratégica. |
| CD-CT.BR.02 <i>Regiões de Segurança</i> | Sim | A ser detalhado nas seções seguintes. |
| CD-CT.BR.03 <i>Áreas do CAG no SIN</i> | Não | A SE Ratores não possui ponto de medição do CAG. |
| CD-RD.BR.02 <i>Equipamentos da Rede Complementar</i> | Sim | A ser detalhado nas seções seguintes. |
| CD-RD.BR.03 <i>Equipamentos da Rede de Supervisão</i> | Sim | A ser detalhado nas seções seguintes. |
| CD-CT.S.2SC.03 <i>Faixas de Tensão</i> | Não | A SE Ratores não possui restrição de faixa de tensão em seus barramentos. |
| IO-ON.S.2SC <i>Operação Normal</i> | Sim | A ser detalhado nas seções seguintes. |
| IO-EE.S.2SC <i>Esquemas Especiais</i> | Sim | A ser detalhado nas seções seguintes. |
| IO-PM.S.2SC <i>Preparação para Manobras</i> | Sim | A ser detalhado nas seções seguintes. |
| IO-CG <i>Controle da Geração</i> | Não | A SE Ratores não impacta no controle da geração do SIN. |
| IO-OC.S.2SC <i>Operação em Contingência</i> | Sim | A ser detalhado nas seções seguintes. |
| IO-RR <i>Recomposição da rede</i> | Não | A SE Ratores não integra corredores de recomposição. |
| IO-GC <i>Gerenciamento da Carga</i> | Não | A SE Ratores não altera o ERAC, tampouco a quantidade de carga a ser cortada por subfrequência sustentada. |
| IO-OR <i>Operação de Reservatórios</i> | Não | A SE Ratores não impacta no funcionamento de reservatórios e/ou bacias hidrográficas. |
| IO-OI <i>Operação de Instalações</i> | Sim | A ser detalhado nas seções seguintes. |
| IO-PD <i>Execução do PDO</i> | Não | A SE Ratores não impacta nas diretrizes da |

| Documento Operativo / Descrição | Revisão | Motivo |
|--|----------------|--|
| AO Ajustamentos Operativos | Não | execução do Programa Diário de Intervenções Consolidado. A SE Ratonas compõe a Rede de Operação. |

Fonte: O autor, 2023.

As Rotinas Operacionais e os Regulamentos Internacionais também não sofrem impacto pois constituem documentos que detalham processos ou importação e exportação de energia por meio de estações conversoras, elemento que não está presente na SE Ratonas.

Com os relatórios pré-operacionais e de horizontes mensal e quadrimestral emitidos em versão final pelas equipes de engenharia e planejamento, os diagramas unifilares e as cartas de interlocução recebidos, o processo de atualização da documentação operativa finalmente é iniciado, conforme ilustrado nas seções seguintes.

4.2.1 Exclusão de linhas de transmissão de 138 kV da Grande Florianópolis da Rede de Operação

Antes do início da operação da SE Ratonas, era necessário que algumas linhas de transmissão da Região Metropolitana de Florianópolis tivessem sua operação coordenada e controlada pelo Centro de Operação Regional Sul do ONS, pois a contingência dessas linhas poderia levar a sobrecargas na Rede de Operação e até mesmo a corte de carga na Ilha de Santa Catarina, a exemplo do desligamento da LT 138 kV Ilha Centro / Palhoça, conforme Figura 47.

Figura 47 - Consequências da contingência da LT 138 kV Ilha Centro / Palhoça antes do início da operação da SE Ratonés

3.41. LT 138 KV ILHA CENTRO / PALHOÇA

Consequência: Interrupção total das cargas atendidas a partir das subestações Ilha Centro e Florianópolis Agrônômica.

| Passo | Coordenação | Controle | Comando e Execução | Procedimento | Objetivo / Item de Controle |
|-------|-------------|----------|--------------------|--------------|--|
| 1 | | | | | O COSR-S deve solicitar à CELESC ligar a LT 138 kV Florianópolis Agrônômica / Trindade. |
| 2 | | | | | Caso não seja possível atender o passo anterior, o COSR-S deve solicitar à CELESC remanejar carga atendida pelas subestações Ilha Centro e Florianópolis Agrônômica para as subestações Coqueiros e Trindade, pela rede de distribuição. |

Fonte: ONS, 2022ag.

Com a integração da SE Ratonés, as sobrecargas decorrentes do desligamento dessas linhas de transmissão foram eliminadas, fato esse que levou à retirada desses ativos da Rede de Operação. Dessa forma, foi necessário excluí-las dos documentos operativos do ONS.

As linhas de transmissão que saíram da Rede de Operação e passaram a integrar a Rede de Supervisão são as listadas abaixo:

- LT 138 kV Biguaçu / Florianópolis C1;
- LT 138 kV Biguaçu / São José Real Parque C2;
- LT 138 kV Desterro / Trindade;
- LT 138 kV Florianópolis / São José Real Parque C2;
- LT 138 kV Florianópolis Capoeiras / Palhoça;
- LT 138 kV Florianópolis Capoeiras / Trindade; e
- LT 138 kV Ilha Centro / Palhoça.

Portanto, tais ativos foram removidos dos seguintes documentos operativos:

- Cadastros de Informações Operacionais de Dados de Equipamentos da Área 230 kV de Santa Catarina;
- Cadastros de Informações Operacionais de Limites de Equipamentos da Área 230 kV de Santa Catarina;
- Cadastro de Linhas e Equipamentos da Rede Complementar;

- Instrução de Operação Normal da Área 230 kV de Santa Catarina;
- Instrução de Operação de Preparação para Manobras da Área 230 kV de Santa Catarina;
- Instrução de Operação de Esquemas Especiais da Área 230 kV de Santa Catarina;
- Instrução de Operação em Contingência da Área 230 kV de Santa Catarina; e
- Instruções de Operação de Instalação das subestações mencionadas.

E, pelo mesmo motivo, foram adicionados ao Cadastro de Equipamentos da Rede de Supervisão.

Além das alterações mencionadas, dois Esquemas Especiais de Redução e Controle de Carregamento foram desinstalados no campo, pois, como dito anteriormente, não serão mais verificadas sobrecargas inadmissíveis nas linhas de transmissão em que os SEPs estão instalados, após integração da SE Ratonas (ONS, 2022ae). Dessa forma, foram excluídos da Instrução de Operação de Esquemas Especiais da Área 230 kV de Santa Catarina, os seguintes Esquemas Especiais:

- Redução de carregamento na LT 138 kV Desterro / Trindade; e
- Controle de Carregamento na LT 138 kV Biguaçu / Florianópolis C1, na LT 138 kV Biguaçu / São José Real Parque C2 e na LT 138 kV Florianópolis / São José Real Parque C2.

4.2.2 Atualização do Cadastro de Informações Operacionais de Dados de Equipamentos da Área 230 kV de Santa Catarina

Para atualização do Cadastro de Informações Operacionais de Dados de Equipamentos da Área 230 kV de Santa Catarina, deve-se buscar no Relatório Pré-operacional da SE Ratonas as características físicas e elétricas das duas linhas de transmissão e dos dois transformadores que compõem a nova instalação.

Antes de inserir tais informações no CD-CT.S.2SC.01, é conveniente detalhar as características dessas linhas de transmissão. Trata-se da LT 230 kV Biguaçu / Ratonas C1 e da LT 230 kV Biguaçu / Ratonas C2. Ambas são muito peculiares, pois são linhas de transmissão com trechos aéreo (aproximadamente 11 km), subaquático

(13 km) e subterrâneo (3,6 km). Os trechos subaquático e subterrâneo utilizam cabos isolados para 230 kV, o que resulta em elevada susceptância. Para minimizar a elevação de tensão decorrente do Efeito Ferranti, as linhas foram projetadas com compensação *shunt* (um reator shunt fixo de 50 Mvar para cada circuito). Entretanto, durante o projeto e estudo da Instalação, foi entendido que tais equipamentos poderiam funcionar também como manobráveis de barra em caso de indisponibilidade da respectiva LT. Por este motivo, os reatores da SE Ratonos são peculiares, quando comparados aos que são normalmente encontrados no SIN: cumprem a função de reatores fixos de linha e de manobráveis de barra.

Conforme visto anteriormente, as informações a serem preenchidas nas tabelas, para as linhas de transmissão, dos Cadastros de Informações Operacionais de Dados de Equipamentos são as descritas a seguir:

- Tipo, situação, sentido e ajustes do Religamento Automático;
- Informação sobre compartilhamento de estrutura e faixa de passagem;
- Sentido, quantidade de tentativas e intervalo entre religamentos do Religamento Manual;
- Informações sobre dispositivos de sincronismo e seus ajustes.

Para os transformadores, as informações a serem preenchidas nas tabelas são as seguintes:

- Características dos Comutadores sob carga e em vazio;
- Informações sobre dispositivos de sincronismo e seus ajustes.

No Relatório Pré-operacional, as informações para as características físicas são encontradas conforme Tabela 9, informadas pelo Agente ISA CTEEP para cada trecho da LT.

Tabela 9 - Características da LT 230 kV Biguaçu / Ratonos C1 e C2

| Trecho | Limite de Condição Normal | Limite de Condição de Emergência |
|-------------|---------------------------|----------------------------------|
| Aéreo | 1004 A | 1400 A |
| Subaquático | 1004 A | 1400 A |
| Subterrâneo | 1004 A | 1400 A |

Nota: Não há compartilhamento de torre nos trechos aéreos.

Fonte: ONS, 2022ae.

O esquema de proteção e controle associado às linhas de transmissão de 230 kV da SE Ratonos permite a adoção de dois tipos de religamento automático: monopolar e tripolar. Entretanto, devido às características das linhas, que resultam da predominância de trechos subaquáticos e subterrâneos frente aos trechos aéreos, o religamento automático de ambas teve que ser mantido desligado (ONS, 2022ae), conforme Figura 48, retirada do Relatório Pré-operacional.

Figura 48 - Informações do religamento automático das linhas de transmissão de 230 kV da SE Ratonos

14.4 Religamento automático

Com base nas análises de transitórios eletromagnéticos enviadas pelo agente [8] [9], é possível a adoção de esquemas de religamento automático tripolar e monopolar nas LT 230 kV Biguaçu – Ratonos C1 e C2.

Recomenda-se manter **desabilitado o religamento automático** das LT 230 kV Biguaçu – Ratonos C1 e C2 devido a predominância de trechos subaquáticos e subterrâneos frente aos trechos aéreos. Ressalta-se que a abertura tripolar da LT no horizonte analisado não provoca restrições à Rede Básica nem ao atendimento das cargas da região de integração do empreendimento.

Fonte: ONS, 2022ae.

Para as informações de Religamento Manual, a informação de sentido do religamento é coletada da seção que trata das manobras das linhas de transmissão. Como há permissão para o envio de tensão tanto pelo lado da SE Ratonos (com recebimento na SE Biguaçu), quanto pelo lado da SE Biguaçu (com recebimento na SE Ratonos), ambos os sentidos são inseridos no Cadastro.

As informações de quantidade de tentativas e intervalo entre religamentos para as manobras manuais foram obtidas em tratativas com o agente operador da

subestação, enquanto as informações dos ajustes de verificação de sincronismo foram coletadas do Relatório Pré-operacional, conforme Figura 49.

Figura 49 - Informações do religamento manual das linhas de transmissão de 230 kV da SE Ratores

14.2.5 Verificação de Sincronismo (25)

FECHAMENTO EM ANEL

Recomenda-se adotar os seguintes valores de verificação de sincronismo para comando manual (função 25) - fechamento em anel - para cada um dos terminais da LT 230 kV Biguaçu – Ratores C1 e C2, conforme apresentados na tabela a seguir:

Tabela 14-2: Ajustes para verificação de sincronismos das novas LT 230 kV

| Linha de transmissão | Ajustes |
|-------------------------------------|--|
| LT 230 kV Biguaçu – Ratores C1 e C2 | Dif. máxima de tensão: 20% Dif. máxima de ângulo: 30° Dif. máxima de frequência: 0,2Hz |

Fonte: ONS, 2022ae.

Para preencher o campo relativo ao dispositivo de sincronismo, não há necessidade de retirar informações de relatórios ou do próprio agente, visto que linhas de transmissão da Rede de Operação têm, em respeito ao Procedimento de Rede 2.11, a obrigação de possuir dispositivo de sincronismo em ambos os lados (ONS, 2021a).

Como já explicado, as linhas de transmissão que interligam a SE Ratores à SE Biguaçu têm características fortemente capacitivas. Por esse motivo, é necessário que as manobras das mesmas sejam realizadas de forma a mitigar riscos de danos aos equipamentos decorrentes dos transitórios das manobras, que podem ser agravados pela carga capacitiva remanescente nos cabos. Tal aspecto se reflete no intervalo mínimo entre os religamentos, que deve respeitar um tempo validado pelo agente operador, incluído no CD-CT.S.2SC.01, conforme mostra a Figura 50. Tais informações também serão inseridas nas instruções de operação, que serão exploradas nas próximas páginas.

Com todas as informações obtidas e analisadas, pode-se elaborar a tabela que contém os dados operacionais da LT 230 kV Biguaçu / Ratores C1 e da LT 230 kV Biguaçu / Ratores C2, conforme Figura 50.

Figura 50 - Fragmento do CD-CT.S.2SC.01, contendo as informações das linhas de transmissão de 230 kV da SE Ratores

3.13. LT 230 KV BIGUAÇU / RATONES C1

| Religamento Automático | | | | LT em Mesma Estrutura | LT em Mesma Faixa de Passagem |
|------------------------|-----------|-----------|---------|-----------------------|-------------------------------|
| Tipo | Situação | Sentido | Ajustes | | |
| Monopolar/ Tripolar | Desligado | BIG → RAT | NI | NE | NI |

| Religamento Manual | | | | |
|------------------------|--------------------------|---|----------------------------|--|
| Sentido | Quantidade de Tentativas | Intervalo entre os Religamentos (minutos) | Dispositivo de Sincronismo | Ajustes |
| BIG → RAT RAT → BIG | 1 | 6 minutos (com reator) ¹ 40 minutos (sem reator) ² | Na SE BIG e na SE RAT | $\Delta V \leq 46 \text{ kV}$ $\Delta \delta \leq 30^\circ$ $\Delta f \leq 0,2 \text{ Hz}$ |

Nota: Linha de transmissão com trecho subaquático e com trecho subterrâneo. Após desligamento, essa LT deve permanecer desligada, antes de ser energizada, por pelo menos:

- ¹ seis minutos, caso **esteja** com o seu respectivo **reator conectado** a ela; ou
- ² quarenta minutos, caso **não esteja** com o seu respectivo **reator conectado** a ela.

O aterramento dos terminais da LT pode ser realizado somente após transcorrido o correspondente período indicado acima.

Fonte: ONS, 2023n.

Para os transformadores 230/138/13,8 kV da SE Ratores, há necessidade de inserir as seguintes informações no Cadastro:

- Informações sobre dispositivos de sincronismo e seus ajustes;
- Informações sobre as características dos comutadores.

As informações sobre a disponibilidade e características do dispositivo de verificação de sincronismo dos transformadores são obtidas diretamente com o agente operador, bem como o modo de atuação dos comutadores (manual ou automático). Para a subestação estudada, tais equipamentos possuem dispositivo de sincronismo apenas nos disjuntores do lado de alta tensão, sem necessidade da inclusão de ajustes de sincronismo, os quais não são apresentados no Relatório Pré-operacional, por não serem de caráter obrigatório. De fato, a manobra dos

transformadores não resulta no fechamento de anéis críticos, não sendo necessária verificação prévia de sincronismo.

O número de tapes dos comutadores sob carga e a vazio, bem como os limites operacionais dos transformadores, foram obtidos conforme Tabela 10.

Tabela 10 - Características dos transformadores da SE Ratonés

| Limites | Transformador TR-3 e TR-4 230/138/13,8 kV |
|-----------------------------|---|
| Normal | 100% |
| Emergência de Curta Duração | 120% |
| Emergência de Longa Duração | 140% |

Nota 1: Não há comutador a vazio.

Nota 2: Comutadores sob carga (localizados no lado de 230 kV) possuem tapes que variam da posição 1 a 33, com variação de tensão de 1,25 kV.

Fonte: ONS, 2022ae.

A partir dessas informações e, coletando o nome operacional dos transformadores no Digrama Unifilar Operacional disponibilizado pelo agente operador (Transformador TR-3 230/138/13,8 kV e Transformador TR-4 230/138/13,8 kV), a tabela referente a cada transformador é elaborada, conforme Figura 51.

Figura 51 - Fragmento do CD-CT.S.2SC.01, contendo as informações dos transformadores 230/138/13,8 kV da SE Ratonés

4.51. SE RATONES - TRANSFORMADOR TR-3 230/138/13,8 kV – 150 MVA

| Dispositivo de Sincronismo | Ajustes | Características dos Comutadores | |
|----------------------------|---------|---|--------------------|
| | | Comutador sob Carga | Comutador em Vazio |
| No lado de 230 kV | NE | Lado de 230 kV: O comutador pode variar em 33 posições (da 1 a 33, tendo como nominal a posição 17), variando de 1=240 kV a 33=200 kV, sendo que em cada posição o comutador varia a tensão em 1,25 kV | NE |

Notas / Restrições: Comutador sob carga com comando manual.

Fonte: ONS, 2023n.

4.2.3 Atualização do Cadastro de Informações Operacionais de Limites de Equipamentos da Área 230 kV de Santa Catarina

Como mostrado na Tabela 9 e na Tabela 10, os dados referentes à potência suportada pelos ativos para determinados pontos de operação foram definidos. Adicionalmente, faz-se necessário completar as tabelas do Cadastro de Informações Operacionais de Limites de Equipamentos da Área 230 kV de Santa Catarina com tais valores. Para as linhas de transmissão, os dados já foram apresentados em Ampere, portanto é suficiente apenas colocá-los na devida tabela do cadastro, em conjunto com seu fator limitante (cabos condutores). Dessa forma, o resultado é obtido conforme Figura 52.

Figura 52 - Fragmento do CD-CT.S.2SC.02, contendo os limites associados às linhas de 230 kV da SE Ratonés

4.14. LT 230 KV BIGUAÇU / RATONES C2

| Limites de condição normal de operação (Longo duração) | | | | |
|--|------------------|-----------------------|------------------|--|
| Período do ano | Período do dia | Valor operacional (A) | Fator limitante | |
| 01/Jan a 31/Dez | Diurno / Noturno | 1.004 | Cabos condutores | |

| Limites de condição de emergência (Curta duração) | | | | |
|---|------------------|-----------------------|-----------------|------------------|
| Período do ano | Período do dia | Valor operacional (A) | Duração (Hh:mm) | Fator limitante |
| 01/Jan a 31/Dez | Diurno / Noturno | 1.100 (1) | (*) | Cabos condutores |

Notas:

(1) - Conforme exposto no item 2.4.2. deste Cadastro de Informações Operacionais.

Fonte: ONS, 2023d.

Para os transformadores, há necessidade de transformação dos dados recebidos em MVA para Ampere, conforme equação mostrada a seguir.

$$S = \sqrt{3}V_L I_L$$

E, como não há fatores limites adicionais que não sejam as próprias características físicas do equipamento, tal informação é transcrita como “Temperatura

máxima do óleo e ou do enrolamento”. Dessa forma, o resultado obtido é mostrado na Figura 53.

