



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

Guilherme da Silva Santos

**Proposição de implementação de medidas mitigadoras para redução do nível
de curto-circuito em estudo de superação de disjuntores**

Itajubá, Minas Gerais

2023

Guilherme da Silva Santos

**Proposição de implementação de medidas mitigadoras para redução do nível
de curto-circuito em estudo de superação de disjuntores**

Dissertação aprovada por banca examinadora
em 15 de dezembro de 2023, como parte dos
requisitos à obtenção do título de Mestre em
Engenharia Elétrica. Área de concentração:
Sistemas Elétricos de Potência.

Orientador: Prof. Dr. Aurélio Luiz Magalhães Coelho

Coorientador: Prof. Dr. Ivan Paulo de Faria

Itajubá, Minas Gerais

2023

Guilherme da Silva Santos

Proposição de implementação de medidas mitigadoras para redução do nível de curto-circuito em estudo de superação de disjuntores

Dissertação aprovada por banca examinadora em 15 de dezembro de 2023, como parte dos requisitos à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Adriano Batista de Almeida
Universidade Estadual do Oeste do Paraná, UNIOESTE

Prof. Dr. Waner Wodson Aparecido Gonçalves
Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI

Prof. Dr. Ivan Paulo de Faria - Coorientador
Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI

Prof. Dr. Aurélio Luiz Magalhães Coelho - Orientador
Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO



Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Ata nº 20, de 15 de dezembro de 2023
Defesa Pública de Dissertação de Mestrado

Às nove horas do dia quinze de dezembro de dois mil e vinte e três, na Sala Virtual, foram abertos os Trabalhos de Defesa Pública de Dissertação de Mestrado intitulada **“Proposição de implementação de medidas mitigadoras para redução do nível de curto-circuito em estudo de superação de disjuntores”**, do(a) candidato(a) **Guilherme da Silva Santos**, como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, na Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência. A Comissão Examinadora foi composta pelos(as) doutores(as): Adriano Batista de Almeida do(a) UNIOESTE, 1º(a) Examinador(a); Waner Wodson Aparecido Gonçalves do(a) UNIFEI, 2º(a) Examinador(a); Ivan Paulo de Faria do(a) UNIFEI, 3º(a) Examinador(a) - Coorientador(a); AURELIO LUIZ MAGALHAES COELHO do(a) UNIFEI, 4º(a) Examinador(a) - Orientador(a) e Presidente da Sessão. Conforme Art. 54 da Norma de Programas de Pós-Graduação da UNIFEI, instalados os trabalhos de Defesa Pública de Dissertação, seguiram-se as seguintes fases: Apresentação dos demais membros da banca pelo(a) presidente; chamada do(a) candidato(a) e leitura do título do trabalho a ser defendido; exposição oral do conteúdo do trabalho pelo(a) candidato(a); e arguição do(a) candidato(a) por cada examinador(a). Feito isso, foi suspensa a Sessão de Defesa para início da Sessão de Julgamento. Durante a mesma, os examinadores atribuíram ao(a) candidato(a) os seguintes conceitos: 1º(a) Examinador(a) "A"; 2º(a) Examinador(a) "A"; 3º(a) Examinador(a) "A"; 4º(a) Examinador(a) "A" sendo o(a) candidato(a) considerado(a) **“APROVADO(A)”**. Voltando à Sessão de Defesa Pública de Dissertação, o(a) presidente convocou o(a) candidato(a) e proclamou o resultado final, à vista do Quadro Demonstrativo de Apuração, entregando-lhe uma cópia do mesmo; apresentou seus agradecimentos e encerrou a sessão. Os trabalhos foram encerrados às duas horas do dia quinze de dezembro de dois mil e vinte e três e, para que tudo constasse, foi lavrada a presente ata, a qual foi lida, aprovada e assinada pelos membros da Comissão Examinadora. Os(as) examinadores(as) externos(as) à UNIFEI autorizam o(a) presidente da banca a assinar esta ata em seus nomes.

Itajubá, 15 de dezembro de 2023.

Adriano Batista de Almeida

Assinado digitalmente via SIPAC/UNIFEI
pelo presidente da banca

Waner Wodson Aparecido Gonçalves

Assinado digitalmente via SIPAC/UNIFEI

Ivan Paulo de Faria

Assinado digitalmente via SIPAC/UNIFEI

AURELIO LUIZ MAGALHAES COELHO

Assinado digitalmente via SIPAC/UNIFEI

Campus Itajubá

PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
Av. BPS, 1303, Caixa Postal 50, Pinheirinho, CEP: 37500-903,
Itajubá/MG, Brasil. Tel.: (35) 3629-1118/1122/1527
E-mail: posgrad@unifei.edu.br

Campus Itabira

COORDENAÇÃO DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
Rua Irmã Ivone Drumond, 200, Distrito Industrial II, CEP:
35903-087, Itabira/MG, Brasil. Tel.: (31) 3839-0806/0809
E-mail: cppg.itabira@unifei.edu.br

AGRADECIMENTOS

A Deus e Nossa Senhora Aparecida, dou graças pela conclusão do mestrado.

Aos meus pais, Dair e Leci, e minha irmã, Anna Lydia, por todo apoio, carinho, incentivo, cuidado e compreensão. Obrigado pela ajuda que me deram, tudo se tornou mais fácil.

Aos amigos, pelo tempo dedicado, pela paciência, dicas e contribuições. Em especial, ao Vinícius Amante Pineschi, pelo apoio técnico e por ser tão generoso.

Aos colegas, orientadores e professores da UNIFEI, pela colaboração e troca de conhecimentos.

Gratidão a todos que, de alguma maneira, contribuíram com essa conquista.

RESUMO

O aumento constante na demanda de energia elétrica requer um planejamento cuidadoso da expansão da geração e da malha de transmissão, mantendo a eficiência, a segurança e a confiabilidade do sistema elétrico. A integração de novos empreendimentos introduz desafios na operação da rede devido, por exemplo, ao aumento dos fluxos de potência e das correntes de curto-circuito. Essas correntes podem, em alguns casos, exceder a capacidade nominal dos disjuntores, resultando na superação desses equipamentos. Por essa razão, deve-se avaliar a condição de suportabilidade nominal do equipamento frente às correntes de defeito no circuito onde se encontra inserido. Esse problema se verifica no Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), que enfrenta atualmente desafios significativos devido aos elevados níveis de corrente de curto-circuito, especialmente na área elétrica do Rio de Janeiro, que possui um grande número de subestações com disjuntores superados, fato que limita, inclusive, a expansão desse sistema. Nesse sentido, esse trabalho apresenta um conjunto de análises para identificação de disjuntores superados por corrente de curto-circuito nas instalações da área Rio. Para isso, esse estudo envolveu simulações detalhadas da área do Rio de Janeiro, de modo a se obter as correntes de curto-circuito da rede de simulação. Para estas simulações, utilizou-se a ferramenta computacional de Análise de Falhas Simultâneas (ANAFAS) e realizou-se uma investigação detalhada de superação de disjuntores em uma condição real do sistema elétrico. Visando resolver a questão de superação causada pelas altas correntes de defeito, também são apresentadas as principais medidas mitigadoras comumente utilizadas no Brasil e no mundo. A efetividade na aplicação das medidas é confirmada por meio de simulações. O presente trabalho teve como principal propósito a pesquisa de soluções estruturais para serem adotadas na área do Rio de Janeiro, em substituição às medidas operativas temporárias atualmente empregadas em campo, sendo também realizada uma estimativa de investimentos para a implementação das soluções definitivas. A relevância desse trabalho se estende à aplicação prática das medidas propostas nas subestações da área Rio, considerando o horizonte de análise atual e uma configuração futura desse sistema elétrico.

Palavras-chave: Curto-circuito. Superação de disjuntores. Medidas mitigadoras definitivas. Área elétrica do Rio de Janeiro.

ABSTRACT

The constant growth in electrical power demand requires careful planning to expand the generation power plants and the transmission lines while maintaining the efficiency, safety, and reliability of the electrical system. The integration of new projects introduces operational challenges to the electrical grid, such as increased power flows and short-circuit currents. In some instances, these currents may exceed the rated capacity of circuit breakers, resulting in their being overstressed. Therefore, it is imperative to assess the equipment's rated withstand capability against the fault currents in the circuit where it is installed. The Brazilian Electric System (SEB) currently confronts significant challenges, particularly concerning high levels of short-circuit currents. This is especially notable in the electrical area of Rio de Janeiro, which contains numerous substations where circuit breakers have been overstressed. This situation has constrained the expansion of the system. In this context, this study entailed comprehensive simulations of the Rio de Janeiro area to determine short-circuit currents within the simulation network. To conduct these simulations, we utilized the computational program Simultaneous Fault Analysis (ANAFAS) and conducted an extensive investigation of circuit breakers being overstressed under actual electrical system conditions. To address the issue of circuit breakers being overstressed due to high fault currents, we also present the principal mitigating measures commonly employed in Brazil and worldwide. The primary objective of this study was to research structural solutions for implementation in the Rio de Janeiro area, thus replacing the temporary operational measures that have been previously utilized. Additionally, the study estimated the necessary investments for implementing these definitive solutions. The significance of this work extends to the practical application of the proposed measures within the substations of the Rio area, considering the current analysis timeframe and the future configuration of this electrical system.

Keywords: Short circuit current. Circuit breaker overstressed. Permanent mitigation measures. Power grid in Rio de Janeiro.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	– Matriz energética brasileira, maio de 2023	19
Figura 2	– Regiões geoeletricas e Estados do Brasil	21
Figura 3	– Mapa do sistema de transmissão, horizonte 2027	22
Figura 4	– Consumo de energia elétrica, por classe, em 2022	23
Figura 5	– Quantitativo de disjuntores indicados no PAR/PEL para substituição	27
Figura 6	– Principais causas das perturbações na rede básica, de 2017 a 2022	35
Figura 7	– Natureza elétrica dos desligamentos, de 2018 a 2022	36
Figura 8	– Circuito RL em série	40
Figura 9	– Componentes da corrente de curto-circuito	42
Figura 10	– Decaimento da corrente para diferentes valores de τ	48
Figura 11	– Análise de superação de disjuntor por constante de tempo, relação X/R	50
Figura 12	– Tensão de restabelecimento	52
Figura 13	– Análise de superação de disjuntor por TRT	53
Figura 14	– Quantitativo de equipamentos em final de vida útil	56
Figura 15	– Curto-circuito trifásico na UTE Santa Cruz 138 kV	60
Figura 16	– Curto-circuito trifásico na SE Grajaú 500 kV	62
Figura 17	– Preço médio de disjuntor em função da tensão	63
Figura 18	– Solução para as superações na SE Tucuruí 500 kV	67
Figura 19	– Diagrama simplificado de sistema <i>HVDC</i>	68
Figura 20	– Curto-circuito monofásico na UTE da Pedra 13,8 kV	70
Figura 21	– Curto-circuito trifásico na SE Sobral II 230 kV	72
Figura 22	– Formas de conexão do Reator Limitador de Curto-Circuito (RLCC) à rede elétrica	75
Figura 23	– Reator limitador de 20 Ω na SE Tucuruí 500 kV	76
Figura 24	– Conexão do RLCC na SE Tucuruí 500 kV	76
Figura 25	– RLCC na SE Mogi das Cruzes 345 kV	78
Figura 26	– Conexão dos RLCC na SE Boa Vista 13,8 kV	78
Figura 27	– Esquema básico de um TCSC	80
Figura 28	– TCSC na interligação Norte - Sul	80
Figura 29	– Dispositivo pirotécnico	82
Figura 30	– Dispositivo pirotécnico e RLCC em paralelo	82
Figura 31	– Defeito trifásico na SE Taubaté 500 kV	84
Figura 32	– Método após a definição do critério de superação	86
Figura 33	– Método para identificação de medidas definitivas	86

Figura 34	– Número de usinas de geração elétrica no Estado do Rio de Janeiro	90
Figura 35	– Diagrama unifilar simplificado de atendimento à área Rio .	92
Figura 36	– Curva de carga do Rio de Janeiro de 2019 a 2023, em GW	93
Figura 37	– Energia consumida em 2022, por classe consumidora, em GWh	93
Figura 38	– Diagrama unifilar simplificado de atendimento à área Rio .	94
Figura 39	– Maior relação ICC/ICCS em subestações da área elétrica do Rio	95
Figura 40	– Diagrama elétrico da SE São José	98
Figura 41	– Configuração das barras de 138 kV das SE São José, SE Termorio e SE Reduc	100
Figura 42	– Diagrama da SE São José com a inclusão do 5º transformador	101
Figura 43	– Problemas do uso de medidas operativas	103
Figura 44	– Configuração 1: Conexão do RLCC na SE São José 138 kV	103
Figura 45	– Eficiência do reator limitador na SE São José 138 kV . . .	104
Figura 46	– Reatância mínima e máxima do reator limitador na SE São José 138 kV	105
Figura 47	– Configuração 2: Alteração do ponto de conexão da UTE Termorio e barramento de 138 kV fechado	107
Figura 48	– Configuração 3: Instalação de RLCC e alteração do ponto de conexão da UTE Termorio	108
Figura 49	– Diagrama unifilar da SE Nova Iguaçu	113
Figura 50	– Configuração 1: Conexão do RLCC na SE Nova Iguaçu 138 kV	116
Figura 51	– Eficiência do reator limitador na SE Nova Iguaçu 138 kV .	117
Figura 52	– Reatância mínima e máxima do reator limitador na SE Nova Iguaçu 138 kV	117
Figura 53	– Configuração 3: Conexão de RLCC e resistência de aterramento	120
Figura 54	– Configuração 4: Conexão de RLCC, resistência de aterramento e remanejamento de transformador entre as seções de barras .	121
Figura A.1	– <i>Line-out</i> : Condição 1	142
Figura A.2	– <i>Line-out</i> : Condição 2	143
Figura A.3	– <i>Line-out</i> : Condição 3	143
Figura A.4	– Análise de superação de disjuntor por corrente de curto-circuito simétrica	145

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Equipamentos da rede básica em 2022, por nível de tensão . . .	20
Tabela 2 – Quantidade de CS, CS e UG Térmicas e UG Hidráulicas em 2022	20
Tabela 3 – Subestações estratégicas	30
Tabela 4 – Porcentagem de falhas com corrente de falta mais elevada, caso ONS BR2109A	33
Tabela 5 – Correntes de curto-circuito na UHE Belo Monte 500 kV, caso ONS BR2109A	33
Tabela 6 – Principais funções de relés de proteção	39
Tabela 7 – Número de sistemas de proteção dos principais equipamentos da rede básica, ano de 2022	40
Tabela 8 – Critérios para avaliação de superação de equipamentos	43
Tabela 9 – Constantes de tempo para disjuntores	49
Tabela 10 – Fatores de redução em função da constante de tempo t	49
Tabela 11 – Níveis de curto-circuito na SE Tucuruí e UHE Tucuruí 500 kV .	65
Tabela 12 – Total de equipamentos superados na usina e subestação Tucuruí	66
Tabela 13 – Impedâncias em função da potência nominal	71
Tabela 14 – Comparativo das correntes de curto-circuito na SE Boa Vista 13,8 kV	79
Tabela 15 – Especificações dos TCSC da interligação Norte - Sul	81
Tabela 16 – Principais usinas da área Rio de Janeiro	91
Tabela 17 – Principais subestações do sistema elétrico do Rio de Janeiro . .	92
Tabela 18 – Maiores correntes de curto-circuito na SE São José, caso ONS BR2109A	97
Tabela 19 – Capacidade de interrupção do menor disjuntor	97
Tabela 20 – Níveis de curto-circuito na SE São José 138 kV, caso ONS BR2109A	98
Tabela 21 – <i>Line-out</i> da SE São José 138 kV com barramento fechado . . .	99
Tabela 22 – Operação do barramento de 138 kV da SE São José e da UTE Termo- rio	99
Tabela 23 – Níveis de curto-circuito na SE São José 138 kV, com 4 e 5 transforma- dores	101
Tabela 24 – <i>Line-out</i> da SE São José 138 kV com 5 transformadores	102
Tabela 25 – Níveis de curto-circuito na SE São José 138 kV - Configuração 1	105
Tabela 26 – Níveis de curto-circuito na SE São José 138 kV, horizonte futuro - Configuração 1	106
Tabela 27 – Níveis de curto-circuito na SE São José 138 kV - Configuração 2	107
Tabela 28 – Níveis de curto-circuito na SE São José 138 kV - Configuração 3	108
Tabela 29 – Níveis de curto-circuito na SE São José 138 kV, horizonte futuro - Configuração 3	108

Tabela 30 – Maiores correntes de curto-circuito na SE São José - Configuração 3109	
Tabela 31 – Equipamento - Reator Limitador de Curto-Circuito (RLCC)	110
Tabela 32 – Equipamento - transformador e conexões	111
Tabela 33 – Novo pátio de subestação	112
Tabela 34 – Capacidade de interrupção do menor disjuntor	114
Tabela 35 – Maiores correntes de defeito na SE Nova Iguaçu, por nível de tensão, caso ONS BR2109A com modificações	115
Tabela 36 – Comparativo das correntes de defeito na SE Nova Iguaçu sem e com adoção das medidas operativas	115
Tabela 37 – Níveis de curto-circuito na SE Nova Iguaçu 138 kV - Configuração 1118	
Tabela 38 – Resistência de aterramento nos transformadores da SE Nova Iguaçu 138 kV	118
Tabela 39 – Níveis de curto-circuito na SE Nova Iguaçu 138 kV - Configuração 2119	
Tabela 40 – Níveis de curto-circuito na SE Nova Iguaçu 138 kV - Configuração 3120	
Tabela 41 – Níveis de curto-circuito na SE Nova Iguaçu 138 kV, horizonte futuro - Configuração 3	121
Tabela 42 – Níveis de curto-circuito na SE Nova Iguaçu 138 kV - Configuração 4122	
Tabela 43 – Níveis de curto-circuito na SE Nova Iguaçu 138 kV, horizonte futuro - Configuração 4	122
Tabela 44 – Maiores correntes de curto-circuito na SE Nova Iguaçu - Configuração 4	122
Tabela 45 – Equipamento - reator de aterramento	123
Tabela 46 – Equipamento - Reator Limitador de Curto-Circuito (RLCC)	124
Tabela 47 – Capacidade de interrupção do menor disjuntor	125
Tabela 48 – Maiores correntes de defeito na SE Grajaú, caso ONS BR2109A com modificações	125
Tabela 49 – Correntes de curto-circuito na SE Grajaú 138 kV	126
Tabela 50 – Níveis de curto-circuito, barramento da SE Grajaú 138 kV fechado e aberto	127
Tabela 51 – Custo para substituição de equipamentos	128
Tabela 52 – Medidas definitivas propostas	128
Tabela 53 – Horizonte de operação - correntes de defeito	130
Tabela 54 – Horizonte futuro - correntes de defeito	131
Tabela 55 – Instalações com possível problema de superação de disjuntores, horizonte até 2026	132
Tabela 56 – Instalações com possível problema de superação em 2026, considerando as medidas definitivas	133
Tabela A.1 – Classificação do disjuntor após o estudo de corrente passante	144

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANAFAS	Análise de Faltas Simultâneas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
ATP	<i>Alternative Transient Program</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CE	Compensador Estático
CIGRÉ	Comitê Internacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica
CS	Compensador Síncrono
DJ	Disjuntor
DLCC	Dispositivo Limitador de Corrente de Curto-Circuito
ERIAC	Encontro Regional Ibero-americano
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga
FACTS	<i>Flexible AC Transmission Systems</i>
GD	Geração Distribuída
GET	Grupo de Estudo de Transmissão
GT	Grupo de Trabalho
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
ISBN	<i>International Standard Book Number</i>
LT	Linha de Transmissão
MME	Ministério de Minas e Energia
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAR	Plano de Ampliações e Reforços
PCS	Procedimento Competitivo Simplificado
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PEL	Plano da Operação Elétrica
PMI	Plano de Modernização de Instalações
PMO	Programa Mensal da Operação Energética
RAP	Relatório de Análise de Perturbação
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
RLCC	Reator Limitador de Curto-Circuito
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SE	Subestação
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SEP	Sistemas Especiais de Proteção
SGPMR	Sistema de Gerenciamento dos Planos de Melhorias e Reforços

SIN	Sistema Interligado Nacional
TC	Transformador de Corrente
TCR	<i>Thyristor Controlled Reactor</i> (Reator Controlado por Tiristor)
TCSC	<i>Thyristor Controlled Series Compensator</i> (Capacitor Série Controlado por Tiristor)
TLCC	Transformador Limitador de Corrente de Curto-Circuito
TR	Transformador
TRT	Tensão de Restabelecimento Transitória
UG	Unidade Geradora
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica

LISTA DE SÍMBOLOS E UNIDADES

R	resistor
L	indutor
Ω	resistência
H	henry
S	chave
$v(t)$	tensão instantânea
V_L	tensão no indutor
V_R	tensão no resistor
$i(t)$	corrente instantânea
km	quilômetros
α	ângulo da tensão
ω	frequência angular
θ	defasagem angular entre a corrente e a tensão
τ	constante de tempo
I_p	crista da corrente de curto-circuito
t_p	tempo de crista da corrente de curto-circuito
ICC	corrente de curto-circuito
$ICCS$	corrente de curto-circuito simétrica
ICC_{max}	máxima corrente de curto-circuito

SUMÁRIO

	RESUMO	6
	LISTA DE FIGURAS	7
	LISTA DE TABELAS	9
	LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	11
	LISTA DE SÍMBOLOS E UNIDADES	14
1	INTRODUÇÃO	17
1.1	Panorama do Setor Elétrico Brasileiro	18
1.1.1	Planejamento da expansão do sistema elétrico	24
1.2	Objetivo e Motivação	27
1.3	Estruturação do Trabalho	28
2	ESTADO DA ARTE	29
2.1	Instalações Estratégicas	29
2.2	Curto-Circuito	30
2.2.1	Base de dados de curto-circuito	32
2.2.2	Análises de perturbações e estatísticas	33
2.2.3	Proteção de sistemas elétricos	36
2.2.4	Corrente de curto-circuito e suas componentes	40
2.3	Superação de Equipamentos - Critérios e Análises	42
2.3.1	Superação por corrente nominal ou corrente de carga	44
2.3.2	Superação por corrente de curto-circuito simétrica	44
2.3.3	Superação por crista da corrente de curto-circuito	46
2.3.4	Superação por constante de tempo (relação X/R)	47
2.3.5	Superação por Tensão de Restabelecimento Transitório (TRT)	51
2.3.6	Melhorias e reforços: indicação de equipamentos para substituição	53
2.3.6.1	Vida útil de equipamentos	54
3	MEDIDAS MITIGADORAS: SUPERAÇÃO DE EQUIPAMENTOS	57
3.1	Soluções para Casos de Superação	57
3.2	Medidas Mitigadoras Operativas	58
3.2.1	Seccionamento de barramento	59
3.2.2	Esquema de abertura sequencial	60
3.2.3	<i>By-pass</i> de linhas em subestações	61
3.2.4	Desconexão de linhas de transmissão, transformadores e unidades geradoras	62
3.3	Medidas Mitigadoras Definitivas	62
3.3.1	Substituição dos disjuntores superados	63
3.3.1.1	Superação na SE Tucuruí: substituição de equipamentos	64
3.3.2	Conexão de redes por elo de corrente contínua	67

3.3.3	Instalação de impedância de aterramento	69
3.3.4	Substituição de equipamentos de maior impedância	70
3.3.5	Dispositivo Limitador de Corrente de Curto-Circuito (DLCC)	72
3.3.5.1	<i>Reator Limitador de Curto-Circuito, RLCC</i>	73
3.3.5.2	<i>Tecnologia FACTS</i>	79
3.3.5.3	<i>Dispositivos pirotécnicos</i>	81
3.3.5.4	<i>Reator de Inserção Rápida</i>	82
3.3.6	Modificação da impedância equivalente do sistema elétrico	83
3.4	Estratégia Proposta para Solução do Problema de Superação de Disjuntor	84
4	ESTUDO DE CASO: MEDIDAS DEFINITIVAS PARA O SISTEMA ELÉTRICO DO RIO DE JANEIRO	90
4.1	Características da Área Elétrica do Rio de Janeiro	90
4.2	Problema de Superação de Disjuntores na Área Rio	94
4.3	Estudo de Caso	96
4.3.1	Subestação São José	96
4.3.2	Análise de alternativas - SE São José	103
4.3.2.1	<i>Configuração 1: Instalação de um RLCC na SE São José 138 kV</i>	103
4.3.2.2	<i>Configuração 2: Alteração do ponto de conexão da UTE Termorio e barramento de 138 kV fechado</i>	106
4.3.2.3	<i>Configuração 3: Instalação de RLCC e alteração do ponto de conexão da UTE Termorio</i>	107
4.3.2.3.1	<i>Custos de implantação - Configuração 3</i>	109
4.3.3	Subestação Nova Iguaçu	113
4.3.4	Análise de alternativas - SE Nova Iguaçu	115
4.3.4.1	<i>Configuração 1: Instalação de um RLCC na SE Nova Iguaçu 138 kV</i>	115
4.3.4.2	<i>Configuração 2: Inserção de impedância de aterramento no neutro de transformador</i>	118
4.3.4.3	<i>Configuração 3: Instalação de RLCC e de impedância de aterramento no transformador</i>	119
4.3.4.4	<i>Configuração 4: Inclusão de remanejamento de transformadores entre as barras do setor de 138 kV</i>	121
4.3.4.4.1	<i>Custos de implantação - Configuração 4</i>	123
4.3.5	Subestação Grajaú	124
4.3.6	Análise de alternativas - SE Grajaú	126
4.3.6.1	<i>Configuração 1: Substituição de equipamentos superados na SE Leopoldo 138 kV e SE Paula Brito 138 kV</i>	126
4.3.6.2	<i>Configuração 2: Instalação de um RLCC na SE Grajaú 138 kV</i>	127
4.3.6.2.1	<i>Custos de implantação - Configuração 1</i>	128
4.4	Medidas Definitivas Propostas	128

4.5	Subestações Potencialmente Superadas no Futuro	131
5	CONCLUSÃO	134
	REFERÊNCIAS	136
	APÊNDICE A – ESTUDO DE CORRENTE PASSANTE . .	142
A.1	Estudo de corrente passante ou <i>line-out</i>	142

1 INTRODUÇÃO

O aumento constante no consumo de energia elétrica implica na necessidade de planejar cuidadosamente a expansão da geração e do sistema de transmissão, garantindo o atendimento da demanda de forma eficiente e econômica, ao mesmo tempo em que se mantêm os padrões de segurança e confiabilidade no fornecimento de energia.

Os estudos de planejamento desempenham um papel fundamental nesse cenário, permitindo antecipar medidas que garantam o suprimento de energia a médio e longo prazo. Isso envolve a exploração de novas tecnologias e fontes energéticas, bem como investimentos na melhoria e expansão das instalações de transmissão.

A utilização de Recursos Energéticos Distribuídos (RED), tais como geração distribuída e armazenamento de energia, tem sido empregada para aumentar a oferta de energia e até reduzir o custo sistêmico de atendimento à carga, postergando os investimentos em infraestrutura (EPE, 2018).

No caso da ocorrência de grandes perturbações na rede de transmissão, podem ser causadas variações na frequência e/ou na tensão vistas pelos RED, o que pode levar à atuação indesejada de proteções elétricas e afetar a estabilidade do sistema, o que exige que equipamentos de proteção, tais como os disjuntores, estejam aptos a operar de maneira rápida e confiável (MOURINHO; ASSIS, 2022).

A realização antecipada de estudos torna-se essencial para avaliar o impacto da integração de novos empreendimentos, incluindo a verificação da capacidade dos equipamentos existentes de lidar com esses cenários. Isso envolve estudos de superação, nos quais as condições de suportabilidade dos equipamentos são avaliadas, fornecendo informações essenciais para o dimensionamento de futuros equipamentos e para garantir a confiabilidade e a segurança contínuas da área elétrica de análise.

O sistema elétrico do Rio de Janeiro enfrenta desafios significativos devido ao alto nível de curto-circuito, que muitas vezes se aproxima ou até mesmo ultrapassa os limites de suportabilidade dos disjuntores nas subestações locais. Isso se torna uma preocupação relevante, especialmente no contexto da entrada de novos agentes de geração nas instalações de distribuição e nas fronteiras com a rede básica. Essa limitação coloca obstáculos à expansão do sistema elétrico na região do Rio de Janeiro (SANTOS, 2022).

Pelas razões anteriormente expostas, para a área elétrica do Rio de Janeiro, torna-se imprescindível avaliar o impacto gerado pela integração de novos empreendimentos, a fim de entender como isso afeta as condições de suportabilidade dos equipamentos já existentes. Além disso, deve-se buscar por soluções estruturais e definitivas com o objetivo de reduzir as elevadas correntes de curto-circuito nesse sistema elétrico, como alternativa às medidas operativas já empregadas em campo. Cabe destacar que a adoção de medidas operativas e temporárias pode reduzir a confiabilidade e diminuir a flexibilidade operativa sistêmica.

Por essa razão, a busca por ações mitigadoras definitivas para as elevadas correntes de defeito é fundamental para retomar e garantir a operação segura e confiável da rede e para planejar a expansão de forma eficiente e sustentável.

1.1 Panorama do Setor Elétrico Brasileiro

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) é um complexo e interconectado conjunto de elementos que garantem o fornecimento de energia elétrica a todo o país.

A geração de energia acontece em usinas de diferentes fontes, como hidrelétricas, termelétricas, eólicas e solares, cada uma contribuindo de forma específica para a matriz energética brasileira.

O sistema de transmissão desempenha um importante papel ao transportar a eletricidade gerada nas usinas por meio de extensas redes de linhas de alta tensão, permitindo a integração e distribuição eficiente da energia para diferentes regiões do país.

O sistema de distribuição, por sua vez, conecta-se às redes de transmissão e leva a energia diretamente à carga, como residências, empresas e demais unidades consumidoras. Essa etapa envolve subestações, transformadores e redes de distribuição que reduzem a tensão para níveis seguros e adequados ao consumo.

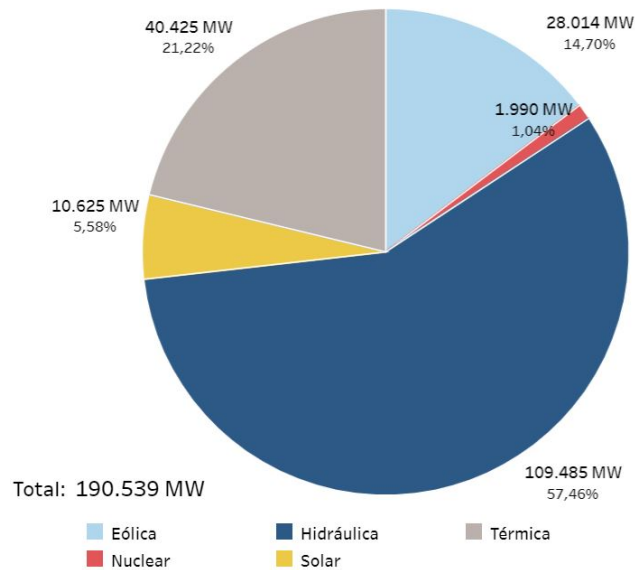
A operação e manutenção contínua dessas instalações é essencial para garantir a confiabilidade e a estabilidade do fornecimento elétrico, sendo um desafio constante em um país de dimensões continentais como o Brasil. O gerenciamento eficiente do SEB é vital para atender às demandas crescentes de energia da sociedade, promover o desenvolvimento econômico e manter a qualidade de vida da população.

No Brasil, o setor de geração de energia possui uma capacidade instalada que se aproxima, atualmente, de 191 GW, com uma composição preponderante de usinas hidrelétricas e termelétricas (ONS, 2023j), conforme ilustrado na Figura 1. As usinas térmicas desempenham um papel crucial na segurança energética do país e, frequentemente, estão situadas em proximidade aos principais centros consumidores. Além de seu papel operacional, essas usinas possuem uma função estratégica na administração dos níveis de água armazenados nos reservatórios das hidrelétricas, sendo acionadas de acordo com as condições hidrológicas, visando garantir a oferta futura de energia.

Vale ressaltar que se tem constatado, na matriz energética brasileira, um notável crescimento na instalação de usinas eólicas, principalmente nas regiões Nordeste e Sul do país, e sistemas de geração solar, nas regiões Sudeste e Nordeste. Esse impulso ascendente tem contribuído para aumentar significativamente a participação dessas fontes na matriz energética, que atualmente somam juntas cerca de 21% da potência instalada. Projeções otimistas apontam para um potencial de quase 50 GW dessas fontes até 2027, representando um marco importante na diversificação e sustentabilidade do conjunto energético nacional.

(ONS, 2023j).

Figura 1 – Matriz energética brasileira, maio de 2023



Fonte: (ONS, 2023j).

No Brasil, a rede interligada de geração, transmissão e de distribuição é conhecida como Sistema Interligado Nacional (SIN), e a rede básica consiste em subestações e linhas de transmissão operando em tensões iguais ou superiores a 230 kV. Essa infraestrutura permite a integração de recursos e a distribuição eficiente da energia gerada.

A Tabela 1 mostra o quantitativo de equipamentos, como Linha de Transmissão (LT) e Transformador (TR), por nível de tensão, que compõe a rede básica. Cabe ressaltar que os reatores não manobráveis, aqueles que não possuem disjuntor, não foram contabilizados nesse quantitativo. Os dados são relativos aos equipamentos em operação no sistema elétrico até o dia 31 de dezembro de 2022.

Já a Tabela 2 apresenta o quantitativo de Compensador Estático (CE), Compensador Síncrono (CS) conectados na rede básica e Unidade Geradora (UG) térmica e hidráulica despachadas pelo ONS. Apenas as usinas com potência superior a 300 MW e que são movidas a carvão, gás natural e energia nuclear foram consideradas nesse levantamento. Os dados referem-se ao ano de 2022.

Tabela 1 – Equipamentos da rede básica em 2022, por nível de tensão

Tensão (kV)	LT	TR	Barramentos	Capacitores	Reatores
800*	4	-	-	-	-
750	6	10	6	-	3
600*	4	-	-	-	-
500	369	341	341	-	252
440	65	88	81	-	29
345	136	170	156	32	19
230	842	1019	816	113	107
<i>Rede Básica</i>	<i>1426</i>	<i>1628</i>	<i>1400</i>	<i>145</i>	<i>410</i>

Fonte: Adaptado de (ONS, 2023a).

* sistema em corrente contínua

Tabela 2 – Quantidade de CS, CS e UG Térmicas e UG Hidráulicas em 2022

Equipamentos	CE	CS	UG Térmicas	UG Hidráulicas
Quantidade	44	46	118	511

Fonte: Adaptado de (ONS, 2023a).

O despacho centralizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é a condição em que uma usina tem sua geração despachada de forma coordenada, estabelecida, programada, supervisionada e controlada pelo Operador em todas as etapas do processo, desde o planejamento e programação, passando pela operação em tempo real até a pós-operação (ONS, 2021h).

O SIN é dividido em quatro subsistemas interligados que abrangem diferentes regiões geoeletricas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste (*SECO*), Nordeste e Norte. Os Estados que compõem cada região são apresentados na Figura 2. Observa-se que as regiões geoeletricas não coincidem exatamente com as regiões geográficas.

Figura 2 – Regiões geoeletricas e Estados do Brasil



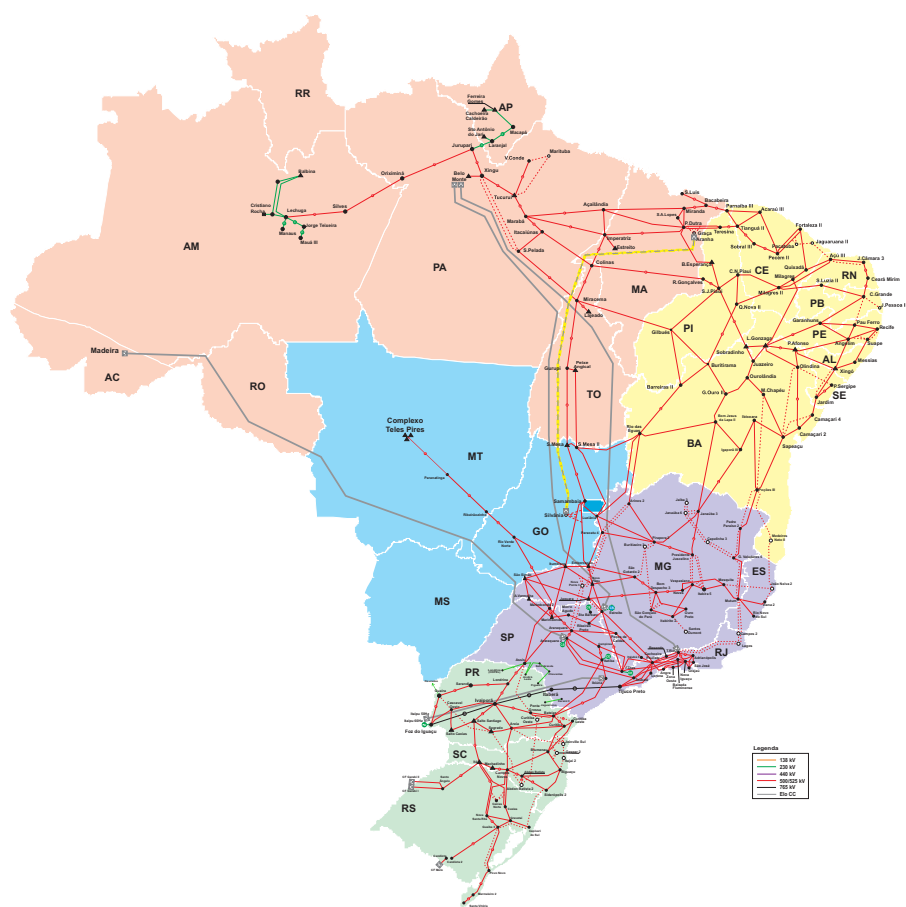
Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A conexão de cada subsistema é feita através das linhas de transmissão da rede básica, o que possibilita o compartilhamento de recursos e a transferência de energia entre as regiões. Essa interligação desempenha um papel determinante na garantia da confiabilidade e segurança do suprimento de energia para o país, pois permite que a demanda seja atendida mesmo em situações de indisponibilidade de geração localizada. Dessa forma, a rede básica não é apenas uma infraestrutura que possibilita a integração de fontes variadas de geração, contribuindo também para o fornecimento contínuo de energia elétrica para os consumidores.

A rede básica é composta por mais de 179 mil quilômetros (km) de linhas de transmissão, com previsão de atingir 216 mil km até 2027, sendo que a maior expansão está prevista no sistema de 500 kV (ONS, 2023j). O mapa do sistema de transmissão brasileiro, horizonte até 2027, é mostrado na Figura 3.

Já em relação ao consumo de energia elétrica, no ano de 2022, o alcançado total no Brasil atingiu a marca de 509 TWh. A região Sudeste destacou-se com a maior parcela, representando, em média, 49,9% do montante total. Em sequência, as regiões Sul (18,2%), Nordeste (17,2%), Centro-Oeste (7,7%) e Norte (7,1%) seguiram como principais contribuintes para o consumo energético nacional.

Figura 3 – Mapa do sistema de transmissão, horizonte 2027



Fonte: (ONS, 2023i).

Quanto ao número de consumidores, a maior concentração ocorreu nas classes residencial, com 87,2%, comercial com 6,7%, rural com 4,7% e industrial com 0,5%. No entanto, observa-se uma tendência de aumento de consumidores livres, o que sugere uma migração de consumidores cativos para o mercado livre (EPE, 2022). A Figura 4 apresenta o consumo de energia por classe, referente ao ano de 2022, sendo que a classe "consumo próprio" refere-se ao consumo de energia elétrica das instalações de distribuidoras.

Para fins ilustrativos e de melhor percepção da representatividade, a fim de se evidenciar a magnitude que um montante de carga representa, têm-se que 100 MW equivalem à carga de municípios como Campina Grande (PB), Petrópolis (RJ), Angra dos Reis (RJ) e Resende (RJ). O valor de 500 MW corresponde à demanda de cidades como Campo Grande (MS), Cuiabá (MT), Campinas (SP). Já o valor de 1.000 MW se equipara ao consumo de localidades como Cascavel (PR), Brasília (DF) e Fortaleza (CE) (ONS, 2023g).

Figura 4 – Consumo de energia elétrica, por classe, em 2022



Fonte: Adaptado de (EPE, 2022).

No contexto do setor elétrico brasileiro, a coordenação e o controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia são fundamentais para garantir o suprimento eletroenergético contínuo e seguro em todo o país. O ONS desempenha um papel central nesse cenário, sendo responsável por monitorar e operar as usinas geradoras, as linhas de transmissão e as subestações que compõem o SIN. Sua atuação abrange desde o despacho das unidades geradoras até o controle em tempo real das linhas de transmissão.

A necessidade de planejamento estratégico e eficiente é inerente ao setor elétrico, uma vez que envolve uma ampla gama de fontes de geração, sistemas de transmissão de alta tensão e redes de distribuição que atendam às demandas de consumo de energia em diferentes regiões do país. Nesse sentido, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) desempenha um papel fundamental ao realizar estudos de planejamento energético de longo prazo. Esses estudos consideram fatores como expansão da demanda, potenciais fontes de geração, investimentos em infraestrutura e aspectos ambientais, contribuindo para a definição de diretrizes para o desenvolvimento sustentável do setor.

No que diz respeito à comercialização de energia elétrica, é a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) que desempenha um papel fundamental. A CCEE é responsável por administrar o mercado de energia no país, coordenando as transações comerciais entre geradores, distribuidoras e consumidores livres, sendo a instituição responsável pela contabilização e liquidação financeira das operações de compra e venda de energia.

Além das instituições já mencionadas, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e o Ministério de Minas e Energia (MME) também desempenham papéis de destaque no setor elétrico brasileiro.

A ANEEL é responsável por regular e fiscalizar as atividades relacionadas à geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Essa Agência Reguladora tem a missão de assegurar a qualidade dos serviços prestados, promover a concorrência no mercado, zelar pelos interesses dos consumidores e garantir o preço justo da tarifa de energia elétrica.

O MME é o órgão do governo federal responsável por formular e executar as políticas públicas para o setor de energia elétrica, além das áreas relacionadas a mineração e combustíveis. O MME define as diretrizes estratégicas para o setor, planeja o suprimento energético do país, promove leilões de concessões e autorizações para geração e transmissão de energia e participa na elaboração de programas e projetos de expansão da infraestrutura energética. Através desse Ministério, o governo exerce um papel fundamental na orientação e coordenação das ações do setor elétrico visando o desenvolvimento sustentável, a segurança energética e o atendimento às demandas da sociedade.

Portanto, em conjunto, a interação entre o ONS, EPE, CCEE, ANEEL e o MME forma um sistema de regulação, planejamento, operação e comercialização que é essencial para o funcionamento adequado e eficiente do setor elétrico brasileiro.

1.1.1 Planejamento da expansão do sistema elétrico

Em relação ao papel das instituições do sistema elétrico brasileiro, a EPE realiza atividades de planejamento. Essas ações, amplamente colaborativas, envolvem a participação ativa de diversos agentes do setor elétrico. O agente é toda empresa, seja de geração, transmissão, distribuição, que possui concessão, permissão ou autorização para exploração dos serviços de energia elétrica, e consumidor livre, responsável por instalações integrantes do sistema elétrico (ONS, 2021h).

De forma rotineira, a EPE lança o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), um instrumento que trata das perspectivas de expansão do setor elétrico, em um horizonte temporal de dez anos. Os estudos considerados nesse plano abrangente são multidisciplinares, abordando não apenas os fatores econômicos, mas também as considerações estratégicas e os impactos socioambientais. Através do PDE, a EPE não só fomenta uma infraestrutura elétrica mais resiliente e eficiente, mas também atua alinhando os esforços das partes interessadas na direção de um sistema energético mais sustentável e capaz de suprir as demandas futuras.

Os estudos que visam o planejamento da expansão da infraestrutura de transmissão no sistema elétrico são indispensáveis na garantia de um fornecimento de energia confiável e eficiente. Ao considerar tanto o crescimento projetado para a demanda quanto o plano de expansão da capacidade de geração, esses estudos buscam antecipar as necessidades futuras de infraestrutura para acompanhar o desenvolvimento do setor elétrico.

A expansão da infraestrutura de transmissão é relevante na otimização do despacho do parque gerador, tornando-o mais eficiente e coordenado, possibilitando, por sua vez, uma melhor equalização dos preços da energia nos diferentes subsistemas. Além desse benefício, a ampliação da rede de transmissão também influencia o cálculo da tarifa de uso do sistema, pois os estudos de planejamento consideram as novas configurações da rede e levam em conta a Receita Anual Permitida (RAP). Essa receita representa o valor que a

empresa de transmissão tem o direito de arrecadar pela prestação do serviço de transporte de energia.

Até o término de 2026, conforme as projeções delineadas pelo ONS, a carga elétrica está estimada para crescer a uma média de 3,4% anual, chegando a 81 GWmed, valor que representa a média dos valores de potência, em GW, por um ano, e que define a quantidade de energia ativa consumida nesse mesmo intervalo. Em relação à geração, a previsão considera um aumento da capacidade instalada para um total de 175,5 GW ao final do ciclo de planejamento. Nesse contexto de expansão, as fontes de energia eólica e solar têm ganhado destaque significativo. O incremento previsto de aproximadamente 7,4 GW no parque gerador brasileiro somente em 2023 é um indicativo da crescente participação dessas fontes na matriz energética nacional (ONS, 2022c).

Conforme as normas que regem o setor elétrico, todos os novos empreendimentos a serem integrados à rede básica devem ser precedidos por estudos de planejamento de expansão, executados por meio do Grupo de Estudo de Transmissão (GET), sob a coordenação da EPE. O procedimento tem início com a formulação dos estudos de planejamento, em que a EPE identifica os projetos ou ampliações que formam a solução mais viável para abordar uma necessidade sistêmica, fundamentando-se em análises que consideram fatores técnico-econômicos e socioambientais.

