



Empresa de Pesquisa Energética

# Soluções para redução dos níveis de curto-circuito da Região Metropolitana do Rio de Janeiro

Estudos para expansão da transmissão

Relatório R1

---

DEZEMBRO DE 2024

MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA



**Coordenação Geral**

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Reinaldo da Cruz Garcia

**Coordenação Executiva**

Thiago Dourado Martins

Marcos Vinícius Farinha

**Coordenação Técnica**

Lucas Simões de Oliveira

**Equipe Técnica**

Tiago Veiga Madureira



epe

## VALOR PÚBLICO

DE ACORDO COM A REGULAMENTAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO, TODAS AS NOVAS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO A SEREM INTEGRADAS À REDE BÁSICA DEVEM SER RECOMENDADAS POR ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DE EXPANSÃO REALIZADOS NO ÂMBITO DOS GRUPOS DE ESTUDO DE TRANSMISSÃO (GET) COORDENADOS PELA EPE.

O PROCESSO SE INICIA COM A ELABORAÇÃO DOS ESTUDOS DE PLANEJAMENTO, COMO AQUELES DOCUMENTADOS POR MEIO DOS RELATÓRIOS R1, NOS QUAIS A EPE INDICA OS EMPREENDIMENTOS OU AMPLIAÇÕES QUE COMPÕEM A MELHOR ALTERNATIVA PARA EQUACIONAR UMA NECESSIDADE DO SISTEMA, COM BASE EM ANÁLISES TÉCNICO ECONÔMICAS E SOCIOAMBIENTAIS.

ESTE RELATÓRIO R1 APRESENTA O ESTUDO DE ALTERNATIVAS PARA REDUÇÃO DOS NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO NA REGIÃO METROPOLITANA DO RIO DE JANEIRO.

MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA



**Ministro de Estado**  
Alexandre Silveira de Oliveira

**Secretário-Executivo**  
Arthur Cerqueira Valerio

**Secretário Nacional de Transição Energética e  
Planejamento**  
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira




**Presidente**  
Thiago Guilherme Ferreira Prado

**Diretor de Estudos Econômico-  
Energéticos e Ambientais**  
Thiago Ivanoski Teixeira

**Diretor de Estudos de Energia  
Elétrica**  
Reinaldo da Cruz Garcia

**Diretor de Estudos do Petróleo, Gás  
e Biocombustíveis**  
Heloisa Borges Bastos Esteves

**Diretor de Gestão Corporativa**  
Carlos Cabral  
<http://www.epe.gov.br>

 <p>Empresa de Pesquisa Energética</p>	<p><i>Contrato</i> _____ <i>Data de assinatura</i> _____</p>						
<p><i>Projeto</i></p> <p align="center"><b>ESTUDOS PARA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO</b></p>							
<p><i>Área de estudo</i></p> <p align="center"><b>Estudos do Sistema de Transmissão</b></p>							
<p><i>Subárea de estudo</i></p> <p align="center"><b>GET Sudeste</b></p>							
<p><i>Produto (Nota Técnica ou Relatório)</i></p> <p>EPE-DEE-RE-004/2024-rev1      <b>Soluções para redução dos níveis de curto-circuito da Região Metropolitana do Rio de Janeiro</b></p>							
<p><i>Revisões</i></p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="384 1167 719 1211"><i>Data</i></th> <th data-bbox="719 1167 1412 1211"><i>Descrição sucinta</i></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="384 1211 719 1301">rev0      29/02/2024</td> <td data-bbox="719 1211 1412 1301">Emissão original</td> </tr> <tr> <td data-bbox="384 1301 719 1554">rev1      19/12/2024</td> <td data-bbox="719 1301 1412 1554">           1) Reavaliação da capacidade de corrente do barramento e de equipamentos terminais no setor de 138 kV da SE São José.             2) Inclusão das interligações de barra no setor de 500 kV da SE São José nas recomendações.             3) Ajustes textuais         </td> </tr> </tbody> </table>	<i>Data</i>	<i>Descrição sucinta</i>	rev0      29/02/2024	Emissão original	rev1      19/12/2024	1) Reavaliação da capacidade de corrente do barramento e de equipamentos terminais no setor de 138 kV da SE São José.  2) Inclusão das interligações de barra no setor de 500 kV da SE São José nas recomendações.  3) Ajustes textuais
<i>Data</i>	<i>Descrição sucinta</i>						
rev0      29/02/2024	Emissão original						
rev1      19/12/2024	1) Reavaliação da capacidade de corrente do barramento e de equipamentos terminais no setor de 138 kV da SE São José.  2) Inclusão das interligações de barra no setor de 500 kV da SE São José nas recomendações.  3) Ajustes textuais						

## SUMÁRIO

<b>SUMÁRIO</b>	<b>6</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b>	<b>9</b>
<b>ÍNDICE DE TABELAS</b>	<b>10</b>
<b>APRESENTAÇÃO</b>	<b>16</b>
<b>1 INTRODUÇÃO</b>	<b>17</b>
1.1 Objetivos gerais	18
<b>2 CONCLUSÕES</b>	<b>20</b>
2.1 São José	20
2.2 Nova Iguaçu	21
2.3 Adrianópolis	22
2.4 Grajaú	22
2.5 Conclusões gerais	22
<b>3 RECOMENDAÇÕES</b>	<b>23</b>
<b>4 DIAGNÓSTICO INICIAL DO SISTEMA</b>	<b>26</b>
4.1 Caracterização da Rede - Curto-Circuito	26
4.1.1 Abertura do Sistema de Distribuição na SE Cascadura	29
4.1.2 Abertura do barramento em 138 kV da Subestação São José	31
4.2 Caracterização da Rede - Fluxo de potência	34
4.3 Relação entre fluxo de potência e curto-circuito	35
<b>5 SOLUÇÕES PESQUISADAS</b>	<b>36</b>
5.1 Soluções provisórias:	36
5.1.1 Seccionamento de barras	37
5.1.2 Abertura de Linhas de Transmissão	37
5.1.3 Radialização de circuitos de distribuição	38
5.1.4 Desligamento de Compensadores Síncronos	38
5.2 Soluções definitivas	38
5.2.1 Alteração da conexão de Usinas	38
5.2.2 Alteração na especificação de equipamentos	39
5.2.3 Substituição dos equipamentos superados	39
5.2.4 Uso de Reatores limitadores de curto-circuito (RLCCs)	39
5.2.5 Instalação de dispositivos pirotécnicos	40
5.2.6 Sistemas HVDC	40
<b>6 ALTERNATIVAS DE CURTO PRAZO</b>	<b>41</b>
6.1 Alternativa 01 – Separação em 2 subsistemas	41
6.2 Alternativa 02 – Separação em 3 subsistemas	44
6.3 Alternativa 02A – Separação em 3 subsistemas e transferência e cargas	48
6.4 Alternativa 03 – Abertura de barramentos e transferência de cargas	51
6.5 Alternativa 04 – Abertura de barramentos e transferência de cargas	54
<b>7 DIAGNÓSTICO DE LONGO PRAZO</b>	<b>57</b>
7.1 Nova Iguaçu	61
7.2 São José	63

7.3	Parque gerador local	64
7.3.1	Influência da UTE Atlântico	64
7.3.2	Influência da UTE Santa Cruz	66
7.3.3	Influência da UTE Seropédica	68
7.3.4	Influência da UTE Baixada Fluminense	70
7.3.5	Influência da UTE Termorio	72
7.4	Principais problemas identificados	74
<b>8</b>	<b>ALTERNATIVAS DE LONGO PRAZO</b>	<b>75</b>
8.1	Alteração do ponto de conexão de usinas	75
8.1.1	Alteração da conexão da UTE Termorio	76
8.1.2	Alteração da conexão da UTE Seropédica	91
8.2	Uso de reatores limitadores de curto-circuito	102
8.2.1	Reatores limitadores em São José	103
8.3	Substituição dos equipamentos do pátio em 138 kV de São José	136
8.3.1	Levantamento dos equipamentos da Subestação	136
<b>9</b>	<b>DETALHAMENTO DA MIGRAÇÃO DA UTE TERMORIO</b>	<b>139</b>
9.1	Configuração completa	139
9.2	Substituição dos equipamentos de São José 138 kV	141
9.3	Fluxo de potência	141
9.4	Conclusão	142
<b>10</b>	<b>REVISÃO DA MODULAÇÃO DE TRANSFORMAÇÕES</b>	<b>144</b>
10.1	São José 500/138 kV	144
10.1.1	Montagem dos casos	144
10.1.2	Simulações de fluxo de potência	146
10.1.3	Alternativas de modulação da transformação	147
10.1.4	Definição da alternativa	150
10.1.5	Recomendação	151
10.2	Adrianópolis 500/345 kV	151
10.2.1	Montagem dos casos	152
10.2.2	Simulações de fluxo de potência	152
10.2.3	Recomendação	154
<b>11</b>	<b>ALTERNATIVAS DE RÁPIDA IMPLANTAÇÃO</b>	<b>155</b>
11.1	Conexão da Termorio em vãos vagos na SE São José 138 kV	155
11.2	Conexão da Termorio em vãos vagos na SE São José 138 kV com reatores na UTE Termorio	158
11.2.1	Dimensionamento dos reatores da LT 138 kV Termorio-São José C-1 e C-2	158
11.2.2	Simulações de curto-circuito	158
11.3	Separação dos barramentos de São José 138 kV	160
11.4	Separação dos barramentos de São José 138 kV com transformadores não convencionais	163
11.4.1	Dimensionamento das reatâncias dos novos bancos 11 e 12	163
11.4.2	Simulações de curto-circuito	163
11.5	Definição da alternativa	165
11.6	Simulações	166
11.6.1	Atendimento em condições normais de operação	166
11.6.2	Atendimento em condições de emergência	167
11.6.3	Controle de tensão	170
11.6.4	Capacidade de corrente do barramento de São José 138 kV	172