Figura 53 - Fragmento do CD-CT.S.2SC.02, contendo os limites associados aos transformadores 230/138/13,8 kV da SE Ratonos

5.51. SE RATONES - TRANSFORMADOR TR-3 230/138/13,8 KV

| Limites de Condição Normal de Operação | | |
|--|-----------------------|--|
| Enrolamento (kV) | Valor operacional (A) | Fator limitante |
| 138 | 628 | Temperatura máxima do óleo e ou do enrolamento |
| 230 | 377 | Temperatura máxima do óleo e ou do enrolamento |

| Limites de Condição de Emergência de Longa Duração | | | |
|--|-----------------------|-----------------|--|
| Enrolamento (kV) | Valor operacional (A) | Duração (Hh:mm) | Fator limitante |
| 138 | 753 | 04:00 | Temperatura máxima do óleo e ou do enrolamento |
| 230 | 452 | 04:00 | Temperatura máxima do óleo e ou do enrolamento |

| Limites de Condição de Emergência de Curta Duração | | | |
|--|-----------------------|-----------------|--|
| Enrolamento (kV) | Valor operacional (A) | Duração (Hh:mm) | Fator limitante |
| 138 | 879 | 00:30 | Temperatura máxima do óleo e ou do enrolamento |
| 230 | 527 | 00:30 | Temperatura máxima do óleo e ou do enrolamento |

Fonte: ONS, 2023d.

4.2.4 Atualização do Cadastro de Informações Operacionais de Regiões de Segurança Aplicadas ao Tempo Real

Conforme descrito anteriormente, para a construção das Regiões de Segurança do SIN, uma série de fatores é considerado para tal cálculo. Uma das contingências consideradas na elaboração das regiões de segurança é a da LT 230 kV Biguaçu / Ratonos C1 e/ou C2. Dessa forma, faz-se necessário a inclusão dessas linhas de transmissão no CD-CT.BR.02.

Deve-se destacar que esse Cadastro não entra necessariamente em vigência simultaneamente com o início do empreendimento, mas sim, quando da elaboração e vigência de uma nova região de segurança.

4.2.5 Atualização da Instrução de Operação Normal da Área 230 kV de Santa Catarina

As informações contidas nas Instruções de Operação Normal, quando do início da operação de empreendimentos integrados ao SIN, são retiradas dos relatórios pré-operacionais e dos relatórios de horizontes mensal e quadrimestral. Entretanto, com a integração da SE Ratonas ao SIN, não houve alterações na operação normal do Sistema Sul, e por esse motivo, as alterações resumiram-se às detalhadas a seguir:

- Inclusão da SE Ratonas na lista de subestações da Área 230 kV de Santa Catarina;
- Adição dos tapes dos comutadores sob carga dos transformadores da SE Ratonas como recurso para controle de tensão.

Destaca-se que os Reatores da SE Ratonas não foram colocados como recursos para controle de tensão, devido às suas características “híbridas”, isto é, ao seu funcionamento como reator fixo de linha em operação normal, sendo disponibilizados para operação conectados à barra somente em casos de indisponibilidades das suas respectivas linhas de transmissão.

4.2.6 Atualização da Instrução de Operação de Esquemas Especiais da Área 230 kV de Santa Catarina

As alterações relacionadas a esquemas especiais, quando do início da operação de empreendimentos integrados ao SIN, são expostas nos relatórios pré-operacionais. No caso da integração da SE Ratonas, houve algumas mudanças de ajustes para o Esquema Especial de Desconexão dos Reatores RE 1 e RE 2 de 230 kV da SE Desterro, que foram obtidas por meio de estudos realizados pelas equipes da área de engenharia do ONS.

Tais alterações foram incorporadas à documentação do ONS em momento distinto em relação à Integração da SE Ratonas, por necessitarem das equipes do agente operador responsável pelo Esquema Especial de outra instalação (CGT Eletrosul – SE Desterro) em campo. Dessa forma, as adequações foram

acrescentadas à documentação operativa do ONS por meio de Mensagem Operativa distinta em relação à documentação relacionada à SE Ratonés, conforme Figura 54.

Figura 54 - MOP de alteração dos ajustes do Esquema Especial de Desconexão dos Reatores RE 1 e RE 2 de 230 kV da SE Desterro

Esta Mensagem Operativa altera o seguinte documento operativo:

IO-EE.S.2SC

1. OBJETIVO

Adequar a documentação operativa referente à Área 230 kV de Santa Catarina, considerando a alteração do Esquema Especial de Inserção e Desinserção dos Reatores RE 1 E RE 2 230 kV da SE Desterro, após o início da operação da SE Ratonés.

2. ALTERAÇÕES

2.1. ALTERAÇÕES NA IO-EE.S.2SC

2.1.1. ALTERAR O ITEM 11., CONFORME SEGUE:

11. INSERÇÃO E DESINERÇÃO DOS REATORES RE 1 E RE 2 230 KV DA SE DESTERRO (2.15.122 e 2.15.123)

11.1. FINALIDADE

Evitar sobretensão ou subtensão no barramento de 230 kV da SE Desterro, bem como em outras subestações da região.

11.2. DESCRIÇÃO / ATUAÇÃO

Caso a tensão no barramento de 230 kV da SE Desterro atinja valores iguais ou superiores ao valor de ajuste, e assim permaneça, o Esquema promove a inserção automática dos reatores RE 1 e/ou RE 2 230 kV dessa subestação.

Caso a tensão no barramento de 230 kV da SE Desterro atinja valores iguais ou inferiores ao valor de ajuste, e assim permaneça, o Esquema promove a desinserção automática dos reatores RE 1 e/ou RE 2 230 kV dessa subestação.

O Esquema (considerando as lógicas de inserção e de desinserção) pode ser ligado / desligado pela CGT ELETROSUL por meio de comando local ou remoto e está implementado para atuação.

11.2.1. Os reatores RE 1 e RE 2 230 kV da SE Desterro são inseridos automaticamente nas seguintes condições:

Fonte: O autor, 2022.

Além disso, os Reatores posicionados na SE Ratonés, quando funcionando como manobráveis de barra, ou seja, com a sua respectiva linha de transmissão desligada, possuem Esquemas Especiais de Proteção que devem permanecer ligados, promovendo a conexão ou desconexão dos equipamentos, assim que ele atinja os valores destacados na Figura 55 (ONS, 2022ae).

Todas essas informações são inseridas na IO-EE.S.2SC, descrevendo sua finalidade e funcionamento nos campos “Finalidade”, “Descrição / Atuação” e “Procedimentos”, de acordo com a figura a seguir (Diagrama do Esquema Especial não foi disponibilizado pelo agente).

Figura 55 - Fragmento da IO-EE.S.2SC, contendo os procedimentos relacionados ao SEP dos Reatores da SE Ratonés

10. CONEXÃO E DESCONEXÃO DOS REATORES RE-1 E RE-2 230 KV DA SE RATONES (2.228.01 E 2.228.02)

10.1. FINALIDADE

Evitar sobretensão ou subtensão no barramento de 230 kV da SE Ratonés, bem como em outras subestações da região.

10.2. DESCRIÇÃO / ATUAÇÃO

Caso a tensão no barramento de 230 kV da SE Ratonés atinja valores iguais ou superiores ao valor de ajuste, e assim permaneça, o Esquema promove a Conexão automática dos reatores RE-1 e/ou RE-2 230 kV dessa subestação.

Caso a tensão no barramento de 230 kV da SE Ratonés atinja valores iguais ou inferiores ao valor de ajuste, e assim permaneça, o Esquema promove a Desconexão automática dos reatores RE-1 e/ou RE-2 230 kV dessa subestação.

O Esquema (considerando as lógicas de Conexão e de Desconexão) pode ser ligado / desligado pela ISA CTEEP por meio de comando local ou remoto.

| Reator | Conexão ⁽¹⁾ | | | Desconexão ⁽¹⁾ | | |
|--------|------------------------|-------------------------|-----------|---------------------------|-------------------------|-----------|
| | Tensão de pick-up (kV) | Tensão de drop-out (kV) | Tempo (s) | Tensão de pick-up (kV) | Tensão de drop-out (kV) | Tempo (s) |
| RE-1 | 248,04 | 246,10 | 7,0 | 211,60 | 213,90 | 7,0 |
| RE-2 | 248,04 | 246,10 | 6,0 | 209,30 | 211,60 | 5,0 |

1) O Esquema monitora a tensão monofásica no 230 kV da SE Ratonés.

2) A lógica atuação de Desconexão é bloqueada em caso de ocorrência de tensão inferior a 75% (172,5 kV).

Fonte: ONS, 2023f.

4.2.7 Atualização da Instrução de Operação em Contingência da Área 230 kV de Santa Catarina

As informações relacionadas à operação em contingência são relatadas de forma breve nos relatórios pré-operacionais, devendo ser conferidas de forma detalhada nos relatórios de horizonte mensal e quadrimestral. No caso da integração da SE Ratonés, o seu respectivo Relatório Pré-operacional descrevia as seguintes alterações:

As principais contingências que deixam de causar restrições e sobrecargas no sistema da região, após a integração desta subestação, são as seguintes: LT 230 kV Biguaçu – Desterro, LT 230 kV Gaspar – Palhoça, dupla das LT 230 kV Biguaçu – Desterro e Biguaçu – Palhoça, LT 138 kV Florianópolis Capoeiras – Palhoça, dupla das LT 138 kV Biguaçu – São José Real Parque – Biguaçu e Biguaçu – Florianópolis e dupla dos trechos de 138 kV que interligam a região continental com a ilha, através das SE Palhoça, Florianópolis Capoeiras, Ilha Centro e Trindade (ONS, 2022ae).

As alterações relacionadas às linhas de transmissão de 138 kV já foram esclarecidas, portanto, é necessário detalhar as consequências e procedimentos para sua amenização para as linhas de 230 kV, conforme os Relatórios contendo as Diretrizes para Operação Elétrica com Horizonte Quadrimestral Maio - Agosto 2022 e Setembro – Dezembro 2022:

- Contingência da LT 230 kV Biguaçu / Desterro: Deixa de apresentar consequências;
- Contingência da LT 230 kV Gaspar 2 / Palhoça: Deixa de apresentar consequências;
- Contingência dupla da LT 230 kV Biguaçu / Desterro e LT 230 kV Biguaçu / Palhoça: Diminuição das consequências e simplificação dos procedimentos;
- Contingência de um dos transformadores da SE Desterro: Deixa de apresentar consequências.

A Figura 56 ilustra as consequências de uma contingência antes e depois da integração da SE Ratoles ao SIN.

Figura 56 - Fragmento do Relatório de Horizonte Quadrimestral, considerando a integração da SE Ratoles

8.3 Transformações 230/138 kV

8.3.1 Contingência de um dos TR 230/138 kV – 4 x 150 MVA (TR 5 ou TR 6 ou TR7 ou TR8) da SE Biguaçu

| Contingência de um dos TR 230/138 kV – 4 x 150 MVA (TR 5 ou TR 6 ou TR7 ou TR8) da SE Biguaçu | | | | | | |
|---|--------|--------------|--------------|----------------|----------------|----------------------------------|
| Critério / Violação | Tensão | Carregamento | Estabilidade | Atuação de SEP | Corte de Carga | Restrição de Intercâmbio/Geração |
| Cenário Operativo: Carga Média | | | | | | |
| Consequências | | | | | | |
| Até a entrada da SE 230/138 kV Ratoles: elevação no carregamento da LT 230 kV Biguaçu – Palhoça, podendo ocorrer sobrecarga admissível. | | | | | | |
| Após a entrada da SE 230/138 kV Ratoles: sem restrições. | | | | | | |

Além das contingências já apresentadas, foram incluídos os seguintes procedimentos para a contingência dos ativos da SE Ratonas:

- Contingência da LT 230 kV Biguaçu / Ratonas C1 ou C2: Sem consequências (porém possui procedimentos);
- Contingência de um dos transformadores da SE Ratonas: Sem consequências.

Apesar de não existirem consequências para a contingência de uma das linhas de transmissão da SE Ratonas, alguns procedimentos tiveram que ser adotados, pois existem dois fatores que tornam o processo de desenergização de uma dessas LTs únicos: os tempos de reenergização das linhas e os esquemas especiais a eles relacionados.

No caso da contingência da LT 230 kV Biguaçu / Ratonas C1 ou C2, o operador do Centro de Operação Regional Sul do ONS primeiro deve atentar para o tempo que essa permanecerá indisponível. Caso seja por um curto período de tempo, convém observar os tempos para reenergização da determinada linha de transmissão, que varia de acordo com a presença do reator: se o equipamento estiver conectado, o tempo é de 6 minutos e, caso não esteja, o tempo necessário para religar a LT é de 40 minutos. De fato, a presença do reator acelera o processo de atenuação da carga capacitiva remanescente da linha, o que viabiliza as manobras em prazos mais curtos.

Caso a LT permaneça indisponível por um longo período de tempo, convém disponibilizar o reator correspondente à operação por meio de sua conexão à barra e, conseqüentemente, à ativação do esquema especial a ele relacionada. Todos esses procedimentos devem ser descritos de forma clara na Instrução de Operação em Contingência, para o caso de contingência de uma dessas linhas de transmissão, conforme mostra a Figura 57.

Figura 57 - Fragmento da IO-OC.S.2SC, mostrando os procedimentos a serem adotados após desligamento da LT 230 kV Biguaçu / Ratores C1 ou C2

3.11. LT 230 KV BIGUAÇU / RATONES C1 OU C2

Consequência: Não há.

| Passo | Coordenação | Controle | Comando / Execução | Procedimento | Objetivo / Item de Controle |
|-------|-------------|----------|--------------------|---|--|
| 1 | COSR-S | COSR-S | ISA CTEEP | Manter a LT 230 kV Biguaçu / Ratores C1 (ou C2) desenergizada. | <p>Com Reator RE-1 (ou RE-2) 230 kV da SE Ratores conectado à LT:</p> <ul style="list-style-type: none"> Manter a LT desenergizada por, pelo menos, 6 minutos. <p>Sem Reator RE-1 (ou RE-2) 230 kV da SE Ratores conectado à LT:</p> <ul style="list-style-type: none"> Manter a LT desenergizada por, pelo menos, 40 minutos. |
| 2 | COSR-S | COSR-S | ISA CTEEP | Abrir ou manter aberta a seccionadora de interligação do Reator RE-1 (ou RE-2) 230 kV da SE Ratores à LT 230 kV Biguaçu / Ratores C1 (ou C2). | Reator RE-1 (ou RE-2) 230 kV passa a ficar disponível para conexão no barramento de 230 kV da SE Ratores. |
| 2.1 | COSR-S | COSR-S | ISA CTEEP | Ligar o Esquema de Desconexão e de Conexão Automática do Reator RE-1 (ou RE-2) 230 kV, conforme IO-EE.S.2SC. | |

Fonte: ONS, 2023h.

Vale salientar que tais procedimentos devem refletir naqueles adotados na Instrução de Operação de Preparação para Manobras, os quais serão mostrados a seguir.

4.2.8 Atualização da Instrução de Operação de Preparação para Manobras da Área 230 kV de Santa Catarina

As informações necessárias para elaboração das manobras referentes a um equipamento ou linha de transmissão, quando do início da operação de um empreendimento, são retiradas dos relatórios pré-operacionais. Para o caso da SE Ratores, foram avaliadas as manobras dos dois circuitos da LT 230 kV Biguaçu / Ratores e para os dois transformadores que a integram.

De acordo com o Relatório Pré-operacional, para as linhas de transmissão, não existem restrições na sua desenergização, tanto quando iniciado pela SE Ratores, como quando iniciado pela SE Biguaçu. Entretanto, os mesmos procedimentos detalhados na Instrução de Operação em Contingência são válidos

para essa manobra. Dessa forma, após os procedimentos padrões para desenergização de linhas de transmissão, são inseridos aqueles mesmos descritos na Instrução detalhada anteriormente, conforme Figura 58.

Figura 58 - Fragmento da IO-PM.S.2SC, contendo os procedimentos para a desenergização da LT 230 kV Biguaçu / Ratores C1 e C2

3.11.1. DESENERGIZAÇÃO DA LT 230 KV BIGUAÇU / RATONES C1 (OU C2)

3.11.1.1. DESENERGIZAÇÃO (AMBOS OS SENTIDOS)

| Passo | Coordenação | Controle | Comando / Execução | Procedimento | Objetivo / Item de Controle |
|-------|-------------|----------|--------------------|---|--|
| 1 | COSR-S | COSR-S | ISA CTEEP | Desligar, na SE Ratores (ou na SE Biguaçu), a LT 230 kV Biguaçu / Ratores C1 (ou C2). | |
| 2 | COSR-S | COSR-S | ISA CTEEP | Desenergizar, na SE Biguaçu (ou na SE Ratores), a LT 230 kV Biguaçu / Ratores C1 (ou C2). | No caso de desligar a LT na SE Biguaçu, o disjuntor do terminal da SE Ratores deve abrir automaticamente por TDD. |
| 3 | COSR-S | COSR-S | ISA CTEEP | Manter a LT 230 kV Biguaçu / Ratores C1 (ou C2) desenergizada. | <p>Com Reator RE-1 (ou RE-2) 230 kV da SE Ratores conectado à LT:</p> <ul style="list-style-type: none"> Manter a LT desenergizada por, pelo menos, 6 minutos. <p>Sem Reator RE-1 (ou RE-2) 230 kV da SE Ratores conectado à LT:</p> <ul style="list-style-type: none"> Manter a LT desenergizada por, pelo menos, 40 minutos. |
| 4 | COSR-S | COSR-S | ISA CTEEP | Abrir ou manter aberta a seccionadora de interligação do Reator RE-1 (ou RE-2) 230 kV da SE Ratores à LT 230 kV Biguaçu / Ratores C1 (ou C2). | Reator RE-1 (ou RE-2) 230 kV passa a ficar disponível para ser conectado ao barramento de 230 kV da SE Ratores. |
| 4.1 | COSR-S | COSR-S | ISA CTEEP | Ligar o Esquema de Desconexão e de Conexão Automática do Reator RE-1 (ou RE-2) 230 kV, conforme IO-EE.S.2SC. | |

Fonte: ONS, 2023g.

Para facilitar a operação, ao final das manobras de desligamentos de linhas de transmissão e equipamentos, as consequências devido à contingência do ativo são apresentadas, de forma a auxiliar os operadores. Entretanto, como para este caso não existem consequências para esta, nenhuma informação é acrescentada ao final da manobra. Assim, os subitens relativos às manobras de desenergização da LT 230 kV

Biguaçu / Desterro, da LT 230 kV Gaspar 2 / Palhoça e dos transformadores da SE Desterro tiveram que ser alterados, excluindo-se as consequências da contingência desses ativos (não há necessidade de alteração para o caso de contingência dupla da LT 230 kV Biguaçu / Desterro e da LT 230 kV Biguaçu / Palhoça, pois consequências de perda dupla não são mencionadas na Instrução de Operação de Preparação para Manobras).

Deve-se notar a conexão entre a Instrução de Operação de Preparação para Manobras, a Instrução de Operação em Contingência e o Cadastro de Informações Operacionais de Dados de Equipamentos: As informações contidas nos três documentos, a respeito do funcionamento dos reatores, devem ser compatíveis entre si, de forma que não existam lacunas na operação.