Os principais estudos realizados para o planejamento da infraestrutura de transmissão abrangem (SANTOS, 2022):

- Estudos em regime permanente para as condições de carga leve, média e pesada e cenários diversos de despacho de geração;
- Estudos de desempenho dinâmico;
- Estudos de evolução das tarifas de uso do sistema de transmissão;
- Avaliações dos níveis de curto-circuito.

O propósito das análises de curto-circuito é avaliar a modificação nos níveis das correntes de defeito da rede, desempenhando um papel essencial na identificação antecipada de possíveis ultrapassagens ou aproximações dos limites de capacidade dos equipamentos, resultantes da integração dos novos projetos de geração e/ou transmissão. Essa análise preventiva é crucial para garantir que os dispositivos estejam adequadamente preparados para a conexão das novas instalações.

Esses resultados iniciais fornecem os dados necessários para análises subsequentes mais específicas e minuciosas, que serão conduzidas pelo ONS e pelos agentes do setor. Através da realização de avaliações criteriosas, é possível assegurar que a rede elétrica esteja prontamente preparada para incorporar novos empreendimentos.

A título de exemplo, em 2022, foi adicionado na Subestação (SE) Nova Iguaçu, localizada no Estado do Rio de Janeiro, dois novos transformadores de 500/138 kV, cada um com capacidade de 900 MVA. Em julho de 2019, entrou em funcionamento a SE Terminal Rio, por meio do seccionamento das LT 500 kV Adrianópolis – Resende e LT 500 kV Adrianópolis – Cachoeira Paulista. É importante ressaltar que essa nova infraestrutura está interligada com a SE Nova Iguaçu 500 kV por meio de dois circuitos distintos, contribuindo para ampliar o intercâmbio de energia entre as regiões Norte e Sudeste do país, facilitado pelo elo de corrente contínua de 800 kV Xingu – Terminal Rio (EPE, 2021a).

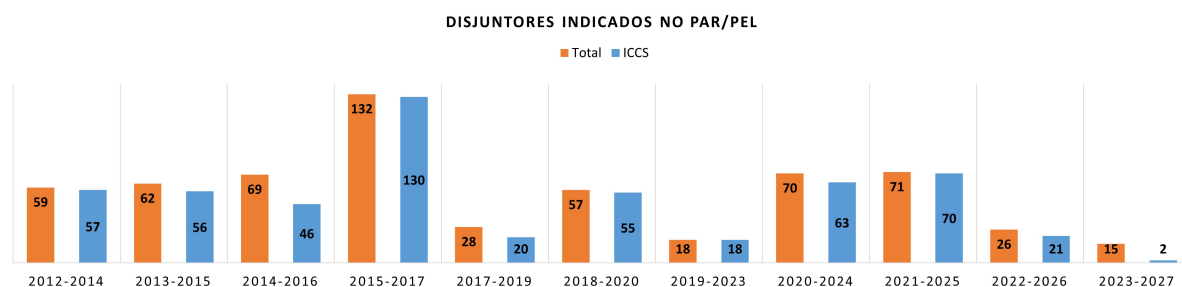
Com a entrada em operação dos empreendimentos mencionadas anteriormente, foi notável uma melhoria no fornecimento de energia à área elétrica do Rio de Janeiro. Contudo, a inserção das expansões resultou em um aumento nos níveis de curto-circuito, levando à superação de disjuntores em algumas instalações, situação que será detalhada no Capítulo 4.

No entanto, o processo de planejamento não se restringe apenas à EPE. O ONS também desempenha um papel importante nesse cenário, emitindo anualmente o Plano de Ampliações e Reforços (PAR) e o Plano da Operação Elétrica (PEL), que também são conhecidos como PAR/PEL. Esses documentos propõem modificações como expansões, reforços e substituições de equipamentos em instalações da rede básica e de distribuição, que possam ter um impacto considerável no sistema elétrico. O período de análise desse relatório é de cinco anos e abrange as obras necessárias tanto para suprir a carga quanto para viabilizar a integração de novas unidades geradoras ao sistema (ONS, 2021k).

Para fins informativos, o conjunto de obras do PAR/PEL ciclo 2022-2026 indicou a necessidade de mais 7.900 km de novas linhas de transmissão, 20.046 MVA de acréscimo de capacidade de transformação em instalações novas e existentes, em um conjunto de 418 empreendimentos e a estimativa total dos investimentos é de R\$ 23,9 bilhões. No PAR/PEL também inclui reforços de pequeno porte, como a indicação de substituição de disjuntores por superação (ONS, 2021o).

Em consulta aos relatórios do PAR/PEL, realizou-se o levantamento de informações relativas ao número de disjuntores recomendados para substituição. Esses resultados são mostrados na Figura 5. Nota-se que, em quase 90% das situações, a necessidade de substituição deveu-se à ocorrência de superação por **ICCS! (ICCS!)**, critério que será discutido mais detalhadamente na Seção 2.3.2.

Figura 5 – Quantitativo de disjuntores indicados no PAR/PEL para substituição



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

O Plano Nacional de Energia 2050 do MME destaca a importância de examinar a viabilidade da revitalização ou substituição de equipamentos como uma estratégia alternativa às iniciativas de expansão do sistema elétrico no Brasil. Quanto ao envelhecimento da infraestrutura de transmissão, a responsabilidade recai sobre a EPE para avaliar a oportunidade de introduzir instalações completamente novas e tecnologicamente avançadas, as quais poderiam ser submetidas a novas concessões. Essa abordagem distingue-se da simples substituição de dispositivos que alcançaram o fim de sua vida útil. Acredita-se que as decisões nesse contexto serão substancialmente influenciadas pela capacidade e pelas condições de financiamento disponíveis para a substituição dos equipamentos que já ultrapassaram seu ciclo de vida útil (MME, 2020).

1.2 Objetivo e Motivação

O objetivo desse trabalho é propor medidas definitivas visando mitigar o efeito da superação de disjuntores causado por conta das elevadas correntes de curto-circuito verificadas nas subestações da área elétrica do Rio de Janeiro. As correntes de defeito nesse sistema muitas vezes se aproximam ou excedem os limites de capacidade dos equipamentos nas subestações, e como consequência, verificam-se disjuntores superados no horizonte de operação. Visando limitar essas correntes de curto-circuito, empregam-se, atualmente, medidas operativas temporárias nas instalações desse sistema elétrico (SANTOS, 2022). Portanto, esse trabalho tem o objetivo geral de avaliar e propor soluções definitivas para atenuar o problema das superações de corrente de curto-circuito em subestações, em substituição às medidas operativas comumente empregadas.

Para isso, de forma mais específica, essa dissertação apresenta estratégias para abordar os diversos aspectos do problema da superação de disjuntores na área elétrica do Rio de Janeiro. A aplicação de métodos robustos e abordagens com aplicações práticas sustentarão a base desse estudo.

Como motivador, tem-se que a relevância desse tema de pesquisa se estende não

apenas à ampliação do conhecimento acadêmico, mas também à aspiração de contribuições significativas para o assunto em questão, visando não limitar a expansão da malha de transmissão e integração de novos empreendimentos de geração em função das elevadas correntes de curto-circuito nas subestações do sistema elétrico de estudo.

Para isso, foram consultados uma ampla gama de artigos do meio científico e documentos técnicos, visando aprimorar a perspectiva e assegurar que as propostas de solução sejam realistas e aplicáveis na prática.

Sendo assim, a relevância desse trabalho não se limita apenas ao âmbito teórico e, inclusive, tem implicações práticas para serem adotadas em campo. Realizou-se, também, uma estimativa de investimentos para a implementação das obras recomendadas como solução sistêmica.

A proposição das soluções concretas, viáveis e estruturais para serem implementadas nas instalações existentes e com equipamentos superados na área Rio foram obtidas por meio de análises aprofundadas no tema.

1.3 Estruturação do Trabalho

Esse trabalho está organizado em cinco capítulos. O Capítulo 1 abrange uma exposição inicial sobre os aspectos relevantes do tema, delineando os objetivos e motivações que fundamentaram a escolha do tema da pesquisa. Esse documento prossegue com mais quatro capítulos, além das referências bibliográficas e um apêndice.

No Capítulo 2 serão discutidos os critérios aplicados na análise de superação de equipamentos no sistema elétrico brasileiro. O estudo de superação emerge como componente fundamental para avaliar a capacidade de suportabilidade dos equipamentos, tanto em situações normais quanto em cenários de curto-circuito.

No Capítulo 3 serão apresentadas as principais medidas definitivas para eliminar o efeito da superação ou mitigar as elevadas correntes de curto-circuito. Dentre as principais, inclui a substituição dos disjuntores superados e a aplicação de reator limitador de curto-circuito.

O Capítulo 4 apresentará uma proposta de solução estrutural para as superações existentes na área elétrica do Rio de Janeiro, com apresentação detalhada das análises e simulações realizadas. Essa solução estrutural contempla medidas definitivas a serem implementadas em substituição às medidas operativas temporárias já empregadas nas subestações.

Finalmente, o Capítulo 5 fornecerá uma contextualização das principais conclusões e contribuições do trabalho, juntamente com sugestões para pesquisas futuras relacionadas ao tema desse trabalho.

2 ESTADO DA ARTE

Nesse capítulo serão apresentados os critérios para análise de superação de equipamentos no sistema elétrico brasileiro. O planejamento da expansão da matriz energética e da rede elétrica é crucial para garantir o suprimento da demanda. Nesse contexto, o estudo de superação é fundamental para avaliar a suportabilidade dos equipamentos, seja em condições normais ou de curto-circuito, evitando possíveis impactos negativos na operação do sistema.

2.1 Instalações Estratégicas

No âmbito do SIN, compreender as instalações estratégicas é de vital importância, o que possibilita a adoção de medidas que visam reduzir a vulnerabilidade do sistema diante de contingências múltiplas. O ONS desempenha um papel fundamental na identificação dessas instalações, cuja inoperância poderia resultar em perdas substanciais de carga ou outros impactos na operação do sistema. Isso é especialmente crucial no contexto do processo de recomposição/restabelecimento do sistema.

A identificação dessas instalações oferece várias vantagens. Ela permite que o SIN esteja preparado para enfrentar situações de perda parcial ou total de instalações decorrentes de contingências variadas, desde eventos elétricos a incidentes de natureza diversa como atos de vandalismo, eventos climáticos e até mesmo ameaças terroristas. Isso também capacita as equipes de segurança a adotarem medidas preventivas e corretivas diante de possíveis ameaças, assegurando a continuidade dos serviços, mesmo em cenários de crise.

Os Procedimentos de Rede são diretrizes criadas pelo ONS que definem os protocolos e os critérios técnicos essenciais para o planejamento, implementação, utilização e operação do SIN, além de esclarecer as atribuições do ONS e dos agentes envolvidos no setor (ANEEL, 2020). Os critérios para a identificação das instalações estratégicas estão estabelecidos no Submódulo 2.2 dos Procedimentos de Rede, "Definição das Instalações Estratégicas".

As instalações estratégicas incluem subestações, linhas de transmissão e usinas. As linhas consideradas são as que compõem os troncos de transmissão cuja sua interrupção acarretaria impactos significativos no funcionamento do sistema, tais como a LT 800 kV Xingu - Terminal Rio, LT 765 kV Foz do Iguaçu - Ivaiporã e LT 500 kV Tucuruí - Marabá. Considerando a lista de Usina Hidrelétrica (UHE), as principais são UHE Itaipu, UHE Tucuruí, UHE Belo Monte, além das usinas nucleares de Angra I e Angra II.

As subestações podem ser classificadas basicamente em três tipos (E1, E2 e E3) com base em análises que consideram os estudos de curto-circuito em diversos cenários energéticos e períodos de carga. As subestações do Tipo E1, por exemplo, têm um impacto regional, afetando pelo menos três Estados da federação com corte de carga superior a

30% das cargas totais. O conhecimento dessas instalações e sua categorização permite à operação do sistema estar mais preparada para lidar com eventos adversos, contribuindo para a robustez e a segurança do fornecimento de energia elétrica em todo o país. Já as subestações do tipo E2, ao terem a energia interrompida, impactam o suprimento de pelo menos dois Estados, com corte de carga superior a 30% ou um único Estado com corte superior a 50%. No caso das instalações classificadas como E3, a perda de energia afeta pelo menos um Estado da federação com corte de carga acima de 30% ou uma região metropolitana com a mesma proporção de corte, ou ainda causa a interrupção local de cargas que são alimentadas por uma mesma subestação, quando o valor excede 750 MW (ONS, 2021i).

Para exemplificar algumas subestações classificadas como estratégicas, tem-se a Tabela 3, sendo que as destacadas em negrito encontram-se localizadas na região elétrica do Rio de Janeiro.

Tabela 3 – Subestações estratégicas

Subestação	Tensão	Região	Tipo
Araraquara	500 kV	Sudeste	E1
Foz do Iguaçu	500 kV	Sul	E1
Imperatriz	500 kV	Nordeste	E1
Samambaia	345 kV	Centro-Oeste	E1
Xingu	800 kV	Norte	E1
Adrianópolis	138 kV	Sudeste	E2
Bateias	230 kV	Sul	E2
Grajaú	138 kV	Sudeste	E2
Jurupari	230 kV	Norte	E2
Luziânia	500 kV	Centro-Oeste	E2
Rio das Éguas	500 kV	Nordeste	E2
Fortaleza	230 kV	Nordeste	E3
Gravataí	525 kV	Sul	E3
Oriximiná	500 kV	Norte	E3
São José	500 kV	Sudeste	E3
Sinop	500 kV	Centro-Oeste	E3
Zona Oeste	500 kV	Sudeste	E3

Fonte: Adaptado de (ONS, 2021d).

2.2 Curto-Circuito

O sistema elétrico de potência está continuamente sujeito a interferências que desencadeiam alterações em seu estado operacional normal. Essas interferências têm o potencial de afetar grandezas elétricas, como a tensão, corrente e frequência, muitas vezes resultando em variações indesejadas. Em tais situações, medidas são necessárias para mitigar ou conter as implicações dessas perturbações.

Os eventos que originam distúrbios significativos geralmente surgem de uma sequência específica de ocorrências que, quando combinadas, podem acarretar em efeitos prejudiciais ao sistema (AMMAR; AFANDI; GUMILAR, 2023). Esse encadeamento de eventos pode levar a consequências graves para o sistema elétrico, incluindo interrupções no fornecimento de energia, danos a equipamentos e instabilidades operacionais. Portanto, a implementação de estratégias de mitigação adequadas são vitais para garantir e manter a estabilidade, confiabilidade e segurança contínuas do sistema elétrico de potência.

As principais irregularidades no sistema elétrico incluem a ocorrência de curtos-circuitos, que podem resultar em contingências múltiplas, além de fenômenos que impactam a estabilidade angular, de tensão e de frequência, juntamente com sobrecargas em equipamentos. As contingências múltiplas geralmente derivam da progressão de um curto-circuito, de uma sequência de curtos-circuitos sucessivos e falhas ou ineficiências nos sistemas de proteção ao lidar com tais eventos (OLIVEIRA, 2020).

A situação mais crítica que pode ocorrer em um sistema elétrico de potência é a presença de um curto-circuito. Outros cenários possíveis abrangem sobrecargas, sobretensões, subtensões, sobrefrequências e subfrequências, contudo, esses costumam surgir como desdobramentos de ocorrências de curto-circuito.

Define-se como curto-circuito a ocorrência de um percurso de baixa impedância por onde flui uma corrente elevada, frequentemente superior aos limites nominais do sistema. Essa ocorrência traz consigo efeitos prejudiciais ao sistema de energia elétrica se não for prontamente sanada. A corrente de curto-circuito induz o aquecimento, podendo ocasionar a deterioração de isoladores, sendo a magnitude desse dano diretamente proporcional à intensidade da corrente de curto-circuito e à sua duração. Tal circunstância acidental pode ser originada por condições adversas, tais como (KINDERMANN, 1997):

- Problemas elétricos: descarga atmosférica, surto de manobra;
- Problemas mecânicos: vento, queda de árvore;
- Problemas de isolamento: envelhecimento, má qualidade do material;
- Problemas de manutenção: falta de peças de reposição, demora na substituição de equipamentos;
- Outros: casos fortuitos como vandalismo, queimada.

O curto-circuito pode ser do tipo monofásico, bifásico ou trifásico, podendo ter o envolvimento do solo, com ou sem impedância de falta (também conhecido como defeito franco). É importante ressaltar que em sistemas solidamente aterrados, as correntes de curto-circuito monofásicas podem apresentar valores superiores às correntes de defeito trifásicas (GRIGOLETTO; FILHO, 2006).

Outro aspecto de importância é que alterações na topologia do sistema elétrico, após a remoção dos equipamentos afetados pelo curto-circuito, podem levar a configurações da rede que seja necessário se fazer intervenções de controle para restabelecer a estabilidade e a sua normalidade.

No que diz respeito às análises de curto-circuito, é importante ressaltar a sua essencialidade em várias aplicações dentro de um sistema elétrico, abrangendo a definição dos parâmetros dos dispositivos de proteção e a determinação das características dos equipamentos. Além disso, esses estudos também são relevantes para análises da capacidade de superação de disjuntores, um tópico que será abordado detalhadamente na Seção 2.3.

2.2.1 Base de dados de curto-circuito

Conforme estabelecido no Submódulo 3.12 dos Procedimentos de Rede, "Estudos de Curto-Circuito", é responsabilidade do ONS elaborar e divulgar as atualizações periódicas da base de dados de curto-circuito (ONS, 2021l).

O ONS divulga duas bases de dados que contém a representação dos componentes do SIN e em formato do programa Análise de Faltas Simultâneas (ANAFAS), sendo elas:

- Base de dados de operação para estudos de curto-circuito;
- Casos de referência de planejamento para estudos de curto-circuito.

A base de dados de operação é utilizada para a realização de estudos de curto-circuito, a qual representa os equipamentos que efetivamente encontram-se em funcionamento, cujos parâmetros elétricos são disponibilizados pelos seus proprietários ou agentes operadores.

Já os casos de referência consistem em bases de dados que abrangem informações relativas aos equipamentos planejados, em um horizonte de cinco anos a frente, contendo as obras previstas no PAR/PEL. Nessa base de planejamento, os equipamentos são modelados com os parâmetros fornecidos pelos agentes de operação ou são utilizados dados típicos.

Todos os parâmetros dos equipamentos são representados com seus valores em percentual (pu), na potência base de 100 MVA e suas respectivas bases nominais de tensão.

Essas bases de dados técnicas são utilizadas para subsidiar diferentes estudos elétricos, notadamente os estudos de ajuste e coordenação de proteção, na avaliação de suportabilidade dos componentes da rede e também para auxiliar nas análises de perturbações ocorridas no sistema.

Ao examinar as barras cuja tensão é igual ou superior a 230 kV, em consulta à base de dados de operação do ONS BR2109A.ANA (ONS, 2021b), observa-se que em mais de 51% das situações, o nível mais elevado de curto-circuito ocorre devido a um defeito

trifásico franco. Os resultados referentes às 1027 barras analisadas estão sumarizados na Tabela 4.

Tabela 4 – Porcentagem de falhas com corrente de falta mais elevada, caso ONS BR2109A

Maior corrente de curto-circuito	
Tipos de defeito	%
Trifásico	51,22
Monofásico	33,20
Bifásico-terra	15,58

Fonte: (SANTOS, 2022).

Dentre essas barras com tensão mínima de 230 kV, destaca-se a UHE Belo Monte 500 kV como a instalação com o mais alto nível de curto-circuito, abrangendo tanto falhas monofásicas, bifásicas-terra e trifásicas. Os valores resultantes das simulações são detalhados na Tabela 5.

Tabela 5 – Correntes de curto-circuito na UHE Belo Monte 500 kV, caso ONS BR2109A

UHE Belo Monte 500 kV	
Tipos de defeito	Corrente de curto-circuito (kA)
Monofásico	60,40
Bifásico-terra	57,99
Trifásico	50,16

Fonte: (SANTOS, 2022).

2.2.2 Análises de perturbações e estatísticas

Visando reduzir as possibilidades de ocorrência de perturbações de grande escala, limitar a disseminação de distúrbios e agilizar a restauração das cargas, o ONS mantém uma abordagem contínua de monitoramento, análise, diagnóstico e prevenção desses eventos. A investigação pós-operação de perturbações significativas desempenha um papel crucial na formulação de medidas preventivas e no aprimoramento das ações de segurança sistêmica.

Esse processo de análise após ocorridas as perturbações permite ao ONS compreender em detalhes as sequências de eventos, as interações entre equipamentos e sistemas, bem como identificar as possíveis causas dos distúrbios. Essa análise aprofundada permite que sejam delineadas estratégias para minimizar riscos futuros, possibilitando a identificação de pontos de fragilidade no sistema elétrico que podem ser fortalecidos com a modernização de equipamentos ou otimização de procedimentos operacionais, por exemplo, e possibilita a avaliação da eficácia das ações de contingência e procedimentos de recuperação implementados durante as ocorrências, a fim de aprimorar e aperfeiçoar os protocolos existentes.

Semanalmente, o ONS elabora e divulga a "Síntese Gerencial das Principais Perturbações Ocorridas no SIN", com o objetivo de apresentar uma visão resumida das perturbações mais significativas que ocorreram no sistema interligado nacional. Esse relatório oferece uma análise consolidada e sucinta das principais perturbações, destacando suas causas, impactos operacionais, medidas tomadas para a recomposição do sistema e lições aprendidas.

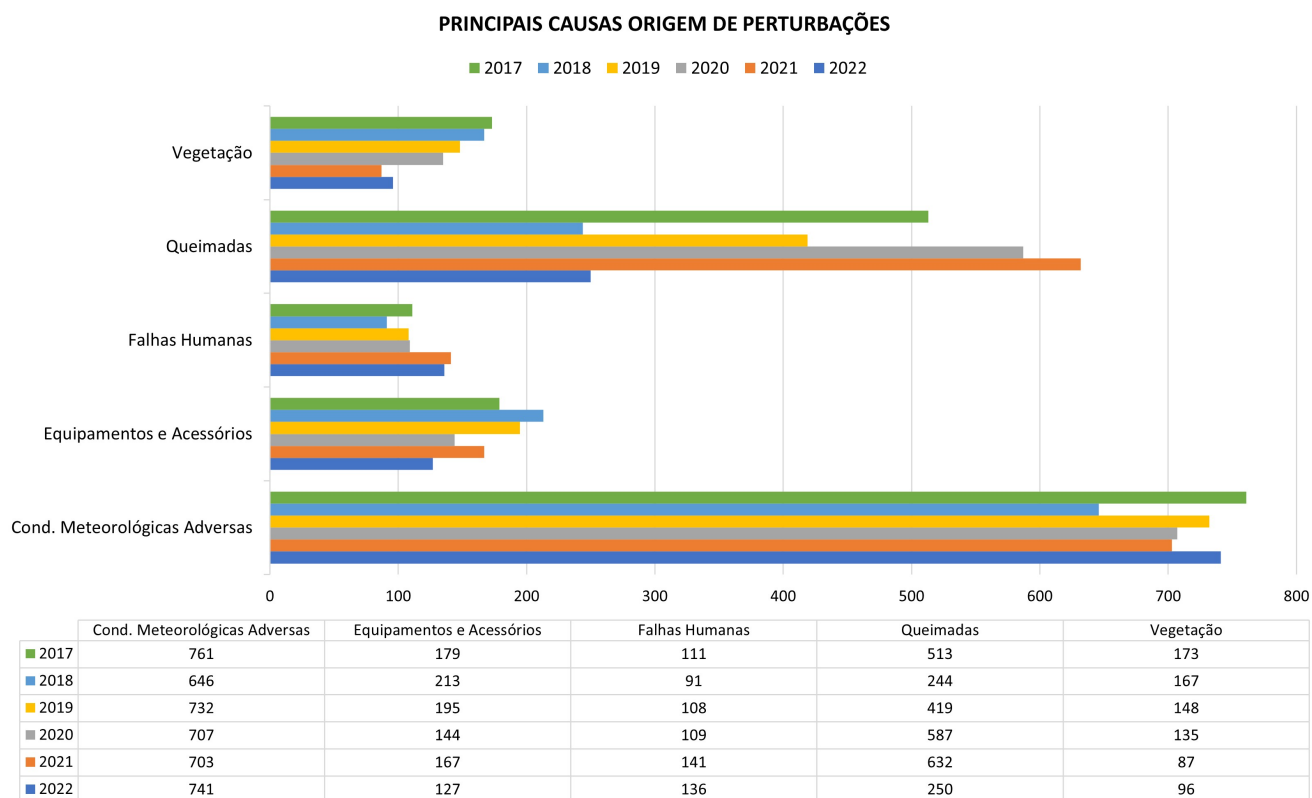
Dependendo da gravidade da perturbação, à pedido da ANEEL, dos agentes de operação ou a critério do próprio ONS, realiza-se uma análise mais detalhada da ocorrência, por meio do Relatório de Análise de Perturbação (RAP). O objetivo principal desse relatório é realizar uma análise minuciosa das perturbações.

O RAP geralmente inclui informações sobre a sequência de eventos que levou à perturbação, os equipamentos envolvidos, os sistemas de proteção e controle acionados, as ações tomadas durante o evento, as áreas afetadas, as causas identificadas, os impactos na geração, transmissão e distribuição de energia, o montante de corte de carga, entre outros aspectos que possam ser relevantes. Essa análise é crucial para aprimorar a operação do sistema elétrico, os sistemas de proteção, implementar ações de melhoria e garantir a segurança e a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica para os consumidores (ONS, 2021n).

Com base na análise das informações de ocorrências, o ONS também realiza a categorização estatística das perturbações de acordo com os critérios de classificação em vigor, apura e divulga os indicadores de desempenho das funções de transmissão e geração, bem como os indicadores de desempenho dos sistemas de proteção. Essa análise estatística visa avaliar e monitorar de forma sistemática e precisa a eficácia das operações de transmissão, geração e proteção, contribuindo para a manutenção da qualidade e confiabilidade do sistema elétrico brasileiro (ONS, 2021m).

Em relação às instalações da rede básica, aproximadamente 70% das perturbações têm origem nas linhas de transmissão, devido à exposição significativa desses componentes. Em segundo lugar, com uma média de 14,12%, estão os defeitos nos elementos de controle de reativos, seguidos pelos transformadores, com uma média de 8,18%. Entre as principais causas, destacam-se as descargas atmosféricas, ventos e temporais, defeito em equipamentos, queimadas e falhas humanas, que representam cerca de 60% do total (ONS, 2023g). A Figura 6 ilustra as principais origens de perturbações na rede básica.

Figura 6 – Principais causas das perturbações na rede básica, de 2017 a 2022



Fonte: Adaptado de (ONS, 2023g).

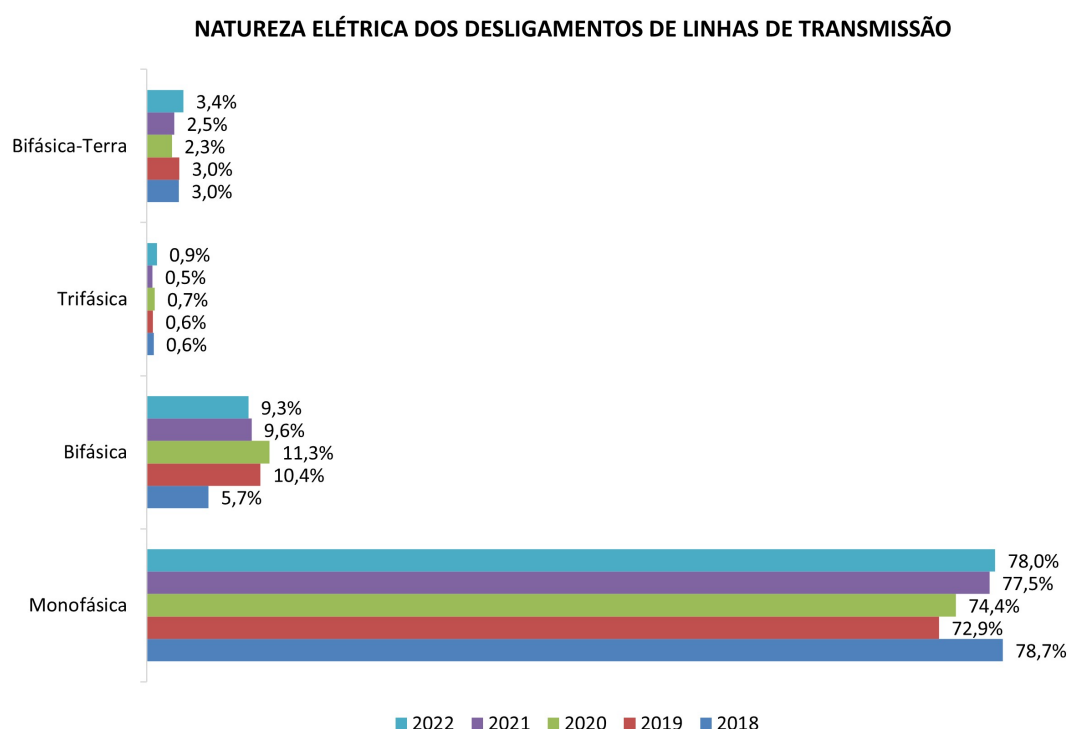
No ano de 2022, as interrupções causadas por condições meteorológicas adversas, o que incluem as descargas atmosféricas, ventos fortes, chuvas e temporais, compreenderam 29,7% das ocorrências de desligamentos na rede básica. Já no período compreendido entre os anos de 2018 a 2022, as incidências ocasionadas por esse motivo foram mais frequentes nas linhas de transmissão dos Estados de Mato Grosso, Goiás, Minas Gerais, São Paulo, Rio Grande do Sul, Bahia, Pará e Rondônia. Nota-se também que os meses de junho, julho e agosto apresentaram, em média, as menores frequências de desligamentos devido a descargas atmosféricas durante o período analisado. Já os desligamentos decorrentes de chuvas intensas ou temporais compuseram 2,7% das interrupções na rede básica durante o ano de 2022. Essa categoria de desligamentos prevalece principalmente nas linhas de transmissão conectadas à Região Sul, com destaque para o Estado do Rio Grande do Sul (ONS, 2023b).

No que tange aos desligamentos resultantes de queimadas, o ano de 2022 registrou a segunda menor incidência dos últimos cinco anos. As interrupções provocadas por queimadas, ao longo do período de 2018 a 2022, ocorreram com maior frequência nas linhas de transmissão associadas aos Estados de São Paulo, Minas Gerais, Ceará, Piauí e Goiás. Em média, os meses de agosto a novembro apresentaram as frequências mais

elevadas de desligamentos durante o período de análise (ONS, 2023b).

A principal origem das falhas elétricas é de natureza monofásica, compreendendo mais de 76% em média dos defeitos nas linhas de transmissão da rede básica. Já as ocorrências de curto-circuito trifásico são muito menos frequentes, representando somente 0,9% dos registros desse tipo ao longo do ano de 2022 (ONS, 2023b). A Figura 7 ilustra a análise estatística da natureza elétrica das interrupções nas linhas de transmissão da rede básica, englobando o período de 2018 a 2022.

Figura 7 – Natureza elétrica dos desligamentos, de 2018 a 2022



Fonte: Adaptado de (ONS, 2023b).

2.2.3 Proteção de sistemas elétricos

A principal função de um sistema de proteção é garantir a desconexão de um equipamento que esteja submetido a uma anormalidade que, na maioria das vezes, é um curto-circuito. Na ocorrência de um defeito, verifica-se a elevação da corrente que circula nos elementos do sistema, podendo provocar danos severos e até irreparáveis.

Essas perturbações comprometem a qualidade do serviço de fornecimento de energia, pois podem resultar em cortes de cargas, causando interrupções aos consumidores.

O curto-circuito é uma situação crítica que pode se manifestar de duas maneiras distintas: permanente ou temporária. Quando ocorre um defeito permanente, é necessário realizar um reparo adequado para que o sistema seja restaurado ao seu estado operacional normal.

A natureza, a localização e a duração da falta são fatores determinantes para as consequências provocadas por um curto-circuito. Em casos nos quais a falha persiste por um período considerável, as anormalidades resultantes desse evento podem causar danos substanciais e, em muitos casos, irreversíveis aos componentes e equipamentos interligados à rede elétrica.

Essas adversidades podem levar a interrupções prolongadas, perda de eficiência, desgaste prematuro e até mesmo avarias permanentes. Como medida de prevenção e resposta a essas situações, é fundamental a implantação de um sistema de proteção eficiente e de resposta rápida.

O sistema de proteção é projetado para identificar e isolar prontamente a ocorrência de um curto-circuito, minimizando os impactos negativos e reduzindo o tempo de interrupção do fornecimento de energia. Sua atuação ágil é vital para garantir a segurança das operações elétricas e a preservação dos equipamentos e componentes envolvidos.

Para detecção de um defeito, geralmente verificam-se alterações em algumas grandezas e características do sistema elétrico, tais como (FILHO, 2013):

- Elevação da corrente elétrica;
- Elevação e redução da tensão;
- Inversão no sentido de circulação da corrente;
- Alteração da impedância da rede;
- Diferença entre a corrente de entrada e saída do sistema ou de um equipamento elétrico.

Os relés de proteção desempenham um papel vital nos sistemas elétricos, agindo como mecanismos sensíveis de detecção e resposta a situações anormais, como curtos-circuitos ou sobrecargas. Na ocorrência de eventos indesejados, esses dispositivos são essenciais para preservar a integridade dos equipamentos elétricos e a estabilidade do sistema. Conectados por meio de instrumentos de medição, transformadores de corrente e transformadores de potencial, os relés devem atuar de maneira rápida e precisa, acionando os dispositivos de desconexão para interromper a corrente elétrica, mitigando danos e garantindo a segurança do sistema.

O prolongamento do tempo de exposição de equipamentos a condições adversas torna-se crítico, a depender dessa duração, destacando a importância dos relés de proteção como instrumentos guardiões da rede. Sua capacidade de identificar e reagir a eventos indesejados de maneira rápida e precisa na eliminação de falhas significativas assegura o funcionamento adequado dos equipamentos conectados ao sistema.

Em conjunto com o relé, tem-se o disjuntor, responsável pela manobra de equipamentos em condições normais e pela desconexão de um elemento defeituoso ou que esteja operando em condições anormais. O disjuntor deve suportar a corrente de curto-circuito máxima que fluirá momentaneamente por ele e então ser capaz de extinguir essa corrente de defeito.

Graças ao seu desempenho altamente eficiente e estável, o disjuntor é amplamente empregado para a interrupção das correntes de defeito. Esse dispositivo é notável por sua capacidade de atuar como um interruptor que pode operar repetidamente, oferecendo um tempo de vida útil de normalmente 20 anos. Além disso, o disjuntor é favorecido por sua manutenção relativamente econômica (LEE *et al.*, 2008).

Os sistemas de proteção podem ser categorizados em três grupos distintos, cada um operando em diferentes níveis hierárquicos. São eles (OLIVEIRA, 2020):

- Nível 1: *Proteções de Equipamentos*

No primeiro patamar hierárquico dos sistemas de proteção, encontram-se as proteções de equipamentos, com o propósito fundamental de isolar curtos-circuitos ou equipamentos que apresentem falhas no sistema elétrico. Como primeira linha de defesa, sua atuação é ágil e pode ser executada diretamente nos dispositivos em questão ou através de sistemas de proteção elétrica dedicados. O principal objetivo é assegurar a desconexão rápida do menor número possível de componentes afetados pela ocorrência, restabelecendo a estabilidade operacional sem comprometer os limites operacionais após a eliminação do problema.

- Nível 2: *Sistemas Especiais de Proteção*

O segundo nível hierárquico é constituído pelos Sistemas Especiais de Proteção (SEP). Esses sistemas são implementados com a finalidade de prevenir violações operacionais que possam ultrapassar os limites admissíveis de curta duração dos equipamentos, bem como evitar situações de instabilidade no sistema elétrico. Quando se deparam com contingências múltiplas, atrasos de obras ou em topologias de rede que fogem aos critérios previstos, os SEP entram em ação.

- Nível 3: *Proteções Sistêmicas*

O terceiro e último nível hierárquico é ocupado pelas proteções sistêmicas, que representam a última linha de defesa do sistema elétrico. Elas respondem a contingências imprevistas ou a falhas nos níveis anteriores de proteção. Diferentemente dos SEP, as proteções sistêmicas não têm caráter preventivo, mas sim reativo, agindo com base nas grandezas elétricas que caracterizam fenômenos de instabilidade, como ângulos, tensões ou frequências. A inoperância ou recusa dessas proteções pode

resultar em cenários não planejados no sistema, podendo causar blecautes ou danos aos equipamentos. Portanto, seu papel é crucial para prevenir consequências graves em situações críticas. Como exemplo de proteções sistêmicas, tem-se o Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC).

A medição de frequência destaca-se como um indicador crucial de desequilíbrio entre carga e geração no sistema. Em casos de desequilíbrio causado por perda de geração, a frequência elétrica diminuirá abaixo do seu valor nominal. Quando a frequência atinge níveis abaixo de 60 Hz, no caso do sistema elétrico brasileiro, os relés de frequência (função ANSI 81) são sensibilizados, reduzindo uma porcentagem da carga total. Se esse corte inicial não for suficiente para restabelecer o equilíbrio entre carga e geração, o sistema continua desligando blocos de carga em estágios sucessivos, sendo esse processo conhecido como ERAC. Ao longo dos anos, esse esquema tem demonstrado sua eficácia na prevenção de blecautes no SIN.

As funções de proteção são identificadas por um número, que é padronizado, o qual indica o tipo de proteção desempenhada pelo relé. A Tabela 6 apresenta o número das principais funções de nomenclatura *American National Standards Institute* (ANSI). Ressalta-se que essa identificação numérica é utilizada no Brasil e em vários países, o que facilita a identificação das funções em esquemas de proteção.

Tabela 6 – Principais funções de relés de proteção

Número da Função <i>ANSI</i>	Descritivo
21	Relé de distância
27	Relé de subtensão
49	Relé de temperatura
50	Relé de sobrecorrente instantâneo
51	Relé de sobrecorrente temporizado
59	Relé de sobretensão
67	Relé direcional de corrente
81	Relé de frequência
87	Relé diferencial

Fonte: (FILHO, 2013).

Um sistema de proteção reúne todos os equipamentos e acessórios fundamentais para se realizar a proteção dos componentes elétricos, o que inclui os disjuntores. Considerando apenas os equipamentos conectados na rede básica, tem-se o quantitativo dos sistemas de proteção apresentado na Tabela 7.

Tabela 7 – Número de sistemas de proteção dos principais equipamentos da rede básica, ano de 2022

Equipamento	Quantitativo de Sistemas de Proteção
Transformadores	1628
Barramentos	1400
Unidades Geradoras Hidráulica	511
Reatores	410
Banco de Capacitores	145
Unidades Geradoras Térmicas	118
Compensadores Síncronos	46
Compensadores Estáticos	44

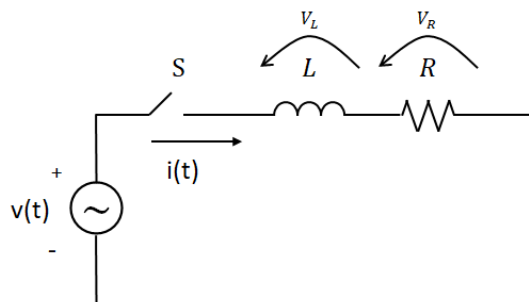
Fonte: (ONS, 2021e)

2.2.4 Corrente de curto-circuito e suas componentes

A corrente de defeito é composta por componentes que refletem as características do curto-circuito em um sistema elétrico. Essas componentes desempenham papéis distintos na compreensão e análise desse fenômeno.

Com a finalidade de explorar as componentes da corrente de curto-circuito, considera-se um exemplo prático: o chaveamento de um circuito RL em série, como ilustrado na Figura 8. Nesse cenário, pode-se analisar como as diferentes componentes da corrente de curto-circuito se manifestam no sistema elétrico.

Figura 8 – Circuito RL em série



Fonte: (TRINDADE, 2019).

onde:

S representa uma chave;

R é um resistor;

L é um indutor;

$v(t)$ representa a fonte senoidal de tensão;

V_L é a tensão sobre o indutor L ;

V_R é a tensão sobre o resistor R ;

$i(t)$ é a corrente instantânea que circulará no circuito.

Pela lei de Kirchhoff, tem-se:

$$v(t) = V_L + V_R \quad (1)$$

$$\sqrt{2}V \text{sen}(\omega t + \alpha) = L \frac{di(t)}{dt} + Ri(t) \quad (2)$$

Solucionando a Equação 2, obtém-se:

$$i(t) = \frac{\sqrt{2}V}{\sqrt{R^2 + (\omega L)^2}} (\text{sen}(\omega t + \alpha - \theta) - \text{sen}(\alpha - \theta)e^{-t/\tau}) \quad (3)$$

em que:

$$\theta = \tan^{-1} \frac{\omega L}{R} \quad (4)$$

$$\tau = \frac{L}{R} \quad (5)$$

A variável α está associada à tensão, indicando seu ângulo no momento em que a chave S é fechada durante a ocorrência do curto-circuito, ω é a frequência angular da onda senoidal, θ representa a defasagem angular entre a corrente e a tensão e τ é a constante de tempo do circuito.

A corrente total $i(t)$, como expressa na Equação 3, é denominada como corrente de curto-circuito assimétrica. Essa corrente é formada por duas parcelas:

- Componente simétrica, $iccs(t)$, a qual apresenta uma variação senoidal ao longo do tempo;

$$iccs(t) = \frac{\sqrt{2}V}{\sqrt{R^2 + (\omega L)^2}} (\text{sen}(\omega t + \alpha - \theta)) \quad (6)$$

- Componente contínua, $idc(t)$, termo não periódico e que tem uma redução exponencial com a constante de tempo τ .

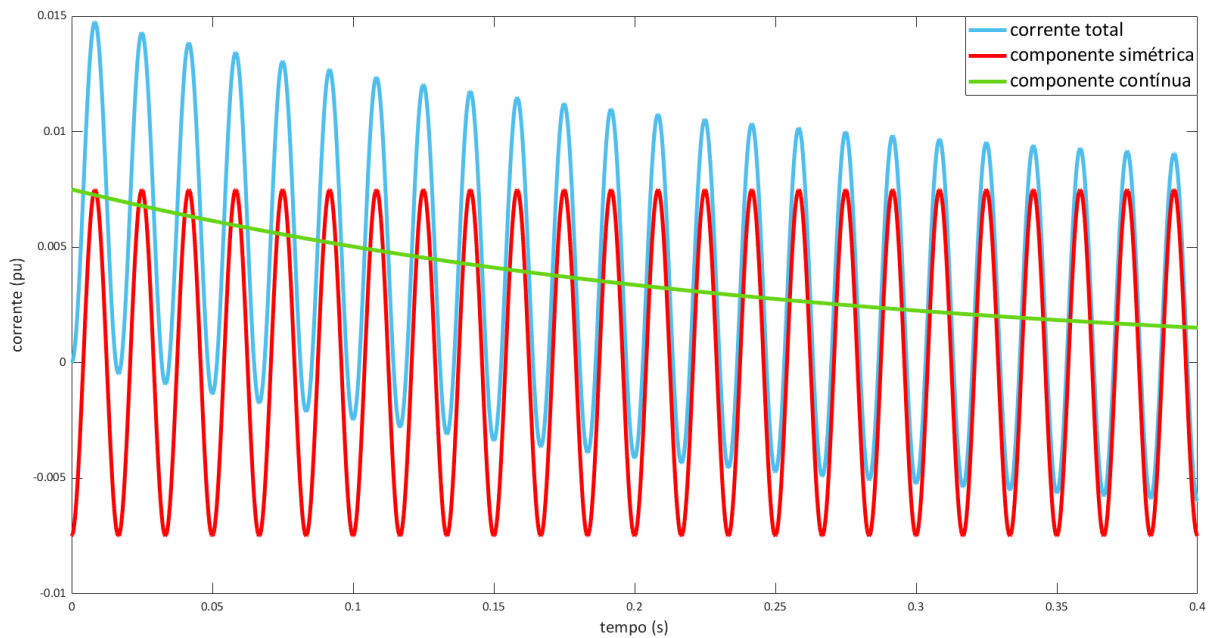
$$idc(t) = -\frac{\sqrt{2}V}{\sqrt{R^2 + (\omega L)^2}} (\text{sen}(\alpha - \theta)e^{-t/\tau}) \quad (7)$$

Ao examinar a Equação 7, pode-se inferir que a componente contínua atingirá seu valor máximo sempre que $(\alpha - \theta)$ seja igual a 90° . No entanto, quando essa diferença

angular é igual a zero, $(\alpha - \theta) = 0$, a corrente total de curto-circuito $i(t)$ será composta unicamente pela componente simétrica, isto é, $i(t) = iccs(t)$. Uma vez que a maioria das redes de transmissão exibe um caráter predominantemente indutivo, implicando que L é significativamente maior que R , o ângulo θ costuma se aproximar de 90° . Portanto, a máxima assimetria na corrente de defeito surge quando $\alpha = 0$ (STEVENSON, 1994).

A Figura 9 ilustra graficamente o comportamento da corrente total de curto-circuito variando em função do tempo, com destaque em cada uma das duas componentes que a compõe. Para melhor compreensão didática, considerou-se nessa simulação os valores de $R = 1\Omega$, $L = 0,2H$ e $\alpha = 0$.

Figura 9 – Componentes da corrente de curto-circuito



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

2.3 Superação de Equipamentos - Critérios e Análises

O planejamento energético tem como meta garantir o suprimento de energia diante de diversos cenários possíveis de demanda. Para atender ao aumento do consumo, torna-se essencial expandir o parque gerador e a rede de transmissão. Principalmente em decorrência do crescimento do sistema observa-se o incremento dos níveis de curto-circuito e das correntes circulantes nos dispositivos instalados na rede elétrica.

A situação de operação em circunstâncias mais rigorosas do que aquelas para as quais os equipamentos foram projetados é denominada superação. Por essa razão, é fundamental realizar o estudo de superação dos equipamentos elétricos com o intuito de avaliar os seus limites de suportabilidade nominal e em condições de curto-circuito.