11.7	Conclusões _____	173
11.8	Recomendações _____	174
<b>12</b>	<b>ESTIMATIVA DE CUSTOS _____</b>	<b>175</b>
12.1	Ampliação da transformação 500/138 kV de São José _____	175
12.2	Substituição de equipamentos em São José 138 kV _____	175
12.3	Migração da UTE Termorio para São José 500 kV _____	176
12.4	Instalação de reatores limitadores em São José 138 kV _____	176
12.5	Ampliação da transformação de Nova Iguaçu 500/138 kV _____	177
12.6	Substituição de barramentos em São José 138 kV _____	177
<b>13</b>	<b>REFERÊNCIAS _____</b>	<b>179</b>
<b>14</b>	<b>FICHAS PET/PELP _____</b>	<b>180</b>
<b>15</b>	<b>LISTA DE PARTICIPANTES _____</b>	<b>182</b>
<b>16</b>	<b>ANEXOS _____</b>	<b>183</b>
16.1	Consulta sobre alterações na configuração da SE São José _____	183
16.2	Reforços da Subestação São José 500/138 kV _____	191
16.3	Consulta sobre a viabilidade de expansão da SE São José _____	193
16.4	Modulação da Transformação exclusiva da UTE Termorio na SE São José _____	195
16.5	Consulta de viabilidade de expansão na SE São José _____	197
16.6	Lista de equipamentos de pequeno porte a serem substituídos na SE São José _____	202
	16.6.1 Disjuntores _____	202
	16.6.2 Chaves Seccionadoras _____	202
	16.6.3 Transformadores de corrente _____	203
	16.6.4 Para-raios _____	203
16.7	Carta Petrobras sobre a migração da UTE Termorio para subestação São José 500 kV _____	204
16.8	Análise de corrente de barramento em São José 138 kV _____	207

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1 - Configuração final da SE São José 500/138 kV – Com reforços determinativos	23
Figura 4-1 - Sistema de Distribuição da região de Cascadura	28
Figura 6-1 - Alt 01 - Topologia do sistema de 138 kV	41
Figura 6-2 - Alt 02 - Topologia do sistema de 138 kV	45
Figura 6-3 - Alt 02A - Topologia do sistema de 138 kV	49
Figura 6-4 - Alt 03 - Topologia do sistema de 138 kV	52
Figura 6-5 - Alt 04 - Topologia do sistema de 138 kV	54
Figura 7-1 - Contribuições percentuais para as correntes de curto-circuito de Nova Iguaçu 138 kV em 2024	61
Figura 7-2 - Contribuições percentuais para as correntes de curto-circuito de Nova Iguaçu 138 kV em 2033	62
Figura 7-3 - Contribuições percentuais para as correntes de curto-circuito de São José 138 kV em 2024	63
Figura 7-4 - Contribuições percentuais para as correntes de curto-circuito de São José 138 kV em 2033	64
Figura 8-1 – Sistema de Distribuição atual	76
Figura 8-2 - UTE Termorio em São José 500 kV	77
Figura 8-3 - UTE Termorio em Adrianópolis 500 kV	80
Figura 8-4 – Termorio em Nova Iguaçu 500 kV	83
Figura 8-5 - Migração da UTE Termorio para São José 500 kV	86
Figura 8-6 – Níveis de curto em São José 138 kV	91
Figura 8-7 - Migração da UTE Seropédica para Baixada Fluminense 500 kV	92
Figura 8-8 - Migração da UTE Seropédica para Nova Iguaçu 500 kV	95
Figura 8-9 - Migração da UTE Seropédica para Nova Iguaçu 345 kV	97
Figura 8-10 - Migração da UTE Seropédica para Terminal Rio 500 kV	100
Figura 8-11 - Carregamento da LT 500 kV Adrianópolis/São José em Operação Normal (%)	115
Figura 8-12 - Carregamento da LT 500 kV Nova Iguaçu/São José em Operação Normal (%)	116
Figura 8-13 - Carregamento da transformação 500/138 kV de São José - Operação Normal	116
Figura 8-14 - Carregamento da transformação 500/138 kV de Nova Iguaçu - Operação Normal	117
Figura 8-15 - Carregamento da transformação 345/138 kV de Adrianópolis - Operação Normal	117
Figura 8-16 - Reduções de tensão em São José 500 kV após perda da LT 500 kV Adrianópolis/São José	118
Figura 8-17 - Carregamento da LT 500 kV Adrianópolis/São José em Operação Normal (%)	122
Figura 8-18 - Carregamento da LT 500 kV Nova Iguaçu/São José em Operação Normal (%)	122
Figura 8-19 - Carregamento da transformação 500/138 kV de São José - Operação Normal	123
Figura 8-20 - Carregamento da transformação 500/138 kV de Nova Iguaçu - Operação Normal	123
Figura 8-21 - Carregamento da transformação 500/138 kV de Adrianópolis - Operação Normal	124
Figura 8-22 - Reduções de tensão em São José 500 kV após perda da LT 500 kV Adrianópolis/São José	125
Figura 8-23 - Níveis de curto-circuito em São José 138 kV x Reator	133
Figura 9-1 - Configuração final da SE São José 500/138 kV – Com reforços determinativos e indicativos	143
Figura 10-1 - Carregamento do transformador mais carregado de Adrianópolis 500/345 kV	153
Figura 11-1 - Barramento em 138 kV da SE São José	155
Figura 11-2 - Separação dos barramentos de São José 138 kV	166
Figura 11-3 Comportamento da região de São José em condições normais de operação	167
Figura 11-4 - Contingência do banco 12 de São José 500/138 kV	168
Figura 11-5 - Contingência do banco 14 de São José 500/138 kV	168
Figura 11-6 – Sistema elétrico da região de São José 500/138 kV	170
Figura 11-7 Sistema elétrico da região de São José 500/138 kV	171
Figura 11-8 - Sistema elétrico da região de São José 500/138 kV	172

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3-1 - Plano de obras: Subestações - Reforços determinativos em São José.	23
Tabela 3-2 - Plano de Obras: Subestações – Reforços indicativos em Nova Iguaçu. Ano 2035.	25
Tabela 4-1 - Menor capacidade de interrupção por barramento em 500 kV	26
Tabela 4-2 - Menor capacidade de interrupção por barramento em 345 kV	27
Tabela 4-3 - Menor capacidade de interrupção por barramento em 138 kV	27
Tabela 4-4 - Níveis de curto-circuito para os barramentos em 500 kV	27
Tabela 4-5 - Níveis de curto-circuito para os barramentos em 345 kV	27
Tabela 4-6 Níveis de curto-circuito para os barramentos em 138 kV	28
Tabela 4-7 - Níveis de curto-circuito para os barramentos em 500 kV	29
Tabela 4-8 - Níveis de curto-circuito para os barramentos em 345 kV	29
Tabela 4-9 - Níveis de curto-circuito para os barramentos em 138 kV	30
Tabela 4-10 - Elevação dos NCCs após fechamento do sistema Light	30
Tabela 4-11 - Elevação dos NCCs após fechamento do sistema Light	30
Tabela 4-12 - Elevação dos NCCs após fechamento do sistema Light	31
Tabela 4-13 - Níveis de curto-circuito para os barramentos	32
Tabela 4-14 - Níveis de curto-circuito para os barramentos	32
Tabela 4-15 - Níveis de curto-circuito para os barramentos	32
Tabela 4-16 - Redução nos NCCs após abertura do barramento em São José	33
Tabela 4-17 - Redução nos NCCs após abertura do barramento em São José	33
Tabela 4-18 - Redução nos NCCs após abertura do barramento em São José	33
Tabela 4-19 - Transformações de fronteira e suas impedâncias equivalentes	35
Tabela 6-1 - Níveis de curto-circuito para Alt 01 - Nova Iguaçu com 3 Trafos	42
Tabela 6-2 - Níveis de curto-circuito para Alt 01 - Nova Iguaçu com 3 Trafos	42
Tabela 6-3 - Níveis de curto-circuito para Alt 01 - Nova Iguaçu com 3 Trafos	42
Tabela 6-4 - Níveis de curto-circuito para Alt 01 - Nova Iguaçu com 2 Trafos	43
Tabela 6-5 - Níveis de curto-circuito para Alt 01 - Nova Iguaçu com 2 Trafos	43
Tabela 6-6 - Níveis de curto-circuito para Alt 01 - Nova Iguaçu com 2 Trafos	44
Tabela 6-7 - Níveis de curto-circuito para Alt 02 - Nova Iguaçu com 3 Trafos	45
Tabela 6-8 - Níveis de curto-circuito para Alt 02 - Nova Iguaçu com 3 Trafos	46
Tabela 6-9 - Níveis de curto-circuito para Alt 02 - Nova Iguaçu com 3 Trafos	46
Tabela 6-10 - Níveis de curto-circuito para Alt 02 - Nova Iguaçu com 3 Trafos e São José com 4 Trafos	46
Tabela 6-11 - Níveis de curto-circuito para Alt 02 - Nova Iguaçu com 3 Trafos e São José com 4 Trafos	47
Tabela 6-12 - Níveis de curto-circuito para Alt 02 - Nova Iguaçu com 3 Trafos e São José com 4 Trafos	47
Tabela 6-13 - Níveis de curto-circuito para Alt 02 - Nova Iguaçu com 2 Trafos	47
Tabela 6-14 - Níveis de curto-circuito para Alt 02 - Nova Iguaçu com 2 Trafos	48
Tabela 6-15 - Níveis de curto-circuito para Alt 02 - Nova Iguaçu com 2 Trafos	48
Tabela 6-16 - Níveis de curto-circuito para Alt 02A	49
Tabela 6-17 - Níveis de curto-circuito para Alt 02A	50
Tabela 6-18 - Níveis de curto-circuito para Alt 02A	50
Tabela 6-19 - Níveis de curto-circuito para Alt 03 - Nova Iguaçu com 3 Trafos	52
Tabela 6-20 - Níveis de curto-circuito para Alt 03 - Nova Iguaçu com 3 Trafos	53
Tabela 6-21 - Níveis de curto-circuito para Alt 03 - Nova Iguaçu com 3 Trafos	53
Tabela 6-22 - Níveis de curto-circuito para Alt 04 - Nova Iguaçu com 3 Trafos	55
Tabela 6-23 - Níveis de curto-circuito para Alt 04 - Nova Iguaçu com 3 Trafos	55
Tabela 6-24 - Níveis de curto-circuito para Alt 04 - Nova Iguaçu com 3 Trafos	55