O Relatório Pré-operacional da SE Ratores recomenda que as linhas de transmissão dessa subestação devem operar preferencialmente com os reatores a elas conectados. Por esse motivo, nas suas manobras de energização, que podem ser realizadas tanto pela SE Biguaçu (sentido preferencial), quanto pela SE Ratores (sentido alternativo), é incluído um passo relativo à conexão do respectivo reator à LT. Além disso, os procedimentos descritos na manobra de desenergização são aqui elaborados de forma inversa, conforme Figura 59.

Figura 59 - Fragmento da IO-PM.S.2SC, mostrando o procedimento de energização da LT 230 kV Biguaçu / Ratores C1 ou C2

3.11.2. ENERGIZAÇÃO DA LT 230 KV BIGUAÇU / RATONES C1 (OU C2)

3.11.2.1. ENERGIZAÇÃO INICIANDO PELA SE BIGUAÇU (SENTIDO NORMAL)

| Passo | Coordenação | Controle | Comando / Execução | Procedimento | Objetivo / Item de Controle |
|---|-------------|----------|--------------------|---|--|
| A energização desta LT é coordenada pelo COSR-S , conforme procedimentos a seguir: | | | | | |
| 1 | COSR-S | COSR-S | ISA CTEEP | Desconectar ou manter desconectado o Reator RE-1 (ou RE-2) 230 kV do barramento de 230 kV da SE Ratores. | Reator RE-1 (ou RE-2) 230 kV da SE Ratores passa a ficar disponível estritamente para operação conectado à LT 230 kV Biguaçu / Ratores C1 (ou C2). |
| 1.1 | COSR-S | COSR-S | ISA CTEEP | Desligar ou manter desligado o Esquema de Desconexão e de Conexão Automática do Reator RE-1 (ou RE-2) 230 kV, conforme IO-EE.S.2SC. | |
| 2 | COSR-S | COSR-S | ISA CTEEP | Fechar a seccionadora de interligação do Reator RE-1 (ou RE-2) 230 kV da SE Ratores à LT 230 kV Biguaçu / Ratores C1 (ou C2). | A LT 230 kV Biguaçu / Ratores C1 (ou C2) deve operar preferencialmente com o Reator RE-1 (ou RE-2) 230 kV da SE Ratores conectado a ela, sempre que esse estiver disponível. |

Fonte: ONS, 2023g.

O restante da manobra é descrito conforme Relatório Pré-operacional e pode ser visualizado na Figura 60 e na Figura 61. Não foi adotada nenhuma condição de autonomia, pois entendeu-se que a operação da linha devido à condição de operação dos reatores necessitava de controle do COSR-S. Destaca-se, ainda, que não existem restrições para fechamento dos circuitos em anel.

Figura 60 - Fragmento da IO-PM.S.2SC, mostrando o procedimento de energização da LT 230 kV Biguaçu / Ratores C1 ou C2

| | | | | | |
|---|--------|--------|-----------|--|--|
| 3 | COSR-S | COSR-S | ISA CTEEP | Energizar a LT 230 kV Biguaçu / Ratores C1 (ou C2), pela SE Biguaçu. | <p><u>Sistema completo ou N-1 (LT ou TR) na SE Biguaçu 230 kV (exceto N-1 da LT 230 kV Biguaçu / Ratores C2 (ou C1))</u></p> <p><u>Com Reator RE-1 (ou RE-2) 230 kV da SE Ratores conectado para ser energizado juntamente com a LT:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • $V_{BIG-230} \leq 240$ kV; e • após a LT estar desenergizada por, pelo menos, 6 minutos. <p><u>Sem Reator RE-1 (ou RE-2) 230 kV da SE Ratores conectado à LT:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • $V_{BIG-230} \leq 239$ kV; • $V_{RAT-230} \leq 238$ kV; e • após a LT estar desenergizada por, pelo menos, 40 minutos. |
| | | | | <p><u>LT 230 kV Biguaçu / Ratores C2 (ou C1) fora de operação</u></p> <p><u>Com Reator RE-1 (ou RE-2) 230 kV da SE Ratores conectado para ser energizado juntamente com a LT:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • $V_{BIG-230} \leq 240$ kV; • $V_{RAT-230} \leq 230$ kV; • $TAP_{RAT-230/138} = 9$; e • após a LT estar desenergizada por, pelo menos, 6 minutos. <p><u>Sem Reator RE-1 (ou RE-2) 230 kV da SE Ratores conectado à LT:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • $V_{BIG-230} \leq 239$ kV; • $V_{RAT-230} \leq 230$ kV; • $TAP_{RAT-230/138} = 9$; e • após a LT estar desenergizada por, pelo menos, 40 minutos. | |

Fonte: ONS, 2023g.

Figura 61 - Fragmento da IO-PM.S.2SC, mostrando o procedimento de fechamento em anel da LT 230 kV Biguaçu / Ratonos C1 ou C2

| Passo | Coordenação | Controle | Comando / Execução | Procedimento | Objetivo / Item de Controle |
|---|-------------|----------|--------------------|--|-----------------------------|
| O fechamento desta LT, com autonomia pelo agente, somente é realizado se as condições especificadas na IO-OI.S.RAT estiverem atendidas. Nas demais situações o fechamento será coordenado pelo COSR-S, conforme procedimentos a seguir: | | | | | |
| 4 | COSR-S | COSR-S | ISA CTEEP | Ligar, em anel ou energizando o barramento de 230 kV, a LT 230 kV Biguaçu / Ratonos C1 (ou C2), na SE Ratonos. | |

Fonte: ONS, 2023g.

Para a energização das linhas de transmissão pelo sentido inverso (a partir da SE Ratonos), as condições são parecidas, alterando-se apenas os níveis de tensão.

Para os procedimentos de manobra dos Transformadores 230/138/13,8 kV da SE Ratonos, além das restrições de tensão e tape convencionais descritas no Relatório Pré-operacional, houve uma restrição excepcional devido à inexistência de dispositivos de sincronismo nos lados de 138 kV dos equipamentos. Dessa forma, não há possibilidade de ser realizada a verificação do sincronismo para energização do equipamento, e, por esse motivo, é necessário que o barramento de 138 kV já esteja energizado por outro transformador da SE Ratonos, ou que os sistemas de 230 kV e 138 kV da Região estejam interligados.

O procedimento de energização e desenergização dos Transformadores da SE Ratonos é mostrado na Figura 62 e na Figura 63.

Figura 62 - Fragmento da IO-PM.S.2SC, mostrando o procedimento de desenergização dos transformadores TR-3 e TR-4 230/138/13,8 kV da SE Ratonés

4.24.1. DESENERGIZAÇÃO DO TRANSFORMADOR TR-3 (OU TR-4) 230/138/13,8 KV – 150 MVA DA SE RATONES

4.24.1.1. DESENERGIZAÇÃO (AMBOS OS SENTIDOS)

| Passo | Coordenação | Controle | Comando / Execução | Procedimento | Objetivo / Item de Controle |
|-------|-------------|----------|--------------------|---|-----------------------------|
| 1 | COSR-S | COSR-S | ISA CTEEP | Desligar, pelo lado de 138 kV (ou pelo lado de 230 kV), o Transformador TR-3 230/138/13,8 kV (ou TR-4) da SE Ratonés. | |
| 2 | COSR-S | COSR-S | ISA CTEEP | Desenergizar, pelo lado de 230 kV (ou pelo lado de 138 kV), o Transformador TR-3 (ou TR-4) 230/138/13,8 kV da SE Ratonés. | |

Fonte: ONS, 2023g.

Figura 63 - Fragmento da IO-PM.S.2SC, mostrando o procedimento de energização dos transformadores TR-3 e TR-4 230/138/13,8 kV da SE Ratonés

1.1.1. ENERGIZAÇÃO DO TRANSFORMADOR TR-3 (OU TR-4) 230/138/13,8 KV – 150 MVA DA SE RATONES

1.1.1.1. ENERGIZAÇÃO INICIANDO PELO TERMINAL DE 230 KV (SENTIDO NORMAL)

| Passo | Coordenação | Controle | Comando / Execução | Procedimento | Objetivo / Item de Controle |
|---|-------------|----------|--------------------|---|--|
| <p>A energização deste transformador, com autonomia pelo agente, somente é realizada em caso de desligamento automático e se as condições especificadas na IO-OI.S.RAT estiverem atendidas. Nas demais situações, a energização será coordenada pelo COSR-S, conforme procedimentos a seguir:</p> | | | | | |
| 1 | COSR-S | COSR-S | ISA CTEEP | Energizar, pelo lado de 230 kV, o Transformador TR-3 (ou TR-4) 230/138/13,8 kV da SE Ratonés. | <p>Condição de autonomia do agente</p> <p>Sistema completo de LT ou N-1 de LT na SE Ratonés</p> <p>Como primeiro ou segundo transformador:</p> <ul style="list-style-type: none"> • $V_{RAT-230} \leq 242$ kV; e • $1 \leq TAP_{RAT-230/138} \leq 9$. |
| <p>O fechamento deste transformador, com autonomia pelo agente, somente é realizado se as condições especificadas na IO-OI.S.RAT estiverem atendidas. Nas demais situações, o fechamento será coordenado pelo COSR-S, conforme procedimentos a seguir:</p> | | | | | |
| 2 | COSR-S | COSR-S | ISA CTEEP | Ligar, em anel ou energizando o barramento de 138 kV, o lado de 138 kV do Transformador TR-3 (ou TR-4) 230/138/13,8 kV da SE Ratonés. | <p>Sem verificação angular:</p> <p>Opção 1: (de autonomia do agente)</p> <ul style="list-style-type: none"> • barramento de 138 kV da SE Ratonés desenergizado ou energizado por outro transformador 230/138/13,8 kV. <p>Opção 2:</p> <ul style="list-style-type: none"> • os sistemas de 230 kV e de 138 kV na região devem estar interligados, de modo que o fechamento na SE Ratonés seja em anel. |

Fonte: ONS, 2023g.

4.2.9 Elaboração da Instrução de Operação de Instalações da SE Ratonés

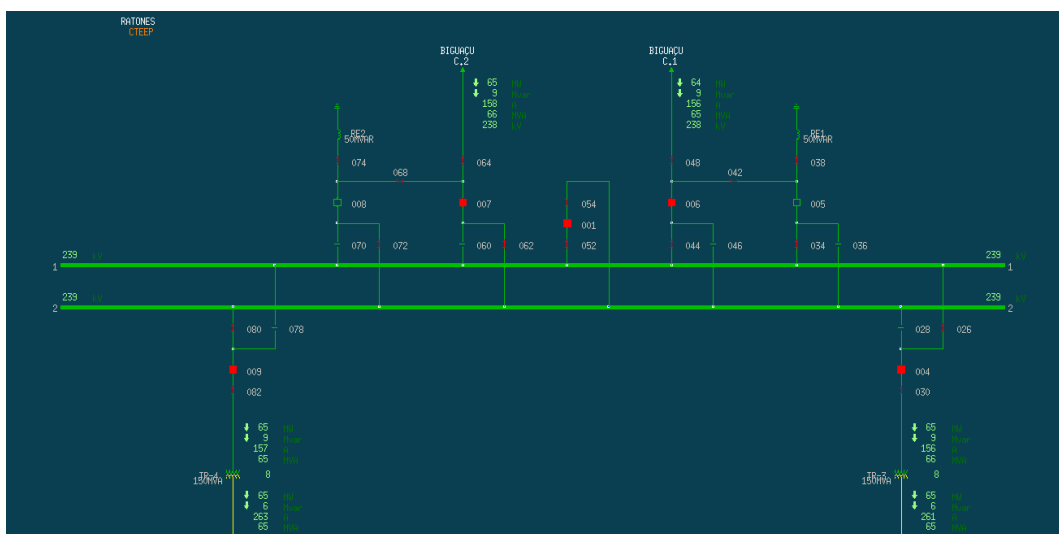
A elaboração da Instrução de Operação de Instalações da SE Ratonés é um reflexo de toda a documentação operativa descrita até então. Todas as Instruções de Operação de Instalações possuem um mesmo corpo textual, portanto, serão descritas nesse tópico apenas as particularidades da IO-OI referente à subestação analisada (IO-OI.S.RAT).

Para elaboração dessa documentação, a Referência Técnica de Instrução de Operação de Instalações foi utilizada, substituindo-se apenas as partes aqui destacadas.

No subitem referente às considerações gerais, na parte correspondente à operação da SE Ratonés, foi designado o Agente Operador ISA CTEEP, por meio do Interlocutor COT - ISA CTEEP, sendo a subestação de propriedade do Agente de Operação IE Biguaçu. Demais considerações são aquelas descritas na Referência Técnica correspondente.

Como visto anteriormente, segundo os Procedimentos de Rede, para as subestações da Rede Básica com tensão de 230 kV, a configuração mínima requerida é a de barra dupla a quatro chaves; entretanto, também como foi detalhado nesse trabalho, subestações com características específicas (GIS) podem solicitar flexibilização dos requisitos mínimos junto à ANEEL, que é o caso da subestação analisada. Portanto, para o subitem que se refere à configuração dos barramentos da subestação, deve-se atentar para a configuração operativa da SE Ratonés, a qual é constituída por dois barramentos de 230 kV, com três chaves seccionadoras para cada equipamento/linha de transmissão, conforme Figura 64.

Figura 64 - Configuração de barramento da SE Ratonés - REGER/ONS



Fonte: O autor, 2023.

Para os procedimentos específicos, foram inseridos aqueles relacionados aos equipamentos da SE Ratonés, dentre eles os comutadores sob carga e os reatores, cuja operação funciona de uma maneira excepcional, como já foi detalhado. Para os comutadores, a operação se dá de forma automática, conforme especificação do agente.

A SE Ratonés não faz parte de áreas de recomposição fluente, entretanto, é necessário que a Instrução oriente o centro de operação do agente a retomar a operação da subestação. Dessa forma, seus procedimentos de autonomia foram escritos de acordo com a análise das manobras, respeitando suas restrições (caso a SE pertencesse a uma área de recomposição, bastaria refletir os procedimentos da IO-RR na IO-OI). Portanto, a seguinte análise foi realizada para a construção desse subitem:

- Passo 1: Recebimento de tensão da SE Biguaçu e posterior energização da SE Ratonés (recebimento de tensão para energização não possui restrição, de acordo com o Relatório Pré-operacional da subestação mencionada).
- Passo 2: Energização de um dos transformadores da SE Ratonés (possui apenas restrição de tap e de retomada de carga, visto que recomposição de carga com autonomia só é possível quando inserido em uma área de recomposição e estudado pelo ONS).

- Passo 3: Recebimento de tensão da SE Biguaçu e posterior fechamento em anel na SE Ratonos (não há restrição angular).
- Passo 4: Energização do segundo transformador (possui apenas restrição de tap e de fluxo no transformador que foi energizado, restrição essa que visa proteger o equipamento).

Para o subitem referente às manobras de equipamentos e linhas de transmissão, basta refletir os procedimentos de autonomia do agente operador que foram inseridos na IO-PM, adicionando somente as informações de reestabelecimento de carga, que deve ser feito após autorização do ONS.

4.2.10 Finalização do desenvolvimento da documentação operativa referente à SE Ratonos

Com os documentos finalmente atualizados e elaborados, as Instruções Operativas foram colocadas em vigência por meio de uma Mensagem Operativa, enquanto os Cadastros de Informações Operacionais foram diretamente atualizados, após implantação com as equipes de Tempo Real do Centro de Operação Regional Sul do ONS. A SE Ratonos iniciou sua operação integrada ao SIN no dia 28 de agosto de 2022.

5 CONCLUSÃO

Analisando os objetivos do trabalho, destaca-se que aqueles relacionados à apresentação e posterior descrição do processo de elaboração da documentação operativa, pertencente ao Manual de Procedimentos da Operação, foram alcançados. É possível afirmar que a operação de sistemas elétricos é uma atividade que depende dos documentos operativos vigentes, e, por este motivo, por vezes, acabam se tornando muito complexos. Isso ocorre, pois é necessário abranger as diversas situações ou pontos de operação em que um sistema pode estar. Por muitas vezes, um estudante ou até mesmo um professor, que possui pouca experiência no assunto, pode encontrar dificuldades na compreensão da documentação operativa. Com esse trabalho, buscou-se simplificar seu entendimento, suas minuciosidades e seu funcionamento no dia a dia da operação.

Com a descrição do processo, buscou-se facilitar o entendimento da relação entre a elaboração da documentação operativa, os estudos de planejamento e engenharia e o contato com os agentes do setor. Por meio das entrevistas, pode-se observar que a experiência acumulada dos profissionais em relação aos processos muitas vezes não está descrita, sendo muito importante sua documentação para a gestão do conhecimento. O estudo de caso da subestação Ratonas foi escolhido para exemplificar tal processo, selecionado devido à sua importância para a Região Metropolitana de Florianópolis, que há anos vinha sofrendo de problemas relacionados ao abastecimento de energia elétrica. Devido às particularidades da instalação, sua documentação necessitou da elaboração de procedimentos não usuais, que foram destacados no decorrer deste trabalho.

Até o momento, não é possível dizer como este trabalho impacta na introdução de um novo colaborador à organização ou de um novo estudante de engenharia à área de operação, entretanto, espera-se que o surgimento de trabalhos nas áreas de Procedimentos de Rede do Sistema Elétrico Brasileiro permita uma maior discussão do tema, que muitas vezes passa despercebido nas universidades, empresas e sociedade em geral.

Para os próximos trabalhos, recomenda-se uma análise que vise melhorias e aperfeiçoamentos para a gestão do processo de elaboração da documentação

operativa, concluindo com uma abordagem prática com as recomendações realizadas.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica.** Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020905_2_1.pdf>. Acesso em: jan. 2023

ALMEIDA JUNIOR, D. A. **Aplicação do software ScicosLab/SciLab no controle automático de geração de sistemas de potência explorando o problema de despacho econômico.** 2012. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia – UFU, Uberlândia, 2012.

ALMEIDA, L. P. **Análise de desempenho do controle automático de geração e do controle secundário de tensão.** 2004. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, Rio de Janeiro, 2004.

BATISTA, H. S. **Análise de contingências em sistemas elétricos de potência.** 2008. TCC de Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Brasília – UNB, Brasília, 2008.

BECHARA, R.; BRANDÃO JÚNIOR, A. F. **Identificação dos principais tipos de falhas em transformadores de potência.** In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – SNPTEE, 10., Recife, 2009.

CAMPBELL, M. B. **Programação diária energética com o uso do DESSEM e o acoplamento com a realidade operativa.** 2022. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI, Itajubá, 2022.

CONHEÇA as instituições do setor elétrico brasileiro e as competências de cada uma. **Ministério de Minas e Energia**, 2021. Disponível em: <[Conheça as instituições do setor elétrico brasileiro e as competências de cada uma — Ministério de Minas e Energia \(www.gov.br\)](http://www.gov.br)>. Acesso em: mar. 2023.

DIAS, O.; ACOSTA, J. S.; TAVARES, M. C. **Análise do religamento monopolar em linhas de transmissão não convencionais**. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, 8., 2020, Santo André: UFABC, 2020.

FLORINDO, T. P. **Estudo de caso baseado nos esquemas especiais de proteção do procedimento de rede** (controle de emergência no sul do Rio Grande do Sul para contingência da LT 525kV Nova Santa Rita/Povo Novo). 2019. TCC de Graduação em Engenharia Elétrica, Instituto Federal de Santa Catarina – IFSC, Florianópolis, 2019.