Dessa forma, ao escolher dispositivos, é essencial avaliar se eles podem suportar as condições de curto-circuito no ponto de instalação, garantindo a eficácia e segurança do sistema (KUKSIN; MYATEZH, 2018).

A nota técnica intitulada "Critérios para Análise de Superação de Equipamentos e Instalações de Alta Tensão"(ONS, 2014) define um método para identificar casos de superação em equipamentos como disjuntores, chaves seccionadoras, bobinas de bloqueio¹ e transformadores de corrente. Os parâmetros que devem ser analisados como indicadores de superação, em comparação com a capacidade de suportabilidade dos equipamentos, são:

- Corrente nominal ou corrente de carga;
- Corrente de curto-circuito simétrica ou corrente de curto-circuito nominal;
- Crista da corrente de curto-circuito;
- Constante de tempo (relação X/R);
- Tensão de Restabelecimento Transitória (TRT).

Na Tabela 8 encontra-se a matriz de aplicabilidade dos critérios adotados para diferentes tipos de equipamentos, como Disjuntor (DJ), Chave Seccionadora (CH), Bobina de Bloqueio (BB), Transformador de Corrente (TC) e Barramento.

Tabela 8 – Critérios para avaliação de superação de equipamentos

Critérios	DJ	CH	BB	TC	Barramento
Corrente nominal ou de carga	X	X	X	X	X
Corrente de curto-circuito simétrica	X	X	X	X	X
Crista da corrente de curto-circuito	X	X	X	X	
Constante de tempo (relação X/R)	X			X	
TRT	X				

Fonte: (ONS, 2022b).

A realização dos estudos de superação é de responsabilidade dos agentes envolvidos no setor elétrico e tem como propósito identificar a necessidade de substituir equipamentos que estejam superados ou tecnologicamente obsoletos (ONS, 2022b).

O ONS conduz análises com o propósito de identificar os disjuntores que possam estar superados em instalações da rede básica. O critério utilizado nos estudos de superação pelo ONS é o de corrente de curto-circuito simétrica. Essa abordagem é realizada

¹ As bobinas de bloqueio têm como objetivo restringir o sinal de onda portadora dentro da linha de transmissão, evitando que ele alcance os equipamentos da subestação. Essas bobinas são posicionadas nos terminais da linha que precisa ser protegida e são conectadas em série, bloqueando seletivamente o sinal de teleproteção e protegendo os equipamentos da subestação contra interferências indesejadas (BARROS; SANTOS, 2016).

em conformidade com as diretrizes e orientações estabelecidas no Submódulo 3.12 dos Procedimentos de Rede, garantindo, assim, o adequado funcionamento e a segurança dos equipamentos das subestações (ONS, 2021l).

2.3.1 Superação por corrente nominal ou corrente de carga

A análise de superação por corrente nominal ou de carga envolve a comparação das correntes de carga nominais dos equipamentos da subestação com as correntes de carga resultantes dos estudos de fluxo de potência para situações de emergência crítica e topologias futuras da rede elétrica (FRONTIN, 2013).

O objetivo dessa análise é assegurar que os equipamentos da subestação possam operar de forma segura e eficiente, mesmo em condições de correntes de carga elevadas ou situações críticas.

Ao considerar configurações futuras da rede elétrica, a análise busca antecipar as possíveis mudanças na rede, tais como a inclusão de novas fontes de geração, a expansão da malha de transmissão ou o aumento da carga. Dessa forma, é possível verificar se os equipamentos da subestação serão capazes de lidar com as novas condições operacionais sem exceder seus limites de capacidade.

A análise de superação por corrente nominal também contribui para o dimensionamento adequado dos equipamentos, evitando sobrecargas e garantindo uma margem de segurança para o funcionamento dos dispositivos. Isso previne o desgaste prematuro dos equipamentos e minimiza o risco de falhas operacionais, reduzindo, assim, o tempo de indisponibilidade do sistema e os custos associados a possíveis reparos ou substituições.

Dessa maneira, o equipamento é considerado superado por corrente de carga quando se verifica que a corrente máxima do circuito é superior à corrente nominal suportável.

2.3.2 Superação por corrente de curto-circuito simétrica

O ONS utiliza o critério da corrente de curto-circuito simétrica na análise de superação de disjuntores. Nesse contexto, os estudos de curto-circuito assumem uma importância fundamental para diagnosticar possíveis superações de equipamentos, com foco principal nos disjuntores.

O "Relatório de Estudos de Curto-Circuito"(ONS, 2021f) fornece as informações essenciais para identificar disjuntores que possam estar superados devido à corrente de curto-circuito simétrica. Esse relatório contém uma análise detalhada dos estudos que avaliam os níveis de curto-circuito, identificando as barras monitoradas do SIN que possam ter problemas de superação de disjuntores. Além disso, também apresenta a variação das correntes de defeito da rede, considerando a entrada em operação de novos empreendimentos. Esses dados são fundamentais para uma análise precisa e eficiente da

situação dos disjuntores e para a tomada de decisões adequadas para garantir a operação segura do sistema.

A análise inicia-se com a obtenção das correntes de defeito monofásico, bifásico-terra e trifásico em todos os barramentos do sistema elétrico por meio do programa ANAFAS. A partir dessas informações, é possível comparar a maior corrente de curto-circuito (ICC_{max}) na barra com a capacidade de interrupção simétrica ($ICCS$) do menor disjuntor do barramento. Caso essa relação seja superior a 100%, tem-se um indicador de possível superação de disjuntores na instalação, como apresentado na Equação 8.

$$\text{possível superação se: } \left(\frac{ICC_{max}}{ICCS} \right) \geq 100\% \quad (8)$$

As capacidades nominais de interrupção de curto-circuito de disjuntores pertencem à série R10 da norma IEC 60059. Os valores padronizados de interrupção simétrica ($ICCS$) dos disjuntores são 10 kA, 12,5 kA, 16 kA, 20 kA, 25 kA, 31,5 kA, 40 kA, 50 kA, 63 kA e 80 kA (IEC, 2021).

Após a identificação da possível superação, como definido na Equação 8, é necessário realizar uma análise mais minuciosa para verificar a corrente que efetivamente passa por cada disjuntor e identificar a quantidade de disjuntores que estão superados ou próximos de atingir a superação, ou seja, em estado de alerta. Esse estudo é frequentemente denominado de *line-out* ou estudo de corrente passante, que está abordado em detalhes no Apêndice A.1.

Os demais equipamentos da instalação e a análise de superação por outros critérios não são realizados pelo ONS, sendo de responsabilidade do agente proprietário a sua execução. Caso haja identificação de equipamentos superados, o agente deverá informar essas ocorrências através do Sistema de Gerenciamento dos Planos de Melhorias e Reforços (SGPMR). Com base nas informações inseridas pelo agente, o ONS avalia a necessidade de substituição dos equipamentos e realiza a aprovação das obras cadastradas via sistema.

Vale ressaltar que, ao identificar um disjuntor como superado, é essencial verificar também a capacidade dos demais equipamentos em série associados ao mesmo vão de manobra. Isso acrescenta avaliar as chaves seccionadoras, transformadores de corrente e bobinas de bloqueio, inclusive o barramento.

O critério de superação por corrente de curto-circuito simétrica será adotado para as análises do presente trabalho, visando identificar as instalações que possuem equipamentos superados por corrente de curto-circuito no sistema de estudo, a área elétrica do Rio de Janeiro. O estudo de caso com o detalhamento das análises realizadas será apresentado no Capítulo 4.

2.3.3 Superação por crista da corrente de curto-circuito

A superação por crista da corrente de curto-circuito é mais um dos critérios utilizados na análise de equipamentos elétricos, como disjuntores, chaves seccionadoras e bobinas de bloqueio. Essa análise visa identificar se os equipamentos são capazes de suportar os picos mais elevados de corrente que podem ocorrer durante uma situação de curto-circuito.

A corrente de curto-circuito apresenta uma forma de onda que atinge valores máximos, chamados de "cristas", durante sua variação no tempo. Esses picos de corrente são de curta duração, mas podem ser bastante intensos, representando um desafio para os equipamentos que precisam interromper ou suportar essa corrente de forma segura e confiável. Esses valores são comparados com as especificações e capacidades nominais dos equipamentos elétricos. Caso a corrente de curto-circuito supere os limites estabelecidos para um determinado equipamento, é necessário tomar medidas para garantir a integridade e a segurança do sistema elétrico.

Dessa maneira, para a realização da análise de superação por crista da corrente de curto-circuito é preciso conhecer a capacidade de interrupção de crista do disjuntor, o qual encontra-se na especificação técnica do equipamento. Ressalta-se que esse valor não consta na base de dados de curto-circuito do ONS. Portanto, seria necessário, então, consultar essa especificação com o agente proprietário de cada equipamento.

Em geral, o maior valor instantâneo de uma corrente de falta ocorre no primeiro pico de corrente logo após o início do evento de falta. A determinação da crista da corrente de curto-circuito é baseada na corrente de curto-circuito simétrica e na constante de tempo da rede, obtidas nos estudos de curto-circuito, utilizando a Equação 9 (ONS, 2014):

$$I_p = I_{ccs}[\sqrt{2}(1 + e^{-t_p/\tau})] \quad (9)$$

onde:

I_p = valor de crista da corrente de curto-circuito;

I_{ccs} = módulo da corrente de curto-circuito simétrica;

t_p = tempo de crista da corrente de curto-circuito: 8,33 ms para 60 Hz;

τ = constante de tempo calculada para a barra onde o equipamento é instalado.

Na Equação 9, a parcela $\sqrt{2}(1 + e^{-t_p/\tau})$ também é conhecida como fator de pico.

Logo, a superação do equipamento pela crista da corrente de curto-circuito se dá quando $I_p >$ valor de crista da corrente suportável.

Conforme a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), segundo consta no item 5.7 da Norma IEC 62271-1, tem-se que *"uma constante de tempo (τ) da componente contínua de 45 ms cobre a maioria dos casos e corresponde a um valor de pico da corrente*

admissível nominal (I_p) igual a 2,5 vezes a corrente admissível nominal de curta duração (I_{ccs}) para uma frequência nominal de 50 Hz. Para uma frequência nominal de 60 Hz, esse é igual a 2,6 vezes a corrente admissível nominal de curta duração" (ABNT, 2020).

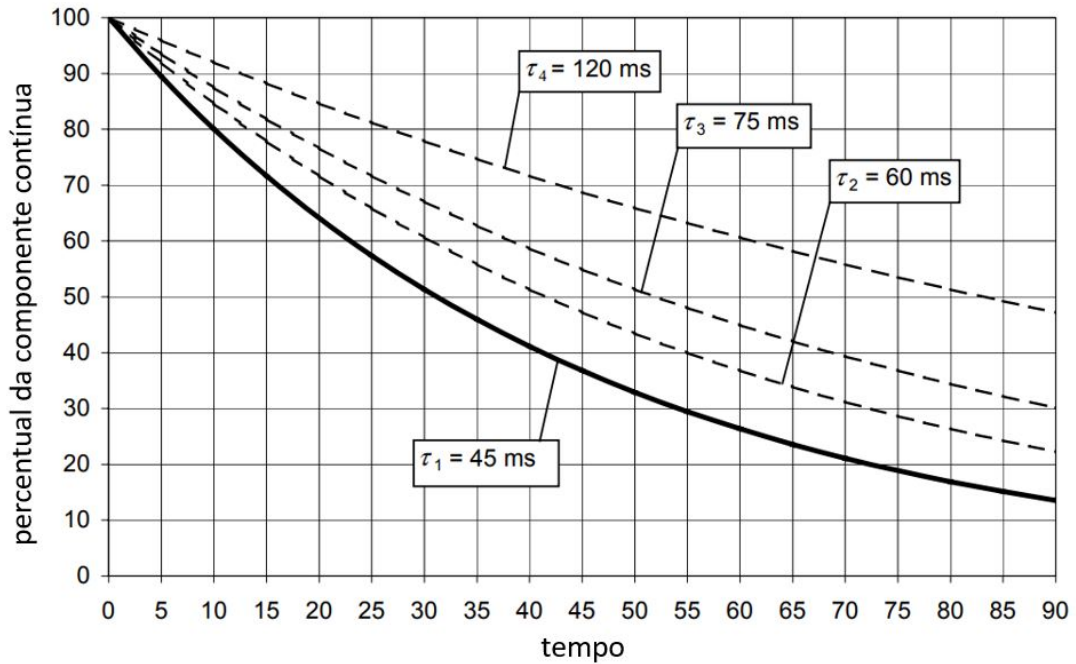
2.3.4 Superação por constante de tempo (relação X/R)

A constante de tempo, denotada pela letra grega τ , exerce uma influência significativa na assimetria da corrente de defeito. A componente contínua da corrente de curto-circuito, que é a principal responsável por essa assimetria, apresenta um decaimento exponencial, cuja constante de tempo é determinada em função da relação X/R da rede elétrica. Inclusive, esse parâmetro é de extrema importância no dimensionamento de disjuntores de alta tensão e sua especificação deve ser cuidadosamente considerada durante o processo de seleção desse equipamento (FRONTIN, 2013).

A superação por constante de tempo, comumente chamada de relação X/R, é também um critério utilizado na análise de equipamentos elétricos. Quando ocorre uma falta no sistema elétrico, a corrente de curto-circuito fluirá pelo circuito afetado. Dependendo da impedância da rede, a corrente pode aumentar rapidamente, atingindo um pico antes de ser interrompida pelo disjuntor. A relação X/R é usada para caracterizar a taxa de crescimento da corrente de curto-circuito em relação à sua resistência. Quanto maior a constante de tempo, mais lento será o decaimento da corrente. Por outro lado, uma constante de tempo menor resultará em um decaimento mais rápido da corrente.

Com o objetivo de comparar o efeito da constante de tempo para diferentes valores de X/R, tem-se o decaimento da componente contínua da corrente de curto-circuito em função do tempo, conforme ilustrado na Figura 10. Nessa simulação considerou-se $\tau_1 = 45$ ms, $\tau_2 = 60$ ms, $\tau_3 = 75$ ms e $\tau_4 = 120$ ms.

Na análise de superação por constante de tempo, relação X/R, é importante verificar se o disjuntor é capaz de interromper a corrente de curto-circuito dentro do tempo adequado, evitando danos aos equipamentos e garantindo a segurança do sistema elétrico como um todo. A complexidade dos fenômenos envolvidos na análise de superação de disjuntores por X/R, aliada à ausência de tradição nesse tipo de estudo, torna esse processo desafiador.

Figura 10 – Decaimento da corrente para diferentes valores de τ 

Fonte: Adaptado de (IEC, 2021).

Importante ressaltar que o simples fato do valor de X/R ultrapassar o valor especificado para o disjuntor não implica necessariamente em sua superação. Para tanto, definiu-se um fator de redução da corrente nominal de curto-circuito do disjuntor para cada faixa pré-definida de X/R da rede. Esse fator permite que o equipamento opere com segurança, mesmo em condições em que a constante de tempo da rede ultrapassar o valor normalizado de 45 ms (CARVALHO; D'AJUZ; ROCHA, 2004).

A constante de tempo padrão, $\tau = 45$ ms, que corresponde a um valor de $X/R = 17$ para a frequência nominal de 60 Hz, representa um decaimento de 20% da componente contínua em um tempo de 10 ms (FRONTIN, 2013). Entretanto, diversos países identificaram uma intensificação na ocorrência de constantes de tempo τ superiores ao valor padrão normalizado. Esse fenômeno foi atribuído a vários motivos, tal como o aumento dos níveis de tensão da transmissão, o que resultou em redução das perdas (R) e das constantes de tempo τ das linhas de transmissão. Além disso, o aumento do número de termelétricas localizadas próximas a grandes centros de carga não apenas aumentou substancialmente os níveis de curto-circuito mas também elevou expressivamente a constante de tempo da rede. Essa situação foi identificada inclusive na área elétrica do Rio de Janeiro por um estudo realizado pelo ONS (SINDER, 2007).

O Comitê Internacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (CIGRÉ) realizou um levantamento internacional que resultou em alterações significativas na norma de disjuntores de alta tensão, IEC 62271-100, que incorporou diretrizes para ensaios de interrupção de corrente de curto-circuito assimétrica para constantes de tempo superiores

ao valor padrão, estabelecendo requisitos para ensaios com constantes de tempo de 60 ms, 75 ms e 120 ms. A relação das constantes de tempo para as diferentes faixas de tensão são apresentadas na Tabela 9. Adicionalmente, certas aplicações podem exigir valores ainda mais elevados. Nesses casos, a constante de tempo necessária e quaisquer requisitos adicionais devem ser especificados junto ao fabricante (IEC, 2021).

Tabela 9 – Constantes de tempo para disjuntores

Tensão Nominal	Constante de Tempo (τ)
$V \leq 52 \text{ kV}$	120 ms
$72,5 \text{ kV} < V \leq 420 \text{ kV}$	60 ms
$550 \text{ kV} < V < 800 \text{ kV}$	75 ms

Fonte: (IEC, 2021).

O ONS, em conjunto com agentes de transmissão, desenvolveram um critério próprio para essa análise em disjuntores. O processo de superação por constante de tempo, relação X/R, exige a análise conjunta desse parâmetro com a amplitude da corrente de curto-circuito simétrica, o que permite uma avaliação mais precisa e segura. Para cada intervalo predefinido de X/R há um fator pelo qual a corrente de curto-circuito do disjuntor é reduzida, possibilitando a operação segura do equipamento (ONS, 2014). Os fatores de redução adotados são apresentados na Tabela 10.

Tabela 10 – Fatores de redução em função da constante de tempo t

$t \text{ (ms)}$	Fator de Redução
$75 < t \leq 120$	0,70
$60 < t \leq 75$	0,80
$45 < t \leq 60$	0,85

Fonte: (ONS, 2014).

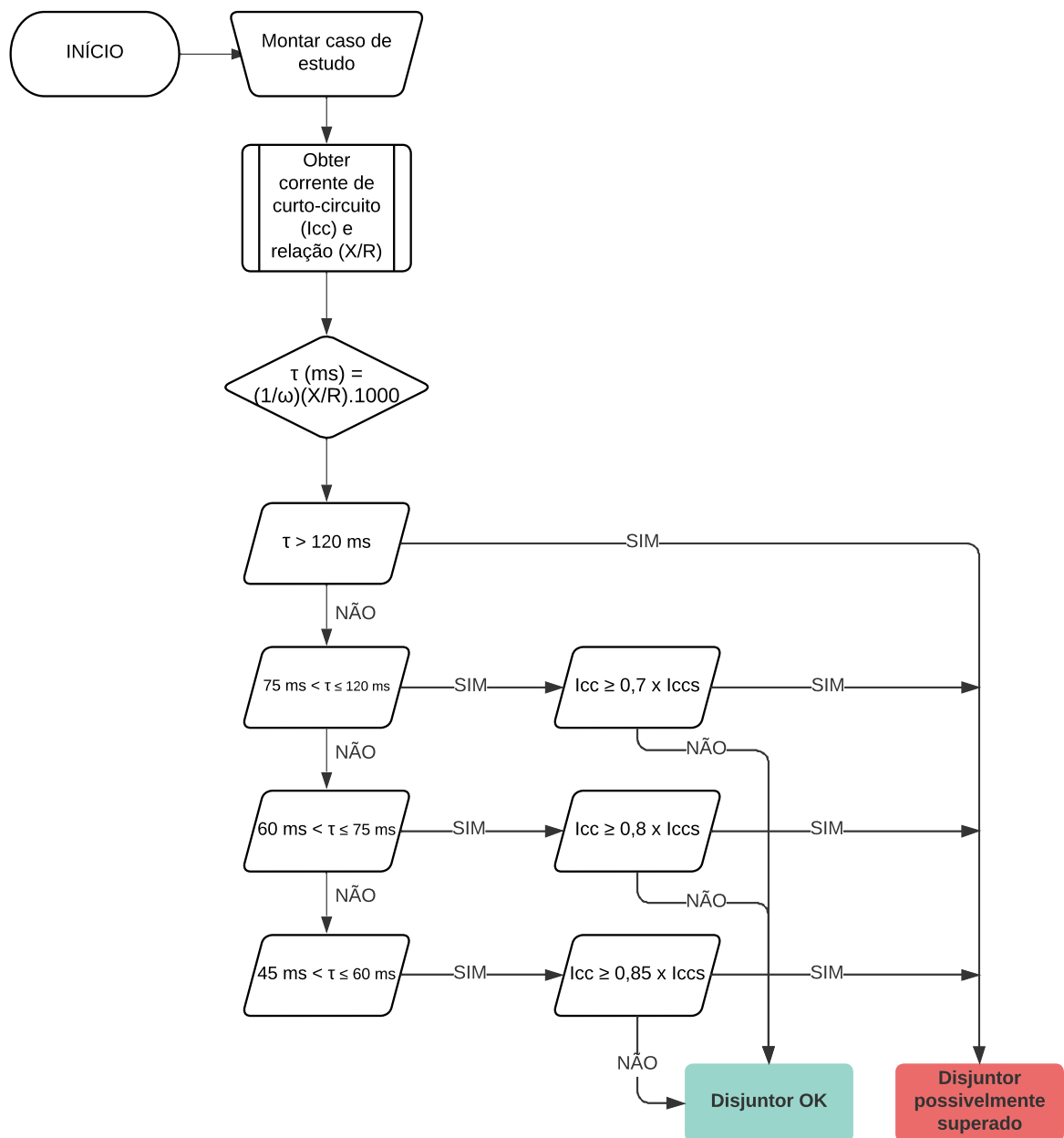
As etapas de análise de superação de disjuntores por constante de tempo são mostradas na Figura 11. Observa-se que quando a corrente simétrica de curto-circuito (ICC) excede a capacidade de interrupção do disjuntor (ICCS), multiplicada pelo fator de redução correspondente, o diagnóstico é "disjuntor possivelmente superado". No entanto, é importante destacar que nesses casos é recomendado consultar o fabricante do equipamento antes de concluir definitivamente que o disjuntor foi superado pela constante de tempo. Já nos casos em que o diagnóstico é "disjuntor Ok", pode-se considerá-lo adequado para operar nas condições analisadas (FRONTIN, 2013).

Além disso, para a realização da análise de superação por constante de tempo, relação X/R, torna-se necessário rever a representação dos equipamentos na base de dados de curto-circuito do ONS, visto que muitos equipamentos, a exemplo dos transformadores,

estão modelados apenas com o valor da sua reatância indutiva, em razão da resistência apresentar um baixo valor, sendo desconsiderada na representação do equipamento.

Para exemplificar, considerando um disjuntor com capacidade de interrupção simétrica de 50 kA, conectado em uma rede com $t = 80$ ms, aplica-se o fator de redução de 0,7. Logo, já se verifica uma possível superação desse equipamento para uma corrente de defeito igual ou superior a 35 kA.

Figura 11 – Análise de superação de disjuntor por constante de tempo, relação X/R



2.3.5 Superação por Tensão de Restabelecimento Transitório (TRT)

As tensões transitórias podem causar diversos distúrbios e consequências nos sistemas elétricos, sendo importante compreender e mitigar seus efeitos. Alguns dos principais problemas decorrentes das tensões transitórias são (ALVES, 2012):

- Degradação e falha do isolamento de equipamentos;
- Danos em equipamentos, como disjuntores, transformadores, isoladores, capacitores e para-raios (dissipação elevada de energia);
- Atuação indevida de proteções.

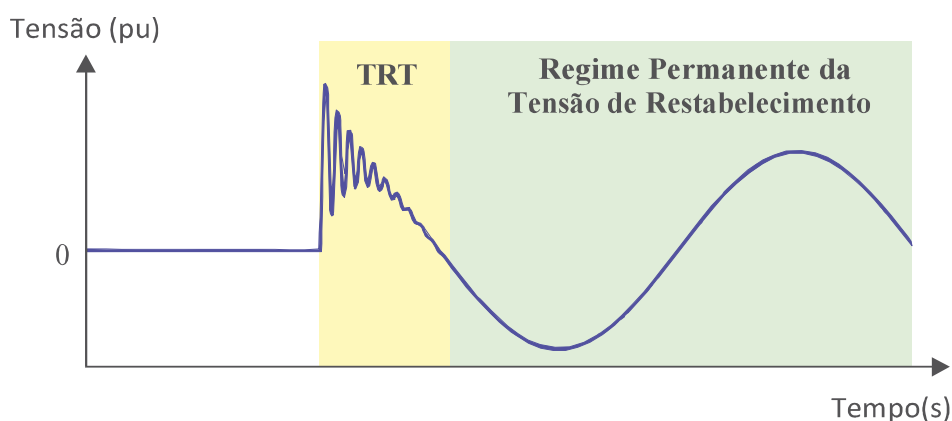
As sobretensões, especialmente as conhecidas como Tensão de Restabelecimento Transitório (TRT), representam uma das perturbações do sistema elétrico que merecem atenção especial. As TRT ocorrem durante a interrupção de correntes de falta devido à manobra dos disjuntores. Quando um disjuntor é aberto, surge uma tensão entre seus terminais devido à separação dos contatos e extinção do arco elétrico. Um terminal do disjuntor mantém conexão com o sistema energizado, enquanto o outro, referenciado à terra, seja pela própria falta, pela conexão de cargas ou de transformadores, cria uma tensão entre os terminais do equipamento. Durante essa interrupção, há uma elevação temporária da tensão entre os contatos do disjuntor, originando esse fenômeno transitório. Se o disjuntor não suportar a tensão associada à TRT, sua capacidade de isolamento pode ser comprometida, ocasionando o reacendimento de arco nas câmaras de extinção do equipamento e retomando o curto-circuito (BORIN; JUNIOR; OLIVEIRA, 2021).

A tensão de restabelecimento, conforme mostrado na Figura 12, pode ser avaliada em dois momentos. No primeiro momento, ao abrir os terminais, a corrente que passa pelo disjuntor diminui até zero e um transitório de alta frequência é observado na tensão. No segundo momento, após o transitório, a tensão do sistema é restabelecida. Esse primeiro instante que é a TRT. É essencial que o disjuntor não apenas suporte as correntes que definem sua capacidade de interrupção mas também que, após sua abertura, uma tensão superior à especificada TRT não seja estabelecida entre seus terminais.

A natureza dessa elevação transitória de tensão depende do circuito que está sendo interrompido. Graças aos avanços dos estudos eletromagnéticos, já é possível especificar com maior precisão os equipamentos capazes de suportar as superações elétricas às quais estarão sujeitos, minimizando assim as consequências dessas sobretensões (ALVES, 2012).

O cálculo dessa sobretensão é uma tarefa desafiadora devido à complexidade envolvida e aos diversos fatores que podem influenciar sua determinação, incluindo a metodologia de cálculo adotada. A realização de um estudo de TRT requer a identificação da metodologia apropriada, a modelagem detalhada da rede elétrica e a definição clara dos critérios de estudo e simulação a serem seguidos (ONS, 2014).

Figura 12 – Tensão de restabelecimento



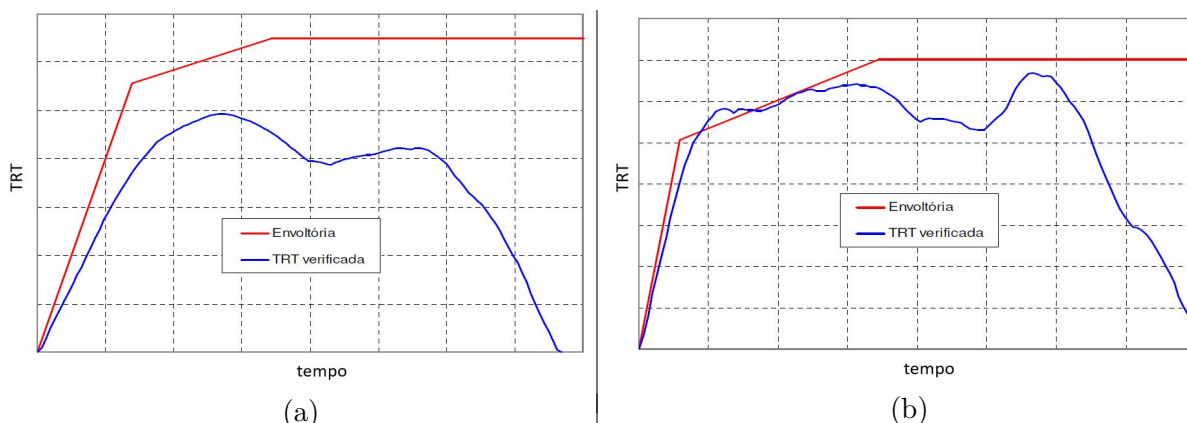
Fonte: Adaptado de (BORIN; JUNIOR; OLIVEIRA, 2021).

O critério básico que indica a necessidade de analisar uma possível superação de disjuntor por TRT é quando a corrente simétrica de curto-circuito é superior a 85% da capacidade de interrupção do disjuntor (CARVALHO *et al.*, 2007).

A suportabilidade dos disjuntores em relação à TRT deve ser comparada com os valores obtidos nos estudos de transitórios elétricos decorrentes de manobras de abertura de correntes de curto-circuito. É essencial assegurar que, em princípio, a TRT obtida nos estudos de superação não ultrapasse a envoltória da TRT para a qual o disjuntor foi especificado (FRONTIN, 2013). As envoltórias são determinadas com base em alguns fatores, dentre eles na tensão nominal do disjuntor e o tipo de falta (SINDER, 2007). Portanto, para a realização do estudo de superação por TRT deve-se utilizar uma ferramenta para simulação de fenômenos transitórios, a exemplo do *Alternative Transient Program* (ATP). O programa ANAFAS não executa a simulação desses fenômenos.

A Figura 13 ilustra a comparação entre a TRT verificada e a envoltória de TRT especificada para um disjuntor. No exemplo da Figura 13(a), o disjuntor não está superado por TRT, enquanto na Figura 13(b) ocorre a superação.

Figura 13 – Análise de superação de disjuntor por TRT



Legenda: (a) Disjuntor não superado e (b) Disjuntor superado

Fonte: (SINDER, 2007).

2.3.6 Melhorias e reforços: indicação de equipamentos para substituição

Segundo consta no Módulo 3 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica da ANEEL, defini-se como investimento de melhoria em instalações de transmissão toda substituição ou reforma de ativos existentes. Já reforço em instalações de transmissão contempla a instalação, substituição ou recapacitação de ativos existentes ou a sua adequação, visando aumento de capacidade de transmissão, de confiabilidade do SIN ou para conexão de acessante à rede elétrica. Tanto a melhoria quanto o reforço ainda pode ser classificado como de grande porte e de pequeno porte (ANEEL, 2023b).

O ONS é responsável por elaborar anualmente o Plano de Ampliação e Reforços (PAR), o Plano da Operação Elétrica (PEL) e disponibilizá-los ao MME e o Plano de Modernização de Instalações (PMI) e disponibilizá-lo à ANEEL. Esses planos têm o propósito de garantir a expansão adequada e o aprimoramento das instalações de transmissão.

No PAR devem ser indicadas as ampliações e reforços nas instalações de transmissão, assim como as melhorias em equipamentos como transformadores de potência, equipamentos de controle de reativo e linhas de transmissão. Além disso, no PAR deve conter informações sobre novas linhas de transmissão e subestações que sejam de responsabilidade da distribuidora, cuja implementação seja essencial para minimizar os custos de expansão e operação do SIN. Por outro lado, no PMI são listadas as melhorias sob responsabilidade da transmissora que requerem desligamentos, além das intervenções que devem ser implementadas pelas distribuidoras e pelos geradores em instalações sob sua responsabilidade (ANEEL, 2023b).

Dentre os reforços de pequeno porte, tem-se a substituição de equipamentos causada por superação. Já as melhorias de pequeno porte compreendem as substituições ou reformas

de equipamentos devido a razões como obsolescência², esgotamento da vida útil, falta de peças de reposição, risco de danos às instalações, desgaste precoce ou por limitações operacionais.

Os reforços de pequeno porte, como a substituição de disjuntores por motivo de superação, mediante autorização da ANEEL, têm suas receitas correspondentes estabelecidas durante o processo de revisão periódica da Receita Anual Permitida (RAP) após sua entrada em operação comercial.

O registro de substituições de equipamentos categorizados como reforços ou melhorias é realizado por meio de uma plataforma eletrônica disponibilizada pelo ONS, o SGPMR, e permite o monitoramento adequado das ações e proporciona maior eficiência na gestão e planejamento do sistema elétrico.

O cadastramento das obras de melhorias e reforços no SGPMR é feito com base nas análises e diagnósticos de estudos realizados pelo próprio agente. A partir das informações disponibilizadas pelos agentes de geração, transmissão e de distribuição, o ONS procede com as análises das obras cadastradas e elabora a síntese quantitativa e de custos dos investimentos.

2.3.6.1 Vida útil de equipamentos

Devido à baixa taxa de reposição dos ativos totalmente depreciados pelos agentes de transmissão, tem-se um cenário de envelhecimento gradual de parte do sistema elétrico brasileiro. Essa situação apresenta desafios técnicos e econômicos e a reversão dessa condição não é imediata. No entanto, é importante ressaltar que, em geral, o desempenho do sistema de transmissão ainda parece adequado e não há evidências significativas de deterioração na qualidade da prestação do serviço público de transmissão.

Nesse contexto, surge um desafio relacionado à previsão de fim de vida simultânea de equipamentos, o que poderá impactar ou não o atendimento à demanda. Por definição, tem-se que vida útil representa o período em que se espera que um ativo esteja em condições de ser utilizado. Os tipos de vida útil podem ainda ser divididos em (ANEEL, 2019):

- a) *Vida útil regulatória* refere-se ao período específico definido pelas regulamentações para calcular as taxas de depreciação dos equipamentos. Essa duração estabelecida é utilizada como base para calcular a depreciação dos ativos ao longo do tempo, permitindo uma contabilização adequada e uma recuperação gradual dos custos associados ao desgaste e obsolescência dos equipamentos.

² Obsolescência refere-se ao estado em que um produto ou tecnologia se torna obsoleto, desatualizado, ultrapassado ou inadequado, seja devido ao avanço tecnológico, falta de assistência técnica ou peças de reposição. Isso pode levar à necessidade de atualização ou substituição do item obsoleto para acompanhar as tendências e demandas mais modernas.

b) *Vida útil econômica* refere-se ao intervalo de tempo estimado para a completa amortização do investimento realizado em um ativo. Essa estimativa considera o período necessário para recuperar o valor investido por meio dos ganhos financeiros obtidos ao longo da utilização do equipamento. A vida útil econômica no segmento de transmissão pode variar, sendo que o prazo necessário para a amortização dos investimentos em concessões é limitado a 30 anos.

c) *Vida útil física* refere-se ao período em que o ativo possui condições físicas adequadas para continuar operando e desempenhando suas funções de forma satisfatória. Durante esse intervalo de tempo, o equipamento é capaz de manter o seu bom estado de funcionamento, sem apresentar desgastes significativos ou problemas que comprometam a prestação do serviço de maneira eficiente. A vida útil física é um parâmetro que pode ser influenciado por diversos fatores. Entre eles, destacam-se, por exemplo, o investimento inicial com a especificação e aquisição de equipamentos mais robustos, o que pode acarretar em maiores custos iniciais, mas reduz as despesas ao longo da operação e com sua manutenção. Além disso, as técnicas de manutenção empregadas ao longo do tempo, as condições operacionais e ambientais às quais os equipamentos estão sujeitos e o ritmo de obsolescência das tecnologias utilizadas também são fatores que podem levar a diferentes expectativas de duração para os equipamentos ao longo do tempo.

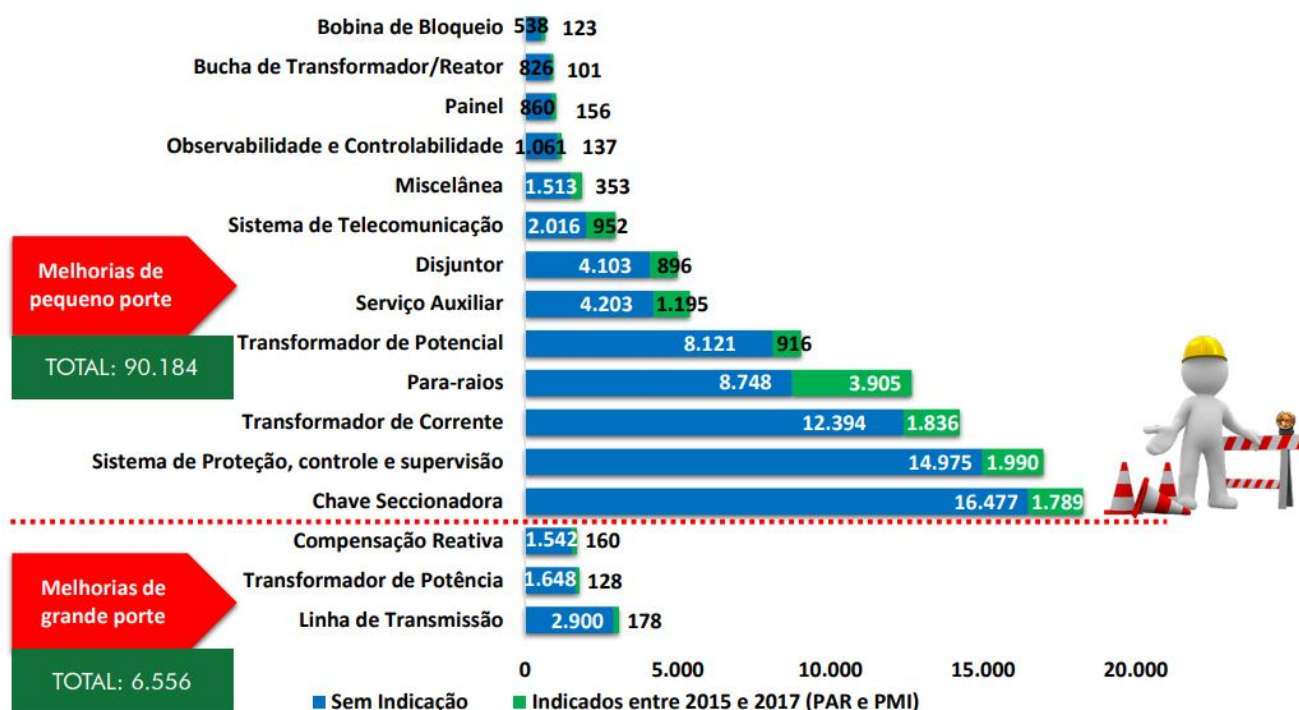
Levando em conta que os equipamentos presentes em instalações brasileiras com mais de 25 anos são considerados próximos ao fim de vida útil e a maioria deles está em instalações de nível de tensão até 230 kV, é possível perceber que, com o passar do tempo, essas instalações vão se tornando mais secundárias no sistema. Contudo, devido à grandeza e à extensão das instalações presentes no setor elétrico, o custo financeiro necessário para realizar investimentos destinados à substituição desses ativos é consideravelmente elevado. Nos Estados Unidos, por exemplo, mais de 75% das linhas de transmissão apresentam uma idade superior a 25 anos e o custo de reposição estimado desses ativos ultrapassa os US\$ 240 bilhões (GESEL, 2021).

Visando comparar a utilização integral da vida útil dos equipamentos instalados na transmissão e os riscos oriundos da sua não substituição a curto prazo, a ANEEL realizou análises e constatou que caso houvesse uma substituição em massa e simultânea dos equipamentos depreciados da rede elétrica do sistema brasileiro, a tarifa média das distribuidoras para o consumidor final poderia aumentar em 2,31% (ANEEL, 2019).

A partir de 2015, o ONS passou a receber, via sistema SGPMR, a relação dos equipamentos que ainda têm condições de serem utilizados por mais quatro anos antes de atingir o fim de sua vida útil, incluindo os equipamentos com vida útil esgotada. A Figura

14 apresenta o quantitativo de equipamentos em final de vida útil cadastrados no SGPMR entre os anos de 2015 e 2017.

Figura 14 – Quantitativo de equipamentos em final de vida útil



Fonte: (ONS, 2018c).

A partir da análise da Figura 14, destaca-se que havia mais de 96 mil equipamentos com a vida útil esgotada, entretanto apenas 15% estavam indicados para substituição. Nesse conjunto de equipamentos, incluem-se os disjuntores, sendo que mais de 4100 unidades ainda se encontravam sem indicação para troca. Considerando apenas a substituição dos principais equipamentos apontados no ciclo 2015-2017, estima-se que seriam necessários aproximadamente R\$ 2 bilhões em recursos e a substituição de 63% dos mais de 96 mil equipamentos relacionados demandaria cerca de R\$ 20 bilhões (ONS, 2018c). Já nos "Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032", divulgado em março de 2023 pela EPE, estima-se que a substituição de equipamentos em subestações custará R\$ 37,6 bilhões entre 2023 e 2032, e de 2033 em diante, o valor está previsto em R\$ 18,3 bilhões (EPE, 2023a).

3 MEDIDAS MITIGADORAS: SUPERAÇÃO DE EQUIPAMENTOS

Nesse capítulo serão apresentadas as principais medidas definitivas na busca pela redução da corrente de defeito, sendo essencial considerar o impacto sistêmico e operacional resultante da adoção das ações mitigadoras. As medidas aqui apresentadas serão posteriormente utilizadas no estudo de caso como proposta de solução às superações existentes e em substituição às medidas operativas já utilizadas. Será apresentada também a estratégia empregada nas análises realizadas nesse trabalho.

3.1 Soluções para Casos de Superação

A pesquisa e o desenvolvimento de dispositivos com a capacidade de diminuir a corrente de curto-circuito em sistemas elétricos de potência têm sido uma área de interesse para pesquisadores e empresas há bastante tempo. Ao longo dos anos, vários métodos foram explorados e implementados para alcançar esse objetivo.

Contudo, o controle efetivo da corrente de curto-circuito está se tornando uma tarefa cada vez mais desafiadora, especialmente à medida que a demanda por energia continua a crescer e a extensão da rede elétrica gradualmente se expande (PAN *et al.*, 2022).

Em determinadas situações, a magnitude da corrente de curto-circuito pode alcançar níveis tão elevados que a seleção de equipamentos elétricos a serem utilizados na rede torna-se uma tarefa desafiadora (KUKSIN; MYATEZH, 2018).

Caso seja constatada a ocorrência de superação de disjuntores, é possível implementar medidas para eliminar esse efeito. Essas ações podem ser temporárias, conhecidas como medidas operativas, ou permanentes, visando uma solução definitiva.

As medidas definitivas são estratégias empregadas para resolver o problema da superação, sendo a principal delas a substituição dos disjuntores por outros com maior capacidade de interrupção. Além disso, a instalação de Dispositivo Limitador de Corrente de Curto-Circuito (DLCC) também é uma alternativa possível. Em algumas circunstâncias, especialmente em subestações antigas ou com características específicas, a substituição dos equipamentos pode ser a única solução viável para resolver o problema da superação.

Apesar das abordagens diversas utilizadas por esses métodos, todos compartilham de uma característica comum: visam a eliminação do efeito da superação, seja pela troca do disjuntor superado por outro de maior capacidade ou pela redução da corrente de curto-circuito. Ao considerar a implementação dessas medidas, é crucial contemplar não apenas os custos associados, mas também avaliar o impacto sistêmico resultante das intervenções necessárias para realizar as obras para sua instalação. Isso implica uma análise abrangente que vai além dos custos financeiros e envolve a compreensão das implicações operacionais

que tais intervenções podem ter no sistema elétrico como um todo.

3.2 Medidas Mitigadoras Operativas

As medidas operativas referem-se a ações e estratégias que são adotadas temporariamente para garantir a operação do sistema elétrico. No entanto, é importante salientar que a aplicação de soluções provisórias deve ser temporária pois traz consigo restrições que podem limitar a operação do sistema elétrico, potencialmente impactando sua confiabilidade e flexibilidade. Dessa maneira, a adoção dessas medidas pode ser feita até que uma medida definitiva seja implementada.

Apesar da apresentação das principais medidas operativas nessa seção, é importante esclarecer que sua aplicação deve ser evitada e caso já estejam empregadas no sistema elétrico de estudo, recomenda-se que sejam posteriormente substituídas por medidas definitivas. Entretanto, entende-se ser importante conhecer essas ações temporárias e atualmente empregadas nas instalações para identificar as limitações que elas impõem na rede, razão que justifica a necessidade de serem substituídas. Reforça-se que o objetivo desse trabalho é a busca e adoção de medidas definitivas em substituição às medidas operativas empregadas em uma área elétrica do sistema brasileiro.

As medidas operativas geralmente são informadas previamente à sala de controle da operação do sistema. Alguns exemplos, incluindo aquelas que podem ser tomadas durante a operação em tempo real, são:

- Regulação de geração: ajustes na potência gerada pelas usinas, incluindo o despacho de unidades geradoras para atender às variações de demanda e manter o equilíbrio entre geração e consumo;
- Controle de tensão e frequência: monitoramento e ajuste contínuo da tensão e frequência do sistema para garantir que esses parâmetros estejam dentro dos limites aceitáveis e que não ocorram desequilíbrios;
- Controle de fluxo de potência: gerenciamento do fluxo nas linhas de transmissão para evitar sobrecargas;
- Manobras de chaveamento: abertura e fechamento controlado de chaves e disjuntores para direcionar o fluxo de potência, isolar áreas com defeitos e restabelecer o fornecimento após interrupções;
- Despacho de reserva: operação de unidades geradoras de reserva em momentos de alta demanda ou falhas em outras unidades, garantindo a continuidade do fornecimento;

- Sistemas Especiais de Proteção: Os SEP são sistemas automatizados que detectam e isolam componentes com falhas e tomam ações corretivas para manter a confiabilidade do sistema elétrico;
- Controle da corrente de curto-circuito: utilização de medidas para interromper rapidamente a circulação da corrente em caso de curto-circuito, minimizando danos ao sistema.

Em se tratando de medidas operativas com o objetivo de reduzir os níveis de curto-circuito, pode-se citar a realização de seccionamento de barramento, adoção de esquemas de abertura sequencial, utilização de *by-pass* de linhas em subestações, desconexão de linhas de transmissão, transformadores e unidades geradoras (FRONTIN, 2013).