Tabela 7-1 - Níveis de curto-circuito para os barramentos em 500 kV	57
Tabela 7-2 - Níveis de curto-circuito para os barramentos em 345 kV	57
Tabela 7-3 - Níveis de curto-circuito para os barramentos em 138 kV	58
Tabela 7-4 - Níveis de curto-circuito para os barramentos em 500 kV	58
Tabela 7-5 - Níveis de curto-circuito para os barramentos em 345 kV	59
Tabela 7-6 - Níveis de curto-circuito para os barramentos em 138 kV	59
Tabela 7-7 - Variação nos NCCs entre 2024 e 2033	59
Tabela 7-8 - Variação nos NCCs entre 2024 e 2033	60
Tabela 7-9 - Variação nos NCCs entre 2024 e 2033	60
Tabela 7-10 - Níveis de curto-circuito sem a UTE Atlântico	65
Tabela 7-11 - Níveis de curto-circuito sem a UTE Atlântico	65
Tabela 7-12 - Níveis de curto-circuito sem a UTE Atlântico	65
Tabela 7-13 - Redução nos Níveis de curto-circuito após desligamento da UTE Atlântico	66
Tabela 7-14 - Redução nos Níveis de curto-circuito após desligamento da UTE Atlântico	66
Tabela 7-15 - Redução nos Níveis de curto-circuito após desligamento da UTE Atlântico	66
Tabela 7-16 - Níveis de curto-circuito sem a UTE Santa Cruz	67
Tabela 7-17 - Níveis de curto-circuito sem a UTE Santa Cruz	67
Tabela 7-18 - Níveis de curto-circuito sem a UTE Santa Cruz	67
Tabela 7-19 - Redução nos Níveis de curto-circuito após desligamento da UTE Santa Cruz	68
Tabela 7-20 - Redução nos Níveis de curto-circuito após desligamento da UTE Santa Cruz	68
Tabela 7-21 - Redução nos Níveis de curto-circuito após desligamento da UTE Santa Cruz	68
Tabela 7-22 - Níveis de curto-circuito sem a UTE Seropédica	69
Tabela 7-23 - Níveis de curto-circuito sem a UTE Seropédica	69
Tabela 7-24 - Níveis de curto-circuito sem a UTE Seropédica	69
Tabela 7-25 - Redução nos Níveis de curto-circuito após desligamento da UTE Seropédica	70
Tabela 7-26 - Redução nos Níveis de curto-circuito após desligamento da UTE Seropédica	70
Tabela 7-27 - Redução nos Níveis de curto-circuito após desligamento da UTE Seropédica	70
Tabela 7-28 - Níveis de curto-circuito sem a UTE Baixada Fluminense	71
Tabela 7-29 - Níveis de curto-circuito sem a UTE Baixada Fluminense	71
Tabela 7-30 - Níveis de curto-circuito sem a UTE Baixada Fluminense	71
Tabela 7-31 - Redução nos Níveis de curto-circuito após desligamento da UTE Baixada Fluminense	72
Tabela 7-32 - Redução nos Níveis de curto-circuito após desligamento da UTE Baixada Fluminense	72
Tabela 7-33 - Redução nos Níveis de curto-circuito após desligamento da UTE Baixada Fluminense	72
Tabela 7-34 - Níveis de curto-circuito sem a UTE Termorio	73
Tabela 7-35 - Níveis de curto-circuito sem a UTE Termorio	73
Tabela 7-36 - Níveis de curto-circuito sem a UTE Termorio	73
Tabela 7-37 - Redução nos Níveis de curto-circuito após desligamento da UTE Termorio	74
Tabela 7-38 - Redução nos Níveis de curto-circuito após desligamento da UTE Termorio	74
Tabela 7-39 - Redução nos Níveis de curto-circuito após desligamento da UTE Termorio	74
Tabela 8-1 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio em São José 500 kV	77
Tabela 8-2 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio em São José 500 kV	77
Tabela 8-3 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio em São José 500 kV	78
Tabela 8-4 - Variações com a migração da Termorio para São José 500 kV	78
Tabela 8-5 - Variações com a migração da Termorio para São José 500 kV	78
Tabela 8-6 - Variações com a migração da Termorio para São José 500 kV	79
Tabela 8-7 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio em Adrianópolis 500 kV	80
Tabela 8-8 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio em Adrianópolis 500 kV	80
Tabela 8-9 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio em Adrianópolis 500 kV	81

Tabela 8-10 - Variações com a migração da Termorio para Adrianópolis 500 kV	81
Tabela 8-11 - Variações com a migração da Termorio para Adrianópolis 500 kV	81
Tabela 8-12 - Variações com a migração da Termorio para Adrianópolis	82
Tabela 8-13 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio em Nova Iguaçu 500 kV	83
Tabela 8-14 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio em Nova Iguaçu 500 kV	83
Tabela 8-15 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio em Nova Iguaçu 500 kV	84
Tabela 8-16 - Variações com a migração da Termorio para Nova Iguaçu	84
Tabela 8-17 - Variações com a migração da Termorio para Nova Iguaçu	84
Tabela 8-18 - Variações com a migração da Termorio para Nova Iguaçu	85
Tabela 8-19 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio em São José 500 kV em 2033	90
Tabela 8-20 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio em São José 500 kV em 2033	90
Tabela 8-21 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio em São José 500 kV em 2033	90
Tabela 8-22 - Níveis de curto-circuito com a UTE Seropédica em Baixada Fluminense 500 kV	92
Tabela 8-23 - Níveis de curto-circuito com a UTE Seropédica em Baixada Fluminense 500 kV	93
Tabela 8-24 - Níveis de curto-circuito com a UTE Seropédica em Baixada Fluminense 500 kV	93
Tabela 8-25 - Variações com a migração da Seropédica para Baixada Fluminense 500 kV	93
Tabela 8-26 - Variações com a migração da Seropédica para Baixada Fluminense 500 kV	94
Tabela 8-27 - Variações com a migração da Seropédica para Baixada Fluminense 500 kV	94
Tabela 8-28 - Níveis de curto-circuito com a UTE Seropédica em Nova Iguaçu 500 kV	95
Tabela 8-29 - Níveis de curto-circuito com a UTE Seropédica em Nova Iguaçu 500 kV	95
Tabela 8-30 - Níveis de curto-circuito com a UTE Seropédica em Nova Iguaçu 500 kV	96
Tabela 8-31 - Variações com a migração da Seropédica para Nova Iguaçu 500 kV	96
Tabela 8-32 - Variações com a migração da Seropédica para Nova Iguaçu 345 kV	96
Tabela 8-33 - Variações com a migração da Seropédica para Nova Iguaçu 138 kV	97
Tabela 8-34 - Níveis de curto-circuito com a UTE Seropédica em Nova Iguaçu 345 kV	98
Tabela 8-35 - Níveis de curto-circuito com a UTE Seropédica em Nova Iguaçu 345 kV	98
Tabela 8-36 - Níveis de curto-circuito com a UTE Seropédica em Nova Iguaçu 345 kV	98
Tabela 8-37 - Variações com a migração da Seropédica para Nova Iguaçu 345 kV	99
Tabela 8-38 - Variações com a migração da Seropédica para Nova Iguaçu 345 kV	99
Tabela 8-39 - Variações com a migração da Seropédica para Nova Iguaçu 345 kV	99
Tabela 8-40 - Níveis de curto-circuito com a UTE Seropédica em Terminal Rio 500 kV	100
Tabela 8-41 - Níveis de curto-circuito com a UTE Seropédica em Terminal Rio 500 kV	100
Tabela 8-42 - Níveis de curto-circuito com a UTE Seropédica em Terminal Rio 500 kV	101
Tabela 8-43 - Variações com a migração da Seropédica para Terminal Rio 500 kV	101
Tabela 8-44 - Variações com a migração da Seropédica para Terminal Rio 500 kV	101
Tabela 8-45 - Variações com a migração da Seropédica para Terminal Rio 500 kV	102
Tabela 8-46 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores em São José 138 kV	104
Tabela 8-47 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores em São José 138 kV	104
Tabela 8-48 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores em São José 138 kV	105
Tabela 8-49 - Variações com a inserção de reatores em São José 138 kV	105
Tabela 8-50 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores em São José 138 kV	106
Tabela 8-51 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 8 Ω nas LTs 500 kV de São José	108
Tabela 8-52 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 8 Ω nas LTs 500 kV de São José	108
Tabela 8-53 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 8 Ω nas LTs 500 kV de São José	109
Tabela 8-54 - Variações com a inserção de reatores de 8 Ω nas LTs 500 kV de São José	109
Tabela 8-55 - Variações com a inserção de reatores de 8 Ω nas LTs 500 kV de São José	109
Tabela 8-56 - Variações com a inserção de reatores de 8 Ω nas LTs 500 kV de São José	110
Tabela 8-57 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 8 Ω nas LTs 500 kV de São José	110