FRONTIN, S. O. **Equipamentos de alta tensão: Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas**. 1. ed. Brasília: Teixeira, 2013.

G1. **Apagão na Ilha de SC completa 10 anos e população relembra caos**. 28 out. 2013. Disponível em: <<https://g1.globo.com/sc/santa-catarina/noticia/2013/10/apagao-na-ilha-de-sc-completa-10-anos-e-populacao-relembra-caos.html>>. Acesso em: mar. 2023.

GUARINI, M. C. **Análise de segurança de esquemas de proteção para sistemas elétricos de potência**. 2009. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia – COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2009.

HIGH PERFORMANCE POWER SYSTEM APPLICATIONS – HPPA. Site Institucional. Disponível em: <<https://hppa.com.br/>>. Acesso em: jan. 2023.

Instituto do Meio Ambiente de Santa Catarina – IMA. **Estudo de impacto ambiental – EIA, Relatório de impacto ambiental – RIMA: Linha de transmissão 230kV Biguaçu-Ratones C1 e C2 e Subestação Ratones**. Santa Catarina, 2019.

LOPES, J. E.; SANTOS, R. C. **Capacidade de Reservatórios**. 1. ed. São Paulo: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2002.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2012. **Relatório Anual 2012 - ONS**. Disponível em:

<https://www.ons.org.br/sites/multimedia/Documentos%20Compartilhados/relatorios%20anuais/2012/02-10-07-definicoes-novos-corredores-recomposicao.html?expanddiv=02_02sub10>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2020.
Elaboração e manutenção do Manual de Procedimentos da Operação. Disponível em:

<https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%201.1-OP_2020.12.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2021a.
Requisitos mínimos para os sistemas de proteção, de registro de perturbações e de teleproteção. Disponível em:

<https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%202.11-RQ_2020.12.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2021b.
Controle da transmissão. Disponível em:

<https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%205.4-OP_2020.12.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2021c.
Definição das Instalações Estratégicas. Disponível em:

<https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%202.2-DF_2021.08.docx_039a920e-674a-4c2c-be30-454c86f32816.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2021d.
Glossário dos Procedimentos de Rede. Disponível em:

<https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%201.2-PR_2020.12.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2021e.
CD-CT.BR.02 - Cadastro de Regiões de Segurança Aplicadas ao Tempo Real. Disponível em:

<https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F2.%20Cadastr os%20de%20Informa%C3%A7%C3%B5es%20Operacionais%20-%20SM%205.11%2F2.4.%20Cadastr os%20de%20Informa%C3%A7%C3%B5es%20Operacionais%20Gerais%2FCD-CT.BR.02_Rev.11.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2021f.
Definição das redes do Sistema Interligado Nacional. Disponível em:
<https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%202.1-DF_2020.12.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2021g.
RT-CD.BR.03 - Elaboração de Cadastros de Informações Operacionais de Faixas para Controle de Tensão. Disponível em:
<https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F7.%20Refer%C3%A7%C3%A5es%20T%C3%A9cnicas%2F7.11.%20Cadastros%20de%20Informa%C3%A7%C3%B5es%20Operacionais%2FRT-CD.BR.03_Rev.05.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2021h.
Critérios para Operação. Disponível em:
<https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%202.5-CR_2020.12.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2021i.
Gerenciamento da carga. Disponível em:
<https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%205.7-OP_2020.12.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2021l.
Controle da geração. Disponível em:
<https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%205.3-OP_2020.12.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2021m.
IO-CG.BR.03 - Operação em Contingência do Controle Automático de Geração. Disponível em:
<https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F3.%20Instru%C3%A7%C3%B5es%20de%20Opera%C3%A7%C3%A3o%20-%20SM%205.12%2F3.2.%20Controle%20da%20Gera%C3%A7%C3%A3o%2FIO-CG.BR.03_Rev.23.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2021n.
Operação em contingência. Disponível em:

<https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%205.6-OP_2020.12.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2021o. **Recomposição da Rede de Operação.** Disponível em: <https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%205.8-OP_2020.12.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2021p. **RT-RR.BR - Elaboração de Instruções de Operação para a Recomposição do Sistema após Perturbação.** Disponível em: <https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F7.%20Refer%C3%Aancias%20T%C3%A9cnicas%2F7.5.%20Recomposi%C3%A7%C3%A3o%2FRT-RR.BR_Rev.27.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2021q. **Operação hidráulica de reservatórios.** Disponível em: <https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%205.5-OP_2020.12.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2021r. **Planejamento anual de prevenção de cheias.** Disponível em: <https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%203.7-RS_2020.12.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2021s. **RT-MP.BR.01 - Elaboração de Rotinas Operacionais.** Disponível em: <https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F7.%20Refer%C3%Aancias%20T%C3%A9cnicas%2F7.1.%20Padroniza%C3%A7%C3%A3o%20e%20Manuten%C3%A7%C3%A3o%20do%20MPO%2FRT-MP.BR.01_Rev.13.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2021t. **Planejamento da operação elétrica com horizonte quadrimestral.** Disponível em: <https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%203.4-OP_2020.12.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2021u. **Estudos pré-operacionais de integração de instalações da Rede de Operação.** Disponível em:

<https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%207.4-OP_2021.06.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2021v. **Estudos pré-operacionais de integração de instalações da Rede de Operação**. Disponível em: <https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%207.4-RS_2021.06.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2022a. **CD-CT.S.2RS.01 - Cadastro de Dados Operacionais de Equipamentos da Área 230 kV do Rio Grande do Sul**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F2.%20Cadastr%20os%20de%20Informa%C3%A7%C3%B5es%20Operacionais%20-%20SM%205.11%2F2.1.%20Cadastros%20de%20Informa%C3%A7%C3%B5es%20Operacionais%20de%20Dados%20de%20Equipamentos%2F2.1.5.%20Regi%C3%A3o%20Sul%2FCD-CT.S.2RS.01_Rev.222.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2022aa. **RO-RO.BR.02 - Designação de Interlocutores para o Relacionamento Operacional entre ONS e Agentes**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F4.%20Rotinas%20Operacionais%20-%20SM%205.13%2F4.1.%20Rotinas%20Gerais%2F4.1.7.%20Relacionamento%20Operacional%2FRO-RO.BR.02_Rev.16.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2022ab. **RT-MP.BR.02 - Padronização de Redação e Estilo dos Documentos do MPO**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F7.%20Refer%C3%A2ncias%20T%C3%A9cnicas%2F7.1.%20Padroniza%C3%A7%C3%A3o%20e%20Manuten%C3%A7%C3%A3o%20do%20MPO%2FRT-MP.BR.02_Rev.25.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2022ac. **RO-MP.BR.02 - Elaboração, Revisão, Distribuição e Implantação de Documentos Operacionais**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F4.%20Rotinas%20Operacionais%20-%20SM%205.13%2F4.1.%20Rotinas%20Gerais%2F4.1.5.%20Padroniza%C3%A7%C3%A3o%20e%20Revis%C3%A3o%20do%20Manual%20de%20Procedimentos%20da%20Opera%C3%A7%C3%A3o%2FRO-MP.BR.02_Rev.36.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2022ad. **RO-MP.BR.03 - Treinamento dos Operadores de Sistema dos Centros de Operação do ONS.** Disponível em: <https://www.ons.org.br/%2FMPO%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.14.pdf> . Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2022ae. **RT-ONS DPL 0177-2022 - Pré-operacional da SE 230 kV Ratonés.** Florianópolis, 2022.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2022af. **RT-CT.BR.ON – Referência Técnica de Elaboração de Instruções de Operação Normal da Transmissão.** Disponível em: <https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F7.%20Refer%C3%A7%C3%A3o%20T%C3%A9cnicas%2F7.2.%20Controle%20da%20Transmiss%C3%A3o%2FRT-CT.BR.ON_Rev.14.pdf>. Acesso em: abr. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2022ag. **RT-CT.BR.ON – Referência Técnica de Elaboração de Instruções de Operação Normal da Transmissão.** Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-ons/procedimentos-de-rede/mpo>>. Acesso em: jul. 2022.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2022b. **RT-CD.BR.01 - Elaboração de Cadastros de Informações Operacionais de Dados de Equipamentos.** Disponível em: <https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F7.%20Refer%C3%A7%C3%A3o%20T%C3%A9cnicas%2F7.11.%20Cadastros%20de%20Informa%C3%A7%C3%B5es%20Operacionais%2FRT-CD.BR.01_Rev.09.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2022c. **Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos.** Disponível em: <https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%202.3-CR_2022.10.docx_ff2d27d3-eeef-45a1-a42a-2a6b36f8b4a9.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2022d.
CD-CT.S.2RS.02 - Cadastro de Dados Operacionais de Limites de Equipamentos da Área 230 kV do Rio Grande do Sul. Disponível em:
<https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F2.%20Cadastr os%20de%20Informa%C3%A7%C3%B5es%20Operacionais%20-%20SM%205.11%2F2.2.%20Cadastros%20de%20Informa%C3%A7%C3%B5es%20Operacionais%20de%20Limites%20de%20Equipamentos%2F2.2.5.%20Regi%C3%A3o%20Sul%2FCD-CT.S.2RS.02_Rev.205.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2022e.
CD-OR.AS.JAC - Cadastro de Informações Operacionais Hidráulicas da Bacia da Região Hidrográfica do Atlântico Sul – Bacia do Rio Jacuí. Disponível em:
<https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F2.%20Cadastr os%20de%20Informa%C3%A7%C3%B5es%20Operacionais%20-%20SM%205.11%2F2.3.%20Cadastros%20de%20Informa%C3%A7%C3%B5es%20Operacionais%20Hidr%C3%A1ulicas%2FCD-OR.AS.JAC_Rev.16.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2022f.
RT-OR.BR.01 - Conceitos e Metodologias para a Operação Hidráulica dos Sistemas de Reservatórios. Disponível em:
<https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F7.%20Refer%C3%A7%C3%B5es%20T%C3%A9cnicas%2F7.8.%20Opera%C3%A7%C3%A3o%20de%20Reservat%C3%B3rios%2FRT-OR.BR.01_Rev.07.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2022g.
CD-CT.BR.01 - Instalações e Equipamentos Estratégicos do Sistema Interligado Nacional. Disponível em:
<https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F2.%20Cadastr os%20de%20Informa%C3%A7%C3%B5es%20Operacionais%20-%20SM%205.11%2F2.4.%20Cadastros%20de%20Informa%C3%A7%C3%B5es%20Operacionais%20Gerai s%2FCD-CT.BR.01_Rev.20.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2022h.
RT-CG.BR.02 - Conceitos básicos para o Controle de Geração. Disponível em:
<https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F7.%20Refer%C3%A7%C3%B5es%20T%C3%A9cnicas%2F7.3.%20Controle%20da%20Gera%C3%A7%C3%A3o%2FRT-CG.BR.02_Rev.12.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2022i.
Classificação de modalidade de operação de usinas. Disponível em:
https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%207.2-PR_2020.12.pdf. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2022j.
CD-CT.S.2RS.03 – Cadastro de Informações Operacionais de Faixas de Controle de Tensão da Área 230kV do Rio Grande do Sul. Disponível em:
https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F2.%20Cadastr os%20de%20Informa%C3%A7%C3%B5es%20Operacionais%20-%20SM%205.11%2F2.6.%20Cadastros%20de%20Informa%C3%A7%C3%B5es%20Operacionais%20de%20Faixas%20para%20Controle%20de%20Tens%C3%A3o%2F2.6.5.%20Regi%C3%A3o%20Sul%2FCD-CT.S.2RS.03_Rev.52.pdf. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2022k.
Elaboração de Instruções de Operação Específicas do ONS para Instalações da Rede de Operação. Disponível em:
https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F7.%20Referênc ias%20Técnicas%2F7.7.%20Operação%20de%20Instalações%2FRT-OI.BR_Rev.34.pdf. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2022l.
Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos. Disponível em:
https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%202.6-RQ_2021.08.docx_261430f7-8a33-4963-a75b-26578bef0c0f.pdf . Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2022m.
Operação do Sistema e das instalações da Rede de Operação. Disponível em:
https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/S%C3%BAbmodulo%205.1-OP_2022.08.pdf. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2022n.
RT-CT.BR.ON - Elaboração de Instruções de Operação Normal da Transmissão. Disponível em:
https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F7.%20Refer%C3%A2ncias%20T%C3%A9cnicas%2F7.2.%20Controle%20da%20Transmiss%C3%A3o%2FRT-CT.BR.ON_Rev.14.pdf. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2022o. **RT-CT.BR.EE - Elaboração de Instruções de Operação de Esquemas Especiais de Proteção.** Disponível em: <https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F7.%20Refer%C3%A4ncias%20T%C3%A9cnicas%2F7.2.%20Controle%20da%20Transmiss%C3%A3o%2FRT-CT.BR.EE_Rev.10.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2022p. **RT-CT.BR.PM - Elaboração de Instruções de Operação de Preparação para Manobras.** Disponível em: <https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F7.%20Refer%C3%A4ncias%20T%C3%A9cnicas%2F7.2.%20Controle%20da%20Transmiss%C3%A3o%2FRT-CT.BR.PM_Rev.12.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2022q. **Programação Diária da Operação.** Disponível em: <https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%204.5-PR_2020.12.docx_f4187c91-847d-4776-b7d6-d567c6dd9ac3.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2022r. **IO-CG.BR.02 - Operação Normal do Controle Automático de Geração.** Disponível em: <https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F3.%20Instru%C3%A7%C3%B5es%20de%20Opera%C3%A7%C3%A3o%20-%20SM%205.12%2F3.2.%20Controle%20da%20Gera%C3%A7%C3%A3o%2FIO-CG.BR.02_Rev.16.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2022s. **RT-OC.BR - Elaboração de Instruções de Operação em Contingências.** Disponível em: <https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F7.%20Refer%C3%A4ncias%20T%C3%A9cnicas%2F7.4.%20Opera%C3%A7%C3%A3o%20em%20Conting%C3%A4ncia%2FRT-OC.BR_Rev.22.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2022t. **IO-GC.BR.01 - Gerenciamento da Carga para Controle de Frequência no Sistema.** Disponível em: <https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F3.%20Instru%C3%A7%C3%B5es%20de%20Opera%C3%A7%C3%A3o%20-%20SM%205.12%2F3.5.%20Gerenciamento%20da%20Carga%2FIO-GC.BR.01_Rev.17.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2022u. **IO-GC.BR.02 - Gerenciamento da carga por atuação do ERAC.** Disponível em: <https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F3.%20Instru%C3%A7%C3%B5es%20de%20Opera%C3%A7%C3%A3o%20-%20SM%205.12%2F3.5.%20Gerenciamento%20da%20Carga%2FIO-GC.BR.02_Rev.19.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2022v. **RT-OR.BR.02 - Elaboração das Instruções de Operação para Controle de Reservatórios das Bacias Hidrográficas.** Disponível em: <https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F7.%20Refer%C3%A7%C3%B5es%20de%20Opera%C3%A7%C3%A3o%20de%20Reservat%C3%B3rios%2FRT-OR.BR.02_Rev.13.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2022w. **IO-PD.BR.01 - Execução do Programa Diário de Intervenções Consolidado.** Disponível em: <https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F3.%20Instru%C3%A7%C3%B5es%20de%20Opera%C3%A7%C3%A3o%20-%20SM%205.12%2F3.9.%20Execu%C3%A7%C3%A3o%20do%20PDO%2FIO-PD.BR.01_Rev.23.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2022x. **RT-AO.BR - Elaboração de Ajustamentos Operativos.** Disponível em: <http://prd-app-nlb25.ons.org.br/OnsMpoDocumentoProviderAppWeb/Temp/RT-AO.BR_Rev.04_20221219_150251.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2022y. **RT-MP.BR.02 - Padronização de Redação e Estilo dos Documentos do MPO.** Disponível em: <https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F7.%20Refer%C3%A7%C3%B5es%20de%20Opera%C3%A7%C3%A3o%20de%20Manuten%C3%A7%C3%A3o%20do%20MPO%2FRT-MP.BR.02_Rev.25.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2022z. **RO-EP.BR.01 - Programação de Intervenções.** Disponível em: <https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F4.%20Rotinas%20Operacionais%20-%20SM%205.13%2F4.2.%20Rotinas%20Pr%C3%A9-Opera%C3%A7%C3%A3o%2F4.2.1.%20Elabora%C3%A7%C3%A3o%20do%20Programa%20Di%C3%A1rio%20de%20Opera%C3%A7%C3%A3o%2FRO-EP.BR.01_Rev.43.pdf>. Acesso em: jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2023a. **IO-CG.BR.01 - Controle da Geração em Condição Normal.** Disponível em: <https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F3.%20Instru%C3%A7%C3%B5es%20de%20Opera%C3%A7%C3%A3o%20-%20SM%205.12%2F3.2.%20Controle%20da%20Gera%C3%A7%C3%A3o%2FIO-CG.BR.01_Rev.72.pdf>. Acesso em: fev. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2023b. **Procedimentos de Rede.** Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-ons/procedimentos-de-rede/o-que-sao>>. Acesso em: fev. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2023c. **IO-ON.S.2SC - Instrução de Operação Normal da Área 230 kV de Santa Catarina.** Disponível em: <https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F3.%20Instru%C3%A7%C3%B5es%20de%20Opera%C3%A7%C3%A3o%20-%20SM%205.12%2F3.1.%20Controle%20da%20Transmiss%C3%A3o%2F3.1.1.%200Opera%C3%A7%C3%A3o%20Normal%2F3.1.1.5.%20Sul%2FIO-ON.S.2SC_Rev.270.pdf>. Acesso em: abr. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2023d. **CD-CT.S.2SC - Cadastro de Informações Operacionais da Área 230 kV de Santa Catarina.** Disponível em: <https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F2.%20Cadastros%20de%20Informa%C3%A7%C3%B5es%20Operacionais%20-%20SM%205.11%2F2.6.%20Cadastros%20de%20Informa%C3%A7%C3%B5es%20Operacionais%20de%20Faixas%20para%20Controle%20de%20Tens%C3%A3o%2F2.6.5.%20Regi%C3%A3o%20Sul%2FCD-CT.S.2SC.03_Rev.20.pdf>. Acesso em: abr. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2023e. **IO-ON.S.2RS - Instrução de Operação Normal da Área 230 kV do Rio Grande do Sul.** Disponível em: <https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F3.%20Instru%C3%A7%C3%B5es%20de%20Opera%C3%A7%C3%A3o%20-%20SM%205.12%2F3.1.%20Controle%20da%20Transmiss%C3%A3o%2F3.1.1.%200Opera%C3%A7%C3%A3o%20Normal%2F3.1.1.5.%20Sul%2FIO-ON.S.2RS_Rev.273.pdf>. Acesso em: abr. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2023f. **IO-EE.S.2SC - Instrução de Operação de Esquemas Especiais da Área 230 kV de Santa Catarina.** Disponível em: <https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F3.%20Instru%C3%A7%C3%B5es%20de%20Opera%C3%A7%C3%A3o%20-%20SM%205.12%2F3.1.%20Controle%20da%20Transmiss%C3%A3o%2F3.1.1.%200Opera%C3%A7%C3%A3o%20Normal%2F3.1.1.5.%20Sul%2FIO-EE.S.2SC_Rev.274.pdf>. Acesso em: abr. 2023.