Devido à aplicação dessas medidas acarretarem em possíveis impactos na confiabilidade e flexibilidade operativa, recomenda-se que a sua adoção seja feita, sempre que possível, de forma temporária, até que se adote medidas definitivas para a solução do problema.

3.2.1 Seccionamento de barramento

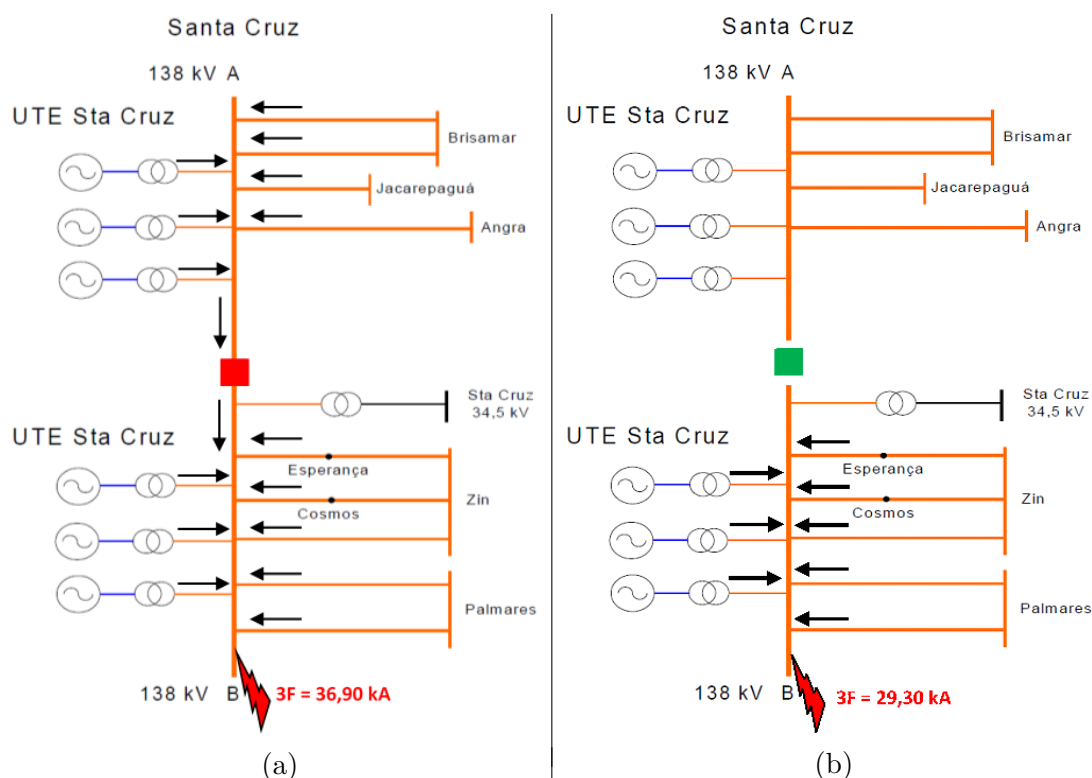
A medida de separação do barramento em semi barras é uma estratégia adotada para aumentar as impedâncias equivalentes do sistema. Como efeito, tem-se a redução das correntes de curto-circuito que podem ocorrer em diferentes tipos de defeito, como monofásico, bifásico-terra e trifásico.

Ao dividir o barramento em semi barras, o sistema torna-se menos suscetível a correntes excessivamente altas em caso de falhas, pois a maior impedância resultante dessa segregação dificulta a passagem de correntes de curto-circuito. Uma vantagem adicional dessa medida é que ela reduz a probabilidade de que um defeito em uma parte do sistema afete diretamente outra parte. A separação do barramento impede que um lado contribua com a ocorrência de um defeito no outro lado. No entanto, é importante considerar que a distribuição das cargas entre as semi barras deve ser gerenciada com cuidado. Um desbalanceamento no fluxo de energia pode levar a diferenças nas tensões das seções do barramento, o que pode afetar a operação normal do sistema e diminuir a confiabilidade da rede.

Para exemplificar o efeito dessa medida operativa, considera-se a Usina Termelétrica (UTE) Santa Cruz, localizada no município do Rio de Janeiro. Seu sistema elétrico é composto por unidades geradoras, transformadores e linhas. Diante de um cenário em que um defeito trifásico ocorre no barramento de 138 kV, com o disjuntor interligador (conhecido como "amarre" ou "*tie*") fechado, a análise da Figura 15 (a) revela um nível de curto-circuito de 36,90 kA. Adotando a medida mitigadora através do seccionamento do barramento, por meio da abertura do *tie*, tem-se a nova configuração ilustrada na

Figura 15 (b). Em um cenário similar de defeito na seção de barra "B", a corrente de curto-circuito é reduzida em 20,59%, de 36,90 kA para 29,30 kA, validando a eficácia da medida operativa implementada.

Figura 15 – Curto-circuito trifásico na UTE Santa Cruz 138 kV



Legenda: (a) com o barramento fechado e (b) com o barramento aberto.

Fonte: Adaptado de (SANTOS, 2022).

3.2.2 Esquema de abertura sequencial

Um esquema de abertura sequencial de disjuntores é uma estratégia utilizada em subestações para controlar e coordenar a abertura dos disjuntores em uma sequência específica durante a ocorrência de um curto-circuito. Essa sequência é projetada para minimizar os efeitos da corrente de defeito e proteger os equipamentos e o sistema elétrico.

A abertura sequencial dos disjuntores é importante para evitar o desligamento completo e simultâneo de todo o sistema elétrico, o que poderia resultar em interrupções generalizadas de carga. Em vez disso, os disjuntores são programados para abrir em uma ordem específica, começando pelos equipamentos que estão instalados mais próximos da falta e avançando para a abertura dos que estão mais distantes.

Ao abrir os disjuntores em uma sequência controlada, é possível limitar a corrente de curto-circuito e minimizar os danos causados aos equipamentos. Além disso, a abertura sequencial pode ajudar a isolar a área afetada pelo curto-circuito, permitindo que outras partes do sistema continuem operando normalmente.

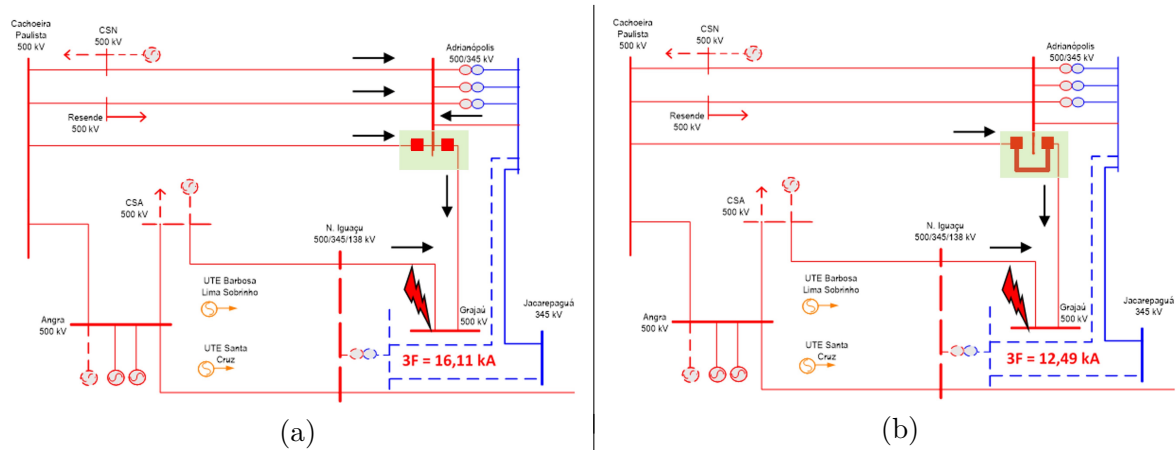
A seleção dessa medida busca viabilizar a abertura dos disjuntores que estejam superados, porém, estabelecendo uma condição que requer a abertura de outros disjuntores previamente. É importante ressaltar que a implementação de um esquema de abertura sequencial de disjuntores requer um planejamento cuidadoso e a coordenação adequada entre os dispositivos de proteção.

3.2.3 *By-pass* de linhas em subestações

O termo *by-pass* refere-se à criação de um desvio elétrico, possibilitando o isolamento ou retirada de serviço de equipamentos ou circuitos específicos. A adoção de *by-pass* de linhas é uma medida operativa que pode ser utilizada para reduzir os níveis de curto-circuito em subestações existentes. Essa medida envolve a criação de um caminho alternativo para a corrente elétrica, sendo possível reduzir a corrente de curto-circuito nas linhas afetadas, minimizando os danos causados aos equipamentos elétricos interligados ao sistema. Mediante a adoção dessa medida, os circuitos ligados ao barramento passam a não contribuir mais na ocorrência de uma falta, resultando em uma diminuição do nível da corrente de falta.

Para ilustrar a aplicação dessa medida operativa, considerando um defeito trifásico na SE Grajaú 500 kV, conforme apresentado na Figura 16 (a), a corrente total é de 16,11 kA. No entanto, ao realizar um *by-pass* na SE Adrianópolis 500 kV da linha de transmissão que parte da SE Grajaú, como representado na Figura 16 (b), observa-se uma redução de 22,47% no nível de curto-circuito, diminuindo para 12,49 kA, o que demonstra a efetividade da medida mitigadora implementada.

Figura 16 – Curto-circuito trifásico na SE Grajaú 500 kV



Legenda: (a) sem o *by-pass* na SE Adrianópolis e (b) com o *by-pass* na SE Adrianópolis.

Fonte: Adaptado de (SANTOS, 2022).

3.2.4 Desconexão de linhas de transmissão, transformadores e unidades geradoras

A desconexão de linhas de transmissão, transformadores e unidades geradoras é também uma medida operativa que visa reduzir a corrente de curto-circuito em situações específicas. Essa ação envolve a desenergização seletiva de determinados componentes do sistema elétrico, como linhas de transmissão que possam contribuir para altas correntes de curto-circuito em caso de falhas. Ao desconectar esses elementos, a corrente de curto-circuito é reduzida a valores menores, evitando que possíveis danos sejam causados pelas elevadas corrente de defeito aos equipamentos do sistema. No entanto, é importante notar que a desconexão de equipamentos afeta a confiabilidade e a flexibilidade operativa do sistema elétrico, razão pela qual essa medida deve ser considerada provisoriamente, enquanto a procura por soluções definitivas são planejadas ou estão em fase de implementação.

3.3 Medidas Mitigadoras Definitivas

Como solução estrutural e em substituição às medidas operativas, é recomendada a adoção de medidas mitigadoras definitivas.

A adoção de medidas definitivas é fundamental para manter ou restabelecer a confiabilidade e flexibilidade operativa do sistema, proporcionando uma estrutura mais robusta e capaz de lidar eficazmente com as elevadas correntes de curto-circuito e mitigar o efeito da superação de disjuntores.

As principais medidas definitivas são: substituição dos disjuntores superados, conexão de redes por elo de Corrente Contínua (CC), instalação de impedância de aterramento, substituição de equipamentos de maior impedância e aplicação de DLCC (FRONTIN, 2013). Pode-se citar também a modificação da impedância equivalente do sistema elétrico

como medida definitiva para reduzir correntes de curto-circuito. Para cada uma dessas medidas será apresentado o detalhamento a seguir.

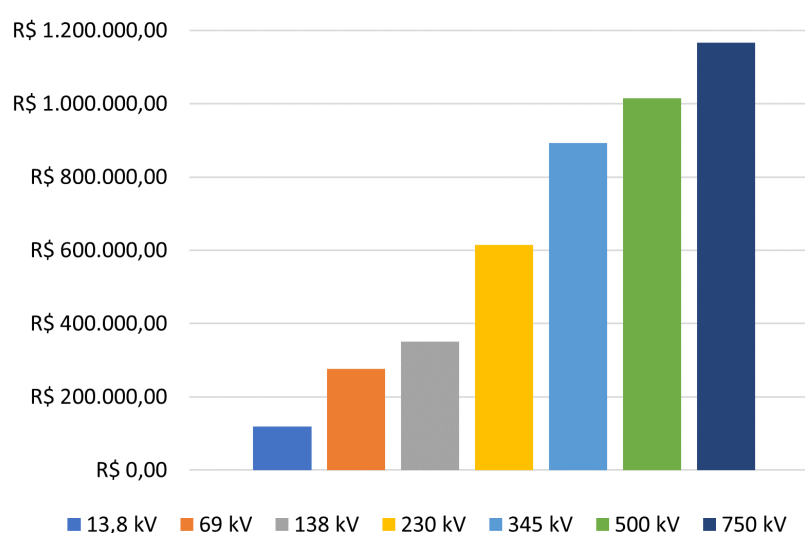
3.3.1 Substituição dos disjuntores superados

Os disjuntores desempenham um papel crucial no sistema elétrico, necessitando de um dimensionamento que leve em consideração a capacidade de suportar eventuais expansões do sistema durante sua vida útil. Se uma superação for identificada, pode-se ter, como solução, a substituição do equipamento por outro de maior capacidade de interrupção.

A única abordagem para aumentar a capacidade de interrupção de um disjuntor é fazendo a sua substituição por outro de maior capacidade. Além disso, é importante observar que, do ponto de vista técnico, apenas a substituição desse equipamento não tem o potencial de reduzir a magnitude da corrente de curto-circuito (AMMAR; AFANDI; GUMILAR, 2023). Entretanto, também é possível realizar estudos para determinar medidas que possam evitar ou, no mínimo, adiar a substituição do disjuntor, a fim de manter a confiabilidade e o funcionamento seguro do sistema.

Conforme indicado pelo Banco de Preços da ANEEL, o custo médio de um disjuntor novo em março de 2022 era de R\$ 633 mil, com variações de acordo com a tensão de operação do equipamento, como mostrado na Figura 17. Essa referência de preços é utilizada para diversos aspectos no setor de energia elétrica, incluindo autorizações, licitações e revisões da Receita Anual Permitida das empresas de transmissão de energia. Além disso, serve ainda como subsídio para o planejamento da expansão, auxiliando na tomada de decisões estratégicas relacionadas aos investimentos em infraestrutura elétrica (ANEEL, 2023a).

Figura 17 – Preço médio de disjuntor em função da tensão



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Além da substituição, algumas ações de melhoria podem ser também realizadas no disjuntor, por meio de intervenções diretas no equipamento (SINDER, 2007), tais como:

1. *Uprrating* (reclassificação): refere-se à atualização das características elétricas nominais do equipamento.
2. *Upgrading* (repotencialização): envolve aumentar a capacidade nominal do equipamento por meio de modificações em seu projeto.
3. *Overhaul* (revisão geral): consiste em garantir que as características e capacidade do equipamento permaneçam iguais ao seu estado original, sem alterá-las.
4. *Retrofit* (adaptação): implica em modificações significativas para repotencializar o equipamento, preservando suas características.

3.3.1.1 Superação na SE Tucuruí: substituição de equipamentos

A UHE Tucuruí é uma das maiores e mais importantes hidrelétricas do Brasil. Ela está localizada no rio Tocantins, no Estado do Pará, e foi construída pela Eletrobras Eletronorte. A construção da usina de Tucuruí começou na década de 1970 e foi concluída em 1984, com uma capacidade inicial de 4.000 MW, posteriormente ampliada para os atuais 8.370 MW, ocupando a segunda posição em potência instalada dentre as usinas brasileiras, ficando atrás apenas da UHE Belo Monte. Desde então, a UHE Tucuruí tem sido uma importante fonte de energia para o país, contribuindo para o abastecimento de eletricidade em diversas regiões do Brasil (ELETRICIDADE, 2023).

A UHE Tucuruí está conectada ao sistema elétrico através da SE Tucuruí, sendo também a Eletrobras Eletronorte a empresa responsável pela gestão e operação dessa subestação. A SE Tucuruí possui um total de 8 transformadores, sendo 2 de 500/230 kV, 2 de 230/138 kV, 2 de 230/69 kV, além de 2 de 69/13,8 kV (ONS, 2021g).

Durante um estudo realizado pela EPE em 2012 foi identificada pela primeira vez a ocorrência de superação da capacidade de interrupção de curto-circuito dos disjuntores na SE Tucuruí 500 kV. Essa situação estava prevista para ocorrer quando a 9ª unidade geradora da UHE Belo Monte entrasse em operação, resultando em elevados níveis de curto-circuito no barramento e sobrecarregando os disjuntores existentes.

Posteriormente, a Eletrobras Eletronorte conduziu um estudo técnico-econômico abordando criteriosamente as questões de viabilidade da substituição dos equipamentos, os prazos estimados para execução e implantação, bem como as possíveis dificuldades e desligamentos necessários para a realização do projeto.

Na sequência, o ONS solicitou ao MME, em seu plano de autorização, a inclusão dos reforços relacionados à substituição dos equipamentos superados nas instalações da UHE Tucuruí e SE Tucuruí 500 kV. Então, o MME requisitou à EPE e ao ONS que

apresentasse um parecer conjunto a respeito da viabilidade de adotar medidas mitigadoras, visando atenuar ou adiar a necessidade de modificar os equipamentos superados somente após o ano de 2024, quando se encerraria o período de concessão da UHE Tucuruí. Porém, em junho de 2022, a Eletrobras renovou o contrato de concessão para 22 hidrelétricas, dentre elas, da UHE Tucuruí, pelo prazo de mais 30 anos.

Desde então, foram realizadas diversas reuniões com a participação do ONS, EPE e Eletrobras Eletronorte, além de fabricantes dos equipamentos da SE Tucuruí. O objetivo dessas reuniões foi definir as premissas que seriam adotadas nos estudos, além de ajustar a base de dados de curto-circuito utilizada nas análises, elaborar o diagnóstico e apresentar alternativas de solução dos problemas identificados.

Os valores dos níveis de curto-circuito monofásico, bifásico-terra e trifásico, verificados nos horizontes de 2021 a 2026, são apresentados na Tabela 11, onde também estão indicados o menor valor da capacidade de interrupção simétrica dos disjuntores do barramento e as maiores correntes de defeito às quais esses equipamentos estariam submetidos. Como segunda etapa, foi realizado o estudo de corrente passante (*line-out*) com o propósito de determinar a corrente que efetivamente passa em cada disjuntor.

Tabela 11 – Níveis de curto-circuito na SE Tucuruí e UHE Tucuruí 500 kV

Barra		Níveis de Curto-Circuito - ICC (kA)																		Capacidade de Interrupção Simétrica - ICCS (kA)	Maior Relação ICC/ICCS (%)
Nome	kV	Monofásico						Trifásico						Bifásico-Terra							
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2021	2022	2023	2024	2025	2026		
SE TUCURUI 1	500	39,0	39,4	39,4	39,5	39,8	39,8	34,1	34,5	34,5	34,6	35,0	35,0	37,5	37,8	37,9	37,9	38,3	38,3	40	100
SE TUCURUI 2	500	43,7	44,0	44,3	44,3	45,1	45,1	43,4	43,8	44,0	44,0	45,1	45,1	44,0	44,4	44,6	44,6	45,5	45,5	50	91
UHE TUCURUI 1 (Máquinas 1 e 2)	500	38,9	39,3	39,3	39,3	39,7	39,7	34,0	34,4	34,4	34,5	34,9	34,9	37,4	37,7	37,8	37,8	38,2	38,2	40	99
UHE TUCURUI 1 (Máquinas 3 e 4)	500	38,9	39,3	39,3	39,3	39,7	39,7	34,0	34,4	34,4	34,5	34,9	34,9	37,4	37,7	37,8	37,8	38,2	38,2	40	99
UHE TUCURUI 1 (Máquinas 5 e 6)	500	38,9	39,3	39,3	39,3	39,7	39,7	34,0	34,4	34,4	34,5	34,9	34,9	37,4	37,7	37,8	37,8	38,2	38,2	40	99
UHE TUCURUI 1 (Máquinas 7 e 8)	500	38,9	39,3	39,3	39,3	39,7	39,7	34,0	34,4	34,4	34,5	34,9	34,9	37,4	37,7	37,8	37,8	38,2	38,2	40	99
UHE TUCURUI 1 (Máquinas 9 e 10)	500	38,9	39,3	39,3	39,3	39,7	39,7	34,0	34,4	34,4	34,5	34,9	34,9	37,4	37,7	37,8	37,8	38,2	38,2	40	99
UHE TUCURUI 1 (Máquinas 11 e 12)	500	38,9	39,3	39,3	39,3	39,7	39,7	34,0	34,4	34,4	34,5	34,9	34,9	37,4	37,7	37,8	37,8	38,2	38,2	40	99
UHE TUCURUI 2 (Máquinas 13 e 14)	500	43,5	43,8	44,1	44,2	44,9	44,9	43,2	43,6	43,8	43,9	45,0	45,0	43,9	44,2	44,4	44,5	45,4	45,4	50	91
UHE TUCURUI 2 (Máquinas 15 e 16)	500	43,5	43,8	44,1	44,2	44,9	44,9	43,2	43,6	43,8	43,9	45,0	45,0	43,9	44,2	44,4	44,5	45,4	45,4	50	91
UHE TUCURUI 2 (Máquinas 17 e 18)	500	43,5	43,8	44,1	44,2	44,9	44,9	43,2	43,6	43,8	43,9	45,0	45,0	43,9	44,2	44,4	44,5	45,4	45,4	50	91
UHE TUCURUI 2 (Máquinas 19 e 20)	500	43,5	43,8	44,1	44,2	44,9	44,9	43,2	43,6	43,8	43,9	45,0	45,0	43,9	44,2	44,4	44,5	45,4	45,4	50	91
UHE TUCURUI 2 (Máquinas 21, 22 e 23)	500	43,6	43,8	44,1	44,2	44,9	44,9	43,3	43,6	43,8	43,9	45,0	45,0	43,9	44,2	44,4	44,5	45,4	45,4	50	91

Fonte: (EPE, 2023c).

O ONS em parceria com a Eletrobras Eletronorte realizou os estudos de curto-circuito e em 2023 foram divulgados os resultados finais das análises, as quais constataram superação total de 285 equipamentos na SE Tucuruí e na UHE Tucuruí. A relação dos equipamentos superados bem como o quantitativo encontra-se apresentado na Tabela 12. Ressalta-se que foi constatado que 17 dos 18 disjuntores superados na SE Tucuruí também

se encontravam em final de vida útil regulatória (EPE, 2023c).

Tabela 12 – Total de equipamentos superados na usina e subestação Tucuruí

SE Tucuruí	UHE Tucuruí
18 disjuntores	10 disjuntores
56 chaves seccionadoras sem lâmina terra	10 chaves seccionadoras sem lâmina terra
19 chaves seccionadoras com lâmina terra	25 chaves seccionadoras com lâmina terra
60 transformadores de corrente	20 transformadores de corrente
9 transformadores de potencial capacitivo	6 para-raios
21 para-raios	1 transformador de potencial capacitivo
20 bobinas de bloqueio	8 transformadores elevadores
2 seções de barras	

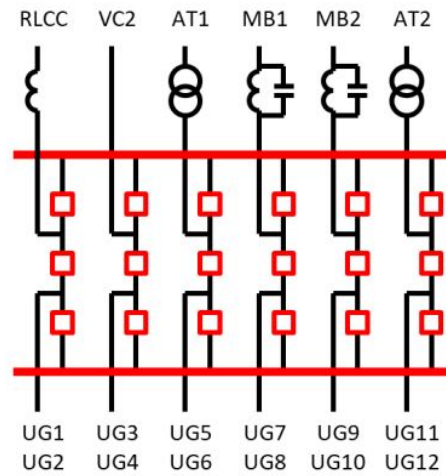
Fonte: (EPE, 2023c).

Para a UHE Tucuruí a única solução para as superações verificadas foi a substituição dos equipamentos, visto que fazem parte do sistema de uso exclusivo e estão localizados na barragem da usina.

Já para o problema na SE Tucuruí foram analisadas algumas alternativas de solução, que incluíam a substituição dos equipamentos, a abertura do Reator Limitador de Curto-Circuito (RLCC), a instalação de um capacitor série em linha de transmissão, o remanejamento do ponto de conexão de unidades geradoras, a substituição do RLCC existente por outro de maior impedância (de 20 Ω para 40 Ω), implantação de uma nova subestação isolada a gás SF6 (GIS) ou implantação de outra subestação convencional em outro terreno.

A análise criteriosa dentre as opções analisadas permitiu encontrar a solução mais adequada para atender às necessidades da SE Tucuruí. A opção recomendada, conforme apontado no estudo divulgado em 2023 pela EPE, foi a alternativa que não acarretará em alterações na topologia da rede ou na conexão das unidades geradoras da UHE Tucuruí. Essa melhor opção técnico-econômica consiste na substituição de barramentos e de 18 módulos de conexão da SE Tucuruí 500 kV, conforme mostrado de maneira simplificada, em vermelho, na Figura 18, com o objetivo de ampliar a capacidade de curto-circuito dos equipamentos para 63 kA, a um custo total estimado em mais de R\$ 238 milhões (EPE, 2023c). Os equipamentos associados aos módulos de conexão podem incluir disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores de corrente, bobinas de bloqueio, transformadores de potencial e para-raios.

Figura 18 – Solução para as superações na SE Tucuruí 500 kV



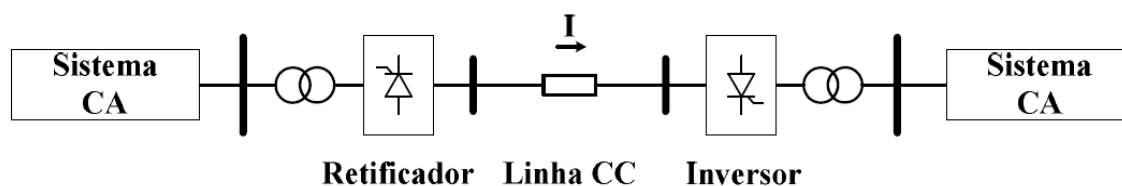
Fonte: (EPE, 2023c).

A principal vantagem da alternativa proposta é a manutenção da topologia da rede, o que resulta em redução de prazos. Ao optar por essa solução, não será necessário realizar modificações na configuração atual do sistema, agilizando todo o processo de implementação e contribuindo para a otimização do tempo e dos recursos necessários para o projeto. Também é importante destacar que essa alternativa não modificará os níveis de curto-circuito da rede. Já em relação à desvantagem, tem-se a necessidade de substituição de equipamentos, o que implicará em sua indisponibilidade à operação durante a execução das obras. Essa situação pode gerar vulnerabilidades operacionais no sistema elétrico, considerando a importância estratégica da SE Tucuruí para o SIN.

3.3.2 Conexão de redes por elo de corrente contínua

No cenário brasileiro, a transmissão de energia elétrica é predominantemente realizada através de sistemas de Corrente Alternada (CA). Contudo, a adoção desses sistemas pode resultar no incremento da potência de curto-circuito na rede. Como uma alternativa para mitigar essa questão, surge a possibilidade de empregar sistemas de transmissão em CC, também conhecidos como sistemas *HVDC*.

A representação simplificada de um sistema *HVDC* pode ser observada no diagrama unifilar da Figura 19. Em sua estrutura essencial, os sistemas *HVDC* compreendem as estações conversoras, que consistem no retificador e no inversor, bem como os transformadores de conexão. Adicionalmente, a presença da linha de transmissão em corrente contínua completa a composição desses sistemas.

Figura 19 – Diagrama simplificado de sistema *HVDC*

Fonte: (NIQUINI *et al.*, 2009).

A adoção de sistemas de corrente contínua para a interligação de redes elétricas oferece diversas características vantajosas. Uma delas é a capacidade de conectar sistemas com frequências diferentes, permitindo a integração de regiões com características distintas. Além disso, esses sistemas proporcionam isolamento de falhas, o que significa que um problema ocorrido em uma rede não se propaga para outras redes interligadas. O desacoplamento angular de sistemas remotos também é possível, o que contribui para a estabilidade e a confiabilidade da rede como um todo. Uma característica importante é o controle total do fluxo de potência ativa por meio do elo CC, possibilitando ajustes precisos e eficientes na distribuição de energia entre as redes interligadas (NIQUINI *et al.*, 2009).

Como exemplo de transmissão em corrente contínua no Brasil tem-se o sistema para escoar a energia elétrica produzida na UHE Itaipu. O sistema CC foi desenvolvido para superar a incompatibilidade de frequências entre a energia produzida na usina em 50 Hz e o sistema brasileiro, que possui a frequência nominal de 60 Hz. Para viabilizar essa integração, a energia gerada em 50 Hz é convertida para corrente contínua e então é transmitida por dois bipolos de ± 600 kV, com aproximadamente 800 km de extensão, entre a SE Foz do Iguaçu e SE Ibiúna. Esse sistema foi implantado em 1984 e permite a conversão entre corrente alternada e corrente contínua, garantindo o fluxo eficiente da energia gerada pela usina de Itaipu para o restante do sistema elétrico brasileiro.

Em relação à escolha da transmissão em corrente contínua, tem-se como vantagem o controle do fluxo de potência, uma redução de cerca de 2/3 das perdas de transmissão em comparação aos sistemas de corrente alternada, menor necessidade de equipamentos para compensação de potência reativa e a não contribuição para o aumento da potência de curto-circuito no sistema (MARQUES, 2007). Em face de distúrbios na rede do lado CA que resultam em um afundamento de tensão, o sistema de corrente contínua pode experimentar uma falha de comutação no lado inversor e, em casos mais severos, bloquear a transmissão no elo CC. Já as faltas no lado da estação retificadora não influenciam o curto-circuito, devido à característica da transmissão de potência unidirecional (KUNDUR, 2007).

Devido ao fato dos sistemas *HVDC* não influenciarem a corrente de curto-circuito do sistema de corrente alternada ao qual estão conectados, essa tecnologia apresenta-

se como uma opção viável para a interligação de sistemas elétricos. No entanto, é importante destacar que a adoção desse tipo de aplicação acarreta custos substanciais com equipamentos como tiristores e filtros (MEAH; ULA, 2007). Além disso, é necessário considerar o alto grau de complexidade envolvido nos estudos de viabilidade necessários para a implementação de interligações em corrente contínua (MONTEIRO, 2005).

3.3.3 Instalação de impedância de aterramento

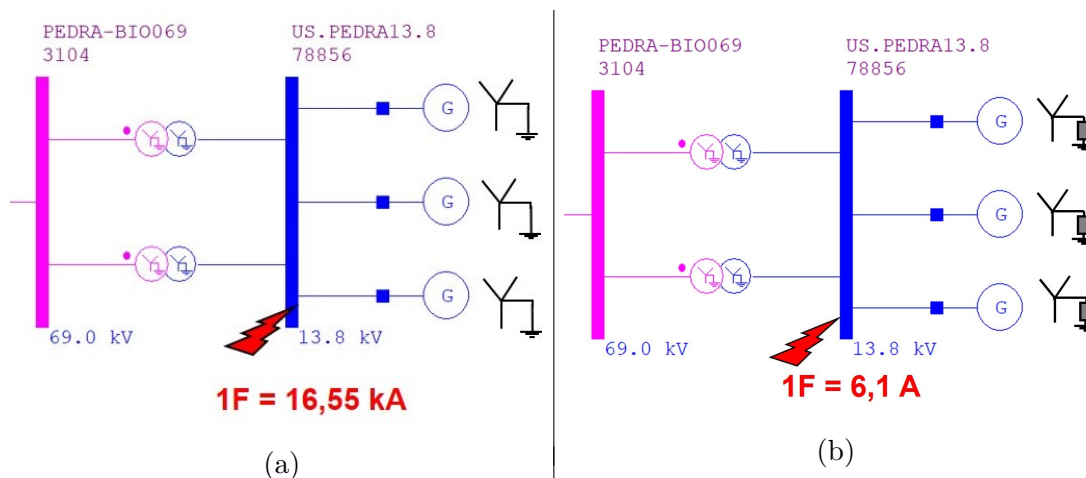
O aterramento de equipamentos desempenha diversas funções essenciais na operação segura e eficiente dos sistemas elétricos. Algumas dessas funções incluem minimizar os danos decorrentes de faltas à terra internas ao equipamento, limitar o estresse mecânico em caso de faltas à terra externas ao equipamento, controlar sobretensões temporárias, possibilitar a detecção de faltas à terra, além de permitir a coordenação adequada das proteções unitárias com os requisitos de outros equipamentos interconectados. Por meio dessas medidas, o aterramento contribui para a integridade do sistema e a segurança operacional.

Para reduzir a corrente de curto-circuito no neutro de um transformador ou gerador pode-se empregar uma técnica para restringir a corrente em situações de falhas de conexão com a terra. Um desses métodos é o aterramento de alta impedância, que é frequentemente empregado.

Ao aumentar a impedância, a corrente de falta à terra é limitada, reduzindo a magnitude da corrente de curto-circuito. O aterramento de alta impedância é tipicamente implementado por meio de um transformador de distribuição, conectando o enrolamento primário entre o ponto de neutro do gerador e a terra, com um resistor no enrolamento secundário. O valor desse resistor, quando considerado no lado primário do transformador por meio do quadrado da relação de transformação, restringe a corrente de curto-circuito monofásico nos terminais do gerador a uma faixa típica entre 5 A e 20 A. No contexto do SIN, essa abordagem de aterramento de alta impedância é amplamente adotada em unidades geradoras de médio e grande porte (DUARTE, 2018).

Para ilustrar a eficácia desse procedimento, simula-se, como exemplo, a ocorrência de uma falta monofásica no barramento de 13,8 kV da UTE da Pedra, localizada no Estado de São Paulo. Nesse cenário, a corrente de curto-circuito total atinge 16,55 kA, conforme demonstrado na Figura 20 (a). Ao considerar a inclusão de uma resistência de aterramento de $1\ \Omega$ em cada um dos geradores, conectada por meio de um transformador de 13,8/0,22 kV, é possível observar uma redução muito significativa da corrente em relação à outra configuração, conforme é evidenciado na Figura 20 (b).

Figura 20 – Curto-circuito monofásico na UTE da Pedra 13,8 kV



Legenda: (a) sem resistência de aterramento e (b) com resistência de aterramento.

Fonte: Adaptado de (SANTOS, 2022).

3.3.4 Substituição de equipamentos de maior impedância

Devido aos custos substanciais associados à substituição de transformadores, a prática de trocar equipamentos por outros com maior impedância é menos frequente. No entanto, essa abordagem conduz a uma redução no nível de curto-circuito no barramento de análise por conta da introdução de uma nova impedância equivalente ao sistema. Essa estratégia não se limita apenas a transformadores, sendo que também pode ser aplicada à modificação de unidades geradoras com o mesmo propósito. É relevante destacar que o Submódulo 2.6 dos Procedimentos de Rede (ONS, 2021j) estabelece um requisito, nas instalações da rede básica, de que o valor da impedância de transformadores não exceda 14%, com exceções específicas, como na situação em que se deseja reduzir a corrente de curto-circuito.

Quando se considera a instalação de um novo transformador, uma estratégia a ser considerada é o uso desses equipamentos com reatâncias maiores do que as normalmente adotadas. A norma ABNT NBR 5356-5/2015 fornece orientações e critérios para a impedância de transformadores de dois enrolamentos, como mostrado na Tabela 13.

Tabela 13 – Impedâncias em função da potência nominal

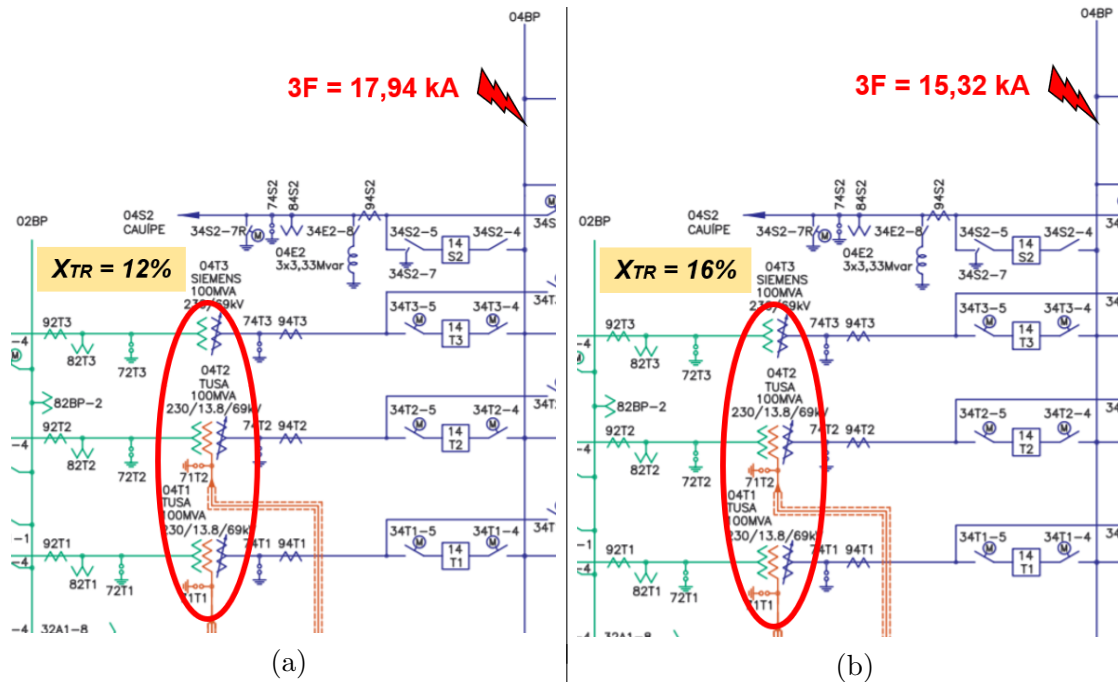
Potência (MVA)	Impedância mínima (%)
Até 0,63	4,0
0,631 a 1,25	5,0
1,251 a 2,5	6,0
2,501 a 6,3	7,0
6,301 a 25	8,0
25,001 a 40	10,0
40,001 a 63	11,0
63,001 a 100	12,5
Acima de 100	> 12,5

Fonte: (ABNT, 2015).

Com o objetivo de cumprir os requisitos estabelecidos para a corrente máxima de defeito, a EPE propôs diretrizes específicas nos estudos de expansão da transmissão na área de São Paulo. Nessas diretrizes, foi recomendado que a impedância dos transformadores de tensão 345/88 kV das SE São Miguel e SE São Caetano do Sul não fosse inferior a 23%. Essa abordagem visava assegurar uma adequada limitação da corrente de curto-circuito (EPE, 2019). Levando em consideração que o transformador adicional de 500/138 kV de 400 MVA, recomendado para ser instalado SE Água Vermelha, possui uma reatância de 14%, não foi observada nas análises realizadas qualquer superação de disjuntores por corrente de curto-circuito (EPE, 2021b). Além disso, análises semelhantes realizadas para suprimento ao Estado do Rio Grande do Sul também conduziram à recomendações específicas. Nesse contexto, as análises indicaram que a impedância dos transformadores da SE Porto Alegre 4, de configuração 230/69 kV, deveria ser de no mínimo 14%. Essa recomendação buscava controlar o nível de curto-circuito na rede de 69 kV, conforme apontado nos estudos de atendimento elétrico da região de análise (EPE, 2020b).

Para ilustrar a efetividade dessa medida mitigadora, pode-se analisar uma simulação de um defeito trifásico na SE Sobral II 230 kV, conforme retratado na Figura 21 (a). Ao empregar transformadores de potência (TR) de 230/69 kV com uma reatância de 12%, foi obtida uma corrente de curto-circuito de 17,94 kA. No entanto, ao considerar apenas a substituição desses transformadores, com uma reatância de 16%, a corrente reduziu para 15,32 kA, uma redução superior a 14%, conforme ilustrado na Figura 21 (b).

Figura 21 – Curto-circuito trifásico na SE Sobral II 230 kV



Legenda: (a) TR com reatância de 12% e (b) TR com reatância de 16%.

Fonte: Adaptado de (SANTOS, 2022).

3.3.5 Dispositivo Limitador de Corrente de Curto-Circuito (DLCC)

A utilização de DLCC surge como uma alternativa economicamente viável quando comparada à substituição de disjuntores superados. Além disso, em alguns casos, a troca de disjuntores pode acarretar em impactos indesejáveis no sistema elétrico devido às prolongadas intervenções elétricas necessárias para a execução das obras, o que muitas vezes torna essa abordagem inviável (FRONTIN, 2013).

A interrupção das correntes de defeito pode ser realizada diretamente pelo próprio DLCC, em intervalos de tempo extremamente pequenos, ou então por meio de disjuntores após a atuação prévia de um DLCC, que age apenas na redução da corrente de curto-circuito. Nesse último cenário, a eliminação do defeito continua sendo conduzida pelos disjuntores já existentes e instalados.

Uma observação importante é que, em condições normais de operação, o DLCC deve apresentar baixa impedância, visando evitar perdas excessivas e quedas de tensão significativas entre seus terminais. Em situações de curto-circuito, por outro lado, é imprescindível que esses dispositivos apresentem alta impedância para uma redução eficaz das correntes de falta. Além disso, é desejável que necessitem de baixa manutenção, tenham dimensões compactas para se adequar a subestações já existentes e custos reduzidos.

Os dispositivos limitadores de corrente de curto-circuito devem apresentar um

conjunto de características fundamentais (ONS, 2002). As principais características que esses dispositivos devem possuir são:

- Apresentar baixa impedância para correntes de carga;
- Demonstrar alta impedância em relação às correntes de curto-circuito;
- Realizar uma transição rápida do modo normal para o modo limitador;
- Assegurar uma recuperação eficiente para o modo normal logo após a interrupção de um defeito;
- Exibir uma confiabilidade operacional elevada, reduzindo a necessidade de manutenção;
- Ter dimensões compactas para possibilitar a instalação em subestações já existentes;
- Possuir um custo acessível.

Nos Estados Unidos, em razão da crescente inserção de geração distribuída nos sistemas de distribuição e transmissão, o que contribuiu para o aumento da corrente de defeito na rede elétrica, observou-se intensificação na procura por DLCC. Esse fato mostrou que as concessionárias de energia buscaram por soluções e meios para lidar com esse problema à época (NOE *et al.*, 2008).

O DLCC tem a capacidade de operar tanto limitando quanto interrompendo a corrente de curto-circuito em situações de falhas elétricas. Entre os DLCC que atuam limitando as correntes de defeito, destacam-se o RLCC e o Capacitor Série Controlado por Tiristor (TCSC). O RLCC e o TCSC têm a capacidade de alterar a impedância equivalente do sistema, controlando, assim, a magnitude da corrente de curto-circuito.

Por outro lado, a interrupção da corrente de defeito pode ser realizada através de dispositivos pirotécnicos, como fusíveis, que são projetados para se romperem quando uma corrente de curto-circuito atinge um nível predeterminado. Além disso, os disjuntores de abertura rápida também são utilizados para interromper a corrente de curto-circuito de forma ágil e eficaz, minimizando os danos ao sistema e aos equipamentos.

A escolha entre limitar ou interromper a corrente de curto-circuito depende das características específicas do sistema elétrico, bem como das condições de operação, sendo que ambas abordagens têm seus benefícios e aplicações.

3.3.5.1 Reator Limitador de Curto-Circuito, RLCC

O RLCC tem como propósito limitar a corrente de curto-circuito a níveis compatíveis com os dispositivos de proteção do circuito ao qual se conecta. A aplicação dessa

medida se revela altamente econômica, pois evita a necessidade de aumentar a capacidade de todos os equipamentos de manobra e proteção quando há elevação do nível de defeito da rede.

O RLCC é projetado com o objetivo de fornecer uma impedância adicional ao sistema, com capacidade de suportar tanto a corrente nominal quanto a corrente de curto-circuito por um período de tempo determinado.

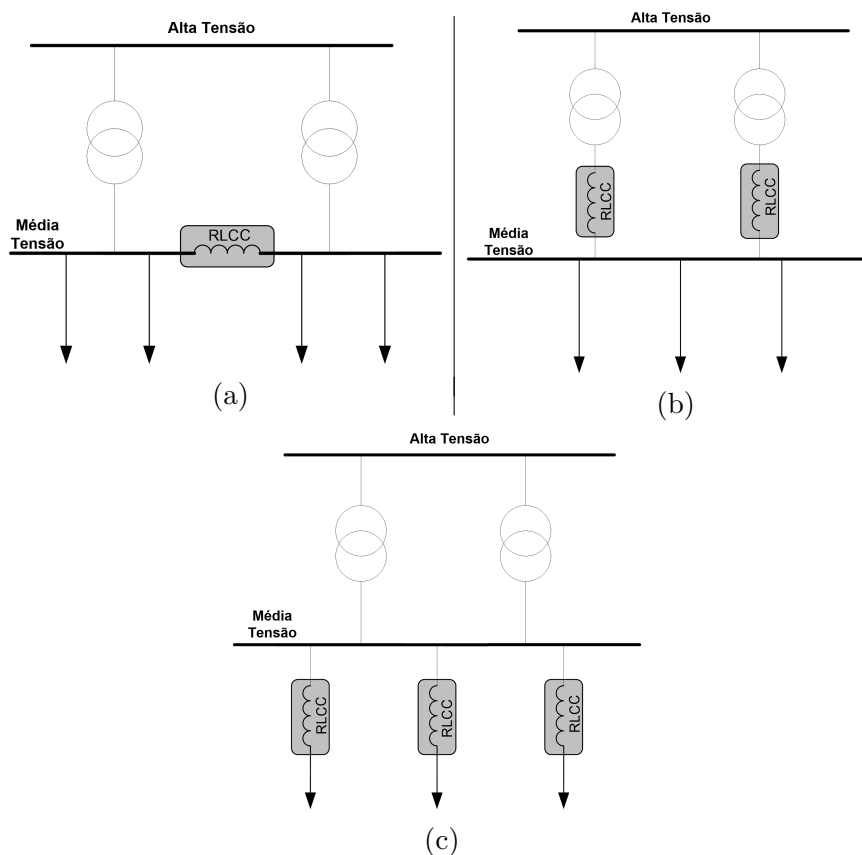
A aplicação de RLCC é amplamente adotada no sistema brasileiro, abrangendo instalações de 13,8 kV, que é o caso de usinas, por exemplo, até sistemas de alta tensão (ONS, 2002). A escolha por essa alternativa oferece a vantagem de preservar a confiabilidade e a flexibilidade na operação do sistema, enquanto também possui um menor tempo necessário para instalação, quando comparado ao período de execução das obras para substituição dos disjuntores superados.