Tabela 8-58 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 8 Ω nas LTs 500 kV de São José	111
Tabela 8-59 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 8 Ω nas LTs 500 kV de São José	111
Tabela 8-60 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 15 Ω nas LTs 500 kV de São José	112
Tabela 8-61 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 15 Ω nas LTs 500 kV de São José	112
Tabela 8-62 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 15 Ω nas LTs 500 kV de São José	112
Tabela 8-63 - Variações com a inserção de reatores de 15 Ω nas LTs 500 kV de São José	113
Tabela 8-64 - Variações com a inserção de reatores de 15 Ω nas LTs 500 kV de São José	113
Tabela 8-65 - Variações com a inserção de reatores de 15 Ω nas LTs 500 kV de São José	113
Tabela 8-66 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 15 Ω nas LTs 500 kV de São José	114
Tabela 8-67 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 15 Ω nas LTs 500 kV de São José	114
Tabela 8-68 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 15 Ω nas LTs 500 kV de São José	114
Tabela 8-69 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 25 Ω nas LTs 500 kV de São José	119
Tabela 8-70 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 25 Ω nas LTs 500 kV de São José	119
Tabela 8-71 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 25 Ω nas LTs 500 kV de São José	119
Tabela 8-72 - Variações com a inserção de reatores de 25 Ω nas LTs 500 kV de São José	120
Tabela 8-73 - Variações com a inserção de reatores de 25 Ω nas LTs 500 kV de São José	120
Tabela 8-74 - Variações com a inserção de reatores de 25 Ω nas LTs 500 kV de São José	120
Tabela 8-75 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 25 Ω nas LTs 500 kV de São José	121
Tabela 8-76 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 25 Ω nas LTs 500 kV de São José	121
Tabela 8-77 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 25 Ω nas LTs 500 kV de São José	121
Tabela 8-78 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 0,5% em São José 138 kV	127
Tabela 8-79 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 0,5% em São José 138 kV	127
Tabela 8-80 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 0,5% em São José 138 kV	127
Tabela 8-81 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 2,0% em São José 138 kV	128
Tabela 8-82 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 2,0% em São José 138 kV	128
Tabela 8-83 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 2,0% em São José 138 kV	129
Tabela 8-84 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 4,0% em São José 138 kV	129
Tabela 8-85 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 4,0% em São José 138 kV	130
Tabela 8-86 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 4,0% em São José 138 kV	130
Tabela 8-87 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 6,0% em São José 138 kV	131
Tabela 8-88 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 6,0% em São José 138 kV	131
Tabela 8-89 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 6,0% em São José 138 kV	131
Tabela 8-90 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 8,0% em São José 138 kV	132
Tabela 8-91 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 8,0% em São José 138 kV	132
Tabela 8-92 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 8,0% em São José 138 kV	132
Tabela 8-93 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 2,0% em São José 138 kV	134
Tabela 8-94 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 4,0% em São José 138 kV	135
Tabela 8-95 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 2,0% em São José 138 kV	135
Tabela 8-96 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 2,0% em São José 138 kV	135
Tabela 9-1 - Níveis de curto-circuito com a interligação dos barramentos de São José 138 kV	139
Tabela 9-2 - Níveis de curto-circuito com a interligação dos barramentos de São José 138 kV e indisponibilidade de um dos bancos conectados à Termorio	140
Tabela 9-3 - Níveis de curto-circuito com a interligação dos barramentos de São José 138 kV e indisponibilidade dos dois bancos conectados à Termorio	140
Tabela 9-4 - Níveis de curto-circuito com a interligação dos barramentos de São José 138 kV e UTE Termorio com geração nula	141
Tabela 9-5 – Plano de obras referenciais: Subestações – Reforços determinativos em São José (Migração da Termorio e reatores limitadores de curto-circuito)	142

Tabela 9-6- Plano de obras referenciais: Linhas de Transmissão - Reforços determinativos em São José (Migração da Termorio)	142
Tabela 10-1 - Geração hidráulica nas regiões/bacias do Brasil nos casos 2026 a 2037	145
Tabela 10-2 - Geração hidráulica nas regiões/bacias do Brasil nos casos 2026 a 2037	145
Tabela 10-3 - Carregamento percentual do transformador 13 em operação normal	146
Tabela 10-4 - Carregamento percentual do transformador 11 após contingência da unidade 12	146
Tabela 10-5 - Carregamento percentual do banco 1-A de Nova Iguaçu	147
Tabela 10-6 - Carregamento percentual do banco 1-A de Nova Iguaçu	148
Tabela 10-7 - Carregamento percentual do banco 1-A de Nova Iguaçu	149
Tabela 10-8 - Carregamento percentual do banco 1-A de Nova Iguaçu	150
Tabela 10-9 - Carregamento percentual do banco 1-A de Nova Iguaçu após emergência da unidade em paralelo	150
Tabela 10-10 - Estimativa de custos da Alternativa C	151
Tabela 11-1 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio nos vãos vagos em São José 138 kV	156
Tabela 11-2 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio nos vãos vagos em São José 138 kV	156
Tabela 11-3 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio nos vãos vagos em São José 138 kV	156
Tabela 11-4 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio nos vãos vagos em São José 138 kV	157
Tabela 11-5 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio nos vãos vagos em São José 138 kV	157
Tabela 11-6 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio nos vãos vagos em São José 138 kV	157
Tabela 11-7 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio nos vãos vagos em São José 138 kV e reatores na UTE Termorio	158
Tabela 11-8 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio nos vãos vagos em São José 138 kV e reatores na UTE Termorio	159
Tabela 11-9 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio nos vãos vagos em São José 138 kV e reatores na UTE Termorio	159
Tabela 11-10 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio nos vãos vagos em São José 138 kV e reatores na UTE Termorio	159
Tabela 11-11 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio nos vãos vagos em São José 138 kV e reatores na UTE Termorio	160
Tabela 11-12 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio nos vãos vagos em São José 138 kV e reatores na UTE Termorio	160
Tabela 11-13 - Níveis de curto-circuito com a separação do barramento	161
Tabela 11-14 - Níveis de curto-circuito com a separação do barramento	161
Tabela 11-15 - Níveis de curto-circuito com a separação do barramento	161
Tabela 11-16 - Níveis de curto-circuito com a separação do barramento	162
Tabela 11-17 - Níveis de curto-circuito com a separação do barramento	162
Tabela 11-18 - Níveis de curto-circuito com a separação do barramento	162
Tabela 11-19 - Níveis de curto-circuito com a separação do barramento e transformadores não convencionais	163
Tabela 11-20 - Níveis de curto-circuito com a separação do barramento e transformadores não convencionais	164
Tabela 11-21 - Níveis de curto-circuito com a separação do barramento e transformadores não convencionais	164
Tabela 11-22 - Níveis de curto-circuito com a separação do barramento e transformadores não convencionais	164
Tabela 11-23 - Níveis de curto-circuito com a separação do barramento e transformadores não convencionais	165
Tabela 11-24 - Níveis de curto-circuito com a separação do barramento e transformadores não convencionais	165
Tabela 11-25 - Níveis de curto-circuito com as 2 semi-barras interligadas e 3 bancos em operação	169
Tabela 11-26 - Níveis de curto-circuito com as 2 semi-barras interligadas e 3 bancos em operação	169

Tabela 11-27 - Níveis de curto-circuito com as 2 semi-barras interligadas e 3 bancos em operação _____	169
Tabela 12-1 - Ampliação dos bancos 11 e 12 de São José 500/138 kV _____	175
Tabela 12-2 - Estimativa de custos para troca dos equipamentos de São José 138 kV _____	176
Tabela 12-3 - Migração da UTE Termorio para São José 500 kV _____	176
Tabela 12-4 – Ampliação da transformação 500/138 kV de Nova Iguaçu _____	177

## APRESENTAÇÃO

A Região Metropolitana do Rio de Janeiro (RMRJ) é atualmente atendida por troncos de transmissão em 500 kV, provenientes das Subestações (SEs) Cachoeira Paulista, Fernão Dias e Taubaté, no estado de São Paulo, por um tronco em 345 kV que se conecta com o complexo de Usinas do Rio Grande na SE Itutinga, em Minas Gerais e por um bipolo em Corrente Contínua oriundo da SE Xingu, no Pará. A Rede de Distribuição em 138 kV é bastante extensa e malhada, sendo atendida por Transformações com até 5 bancos em paralelo. Análises da EPE e do ONS sinalizam que os Níveis de Curto-Circuito (NCCs) nas subestações de fronteira que suprem a RMRJ, bem como em algumas subestações de distribuição da concessionária Light, estão atingindo valores próximos e até mesmo superiores aos limites máximos de suportabilidade de corrente dos equipamentos.