C3%A7%C3%B5es%20de%20Opera%C3%A7%C3%A3o%20-%20SM%205.12%2F3.1.%20Controle%20da%20Transmiss%C3%A3o%2F3.1.2.%20Esquemas%20Especiais%2F3.1.2.5.%20Sul%2FIO-EE.S.2SC_Rev.78.pdf>. Acesso em: mai. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2023g. **IO-PM.S.2SC - Instrução de Operação de Preparação para Manobras da Área 230 kV de Santa Catarina.** Disponível em:

<https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F3.%20Instru%C3%A7%C3%B5es%20de%20Opera%C3%A7%C3%A3o%20-%20SM%205.12%2F3.1.%20Controle%20da%20Transmiss%C3%A3o%2F3.1.3.%20Prepara%C3%A7%C3%A3o%20para%20Manobras%2F3.1.3.5.%20Sul%2FIO-PM.S.2SC_Rev.192.pdf>. Acesso em: mai. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2023h. **IO-OC.S.2SC - Instrução de Operação em Contingência da Área 230 kV de Santa Catarina.** Disponível em:

<https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F3.%20Instru%C3%A7%C3%B5es%20de%20Opera%C3%A7%C3%A3o%20-%20SM%205.12%2F3.3.%20Opera%C3%A7%C3%A3o%20em%20Conting%C3%Aancia%2F3.3.5.%20Sul%2FIO-OC.S.2SC_Rev.167.pdf>. Acesso em: mai. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2023i. **IO-OI.S.BIG - Instrução de Operação para Procedimentos Sistêmicos da Instalação - Procedimentos Sistêmicos para a Operação da SE Biguaçu.** Disponível em:

<https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F3.%20Instru%C3%A7%C3%B5es%20de%20Opera%C3%A7%C3%A3o%20-%20SM%205.12%2F3.7.%20Opera%C3%A7%C3%A3o%20de%20Instala%C3%A7%C3%B5es%2F3.7.5.%20Sul%2F3.7.5.1.%20%C3%81rea%20525%20kV%20da%20Regi%C3%A3o%20Sul%2FIO-OI.S.BIG_Rev.42.pdf>. Acesso em: mai. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2023j. **IO-OI.S.UTLA - Instrução de Operação para Procedimentos Sistêmicos da Instalação - Procedimentos Sistêmicos para a Operação da UTE Jorge Lacerda A.** Disponível em:

<https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F3.%20Instru%C3%A7%C3%B5es%20de%20Opera%C3%A7%C3%A3o%20-%20SM%205.12%2F3.7.%20Opera%C3%A7%C3%A3o%20de%20Instala%C3%A7%C3%B5es%2F3.7.5.%20Sul%2F3.7.5.3.%20%C3%81rea%20230%20kV%20de%20Santa%20Catarina%2FIO-OI.S.UTLA_Rev.14.pdf>. Acesso em: mai. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2023k. **IO-OI.S.CAL2 - Instrução de Operação para Procedimentos Sistemáticos da Instalação - Procedimentos Sistemáticos para a Operação da SE Cruz Alta 2.** Disponível em: <https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F3.%20Instru%C3%A7%C3%B5es%20de%20Opera%C3%A7%C3%A3o%20-%20SM%205.12%2F3.7.%20Opera%C3%A7%C3%A3o%20de%20Instala%C3%A7%C3%B5es%2F3.7.5.%20Sul%2F3.7.5.2.%20%C3%81rea%20230%20kV%20do%20Rio%20Grande%20do%20Sul%2FIO-OI.S.CAL2_Rev.01.pdf>. Acesso em: mai. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2023l. **RI-AR.GE.01 - Módulo 1 - REGULAMENTO INTERNACIONAL DE OPERAÇÃO ONS / CAMMESA - Normativo Geral.** Disponível em: <https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F6.%20Regulamentos%20Internacionais%20-%20SM%205.15%2F6.1.%20Interconex%C3%A3o%20com%20a%20Argentina%2F6.1.1.%20Regulamento%20Internacional%20de%20Opera%C3%A7%C3%A3o%20ONS%20-%20CAMMESA%2FRI-AR.GE.01_Rev.05.pdf>. Acesso em: mai. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2023m. **RT-MP.BR.03 - Elaboração de Diagramas Unifilares Operacionais do ONS.** Disponível em: <https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F7.%20Refer%C3%A7%C3%B5es%20T%C3%A9cnicas%2F7.9.%20Diagramas%20Operacionais%2FRT-MP.BR.03_Rev.08.pdf>. Acesso em: mai. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2023n. **CD-CT.S.2SC.01 - Cadastro de Dados Operacionais de Equipamentos da Área 230 kV de Santa Catarina.** Disponível em: <https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F2.%20Cadastros%20de%20Informa%C3%A7%C3%B5es%20Operacionais%20-%20SM%205.11%2F2.1.%20Cadastros%20de%20Informa%C3%A7%C3%B5es%20Operacionais%20de%20Dados%20de%20Equipamentos%2F2.1.5.%20Regi%C3%A3o%20Sul%2FCD-CT.S.2SC.01_Rev.146.pdf>. Acesso em: mai. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2023o. **CD-CT.BR.03 - Cadastro de Áreas do Controle Automático de Geração do Sistema Interligado Nacional.** Disponível em: <https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F2.%20Cadastros%20de%20Informa%C3%A7%C3%B5es%20Operacionais%20-%20SM%205.11%2F2.4.%20Cadastros%20de%20Informa%C3%A7%C3%B5es%20Operacionais%20Geraias%2FCD-CT.BR.03_Rev.03.pdf>. Acesso em: mai. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2023p. **IO-RR.S.CNO - Recomposição da Área Campos Novos.** Disponível em: <https://www.ons.org.br/%2FMPO%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.CNO_Rev.30.pdf>. Acesso em: mai. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2023q. **IO-RR.S - Recomposição das Interligações das Áreas da Região Sul.** Disponível em: <https://www.ons.org.br/%2FMPO%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%2F3.4.5.2.%20Recomposi%C3%A7%C3%A3o%20de%20Regi%C3%A3o%2FIO-RR.S_Rev.48.pdf>. Acesso em: mai. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2023r. **IO-OR.AS.JAC - Controle dos Reservatórios da Região Hidrográfica do Atlântico Sul - Bacia do Rio Jacuí.** Disponível em: <https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F3.%20Instru%C3%A7%C3%B5es%20de%20Opera%C3%A7%C3%A3o%20-%20SM%205.12%2F3.6.%20Opera%C3%A7%C3%A3o%20de%20Reservat%C3%B3rios%2FIO-OR.AS.JAC_Rev.32.pdf>. Acesso em: mai. 2023.

PARETO, R. P. **Construção de uma região de segurança estática de sistema elétricos de potência utilizando direções de transferência de geração ramificadas.** 2016. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, Rio de Janeiro, 2016.

ROSELLI, R. G. **Extravasor labirinto em aproveitamentos hidrelétricos.** 2012. Dissertação de Mestrado em Engenharia Hidráulica, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

SANTOS, P. L. **Avaliação da segurança em sistemas elétricos de potência utilizando o programa computacional Organon**. 2010. TCC de Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, Rio de Janeiro, 2010.

SCHREIBER, G. P. **Usinas Hidrelétricas**. 1. ed. São Paulo: Edgard Blücher, 1977.

APÊNDICE A – CADASTRO DE INFORMAÇÕES OPERACIONAIS HIDRÁULICAS (CD-OR)

Neste apêndice, serão descritas as informações complementares a respeito do Cadastro de Informações Operacionais Hidráulicas (CD-OR).

Dados de Identificação dos Aproveitamentos

Neste subitem, mostrado conforme Figura 65, são apresentadas as informações referentes a cada usina, começando pela denominação do reservatório e a denominação da própria usina. Em seguida, é apresentado o rio que abastece a UHE. Outra informação mostrada nessa tabela é a classificação da usina, podendo ser a fio d'água ou de acumulação. De acordo com SCHREIBER (1978, p. 9), as usinas a fio d'água são aquelas que não possuem um reservatório significativo, tendo produção de energia inconstante. Nesse tipo de usina, a força dos rios é utilizada para movimentar as turbinas das máquinas geradoras. Por não possuírem grandes reservatórios, elas não têm a capacidade de armazenar energia, ou seja, em períodos de cheia, geram muita energia, contrastando com os períodos de seca, nos quais pouca ou nenhuma energia é gerada.

As usinas de acumulação são aquelas que possuem grandes reservatórios. Em períodos de seca, conforme Schreiber (1978, p. 9), essas usinas podem continuar gerando energia utilizando a água acumulada em seu reservatório. A regularização da UHE indica o tempo necessário para que esta inicie um novo ciclo de geração, ou seja, volte ao período de seca ou cheia, passado o anterior.

Figura 65 - Informações dos Dados de Identificação dos Aproveitamentos

3.1. Dados de Identificação dos Aproveitamentos

| Denominação do Reservatório | Usina | Rio | Classificação | Regularização | Localização em Relação à Barragem | |
|-----------------------------|--------------------|-------------|---------------|---------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| | | | | | Município Margem Direita | Município Margem Esquerda |
| Ernestina | Ernestina | Jacuí | Acumulação | NI | Tio Hugo – RS | Ibirapuitã – RS |
| Passo Real | UHE Passo Real | Jacuí | Acumulação | NI | Salto do Jacuí – RS | Salto do Jacuí – RS |
| Maia Filho | UHE Jacuí | Jacuí | Fio d'água | NI | Salto do Jacuí – RS | Salto do Jacuí – RS |
| UHE Itaúba | UHE Itaúba | Jacuí | Fio d'água | NI | Pinhal Grande – RS | Estrela Velha – RS |
| Dona Francisca | UHE Dona Francisca | Jacuí | Fio d'água | NI | Nova Palma – RS | Agudo – RS |
| Castro Alves | UHE Castro Alves | das Antas | Fio d'água | NI | Antônio Prado – RS | Nova Pádua e Flores da Cunha – RS |
| Monte Claro | UHE Monte Claro | das Antas | Fio d'água | NI | Nova Roma do Sul – RS | Bento Gonçalves – RS |
| 14 de Julho | UHE 14 de Julho | das Antas | Fio d'água | NI | Veranópolis – RS | Bento Gonçalves – RS |
| Canastra | UHE Canastra | Santa Maria | Fio d'Água | NI | Canela – RS | Canela – RS |

Fonte: ONS, 2022e.

Dados Atemporais dos Reservatórios

Neste subitem, são apresentadas as informações atemporais dos reservatórios das usinas, ilustradas na Figura 66, Figura 67 e Figura 68. Essas informações são definidas pelo ONS (2022f) como sendo “dados cadastrais dos aproveitamentos, postos hidrometeorológicos e restrições operativas hidráulicas fixas”.

Figura 66 - Informações dos Dados Atemporais dos Reservatórios – Tabela 1

3.2. Dados Atemporais dos Reservatórios – Tabela 1

| Nome | Nível (m) | | | | | Área de Drenagem (km ²) | | Distância até a Foz (km) | Distâncias e Tempos de Viagem entre Aproveitamentos | | |
|-----------------------------------|-----------------------|------------------|------------------|------------|-----------------------|-------------------------------------|-------------------------|--------------------------|---|---------------------|--------------------|
| | Mínimo Operativo | Máximo Operativo | Máximo Maximorum | Coroamento | Canal de Fuga (média) | Total até o Reservatório | Própria do Reservatório | | Aproveitamentos | (km) ⁽¹⁾ | (h) ⁽²⁾ |
| Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto | 700,00 | 742,00 | 745,00 | 748,00 | 602,00 | 30.127 | 29.900 | 550 | GBM / GNB | 95 | 1 |
| Gov. Ney Aminthas de Barros Braga | 602,00 | 607,00 | 608,00 | 610,00 | 490,00 | 34.346 | 4.219 | 450 | GNB / UHSS | 80 | 1 |
| Santa Clara | 787,50 | 805,00 | 810,15 | 811,00 | 706,10 | 3.900 | 3.900 | 32 ⁽³⁾ | SCL / FND | 20 | 2 |
| Fundão | 705,00 ⁽⁴⁾ | 705,50 | 711,00 | 712,50 | 610,05 | 4.090 | 190 | 23 ⁽³⁾ | FND / DRJ | 12 | 1,8 |
| Desvio Jordão | 602,00 | 610,00 | 614,80 | 615,00 | 538,35 | 4.730 | 640 | 3 ⁽³⁾ | DRJ / UHSS | 80 | 1 |
| Salto Santiago | 481,00 | 506,00 | 509,00 | 510,00 | 397,00 | 43.852 | 4.776 | 357 | UHSS / UHSO | 70 | 1 |
| Salto Osório | 389,00 | 397,00 | 398,00 | 401,00 | 324,00 | 45.769 | 1.917 | 307 | UHSO / GJR | 95 | 1 |
| Gov. José Richa | 323,00 | 325,00 | 326,00 | 328,00 | 259,00 | 56.977 | 11.208 | 210 | GJR / UHBI | 36 | 1 |
| Baixo Iguaçu | 258,00 | 259,00 | 261,60 | 263,00 | 243,06 | 61.580 | 4.603 | 174 | - | - | - |

Fonte: ONS, 2022e.

Primeiramente, de acordo com a Figura 66, pode-se visualizar o nível operativo mínimo e máximo de cada usina, limites esses necessários para funcionamento das unidades geradoras. De acordo com Lopes e Santos (2002, p. 7), o Máximo Maximorum corresponde à margem de segurança proposta para o limite máximo, ou seja, rigorosamente o nível máximo que a água pode atingir sem que haja potenciais problemas para a segurança da instalação. Caso o reservatório esteja operando como um baixo nível de água, e o limite mínimo não seja atingindo, o reservatório operará com o denominado volume morto, definido por Lopes e Santos (2002, p. 5) como sendo a parcela do volume total do reservatório inativa ou indisponível para geração de energia, sendo assim, a água não possuirá força suficiente para turbinar as unidades geradoras. Já no caso de o limite máximo ser ultrapassado, poderá haver inundação da casa de força, por exemplo. Outra informação apresentada é o coroamento, que representa o nível de água, em metros, onde ocorre o transbordamento do reservatório.

O canal de fuga de uma usina hidrelétrica é o canal por onde toda a água que foi utilizada na geração de energia é descarregada para que volte ao seu curso natural. Nessa tabela, pode-se verificar seu nível, em média. É importante destacar que a altura da queda d'água resultará da diferença entre o nível de água do reservatório e o nível de água do canal de fuga, denominada queda líquida.

O campo “Distância até a Foz” representa a distância entre o reservatório e a foz do rio que o abastece, enquanto o campo “Distâncias e Tempos de Viagem entre Aproveitamentos” apresenta os aproveitamentos que compartilham um mesmo rio, mostrando também a distância e o tempo de viagem entre eles.

Figura 67 - Informações dos Dados Atemporais dos Reservatórios – Tabela 2

3.3. Dados Atemporais dos Reservatórios – Tabela 2

| Aproveitamento | Volume (hm³) | | | | Dados da Casa de Força | | | | |
|----------------|--------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|----------------------------------|----------------------|---------------------|---------------------------|------------------------------------|
| | Útil | No Nível Mínimo Operativo | No Nível Máximo Operativo | No Nível Máximo Maximorum | Quantidade de Unidades Geradoras | Potência por UG (MW) | Potência Total (MW) | Engolimento por UG (m³/s) | Produtibilidade a 65% VU (MW/m³/s) |
| Ernestina | 237,5 | 21 | 258,50 | 264,20 | 1 | 4,96 | 4,96 | 15,7 | 0,220 |
| Passo Real | 3.357 | 1001 | 3.357 | 3.471 | 2 | 82 e 76 | 158 | 206 | 0,3797 |
| Jacuí | 24,4 | 4,30 | 28,70 | 31,50 | 6 | 30 | 180 | 39 | 0,8282 |
| Itaúba | 158,1 | 462,20 | 620,30 | 624,40 | 4 | 125 | 500 | 155 | 0,8259 |
| Dona Francisca | 62,8 | 261,70 | 324,50 | 448,41 | 2 | 62,5 | 125 | 188 | 0,3432 |
| Castro Alves | 4,60 | 87,16 | 91,766 | 126,6778 | 3 | 44,58 | 134,74 | 58,48 | 0,762 |
| Monte Claro | 1,46 | 9,89 | 11,35 | 23,12 | 2 | 65 | 130 | 186 | 0,3601 |
| 14 de Julho | 4,71 | 50,47 | 55,18 | 92,327 | 2 | 51,8 | 103,6 | 180,27 | 0,323 |
| Canastra | 0,242 | 0,183 | 0,242 | 0,387 | 2 | 22 | 44 | 7,85 | 2,80 |

Fonte: ONS, 2022e.

Na Figura 67, são apresentados os dados referentes à Casa de Força. A casa de força, segundo Schreiber (1978, p. 177) tem a finalidade de “alojar as máquinas e equipamentos, possibilitar sua montagem ou eventual desmontagem e possibilitar sua operação e manutenção”. O Cadastro mostra o número de unidades geradoras, a potência gerada por cada uma das máquinas e a potência total. O engolimento, medido em metro cúbico por segundo, mede a vazão máxima de água permitida nas turbinas das máquinas geradoras da UHE, enquanto a produtividade a 65% do VU se refere à quantidade de energia produzida por cada usina quando o reservatório apresenta capacidade de 65% do seu volume útil (VU). O volume útil é definido por Lopes e Santos (2002, p. 6) como “volume compreendido entre os níveis d'água mínimo operacional e máximo operacional”.

De acordo com Roselli (2012, p. 5), “o sistema extravasor é um conjunto composto por cinco estruturas: Canal de aproximação, estruturas de controle (vertedor

ou extravasor), condução, dissipação e canal de restituição”. Como pode definir Souza (1999 apud ROSELLI, 2012, p. 5), esses dispositivos são utilizados para escoar o excesso de água em um reservatório afim de evitar extrapolação dos limites operacionais. O subitem 3.3 do Cadastro faz referência aos extravasores, conforme mostrado na Figura 68 e detalha as características desses dispositivos em cada usina.

Figura 68 - Informações dos Dados Atemporais dos Reservatórios – Tabela 3

3.4. Dados Atemporais dos Reservatórios – Tabela 3

| Aproveitamento | Extravasores | | | | | | | | | | | | | |
|----------------|------------------------|---------------------|---------------------------|-----------------------|-------------------------------|----------------------|---------------------|---------------------|----------------------------|----------------------------|-----------------------|--------------------|--------------------------|--------------------|
| | Descarregador de Fundo | | | Vertedor com Comporta | | | Tulipa | | Vertedor com Soleira Livre | | | Válvula Dispersora | | Vazão Total (m³/s) |
| | Quantidade | Cota da Soleira (m) | Vazão por comporta (m³/s) | Quantidade de Vãos | Cota da Crista da Soleira (m) | Vazão por Vão (m³/s) | Cota da Soleira (m) | Vazão Máxima (m³/s) | Quantidade de Vãos | Cota da Crista Soleira (m) | Vazão por Vão (m³/s) | Quantidade | Vazão por Válvula (m³/s) | |
| Ernestina | 2 | - | 14,35 | - | - | - | - | - | 1 | 489,50 | 1272 | - | - | |
| Passo Real | - | - | - | 6 | 316,00 | 779 | - | - | - | - | - | - | - | 4.674 |
| Jacuí | - | - | - | 17 | 273,37 | 296 | - | - | - | - | - | - | - | 5.032 |
| Itaúba | - | - | - | 3 | 164,50 | 2.412 | - | - | - | - | - | - | - | 7.236 |
| Dona Francisca | - | - | - | - | - | - | - | - | Lâmina Livre | 94,50 | 10.600 ⁽¹⁾ | 1 | 14 | 10.614 |
| Castro Alves | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | 240,00 | 8.533 | 2 | 19,37 | 8.533 |
| Monte Claro | - | - | - | 2 | 132,00 | 3.154 | - | - | 1 | 148,00 | 10.767 | 1 | 18,6 | 17.076 |
| 14 de Julho | - | - | - | 2 | 84 | 4.644 | - | - | 1 | 104 | 8.667 | 1 | 28 | 17.956 |
| Canastra | 1 | - | 46 | - | - | - | - | 25 | - | - | - | - | - | - |

Fonte: ONS, 2022e.