Entretanto, por estarem permanentemente inseridos no sistema, ou seja, sob condições normais sem falhas, eles apresentam algumas desvantagens, o que inclui uma queda de tensão entre seus terminais, o que provoca perdas constantes de potência ativa e reativa. Além disso, em virtude do campo magnético induzido pelo reator, é aconselhável manter uma distância mínima entre as fases do equipamento e considerar a instalação de telas protetoras ao seu redor. Essa particularidade pode apresentar desafios quando aplicado em subestações com restrições de espaço físico, sendo fundamental conduzir simulações computacionais e ensaios de campo para verificar se os reatores estão em conformidade com as normas em relação aos limites estabelecidos para a intensidade do campo magnético gerado, garantindo, assim, a segurança de pessoas e de outros equipamentos nas proximidades (PORTAL, 2023).

A contratação de empreendimentos de geração de energia no âmbito do Procedimento Competitivo Simplificado (PCS) de 2021 gerou preocupações devido ao aumento do nível de curto-circuito em subestações do sistema elétrico brasileiro. O nível de curto-circuito na SE Zona Industrial 138 kV, localizado na área elétrica do Rio de Janeiro, atingiria valores superiores à capacidade de interrupção dos disjuntores instalados, chegando a 102% da capacidade nominal desses equipamentos. A corrente máxima de defeito prevista seria de 40,9 kA após a conexão das usinas do PCS, levando à superação de disjuntores dessa subestação. Em estudo realizado em 2022, foi proposta a instalação de RLCC de 3 Ω nessa subestação para reduzir a corrente de defeito circulante na rede. Após a adoção dessa medida mitigadora, o nível de curto-circuito na SE Zona Industrial 138 kV foi reduzido para 84% da capacidade dos disjuntores, atingindo 33,6 kA (GARCIA, 2022).

As formas de conexão do RLCC ao sistema são exemplificadas na Figura 22. A integração desse equipamento à rede pode ser feita de três maneiras diferentes: por meio do seccionamento de um barramento, através da conexão em série com os vãos de transformadores ou pela ligação em série com os vãos de linhas.

Figura 22 – Formas de conexão do RLCC à rede elétrica



Legenda: (a) RLCC seccionando o barramento, (b) RLCC em série com transformador e (c) RLCC em série com linha.

Fonte: (SANTOS, 2022).

Um exemplo notável de aplicação de RLCC é na SE Tucuruí, no setor de 500 kV, instalado em 2004, visando a redução do nível de curto-circuito para patamares aceitáveis. A Figura 23 exhibe uma foto do RLCC nas instalações da subestação.

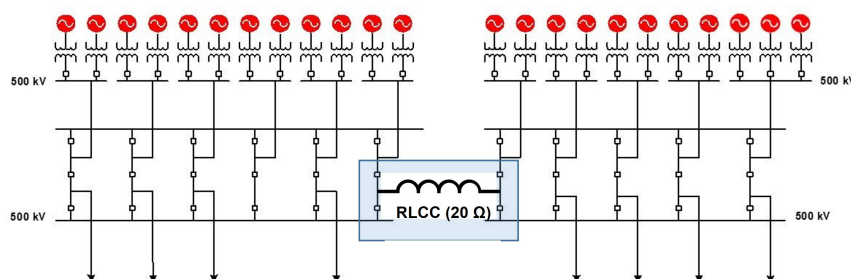
Figura 23 – Reator limitador de $20\ \Omega$ na SE Tucuruí 500 kV



Fonte: Arquivo pessoal do autor (2023).

A escolha do RLCC para a SE Tucuruí 500 kV se deu por meio de análises de curto-circuito, estudos de fluxo de potência e transitórios eletromagnéticos. A partir dos resultados, foram recomendados RLCC monofásicos, com impedância série de $20\ \Omega$, conectados por meio do seccionamento do barramento, conforme ilustrado na Figura 24.

Figura 24 – Conexão do RLCC na SE Tucuruí 500 kV



Fonte: Adaptado de (SANTOS, 2022).

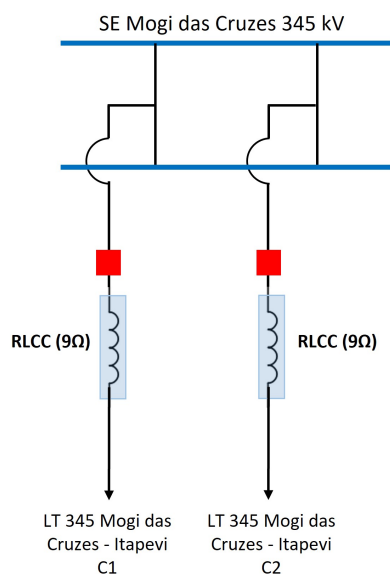
Durante a análise dos estudos de curto-circuito em razão da expansão da área elétrica de São Paulo, para avaliar o impacto sistêmico em função da entrada em operação dos reforços de transmissão, foi identificado que o nível de corrente de curto-circuito no barramento de 345 kV da SE Tijuco Preto aumentaria para, aproximadamente, 52 kA. Isso representaria uma superação da capacidade de interrupção dos disjuntores, que era limitada a 50 kA. Os reforços incluíam a implantação das LT 345 kV Tijuco Preto - Itapeti C3 e C4, assim como da LT 345 kV Itapeti - Nordeste C1, além da incorporação do 4º TR 765/345 kV na SE Tijuco Preto. Consequentemente, a medida adotada para controlar a corrente de defeito envolveu a instalação de um RLCC com uma impedância de 15Ω , implementado no ponto de seccionamento do barramento de 345 kV da SE Tijuco Preto (PEREIRA, 2007).

Já em uma análise realizada em 2005 sobre o impacto do fechamento em anel do setor de 345 kV do sistema elétrico da Grande São Paulo, foi feita a avaliação de superação de disjuntores em função dessa alteração topológica. Verificou-se que para a SE Milton Fornasaro haveria superação de equipamentos, sendo que as correntes verificadas superavam a capacidade de interrupção simétrica dos disjuntores. Sendo assim, como solução, foi proposta a instalação de reatores limitadores de curto-circuito nessa subestação. Pelas simulações realizadas, observou-se que a corrente máxima verificada atingia 32,0 kA. Quando considerou-se a inserção de um RLCC, a corrente máxima reduziu para 19,3 kA (ARRUDA *et al.*, 2005).

Na SE Mogi das Cruzes 345 kV também são encontrados reatores limitadores conectados em configuração série com os dois circuitos da linha de transmissão para a SE Itapevi, conforme demonstrado na Figura 25. Cada um dos RLCC possui uma impedância de 9Ω .

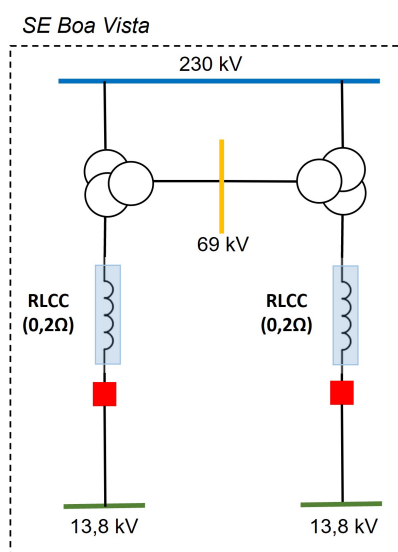
Uma solução proposta para enfrentar a superação de disjuntores na SE Boa Vista 13,8 kV envolveu a instalação de dois RLCC de $0,2 \Omega$, conectados em série com o terciário dos transformadores 230/69/13,8 kV, conforme representado na Figura 26. Essa estratégia demonstrou viabilidade técnica e física, com um custo estimado de R\$ 200 mil (EPE, 2021).

Figura 25 – RLCC na SE Mogi das Cruzes 345 kV



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Figura 26 – Conexão dos RLCC na SE Boa Vista 13,8 kV



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A eficácia dessa abordagem adotada na SE Boa Vista foi comprovada por meio de uma comparação entre as correntes de curto-circuito simétricas com e sem a presença dos RLCC, conforme destacado na Tabela 14. A capacidade de interrupção simétrica dos disjuntores do setor de 13,8 kV é de 20 kA. Com a adoção da medida mitigadora, observa-se uma redução de mais de 35% na corrente de curto-circuito nessa subestação. Os valores destacados em vermelho representam uma corrente de curto-circuito superior à capacidade de interrupção do disjuntor ou à relação ICC/ICCS superior a 100%.

Tabela 14 – Comparativo das correntes de curto-circuito na SE Boa Vista 13,8 kV

SE Boa Vista 13,8 kV		
Condição	ICC (kA)	ICC/ICCS (%)
Sem RLCC	22,69	113,45
Com RLCC	14,66	73,30

Fonte: Adaptado de (EPE, 2021).

Na mesma configuração de conexão do RLCC da SE Boa Vista 13,8 kV, tem-se também instalado reator limitador no terciário de 13,8 kV de transformadores da SE Santo Ângelo e SE Passo Fundo, visando a limitação da corrente de defeito no circuito.

3.3.5.2 Tecnologia FACTS

Os *Flexible AC Transmission Systems* (FACTS) são sistemas baseados em eletrônica de potência empregados para melhorar a capacidade de controle e transmissão de energia elétrica. Essa tecnologia engloba equipamentos que podem ser divididos essencialmente em três categorias: dispositivos *shunt* (em derivação), dispositivos série e aqueles que combinam características de ambos tipos. Alguns desses dispositivos são os Compensadores Estáticos (SVC), Reatores Controlados por Tiristor (TCR), Capacitores Chaveados por Tiristor (TSC), Capacitor Série Controlado por Tiristor (TCSC) e os Compensadores Síncronos Estáticos (STATCOM).

Os dispositivos FACTS têm aplicações em diversas áreas do sistema elétrico, incluindo (FRONTIN, 2013):

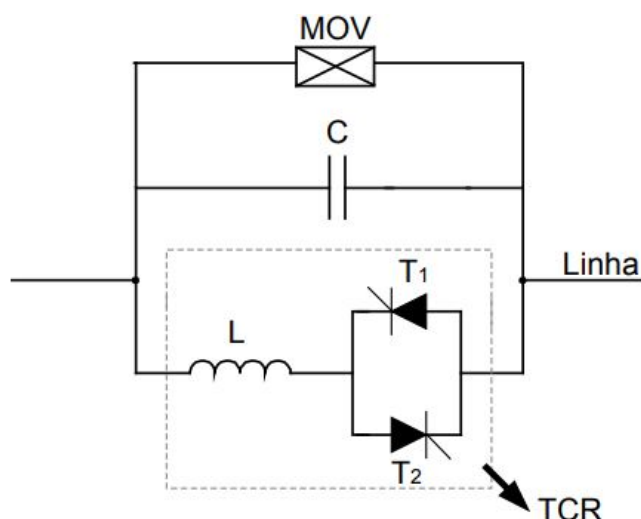
- Controle do fluxo de potência ativo e reativo;
- Amortecimento de oscilações eletromecânicas;
- Incremento da capacidade de transmissão;
- Limitação das correntes de curto-circuito.

O TCSC pode desempenhar diversas funções no sistema elétrico. Ele é empregado para o controle do fluxo de potência, amortecimento de oscilações de potência e para a estabilidade transitória e dinâmica do sistema. Além disso, o TCSC também pode ser utilizado como um dispositivo limitador de corrente de curto-circuito. A fim de restringir a corrente de defeito, é necessário dimensionar o TCSC de forma que esse equipamento seja capaz de suportar as correntes de falta, além de apresentar uma alta impedância (TENORIO, 1997).

Esse dispositivo é composto por um conjunto de capacitores conectados em série, dispostos em paralelo a um reator controlado por tiristores (TCR), que por sua vez é

protegido por um varistor de óxido metálico (MOV), como mostrado na Figura 27. A combinação entre o capacitor e o reator possibilita um ajuste contínuo da impedância do equipamento. No entanto, devido ao seu elevado custo, a utilização desse dispositivo torna-se viável somente quando proporciona benefícios adicionais ao sistema, além da limitação das correntes de curto-circuito (MONTEIRO, 2005).

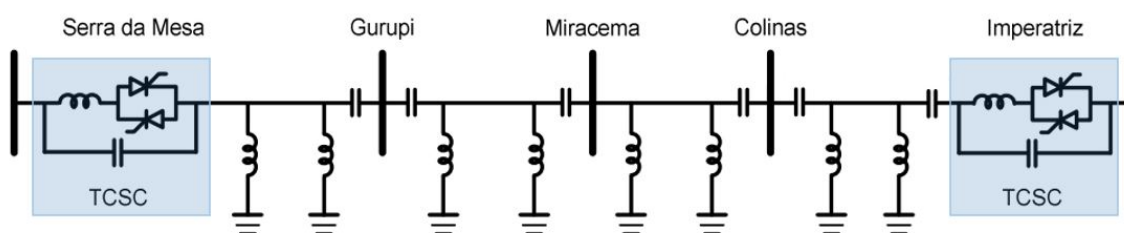
Figura 27 – Esquema básico de um TCSC



Fonte: (FRONTIN, 2013).

Em 1999, o Brasil realizou a interligação Norte - Sul com o propósito de viabilizar o intercâmbio de energia entre os subsistemas Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste. No entanto, essa interligação no 500 kV trouxe consigo um desafio, surgindo a necessidade de implementar um controlador robusto para estabilizar os sistemas então conectados. Nesse cenário, o TCSC se apresentou como a solução mais adequada para amortecer o modo de oscilação de potência específico da interligação Norte - Sul, sendo instalado um equipamento na SE Imperatriz 500 kV e outro na SE Serra da Mesa 500 kV, como ilustrado na Figura 28.

Figura 28 – TCSC na interligação Norte - Sul



Fonte: Adaptado de (ALMEIDA *et al.*, 2014).

No entanto, é importante ressaltar que esses equipamentos instalados na interligação Norte - Sul possuem a capacidade adicional de atuarem como limitadores de correntes

de curto-circuito, caso a situação exija. As principais informações técnicas dos TCSC instalados na interligação Norte - Sul estão apresentados na Tabela 15.

Tabela 15 – Especificações dos TCSC da interligação Norte - Sul

TCSC da Norte-Sul	
Tensão máxima	550 kV
Potência nominal	107,5 Mvar
Corrente nominal	1500 A
Reatância capacitiva	13,27 Ω
Tensão nominal sobre o capacitor	23,88 kV
Indutância do reator	5,63 mH

Fonte: (ABB, 2021) e (MATHUR; VARMA, 2002).

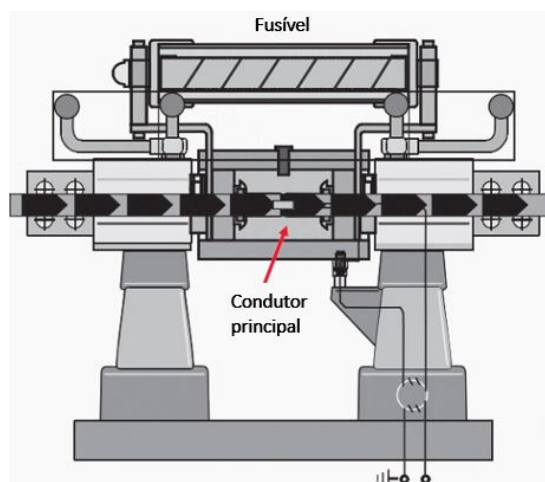
3.3.5.3 *Dispositivos pirotécnicos*

Os dispositivos pirotécnicos representam uma solução eficaz para a interrupção de correntes de curto-circuito elevadas em um intervalo de tempo extremamente curto, dado que a sua capacidade de atuação rápida se deve à presença de elementos explosivos e fusíveis em sua composição.

Basicamente, os dispositivos pirotécnicos são compostos por duas câmaras dispostas em paralelo, como mostrado na Figura 29. Uma das câmaras abriga um condutor principal que conduz a corrente de carga em regime permanente. Esse condutor pode incorporar estrangulamentos nos quais pequenas cargas explosivas são detonadas quando ocorre um rápido aumento da corrente devido a um curto-circuito. A corrente de defeito é desviada para a segunda câmara paralela, onde a corrente de defeito é completamente extinta através do elemento fusível. A segunda câmara é composta por um elemento fusível projetado para interromper as correntes de curto-circuito de até 210 kA. No entanto, há uma limitação no uso desses dispositivos em tensões superiores a 40 kV, que é a tensão nominal máxima comercialmente disponível (FRONTIN, 2013).

Dispositivos que utilizam sistemas mecânicos de interrupção, como os disjuntores, não têm a capacidade de interromper correntes de valores tão elevados em períodos de tempo tão curtos. A partir dos resultados de testes realizados, verificou-se que a carga explosiva é acionada para inserir o fusível aproximadamente 1 ms após ultrapassar o limite de corrente ajustado. Já para o fusível, observou-se que esse equipamento leva cerca de 8 ms para interromper a corrente de defeito (JR *et al.*, 2007).

Figura 29 – Dispositivo pirotécnico

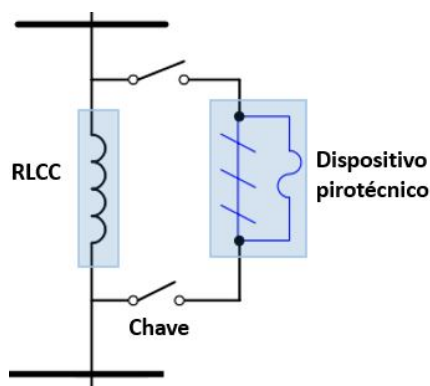


Fonte: (PORTAL, 2023).

3.3.5.4 Reator de Inserção Rápida

Como desvantagem da utilização dos dispositivos pirotécnicos é que, após a sua atuação, o equipamento ao qual se conecta fica desligado até que se faça a substituição do elemento fusível. Como alternativa à essa questão, pode-se instalar um RLCC para operar em paralelo com o dispositivo pirotécnico, como ilustra a Figura 30, conhecido como reator de inserção rápida. Durante condições normais de operação, a corrente de carga flui através do dispositivo pirotécnico, o qual possui impedância praticamente nula ou muito baixa, evitando perdas significativas durante o regime permanente. No entanto, quando ocorre um curto-circuito, seus contatos se abrem, permitindo que a corrente de curto-circuito passe pelo RLCC e evitando, dessa forma, que se tenha a desconexão de elementos conectados à rede (BRITO *et al.*, 2016).

Figura 30 – Dispositivo pirotécnico e RLCC em paralelo



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

3.3.6 Modificação da impedância equivalente do sistema elétrico

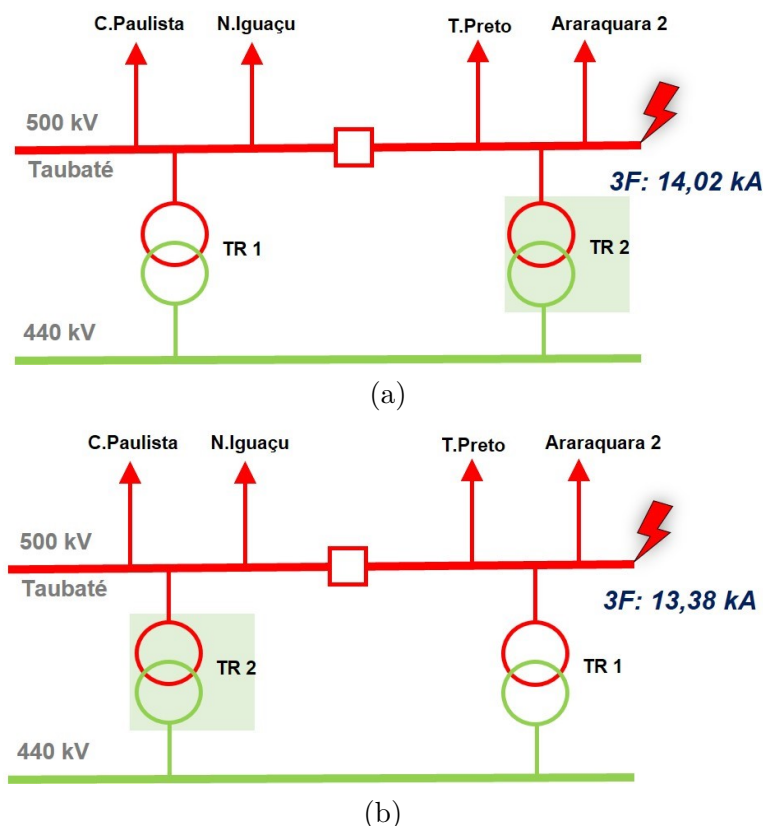
A modificação da impedância do sistema elétrico também pode ser uma medida para reduzir as correntes de curto-circuito. Quanto maior a impedância equivalente entre a fonte de injeção de corrente e o ponto de defeito do circuito, menor será a corrente de falta. A modificação da impedância pode ser feita por meio da adição de elementos ao circuito, como reatores, a exemplo dos RLCC, que aumentam a impedância do sistema, bem como pela alteração do ponto de conexão de usinas e modificação dos parâmetros dos equipamentos instalados na rede, como transformadores e linhas de transmissão.

A mudança do ponto de conexão de empreendimentos de geração é uma estratégia que envolve modificar a topologia da rede elétrica. Esse ajuste visa aumentar a impedância entre a fonte de geração e a subestação onde os disjuntores superados encontram-se instalados. Essa mudança na configuração da rede resulta em um aumento da impedância equivalente, reduzindo assim os níveis da corrente de curto-circuito na área elétrica de análise. A adoção dessa medida visa garantir que os disjuntores existentes e já instalados possam interromper as correntes de defeito sem exceder sua capacidade de interrupção.

A alteração da configuração de arranjo de equipamentos conectados a seções de barras também é uma medida que modifica a impedância equivalente do sistema. Essa medida consiste em modificar a forma como os equipamentos estão distribuídos e conectados às seções de barras em uma subestação. A alteração na configuração da disposição de equipamentos conectados em cada seção de barra pode incluir a reorganização das conexões de transformadores, de linhas de transmissão e, por consequência, altera o reposicionamento de disjuntores. Essa alternativa geralmente é econômica e rápida de ser implementada, sendo necessária apenas a realização de intervenções no sistema elétrico existente. No entanto, é crucial que seja realizada uma análise detalhada para garantir que as modificações não introduzam outros problemas, como desequilíbrios de carga ou sobrecargas entre os ramais.

Para exemplificar a interferência da distribuição dos equipamentos conectados às seções de barras na corrente de curto-circuito, considera-se, hipoteticamente, que a SE Taubaté 500 kV esteja com o barramento seccionado, utilizando a base de dados ONS BR2109A. A depender da configuração da rede, o nível de curto-circuito máximo é alterado. A Figura 31 ilustra duas condições. Nesse exemplo, invertendo a disposição dos transformadores, a impedância equivalente no ponto de aplicação do defeito é alterada e verifica-se uma diferença de quase 5% entre os valores da corrente de falta trifásica.

Figura 31 – Defeito trifásico na SE Taubaté 500 kV



Legenda: (a) 1ª conexão dos transformadores nas seções de barras e (b) 2ª conexão dos transformadores.

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

3.4 Estratégia Proposta para Solução do Problema de Superação de Disjuntor

O foco central desse trabalho é a busca de soluções definitivas para mitigar o efeito da superação de disjuntores nas instalações do sistema elétrico brasileiro, em substituição às medidas operativas atualmente empregadas, visando também o restabelecimento da confiabilidade e flexibilidade operativa da rede.

O critério escolhido para ser utilizado na análise de superação é o de corrente de curto-circuito simétrica, como apresentado detalhadamente na Seção 2.3.2. Esse método é o mesmo adotado nas análises realizadas pelo ONS para identificação de disjuntores superados nas instalações do Sistema Interligado Nacional. A escolha desse critério deve-se pelo fato de já ser amplamente adotado pelas empresas do setor elétrico, pela disponibilização de uma base de dados oficial para estudos de curto-circuito pelo ONS, a qual contempla dados técnicos consolidados que são disponibilizados pelos agentes proprietários dos equipamentos, e à compatibilidade do uso da ferramenta computacional ANAFAS para as análises necessárias à realização dos estudos de superação. Pelo exposto, para a aplicação dos demais critérios seria necessária a utilização de outras ferramentas

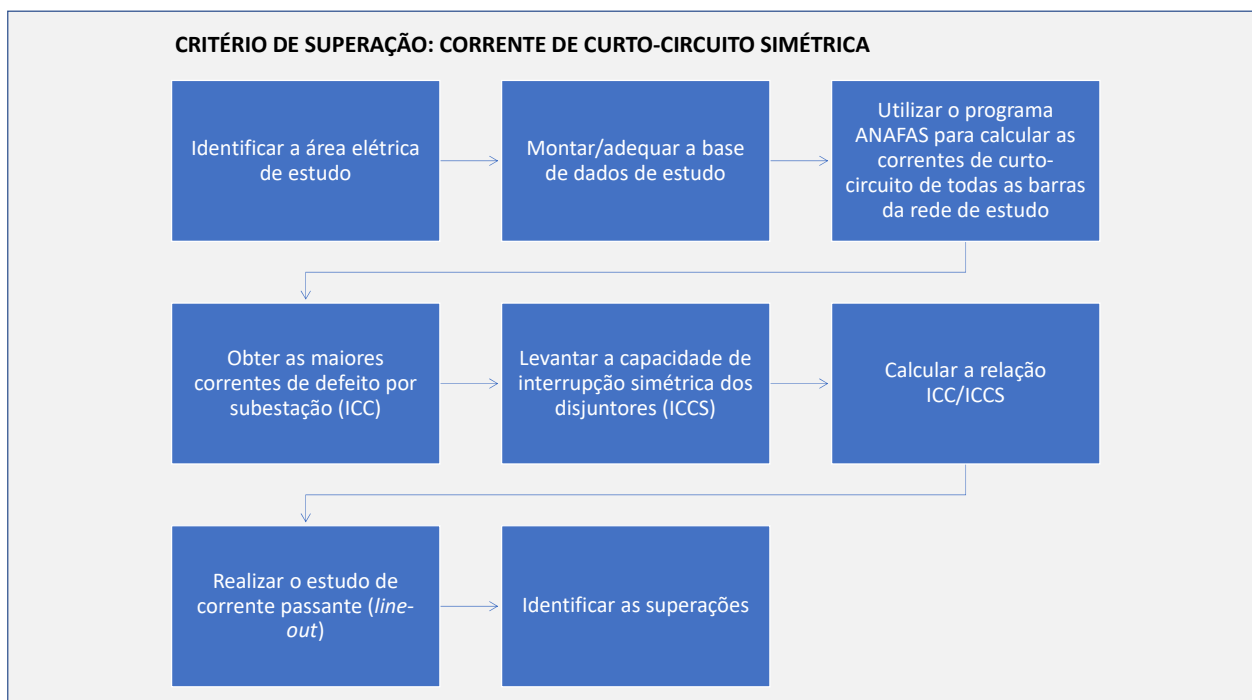
computacionais, como de transitórios eletromagnéticos, e de uma base de dados com informações adicionais.

A estratégia adotada nesse estudo envolve uma abordagem sistemática e abrangente para avaliar e propor medidas definitivas diante das elevadas correntes de curto-circuito identificadas nas subestações do sistema elétrico brasileiro. Os principais passos e métodos empregados foram:

1. Análise de correntes de curto-circuito simétricas: a avaliação inicia-se com uma análise detalhada das correntes de curto-circuito simétricas nas instalações do sistema elétrico de estudo.
2. Identificação de disjuntores superados: utilizando o critério também empregado pelo ONS, identificam-se equipamentos superados pela corrente de curto-circuito simétrica. Isso permite focar nas áreas críticas e definir as regiões elétricas que requerem ações de intervenção.
3. Proposição de medidas mitigadoras: a partir da identificação das superações, são propostas medidas para controlar e mitigar o impacto das elevadas correntes de curto-circuito, para preservar a integridade dos equipamentos da rede e visando não apenas corrigir os problemas existentes, mas também prevenir futuras superações.
4. Análise de viabilidade e impactos financeiros: além das considerações técnicas, o estudo abrange uma análise de viabilidade econômica, considerando estimativas de investimento.

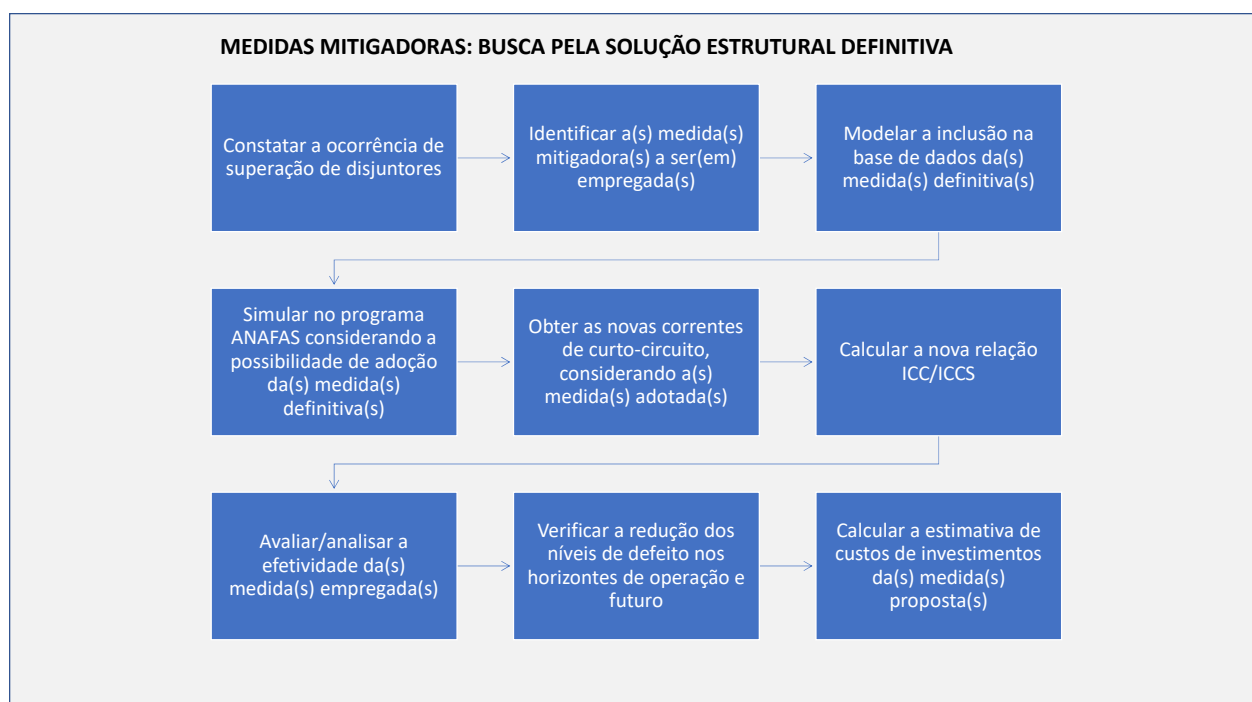
Ao adotar esse método, busca-se uma abordagem que integra análises técnicas detalhadas com a viabilidade prática e econômica, visando fornecer soluções estruturais e eficazes para limitar as elevadas correntes de defeito. A Figura 32 apresenta as etapas do método após definido o critério de análise de superação, por corrente de curto-circuito simétrica, e a Figura 33 mostra as etapas de busca para identificação das medidas como solução estrutural para o problema identificado.

Figura 32 – Método após a definição do critério de superação



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Figura 33 – Método para identificação de medidas definitivas



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A identificação das medidas mitigadoras a serem empregadas demanda uma análise das características específicas do sistema elétrico em questão. A seleção das medidas deve ser guiada por um critério que equilibre a eficácia na redução das correntes de curto-circuito com a otimização dos recursos disponíveis, garantindo a eliminação do efeito das superações identificadas.

A ordem de aplicação das medidas é baseada em uma abordagem progressiva, priorizando intervenções mais diretas e específicas antes de medidas mais abrangentes. A análise do impacto de cada medida na mitigação das correntes de curto-circuito, considerações operacionais e custo associado é fundamental para determinar a ordem mais adequada no contexto específico de cada sistema elétrico em análise.

Com a finalidade de elencar a prioridade para aplicação das medidas definitivas mais comumente empregadas, considera-se realizar a análise de alternativas de solução adotando as sucessivas medidas definitivas, em substituição às operativas, na seguinte ordem:

- Opção 1: *Substituição dos Disjuntores Superados*

Os disjuntores são elementos críticos na interrupção das correntes de curto-circuito. Substituí-los por outros com maior capacidade de interrupção é uma medida direta para lidar com o problema. Ressalta-se, entretanto, que a simples troca desse equipamento nem sempre resolve o problema visto que, dependendo do sistema e do horizonte de análise, as correntes de defeito são muito elevadas, ultrapassando a maior capacidade de interrupção simétrica de disjuntores disponíveis em escala comercial. Por essa razão, se for o caso, a substituição do equipamento pode não ser suficiente e torna-se necessária a adoção de outras medidas conjuntamente à troca do disjuntor superado.

- Opção 2: *Aplicação de Dispositivo Limitador de Curto-Circuito*

Os dispositivos limitadores, a exemplo dos reatores limitadores de curto-circuito, são projetados para limitar a magnitude das correntes durante os defeitos. Sua aplicação pode ser estratégica em pontos críticos do sistema e podem ser conectados interligando seções de barras, em substituição ao seccionamento de barramento, que é uma medida operativa.

Para definir o valor do reator, recomenda-se realizar simulações considerando a inserção desse equipamento no sistema elétrico de estudo e calcular, para cada valor considerado, o nível de curto-circuito. Conhecendo a capacidade de interrupção simétrica do menor disjuntor conectado ao barramento, em kA, tem-se que a mínima reatância a ser considerada terá o valor correspondente quando aplicado um curto-circuito que tenha mesmo valor da capacidade do menor disjuntor. Ou seja, o reator

de menor impedância deverá limitar a corrente de falta a um nível pelo menos igual à capacidade de interrupção do menor disjuntor.

Já seu valor máximo deve corresponder a uma reatância que, quando inserida na rede, vai limitar a corrente a um valor mínimo e a adoção de um reator de maior reatância não reduziria a corrente para valores significativamente menores. Dessa maneira, considerando o intervalo no qual a reatância pode ser adotada, define-se então o valor do reator a ser instalado na subestação. Indica-se realizar análises variando a reatância no intervalo de 1Ω a 20Ω .

- Opção 3: *Instalação de Impedância de Aterramento*

A aplicação dessa medida objetiva reduzir a magnitude somente da corrente de defeito que tenha envolvimento com a terra.

Para que se identifique o valor da impedância a ser utilizada, devem ser feitas modelagens e simulações variando seu valor e então obter os níveis de curto-circuito para cada condição. Após realizadas as simulações, deve-se escolher a impedância que limitou a corrente de defeito monofásica e bifásica-terra a um valor inferior à capacidade de interrupção dos disjuntores instalados. Recomenda-se considerar o intervalo de 1Ω a 20Ω nas simulações.

- Opção 4: *Modificação da Impedância Equivalente do Sistema Elétrico*

Uma análise abrangente da impedância equivalente do sistema pode orientar modificações para otimizar a resposta a eventos de curto-circuito, contribuindo para a redução das correntes. Essa intervenção é realizada com o propósito de reduzir as correntes a níveis mais seguros e adequados aos equipamentos existentes nas subestações.

Como recomendação para aplicação dessa medida, indica-se a realização da permuta entre transformadores conectados no mesmo barramento ou de outros sistemas. Essa medida deve ser aplicada quando se tem disponibilidade de realizar a troca de transformadores de mesma potência mas que têm impedância diferente entre si. De forma comparativa, o transformador de maior impedância irá limitar a corrente de curto-circuito na rede em que se conecta a um valor inferior quando considerado um transformador de menor impedância.

- Opção 5: *Aplicação Conjunta de Medidas*

A análise considerando a aplicação integrada e simultânea de medidas definitivas visa uma abordagem abrangente para lidar com as elevadas correntes de curto-circuito. Ao combinar essas estratégias, busca-se otimizar a eficácia na redução das correntes de defeito e, por conseguinte, minimizar a probabilidade de superação de disjuntores.

Uma das principais vantagens desse enfoque é a capacidade de atacar o problema de superação em várias frentes simultaneamente, promovendo uma melhoria global na

segurança e confiabilidade do sistema. Ao combinar diferentes medidas é possível criar uma solução mais robusta e adaptável, potencializando seus efeitos positivos e minimizando possíveis desvantagens quando aplicadas individualmente.

Além das medidas definitivas previamente indicadas, é importante destacar que a abordagem para garantir a segurança e a eficiência do sistema elétrico pode envolver a aplicação de outras estratégias e tecnologias. Dentre as alternativas adicionais, cita-se um estudo recente visando a construção de um limitador de curto-circuito para uma rede de distribuição de média tensão. A metodologia de projeto otimizado utilizou um método de otimização computacional para reduzir o volume e o diâmetro do condutor dos reatores de limitação de corrente. A otimização demonstrou uma significativa redução no volume total do reator em um protótipo laboratorial (TAVARES, 2022). Além desse exemplo, pode-se citar a modernização de equipamentos, a implementação de sistemas avançados de proteção, a utilização de dispositivos inteligentes de monitoramento em tempo real e a incorporação de tecnologias emergentes, como soluções baseadas em supercondutores.

4 ESTUDO DE CASO: MEDIDAS DEFINITIVAS PARA O SISTEMA ELÉTRICO DO RIO DE JANEIRO

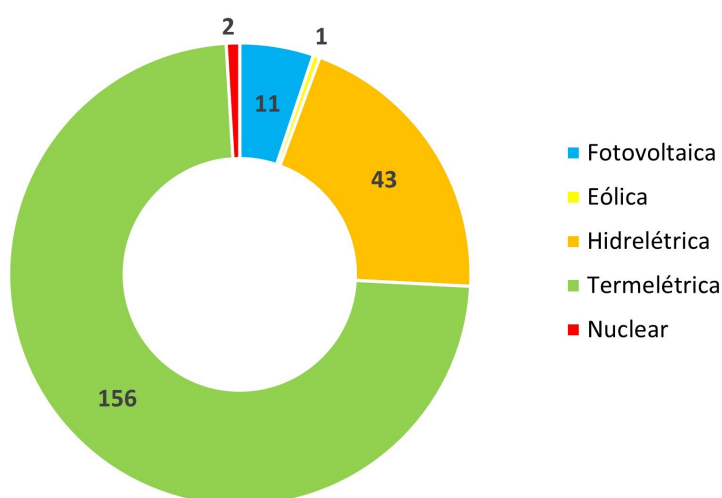
Nesse capítulo será apresentada a proposta de uma solução estrutural para as superações existentes na área elétrica do Rio de Janeiro, com foco nas análises e simulações detalhadas, avaliando a eficácia de medidas mitigadoras definitivas em substituição às medidas temporárias já empregadas nesse sistema elétrico. O critério utilizado de superação de disjuntores é por corrente de curto-circuito simétrica e as simulações incluem falhas monofásicas, bifásicas-terra e trifásicas, utilizando a ferramenta ANAFAS. As subestações São José, Nova Iguaçu e Grajaú, que suprem cerca de 90% da demanda da região metropolitana do Rio, são particularmente destacadas, com ênfase nas instalações de 138 kV da SE São José e SE Nova Iguaçu, consideradas cruciais para o aumento dos níveis de curto-circuito na área elétrica de estudo.

4.1 Características da Área Elétrica do Rio de Janeiro

Na área elétrica do Rio de Janeiro, ou área Rio, estão atualmente operacionais 213 empreendimentos de geração, totalizando uma capacidade de 10,96 GW. A Figura 34 ilustra a distribuição das principais fontes de geração instaladas no Estado do Rio. Além disso, existem projetos em construção ou em fase de planejamento que somam mais de 4,2 GW. Um destaque é a UTE GNA II, com capacidade instalada prevista de 1,67 GW, cujo início das operações está programado para o ano de 2025 (ANEEL, 2023c).

Figura 34 – Número de usinas de geração elétrica no Estado do Rio de Janeiro

PRINCIPAIS FONTES DE ENERGIA ELÉTRICA EM OPERAÇÃO NO RIO DE JANEIRO



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

É importante destacar que para a integração da UTE GNA II ao SIN será necessário realizar as obras de conexão. Porém, para que não se tenham restrições de geração, torna-se

imprescindível que se faça a substituição de disjuntores, transformadores de corrente e chaves seccionadoras superadas nas subestações SE Campos 345 kV e SE Mombaça 138 kV (EPE, 2020a).

Em 2021, por meio do Procedimento Competitivo Simplificado (PCS) ocorreu a contratação de 17 empreendimentos de geração de energia elétrica, totalizando 1.221 MW de capacidade. Esses empreendimentos têm um investimento estimado em cerca de R\$ 5,2 bilhões e englobam usinas a serem implantadas em diversos Estados do Brasil. Com o objetivo de assegurar a continuidade e segurança do fornecimento de energia elétrica, a contratação se iniciou em maio de 2022 e vai até dezembro de 2025, contribuindo para a resiliência do sistema e a recuperação dos reservatórios de hidrelétricas em resposta ao cenário de escassez hídrica de 2021. No Estado do Rio de Janeiro foram instaladas 4 usinas termelétricas, Karkey 013, Karkey 019, Porsud I e Porsud II, adicionando um total de aproximadamente 568 MW de potência na área Rio.

Em relação à Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), dados de agosto de 2023 mostram que no Estado do Rio de Janeiro haviam instalados 692 MW, sendo que na capital concentra-se cerca de 20% dessa geração. A previsão é que até 2030 a potência de MMGD atingirá 2.500 MW de capacidade instalada no Estado, o que representa um crescimento de mais de 260% (EPE, 2023b).

De acordo com o "2º Inventário de Emissões Atmosféricas em Usinas Termelétricas", divulgado em 2022 e elaborado pelo Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA), o Rio de Janeiro foi responsável por gerar 28% de toda a energia elétrica proveniente de fontes termelétricas fósseis no Sistema Interligado Nacional (IEMA, 2022).

A Tabela 16 apresenta as principais usinas localizadas na área Rio.

Tabela 16 – Principais usinas da área Rio de Janeiro

Área Rio - usinas de energia elétrica	
UTN Angra 500 kV	UTE Termomacaé 345 kV
UTE Norte Fluminense 345 kV	UHE Nilo Peçanha 230 kV/138 kV
UTE do Atlântico 138 kV	UTE GNA I 345 kV
UTE Karkey 13 138 kV	UTE Karkey 19 138 kV
UTE Porsud I 138 kV	UTE Porsud II 138 kV
UHE Ilha dos Pombos	UHE Fontes Nova
UHE Funil	UHE Simplício
UTE Campos	UTE Seropédica
UTE Santa Cruz	UTE Termorio
UHE Pereira Passos	UTE Baixada Fluminense

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Ressalta-se que as usinas UHE Ilha dos Pombos, UHE Fontes Nova, UHE Funil, UHE Simplício, UTE Campos, UTE Seropédica, UTE Santa Cruz, UTE Termorio, UHE

Pereira Passos e UTE Baixada Fluminense estão conectadas na rede de distribuição mas são despachadas centralizadamente pelo ONS.

Já a Tabela 17 mostra as principais subestações do sistema elétrico do Rio de Janeiro.

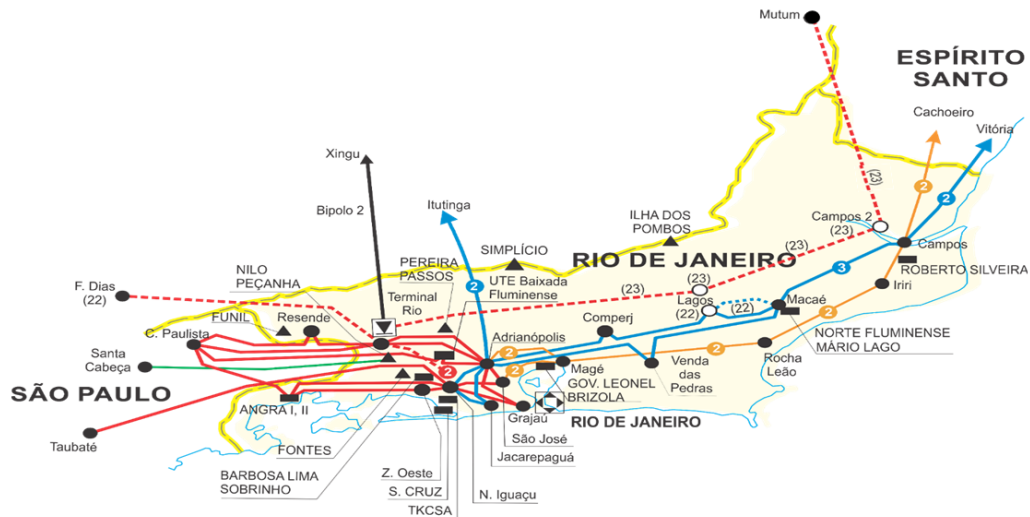
Tabela 17 – Principais subestações do sistema elétrico do Rio de Janeiro

Área Rio - subestações	
SE Resende 500 kV	SE Adrianópolis 500/345/138 kV
SE São José 500/138 kV	SE Grajaú 500/138 kV
SE Zona Oeste 500/138 kV	SE Baixada Fluminense 500 kV
SE Nova Iguaçu 500/345/138 kV	SE Terminal Rio 500 kV
SE Padre Fialho 345 kV	SE Jacarepaguá 345/138 kV
SE Venda das Pedras 345/138 kV	SE Macaé Merchant 345 kV
SE Campos 345/138 kV	SE Zona Industrial 138 kV
SE Lagos 345/138 kV	

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A Figura 35 apresenta o sistema geoeletrico do Rio de Janeiro.