Algumas ações mitigadoras já foram adotadas para reduzir os NCCs das barras do sistema, como abertura de Linhas de Transmissão, abertura de barramentos, desligamento de compensadores síncronos em Grajaú e adoção de *loop* nas LTs 500 kV de Adrianópolis. Tais ações trazem impacto na confiabilidade do sistema, de tal forma que o presente estudo visa analisar o sistema elétrico da região e indicar soluções robustas para a redução dos NCCs locais.

# 1 INTRODUÇÃO

No início dos anos 2000, o Brasil enfrentou uma grave crise hídrica devido à redução do nível de armazenamento de água nos reservatórios dos subsistemas Nordeste, Sudeste e Centro-Oeste. Esse contexto de incerteza quanto ao suprimento de energia elétrica colocava em risco o crescimento econômico do país, uma vez que foram adotadas metas de redução no consumo de energia elétrica não apenas de consumidores residenciais, como também de consumidores comerciais e industriais.

Diante desse contexto, o governo federal lançou o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), baseado na entrada de Usinas movidas principalmente a gás natural. O objetivo desse plano era aumentar a participação de geração termelétrica na matriz energética do Brasil e, assim, reduzir a participação e dependência das usinas hidráulicas.

As Usinas Térmicas (UTES) viabilizadas através dos incentivos do PPT foram construídas em diversos estados do país, tendo o estado do Rio de Janeiro recebido 4 dessas UTES:

- Eletrobolt, de 385,9 MW, em Seropédica;
- Termorio, de 1.058,3 MW, em Duque de Caxias;
- Macaé Merchant, de 922,6 MW, em Macaé;
- Norte Fluminense, de 868,9 MW, em Macaé.

Além disso, a modernização da UTE Santa Cruz também foi contemplada nesse programa.

A elevação dos níveis de curto-circuito da região foi apontada como o principal problema associado à integração das usinas do PPT, uma vez que a capacidade de interrupção dos disjuntores da rede de 138 kV já se encontrava próxima aos limites dos equipamentos existentes nas SEs Cascadura, Grajaú, Jacarepaguá e São José.

Nesse momento, com o iminente esgotamento da capacidade de integração de novas usinas no entorno da cidade do Rio de Janeiro, foram estudadas alternativas para redução dos níveis de curto-circuito da região: Desconexão de Compensadores Síncronos em Grajaú, Separação elétrica de Cascadura e Grajaú, abertura do barramento de 138 kV da SE São José e o *by-pass* da LT 500 kV Cachoeira Paulista-Adrianópolis em Adrianópolis, criando a LT 500 kV Cachoeira Paulista-Grajaú, dentre outras soluções estudadas.

A Região Metropolitana do Rio de Janeiro (RMRJ) é atualmente atendida por troncos de transmissão em 500 kV, provenientes do estado de São Paulo e por um tronco em 345 kV que se conecta com o complexo de Usinas do Rio Grande, em Minas Gerais. A Rede de Distribuição em 138 kV é bastante extensa e malhada, sendo atendida por subestações de fronteira com até 5 bancos de transformadores operando em paralelo.

Do ponto de vista da geração, o complexo de Usinas do Rio Paraíba do Sul, na região Sul Fluminense, com cerca de 850 MW de potência instalada, se conecta ao Sistema de Distribuição da RMRJ em Nova

Iguaçu 138 kV. A geração térmica da região totaliza mais de 3 GW, sendo que quase 2 GW conectados em barramentos em 138 kV.

O Relatório [1] recomendou reforços em Subestações da região como Zona Oeste 500/138 kV, Nova Iguaçu 500/138 kV, Adrianópolis 500/345/138 kV e São José 500/138 kV. Nesse estudo, foram recomendadas ampliações dos bancos de transformadores existentes ou entrada de novas unidades, fatores esses que tendem a elevar os Níveis de Curto-Circuito (NCCs) devido à redução da impedância equivalente nas transformações.

Por sua vez, as análises da EPE e do ONS vêm sinalizando que os NCCs nas subestações de fronteira que suprem a RMRJ, bem como em algumas subestações de distribuição da concessionária Light, estão atingindo valores próximos e até mesmo superiores aos limites máximos de suportabilidade de corrente dos equipamentos. Em alguns barramentos, a capacidade nominal de interrupção dos disjuntores, chaves seccionadoras e para-raios supera o valor máximo dos equipamentos usualmente disponíveis no mercado, atualmente em 63 kA. Essa condição de operação impede a entrada de novos reforços no sistema e tornam praticamente proibitivas as entradas de novos agentes de geração na região.

Para possibilitar a operação do sistema de forma segura, algumas ações mitigadoras têm sido adotadas para reduzir os NCCs das barras do sistema como abertura de Linhas de Transmissão (LTs), abertura de barramentos, desligamento de compensadores síncronos (CSs) em Grajaú e adoção de *loop* nas LTs 500 kV de Adrianópolis. Entretanto, estudos de curto-circuito indicam que quando incorporadas as novas obras previstas na expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, essas ações não seriam suficientes para reduzir os NCCs a valores permissíveis em algumas subestações.

Conseqüentemente, ter-se-ia um cenário de limitação da expansão do sistema em função dos níveis de curto-circuito, sendo relevante mencionar que medidas para redução dos NCCs, como abertura de barramentos ou LTs, podem levar à degradação da confiabilidade do sistema.

## 1.1 Objetivos gerais

O objetivo deste estudo é analisar o sistema elétrico da região metropolitana do Rio de Janeiro e indicar soluções para a redução dos Níveis de Curto-Circuito da região.

As recomendações devem ser tais que permitam a entrada de reforços necessários para atendimento das cargas supridas pelas Subestações envolvidas aumentem a confiabilidade do sistema da RMRJ e permitam alguma margem de operação do ponto de vista de curto-circuito.

As análises elétricas deverão avaliar as atuais alterações topológicas que são realizadas com o objetivo de mitigar os impactos das correntes de curto-circuito, como a abertura do sistema de Distribuição em Cascadura e a abertura do barramento de São José 138 kV.

Além disso, como algumas recomendações efetuadas em [1] foram postergadas devido aos seus impactos nos NCCs da área em análise, este trabalho deve analisar as obras indicadas e em caso de necessidade, alterar soluções ou datas de necessidade.

## 2 CONCLUSÕES

Diante da necessidade de encontrar soluções capazes de reduzir os NCCs da RMRJ e, ao mesmo tempo, permitir a entrada em operação de equipamentos necessários para o atendimento elétrico do ponto de vista de fluxo de potência, inicialmente buscou-se avaliar medidas simples e de fácil implantação.

No entanto, conforme detalhado nos itens 5.1 e 6, a combinação de soluções tradicionalmente usadas para redução dos NCCs não resultou em uma solução satisfatória dos problemas de curto-circuito e fluxo de potência visualizados. Em virtude da inexistência de soluções de curto prazo viáveis, foram estudadas soluções de maior complexidade de implantação nos itens 5.2 e 8.

As principais conclusões das análises das subestações São José, Nova Iguaçu, Adrianópolis e Grajaú serão apresentadas individualmente, a seguir.

### 2.1 São José

Após a identificação das maiores contribuições de curto-circuito para as barras da região verificou-se que, no caso de São José, a contribuição de corrente fornecida pela UTE Termorio é bastante impactante nos NCCs da barra 138 kV da SE.

As simulações indicaram um potencial de redução de cerca de 10 kA em São José 138 kV em caso de eventual migração da usina para o barramento de 500 kV da Subestação. A alteração do ponto de conexão da UTE possibilitaria ainda a instalação de reatores limitadores entre as semi-barras de São José 138 kV. Essa configuração contribuiria para o aumento da confiabilidade e tornaria a solução mais robusta e perene. No entanto, conforme apontado nos itens 8.1.1, 8.2.1 e 9, a migração da conexão da usina envolve profundas discussões técnicas, regulatórias e comerciais.

Dessa forma, com o objetivo de encontrar outras soluções com desempenho semelhante e de implementação mais ágil, foram consideradas as seguintes alternativas:

- Realocação das entradas de linha da UTE Termorio em uma única semi-barra 138 kV usando vãos 138 kV já disponíveis na SE, adoção de reatores limitadores para interligação do barramento em 138 kV e substituição dos transformadores 11 e 12, por unidades de 600 MVA, devido à superação da capacidade de curto-circuito, conforme seções 11.1 e 11.2.
- Manutenção da separação dos barramentos de São José 138 kV com ampliação estratégica dos transformadores 11 e 12 da SE para bancos de 900 MVA. Como forma de mitigar o aumento nas correntes de curto-circuito devido ao aumento da potência da transformação foram consideradas impedâncias não convencionais, da ordem de 19,5 % (vide item 3 das recomendações), conforme seções 11.3 e 11.4.

Dentre as duas opções, a separação dos barramentos em 138 kV da SE São José e ampliação dos bancos 11 e 12 com reatâncias não usuais para 900 MVA, por possibilitar operação confortável do ponto

de vista de curto-circuito e regime permanente até o final do horizonte analisado, foi considerada a ideal a ser recomendada.