No Cadastro, existem informações sobre as Restrições Operativas Hidráulicas (ROH) de cada usina. Elas são definidas pelo ONS (2022f), como sendo “o conjunto de limitações da operação hidráulica dos aproveitamentos hidroelétricos que devem ser respeitadas para que não resultem em danos para a instalação, para a sociedade e/ou para o meio ambiente”. Essas restrições são classificadas como permanentes ou temporárias e são informadas pelo agente de geração responsável pela instalação ao ONS via FSARH (Sistema de Gestão de Atualização de Restrições Hidráulicas). De acordo com o ONS (2022f), as ROH podem estar associadas a “pontes, estradas, plantações, casas, áreas urbanas, captação de água, ictiofauna, travessias de balsas e, em alguns casos, às próprias instalações da usina hidrelétrica”.

As Informações Operativas Hidráulicas (IOR) também são restrições, informadas via FSARH, assim como as ROH, porém, diferentemente delas, as IOR não podem ser quantitativamente qualificadas ou não possuem um período definido de aplicação (ONS, 2022f).

APÊNDICE B – CADASTRO DE INFORMAÇÕES OPERACIONAIS DE INSTALAÇÕES E EQUIPAMENTOS ESTRATÉGICOS DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (CD-CT.BR.01)

Neste apêndice, serão descritas as informações complementares a respeito do Cadastro de Informações Operacionais de Instalações e Equipamentos Estratégicos do Sistema Interligado Nacional (CD-CT.BR.01).

Classificação das Subestações Estratégicas

As subestações tipo E1 são as instalações que, em situações de desligamento total, o suprimento de energia é afetado em pelo menos três estados da federação, com corte de carga superior a 30% do total das cargas dos estados afetados (ONS, 2022g). Na região Sul do país, pode-se destacar as subestações Foz do Iguaçu 765/500 kV e Ivaiporã 765/525 kV.

As subestações tipo E2 são instalações em que, como consequência do seu desligamento total, ocorra corte de carga superior a 30% do total das cargas dos estados afetados, comprometendo o suprimento de energia elétrica em dois estados da federação ou, alternativamente, instalações cujo desligamento leve a um corte de carga superior a 50% do total das cargas do estado afetado, comprometendo o suprimento de energia em um estado do país (ONS, 2022g). Destaca-se, na região Sul do Brasil, as subestações Areia 525 kV e Bateias 525/230 kV.

As subestações tipo E3 são instalações cujo desligamento total tenha como consequência o corte de 30% da carga de um único estado da federação, ou cujo desligamento afete o suprimento de energia a uma região metropolitana, levando a um corte de 30% da carga da região afetada, ou ainda, “subestações cuja perda provoque a interrupção local de cargas (supridas a partir de uma mesma subestação) em montantes superiores a 750 MW.” (ONS, 2022g). Como exemplo, pode-se citar as subestações Biguaçu 525/230 kV, localizada na região metropolitana de Florianópolis, em Santa Catarina, e a subestação Curitiba, localizada na região metropolitana de Curitiba, no Paraná.

As subestações tipo E4 são instalações que estão inseridas em um corredor de Recomposição Fluente “cuja indisponibilidade inviabiliza o processo de recomposição fluente do corredor associado.” (ONS, 2022g).

Classificação das Linhas de Transmissão Estratégicas

As linhas de transmissão do tipo L1 são LTs cuja indisponibilidade desencadeie um corte de 30% da carga de três estados da federação (ONS, 2022g). Atualmente, no Brasil, não existem linhas de transmissão classificadas nesta categoria.

Linhas de transmissão do tipo L2 são ativos “cuja perda cause impacto significativo em 1 (um) ou 2 (dois) estados da federação, com corte de carga superior a 50% ou 30%, respectivamente, do total das cargas do(s) estado(s) afetado(s).” (ONS, 2022g). Pode-se destacar, como exemplo, as LTs 500 kV Tucuruí / Xingu C1 e C2, situadas na Área 500 kV da Região Norte e as LTs 230 kV Porto Velho / Abunã C1 e C2, situadas na Área 230 kV Acre-Rondônia.

Pode-se citar, também, as linhas de transmissão do tipo L3, cuja perda cause “impacto significativo na otimização energética, ocasionando remanejamento/restrições de geração entre usinas/bacias acima de 1.000 MW.” (ONS, 2022g). Como exemplo, podem-se destacar as Linhas de Transmissão de 765 kV Foz do Iguaçu / Ivaiporã C1, C2 e C3, localizadas na Interligação Sul / Sudeste.

Classificação das Usinas Estratégicas

As usinas tipo U1 são as que possuem maior influência no controle das oscilações eletromecânicas sistêmicas, enquanto as usinas tipo U2 têm maior influência no controle do perfil de tensão de uma área geoeletrica. Já as usinas tipo U3 são aquelas que fazem parte de um corredor de Recomposição Fluente, cuja sua indisponibilidade resulte em inviabilização do processo de recomposição (ONS, 2022g).

APÊNDICE C – CADASTRO DE INFORMAÇÕES OPERACIONAIS DE REGIÕES DE SEGURANÇA APLICADAS AO TEMPO REAL (CD-CT.BR.02)

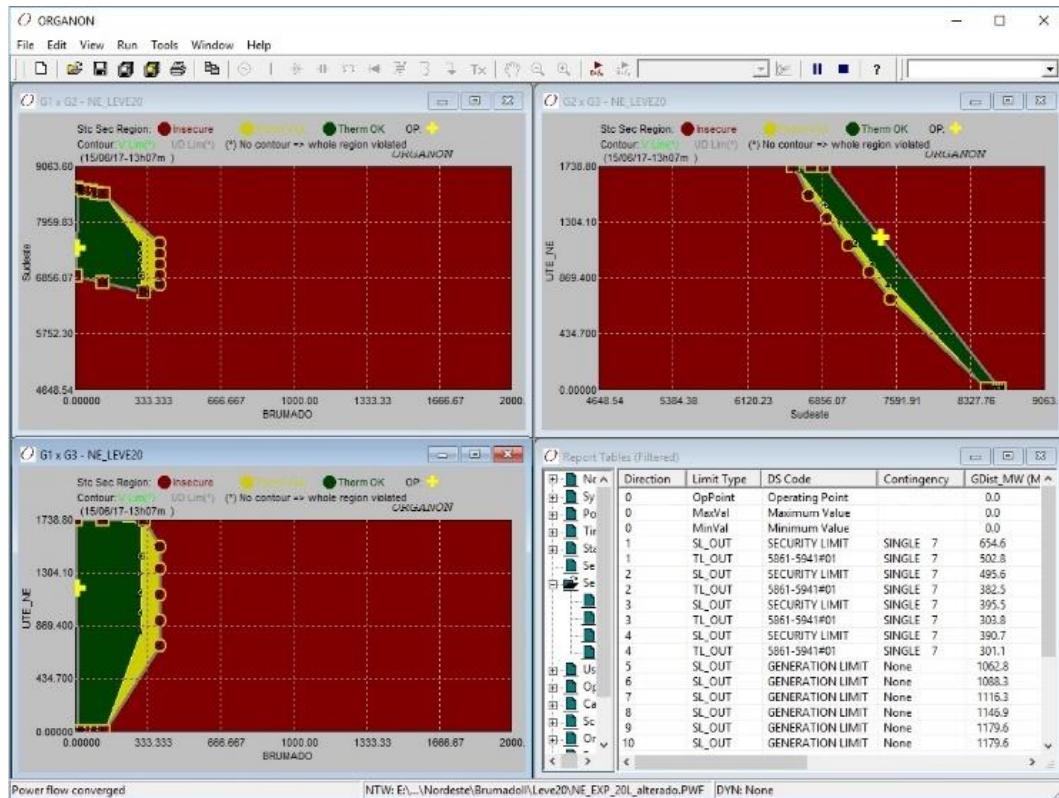
Neste apêndice, serão descritas as informações complementares a respeito do Cadastro de Informações Operacionais de Instalações e Equipamentos Estratégicos do Sistema Interligado Nacional (CD-CT.BR.01).

Cálculo e definição das Regiões de Segurança

Em geral, o cálculo de uma região de segurança envolve três grupos de geração, chamados de G1, G2 e G3. Os primeiros dois grupos são compostos pelas unidades geradoras cuja alteração da potência ativa causa alteração elétrica na área avaliada. O terceiro grupo é composto por usinas eletricamente distantes da área de segurança avaliada, utilizado para fechamento do balanço de cargas. Nesse cálculo, para cada novo ponto de operação, obtido por meio da alteração do despacho de potência ativa dos grupos G1 e G2 (e, como consequência da solução do problema de fluxo de potência, do grupo G3), uma lista de contingências é simulada até que se encontre um ponto limite referente à segurança elétrica ou um ponto de limite de geração de um dos grupos (SANTOS, 2010).

No ONS, para realizar o cálculo das regiões de segurança de forma automática, utiliza-se a ferramenta computacional Organon, ilustrada pela Figura 69, podendo ser utilizada de forma *offline* ou integrada ao sistema supervisor, utilizada em centros de controle de operação (SANTOS, 2010).

Figura 69 - Tela do software Organon



Fonte: HPPA, 2023.

No Cadastro, são disponibilizadas as regiões de segurança estudadas para cada região do país. Na região Mato Grosso do Sul 230 kV, por exemplo, são expostos os grupos de geração estudados, as contingências e os esquemas especiais considerados, conforme Figura 70 e Figura 71.

Figura 70 - Grupos de geração para o cálculo da Região de Segurança do Mato Grosso do Sul 230 kV

4.2.2. REGIÃO DE SEGURANÇA DA ÁREA 230 KV DO MATO GROSSO DO SUL

Esta Região de Segurança visa avaliar, em tempo real, o comportamento da Área 230 kV do Estado do Mato Grosso do Sul, frente a contingências de linhas de transmissão dessa área elétrica.

Todos os esquemas especiais constantes na IO-EE.CO.2MS, estão representados nesta Região de Segurança.

4.2.2.1. GRUPOS DE GERAÇÃO

| Grupos | | |
|---------------------|---|--------------------|
| Grupo 1 | Grupo 2 | Grupo 3 |
| UHE Ilha Solteira | UHE Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto | UHE Garibaldi |
| UHE Porto Primavera | UHE Gov. José Richa | UHE Barra Grande |
| UHE Taquaruçu | UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga | UHE Campos Novos |
| UHE Capivara | UHE Salto Santiago | UHE Itá |
| UHE Jurumirim | UHE Salto Osório | UHE Machadinho |
| UHE Jupiá 440 kV | UHE Gov. Jayme Canet Júnior | UHE Salto Pilão |
| UHE Três Irmãos | UHE Baixo Iguaçu | UHE Quebra Queixo |
| UHE Água Vermelha | UHE Santa Clara | UHE Foz do Chapecó |
| | UHE Fundão | UHE Passo Fundo |
| | UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza | UHE Passo São João |
| | UHE Rosana | UHE Monjolinho |
| | | UHE São José |
| | | UHE São Roque |

Fonte: ONS, 2021e.

Figura 71 - Contingências consideradas para o cálculo da Região de Segurança do Mato Grosso do Sul 230 kV

4.2.2.2. CONTINGÊNCIAS CONSIDERADAS

| Contingências Consideradas | |
|---|--|
| LT 230 kV Anastácio / Corumbá 2 C1 ou C2 | LT 230 kV Anastácio / Dourados |
| LT 230 kV Anastácio / Sidrolândia 2 C1 | LT 230 kV Campo Grande 2 / Campo Grande Imbirussu C1 ou C2 |
| LT 230 kV Campo Grande 2 / Chapadão C1 | LT 230 kV Campo Grande 2 / Rio Brilhante |
| LT 230 kV Chapadão / Inocência C1 ou C2 ou C3 | LT 230 kV Dourados / Dourados 2 C1 ou C2 |
| LT 230 kV Dourados / Guáira C1 | LT 230 kV Dourados / Ivinhema 2 |
| LT 230 kV Dourados 2 / Rio Brilhante | LT 230 kV Campo Grande Imbirussu / Rio Brilhante C1 |
| LT 230 kV Campo Grande Imbirussu / Sidrolândia 2 C1 | LT 230 kV Ilha Solteira 2 / Ilha Solteira C1 ou C2 |

| Contingências Consideradas | |
|---|--|
| LT 230 kV Ilha Solteira 2 / Inocência C1 ou C2 ou C3 | LT 230 kV Ivinhema 2 / Nova Porto Primavera C1 ou C2 |
| LT 230 kV Nova Porto Primavera / Rio Brilhante C1 ou C2 | LT 230 kV Nova Porto Primavera / Rosana C1 ou C2 |
| LT 440 kV Porto Primavera / Nova Porto Primavera C1 ou C2 | |
| LT 230 kV Anastácio / Corumbá 2 C1 e C2 | LT 230 kV Ilha Solteira 2 / Ilha Solteira C1 e C2 |
| LT 440 kV Porto Primavera / Nova Porto Primavera C1 e C2 | CE da SE Anastácio |
| CE da SE Campo Grande Imbirussu | |

Fonte: ONS, 2021e.

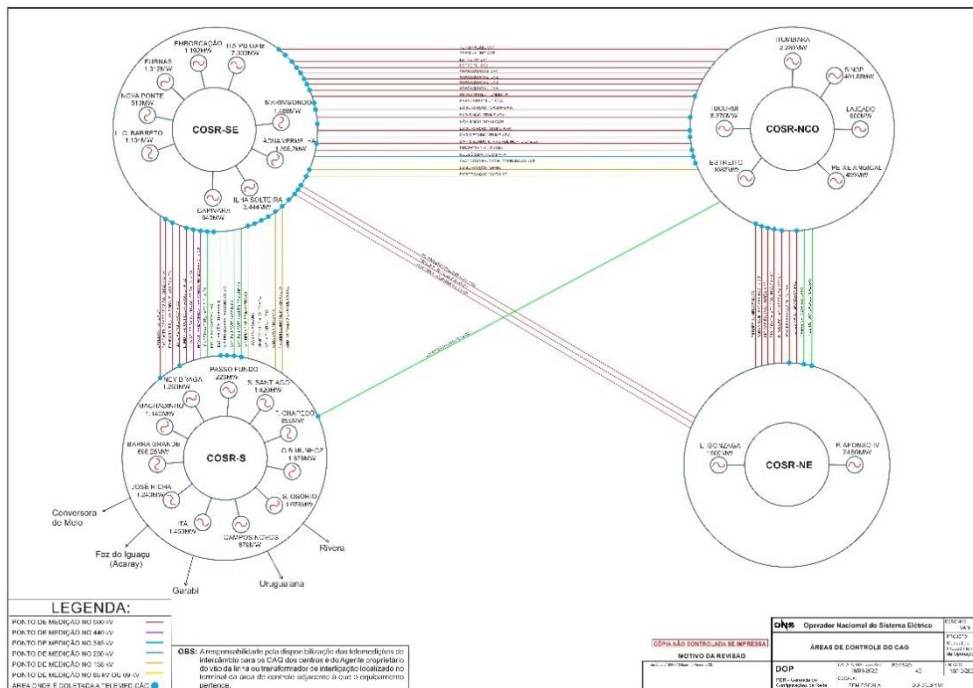
APÊNDICE D – CADASTRO DE INFORMAÇÕES OPERACIONAIS DE REGIÕES DE SEGURANÇA APLICADAS AO TEMPO REAL (CD-CT.BR.02)

Neste apêndice, serão descritas as informações complementares a respeito do Cadastro de Informações Operacionais Hidráulicas (CD-OR).

Áreas de Controle e Parâmetros do CAG

Segundo o submódulo 1.2 - “Glossário dos Procedimentos de Rede” dos Procedimentos de Rede do ONS (2021d), uma Área de Controle pode ser definida como “Área do SIN sobre a qual um centro de operação tem a responsabilidade pelo controle de frequência e do intercâmbio de energia elétrica”, a qual possua uma capacidade de geração para o restabelecimento do equilíbrio carga-geração em qualquer período de carga, pontos de monitoramento de intercâmbio e usinas sob controle ligadas ao CAG do Centro de controle da área. Ainda, de acordo com o ONS (2021e), “as áreas de controle são constituídas de usinas controladas automaticamente, usinas não controladas automaticamente, carga na área de controle e transmissão na área de controle”. As Áreas de Controle do CAG do SIN podem ser visualizadas na Figura 72.

Figura 72 - Áreas de Controle do CAG no SIN



O Cadastros de Informações Operacionais de Áreas do Controle Automático de Geração do Sistema Interligado Nacional dispõe dos Pontos de Intercâmbio das Áreas de Controle de CAG dos Centros de Operação, mostrando as Linhas de Transmissão de Interligação entre áreas e seus respectivos pontos de medição de fluxo de potência, conforme Figura 73.

Figura 73 - Linhas de Transmissão de Interligação entre o Centro de Operação Sudeste (COSR-SE) e o Centro de Operação Sul (COSR-S)

3.5. COSR-SE COM O COSR-S

| Centro de Operação | Interligações com o COSR-S |
|--------------------|---|
| COSR-SE | <ul style="list-style-type: none"> • LT 525 kV Cascavel Oeste / Foz do Iguaçu (*) • LT 525 kV Ivaiporã (CGT ELETROSUL) / Ivaiporã (FURNAS) (*) C1, C2 e C3 • LT 500 kV Ibiúna / Bateias (*) C1 e C2 • LT 500 kV Itatiba / Bateias (*) • LT 440 kV Ilha Solteira (*) / Ilha Solteira 2 C1 e C2 • LT 440 kV Nova Porto Primavera / Porto Primavera C1 e C2 (*) • LT 230 kV Assis (*) / Londrina (COPEL GeT) C1 e C2 • LT 230 kV Andirá Leste (*) / Assis • LT 230 kV Andirá Leste (*) / Salto Grande • LT 230 kV Chavantes (*) / Figueira • LT 230 kV Jaguariaíva (*) / Itararé II • LT 230 kV Nova Porto Primavera (*) / Rosana C1 e C2 • LT 138 kV Água Clara / Jupirá (*) • LT 138 kV Ivinhema / Porto Primavera (*) • LT 138 kV Jupirá (*) / Mimoso C2, C3 e C4 • LT 138 kV Rosana (*) / Loanda • LT 138 kV Rosana (*) / Paranavaí • LT 88 kV Salto Grande (*) / Andirá C1 e C2 |

(*) ponto de intercâmbio/medição.

Fonte: ONS, 2023o.