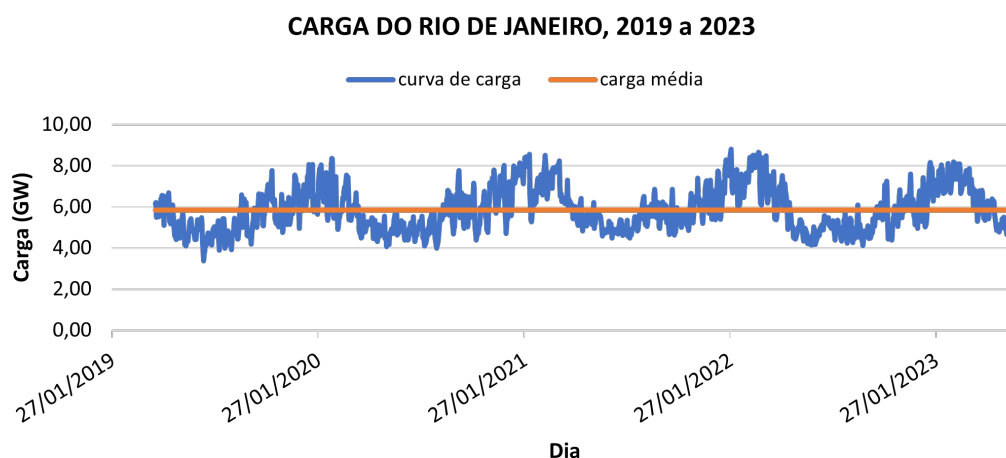
Figura 35 – Diagrama unifilar simplificado de atendimento à área Rio



Fonte: (ONS, 2021a).

No que diz respeito ao consumo, a carga média no Estado do Rio de Janeiro, abrangendo o período de abril de 2019 a junho de 2023, registrou 5,84 GW, enquanto o pico máximo nesse intervalo ocorreu em 27 de janeiro de 2022, atingindo 8,94 GW às 23h. A variação da demanda ao longo desse período é visualizada na Figura 36. As empresas Light, Enel Rio e Energisa Nova Friburgo são as empresas que prestam o serviço de distribuição no Estado do Rio de Janeiro.

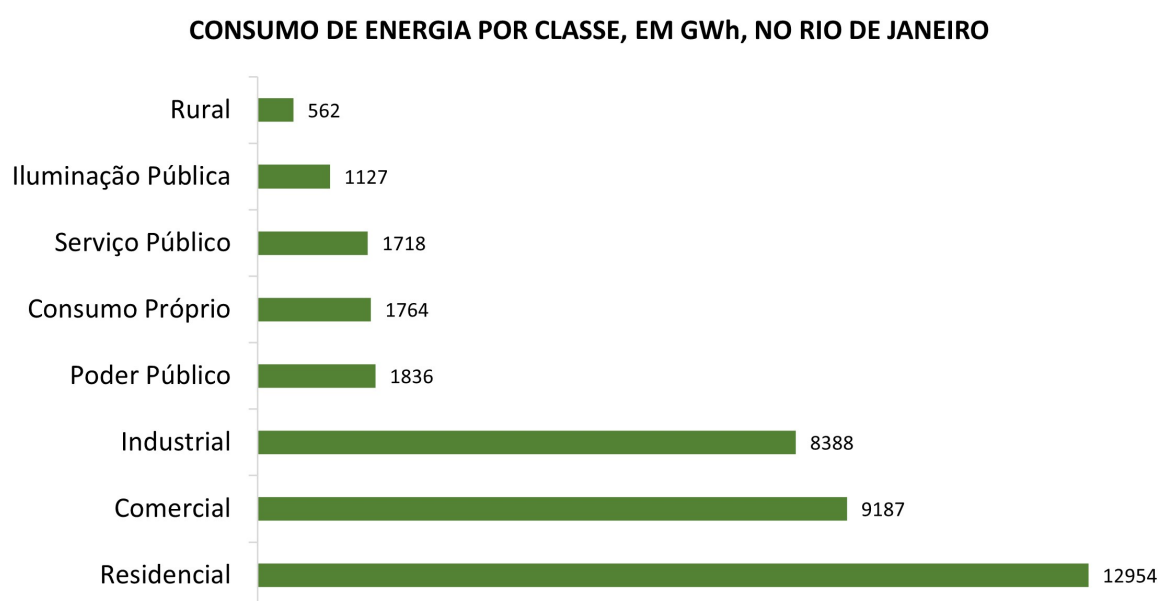
Figura 36 – Curva de carga do Rio de Janeiro de 2019 a 2023, em GW



Fonte: Adaptado de (ONS, 2021c).

Já em relação à energia, conforme consta no "Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2022" (EPE, 2022), o setor residencial no Estado do Rio de Janeiro, que conta com mais de 6,6 milhões de consumidores, foi o que mais consumiu energia elétrica no ano de 2022, correspondendo a quase 36% de todo consumo anual. Em segundo lugar, vem o setor comercial, com 450 mil consumidores e consumo equivalente a 24% dos mais de 37.500 GWh de energia consumidos. Para o ano de 2022, tem-se o consumo de energia, por classe consumidora, apresentado na Figura 37.

Figura 37 – Energia consumida em 2022, por classe consumidora, em GWh

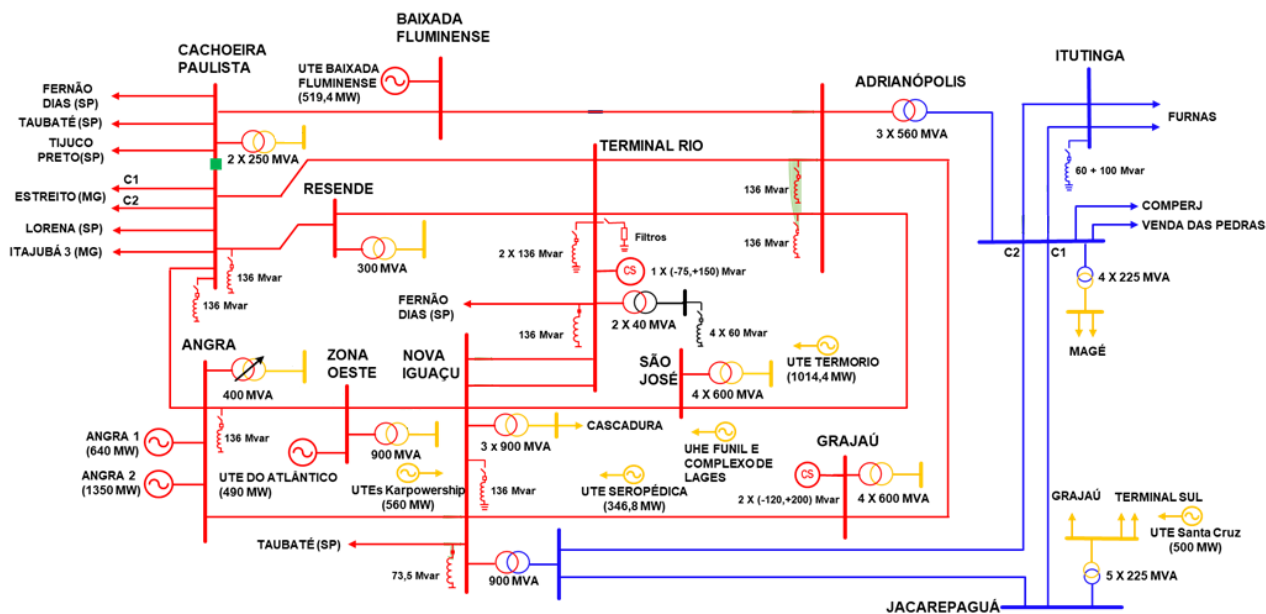


Fonte: Adaptado de (EPE, 2022).

4.2 Problema de Superação de Disjuntores na Área Rio

A Figura 38 mostra o diagrama elétrico simplificado das instalações da área Rio. Esse unifilar retrata a configuração do sistema em abril de 2023.

Figura 38 – Diagrama unifilar simplificado de atendimento à área Rio



Fonte: Adaptado de (ONS, 2023e).

Em virtude das particularidades do sistema elétrico que atende o Rio de Janeiro, uma série de desafios relacionados aos níveis de curto-circuito tem se tornado evidente. A significativa demanda elétrica dessa área, representando cerca de 20% do total do SIN, impõe uma carga substancial sobre as subestações de 138 kV presentes na região. A concentração de usinas de geração, incluindo a UTE Santa Cruz, UTE Seropédica e UTE Termorio, e transformadores conectados em paralelo, além da rede de distribuição em anel, contribui para o aumento do nível das correntes de defeito.

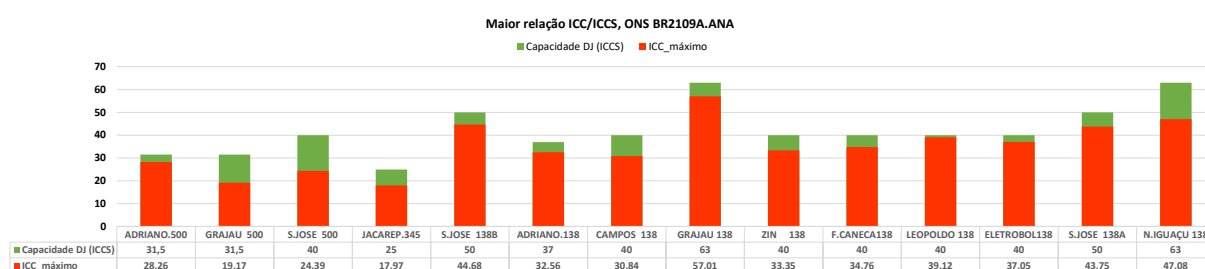
Consequentemente, os níveis de curto-circuito nas subestações dessa área têm se elevado consideravelmente. Esses valores, em muitos casos, aproximam-se ou até ultrapassam a capacidade de interrupção simétrica dos disjuntores instalados. As elevadas correntes de curto-circuito, caso não sejam interrompidas, podem acarretar consequências críticas, incluindo danos aos equipamentos, interrupção do fornecimento de energia e, em situações extremas, riscos à segurança dos operadores e à integridade do sistema elétrico como um todo.

A necessidade de abordar esse problema de maneira eficaz é crucial e representa um desafio para garantir a confiabilidade e a segurança da rede elétrica. A busca por soluções que possam mitigar essas superações de curto-circuito é de extrema importância, uma

vez que pode minimizar os riscos operacionais, prolongar a vida útil dos equipamentos e assegurar um fornecimento contínuo e estável de energia elétrica para a região. Portanto, compreender e buscar a solução estrutural e definitiva para essa situação é fundamental para a integridade e a eficiência do sistema elétrico na área Rio.

A análise considerando a base de dados de operação ONS BR2109A.ANA (ONS, 2021b) oferece um panorama dessa situação, permitindo a identificação de subestações em estado crítico que requerem atenção especial. A identificação dessa condição e a busca por soluções técnicas que equilibrem a capacidade de interrupção dos disjuntores com os níveis de curto-circuito são imperativas para garantir a integridade sem limitar a expansão do sistema da área Rio. A Figura 39 destaca visualmente como os níveis de curto-circuito das instalações encontram-se próximos à capacidade de interrupção dos disjuntores instalados nas subestações da área Rio.

Figura 39 – Maior relação ICC/ICCS em subestações da área elétrica do Rio



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Atualmente, devido ao problema de superação previamente identificado em algumas subestações dessa área elétrica, já estão sendo empregados recursos operativos no sistema, como a abertura por meio do seccionamento de barramentos de subestações e linhas de distribuição. No entanto, a aplicação dessas ações pode afetar a confiabilidade da rede e sua flexibilidade operativa.

A busca por soluções alternativas para resolver essa questão está sendo conduzida por um Grupo de Trabalho (GT) denominado "Soluções para a Redução dos Níveis de Curto-Circuito no Rio de Janeiro". Criado em 2017, esse GT tem como objetivo encontrar uma solução para diminuir os níveis de curto-circuito na área do Rio de Janeiro. A coordenação desse grupo está a cargo da EPE e conta com a participação de instituições diretamente responsáveis pelo planejamento e operação da rede básica e de distribuição na região, incluindo o ONS, Furnas e Light.

4.3 Estudo de Caso

Em (SANTOS, 2022) foi apresentada a problemática nas subestações da área elétrica do Rio de Janeiro em razão das elevadas correntes de curto-circuito das instalações que levam à superação dos disjuntores instalados. Com o intuito de encontrar uma solução estrutural para as superações já verificadas e como alternativa às medidas operativas empregadas nesse sistema elétrico, busca-se então a evolução do tema abordado no referido trabalho. Com base nas informações expostas, esta pesquisa agora se direciona para a realização de análises minuciosas e simulações detalhadas, por meio de avaliação da eficácia de medidas mitigadoras definitivas como solução para as superações identificadas nas subestações locais. O método empregado encontra-se apresentado na Seção 3.4.

O desenvolvimento desse trabalho inclui simulações de falhas monofásicas, bifásicas-terra e trifásicas, executadas por meio da ferramenta computacional ANAFAS, para obter os níveis de curto-circuito nas principais instalações da rede sob análise. Além disso, foram incorporadas modificações nas bases de dados divulgadas pelo ONS, considerando a inclusão de novos equipamentos e/ou alterações na topologia da rede e verificando a efetividade das medidas definitivas propostas, para a configuração no horizonte de operação e no cenário futuro.

As subestações São José, Nova Iguaçu e Grajaú, de forma combinada, suprem aproximadamente 90% da demanda energética de toda a região metropolitana do Rio de Janeiro. Nesse cenário, destaca-se que os empreendimentos voltados ao setor de 138 kV, especificamente da SE São José e SE Nova Iguaçu, desempenharam um papel preponderante no incremento dos níveis de curto-circuito na área elétrica do Rio. Com base nesse contexto, é importante ressaltar que essas instalações constituem o foco principal do presente estudo, merecendo uma análise detalhada e cuidadosa.

4.3.1 Subestação São José

Operacional desde 1993, a subestação São José desempenha um importante papel na infraestrutura elétrica da área Rio. Essa instalação possui quatro transformadores de 500/138/13,8 kV, cada um com a capacidade de 600 MVA. Através de linhas de transmissão de 500 kV, a subestação São José está interligada com as subestações Adrianópolis e Nova Iguaçu. Além dessas conexões, essa subestação assume ainda outra função crucial como ponto de conexão para a UTE Termorio, que apresenta uma capacidade instalada de 1,05 GW. A SE São José 500 kV é considerada uma subestação estratégica para o SIN, classificada como tipo E3, ou seja, o seu desligamento impactaria pelo menos um Estado com corte de carga superior a 750 MW (ONS, 2021d).

Por meio da aplicação da ferramenta computacional ANAFAS, procedeu-se à simulação dos níveis de curto-circuito (ICC) na Subestação São José. Os resultados das simulações com as maiores correntes de defeito para os diferentes níveis de tensão podem

ser visualizados na Tabela 18.

Tabela 18 – Maiores correntes de curto-circuito na SE São José, caso ONS BR2109A

SE São José	
Tensão	ICC (kA)
500 kV	24,39
138 kV	44,68
13,8 kV	25,86

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A Tabela 19 apresenta a capacidade de interrupção simétrica do menor disjuntor (DJ) conectado à SE São José, por nível de tensão. Ressalta-se que no setor de 13,8 kV não há disjuntor instalado.

Tabela 19 – Capacidade de interrupção do menor disjuntor

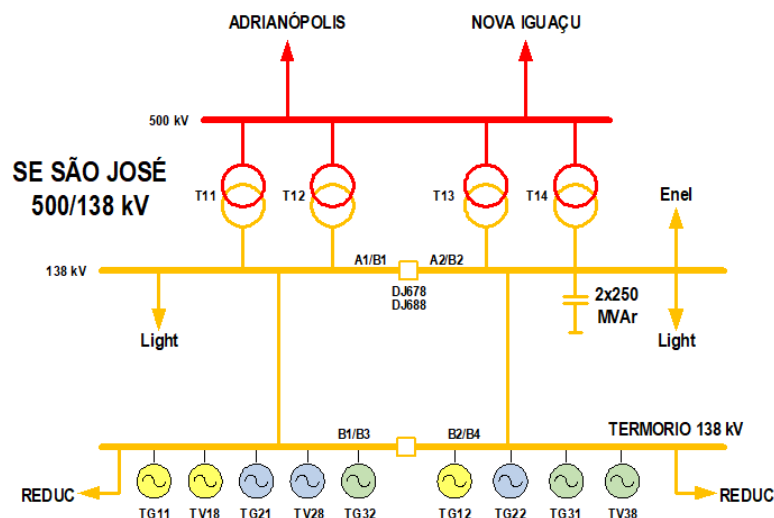
Subestação	Capacidade do menor disjuntor - em kA
São José 500 kV	40,00
São José 138 kV	50,00

Fonte: Adaptado de (ONS, 2023k).

Com a entrada em operação da SE Nova Iguaçu, os estudos elétricos para a SE São José revelaram que os níveis de curto-circuito ultrapassavam a capacidade de interrupção simétrica dos disjuntores, que é 50 kA no setor de 138 kV. Essa situação demandou a abertura do seu barramento de 138 kV. Essa configuração operacional, ilustrada na Figura 40, resultou na separação dos secundários dos transformadores em dois barramentos independentes. Embora essa medida operativa tenha contribuído para a redução dos níveis de curto-circuito, ela também implica em uma diminuição da confiabilidade do sistema.

Utilizando a base de dados ONS BR2109A e a ferramenta ANAFAS, foram simulados os níveis de curto-circuito no barramento de 138 kV da SE São José considerando duas topologias diferentes: uma com o barramento aberto e outra com o barramento fechado. Os resultados das simulações estão detalhados na Tabela 20. Verifica-se que com a adoção da medida operativa, tem-se uma redução significativa nos níveis de curto-circuito, superiores a 28% em todos os defeitos simulados. Os valores destacados em vermelho representam uma corrente de curto-circuito superior à capacidade de interrupção do disjuntor.

Figura 40 – Diagrama elétrico da SE São José



Fonte: (ONS, 2018a).

Tabela 20 – Níveis de curto-circuito na SE São José 138 kV, caso ONS BR2109A

SE São José 138 kV			
Defeito	ICC (kA) - barramento fechado	ICC (kA) - barramento aberto	Redução (%)
Trifásico	65,13	44,68	31,40
Monofásico	56,66	40,57	28,40
Bifásico-terra	63,58	42,93	32,48

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Na topologia em que o barramento opera fechado, a corrente de curto-circuito atinge 65,13 kA para um defeito trifásico. Considerando que a capacidade de interrupção simétrica (ICCS) dos disjuntores é de 50 kA, tem-se, portanto, uma relação ICC/ICCS superior a 130%. A análise de corrente passante (*line-out*) também sinaliza a superação de todos os disjuntores do setor de 138 kV da SE São José, conforme apresentado da Tabela 21. Após esse estudo detalhado, verifica-se que a corrente passante no equipamento atinge valores superiores à sua capacidade, confirmando a superação de 24 disjuntores. No entanto, após a adoção da medida mitigadora, que foi a abertura do barramento em duas seções de barras, a corrente de falta trifásica diminuiu para 44,68 kA, um valor abaixo da capacidade de interrupção dos disjuntores. Os valores destacados em vermelho representam uma relação ICC/ICCS superior a 100%.

Tabela 21 – *Line-out* da SE São José 138 kV com barramento fechado

Subestação:		SAO JOSÉ 138 kV								
Nível de curto-circuito na barra (kA):	Monofásico:	56,66		Trifásico:	65,13		Bifásico-terra:	63,58		
Configuração:		BR2109A.ANA + BARRAMENTO DA SE SÃO JOSÉ 138 kV FECHADO								
Equipamento destino		Capacidade de interrupção simétrica (ICCS) (kA)	Corrente de curto-circuito pelo disjuntor (ICC)			Relação corrente de curto/capacidade de interrupção (ICC/ICCS)			Situação	
Nome			Monofásico (kA)	Trifásico (kA)	Bifásico-terra (kA)	Monofásico (%)	Trifásico (%)	Bifásico-terra (%)		
BCO 1 / BCO 2 - 250 Mvar		50,00	57,10	65,13	63,70	114,20	130,26	127,40	Superado	
BCO 3 / BCO 4 - 250 Mvar		50,00	57,10	65,13	63,70	114,20	130,26	127,40	Superado	
LT Imbariê C1		50,00	56,66	65,13	63,58	113,32	130,26	127,16	Superado	
LT Imbariê C2		50,00	56,66	65,13	63,58	113,32	130,26	127,16	Superado	
LT Ilha dos Pombos		50,00	56,18	64,37	62,90	112,36	128,74	125,80	Superado	
LT Cordovil C1		50,00	56,54	64,95	63,42	113,08	129,90	126,84	Superado	
LT Cordovil C2		50,00	56,54	64,95	63,42	113,08	129,90	126,84	Superado	
LT Triagem C1		50,00	56,56	64,96	63,43	113,12	129,92	126,86	Superado	
LT Triagem C2		50,00	56,56	64,96	63,43	113,12	129,92	126,86	Superado	
LT Magé C1		50,00	55,82	64,05	62,58	111,64	128,10	125,16	Superado	
LT Magé C2		50,00	55,74	64,06	62,53	111,48	128,12	125,06	Superado	
LT Vilar dos Teles (R. Cidade)		50,00	55,69	63,86	62,41	111,38	127,72	124,82	Superado	
LT Governador Leonel Brizola (Termorio) C1		50,00	52,94	58,22	57,45	105,88	116,44	114,90	Superado	
LT Governador Leonel Brizola (Termorio) C2		50,00	52,41	57,45	56,74	104,82	114,90	113,48	Superado	
TR1 525/138/13,8 kV		50,00	53,29	60,80	59,32	106,58	121,60	118,64	Superado	
TR2 525/138/13,8 kV		50,00	53,34	60,85	59,37	106,68	121,70	118,74	Superado	
TR3 525/138/13,8 kV		50,00	53,33	60,83	59,35	106,66	121,66	118,70	Superado	
TR4 525/138/13,8 kV		50,00	53,34	60,85	59,37	106,68	121,70	118,74	Superado	
LT Cascadura C1		50,00	56,22	64,57	63,06	112,44	129,14	126,12	Superado	
LT Cascadura C2		50,00	56,22	64,57	63,06	112,44	129,14	126,12	Superado	
LT Washington Luis		50,00	56,66	65,13	63,58	113,32	130,26	127,16	Superado	
LT Rosali		50,00	56,66	65,13	63,58	113,32	130,26	127,16	Superado	
Amarre A1-B1		50,00	56,66	65,13	63,58	113,32	130,26	127,16	Superado	
Amarre A2-B2		50,00	56,66	65,13	63,58	113,32	130,26	127,16	Superado	

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

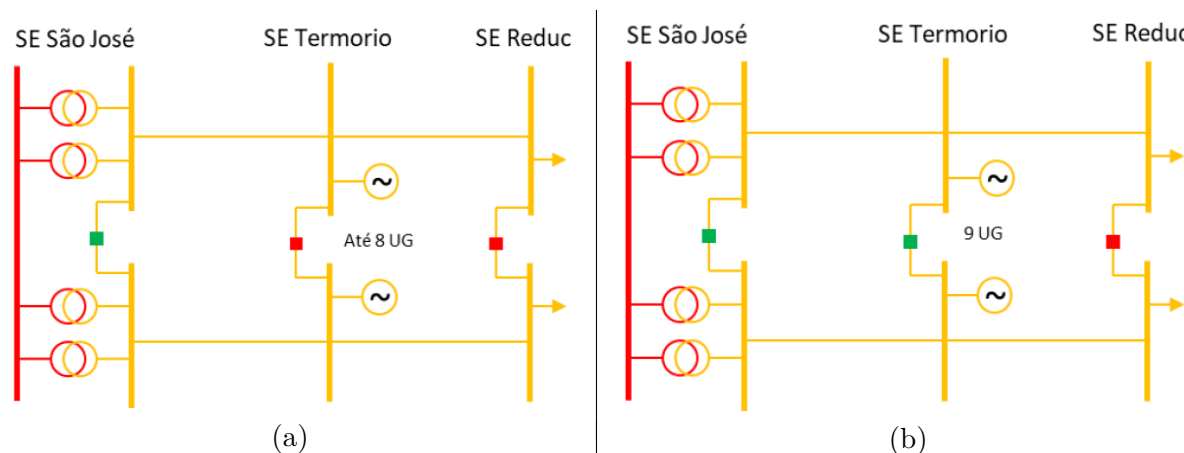
Devido aos elevados níveis de curto-circuito e em decorrência da superação dos equipamentos na SE São José 138 kV, também foram estabelecidos procedimentos normativos a serem adotados durante a operação do sistema, variando conforme a quantidade de unidades geradoras despachadas na UTE Termorio. Esses procedimentos estão detalhados na Tabela 22 (ONS, 2023h) e visualmente representados na Figura 41.

Tabela 22 – Operação do barramento de 138 kV da SE São José e da UTE Termorio

Configurações de Operação		
	Configuração 1	Configuração 2
Quantidade de máquinas na UTE Termorio	De 0 a 8 UG	Com 9 UG
Barramento da SE São José	Não interligado	Não interligado
Barramento da UTE Termorio	Interligado	Não interligado

Fonte: Adaptado de (ONS, 2023h).

Figura 41 – Configuração das barras de 138 kV das SE São José, SE Termorio e SE Reduc



Legenda: (a) UTE Termorio com até 8 UG e (b) UTE Termorio com 9 UG

Fonte: (ONS, 2023e).

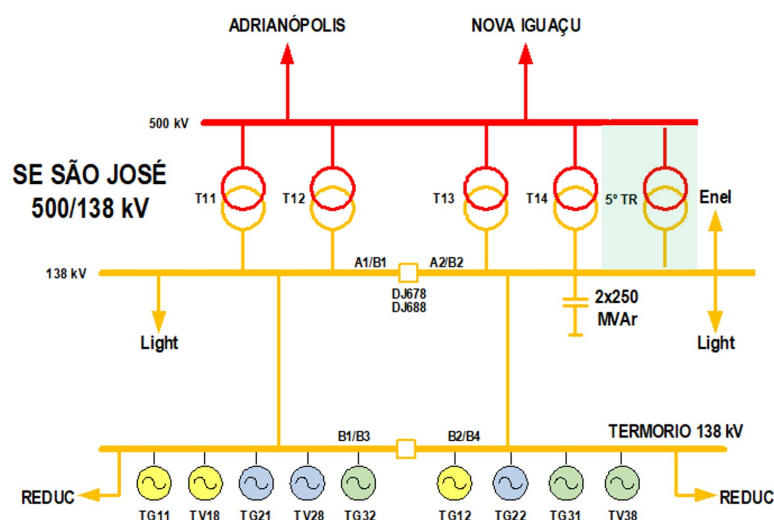
Em estudo realizado em 2017, verificou-se problema de sobrecarga na SE São José quando da perda de um transformador, no caso de operação desinterligada das suas barras de 138 kV, problema que poderia provocar corte de carga na região. Como solução, dentre as alternativas avaliadas, recomendou-se a instalação de um novo transformador com a mesma tensão e potência dos já existentes (EPE, 2017). A implantação desse novo equipamento foi recomendada no PAR/PEL 2019-2023 e os recursos alocados para essa expansão foram estimados em mais de R\$ 58 milhões (ONS, 2018b).

Entretanto, verificou-se que seria adequado aguardar as análises do GT da área Rio, que é coordenado pela EPE, antes de avançar com a instalação do 5º transformador na SE São José 138 kV. Essa decisão deveu-se ao fato de que essa melhoria acarretaria um investimento de grande porte, com um período de execução prolongado e optar pela instalação do equipamento poderia acarretar ônus para o sistema elétrico. Dessa maneira, como as análises do grupo de trabalho ainda se encontram em andamento, a instalação do equipamento adicional não foi realizada e, pelas razões anteriormente explicadas, não foi mais recomendada nos documentos PAR/PEL emitidos a posteriori.

Portanto, até que se tenha uma solução estrutural para mitigar essa sobrecarga e manter a integridade dos equipamentos é atualmente implementado, como medida operativa, o redespacho das usinas mais influentes, com o objetivo de realocar a geração de energia de forma a reduzir os carregamentos dos transformadores em sobrecarga. Como exemplo, aplica-se uma redução de geração de 26 MW na UTE Termorio, 20 MW na UHE Ilha dos Pombos, 17 MW na UTE Juiz de Fora e demais usinas, totalizando uma redução de 94 MW (ONS, 2023f).

Visando verificar o impacto da inclusão do 5º transformador, caso se mantivesse a recomendação para sua instalação, fez-se a modelagem e sua adição utilizando a base de dados ONS BR2109A. Os parâmetros elétricos considerados para esse novo equipamento são iguais aos existentes, sendo $X_{ps} = 2,157\%$, $X_{pt} = 18,807\%$ e $X_{st} = 16,310\%$, na base de potência de 100 MVA e base de tensão 500 kV e 138 kV. O diagrama unifilar considerando o transformador adicional é apresentado na Figura 42.

Figura 42 – Diagrama da SE São José com a inclusão do 5º transformador



Fonte: Adaptado de (ONS, 2018a).

Os valores resultantes dos níveis de curto-circuito na SE São José 138 kV, considerando a configuração com 4 e 5 transformadores, bem como a variação percentual, estão apresentados na Tabela 23. O valor destacado em vermelho representa uma corrente de curto-circuito superior à capacidade de interrupção do disjuntor.

Tabela 23 – Níveis de curto-circuito na SE São José 138 kV, com 4 e 5 transformadores

SE São José 138 kV			
Defeito	ICC (kA) - 4 TR	ICC (kA) - 5 TR	Aumento (%)
Trifásico	44,68	50,15	12,24
Monofásico	40,57	46,71	15,13
Bifásico-terra	42,93	49,23	14,68

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Visto que os disjuntores do setor de 138 kV possuem capacidade de interrupção simétrica (ICCS) de 50 kA, ao considerar a operação com 5 transformadores e o barramento aberto, observa-se que a corrente de defeito trifásica ($ICC = 50,15 \text{ kA}$) excede a capacidade dos disjuntores e a relação $ICC/ICCS$ é de 100,30%. Pelo fato dessa relação ter ultrapassado 100%, tem-se um indicativo de superação, sendo então necessário conduzir com o estudo de corrente passante (*line-out*), como mostrado na Tabela 24. Supondo que o disjuntor associado ao novo transformador também tivesse capacidade de 50 kA, verifica-se que 4 disjuntores estariam em estado de alerta, valores destacados em amarelo, e 4 estariam superados, valores ressaltados em vermelho. Dessa forma, tornaria essencial proceder à substituição dos disjuntores superados ou efetuar a implementação de uma medida mitigadora antes da instalação do 5º transformador 500/138/13,8 kV na SE São José.

Tabela 24 – *Line-out* da SE São José 138 kV com 5 transformadores

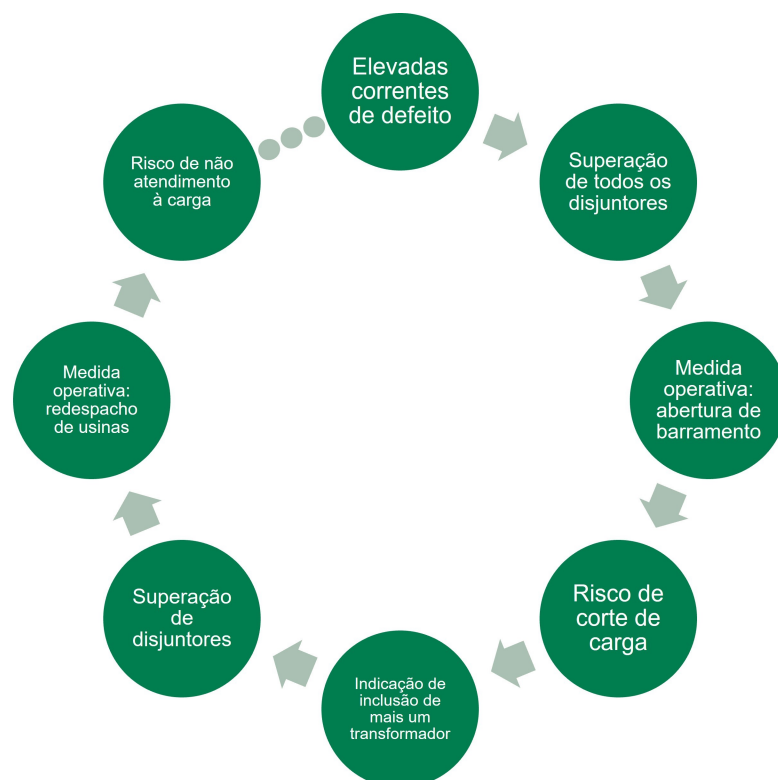
Subestação:		SAO JOSÉ 138 kV								
Nível de curto-circuito na barra (kA):		Monofásico:	40,82/46,71		Trifásico:	44,68/50,15		Bifásico-terra:	43,17/49,23	
Configuração:		BR2109A.ANA + TR5 500/138/13,8 kV								
Equipamento destino		Capacidade de interrupção simétrica (ICCS) (kA)	Corrente de curto-circuito pelo disjuntor (ICC)			Relação corrente de curto/capacidade de interrupção (ICC/ICCS)			Situação	
Nome			Monofásico (kA)	Trifásico (kA)	Bifásico-terra (kA)	Monofásico (%)	Trifásico (%)	Bifásico-terra (%)		
BCO 1 / BCO 2 - 250 Mvar		50,00	41,23	44,68	43,36	82,46	89,36	86,72	OK	
BCO 3 / BCO 4 - 250 Mvar		50,00	41,23	44,68	43,36	82,46	89,36	86,72	OK	
LT Imbariê C1		50,00	40,82	44,68	43,17	81,64	89,36	86,34	OK	
LT Imbariê C2		50,00	40,82	44,68	43,17	81,64	89,36	86,34	OK	
LT Ilha dos Pombos		50,00	40,31	43,92	42,51	80,62	87,84	85,02	OK	
LT Cordovil C1		50,00	46,44	49,75	48,89	92,88	99,50	97,78	Alerta	
LT Cordovil C2		50,00	46,44	49,75	48,89	92,88	99,50	97,78	Alerta	
LT Triagem C1		50,00	39,91	43,17	41,87	79,82	86,34	83,74	OK	
LT Triagem C2		50,00	39,92	43,17	41,87	79,84	86,34	83,74	OK	
LT Magé C1		50,00	39,84	43,39	42,00	79,68	86,78	84,00	OK	
LT Magé C2		50,00	39,78	43,40	42,01	79,56	86,80	84,02	OK	
LT Vilar dos Teles (R. Cidade)		50,00	39,80	43,35	41,95	79,60	86,70	83,90	OK	
LT Governador Leonel Brizola (Termorio) C1		50,00	40,78	43,25	43,11	81,56	86,50	86,22	OK	
LT Governador Leonel Brizola (Termorio) C2		50,00	33,81	37,01	36,41	67,62	74,02	72,82	OK	
TR1 500/138/13,8 kV		50,00	40,68	43,75	42,45	81,36	87,50	84,90	OK	
TR2 500/138/13,8 kV		50,00	40,76	43,81	42,53	81,52	87,62	85,06	OK	
TR3 500/138/13,8 kV		50,00	32,22	35,79	35,30	64,44	71,58	70,60	OK	
TR4 500/138/13,8 kV		50,00	32,25	35,84	35,34	64,50	71,68	70,68	OK	
TR5 500/138/13,8 kV		50,00	40,68	43,75	42,45	81,36	87,50	84,90	OK	
LT Cascadura C1		50,00	45,76	48,88	48,07	91,52	97,76	96,14	Alerta	
LT Cascadura C2		50,00	45,76	48,88	48,07	91,52	97,76	96,14	Alerta	
LT Washington Luis		50,00	46,71	50,15	49,23	93,42	100,30	98,46	Superado	
LT Rosali		50,00	46,71	50,15	49,23	93,42	100,30	98,46	Superado	
Amarre A1-B1		50,00	46,71	50,15	49,23	93,42	100,30	98,46	Superado	
Amarre A2-B2		50,00	46,71	50,15	49,23	93,42	100,30	98,46	Superado	

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Por todo exposto, verifica-se que, por conta das elevadas correntes de curto-circuito, fez-se necessário implementar medidas operativas nesse sistema. Entretanto, como consequência, verificou-se um possível risco de corte de carga e como ação temporária, faz-se, atualmente, o redespacho de usinas.

Nesse caso, fica bem evidenciado que a adoção de medidas operativas compromete a confiabilidade e flexibilidade da rede, sendo necessária a busca por medidas definitivas a serem empregadas como solução estrutural. Para representar esse ciclo recorrente e sem fim, tem-se um resumo desse problema na Figura 43.

Figura 43 – Problemas do uso de medidas operativas



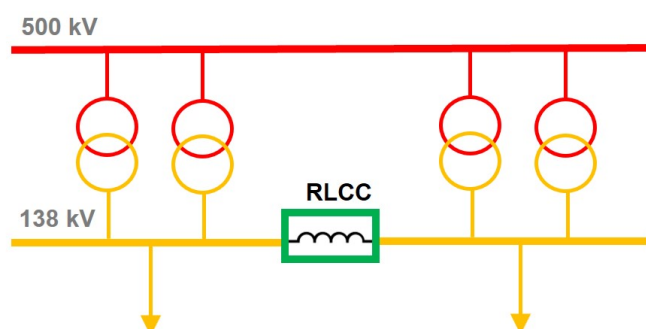
Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

4.3.2 Análise de alternativas - SE São José

4.3.2.1 Configuração 1: Instalação de um RLCC na SE São José 138 kV

Visando encontrar uma solução definitiva para que se tenha a redução no nível de curto-circuito e para que também se possa operar com o barramento da SE São José 138 kV fechado, sugere-se a inserção de um RLCC entre as seções de barras dessa instalação, conforme ilustra a Figura 44.

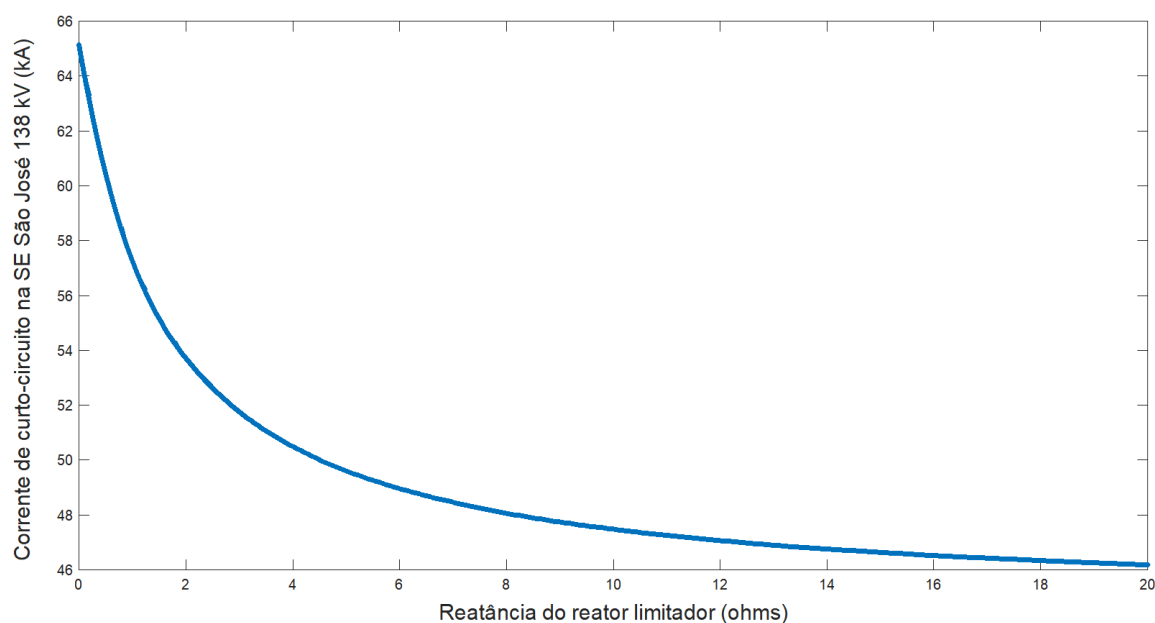
Figura 44 – Configuração 1: Conexão do RLCC na SE São José 138 kV



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Para que se verifique a efetividade da adoção dessa medida, bem como para auxiliar na escolha do valor da reatância desse equipamento, foi simulada a inserção de RLCC com reatância variando de 0 a 20 Ω . A relação entre a máxima corrente de defeito (em kA), que coincidentemente foi a trifásica em todas as simulações realizadas, e a reatância do reator (em ohms) é apresentada na Figura 45.

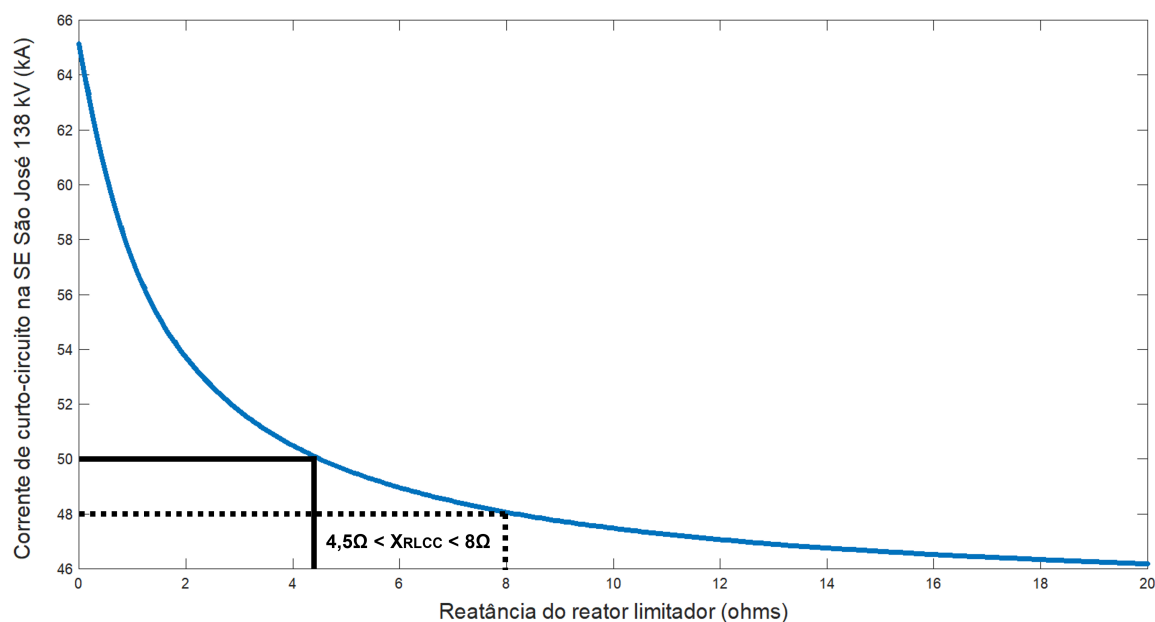
Figura 45 – Eficiência do reator limitador na SE São José 138 kV



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Sabendo-se que a capacidade de interrupção simétrica dos disjuntores do setor de 138 kV dessa subestação é de 50 kA, deve-se então verificar qual o valor indicado de reatância do RLCC para a configuração em análise. Conforme ilustra a Figura 46, tem-se, portanto, que instalar um RLCC com reatância superior a 4,5 Ω . Porém, observa-se também que para uma reatância superior a 8 Ω tem-se pouca redução no valor da corrente de defeito, sendo esse o valor de reatância máxima do equipamento a ser instalado.

Figura 46 – Reatância mínima e máxima do reator limitador na SE São José 138 kV



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Dessa maneira, optou-se pela instalação de um RLCC no valor de $5\ \Omega$. Assim sendo, supondo a inclusão desse reator, considerando a base de dados ONS BR2109A e fazendo as simulações com o auxílio da ferramenta ANAFAS, tem-se na Tabela 25 os níveis de curto-circuito no barramento de 138 kV da SE São José. Verifica-se, com a instalação do reator limitador, uma redução significativa da corrente de defeito, comparado ao valor obtido com o barramento fechado, confirmando a efetividade na adoção dessa medida definitiva proposta em substituição à medida operativa atualmente adotada. Os valores destacados em vermelho representam uma corrente de curto-circuito superior à capacidade de interrupção do disjuntor.

Tabela 25 – Níveis de curto-circuito na SE São José 138 kV - Configuração 1

SE São José 138 kV			
Defeito	ICC (kA) - barramento fechado	ICC (kA) - RLCC de $5\ \Omega$	Redução (%)
Trifásico	65,13	49,61	23,83
Monofásico	56,66	44,44	21,57
Bifásico-terra	63,58	48,06	24,41

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Ressalta-se que, mesmo com uma redução em todos os níveis de curto-circuito, a corrente trifásica encontra-se próxima à capacidade de interrupção simétrica do disjuntor da instalação, com a relação ICC/ICCS superior a 99%.

De modo a se verificar a efetividade dessa medida considerando a expansão do

sistema, tem-se para o horizonte futuro, utilizando a base de dados de planejamento configuração dezembro de 2026, ONS BR2612PE.ANA (ONS, 2023d), que o nível de curto-circuito trifásico atinge 51,92 kA, como apresentado na Tabela 26, sendo que a relação ICC/ICCS é 103,84%, dado que os disjuntores têm capacidade de 50 kA, sendo que os valores destacados em vermelho representam uma corrente de curto-circuito superior à capacidade de interrupção do disjuntor.

Tabela 26 – Níveis de curto-circuito na SE São José 138 kV, horizonte futuro - Configuração 1

SE São José 138 kV com RLCC de 5 Ω	
Defeito	ICC (kA) - horizonte futuro
Trifásico	51,92
Monofásico	45,99
Bifásico-terra	50,04

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Logo, apesar da corrente ter ficado inferior a 50 kA na configuração de operação, devido à relação ICC/ICCS estar superior a 100% no horizonte futuro, o que é um indicativo de superação, conclui-se que apenas a adoção dessa medida definitiva não é suficiente para a SE São José, levando-se em consideração a configuração futura da rede elétrica.