O conjunto de obras propostas permitirá o pleno atendimento aos critérios vigentes. Em caso de contingências simples em bancos de transformadores não são esperadas sobrecargas em todo o horizonte estudado. Além disso, as fases reservas da SE podem ser utilizadas para recomposição da transformação e, em caso de contingências múltiplas, as chaves seccionadoras e o disjuntor de interligação entre barras possibilitarão remanejamento de cargas entre as seções de barra.

Com relação aos demais bancos da SE São José, TR 13 e TR 14, não foi vislumbrada necessidade de substituição no horizonte do estudo, seja por questões de carregamento ou de capacidade de interrupção de corrente de curto-circuito. Em reavaliações posteriores, caso sejam identificadas superações, os bancos 13 e 14 serão oportunamente substituídos por módulos de 900 MVA de potência com características semelhantes aos novos TR 11 e TR 12, indicados no presente relatório.

Sobre o barramento em 138 kV da SE São José, são esperadas correntes da ordem de 7,5 kA quando da ocorrência de contingências críticas. Como a capacidade de corrente atual do barramento é de apenas 4 kA, conclui-se que ele será superado caso não seja recapitado.

Adicionalmente, a ampliação da potência dos transformadores provocará aumento da corrente nos equipamentos associados aos seus vãos (DJs 618 e 628), nas interligações de barras (DJs 608 e 698) e nos seccionadores de barras (DJs 678 e 688) para correntes da ordem de 5,3 kA em determinadas condições operativas.

Caso as análises futuras identifiquem possibilidade de superação da capacidade de interrupção dos equipamentos de São José 138 kV, haverá necessidade de uma reavaliação setorial da alternativa de migração da UTE Termorio para o barramento de 500 kV da SE, solução com maior potencial de redução de curto-circuito.

## 2.2 Nova Iguaçu

Em relação às contribuições para os elevados NCCs do barramento em 138 kV de Nova Iguaçu, foi verificado que a UTE Seropédica contribui com cerca de apenas 4 kA. Dessa forma, a migração dessa usina para outros barramentos não impacta de forma significativa nos NCCs da região.

Sobre a transformação de Nova Iguaçu 500/138 kV, constatou-se que a entrada do 4º banco de transformadores, além de equilibrar os fluxos entre as duas semi-barras em 138 kV, eliminará a possibilidade de sobrecargas em regime normal no final do horizonte de análise no banco que atualmente opera de forma segregada dos demais. A entrada desse reforço em Nova Iguaçu também contribuirá para redução no carregamento da transformação de São José, que passará a operar de forma confortável em todo o horizonte analisado.

Dada a dificuldade em se obter soluções viáveis para Nova Iguaçu, mesmo fazendo uso de reatores limitadores, as soluções para redução dos altos NCCs da região de Nova Iguaçu serão estudadas em um novo estudo específico a ser oportunamente programado. A implantação de reatores limitadores entre os barramentos em 138 kV dessa SE, dentre outras soluções, deverá ser considerada nessa análise.

### **2.3 Adrianópolis**

A entrada em operação da SE Sete Pontes 345/138 kV provocou significativa redução nos carregamentos previstos para a transformação 345/138 kV de Adrianópolis. Por esse motivo, a troca de todas as fases do transformador 1-A, originalmente indicada no relatório [1], não se faz mais necessária. Além disso, o aumento da capacidade da interligação NE-SE e o novo eixo 500 kV Terminal Rio – Lagos – Campos 2 – Mutum, também provocou a redução no fluxo de potência na transformação 500/345 kV da SE. Dessa forma, conforme seção 10.2, a ampliação dos bancos 500/345 kV, 51 e 55, da subestação pode ser cancelada, tendo em vista que as unidades estão com vida útil regulatória e técnica vencida e não desempenham mais papel sistêmico relevante no horizonte de longo prazo. No entanto, para evitar sobrecargas na transformação em cenários de exportação do submercado Sudeste para o Nordeste, a manutenção do banco 55 é esperada até a entrada em operação da LT 500 kV Terminal Rio – Lagos – Campos 2, desde que o equipamento esteja em boas condições de operação.

Em termos de curto-circuito, foram identificados dois disjuntores do barramento em 500 kV que encontravam-se superados, conforme também apresentado pelo ONS em [5]. No entanto, o despacho ANEEL 1423/2021 autorizou, dentre outros reforços, a substituição desses equipamentos. Dessa forma, a capacidade de interrupção atual do barramento em 500 kV da SE é de 40 kA e não há equipamentos 500 kV com risco de superação na referida SE.

### **2.4 Grajaú**

Ao final do horizonte de análise, foram verificados níveis de curto-circuito no barramento em 138 kV da SE Grajaú com cerca de 90 % da capacidade dos equipamentos. Assim, será necessário um acompanhamento detalhado da evolução da rede local para eventual programação de substituição de equipamentos.

### **2.5 Conclusões gerais**

É importante ressaltar que todas as alternativas de Rede Básica (RB) e Rede Básica de Fronteira (RBF) viáveis de implantação para a SE São José foram esgotadas, e as futuras recomendações para redução de NCCs da região serão focadas em novas alterações na Rede de Distribuição, estudadas no item 6 e/ou na migração da UTE Termorio, estudada na seção 9.

As recomendações do presente relatório, indicadas na seção 3, contemplam investimentos da ordem de R\$ 385,5 milhões de reais. Desse total, conforme item 12, R\$ 288,3 milhões são de recomendação imediata e R\$ 97,2 milhões associados a obras indicativas, que devem ter sua real necessidade consolidada posteriormente, conforme seção 3 a seguir.

### 3 RECOMENDAÇÕES

Com base nas análises efetuadas, são apresentadas as recomendações a seguir:

#### Recomendações Imediatas

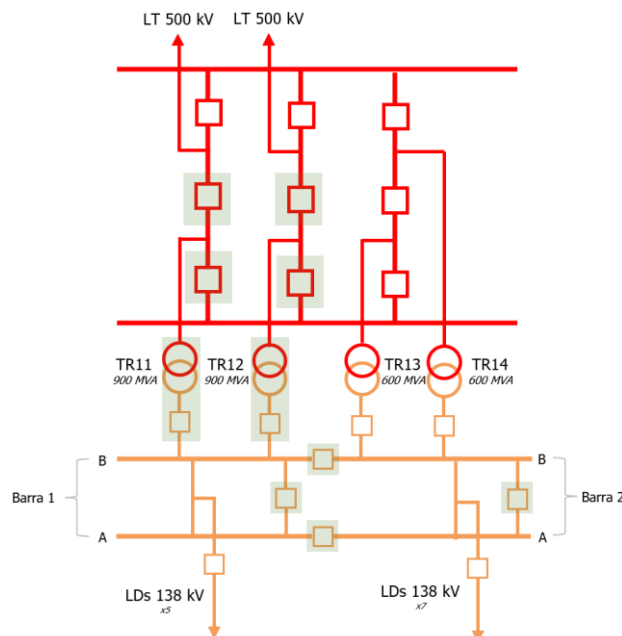
- 1) Eletrobras Furnas deve realizar os cadastros de substituição para o processo de outorga dos reforços previstos na Tabela 3-1. Os reforços devem ser implantados de maneira imediata e concomitante aos equipamentos listados no item 1). A configuração final prevista para a SE São José encontra-se ilustrada na Figura 3-1.

**Tabela 3-1 - Plano de obras: Subestações - Reforços determinativos em São José.**

Nome	Tensão (kV)	Arranjo	Equipamentos principais	
			Qtde	Descrição
São José	500/138		7	Transformadores monofásicos 300 MVA (*)
	138	BD5	-	Substituição de equipamentos para 63 kA (**)
	500	DJM	2	Conexão de transformador
	500	DJM	2	Interligação de barras
	138	BD5	2	Conexão de transformador
	138	BD5	4	Interligações de barras

\* Substituição dos bancos TR 11, TR 12 e fase reserva, por bancos de 900 MVA com impedância de 19,5 % (vide item 3 das recomendações).

\*\* Equipamentos com capacidade inferior a 63 kA detalhados nos Anexos.



**Figura 3-1 - Configuração final da SE São José 500/138 kV – Com reforços determinativos e destaque para equipamentos a serem substituídos.**

- 2) Os bancos de transformadores TR 11 e 12 de São José 500/138 kV devem compartilhar uma unidade monofásica de 300 MVA, capaz de substituir qualquer fase destes bancos e devem possuir capacidade em condições de emergência de 120 % da potência nominal por 4 horas.

Para evitar grandes contribuições aos NCCs, os novos bancos devem possuir impedâncias de curto-circuito não convencionais entre os enrolamentos primário e secundário, de cerca de 19,5 %, na base de potência própria dos equipamentos, considerando os comutadores desses enrolamentos na posição 525/138 kV, e base de tensão igual à posição do comutador<sup>1</sup>.