O Cadastro, ainda, define as usinas sob controle do CAG e a forma de atuação desse, conforme Figura 74, que pode ser em controle conjunto ou individual. Na forma de controle conjunto, a geração é dividida automaticamente entre as unidades geradoras da usina (ONS, 2021e). O envio de sinal para a usina pode ser efetuado de duas maneiras: no caso do tipo “pulso”, um sinal é enviado, elevando ou diminuindo a geração em um valor determinado a cada pulso. Já no envio de sinal do tipo “set point”, um valor analógico é definido, cabendo ao controle das máquinas elevar a geração até o ponto especificado.

Figura 74 - Usinas sob controle e forma de atuação do CAG no COSR-NCO

4. USINAS SOB CONTROLE E FORMA DE ATUAÇÃO DO CAG

4.1. COSR-NCO

O controle conjunto das usinas divide a geração determinada pelo CAG entre as unidades geradoras sob controle (unidades de despacho).

| Usina | Modo de controle | Envio de sinal |
|---------------|------------------|----------------|
| Tucuruí | Conjunto | Set-point |
| Lajeado | | |
| Estreito | | |
| Peixe Angical | | |
| Itumbiara | | Pulso |
| Sinop | Individual | Set-point |

Fonte: ONS, 2023o.

Existe, também, uma tabela que detalha o funcionamento do CAG para cada centro de operação do ONS. Nela são determinadas as modalidades de operação para os sistemas interligados, podendo ser de três tipos:

- Intercâmbio e Frequência Constantes (*Tie Line Bias – TLB*);
- Frequência Constante (*Flat Frequency – FF*);
- Intercâmbio Constante (*Flat Tie Line – FTL*).

De acordo com o ONS (2022h), na modalidade de operação TLB, “os sistemas responderão tanto às variações de frequência como às de intercâmbio líquido, de modo a mantê-los nos seus valores programados”. Já na modalidade FF, existe controle somente sob a frequência, enquanto na modalidade FTL, o controle atua sob o fluxo nas interligações.

São apresentados na tabela os pontos de aquisição de frequência, indicados por ordem de prioridade (observa-se que o ponto de aquisição se encontra preferencialmente no centro de operação da região). São mostradas, também, as usinas e respectivamente suas máquinas que possuem CAG.

Além dessas informações, é disponibilizada uma tabela que faz referência ao estimador de estados utilizado pelo CAG, aos parâmetros que acarretam desligamento do CAG durante contingências e ao valor do BIAS, conforme Figura 75. O BIAS, de acordo com o ONS (2022h), é definido como a “constante que multiplicada pelo desvio de frequência do sistema, determina a responsabilidade da área no

controle suplementar de um sistema interligado”. Se o valor ajustado do BIAS for muito elevado, a área de controle correspondente terá um controle excessivo em relação às demais áreas do sistema, havendo uma “transferência de responsabilidade de regulação para sistemas adjacentes” (ONS, 2022h). No caso de o valor do BIAS ser demasiado baixo, “o sistema não responde satisfatoriamente para assumir sua responsabilidade no controle total do sistema interligado durante perturbações, transferindo esta responsabilidade de controle para outros sistemas” (ONS, 2022h).

Figura 75 - Exemplo de parâmetros do CAG

| Estimador de Estado | Será desligado pelos seguintes eventos | BIAS |
|---------------------|--|--|
| Não disponível | <ul style="list-style-type: none"> • Desvio de Frequência igual ou superior a +/- 0,5 Hz (parâmetro FREQMX); • Desvio de intercâmbio (parâmetro NIDEVM); • Perda de todas as telemidições de frequência; • Perda das telemidições (principal e backup) de alguma linha de intercâmbio, quando operando em TLB; | <p>Calculado automaticamente, em função da carga da área, das unidades geradoras sincronizadas na área e da folga de geração em relação à máxima geração das unidades geradoras sincronizadas.</p> <p>Existe possibilidade de entrada manual de valor constante.</p> |

Fonte: ONS, 2023o.

APÊNDICE E – INSTRUÇÕES DE OPERAÇÃO DE CONTROLE DE GERAÇÃO (IO-CG.BR.01, IO-CG.BR.02, IO-CG.BR.03 E IO-CG.BR.05)

Neste apêndice, serão descritas as informações complementares a respeito das Instruções de Operação de Controle de Geração (IO-CG.BR.01, IO-CG.BR.02, IO-CG.BR.03 e IO-CG.BR.05).

O Processo de Controle de Geração no SIN, do ponto de vista dos Procedimentos de Rede

Para realizar a programação diária da operação, leva-se em conta aspectos sistêmicos sob responsabilidade do ONS, devido à dependência entre transmissão e geração, e aspectos regionais, associados aos equipamentos dos agentes de operação (2022q).

Assim, entende-se que a geração de energia nas usinas despachadas centralizadamente está diretamente atrelada ao PDO. No entanto, durante a operação cotidiana, é necessário haver redespachos, manutenções não programadas, desligamentos de emergência, dentre outros eventos. Para normatizar os processos a serem exercidos pelas equipes do ONS e dos agentes diante dessas várias possíveis situações de operação, existem as Instruções de Operação de Controle de Geração (IO-CG).

De acordo com o submódulo 5.3 dos Procedimentos de Rede – “Controle da geração”, o ONS tem como função controlar as ações relativas ao processo de controle da geração do Sistema Interligado Nacional (SIN) em tempo real, abrangendo:

- a) controle da geração programada e as reprogramações realizadas por razões eletroenergéticas;
- b) controle das usinas da Rede de Operação;
- c) controle Automático de Geração (CAG);
- d) manutenção da frequência; e
- e) controle do intercâmbio entre áreas de controle da Rede de Operação e nas Interligações Internacionais (ONS, 2021I).

As Instruções de Operação de Controle de Geração têm como objetivo contemplar tais ações, descrevendo os procedimentos necessários para o despacho de geração das usinas despachadas centralizadamente pelo ONS, de acordo com o PDO, sendo categorizadas em quatro diferentes documentos.

A Instrução de Operação de Controle da Geração em Condição Normal (IO-CG.BR.01) visa estabelecer os procedimentos para o despacho e redespacho de geração em condições normais de operação, estabelecendo as responsabilidades do ONS e dos agentes no que cabe aos processos de geração de energia (ONS, 2023a).

A Instrução de Operação Normal do Controle Automático de Geração (IO-CG.BR.02) tem como objetivo estabelecer os processos relacionados ao CAG dentro de suas condições de operação normal. O documento estabelece que a operação normal do CAG se dá quando uma ou mais áreas elétricas do SIN estão com tal controle em operação na modalidade FF - Controle de Frequência, ou ainda, quando o CAG está ligado em todas as áreas elétricas do SIN, entretanto com funcionamento na modalidade FTL – Controle de Intercâmbio (ONS, 2022r).

Para as situações de contingência do CAG, deve-se utilizar a Instrução de Operação em Contingência do Controle Automático de Geração (IO-CG.BR.03), que estabelece os processos para tal situação de operação. Essa documentação deve ser utilizada em casos de indisponibilidade ou desligamento de tele medição de aquisição do sinal de frequência ou de intercambio nos equipamentos de CAG dos centros de operação do ONS; correção de anormalidades na operação do CAG e nos casos de desligamento de CAG motivado por necessidade operativa ou indisponibilidade (ONS, 2021m).

Nos casos de exportação ou importação comercial de energia de outros países, deve-se observar a Instrução de Operação de Importação e Exportação de Energia (IO-CG.BR.05), que contém os procedimentos a serem seguidos pelo ONS, quando de relação com os órgãos de operação internacionais.

APÊNDICE F – INSTRUÇÃO DE OPERAÇÃO DE RECOMPOSIÇÃO DA REDE (IO-RR)

Neste apêndice, serão descritas as informações complementares a respeito das Instruções de Operação de Controle de Geração (IO-CG.BR.01, IO-CG.BR.02, IO-CG.BR.03 e IO-CG.BR.05).

Conceitos da Fase Fluente

Como detalhado anteriormente, na fase fluente, os centros de operação dos agentes são responsáveis por recompor suas próprias instalações com autonomia, com o mínimo de comunicação possível com o ONS, que deve interferir somente nos casos de imprevistos que impeçam o processo normal da recomposição ou quando solicitado pelos agentes (ONS, 2021o).

Conforme o ONS (2021o), para cada área de reestabelecimento:

- O ONS define os montantes máximos de carga a serem retomados em cada instalação, enquanto os agentes de distribuição definem quais são as cargas prioritárias;
- O ONS define a usina responsável pelo controle de frequência;
- Há, no mínimo, uma usina de autorrestabelecimento integral para sincronizar uma quantidade mínima de unidades geradoras para alimentação das cargas prioritárias.

A Instrução de Recomposição da Rede de Áreas possui todo o processo de recomposição descrito em forma de tabelas, mostrando a subestação a ser recomposta, o agente responsável e os passos a serem seguidos, conforme Figura 76. Todo o processo inicia pela partida das unidades geradoras da usina de autorrestabelecimento que dá nome à Área de Recomposição. A partir disso, a usina envia tensão às subestações da área, até a retomada de cargas, elevação de geração e posterior finalização do processo de recomposição fluente. 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. As Instruções de Recomposição da Rede podem ainda conter procedimentos alternativos para situações em que existem indisponibilidades de usinas ou linhas de transmissão, que também podem ser realizados com autonomia pelos agentes das instalações (ONS, 2021p).

Figura 76 - Fragmento dos procedimentos da fase fluente da Área Campos Novos

| Passo | Executor | Procedimento | Objetivo / Item de Controle |
|-------|-------------------------------|---|--|
| 1 | UHE Campos Novos (ENERCAN) | Partir uma unidade geradora e fechar o seu disjuntor, energizando o barramento de 230 kV da UHE Campos Novos e controlar a frequência em 60 Hz . | Tensão terminal em 13,8 kV . |
| | | Energizar um dos circuitos da LT 230 kV Campos Novos / Usina Hidrelétrica Campos Novos, enviando tensão para a SE Campos Novos. No caso da indisponibilidade de um dos circuitos da LT 230 kV Campos Novos / Usina Hidrelétrica Campos Novos, o COSR-S deve proceder conforme item 5.2.1. Indisponibilidade de um dos circuitos da LT 230 kV Campos Novos / Usina Hidrelétrica Campos Novos. | |
| 1.2 | (ENERCAN) | Partir a segunda unidade geradora, sincronizá-la e controlar a frequência em 60 Hz . | Tensão terminal em 13,8 kV . |
| 2 | SE Campos Novos (ENERCAN) | Receber tensão da UHE Campos Novos por um dos circuitos da LT 230 kV Campos Novos / Usina Hidrelétrica Campos Novos e fechar, energizando o barramento 230 kV, o disjuntor. | |
| 2.1 | (EVOLTZ) | Energizar um dos circuitos da LT 230 kV Campos Novos / Videira, enviando tensão para SE Videira. | $V_{CNO} \leq 240 \text{ kV}$. |
| 2.2 | | Energizar, pelo lado 230 kV, um dos transformadores 230/138/13,8 kV da SE Campos Novos e fechar, energizando o | Comutador sob carga na posição 10 . |

Fonte: ONS, 2023p.

O agente operador de uma instalação pode identificar uma perturbação geral em uma instalação verificando a inexistência de tensão nas linhas de transmissão da subestação ou a ausência de fluxo de potência ativa em uma usina. Nessas ocasiões, a Instrução de Operação de Instalações determina que o agente deve seguir uma série de procedimentos, que normalmente incluem o desligamento de todos os disjuntores da subestação, no intuito de recompô-la. Quando tal situação não ocorre conforme determinado na Instrução mencionada ou há indisponibilidade de equipamentos ou linhas de transmissão na instalação os quais fazem parte do

processo de recomposição, o ONS realiza os processos de forma coordenada (ONS, 2021p).

A recomposição da carga é realizada de forma gradativa, em blocos com a alimentação dos transformadores com carga conectada ou com o restabelecimento sequencial dos circuitos alimentadores, evitando oscilações de tensão ou potência nas instalações adjuntas que poderiam levar a desligamento de instalações ou desencadeamento de outras perturbações no sistema. Os centros de operação do ONS, durante esse processo, controlam a frequência, tensão e carregamento nos equipamentos e linhas de transmissão, realizando corte de carga, caso seja necessário, no intuito de garantir a segurança da Rede (ONS, 2021o). O controle da frequência, conforme detalhado anteriormente, é regulado pelo CAG. No caso de perturbações, ele é desligado automaticamente, devendo ser religado na modalidade FF – Controle de Frequência, quando a frequência do sistema estiver com desvio igual ou menor a 0,5 Hz da frequência nominal e após o processo de recomposição fluente, na fase coordenada (ONS, 2021m).

Ao fim do processo de recomposição fluente de uma área, caracterizado pela conclusão dos passos descritos na IO-RR, o ONS autoriza aos agentes o restabelecimento de equipamentos fora da rede de operação, conforme procedimentos próprios dos agentes, e inicia o processo de recomposição coordenada (ONS, 2021p).

Conceitos da Fase Coordenada

Após a conclusão da fase fluente de recomposição de uma área, é iniciada a fase coordenada. Nessa fase, é realizado o fechamento de paralelo (sincronismo) entre as áreas de recomposição e o restabelecimento dos demais equipamentos da Rede de Operação necessários para o retorno às condições normais de operação. O procedimento de fechamento de paralelo entre áreas é ilustrado por meio da Figura 77.

Apesar de naturalmente ser realizada após a conclusão da fase fluente, a fase coordenada pode ser adiantada devido a fatores como:

- a) intervenção, quando há impedimento no procedimento preferencial de recomposição;
- b) liberação de carga adicional;
- c) fechamento de anel;
- d) fechamento de paralelo para sincronização das áreas isoladas ou ilhas programadas;
- e) definição da usina que ficará com o controle da frequência quando há paralelo entre duas áreas de autorrestabelecimento;
- f) religamento do CAG; e
- g) ações de gerenciamento de carga para possibilitar manobras em equipamentos do SIN (ONS, 2021o).

Nesses casos, não somente o fechamento de paralelo é realizado de forma coordenada pelo ONS, mas também os processos definidos como de responsabilidade do agente na fase fluente.

Para o fechamento de paralelo entre as áreas, os seguintes limites devem ser obedecidos (ONS, 2021p):

- Máxima diferença de frequência igual a 0,2 Hz;
- Máxima diferença de tensão igual a 10% da tensão nominal;
- Máxima defasagem angular igual a 10 graus.

Figura 77 - Fechamento de paralelo entre as Áreas Chavantes e Salto Santiago

4.1. Fechamento entre as Áreas CHV e SSA

| Passo | Coordenação | Controle | Comando e Execução | Procedimento | Objetivo/Item de Controle |
|-------|--|------------------|--------------------|--|---|
| 1 | CNOS | COSR-S / COSR-SE | COSR-S / COSR-SE | Definir se a usina hidrelétrica Chavantes ou Salto Santiago ficará controlando a frequência. | Manter o controle de frequência por somente uma usina hidrelétrica. |
| 2 | COSR-S | COSR-S | COPEL GeT | Fechar o disjuntor da LT 230 kV Chavantes / Figueira na SE Figueira. | Atendidas as condições de fechamento de paralelo. |
| 3 | Após o fechamento do paralelo, os Agentes têm autonomia para fechamento de anel nas demais linhas de transmissão, conforme definido nas instruções de operação da instalação pertinente. | | | | |

Fonte: ONS, 2023q.

Indisponibilidades durante a execução da recomposição fluente

Durante o processo de recomposição de uma Área de Recomposição, pode haver indisponibilidades de máquinas geradoras, linhas de transmissão ou equipamentos que estão inseridas no processo. É possível até mesmo afirmar que alguma indisponibilidade ocorre na maioria dos casos.

Buscando contornar tais dificuldades, o ONS estuda cenários alternativos, para que a recomposição das instalações da área afetada não seja interrompida. Por esse motivo, as Instruções de Operação de Recomposição da Rede contêm procedimentos que preveem essas indisponibilidades, sendo realizados com controle e coordenação do Centro de Operação Regional.

APÊNDICE G – INSTRUÇÕES DE OPERAÇÃO DE GERENCIAMENTO DE CARGA (IO-GC.BR.01 E IO-GC.BR.02)

Neste apêndice, serão descritas as informações complementares a respeito das Instruções de Operação de Gerenciamento de Carga (IO-GC.BR.01 e IO-GC.BR.02).

Instrução de Operação Gerenciamento da Carga para Controle de Frequência no Sistema (IO-GC.BR.01)

A IO-GC.BR.01 dispõe dos processos referentes ao controle de frequência no SIN, estabelecendo procedimentos em relação ao déficit de geração e à subfrequência sustentada, caracterizada pela diminuição da frequência (menor que 59,5 Hz) no sistema em regime permanente, em função do desequilíbrio da relação carga-geração (ONS, 2022t).

Para os casos de subfrequência sustentada, é necessário realizar corte de carga com o intuito de restabelecimento da frequência. O processo é realizado pelos agentes de distribuição e coordenado pelo ONS, que segue as tabelas de corte manual de carga por subfrequência sustentada, disponíveis na Instrução. Tal corte é realizado repetidamente até que a frequência no SIN se estabeleça em 59,7 Hz, entretanto, as cargas interrompidas somente são retomadas após avaliação da segurança do sistema, cuja frequência esteja estabelecida em 60 Hz (ONS, 2022t).

Instrução de Operação de Gerenciamento da Carga por atuação do ERAC (IO-GC.BR.02)

A IO-GC.BR.02 contém os procedimentos relativos ao desligamento de cargas no SIN quando de atuação do ERAC, que interrompe o fornecimento de energia de modo a prevenir a ocorrência de subfrequências inferiores a valores pré-estabelecidos. A Instrução possui os ajustes do ERAC para cada região do país, estabelecendo a frequência e o montante relativo de carga a ser cessada, conforme Figura 78. Deve-se, no entanto, notar que a carga a ser cortada pelo esquema não deve ser a mesma do PCMC, de modo a preservar a confiabilidade do SIN (ONS, 2022u).

Após desligamento de cargas pelo ERAC, o ERRC – “Esquema Regional de Restabelecimento de Cargas” atua, efetuando o religamento automático de cargas “caso a frequência se mantiver igual ou superior a 60,05 Hz por no mínimo 10 (dez) segundos e a tensão se mantiver igual ou superior a 95% da nominal do barramento” (ONS, 2022u).

Figura 78 - Ajustes do ERAC para a Região Sul

3.1. REGIÃO SUL

| Estágio | Frequência (Hz) | Corte de Carga (%) |
|---------|-----------------|--------------------|
| 1º | 58,50 | 7,5 |
| 2º | 58,20 | 7,5 |
| 3º | 57,90 | 10,0 |
| 4º | 57,60 | 15,0 |
| 5º | 57,30 | 15,0 |

Fonte: ONS, 2022u.

APÊNDICE H – INSTRUÇÃO DE OPERAÇÃO DE RESERVATÓRIOS (IO-OR)

Neste apêndice, serão descritas as informações complementares a respeito da Instrução de Operação de Reservatórios (IO-OR).

Procedimentos para operação de reservatórios

Os procedimentos contidos na Instrução colocam a segurança humana ou das instalações como prioridade em relação às restrições operativas hidráulicas e elétricas, e devem:

- manter a operação hidráulica dos reservatórios dentro dos parâmetros estabelecidos no MPO e no PAPC;
- respeitar os limites de segurança de operação hidráulica dos reservatórios;
- evitar situações que possam levar à violação de limites operativos de equipamentos extravasores dos reservatórios;
- evitar alterações de limites de qualquer natureza hidráulica estabelecidos pelas agências reguladoras com os agentes de geração ou aqueles estabelecidos pelos agentes de geração com o ONS e oficializados com as agências reguladoras (ONS, 2022v).