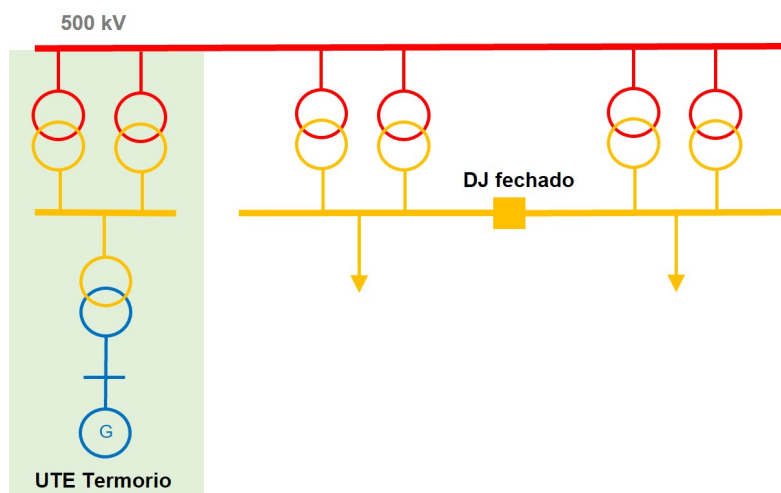
4.3.2.2 *Configuração 2: Alteração do ponto de conexão da UTE Termorio e barramento de 138 kV fechado*

A UTE Termorio, que utiliza gás natural como combustível para gerar energia elétrica, está conectada ao SIN pelo setor de 138 kV da SE São José, que por essa razão, contribuiu consideravelmente para o aumento da corrente de curto-circuito nessa subestação.

Como proposta para redução da corrente de defeito, propõe-se a alteração do ponto de conexão da UTE Termorio, se conectando no setor de 500 kV da SE São José, por meio de 2 transformadores adicionais, de mesma potência e tensão dos existentes, e com o barramento de 138 kV operando fechado. Destaca-se que a operação do setor de 138 kV em aberto pode afetar a confiabilidade e flexibilidade operativa do sistema elétrico. Além disso, considera-se ter um barramento em 138 kV exclusivo para conexão da UTE Termorio. A configuração proposta é apresentada na Figura 47.

Para essa configuração proposta, a partir da simulação considerando a base de dados de operação ONS BR2109A, têm-se os níveis de curto-circuito da SE São José 138 kV apresentados na Tabela 27. Verifica-se que para a topologia considerada, apesar da redução da corrente de defeito, ainda se tem a relação ICC/ICCS superior a 100%, como destacado em vermelho.

Figura 47 – Configuração 2: Alteração do ponto de conexão da UTE Termorio e barramento de 138 kV fechado



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Tabela 27 – Níveis de curto-circuito na SE São José 138 kV - Configuração 2

SE São José 138 kV			
Defeito	ICC (kA) - barramento fechado	ICC (kA) - <i>Configuração 2</i>	Redução (%)
Trifásico	65,13	54,44	16,41
Monofásico	56,66	52,21	7,85
Bifásico-terra	63,58	53,94	15,16

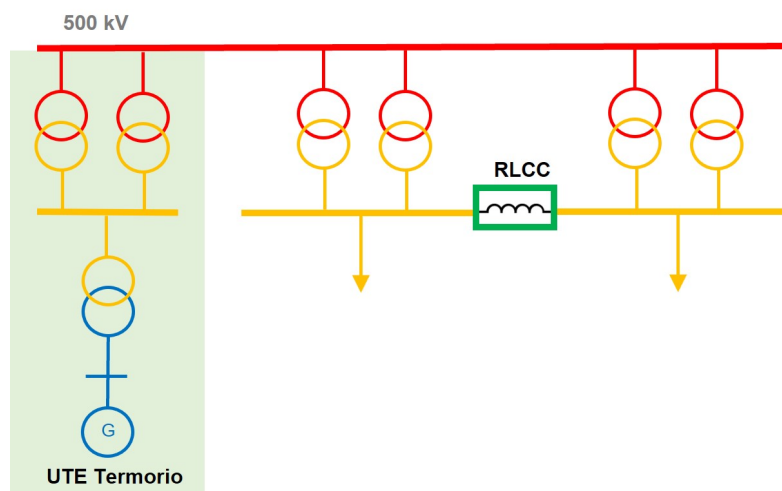
Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

4.3.2.3 Configuração 3: Instalação de RLCC e alteração do ponto de conexão da UTE Termorio

De modo a se obter a redução do nível de curto-circuito na SE São José 138 kV aplicando-se uma solução definitiva, propõe-se a combinação das medidas aplicadas na Configuração 1 e na Configuração 2, ou seja, sugere-se a instalação de um reator limitador de curto-circuito bem como a alteração do ponto de conexão da UTE Termorio. Lembrando que a potência instalada dessa usina é de 1,05 GW. O RLCC será de $5\ \Omega$ e a conexão da UTE Termorio se dará na SE São José 500 kV e um barramento em 138 kV exclusivo para sua conexão, além de 2 transformadores adicionais, de 500/138/13,8 kV de 600 MVA cada. A configuração proposta é exibida na Figura 48.

A partir da modelagem da terceira configuração proposta e realizadas simulações no ANAFAS, verificam-se os valores de curto-circuito na Tabela 28. Os valores destacados em vermelho representam uma corrente de curto-circuito superior à capacidade de interrupção do disjuntor.

Figura 48 – Configuração 3: Instalação de RLCC e alteração do ponto de conexão da UTE Termorio



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Tabela 28 – Níveis de curto-circuito na SE São José 138 kV - Configuração 3

SE São José 138 kV - horizonte de operação			
Defeito	ICC (kA) - barramento fechado	ICC (kA) - <i>Configuração 3</i>	Redução (%)
Trifásico	65,13	42,24	35,15
Monofásico	56,66	40,59	28,36
Bifásico-terra	63,58	41,67	34,46

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Para o horizonte futuro, considerando a base de dados de planejamento ONS BR2612PE, até o ano de 2026, foram realizadas as mesmas alterações da 3ª configuração e a Tabela 29 apresenta os níveis de curto-circuito obtidos. Destaca-se que, tanto no horizonte de operação quanto no horizonte futuro, a relação ICC/ICCS é inferior a 100%, sendo que a maior relação é de 89,5% e os valores destacados em vermelho representam uma corrente de curto-circuito superior à capacidade de interrupção do disjuntor.

Tabela 29 – Níveis de curto-circuito na SE São José 138 kV, horizonte futuro - Configuração 3

SE São José 138 kV - horizonte futuro			
Defeito	ICC (kA) - barramento fechado	ICC (kA) - <i>Configuração 3</i>	Redução (%)
Trifásico	69,50	44,75	35,61
Monofásico	59,04	42,31	28,34
Bifásico-terra	67,36	43,91	34,81

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Portanto, considerando a escolha da aplicação conjunta de todas as medidas definitivas sugeridas na Configuração 3, têm-se as correntes de defeito para a SE São José apresentadas na Tabela 30.

Tabela 30 – Maiores correntes de curto-circuito na SE São José - Configuração 3

SE São José - Configuração 3		
Tensão	ICC (kA) - horizonte de operação	ICC (kA) - horizonte futuro
500 kV	25,51	28,87
138 kV	42,24	44,75
13,8 kV	25,77	25,85

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A substituição dos disjuntores de 50 kA da SE São José 138 kV por equipamentos com capacidade de interrupção simétrica de 63 kA é também uma alternativa como medida definitiva. Porém, é importante observar que na configuração em que o barramento da SE São José opera fechado, a corrente de curto-circuito trifásica ultrapassa 65 kA. Por essa razão, associada à troca dos disjuntores, torna-se, mesmo assim, necessária a adoção de outras medidas conjuntamente.

4.3.2.3.1 Custos de implantação - Configuração 3

Após a realização de estudos e análises considerando diferentes alternativas de solução estrutural para reduzir os elevados níveis de curto-circuito e em substituição à abertura do barramento, verificou-se que a Configuração 3 foi a única alternativa, em relação às demais, que apresentou os níveis de curto-circuito abaixo da capacidade de interrupção simétrica dos disjuntores da SE São José 138 kV, considerando tanto o horizonte de operação quanto o futuro. Essa proposta inclui a instalação de um RLCC de 5Ω entre as seções de barras de 138 kV e a alteração do ponto de conexão da UTE Termorio, com a inclusão de 2 transformadores e setor exclusivo de 138 kV para sua conexão.

Com o objetivo de apresentar uma estimativa dos custos de investimentos associados à implantação dessa configuração, foi consultado o Banco de Preços de Referência da ANEEL (ANEEL, 2023a). Os custos foram calculados considerando a aquisição de equipamentos, obras civis, instalações elétricas, infraestrutura de suporte e outros elementos relevantes.

Essa análise financeira é fundamental para auxiliar na tomada de decisão, levando em conta não apenas os aspectos técnicos, mas também a viabilidade econômica do projeto. No entanto, é importante ressaltar que para a adoção dessa alternativa deve ser também levado em consideração, além dos custos de investimento, outros critérios adicionais, como viabilidade técnica e aspectos regulatórios aplicáveis.

Os valores estimados, relacionados por obra, estão apresentados na Tabela 31, Tabela 32 e Tabela 33. Ressalta-se que para a nova conexão da UTE Termorio considera-se nos custos uma unidade transformadora adicional, que estará disponível como equipamento reserva. O custo total estimado é de aproximadamente R\$ 86,5 milhões.

Tabela 31 – Equipamento - Reator Limitador de Curto-Circuito (RLCC)

Item	Total (R\$)
Reator monofásico	1.094.233,56
Proteção contra incêndio	43.304,53
Estrutura e suporte pára-raios	44.340,44
Coluna isolador de pedestal	2.226,65
Base do Equipamento	50.738,17
Parede corta-fogo	241.131,91
Coluna isolador de pedestal	8.791,27
Caixa separadora de óleo	50.235,81
Comissionamento e Administração Local	172.841,26
Engenharia	178.981,27
Socioambiental	2.916,50
Canteiro de Obras	17.652,53
Montagem	163.784,75
Custo Indireto	30.086,05
Valor total por unidade	2.101.264,70
Unidades	3
Valor total (R\$)	6.303.794,11

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2023a).

Tabela 32 – Equipamento - transformador e conexões

Item	Total (R\$)
Disjuntor	908.772,41
Transformador de corrente	428.340,14
Pára-raios	242.684,10
Chave seccionadora	668.616,61
Conectores / Espaçadores	25.007,57
Cabo nú / Tubo - Barramento	488.031,30
Cabos de controle e potência	1.048.506,13
Pórticos	2.660.426,42
Suporte - Chave seccionadora	478.876,76
Suporte - Transformador de corrente	79.812,79
Suporte - Pára-raios	79.812,79
Suporte - Coluna isolador pedestal	79.812,79
Cadeia completa ancoragem (dupla)	15.529,66
Cadeia completa suspensão (dupla)	11.931,37
Coluna isolador de pedestal	6.679,96
Transformador monofásico 200 MVA 500/138 kV	7.181.581,11
Cubículos de 13,8 kV	51.216,55
Sistema de proteção contra incêndio	43.304,53
Resistor de aterramento	17.921,47
Transformador de aterramento 13,8 kV	121.168,03
Tubo diâmetro 8	11.896,95
Coluna isolador de pedestal (Alta)	55.358,36
Coluna isolador de pedestal (Baixa)	55.358,36
Base do Equipamento	50.738,17
Parede corta-fogo	241.131,91
Cubículos de 13,8 kV	1.004,72
Caixa separadora de óleo	100.471,63
Comissionamento e Administração Local	892.934,56
Engenharia	924.655,15
Socioambiental	15.067,28
Canteiro de Obras	91.196,69
Montagem	846.146,69
Valor total por módulo	10.855.578,31
Quantidade de unidades monofásicas (6 + 1 reserva)	7
Valor total (R\$)	75.989.048,19

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2023a).

Tabela 33 – Novo pátio de subestação

Item	Total (R\$)
Arruamento	80.247,60
Canaletas principais	434.838,75
Cercas e Alambrados em Área Energizada	20.568,70
Drenagem	142.272,79
Edificação - Casa de Relés	116.516,46
Embritamento	91.810,21
Iluminação do pátio	197.746,45
Malha de terra e cabos para-raios	1.259.406,92
Terraplenagem	152.441,31
Comissionamento e Administração Local	612.730,98
Engenharia	522.131,65
Socioambiental	6.988,38
Canteiro de Obras	34.442,72
Montagem	515.642,44
Custo indireto	64.892,08
Valor total (R\$)	4.252.677,43

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2023a).

4.3.3 Subestação Nova Iguaçu

Em operação desde 2017, a SE Nova Iguaçu surgiu a partir do seccionamento da LT 500 kV Angra - São José e LT 500 kV Zona Oeste - Grajaú. No setor de 345 kV houve o seccionamento da LT Adrianópolis - Jacarepaguá C2, enquanto no setor de 138 kV foram seccionadas seis linhas do tronco Fontes - Nilo Peçanha - Cascadura.

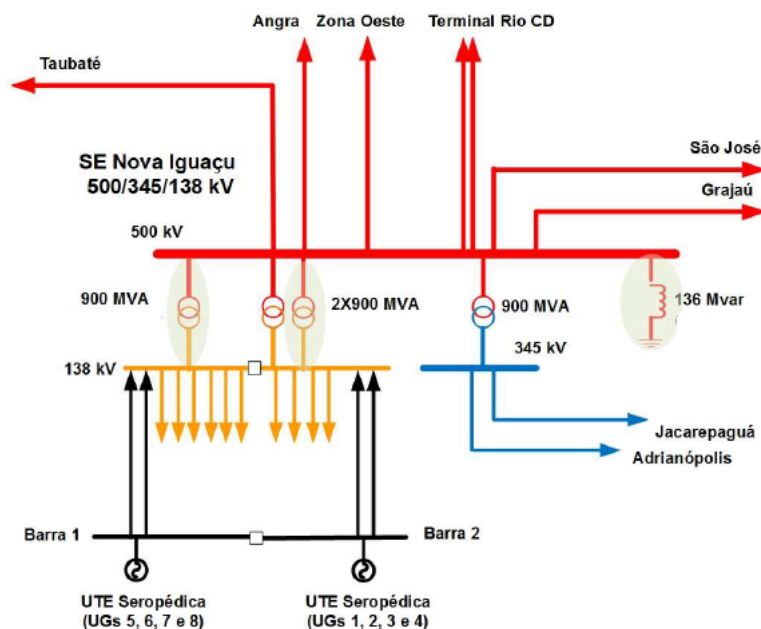
Em 2022 entraram em operação dois novos transformadores de 500/138/13,8 kV de 900 MVA. Essa instalação conta também com 1 transformador 500/345/13,8 kV de 900 MVA e um total de 3 transformadores 500/138/13,8 kV de 900 MVA em operação.

A energização da LT 500 kV Taubaté - Nova Iguaçu ocorreu em junho de 2018 e foi imprescindível para a região Sudeste a fim de garantir o fluxo de energia proveniente das usinas no rio Madeira, a UHE Santo Antônio e a UHE Jirau.

A partir de 2019, com o propósito de viabilizar o aumento do intercâmbio de energia da região Norte para o Sudeste, foi necessário estabelecer um elo de corrente contínua, a LT 800 kV Xingu-Terminal Rio. Nesse contexto, foi recomendada a construção da SE Terminal Rio, localizada nas proximidades da SE Nova Iguaçu.

O diagrama simplificado da SE Nova Iguaçu é apresentado na Figura 49.

Figura 49 – Diagrama unifilar da SE Nova Iguaçu



Fonte: (ONS, 2023c).

A SE Nova Iguaçu 500 kV é classificada como um tipo E3 de instalação estratégica, o que implica que seu desligamento causaria impacto em pelo menos um Estado, resultando em um corte de carga superior a 750 MW (ONS, 2021d).

A Tabela 34 apresenta a capacidade de interrupção simétrica do menor disjuntor conectado à SE Nova Iguaçu, por nível de tensão. Para o setor de 13,8 kV não há informação da capacidade do equipamento.

Tabela 34 – Capacidade de interrupção do menor disjuntor

Subestação	Capacidade do menor disjuntor - em kA
Nova Iguaçu 500 kV	63,00
Nova Iguaçu 345 kV	50,00
Nova Iguaçu 138 kV	63,00

Fonte: Adaptado de (ONS, 2023k).

As Resoluções Normativas da ANEEL nº 6079/2016 (ANEEL, 2021a) e nº 8647/2020 (ANEEL, 2021b) concederam a aprovação para a instalação do 2º e 3º transformadores 500/138 kV na SE Nova Iguaçu. Essas resoluções também estabeleceram um valor total de Receita Anual Permitida (RAP) que ultrapassa R\$ 17 milhões. Esses transformadores adicionais foram indicados visando principalmente evitar sobrecargas no único transformador que existia em funcionamento na SE Nova Iguaçu. Além disso, pretendeu-se eliminar um SEP que havia implantado nessa subestação para a desconexão sequencial e coordenada de cargas na distribuidora quando ocorria uma reconfiguração da topologia da rede.

A partir de análises de curto-circuito, em função da inclusão de novos equipamentos no sistema, verificou-se a necessidade de implantar medidas operativas para limitar os níveis de curto-circuito, adotando-se então a abertura do barramento de 138 kV da SE Nova Iguaçu, abertura do barramento de 138 kV da UTE Seropédica e abertura da LT 138 kV Nova Iguaçu – Cascadura C1 no terminal da SE Cascadura.

Os parâmetros elétricos considerados para a representação dos dois novos transformadores na base de dados para simulação foram $X_{ps} = 1,1429\%$, $X_{pt} = 30,1830\%$ e $X_{st} = 28,1790\%$, na base de potência de 100 MVA e base de tensão 500 kV e 138 kV. As maiores correntes de defeito na SE Nova Iguaçu, por nível de tensão, considerando a base de dados ONS BR2109A, estão apresentadas na Tabela 35. Ressalta-se que nas simulações realizadas já se considera a adoção das medidas mitigadoras, razão pela qual não se verificam superações por corrente de curto-circuito simétrica e a maior relação ICC/ICCS é de 94,30%.

Com a conexão de mais 2 transformadores na SE Nova Iguaçu, verificou-se que a maior variação do nível de curto-circuito ocorreu no seu setor de 500 kV, com um aumento de 6,30% para um defeito monofásico, em comparação à configuração que considera apenas 1 transformador 500/138/13,8 kV de 900 MVA (SANTOS, 2022).

Tabela 35 – Maiores correntes de defeito na SE Nova Iguaçu, por nível de tensão, caso ONS BR2109A com modificações

SE Nova Iguaçu	
Tensão	ICC (kA)
500 kV	31,80
345 kV	20,35
138 kV	59,41
13,8 kV	14,55

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Para avaliar a eficácia das medidas operativas adotadas visando mitigar as correntes de defeito na SE Nova Iguaçu 138 kV, é fornecida na Tabela 36 uma comparação das correntes nas duas configurações da rede, sem e com as medidas adotadas. Os valores destacados em vermelho representam uma corrente de curto-circuito superior à capacidade de interrupção do disjuntor.

Tabela 36 – Comparativo das correntes de defeito na SE Nova Iguaçu sem e com adoção das medidas operativas

SE Nova Iguaçu 138 kV			
Defeito	ICC (kA) - sem medidas operativas	ICC (kA) - com medidas operativas	Redução (%)
Trifásico	67,11	56,72	15,48
Monofásico	70,86	59,41	16,16
Bifásico-terra	69,36	58,19	16,10

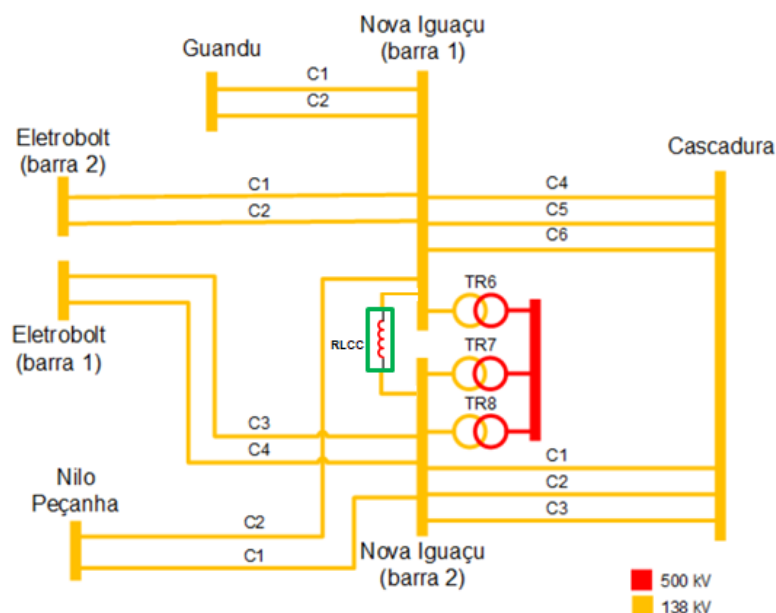
Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

4.3.4 Análise de alternativas - SE Nova Iguaçu

4.3.4.1 Configuração 1: Instalação de um RLCC na SE Nova Iguaçu 138 kV

Desconsiderando as medidas operativas já adotadas nessa subestação, a corrente de curto-circuito máxima atinge valores superiores a 70 kA. Então, com o objetivo de obter uma solução definitiva para reduzir o nível de curto-circuito e permitir a operação com o barramento da SE Nova Iguaçu 138 kV fechado, será feita uma análise para avaliar a possibilidade de inserir um RLCC nessa instalação, como apresentado na Figura 50.

Figura 50 – Configuração 1: Conexão do RLCC na SE Nova Iguaçu 138 kV



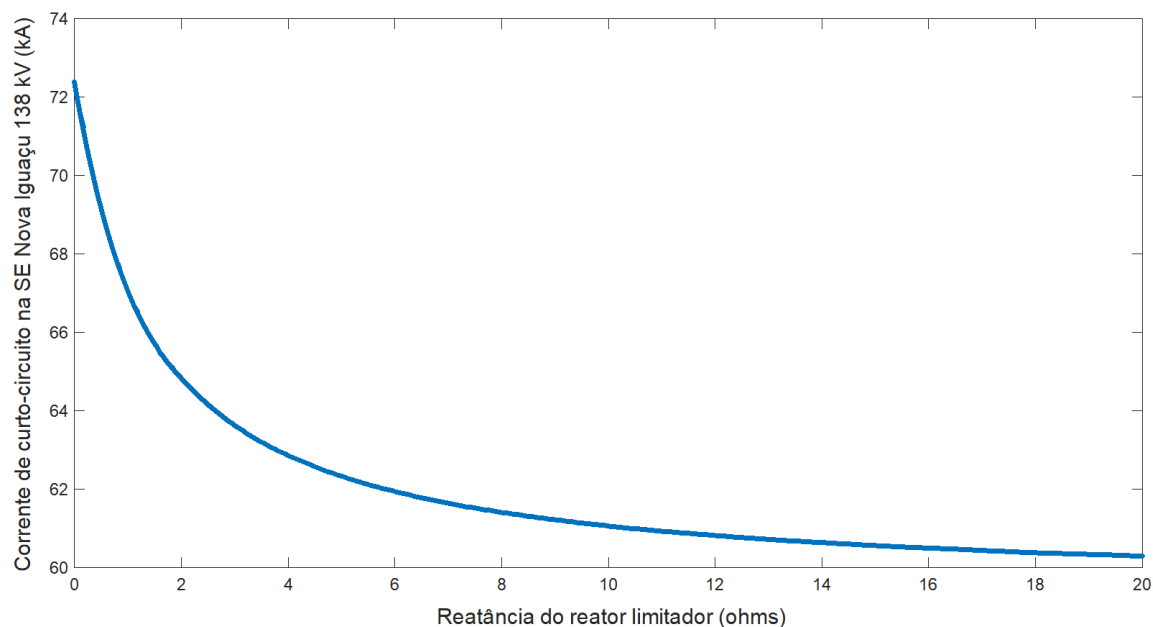
Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Com o objetivo de avaliar a eficácia da implementação dessa medida e auxiliar na determinação do valor da reatância do equipamento, foram realizadas simulações da inserção de um RLCC com valores de reatância variando de 0 a 20 Ω . A Figura 51 apresenta a relação entre a máxima corrente de defeito (em kA), que, coincidentemente, foi a monofásica em todas as simulações, e a reatância do reator (em ohms). Essa análise permite verificar a influência da reatância do RLCC na corrente de defeito e, assim, auxiliar a escolha adequada do parâmetro desse equipamento.

Considerando que os disjuntores do setor de 138 kV da SE Nova Iguaçu possuem uma capacidade de interrupção simétrica de 63 kA, é necessário verificar qual é o valor mínimo da reatância do RLCC para a configuração em análise.

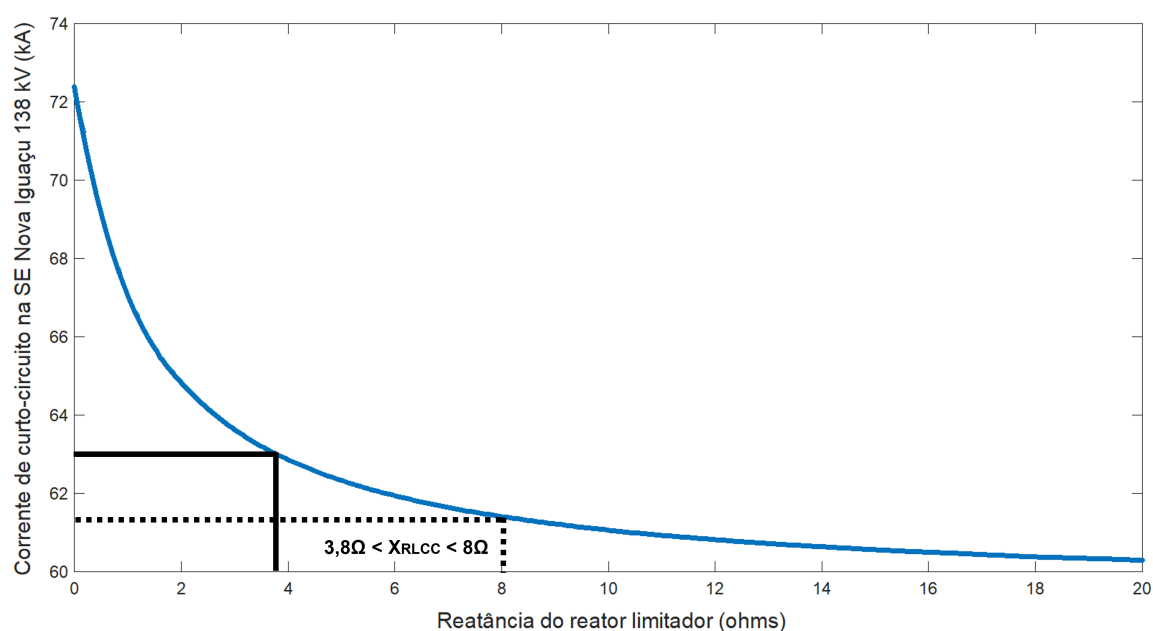
Com base na representação da Figura 52, é necessário instalar um RLCC com uma reatância superior a 3,8 Ω . No entanto, é importante observar que acima de 8 Ω , há uma redução pouco significativa no valor da corrente de defeito. Portanto, 8 Ω é o valor máximo de reatância recomendado para o equipamento a ser instalado, considerando que uma maior reatância não proporcionaria benefícios consideráveis em termos de redução da corrente de defeito.

Figura 51 – Eficiência do reator limitador na SE Nova Iguaçu 138 kV



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Figura 52 – Reatância mínima e máxima do reator limitador na SE Nova Iguaçu 138 kV



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Dessa forma, considerando a inclusão de um reator limitador de curto-circuito de $5\ \Omega$ na base de dados ONS BR2109A, a Tabela 37 exhibe os níveis de curto-circuito no barramento de 138 kV da SE Nova Iguaçu, sendo os valores destacados em vermelho superiores à capacidade de interrupção do disjuntor.

Tabela 37 – Níveis de curto-circuito na SE Nova Iguaçu 138 kV - Configuração 1

SE Nova Iguaçu 138 kV			
Defeito	ICC (kA) - barramento fechado	ICC (kA) - RLCC de 5 Ω	Redução (%)
Trifásico	68,50	59,04	13,81
Monofásico	72,36	62,33	13,86
Bifásico-terra	70,85	60,90	14,04

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A partir dos valores obtidos nas simulações, é comprovada uma redução significativa na corrente de defeito com a instalação do reator limitador, confirmando a eficácia da medida adotada como solução definitiva. Entretanto, destaca-se que, mesmo com uma diminuição em todos os níveis de curto-circuito, a corrente monofásica permanece próxima à capacidade de interrupção simétrica do disjuntor da instalação, com uma relação ICC/ICCS atingindo 99%.

4.3.4.2 Configuração 2: Inserção de impedância de aterramento no neutro de transformador

A inserção de impedância de aterramento no neutro de transformadores é uma estratégia utilizada para controlar e limitar a corrente de falta à terra, tal como a falta monofásica e bifásica-terra.

Para que se identifique o valor do resistor a ser utilizado, foram feitas modelagens e simulações variando seu valor de 1 Ω até 20 Ω e alguns níveis de curto-circuito obtidos são apresentados na Tabela 38. Os valores de corrente para o defeito bifásico-terra são superiores à capacidade de interrupção do disjuntor e estão destacados em vermelho.

Tabela 38 – Resistência de aterramento nos transformadores da SE Nova Iguaçu 138 kV

SE Nova Iguaçu 138 kV				
Defeito	5 Ω	10 Ω	15 Ω	20 Ω
Monofásico (kA)	45,47	36,97	34,3	33,11
Bifásico-terra (kA)	69,86	66,01	64,57	63,84

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Assim sendo, observa-se que a menor corrente de defeito foi obtida considerando a inserção de um resistor de 20 Ω no aterramento dos 3 transformadores 500/138/13,8 kV. Visto que o tipo de conexão dos transformadores é $Y_n-Y_n-\Delta$, apenas se considera a inserção do resistor nos enrolamentos de 500 kV e 138 kV. Então, verifica-se pelos resultados obtidos e apresentados na Tabela 39 a comparação entre os níveis de curto-circuito monofásico e bifásico-terra na SE Nova Iguaçu 138 kV para a configuração sem e

com o resistor de aterramento, considerando o horizonte de operação, caso BR2109A. Os valores destacados em vermelho representam uma corrente de curto-circuito superior à capacidade de interrupção do disjuntor.

Tabela 39 – Níveis de curto-circuito na SE Nova Iguaçu 138 kV - Configuração 2

SE Nova Iguaçu 138 kV		
Defeito	ICC (kA) - barramento fechado	ICC (kA) - resistor de aterramento de 20 Ω
Monofásico	72,36	33,11
Bifásico-terra	70,85	63,84

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

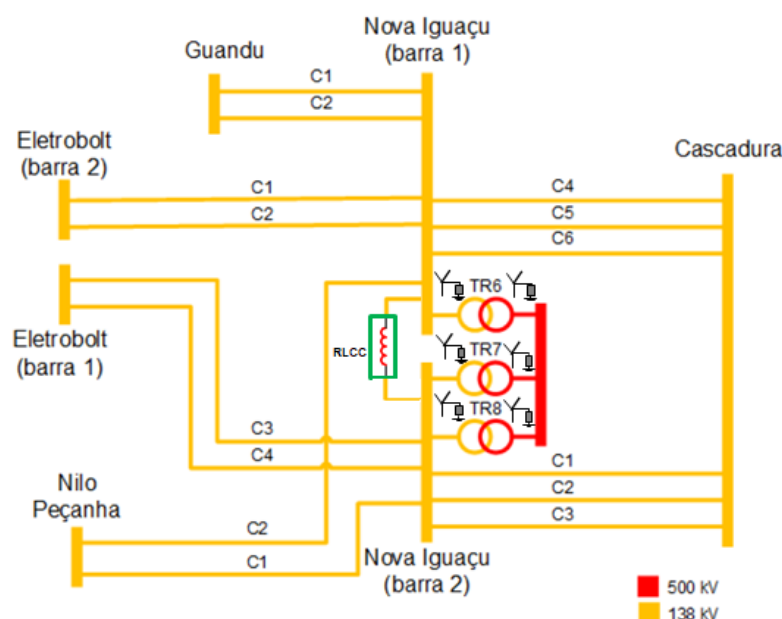
Pelas simulações realizadas, percebe-se que, com a adoção das medidas sugeridas na Configuração 2, o nível da corrente de curto-circuito monofásica teve uma redução de mais de 54% e para o defeito bifásico-terra, diminuição de quase 10%. Porém, com a adoção dessa medida, como já era esperado, não se verifica redução da corrente de curto-circuito trifásica.

4.3.4.3 *Configuração 3: Instalação de RLCC e de impedância de aterramento no transformador*

Com o objetivo de obter a diminuição do nível de curto-circuito na SE Nova Iguaçu 138 kV por meio de uma solução definitiva, é proposta a combinação das medidas adotadas na Configuração 1 e na Configuração 2. Portanto, sugere-se a instalação de um reator limitador de curto-circuito, juntamente com a inserção de impedância de aterramento nos 3 transformadores 500/138/13,8 kV dessa subestação. O valor do RLCC será de 5 Ω , enquanto a resistência de aterramento será de 20 Ω . A configuração proposta pode ser visualizada na Figura 53.

Após realizar a modelagem da configuração proposta e executar simulações no ANAFAS, foram verificados os valores de curto-circuito conforme apresentado na Tabela 40. Os valores destacados em vermelho representam uma corrente de curto-circuito superior à capacidade de interrupção do disjuntor.

Figura 53 – Configuração 3: Conexão de RLCC e resistência de aterramento



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Tabela 40 – Níveis de curto-circuito na SE Nova Iguaçu 138 kV - Configuração 3

SE Nova Iguaçu 138 kV - horizonte de operação			
Defeito	ICC (kA) - barramento fechado	ICC (kA) - <i>Configuração 3</i>	Redução (%)
Trifásico	68,50	59,04	13,81
Monofásico	72,36	29,54	59,18
Bifásico-terra	70,85	55,08	22,26

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Para o horizonte futuro, levando em consideração a base de dados de planejamento ONS BR2612PE, até o ano de 2026, foram efetuadas as modificações propostas na Configuração 3 e os níveis de curto-circuito obtidos estão apresentados na Tabela 41, sendo que os valores destacados em vermelho representam uma corrente de curto-circuito superior à capacidade de interrupção do disjuntor. É importante destacar que apesar de se verificar uma redução bastante significativa da corrente de defeito no horizonte de planejamento, tem-se que a corrente trifásica se mantém superior a 63 kA e a relação ICC/ICCS atinge 103,57%, inviabilizando, dessa maneira, apenas a aplicação das medidas propostas na Configuração 3.

Tabela 41 – Níveis de curto-circuito na SE Nova Iguaçu 138 kV, horizonte futuro - Configuração 3

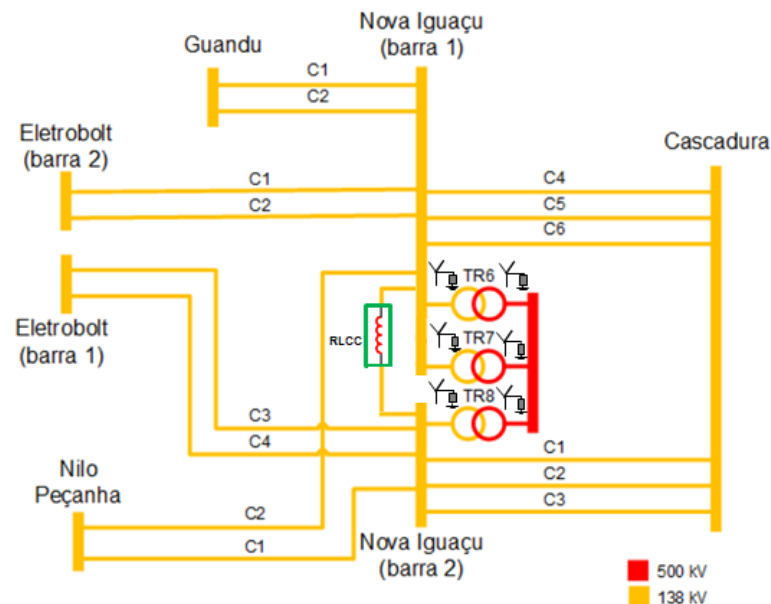
SE Nova Iguaçu 138 kV - horizonte futuro			
Defeito	ICC (kA) - barramento fechado	ICC (kA) - <i>Configuração 3</i>	Redução (%)
Trifásico	73,65	65,25	35,61
Monofásico	76,23	31,52	28,34
Bifásico-terra	75,28	60,64	34,81

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

4.3.4.4 Configuração 4: Inclusão de remanejamento de transformadores entre as barras do setor de 138 kV

Tendo em vista a redução considerável nas correntes de defeito aplicando-se as medidas definitivas sugeridas na Configuração 3, propõe-se, adicionalmente, o remanejamento de um transformador conectado em uma seção de barra da SE Nova Iguaçu 138 kV para a outra seção de barra, fazendo a transferência do seu ponto de conexão. Dessa maneira, tem-se, como consequência, a modificação da impedância equivalente do sistema elétrico. A proposta da Configuração 4 pode ser visualizada na Figura 54.

Figura 54 – Configuração 4: Conexão de RLCC, resistência de aterramento e remanejamento de transformador entre as seções de barras



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Após a alteração do caso de operação com todas as medidas propostas e a realização de simulações no ANAFAS, foram analisados os resultados referentes aos valores de curto-circuito, os quais estão detalhados na Tabela 42. Os valores destacados em vermelho

representam uma corrente de curto-circuito superior à capacidade de interrupção do disjuntor.

Tabela 42 – Níveis de curto-circuito na SE Nova Iguaçu 138 kV - Configuração 4

SE Nova Iguaçu 138 kV - horizonte de operação			
Defeito	ICC (kA) - barramento fechado	ICC (kA) - <i>Configuração 4</i>	Redução (%)
Trifásico	68,50	59,44	13,23
Monofásico	72,36	48,85	32,49
Bifásico-terra	70,85	56,59	20,13

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Considerando a análise para o horizonte futuro, foram efetuadas as modificações indicadas na Configuração 4 na base de dados de planejamento. Os resultados obtidos nas simulações realizadas para o setor de 138 kV estão apresentados de forma detalhada na Tabela 43, sendo que os valores destacados em vermelho representam uma corrente de curto-circuito superior à capacidade de interrupção do disjuntor.

Tabela 43 – Níveis de curto-circuito na SE Nova Iguaçu 138 kV, horizonte futuro - Configuração 4

SE Nova Iguaçu 138 kV - horizonte futuro			
Defeito	ICC (kA) - barramento fechado	ICC (kA) - <i>Configuração 4</i>	Redução (%)
Trifásico	73,65	60,40	17,99
Monofásico	76,23	48,75	36,05
Bifásico-terra	75,28	57,20	24,02

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Assim, levando em conta a decisão de implementar de forma conjunta todas as medidas definitivas propostas na Configuração 4, são apresentadas na Tabela 44 as correntes de defeito para a subestação Nova Iguaçu.

Tabela 44 – Maiores correntes de curto-circuito na SE Nova Iguaçu - Configuração 4

SE Nova Iguaçu - Configuração 4		
Tensão	ICC (kA) - horizonte de operação	ICC (kA) - horizonte futuro
500 kV	31,38	36,46
345 kV	20,34	20,52
138 kV	59,44	60,40
13,8 kV	14,52	14,55

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

4.3.4.4.1 Custos de implantação - Configuração 4

Após a realização de estudos e análises criteriosas, identificou-se que a Configuração 4 destaca-se dentre as alternativas de solução estrutural para redução dos elevados níveis de curto-circuito para a SE Nova Iguaçu. Esta configuração demonstrou ser a mais adequada, apresentando níveis de curto-circuito abaixo da capacidade de interrupção simétrica dos disjuntores dessa subestação, tanto para o horizonte de operação quanto para o cenário futuro. Essa proposta abrange a instalação de um RLCC de 5Ω entre as seções de barras de 138 kV, juntamente com a inserção de impedância de aterramento de 20Ω nos três transformadores 500/138/13,8 kV, além do remanejamento de um transformador de uma barra para outra, com a modificação da impedância equivalente do sistema.

Com o intuito de fornecer uma estimativa dos custos associados à implantação dessa configuração, foram utilizados dados do Banco de Preços de Referência da ANEEL (ANEEL, 2023a). Os custos foram calculados levando em consideração a aquisição de equipamentos, obras civis, instalações elétricas, infraestrutura de suporte e outros componentes relevantes.

A análise financeira desse investimento é de suma importância, pois além dos aspectos técnicos, é essencial avaliar a viabilidade econômica do projeto. No entanto, é fundamental ressaltar que a adoção dessa alternativa deve considerar não somente os custos de investimento, mas também critérios adicionais, como viabilidade técnica e aspectos regulatórios pertinentes.

Os valores estimados, detalhados por obra, estão apresentados na Tabela 45 e Tabela 46. O custo total estimado para a implantação dessa configuração é de aproximadamente R\$ 7 milhões. Essa estimativa engloba todas as despesas necessárias para garantir a eficiência e a segurança do sistema elétrico, em substituição à medida mitigadora de abertura do barramento da SE Nova Iguaçu.

Tabela 45 – Equipamento - reator de aterramento

Item	Total (R\$)
Reator de aterramento	106.106,33
Comissionamento e Administração Local	11.947,57
Engenharia	12.372,00
Socioambiental	201,60
Canteiro de Obras	1.220,22
Montagem	11.321,55
Custo Indireto	2.079,68
Valor total por unidade	145.248,96
Unidades	6
Valor total (R\$)	871.493,76

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2023a).

Tabela 46 – Equipamento - Reator Limitador de Curto-Circuito (RLCC)

Item	Total (R\$)
Reator monofásico	1.094.233,56
Proteção contra incêndio	43.304,53
Estrutura e suporte pára-raios	44.340,44
Coluna isolador de pedestal	2.226,65
Base do Equipamento	50.738,17
Parede corta-fogo	241.131,91
Coluna isolador de pedestal	8.791,27
Caixa separadora de óleo	50.235,81
Comissionamento e Administração Local	172.841,26
Engenharia	178.981,27
Socioambiental	2.916,50
Canteiro de Obras	17.652,53
Montagem	163.784,75
Custo Indireto	30.086,05
Valor total por unidade	2.101.264,70
Unidades	3
Valor total (R\$)	6.303.794,11

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2023a).

4.3.5 Subestação Grajaú

Construída durante a década de 1970, a SE Grajaú desempenha um papel fundamental no sistema elétrico do Rio de Janeiro. Essa instalação recebe o suprimento de energia de duas linhas de transmissão de 500 kV provenientes das subestações de Nova Iguaçu e Adrianópolis. Em seguida, distribui essa energia por meio de 16 linhas de 138 kV para alimentar as subestações da distribuidora local. A SE Grajaú também conta com 4 transformadores 500/138/13,8 kV de 600 MVA cada, além de 2 compensadores síncronos de 200/-120 Mvar conectados no seu setor de 13,8 kV.

A SE Grajaú 500 kV e 138 kV é considerada uma subestação estratégica para o SIN, classificada como tipo E2, ou seja, o seu desligamento impactaria pelo menos dois Estados brasileiros (ONS, 2021d).

Uma etapa significativa ocorreu nessa instalação em 2017, quando a subestação passou por um processo de modernização. O investimento feito por Furnas para a realização desse projeto teve um custo total de aproximadamente R\$ 197 milhões. De acordo com a empresa, a necessidade de intervenção decorreu do fato de que a subestação original já havia alcançado o término de sua vida útil. Essa iniciativa trouxe diversas melhorias, incluindo a implementação de um novo setor de 138 kV blindado isolado a gás. A construção desse novo setor reforçou a confiabilidade do fornecimento de energia para o Centro, zona Sul e parte da zona Norte da cidade do Rio de Janeiro.

Ainda no ano de 2017, no contexto da implementação do novo setor de 138 kV

da SE Grajaú, foram instalados disjuntores com capacidade de interrupção simétrica de 63 kA, valor que representa a máxima capacidade desses equipamentos em um âmbito comercial. Embora haja indicações de fabricantes que possam fornecer disjuntores com capacidade de 80 kA, é importante ressaltar que esses equipamentos são de fabricação especial e têm custos significativamente mais elevados. Por consequência, é essencial manter um acompanhamento constante da evolução dos níveis de curto-circuito nessa subestação, dado que a substituição de disjuntores por outros de maior capacidade é uma medida de difícil viabilidade.

A Tabela 47 apresenta a capacidade de interrupção simétrica do menor disjuntor conectado à SE Grajaú, por nível de tensão. Para o setor de 13,8 kV não há informação da capacidade do equipamento.

Tabela 47 – Capacidade de interrupção do menor disjuntor

Subestação	Capacidade do menor disjuntor - em kA
Grajaú 500 kV	31,50
Grajaú 138 kV	63,00

Fonte: Adaptado de (ONS, 2023k).

A fim de evitar a superação de equipamentos com capacidade de 40 kA nas subestações de distribuição SE Paula Brito 138 kV (2 chaves seccionadoras) e SE Leopoldo 138 kV (2 disjuntores e 8 chaves seccionadoras), fez-se necessário abrir o barramento de 138 kV da SE Grajaú (ONS, 2022a). Os maiores valores de correntes de curto-circuito em cada setor da SE Grajaú são apresentados na Tabela 48. Esses resultados foram obtidos de simulações efetuadas a partir da base de dados ONS BR2109A, além da medida mitigadora de abertura do barramento dessa instalação.

Tabela 48 – Maiores correntes de defeito na SE Grajaú, caso ONS BR2109A com modificações

SE Grajaú	
Tensão	ICC (kA)
500 kV	19,16
138 kV	48,79
13,8 kV	151,33*

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

* A corrente de defeito observada no setor de 13,8 kV da SE Grajaú apresenta um valor bastante elevado, sendo que esse nível de corrente pode estar correto ou não. Na hipótese de não estar adequado, é então necessária a validação das impedâncias empregadas para representação dos equipamentos associados a essa instalação na base de dados de curto-circuito.

Ao consultar a base de dados de curto-circuito ONS BR2109A, considerando a abertura do barramento na SE Grajaú como medida operativa, observa-se que a maior corrente de defeito na subestação é a monofásica, como evidenciado na Tabela 49. No entanto, com base na configuração de planejamento para dezembro de 2026, ONS BR2612PE.ANA (ONS, 2023d), nota-se que a maior evolução no nível de curto-circuito ocorre no cenário bifásico-terra. Além disso, a maior relação ICC/ICCS atinge 94,95% no horizonte futuro, tendo em vista a capacidade dos disjuntores de 63 kA.