- 3) Tendo em vista a potência e a importância dos novos bancos 11 e 12, os disjuntores de 500 kV dos seus novos módulos de conexão e de interligação de barras deverão ser equipados com Resistores de Pré-Inserção (RPI). Não obstante, recomenda-se que as características desses RPI sejam especificadas em fase posterior, com base nos resultados de estudos de transitórios eletromagnéticos de manobra.
- 4) Os equipamentos de pequeno porte da SE São José, listados no item 8.3.1, devem ser substituídos de maneira imediata por ativos com capacidade de interrupção de corrente de curto-circuito simétrica de 63 kA. Além disso, tendo em vista as capacidades em regime normal e de emergência dos novos bancos de transformadores 11 e 12, os equipamentos conectados em série (chaves seccionadoras, disjuntores, TCS, cabos etc) nos seus vãos de conexão em 138 kV, na interligação de barras e nos seccionadores de barra, deverão ter capacidades de corrente mínimas de 3766 A, por tempo indefinido, 4519 A por 4 horas e 5272 A por 30 minutos. Notar que o dimensionamento dos equipamentos de conexão, para o atendimento dessas capacidades de corrente, deverá considerar o mesmo ciclo de sobrecarga usado no projeto dos transformadores. As especificações finais dos equipamentos, em termos de corrente nominal e fatores térmicos, deverão respeitar esses requisitos mínimos. O cronograma de troca desses equipamentos deverá ser avaliado em conjunto entre a Transmissora e o ONS, observando as demais indicações de substituição no PMI.
- 5) Após a entrada em operação dos reforços citados na Tabela 3-1, a Subestação São José 500/138 kV deve operar preferencialmente, em condições normais de operação, com os seus barramentos em 138 kV segregados. Nessa condição, os novos bancos 11 e 12 devem operar em semi-barra isolada dos bancos 13 e 14. Além disso, que em condições de emergência simples na transformação, as fases reservas devem ser utilizadas para recomposição da transformação e, que em caso de contingências múltiplas, avalie-se a possibilidade de manobrar as chaves seccionadoras e, os disjuntores de seccionamento de barras, sejam usados para remanejar cargas entre as semi-barras.
- 6) De forma a comportar a ampliação da transformação, todas as seções do barramento em 138 kV da Subestação São José deverão ser recapacitadas de forma a suportar correntes de no mínimo 7,5 kA.

---

<sup>1</sup> Esse requisito visa estabelecer condições de impedância similares às dos bancos existentes, 13 e 14, em suas condições nominais de tensão e potência.

**Outras Recomendações**

7) Que os empreendimentos da Tabela 3-2 sejam acompanhados pela EPE, ONS e demais agentes para que sejam oportunamente consolidados. Como referência, no presente estudo a data de necessidade estabelecida considerada para esses equipamentos foi de 2035.

**Tabela 3-2 - Plano de Obras: Subestações – Reforços indicativos em Nova Iguaçu. Ano 2035.**

Nome	Tensão (kV)	Arranjo	Equipamentos principais	
			Qtde	Descrição
Nova Iguaçu	500/138	-	3	Transformadores monofásicos 300 MVA
	500	DJM	1	Conexão de transformador
	138	BD4	1	Conexão de transformador
	500	DJM	1	Interligação de barras

8) Que sejam canceladas as recomendações do estudo [1] a seguir:

- a. Entrada do 5º banco de transformadores de São José 500/138 kV;
- b. Troca das fases do transformador 1-A de Adrianópolis 345/138 kV;
- c. Ampliação dos bancos de autotransformadores 51 e 55 por módulos de 900 MVA de Adrianópolis 500/345 kV.

9) Que Eletrobras Furnas avalie de forma regular o estado do banco 51 de Adrianópolis 500/345 kV e, quando do seu fim de vida útil e/ou técnica, providencie o cadastro no SGPMR para avaliação conjunta da EPE e do ONS sobre a necessidade sistêmica desse equipamento.

10) Que não sejam feitos novos investimentos ou substituições nos bancos AT 55 500/345 kV da SE Adrianópolis, tendo em vista que o aumento da capacidade da interligação NE-SE provocou a redução no fluxo de potência na transformação e o referido equipamento não desempenha mais papel sistêmico relevante, conforme seção 10.2.

## 4 DIAGNÓSTICO INICIAL DO SISTEMA

Por ser um dos principais centros de carga do Brasil, o sistema de atendimento à Região Metropolitana do Rio de Janeiro é consideravelmente interligado e conta com diversas subestações de fronteira com grandes modulações de transformadores em paralelo. A Rede de Distribuição da região é bastante malhada, possuindo várias interligações entre as fronteiras através dos circuitos em 138 kV da concessionária Light. Além disso, o estado conta com a presença de diversos geradores conectados tanto no sistema de distribuição quanto no sistema de transmissão.

Com o crescimento da carga e a integração de novos projetos de geração ao sistema de transmissão existente, notadamente o sistema de escoamento da UHE Belo Monte e as termelétricas da Região Norte Fluminense, diversos reforços foram recomendados para o estado do Rio de Janeiro, e embora cada um, isoladamente, tenha uma contribuição relativamente marginal para o nível do curto circuito, ao se considerar o sistema como um todo, e as expansões atualmente recomendadas, são visualizadas possíveis violações nos níveis de curto-circuito das Subestações de Rede Básica, Fronteira e Distribuição.

### 4.1 Caracterização da Rede - Curto-Circuito

Recentemente, foram indicadas substituições dos equipamentos das SEs e foram considerados os seguintes valores de capacidade de interrupção:

**Tabela 4-1 - Menor capacidade de interrupção por barramento em 500 kV**

Barramentos - 500 kV	
Subestação	Capacidade (kA)
Adrianópolis	40,0
Grajaú	31,5
Nova Iguaçu	63,0
São José	40,0
Zona Oeste	63,0

Observação: A menor capacidade de interrupção do barramento de Adrianópolis 500 kV era de 31,5 kA. No entanto, o despacho ANEEL 1423/2021 autorizou, dentre outros reforços, a substituição desses equipamentos para permitir capacidade de interrupção atual do barramento em 500 kV da SE é de 40 kA. Em caso de divergências em tabelas, gráficos ou figuras, a capacidade de interrupção a ser considerada é de 40 kA.

**Tabela 4-2 - Menor capacidade de interrupção por barramento em 345 kV**

Barramentos - 345 kV	
Subestação	Capacidade (kA)
Adrianópolis	40,0
Jacarepaguá	25,0
Nova Iguaçu	50,0

**Tabela 4-3 - Menor capacidade de interrupção por barramento em 138 kV**

Barramentos - 138 kV	
Subestação	Capacidade (kA)
Adrianópolis	37,0
Cascadura	63,0
Grajaú	63,0
Jacarepaguá	63,0
Nova Iguaçu	63,0
São José	50,0
Zona Oeste	63,0

As tabelas a seguir mostram os Níveis de curto-circuito (NCCs) para os barramentos de alta e baixa tensão das Subestações de Rede Básica da região, bem como de algumas barras da Rede de Distribuição, no ano de 2024:

**Tabela 4-4 - Níveis de curto-circuito para os barramentos em 500 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	35,2	31,5	34,3	40,0
Grajaú	21,3	18,4	20,3	31,5
Nova Iguaçu	36,8	30,6	35,7	63,0
São José	27,2	21,3	25,9	40,0
Zona Oeste	22,3	16,5	21,2	63,0

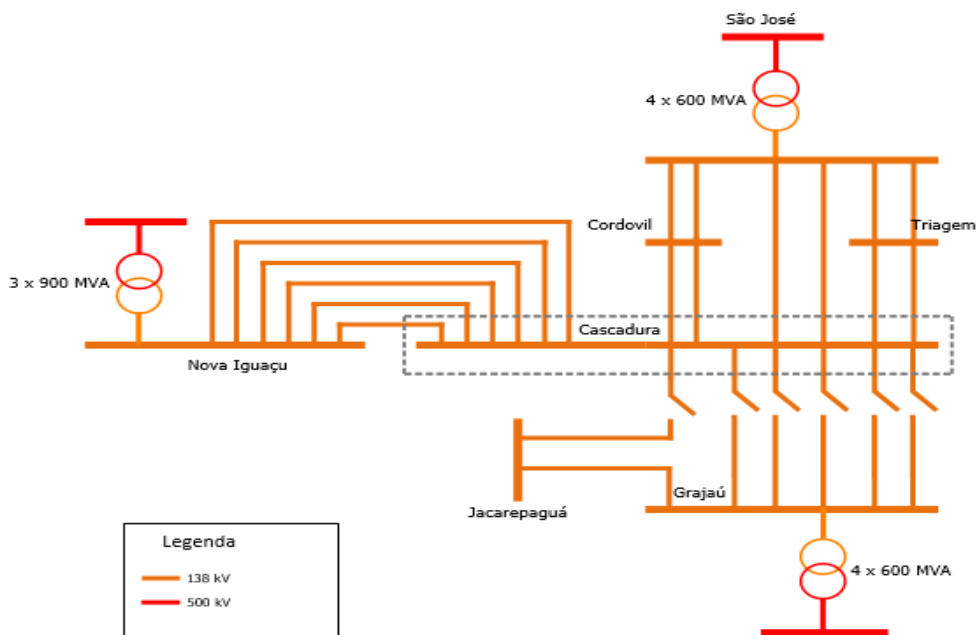
**Tabela 4-5 - Níveis de curto-circuito para os barramentos em 345 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	29,1	26,7	28,2	40,0
Jacarepaguá	18,7	14,9	17,7	25,0
Nova Iguaçu	21,3	10,9	19,6	50,0

**Tabela 4-6 Níveis de curto-circuito para os barramentos em 138 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1 Φ	Curto 2 Φ	Capacidade
Adrianópolis	29,8	32,1	31,3	37,0
Cascadura	50,8	33,5	46,8	63,0
Grajaú	51,5	52,1	51,9	63,0
Jacarepaguá	45,2	43,4	45,0	63,0
Nova Iguaçu	74,9	66,7	73,0	63,0
São José	69,0	59,1	66,5	50,0
Zona Oeste	48,1	41,9	47,0	63,0

Esses valores informados foram obtidos através de simulações que consideram a configuração do sistema elétrico da região conforme ilustrado abaixo:



**Figura 4-1 - Sistema de Distribuição da região de Cascadura**

Na configuração do sistema elétrico da região apresentado acima, as seções de barra em 138 kV das subestações Nova Iguaçu e São José estão interligadas, ou seja, uma configuração considerada ideal. Atualmente, por questão de limitação do nível de curto-circuito, essas seções de barras operam seccionadas.