O PAPC – “Plano Anual de Prevenção de Cheias” dispõe dos sistemas de reservatórios interdependentes para o controle de cheias, considerando as restrições operativas hidráulicas referentes à vazão ou nível de água, apresentando “resultados dos estudos de planejamento da operação hidráulica relativos à prevenção de cheias dos sistemas de reservatório dos aproveitamentos hidroelétricos integrantes do SIN” (ONS, 2021r). O PAPC contém configurações dos sistemas de reservatórios para controle de cheias; volumes de espera por reservatório e cenário hidrológico, para cada bacia hidrográfica e sistema de reservatórios para controle de cheias e a avaliação dos impactos energéticos para o SIN, decorrentes da aplicação das alternativas de volumes de espera (ONS, 2021r).

A coordenação hidráulica dos reservatórios considera as situações Normal, de Atenção, de Alerta e de Emergência, as quais indicam o grau de severidade da operação, sendo exemplificadas conforme Figura 79 e Figura 80. Em situação Normal e de Atenção, a responsabilidade de coordenação hidráulica em tempo real é

delegada aos centros de operação regionais, enquanto nas situações de Alerta ou Emergência, a responsabilidade fica a cargo dos agentes operadores, que devem atentar para as ROH e IOR vigentes, definidas nos CD-OR (ONS, 2022v).

Em situação Normal ou de Atenção, para realizar a operação hidráulica em tempo real, os centros de operação do ONS e os agentes operadores devem observar as informações contidas no PDFc – “Programa Diário de Defluências Consolidado”, constante no PDO, que contém os valores de defluências, cotas e diretrizes. Entretanto, caso haja necessidade de corrigir desvios de programação ou atender situações operacionais imprevistas, o ONS coordena as reprogramações de geração, ajustando as vazões defluentes, respeitando as ROH vigentes (ONS, 2022v).

Figura 79 - Situação operacional normal de reservatórios da Bacia do Rio Jacuí

| Situação | Caracterização |
|----------|--|
| Normal | 1 - Há comunicação operacional entre a Usina e o COSR-S; e 2 - Não há indicativo de violação de quaisquer das restrições operativas hidráulicas máximas ou mínimas, registradas pelo Agente com o ONS ou informadas em Tempo Real; e 3 - Não há indisponibilidade de equipamentos hidráulicos e/ou elétricos que afetam o controle operacional do reservatório; e 4 - Não há situações de secas prolongadas; e 5 - Não há necessidade de procedimentos específicos para restrição não usual ou não cadastrada anteriormente; e 6 - Não há ocorrência(s) a montante ou à jusante que comprometem a operação hidráulica do reservatório; e (para a usina específica): |
| | UHE Passo Real ou UHE Jacuí Quando a vazão afluente , verificada ou prevista, for inferior a 2400 m ³ /s; e Quando não houver ocupação do volume de espera estabelecido no Reservatório da UHE Passo Real. |
| | UHE Dona Francisca Quando a vazão afluente , verificada ou prevista, for inferior a 1450 m ³ /s no período entre novembro e abril; e Quando não houver ocupação do volume de espera estabelecido no Reservatório da UHE Passo Real. |

Fonte: ONS, 2023r.

Figura 80 - Situação operacional de emergência de reservatórios da Bacia do Rio Jacuí

| Situação | Caracterização | | |
|---|--|--|--|
| Emergência | <ul style="list-style-type: none"> • Há perda total de comunicação entre a Usina e o COSR-S; ou • Há violação de quaisquer das restrições operativas hidráulicas máximas ou mínimas, registradas pelo Agente com o ONS ou informadas em tempo real; ou • Há ocorrência(s) a montante ou à jusante que comprometem a operação hidráulica do Reservatório, sem previsão de normalização; ou • Há indisponibilidade de equipamentos hidráulicos e/ou elétricos que afetam o controle operacional do(s) reservatório(s), sem previsão de retorno à operação; ou • Há situações de secas prolongadas, com vazões naturais inferiores às restrições hidráulicas de vazões mínimas e o nível do reservatório é inferior ao nível mínimo operativo, ocasionando deplecionamento do Reservatório ou reservatório equivalente; ou • (para a usina específica): | | |
| | <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 20%; text-align: center;">UHE Passo Real ou UHE Jacuí</td> <td>Quando a vazão afluente, verificada ou prevista, for superior a 2400 m³/s; e Quando houver ocupação do volume de espera estabelecido no Reservatório da UHE Passo Real.</td> </tr> </table> | UHE Passo Real ou UHE Jacuí | Quando a vazão afluente, verificada ou prevista, for superior a 2400 m ³ /s; e Quando houver ocupação do volume de espera estabelecido no Reservatório da UHE Passo Real. |
| | UHE Passo Real ou UHE Jacuí | Quando a vazão afluente, verificada ou prevista, for superior a 2400 m ³ /s; e Quando houver ocupação do volume de espera estabelecido no Reservatório da UHE Passo Real. | |
| <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 20%; text-align: center;">UHE Dona Francisca</td> <td>Quando a vazão afluente, verificada ou prevista, for superior a 1450 m³/s no período entre novembro e abril; e Quando houver ocupação do volume de espera estabelecido no Reservatório da UHE Passo Real.</td> </tr> </table> | UHE Dona Francisca | Quando a vazão afluente, verificada ou prevista, for superior a 1450 m ³ /s no período entre novembro e abril; e Quando houver ocupação do volume de espera estabelecido no Reservatório da UHE Passo Real. | |
| UHE Dona Francisca | Quando a vazão afluente, verificada ou prevista, for superior a 1450 m ³ /s no período entre novembro e abril; e Quando houver ocupação do volume de espera estabelecido no Reservatório da UHE Passo Real. | | |

Fonte: ONS, 2023r.

APÊNDICE I – ROTINAS OPERACIONAIS (RO)

Tabela 11 - Lista de Rotinas Operacionais do ONS

(continua)

| Código | Nome | Função |
|--------------------|---|--|
| RO-CB.BR.01 | Controles mínimos de segurança cibernética para o Ambiente Regulado Cibernético | Estabelecer os controles mínimos de segurança cibernética a serem implementados pelos agentes e pelo ONS no Ambiente Regulado Cibernético (ARCiber). |
| RO-TE.BR.01 | Gestão da Teleassistência | Estabelecer o detalhamento dos procedimentos relativos ao acompanhamento e à gestão da teleassistência a serem seguidos pelo ONS e pelos agentes. |
| RO-CD.BR.01 | Controle de Limites de Carregamento de Linhas de Transmissão e de Transformadores | Estabelecer o processo de controle e atualização dos valores de limites de linhas de transmissão e transformadores da Rede de Operação, assim como as atividades e responsabilidades do ONS e agentes envolvidos. |
| RO-CD.BR.02 | Controle de Informações Operacionais de faixas para controle de tensão | Estabelecer o processo de controle e atualização dos valores das faixas para controle de tensão dos barramentos da Rede de Operação e dos barramentos não pertencentes à Rede de Operação, mas que estão conectados aos secundários das transformações dessa Rede, assim como as atividades e responsabilidades do ONS e dos agentes envolvidos. |

Tabela 12 - Lista de Rotinas Operacionais do ONS

(continua)

| Código | Nome | Função |
|--------------------|--|--|
| RO-MP.BR.03 | Treinamento dos Operadores de Sistema dos Centros de Operação do ONS | Estabelecer as atividades a serem desenvolvidas para planejamento e execução dos treinamentos necessários às equipes de tempo real dos Centros de Operação do ONS, visando assegurar a capacitação necessária para a operação do SIN. |
| RO-MP.BR.04 | Certificação de 1ª parte de Operadores de Sistema e de Instalações | Atestar, por meio da Certificação de 1ª Parte de Operadores, a competência dos operadores de sistema e de instalações da Rede de Operação, demonstrando que estes estão habilitados para o desempenho de suas funções. |
| RO-RD.BR.01 | Definição da Rede a que pertencem os equipamentos de uma instalação do SIN | Estabelecer os critérios a serem seguidas pelo ONS para a classificação uniforme dos equipamentos das instalações do SIN com relação à sua localização nas Redes Complementar, de Supervisão ou de Simulação. |
| RO-GC.BR.01 | Elaboração do Plano de Corte Manual de Carga no Sistema Interligado Nacional | Estabelecer orientações, critérios, requisitos e atividades a serem adotados pelos agentes de distribuição e consumidores livres conectados diretamente à Rede Básica, para a elaboração do seu PCMC, de acordo com as responsabilidades, premissas, diretrizes e critérios dos Procedimentos de Rede. |

Tabela 13 - Lista de Rotinas Operacionais do ONS

(continua)

| Código | Nome | Função |
|--------------------|---|--|
| RO-GC.BR.04 | Operacionalização do Programa de Resposta da Demanda | Apresentar os procedimentos e os processos relativos ao programa de Resposta da Demanda - RD |
| RO-MP.BR.01 | Organização e Numeração dos Documentos do Manual de Procedimentos da Operação | Detalhar a organização dos documentos do MPO, estabelecendo a numeração das Instruções de Operação, Rotinas Operacionais, Ajustamentos Operativos, Cadastros de Informações Operacionais e Regulamentos Internacionais. |
| RO-MP.BR.02 | Elaboração, Revisão, Distribuição e Implantação de Documentos Operacionais | Estabelecer os procedimentos para elaboração, revisão, distribuição e implantação de Cadastros de Informações Operacionais, Instruções de Operação, Mensagens Operativas, Rotinas Operacionais, Ajustamentos Operativos e Referências Técnicas. |
| RO-MP.BR.05 | Controle dos Diagramas Unifilares Operacionais | Estabelecer a rotina para a elaboração, controle, revisão e emissão dos diagramas da Rede de Operação Sistêmica e Regional e para o encaminhamento pelos agentes ao ONS dos diagramas unifilares operacionais das instalações que fazem parte da Rede de Supervisão. |

Tabela 14 - Lista de Rotinas Operacionais do ONS

(continua)

| Código | Nome | Função |
|--------------------|--|--|
| RO-RR.BR.01 | Testes de Recomposição nas Usinas de Autorrestabelecimento | Estabelecer rotina para realização dos testes de comprovação da capacidade de recomposição das usinas de autorrestabelecimento integral (<i>black start</i>) e parcial, bem como as atribuições do ONS e dos agentes de operação e definir os critérios para a classificação dos seus resultados. |
| RO-RR.BR.02 | Testes Simulados de Recomposição na Rede de Operação | Estabelecer a rotina operacional para o processo de realização dos testes simulados de recomposição no SIN. |
| RO-RO.BR.01 | Comunicação Verbal na Operação | Estabelecer as regras, os procedimentos básicos e a fraseologia padrão que se aplicam às equipes de tempo real dos Centros de Operação do ONS, Centros de Operação dos Agentes e instalações de Agentes que não possuem Centro de Operação, em toda e qualquer comunicação operativa de voz, no âmbito do SIN. |

Tabela 15 - Lista de Rotinas Operacionais do ONS

(continua)

| Código | Nome | Função |
|--------------------|--|--|
| RO-RO.BR.02 | Designação de Interlocutores para o Relacionamento Operacional entre ONS e Agentes | Estabelecer os procedimentos para designação dos interlocutores e responsáveis pelos contatos dos agentes de Operação para o relacionamento operacional com o ONS. |
| RO-RO.BR.03 | Comunicação por Mensagem de Texto na Operação | Estabelecer as regras e os procedimentos básicos que se aplicam às equipes de tempo real quando de uso de ferramenta computacional para comunicação por mensagem de texto pelos Centros de Operação do ONS, Centros de Operação dos agentes e instalações de agentes que não possuem Centro de Operação. |
| RO-EP.BR.01 | Programação de Intervenções | Complementar e/ou esclarecer os procedimentos contidos no Submódulo 4.2 – “Programação de intervenções em instalações da Rede de Operação”. |
| RO-EP.BR.02 | Elaboração do Programa Diário de Operação | Estabelecer os procedimentos para elaboração, distribuição e implantação do PDO. |

Tabela 16 - Lista de Rotinas Operacionais do ONS

(continua)

| Código | Nome | Função |
|--------------------|--|--|
| RO-OR.BR.01 | Sobreaviso de Hidrologia para Controle de Cheias nas Bacias Hidrográficas | Estabelecer os procedimentos para realização de sobreaviso de hidrologia pelas áreas envolvidas na operação integrada dos sistemas de reservatórios para controle de cheias das bacias hidrográficas constantes no PAPC. |
| RO-OR.BR.02 | Teleconferência da Operação Hidráulica para Controle de Cheias nas Bacias Hidrográficas do SIN | Estabelecer os procedimentos para realização de teleconferência com participação da Gerência de Recursos Hídricos e Meteorologia do ONS (PRH) e dos agentes de geração envolvidos visando à troca de informações sobre a operação integrada dos sistemas de reservatórios para controle de cheias das bacias hidrográficas constantes no PAPC. |
| RO-AN.BR.01 | Elaboração do Relatório de Análise de Ocorrência - RO | Estabelecer os procedimentos para a elaboração do Relatório de Análise de Ocorrência - RO, de modo que seja agilizada a tomada de providências corretivas ou preventivas. |
| RO-AN.BR.02 | Elaboração do Relatório de Análise da Operação - RAO | Estabelecer os procedimentos para a elaboração do Relatório de Análise da Operação - RAO, a partir da análise detalhada de uma ocorrência ou perturbação na operação do SIN. |

Tabela 17 - Lista de Rotinas Operacionais do ONS

(continua)

| Código | Nome | Função |
|--------------------|--|--|
| RO-AN.BR.04 | Informações e Dados sobre Perturbações para elaboração do IPIE e do BISE | Estabelecer os procedimentos para a obtenção, registro e divulgação de dados e informações sobre perturbações no SIN envolvendo interrupção de cargas, visando permitir a emissão e divulgação do Informe Preliminar de Interrupção de Energia Elétrica - IPIE e do Boletim de Interrupção de Suprimento de Energia Elétrica – BISE. |
| RO-EA.BR | Gestão de Providências dos Relatórios de Análise e Estatística do ONS | Estabelecer o detalhamento dos procedimentos relativos ao acompanhamento e à gestão das providências relativas aos relatórios de análise e estatística emitidos pelo ONS. |
| RO-AO.BR.02 | Apuração dos Dados Hidrológicos e Hidráulicos | Estabelecer os procedimentos para apuração dos dados hidráulicos, hidrológicos e hidroenergéticos, relativos aos reservatórios das usinas hidráulicas despachadas pelo ONS. |
| RO-AO.BR.03 | Consistência dos Dados de Perturbações | Definir responsabilidades, premissas e atribuições, visando realizar a coleta e a consistência dos dados de perturbações no SIN, desde que acarrete interrupção de carga maior ou igual a 100 MW e com duração mínima 10 minutos. |

Tabela 18 - Lista de Rotinas Operacionais do ONS

(continua)

| Código | Nome | Função |
|--------------------|--|--|
| RO-AO.BR.04 | Apuração das Mudanças de Estados Operativos de Unidades Geradoras e Interligações Internacionais | Operacionalizar os procedimentos para apuração das mudanças de estados operativos e condições operativas das Unidades Geradoras e Interligações Internacionais, necessários para subsidiar a apuração dos dados e informações sobre a operação realizada e o acompanhamento da manutenção. |
| RO-AO.BR.05 | Apuração de Eventos em Instalações do Sistema de Transmissão | Operacionalizar os procedimentos para apuração dos eventos no sistema de transmissão, para subsidiar o acompanhamento da operação, o acompanhamento da manutenção, a estatística de desempenho do sistema e a apuração mensal dos serviços e encargos do sistema de transmissão. |
| RO-AO.BR.06 | Apuração das Interrupções do Serviço da Rede Básica nos Pontos de Controle | Operacionalizar os procedimentos para apuração dos indicadores de Duração de Interrupção, frequência de Interrupção e Duração Máxima de Interrupção Contínua do serviço da Rede Básica. |
| RO-AO.BR.07 | Apuração dos Dados para Composição da Carga Global do Sistema Interligado Nacional | Definir as atividades para apuração dos dados de geração, intercâmbio e carga para composição da carga global do SIN. |

Tabela 19 - Lista de Rotinas Operacionais do ONS

(continua)

| Código | Nome | Função |
|--------------------|---|--|
| RO-AO.BR.08 | Apuração dos Dados de Despacho de Geração e do Intercâmbio nas Interligações Internacionais | Estabelecer procedimentos para apuração dos dados de geração, incluindo motivos de programação e reprogramações relativos às usinas hidrelétricas e termelétricas despachadas pelo ONS, bem como para intercâmbios nas interligações internacionais. |
| RO-AO.BR.11 | Apuração das Sobrecargas em Transformadores da Rede Básica | Estabelecer os procedimentos para apuração das sobrecargas em transformadores da Rede Básica, para subsidiar o pagamento do Adicional Financeiro devido a sobrecargas que ocasionem perda adicional de vida útil. |
| RO-AO.BR.12 | Apuração de Uso do Sistema de Transmissão | Operacionalizar os procedimentos para apuração de uso do sistema de transmissão em caráter permanente, flexível, temporário e de reserva de capacidade para subsidiar as atividades de apuração mensal dos serviços e encargos da transmissão. |
| RO-AO.BR.13 | Apuração de Restrição de Operação por Constrained-off de Usinas Eólioelétricas | Estabelecer procedimentos para apuração de restrição de operação por <i>constrained-off</i> de usinas e conjuntos de usinas eólioelétricas. |

Tabela 20 - Lista de Rotinas Operacionais do ONS

(conclusão)

| Código | Nome | Função |
|--------------------|--|---|
| RO-SC.BR.01 | Identificação dos Equipamentos e Medidas do REGER | Especificar o critério de identificação dos equipamentos na Base de Dados Técnica (BDT), das medidas, telessinalizações e outras grandezas utilizadas na Rede de Gerenciamento de Energia (REGER). |
| RO-SC.BR.02 | Protocolos de Comunicação com o Sistema de Supervisão e Controle do ONS e Padrões de Desempenho da Medição | Definir os protocolos de comunicação de dados que atendem aos sistemas SCADA/EMS e aos sistemas Sincrofasoriais (WAMS ou SMSF). |
| RO-SC.BR.03 | Manutenção dos Dados Elétricos da Base de Dados Técnica | Formalizar a divisão de competência das gerências responsáveis pelo cadastro e manutenção de dados na Base de Dados Técnica – BDT. |
| RO-SC.BR.04 | Padrão para encaminhamento das informações para a preparação da base de dados do Sistema de Supervisão e Controle do ONS | Estabelecer o padrão para o encaminhamento pelos agentes aos Centros do ONS, das informações para a supervisão do SIN, estabelecidas no submódulo 2.12 – “Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação”. |
| RO-SC.BR.05 | Identificação de PMU, de Fasores e de Fluxos Sincrofasoriais Enviados ao SMSF do ONS | Definir o padrão de identificação e dos fluxos de dados que transportam as medições sincrofasoriais. |
| RO-SC.BR.06 | Testes para Integração dos Dados Fasoriais dos Agentes no SMSF do ONS | Definir a relação de testes mínimos necessários para validar a aquisição de dados fasoriais fornecidos pelos agentes ao Sistema de Medição Sincronizada de Fasores (SMSF) do ONS. |