Tabela 49 – Correntes de curto-circuito na SE Grajaú 138 kV

SE Grajaú 138 kV			
Defeito	ICC (kA) - horizonte de operação	ICC (kA) - horizonte futuro	Variação (%)
Trifásico	43,88	52,74	20,19
Monofásico	48,79	59,82	22,61
Bifásico-terra	47,07	57,87	22,94

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

4.3.6 Análise de alternativas - SE Grajaú

4.3.6.1 *Configuração 1: Substituição de equipamentos superados na SE Leopoldo 138 kV e SE Paula Brito 138 kV*

A adoção da medida operativa de abertura do barramento da SE Grajaú 138 kV foi realizada visando evitar que os equipamentos com capacidade de 40 kA nas subestações de distribuição SE Paula Brito 138 kV e SE Leopoldo 138 kV operassem superados.

Com o objetivo de se verificar a redução da corrente de defeito na SE Leopoldo 138 kV e SE Paula Brito 138 kV foram realizadas simulações, incluindo as usinas contratadas no PCS de 2021 na base de dados de operação, e considerou-se duas configurações do sistema: barramento da SE Grajaú 138 kV fechado e aberto.

A Tabela 50 apresenta as correntes de curto-circuito obtidas nas análises realizadas. A partir dos valores verificados nas simulações, recomenda-se a substituição dos disjuntores e chaves seccionadoras de 40 kA por outras com capacidade de interrupção superior, tal como de 50 kA. Essa proposta é sugerida em razão das correntes de defeito estarem marginalmente superiores à capacidade de interrupção dos disjuntores. Ao optar pela substituição dos equipamentos superados, contribui para a otimização da gestão de tempo e recursos necessários para o projeto, acelerando consideravelmente a implementação da medida e a possibilidade de fechamento do barramento da SE Grajaú 138 kV. Cabe salientar que a simples troca dos equipamentos não terá efeito para redução dos níveis de curto-circuito da rede. Os valores destacados em vermelho representam uma corrente de curto-circuito superior à capacidade de interrupção do disjuntor.

Tabela 50 – Níveis de curto-circuito, barramento da SE Grajaú 138 kV fechado e aberto

SE Leopoldo 138 kV		
Defeito	SE Grajaú 138 kV	
	ICC (kA) - barramento fechado	ICC (kA) - barramento aberto
Trifásico	39,59	35,63
Monofásico	37,19	33,28
Bifásico-terra	40,11	35,82
SE Paula Brito 138 kV		
Defeito	SE Grajaú 138 kV	
	ICC (kA) - barramento fechado	ICC (kA) - barramento aberto
Trifásico	40,71	36,34
Monofásico	38,91	34,41
Bifásico-terra	41,47	36,66

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

4.3.6.2 Configuração 2: Instalação de um RLCC na SE Grajaú 138 kV

Antes da realização de análises e simulações para se obter o valor de reator limitador a ser instalado na SE Grajaú 138 kV e posterior verificação da efetividade dessa medida visando a redução dos níveis de curto-circuito, optou-se por uma análise prévia, sem considerar apenas a avaliação técnica.

A escolha pela substituição dos disjuntores superados ao invés da instalação de um RLCC é uma decisão estratégica que leva em consideração diversos fatores. Em primeiro lugar, o custo é um critério relevante. Nesse caso, tomando como base que os custos envolvidos para implementação do reator limitador, no valor superior a R\$ 6,3 milhões, são consideráveis, tem-se que a substituição dos disjuntores é uma alternativa mais econômica. Isso também se deve ao fato de que a SE Leopoldo e a SE Paula Brito são instalações de distribuição, trazem baixo impacto para o SIN no caso de sua perda, possuem menor proporção e um pequeno quantitativo de equipamentos para substituição (2 disjuntores e 10 chaves seccionadoras) quando comparadas às demais subestações estratégicas avaliadas nesse trabalho.

Além disso, a substituição dos disjuntores superados pode ser mais rápida de ser realizada em comparação com a instalação do RLCC, que envolve várias etapas de projeto, aquisição de equipamentos e obras civis, razões que prolongariam o tempo de implementação da medida, o que é fundamental em situações em que a segurança da rede elétrica é determinante.

Portanto, a escolha entre a instalação do RLCC e a substituição dos disjuntores superados deve ser cuidadosamente ponderada, considerando não apenas os custos envolvidos, mas também a urgência da implementação e os objetivos específicos de segurança e confiabilidade da rede elétrica.

4.3.6.2.1 Custos de implantação - Configuração 1

A avaliação financeira é de extrema importância, pois para além das considerações técnicas, a viabilidade econômica do projeto deve ser minuciosamente analisada. Com o propósito de fornecer uma estimativa dos gastos vinculados à implementação dessa configuração, foram empregados dados extraídos do Banco de Preços de Referência da ANEEL (ANEEL, 2023a). A Tabela 51 apresenta o custo para substituição de equipamentos e o valor apresentado considera o preço por unidade.

Tabela 51 – Custo para substituição de equipamentos

Equipamento	Preço por unidade (R\$)
Disjuntor	344.377,54
Chave seccionadora	65.699,50
Quantidade de disjuntores	2
Quantidade de chaves	10
Valor total (R\$)	1.345.750,00

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2023a).

4.4 Medidas Definitivas Propostas

As medidas definitivas propostas nesse trabalho para serem empregadas nas instalações da área elétrica do Rio de Janeiro estão resumidas na Tabela 52. O custo total estimado para implementação de todas essas medidas é cerca de R\$ 95 milhões.

Tabela 52 – Medidas definitivas propostas

Subestação	Medida Definitiva
<i>SE São José</i>	- Instalação de RLCC entre as barras de 138 kV da SE São José; - Alteração do ponto de conexão da UTE Termorio.
<i>SE Nova Iguaçu</i>	- Instalação de RLCC entre as barras de 138 kV da SE Nova Iguaçu; - Instalação de impedância de aterramento nos transformadores 500/138/13,8 kV da SE Nova Iguaçu; - Remanejamento de transformadores entre as barras do setor de 138 kV da SE Nova Iguaçu.
<i>SE Grajaú</i>	- Substituição de equipamentos superados na SE Leopoldo 138 kV; - Substituição de equipamentos superados na SE Paula Brito 138 kV.

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A aplicação desse recurso se justifica levando em consideração diversos fatores, sendo crucial levar em conta o impacto financeiro resultante de um possível risco de interrupção de carga, que é substancial. A implementação dessas medidas definitivas visa mitigar o problema causado pelas elevadas correntes de curto-circuito, reduzindo a ocorrência de disjuntores superados e, por consequência, minimizando prováveis interrupções no fornecimento de energia ao consumidor. Esse custo total reflete a necessidade de substituição e instalação de novos equipamentos, além de modificações na infraestrutura elétrica para restabelecer a confiabilidade do sistema elétrico da área Rio. Para fins comparativos, relembra-se o custo estimado para as medidas indicadas como solução às superações na SE Tucuruí, no valor total de R\$ 238 milhões. Portanto, o investimento com as medidas propostas nesse trabalho se justifica pela solução estrutural para o problema de superação, prevenção de prejuízos associados à interrupção de carga e retomada da confiabilidade e flexibilidade operativa do sistema elétrico de análise.

Considerando que os barramentos das subestações analisadas encontram-se abertos, como medida operativa para reduzir as correntes de curto-circuito, foi realizado um estudo para verificar a efetividade das medidas definitivas sugeridas. Nessa análise foi feita a comparação entre a configuração que considera o sistema com os barramentos de 138 kV da SE São José, SE Nova Iguaçu e SE Grajaú operando fechados e a configuração que contempla a aplicação de todas as medidas definitivas. O objetivo dessa análise é fazer um comparativo entre as topologias sem a adoção de medidas operativas, oferecendo uma compreensão abrangente da eficiência das soluções propostas em mitigar os efeitos das elevadas correntes de curto-circuito, aprimorando a segurança, a confiabilidade e a flexibilidade operativa desse sistema elétrico.

A Tabela 53 apresenta os níveis de curto-circuito obtidos nas simulações realizadas em horizonte de operação, considerando apenas as instalações que tiveram reduções percentuais na corrente de defeito superiores a 5%. Destaca-se que, coincidentemente, todas as instalações identificadas com a aplicação desse critério foram de 138 kV. A base de dados utilizada foi a ONS BR2109A, considerando o fechamento dos barramentos de 138 kV da SE São José, SE Nova Iguaçu e SE Grajaú, e a base de dados ONS BR2109A, com a inclusão de todas as medidas definitivas propostas nesse trabalho.

Tabela 53 – Horizonte de operação - correntes de defeito

Horizonte de Operação							
Subestação 138 kV	barramentos fechados			medidas definitivas			Maior redução (%)
	3F* (kA)	1F (kA)	2FT (kA)	3F (kA)	1F (kA)	2FT (kA)	
Termorio	28,2	32,3	34,8	15,2	10,0	14,1	-69,0
Reduc	24,0	25,1	26,5	13,8	9,2	12,8	-63,6
Nova Iguaçu	69,9	73,5	72,1	49,9	34,9	46,6	-52,4
São José	67,1	59,1	65,8	42,9	40,8	42,2	-36,0
Queimados	39,2	30,3	37,6	32,5	21,6	30,2	-28,8
Cordovil	38,0	26,8	35,2	31,4	23,6	29,3	-17,4
Comendador Soares	47,1	24,7	42,4	42,1	21,3	37,6	-13,6
Eletrobolt	30,1	22,1	28,0	27,6	19,3	25,3	-12,5
Santa Cruz da Serra	17,1	9,7	15,7	15,0	9,1	13,8	-12,5
Imbariê	17,1	9,7	15,7	15,0	9,1	13,8	-12,5
Bernardino Melo	40,0	18,9	36,1	36,4	16,9	32,6	-10,5
Cascadura	48,0	35,2	44,9	43,5	31,9	40,7	-9,6
Mena Barreto	9,5	6,7	8,7	9,0	6,1	8,2	-9,1
Turiaçu	37,4	27,4	34,8	35,1	25,2	32,6	-7,8
Panamericana	35,0	25,8	32,6	33,1	23,8	30,7	-7,5
Pavuna	31,5	23,0	29,2	30,3	21,3	28,0	-7,4
Campos Elíseos	8,6	4,9	7,7	8,0	4,7	7,2	-6,6
Santa Clara	19,6	12,8	18,0	18,9	12,0	17,3	-6,5
Madureira	5,9	4,2	5,4	5,7	3,9	5,2	-6,0
Carmari	15,9	9,2	14,4	15,3	8,7	13,8	-5,8
Rocha Freire	15,9	9,2	14,4	15,3	8,7	13,9	-5,6
Guadalupe	24,6	17,1	22,5	23,5	16,2	21,5	-5,3
Triagem	26,5	12,5	23,9	25,1	12,2	22,7	-5,3

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

* 3F: trifásico, 1F: monofásico e 2FT: bifásico-terra

Já a Tabela 54 ilustra os níveis de curto-circuito resultantes das simulações realizadas em horizonte futuro, considerando apenas as instalações que apresentaram reduções percentuais superiores a 5%. É notável que todas as instalações identificadas por meio desse critério são de 138 kV. A base de dados utilizada para as simulações foi a ONS BR2612PE.ANA (ONS, 2023d), considerando o fechamento dos barramentos de 138 kV da SE São José, SE Nova Iguaçu e SE Grajaú, e a base de dados ONS BR2612PE, incluindo todas as medidas definitivas obtidas como resultado desse trabalho.

Tabela 54 – Horizonte futuro - correntes de defeito

Horizonte Futuro							
Subestação 138 kV	barramentos fechados			medidas definitivas			Maior redução (%)
	3F* (kA)	1F (kA)	2FT (kA)	3F (kA)	1F (kA)	2FT (kA)	
Termorio	28,4	32,4	35,0	15,4	10,1	14,3	-68,9
Nova Iguaçu	39,9	16,7	35,8	13,6	9,2	12,5	-66,0
Reduc	24,1	25,2	26,7	14,1	9,2	13,0	-63,5
Mena Barreto	16,4	8,7	14,7	9,1	6,2	8,4	-44,2
São José	70,0	59,3	67,8	45,1	42,1	44,0	-35,6
Queimados	40,2	29,5	38,1	34,5	22,5	32,0	-23,8
Eletrobolt	45,8	34,4	42,9	40,5	28,3	37,5	-17,9
Cordovil	38,4	26,4	35,5	32,5	24,0	30,2	-15,4
Comendador Soares	48,5	24,1	43,5	42,6	21,3	38,1	-12,5
Santa Cruz da Serra	17,3	9,7	15,8	15,2	9,1	14,0	-12,0
Imbariê	17,3	9,7	15,8	15,2	9,1	14,0	-12,0
Bernardino Melo	41,0	18,6	36,9	36,8	16,9	33,0	-10,6
Campos Elíseos	8,6	4,9	7,7	8,1	4,7	7,2	-6,3
Santa Clara	19,9	12,7	18,1	19,1	12,0	17,4	-5,5

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

* 3F: trifásico, 1F: monofásico e 2FT: bifásico-terra

Através da análise das simulações efetuadas é possível constatar que as soluções definitivas recomendadas desempenham um papel significativo na redução dos níveis de curto-circuito nas instalações localizadas na área Rio e são medidas estruturais. Esse resultado reforça a eficácia das medidas que foram propostas como resposta aos problemas de superação verificados, considerando nas análises os horizontes de operação e futuro.

Ao mitigar os elevados níveis de curto-circuito, essas medidas definitivas não apenas contribuem para a confiabilidade do sistema elétrico, mas também garantem um funcionamento mais seguro das subestações, minimizando riscos operacionais e eventuais impactos na continuidade do fornecimento de energia. Além da redução dos níveis de defeito nas instalações, a adoção das medidas mitigadoras propostas nesse trabalho, como alternativa às medidas operativas atualmente empregadas, contribui também para o aumento da flexibilidade operativa e dá possibilidade para que se tenha a expansão de geração e transmissão nesse sistema de estudo.

4.5 Subestações Potencialmente Superadas no Futuro

A prontidão na identificação de equipamentos que excedam sua capacidade de interrupção é de vital importância pois possibilita a abordagem proativa do problema com um prazo adequado para implementação de soluções. Isso é essencial para evitar restrições

na expansão do sistema elétrico devido aos níveis elevados de curto-circuito.

Com o intuito de analisar as subestações da área elétrica do Rio de Janeiro que poderão enfrentar possíveis problemas de superação no futuro, foi realizado um levantamento das instalações em que a relação ICC/ICCS é igual ou superior a 100%, utilizando como referência a base de dados de planejamento ONS BR2612PE, sem alterações. O resultado desta pesquisa é mostrado na Tabela 55, na qual se identificam 7 subestações com possível problema de superação, sendo 6 instalações de tensão 138 kV. Os valores destacados em vermelho representam uma corrente de curto-circuito superior à capacidade de interrupção do disjuntor ou à relação ICC/ICCS superior a 100%.

Tabela 55 – Instalações com possível problema de superação de disjuntores, horizonte até 2026

Subestação		Níveis de Curto-Circuito - ICC (kA)			Capacidade de Interrupção Simétrica - ICCS (kA)	Maior Relação ICC/ICCS (%)
Nome	Tensão (kV)	Monofásico	Trifásico	Bifásico-Terra		
		2026	2026	2026		
ZONA INDUSTRIAL	138	40,38	31,23	38,21	40	101
LEOPOLDO	138	40,80	37,47	40,77	40	102
MAGÉ	138	21,61	16,18	19,84	21	103
MAGÉ	69	20,66	22,48	21,81	20	112
SEROPÉDICA	138	34,05	45,09	42,33	40	113
SETE PONTES	138	23,09	20,16	22,05	20	115
ELETROBOLT	138	45,09	34,05	42,33	40	113

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Aplicando todas as medidas definitivas propostas nesse trabalho na base de dados de planejamento ONS BR2612PE e fazendo a simulação para obtenção dos níveis de curto-circuito, com a identificação das subestações com a relação ICC/ICCS $\geq 100\%$, verifica-se possível superação apenas na SE Magé, nos disjuntores instalados em seus setores de 138 kV e 69 kV, como mostrado na Tabela 56. Os valores destacados em vermelho representam uma corrente de curto-circuito superior à capacidade de interrupção do disjuntor ou à relação ICC/ICCS superior a 100%.

Para confirmar a superação nessas instalações e determinar a quantidade de disjuntores em estado de alerta ou superados, é essencial conduzir um estudo de corrente passante (*line-out*). Uma vez confirmada a superação, é necessário analisar as soluções viáveis e as medidas a serem adotadas. Isso requer uma avaliação abrangente de diversos fatores, incluindo custos, requisitos técnicos, espaço físico disponível, questões ambientais, critérios operacionais e logísticos, bem como o tempo estimado para as intervenções na rede elétrica.

Tabela 56 – Instalações com possível problema de superação em 2026, considerando as medidas definitivas

Subestação		Níveis de Curto-Circuito - ICC (kA)			Capacidade de Interrupção Simétrica - ICCS (kA)	Maior Relação ICC/ICCS (%)
Nome	Tensão (kV)	Monofásico	Trifásico	Bifásico-Terra		
		2026	2026	2026		
MAGÉ	138	16,2	21,5	19,8	21	103
MAGÉ	69	22,5	20,6	21,8	20	112

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Para o caso da SE Magé, em caso de se confirmar a superação no horizonte futuro, recomenda-se a substituição dos disjuntores dessa instalação por outros de maior capacidade de interrupção. Visto que a maior corrente de defeito é de 22,5 kA, sugere-se a instalação de disjuntores com capacidade de interrupção simétrica de 31,5 kA. Assim sendo, a nova relação ICC/ICCS será reduzida para 71%.

5 CONCLUSÃO

Devido ao crescimento constante da demanda por energia e à expansão do sistema de geração e transmissão, os níveis de curto-circuito, que representam as correntes elétricas durante falhas no sistema, aumentam significativamente. Esse aumento nas correntes de defeito tem causado o problema de superação de disjuntores em várias subestações da área elétrica do Rio de Janeiro.

A superação de disjuntores ocorre quando as correntes de curto-circuito excedem a capacidade de interrupção desses dispositivos de proteção. Isso pode comprometer a segurança e a confiabilidade da rede, uma vez que os disjuntores podem não conseguir interromper essas correntes de maneira adequada, resultando em danos aos equipamentos e interrupções no fornecimento de energia.

Para mitigar esse problema, têm sido adotadas medidas operativas temporárias nesse sistema elétrico, como o seccionamento de barras e o desligamento de linhas de transmissão. No entanto, além dessas medidas operativas trazerem limitações e redução da confiabilidade da rede, não resolvem o problema de forma definitiva.

Nesse sentido, foram realizados estudos detalhados de curto-circuito e avaliada a capacidade dos disjuntores instalados nas subestações da área elétrica do Rio de Janeiro, considerando o cenário de operação e o horizonte futuro. Além disso, a antecipação na identificação de equipamentos superados é crucial para garantir e manter a confiabilidade e a segurança do sistema elétrico, permitindo que ações sejam tomadas com antecedência e evite que esse problema limite a expansão do sistema.

Esse trabalho abordou o problema e o desafio atual de encontrar medidas definitivas para a superação de disjuntores nas subestações da área Rio. As análises foram conduzidas com base no critério de superação de corrente de curto-circuito simétrica. Além disso, foram apresentadas as medidas operativas atualmente empregadas para reduzir as correntes de defeito, geralmente superiores à capacidade de interrupção dos disjuntores. Foram realizadas simulações de falhas elétricas, abrangendo defeitos monofásicos, bifásicos-terra e trifásicos, utilizando a ferramenta computacional ANAFAS. Ainda, foram feitos ajustes nas bases de dados fornecidas pelo ONS, incluindo as medidas definitivas propostas em substituição às medidas operativas já empregadas. O objetivo era obter os níveis de curto-circuito nas principais instalações da rede de estudo.

Por meio das simulações, foi possível realizar comparações antes e após a aplicação das medidas obtidas como resultado desse trabalho e avaliar a efetividade delas, levando em consideração os horizontes de operação e de cenário futuro. Também foi realizada uma avaliação dos investimentos necessários para a implementação das obras propostas como soluções sistêmicas. Através dos resultados obtidos, constata-se que as medidas estruturais propostas são eficazes e viáveis de serem implementadas em campo e são de

caráter definitivo para resolver a questão de superação de disjuntores na área Rio.

Como proposta para futuros estudos, é sugerido realizar análises comparáveis às conduzidas nesse trabalho em outras regiões do Sistema Interligado Nacional. Isso permitiria uma avaliação abrangente das condições de suportabilidade dos equipamentos em todo o sistema elétrico nacional, identificando possíveis desafios e soluções específicas para cada região. Sugere-se também a análise de disjuntores considerando outros critérios de superação, o que requer a utilização de outras ferramentas computacionais e base de dados, a depender do critério escolhido. Como possibilidade, indica-se a realização de uma análise considerando o horizonte do plano decenal. Por fim, propõe-se a elaboração e submissão de um artigo técnico apresentando as medidas definitivas obtidas como resultado desse trabalho, destacando o método aplicado e contribuindo para o avanço do conhecimento na área.

Esse trabalho apresenta como contribuição o artigo "Estudo de Caso da Área Elétrica do Rio de Janeiro: Superação de Disjuntores" publicado no XIX Encontro Regional Ibero-americano (ERIAC) do CIGRÉ, em maio de 2023, sendo premiado em 2º lugar dentre os melhores trabalhos do Comitê de Estudos A3 - Equipamentos de Transmissão e Distribuição. O *International Standard Book Number* (ISBN) dos artigos técnicos aprovados no XIX ERIAC é 978-65-00-63038-1 e o referido artigo encontra-se disponível para consulta através do endereço eletrônico <https://www.xixeriac.com.br/artigos-apresentacoes>.

REFERÊNCIAS

- ABB. **North – South 500 kV AC Power Interconnection: Transmission Stability Improvement by Means of TCSC and SC**. [S.l.], 2021.
- ABNT. **NBR 5356-5:2015: Transformadores de potência, Parte 5: Capacidade de resistir a curtos-circuitos**. [S.l.], 2015.
- ABNT. **NBR IEC 62271-1: Manobra e comando de alta tensão - Parte 1: Especificações comuns para equipamento de manobra e comando em corrente alternada**. Rio de Janeiro, 2020.
- ALMEIDA, P. R. d. *et al.* Compensador série controlado a tiristores na distribuição: Compensação dinâmica. Universidade Estadual Paulista (Unesp), 2014.
- ALVES, R. de O. **Tensão de Restabelecimento Transitória (TRT)**. Dissertação (Mestrado) — UFMG, Belo Horizonte, Brasil, 2012.
- AMMAR, M. N.; AFANDI, A. N.; GUMILAR, L. Performance analysis of fault current limiter (fcl) againsts short circuit current at pecangan feeder unit customer service negara. In: IEEE. **2023 8th International Conference on Electrical, Electronics and Information Engineering (ICEEIE)**. [S.l.], 2023. p. 1–4.
- ANEEL. **Análise de Impacto Regulatório da Necessidade de Aprimoramento dos Comandos Regulamentares afetos à “Vida Útil Regulatória” de Equipamentos de Transmissão**. [S.l.], 2019.
- ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL nº 903/2020**. [S.l.], 2020. Disponível em: <https://www.in.gov.br>.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 6079/2016**. [S.l.], 2021. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 8647/2020**. [S.l.], 2021. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>.
- ANEEL. **Banco de Preços de Referência da ANEEL**. [S.l.], 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br>.
- ANEEL. **Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica: Módulo 3 - Instalações e Equipamentos**. [S.l.], 2023.
- ANEEL. **Sistema de Informações de Geração da ANEEL - SIGA**. [S.l.], 2023. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/siga>.
- ARRUDA, A.; JARDINI, J.; CASOLARI, R.; SAIKI, G. Desenvolvimento de tecnologia para elevação da capacidade de curto circuito de conjuntos. 2005.
- BARROS, A. R.; SANTOS, E. G. A. dos. Smart grid modelos de comunicação. 2016.
- BORIN, A. S.; JUNIOR, G. C.; OLIVEIRA, A. d. L. Análise de tensão de restabelecimento transitória em diferentes topologias de um sistema de potência. **SEPOC 2021**, Brasil, 2021.

BRITO, F. E. d. J. *et al.* Seleção e alocação de dispositivos limitadores de corrente de curto-circuito utilizando o algoritmo evolucionário multiobjetivo nsga-ii. Universidade Federal de Sergipe, 2016.

CARVALHO, A.; SINDER, D.; MUNIZ, M.; MONTEIRO, A.; SILVA, B. Superação de equipamentos de alta tensão: Critérios de análise e processo de indicações de substituições na rede básica e demais instalações da transmissão. **XIX SNPTEE, artigo SGE**, v. 97, 2007.

CARVALHO, A. C.; D'AJUZ, A.; ROCHA, R. Novo critério para redução da capacidade de interrupção de disjuntores de alta tensão em função da constante de tempo da corrente de curto-circuito. In: **IX SEPOPE**. Rio de Janeiro, RJ: [s.n.], 2004. SP-088.

CEPEL. **Manual do Usuário ANAFAS, versão 7.4**. [S.l.], 2021.

DUARTE, A. C. da R. **Introdução à Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. [S.l.]: Artliber Editora Ltda., 2018. ISBN 9788588098794.

ELETRICIDADE, M. da. **Usina Hidrelétrica Tucuruí**. [S.l.], 2023. Disponível em: <https://www.memoriadaeletricidade.com.br>.

EPE. **Estudo de Atendimento à Região Metropolitana do Rio de Janeiro**. [S.l.], 2017.

EPE. **Distributed Energy Resources: Impacts on Energy Planning Studies**. [S.l.], 2018.

EPE. **Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de São Paulo: Sub-regiões Norte, Leste e Sul**. [S.l.], 2019.

EPE. **Atendimento ao Complexo Porto do Açu e Santo Amaro no Estado do Rio de Janeiro**. [S.l.], 2020. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>.

EPE. **Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado do Rio Grande do Sul: Região Metropolitana de Porto Alegre**. [S.l.], 2020.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030**. [S.l.], 2021.

EPE. **Reforços no sistema da região noroeste do Estado de São Paulo para o escoamento de excedentes de geração fotovoltaica e biomassa**. [S.l.], 2021.

EPE. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2022**. [S.l.], 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br>.

EPE. **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032**. [S.l.], 2023.

EPE. **Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída**. [S.l.], 2023. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>.

EPE. **Superação dos Equipamentos da Subestação Tucuruí: Avaliação das Alternativas**. [S.l.], 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br>.

EPE, O. **Avaliação da Solução das Superações de Curto-Circuito do Sistema Roraima**. [S.l.], 2021.

FILHO, J. M. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. [S.l.]: Grupo Gen - LTC, 2013. ISBN 9788521620129.

FRONTIN, S. de O. **Equipamentos de Alta Tensão – Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas**. [S.l.]: Goya Editora LTDA, 2013.

GARCIA, G. M. Estudo de tensão de restabelecimento transitória (trt) em uma subestação de 138 kv. 2022.

GESEL. **Vida Útil de Linhas de Transmissão**. [S.l.], 2021. Disponível em: <https://gesel.ie.ufrj.br>.

GRIGOLETTO, F. A.; FILHO, J. M. de C. Aplicação da norma ieee std 551-2006 no estudo de superação de disjuntores de média tensão. 2006.

IEC. High-voltage switchgear and controlgear, part 100: Alternating-current circuit-breakers. In: **IEC 62271-100**. [S.l.: s.n.], 2021.

IEMA, I. de Energia e M. A. **Segundo Inventário de Emissões Atmosféricas em Usinas Termelétricas**. [S.l.], 2022. Disponível em: <https://www.energiiaeambiente.org.br>.

JR, L. Z.; PEREIRA, C.; CAMPOS, V. *et al.* Aplicação de dispositivos para limitação de correntes de curto-circuito. **Departamento de Energia e Automação Elétrica-USP. São Paulo**, 2007.

KINDERMANN, G. **Curto-circuito - 2ª edição**. [S.l.]: Sagra-DC Luzzatto, 1997.

KUKSIN, A.; MYATEZH, A. Using the effect of superconductivity and superconducting materials to limit short-circuit currents. In: IEEE. **2018 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon)**. [S.l.], 2018. p. 1–4.

KUNDUR, P. Power system stability and control. 2007.

LEE, B.; SIM, J.; PARK, K.; OH, I. Practical application issues of superconducting fault current limiters for electric power systems. **IEEE Transactions on Applied Superconductivity**, IEEE, v. 18, n. 2, p. 620–623, 2008.

MARQUES, M. R. C. Interligação de pequenos sistemas de energia. **Universidade Técnica de Lisboa**, 2007.

MATHUR, R. M.; VARMA, R. K. **Thyristor-based FACTS controllers for electrical transmission systems**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2002.

MEAH, K.; ULA, S. Comparative evaluation of hvdc and hvac transmission systems. In: **2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting**. [S.l.: s.n.], 2007. p. 1–5.

MME. **Plano Nacional de Energia 2050**. [S.l.], 2020.

MONTEIRO, A. M. **Um Estudo de Dispositivos Limitadores de Curto-Circuito com Ênfase no IPC, Interphase Power Controller**. Dissertação (Mestrado) — COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2005.

MOURINHO, F. A.; ASSIS, T. M. L. A new approach to retrofit plans for distributed energy resources to mitigate adverse impacts on bulk power systems stability. **IEEE Latin America Transactions**, v. 20, n. 4, p. 669–676, 2022.

NIQUINI, F. M. M.; VARIZ, A. M.; PEREIRA, J. L. R.; BARBOSA, P. G.; JR, S. C. Modelagem do elo de corrente contínua no domínio da frequência em sistemas assíncronos desequilibrados. **Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica**, SciELO Brasil, v. 20, p. 573–588, 2009.

NOE, M.; STEURER, M.; ECKROAD, S.; ADAPA, R. Progress on the r&d of fault current limiters for utility applications. In: IEEE. **2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century**. [S.l.], 2008. p. 1–4.

OLIVEIRA, D. B. d. **Aspectos de segurança relacionados à operação do sistema interligado nacional: sistemas especiais de proteção e proteções de caráter sistêmico**. São Paulo: Artliber, 2020. 200 p. Il., color. ISBN 978-65-86443-01-1.

ONS. **Dispositivos Limitadores de Curto-Circuito: Estado da Arte e Aplicações nas Redes Elétricas**. [S.l.], 2002.

ONS. **Critérios para Análise de Superação de Equipamentos e Instalações de Alta Tensão**. [S.l.], 2014. Disponível em: <http://www.ons.org.br>.

ONS. **Grupo de Trabalho de Curto-Circuito da Área Rio de Janeiro**. [S.l.], 2018.

ONS. **PAR Executivo 2019-2023**. [S.l.], 2018. Disponível em: <http://www.ons.org.br>.

ONS. **Sumário Executivo 2018, PAR/PEL 2019-2023**. [S.l.], 2018. Disponível em: <http://www.ons.org.br>.

ONS. **Atendimento Elétrico aos Estados do Rio de Janeiro e do Espírito Santo**. [S.l.], 2021. Disponível em: <https://www.ons.org.br>.

ONS. **Base de Dados de Operação para Estudos de Curto-Circuito**. [S.l.], 2021. Disponível em: <https://sintegre.ons.org.br>.

ONS. **Histórico da Operação**. [S.l.], 2021. Disponível em: <http://www.ons.org.br>.

ONS. **Instalações estratégicas do SIN para o ciclo 2021-2023**. [S.l.], 2021. Disponível em: <https://sintegre.ons.org.br>.

ONS. **Relatório de Análise Estatística do Desempenho dos Sistemas de Proteção e dos Relés de Proteção Referente ao Ano de 2020**. [S.l.], 2021.

ONS. **Relatório dos Estudos de Curto-Circuito, Período 2020-2025**. [S.l.], 2021.

ONS. **Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN - SINDAT**. [S.l.], 2021. Disponível em: <http://sindat.ons.org.br>.

ONS. **Submódulo 1.2, Glossário dos Procedimentos de Rede**. [S.l.], 2021. Disponível em: <http://www.ons.org.br>.

ONS. **Submódulo 2.2, Definição das instalações estratégicas**. [S.l.], 2021. Disponível em: <http://www.ons.org.br>.

ONS. Submódulo 2.6, Requisitos Mínimos para Subestações e seus Equipamentos. [S.l.], 2021. Disponível em: <http://www.ons.org.br>.

ONS. Submódulo 3.1, Planejamento da Operação Elétrica de Médio Prazo. [S.l.], 2021. Disponível em: <http://www.ons.org.br>.

ONS. Submódulo 3.12, Estudos de Curto-Circuito. [S.l.], 2021. Disponível em: <http://www.ons.org.br>.

ONS. Submódulo 6.12, Análise estatística de desligamentos forçados e do desempenho dos sistemas de proteção. [S.l.], 2021. Disponível em: <http://www.ons.org.br>.

ONS. Submódulo 6.3, Elaboração do Relatório de Análise de Perturbação. [S.l.], 2021. Disponível em: <http://www.ons.org.br>.

ONS. Sumário Executivo 2021, PAR/PEL 2022-2026. [S.l.], 2021. Disponível em: <http://www.ons.org.br>.

ONS. Manual de Procedimentos da Operação, Submódulo 5.12, Procedimentos Sistêmicos para Operação da SE Grajaú. [S.l.], 2022.

ONS. Submódulo 2.3, Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos. [S.l.], 2022. Disponível em: <http://www.ons.org.br>.

ONS. Sumário Executivo 2022, PEN 2022-2026. [S.l.], 2022. Disponível em: <http://www.ons.org.br>.

ONS. Análise Estatística de Desligamentos Forçados de Equipamentos Referente ao Ano de 2022. [S.l.], 2023.

ONS. Análise Estatística de Desligamentos Forçados de Linhas de Transmissão Referente ao Ano de 2022. [S.l.], 2023.

ONS. Atendimento Elétrico aos Estados do Rio de Janeiro e do Espírito Santo. [S.l.], 2023. Disponível em: <https://www.ons.org.br>.

ONS. Casos de Referência de Planejamento para Estudos de Curto-Circuito. [S.l.], 2023. Disponível em: <https://sintegre.ons.org.br>.

ONS. Diretrizes para Operação Elétrica com Horizonte Quadrimestral Maio - Agosto 2023. [S.l.], 2023. Disponível em: <https://www.ons.org.br>.

ONS. Diretrizes para Operação Elétrica com Horizonte Quadrimestral Setembro - Dezembro 2023. [S.l.], 2023. Disponível em: <https://www.ons.org.br>.

ONS. Indicadores de Desempenho do SIN. [S.l.], 2023. Disponível em: <http://www.ons.org.br>.

ONS. Manual de Procedimentos da Operação, Submódulo 5.12, Operação Normal da Área 500/345 kV Rio de Janeiro e Espírito Santo. [S.l.], 2023.

ONS. Mapas. [S.l.], 2023. Disponível em: <http://www.ons.org.br>.

ONS. O Sistema em Números. [S.l.], 2023. Disponível em: <http://www.ons.org.br>.

- ONS. **Relatório dos Estudos de Curto-Circuito, Período 2023-2027**. [S.l.], 2023.
- PAN, X.; WANG, H.; LIU, F.; GAO, Z.; TIAN, C.; ZHANG, H. A new method of short-circuit current limitation for henan 500 kv power grid. In: IEEE. **2022 7th Asia Conference on Power and Electrical Engineering (ACPEE)**. [S.l.], 2022. p. 45–49.
- PEREIRA, F. P. **Superação de Equipamentos – Alternativas das Transmissoras para evitar a substituição – caso Furnas**. [S.l.], 2007.
- PORTAL, E. E. **How to avoid unnecessary replacement of a switchgear by limiting short-circuit fault current**. [S.l.], 2023. Disponível em: <https://electrical-engineering-portal.com/>.
- SANTOS, G. da S. **Monografia do Curso de Especialização em Sistemas Elétricos - Estudo de Caso da Área Elétrica do Rio de Janeiro: Superação de Disjuntores**. [S.l.], 2022.
- SINDER, D. **Métodos de Cálculo da Tensão de Restabelecimento Transitória para Análise da Superação de Disjuntores de Alta Tensão**. [S.l.], 2007.
- STEVENSON, W. D. **Power System Analysis**. [S.l.]: McGraw-Hill, 1994. (Electrical engineering series). ISBN 9780071133388.
- TAVARES, T. V. **Otimização de um reator com núcleo de ar para limitadores de corrente de curto-circuito do tipo série chaveado**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal Fluminense, 2022.
- TENORIO, A. **Investigation of the TCSC as a Fault Current Limiter**. [S.l.], 1997.
- TRINDADE, P. G. **Medidas para Redução de Níveis de Curto-Circuito: Estudo de Caso**. [S.l.], 2019.

APÊNDICE A – ESTUDO DE CORRENTE PASSANTE

A.1 Estudo de corrente passante ou *line-out*

Caso a divisão entre o maior nível de curto-circuito na barra, considerando os valores monofásico, bifásico-terra ou trifásico, e a capacidade de interrupção simétrica do menor disjuntor conectado a esse barramento resultar em pelo menos 100%, torna-se necessário realizar um estudo mais detalhado, conhecido como estudo de corrente passante ou comumente chamado de *line-out*.

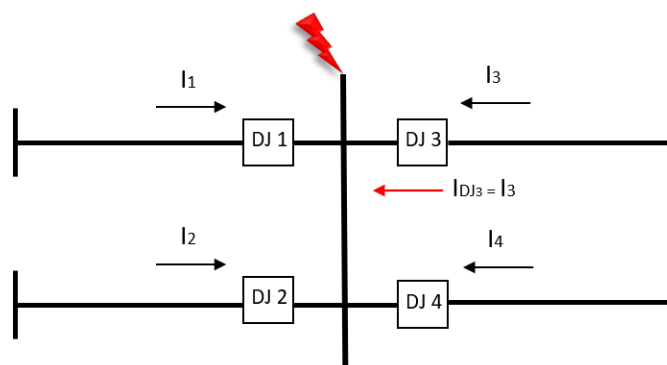
De acordo com o Submódulo 3.12 dos Procedimentos de Rede (ONS, 2021), o estudo de corrente passante tem como objetivo identificar a corrente efetiva que circula pelo disjuntor e após análise dos resultados obtidos, o equipamento poderá ser classificado como em estado de alerta ou superado por corrente de curto-circuito simétrica.

Para realizar o estudo de corrente passante é essencial identificar a condição em que a corrente no disjuntor é mais severa (CEPEL, 2021). Para ilustrar as três situações possíveis, observa-se a corrente que passa pelo disjuntor *DJ3*. Nesse estudo de exemplo são aplicados defeitos monofásicos, bifásicos-terra e trifásicos para todas as condições analisadas.

1. Curto-circuito na barra

A Figura A.1 apresenta a condição 1, onde se verifica que a corrente passante em *DJ3* é apenas a de contribuição do próprio circuito no qual se conecta.

Figura A.1 – *Line-out*: Condição 1

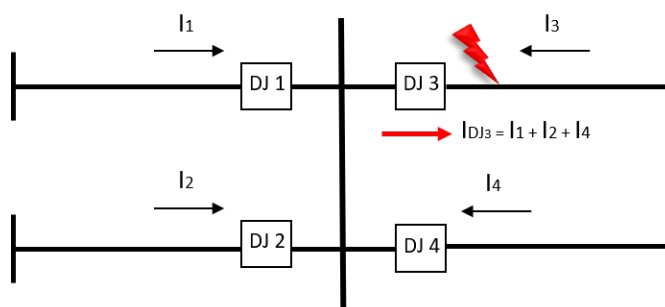


Fonte: (SANTOS, 2022).

2. Curto-circuito na saída da linha

A Figura A.2 apresenta a condição 2, onde se verifica que a corrente passante em *DJ3* é a soma das contribuições de todos os circuitos conectados ao barramento, com exceção da corrente do próprio ramal no qual se conecta o disjuntor.

Figura A.2 – *Line-out*: Condição 2

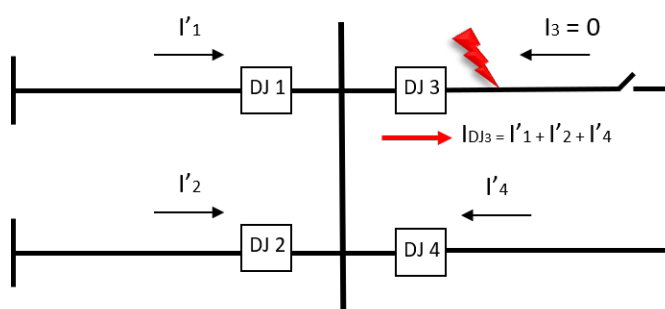


Fonte: (SANTOS, 2022).

3. Curto-circuito na saída da linha com terminal remoto aberto

A Figura A.3 apresenta a condição 3, onde se verifica que a corrente passante em *DJ3* é a soma das contribuições de todos os circuitos conectados ao barramento, a menos da corrente do próprio ramal, que, nesse caso, não contribui com a corrente de curto-circuito. Dessa maneira, observa-se, nessa condição, que o disjuntor deverá interromper a corrente total de defeito. Essa condição é chamada de *line-out* e costuma ser a mais severa na maioria das análises de corrente passante.

Figura A.3 – *Line-out*: Condição 3



Fonte: (SANTOS, 2022).

Após a análise das três condições, é realizada a comparação entre o maior valor de corrente obtido no estudo de corrente passante, denominado **ICC!** (**ICC!**), e a capacidade de interrupção simétrica do respectivo disjuntor, representada por **ICCS!**. A partir dos resultados das análises, o disjuntor é categorizado, podendo ser classificado em estado Ok, Alerta ou Superado, como apresentado na Tabela A.1.

Tabela A.1 – Classificação do disjuntor após o estudo de corrente passante

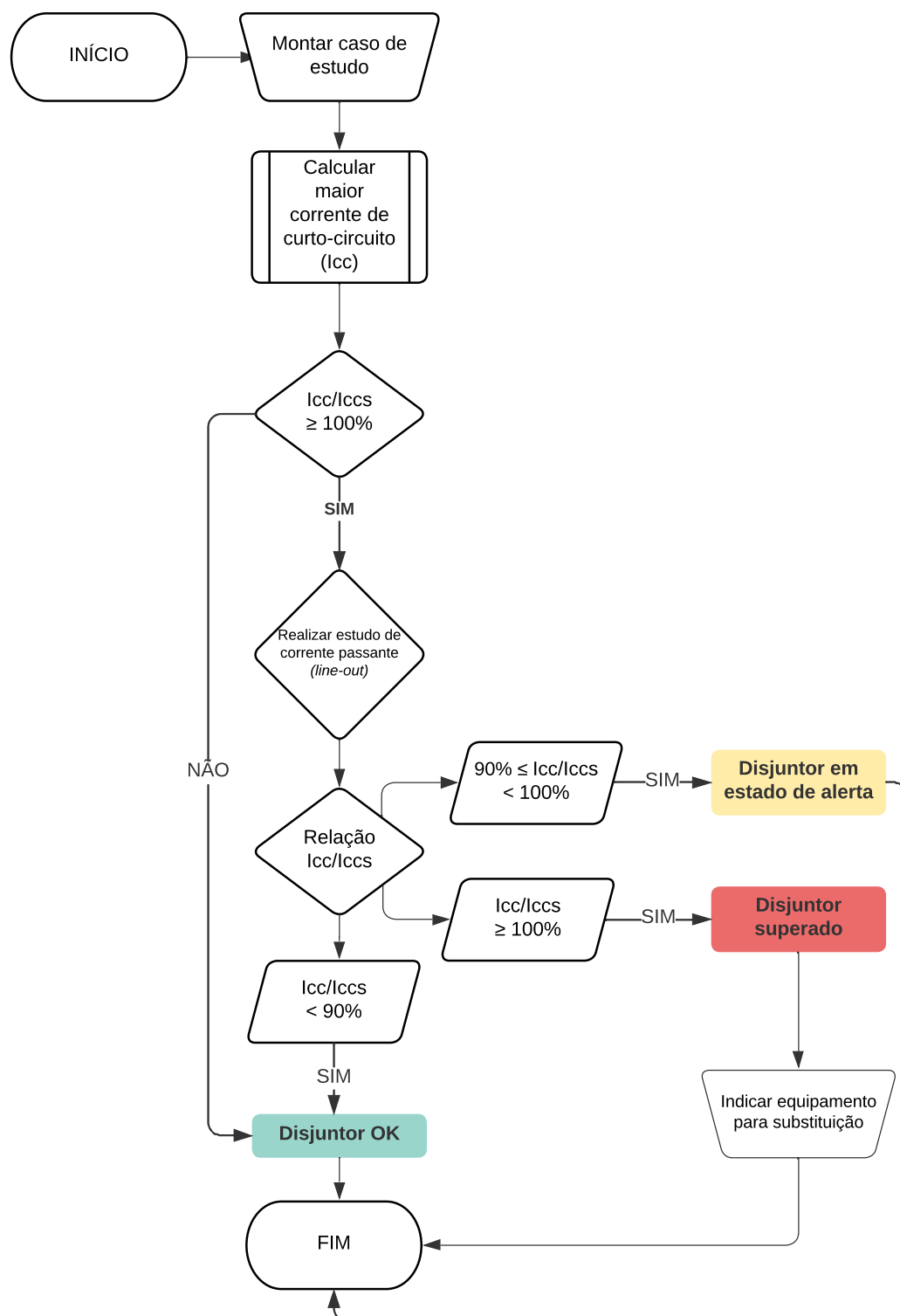
Condição	Estado
$ICC/ICCS < 90\%$	Ok
$90\% \leq ICC/ICCS < 100\%$	Alerta
$ICC/ICCS \geq 100\%$	Superado

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

As etapas do procedimento de avaliação de disjuntores que podem estar superados por corrente de curto-circuito simétrica são demonstradas na Figura A.4.

Após a conclusão do estudo de corrente passante, é importante identificar todos os disjuntores que tenham apresentado situação de superado. Nesses casos, é recomendado indicar esses disjuntores para substituição. No entanto, também podem ser adotadas medidas mitigadoras para reduzir o nível das correntes de curto-circuito.

Figura A.4 – Análise de superação de disjuntor por corrente de curto-circuito simétrica



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).