Quando da entrada dos 2 bancos de transformadores 500/138 kV na subestação de Nova Iguaçu, os NCCs do barramento em 138 kV ultrapassaram em cerca de 12 kA a capacidade de interrupção atual dos equipamentos desse pátio.

A subestação de São José também possui elevados NCCs e, para permitir pleno atendimento ao critério N-1, a entrada em operação de mais um banco de transformadores foi recomendada no Estudo [1].

#### 4.1.1 Abertura do Sistema de Distribuição na SE Cascadura

A entrada em operação da Subestação Nova Iguaçu 500/138 kV, em 2017, provocou significativo aumento nos NCCs da região. Por esse motivo, para evitar a interligação elétrica direta via rede de 138 kV entre os subsistemas Grajaú/Jacarepaguá e Nova Iguaçu/São José, foi efetuado o seccionamento do sistema da Distribuidora Light na SE Cascadura, através da abertura dos disjuntores dessa Subestação associados às seguintes LTs 138 kV:

- LT 138 kV Cascadura – Grajaú C1, C2 e C3 (circuitos expressos)
- LT 138 kV Cascadura – Grajaú C4 (atendimento da SE Piedade por meio de tape de derivação)
- LT 138 kV Cascadura – Grajaú C5 (atendimento da SE Boca do Mato por meio de tape de derivação)
- LT 138 kV Cascadura – Jacarepaguá C1 (circuito expresso)

Caso essa abertura do sistema não fosse feita, os barramentos da região estariam em condições ainda mais complicadas do ponto de vista da superação da capacidade de interrupção de equipamentos.

A tabela a seguir apresenta os NCCs das barras analisadas, caso o sistema da Light operasse com os circuitos entre Grajaú ou Jacarepaguá interligados à SE Cascadura:

**Tabela 4-7 - Níveis de curto-circuito para os barramentos em 500 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	35,2	31,7	34,4	40,0
Grajaú	22,7	19,3	21,6	31,5
Nova Iguaçu	36,8	31,1	35,9	63,0
São José	27,3	21,9	26,2	40,0
Zona Oeste	22,4	16,6	21,3	63,0

**Tabela 4-8 - Níveis de curto-circuito para os barramentos em 345 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	29,3	26,8	28,4	40,0
Jacarepaguá	19,7	15,6	18,5	25,0
Nova Iguaçu	21,5	10,9	19,8	50,0

**Tabela 4-9 - Níveis de curto-circuito para os barramentos em 138 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	29,9	32,1	31,3	37,0
Cascadura	74,2	53,6	69,8	63,0
Grajaú	71,4	67,2	69,6	63,0
Jacarepaguá	52,2	48,5	51,2	63,0
Nova Iguaçu	79,3	70,4	77,2	63,0
São José	74,0	63,8	71,6	50,0
Zona Oeste	49,0	42,4	47,7	63,0

Conforme observado nas tabelas acima, a operação da rede com o sistema Light interligado na SE Cascadura eleva consideravelmente os NCCs da rede em 138 kV da região, principalmente nas Subestações de Cascadura e Grajaú, que já possuem seus equipamentos com suportabilidade de interrupção de 63 kA. As tabelas a seguir detalham os aumentos nos NCCs com a energização dos 6 circuitos da Light na SE Cascadura:

**Tabela 4-10 - Elevação dos NCCs após fechamento do sistema Light**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV			
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ
Adrianópolis	0,0	0,2	0,1
Grajaú	1,4	0,9	1,3
Nova Iguaçu	0,0	0,5	0,2
São José	0,1	0,6	0,3
Zona Oeste	0,1	0,1	0,1

**Tabela 4-11 - Elevação dos NCCs após fechamento do sistema Light**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV			
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ
Adrianópolis	0,2	0,1	0,2
Jacarepaguá	1,0	0,7	0,8
Nova Iguaçu	0,2	0,0	0,2

**Tabela 4-12 - Elevação dos NCCs após fechamento do sistema Light**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV			
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ
Adrianópolis	0,1	0,0	0,0
Cascadura	23,4	20,1	23,0
Grajaú	19,9	15,1	17,7
Jacarepaguá	7,0	5,1	6,2
Nova Iguaçu	4,4	3,7	4,2
São José	5,0	4,7	5,1
Zona Oeste	0,9	0,5	0,7

Conforme tabelas acima, pode-se observar que os NCCs nas barras em 345 ou 500 kV se mantêm em valores bastante próximos aos anteriores.

#### 4.1.2 Abertura do barramento em 138 kV da Subestação São José

A superação do NCC de equipamentos do barramento em 138 kV da SE São José é bastante crítica pois as correntes de curto-circuito podem ultrapassar 63 kA, máxima capacidade nominal de interrupção dos disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores de corrente e para-raios normalmente disponíveis para compra.

O NCC da barra em 138 kV de São José é extremamente dependente do número de unidades geradoras despachadas na UTE Termorio, variando de 54,4 kA para 69,0 kA, quando se compara o cenário de Usina com geração zerada e o caso de despacho pleno da UTE no caso base.

Devido a essa grande variação em função do número de máquinas sincronizadas, as Instruções de Operação do ONS determinavam, dentre outros aspectos, a abertura do barramento de São José 138 kV a partir da entrada em operação de um determinado número de unidades geradoras na Termorio. Atualmente, independentemente do número de unidades geradoras sincronizadas, o barramento de 138 kV de São José opera aberto.

Do ponto de vista de curto-circuito, essa medida é interessante pois reduz consideravelmente os NCCs das 2 semi-barras de São José, conforme tabelas a seguir:

**Tabela 4-13 - Níveis de curto-circuito para os barramentos**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	35,1	31,5	34,3	40,0
Grajaú	21,3	18,4	20,3	31,5
Nova Iguaçu	36,8	30,6	35,7	63,0
São José	27,2	21,3	25,9	40,0
Zona Oeste	22,3	16,5	21,2	63,0

**Tabela 4-14 - Níveis de curto-circuito para os barramentos**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	29,1	26,7	28,2	40,0
Jacarepaguá	18,7	14,9	17,7	25,0
Nova Iguaçu	21,3	10,9	19,6	50,0

**Tabela 4-15 - Níveis de curto-circuito para os barramentos**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 KV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	29,7	32,0	31,2	37,0
Cascadura	48,5	32,6	44,7	63,0
Grajaú	51,5	52,1	51,9	63,0
Jacarepaguá	45,2	43,4	45,0	63,0
Nova Iguaçu	74,1	66,2	72,3	63,0
São José	45,9	41,7	44,3	50,0
Zona Oeste	48,1	41,9	47,0	63,0

As tabelas a seguir indicam as variações nos NCCs devido a abertura do barramento em 138 kV de São José:

**Tabela 4-16 - Redução nos NCCs após abertura do barramento em São José**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	-0,1	0,0	0,0
Grajaú	0,0	0,0	0,0
Nova Iguaçu	0,0	0,0	0,0
São José	0,0	0,0	0,0
Zona Oeste	0,0	0,0	0,0

**Tabela 4-17 - Redução nos NCCs após abertura do barramento em São José**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	0,0	0,0	0,0
Jacarepaguá	0,0	0,0	0,0
Nova Iguaçu	0,0	0,0	0,0

**Tabela 4-18 - Redução nos NCCs após abertura do barramento em São José**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV			
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ
Adrianópolis	-0,1	-0,1	-0,1
Cascadura	-2,3	-0,9	-2,1
Grajaú	0,0	0,0	0,0
Jacarepaguá	0,0	0,0	0,0
Nova Iguaçu	-0,8	-0,5	-0,7
<b>São José</b>	<b>-23,1</b>	<b>-17,4</b>	<b>-22,2</b>
Zona Oeste	0,0	0,0	0,0

No entanto, em termos de fluxo de potência, o atendimento com a referida abertura é prejudicado, pois na contingência de um banco de transformadores uma das semi-barras será atendida por apenas um banco. Tal configuração, em alguns cenários de despacho, pode provocar sobrecargas inadmissíveis nos transformadores remanescentes.

Estudos recentes da EPE visualizaram essa possibilidade e, conforme item seguinte, reforços foram indicados para solução desse problema.

## 4.2 Caracterização da Rede - Fluxo de potência

O estudo [1] recomendou ampliações e entrada de novos bancos em Subestações da Rede Básica da RMRJ, sendo eles:

- Entrada do terceiro banco de autotransformadores 500/138 kV de 900 MVA em Nova Iguaçu, ocorrida em maio de 2022;
- Entrada do segundo banco de autotransformadores 500/138 kV de 900 MVA em Zona Oeste, ocorrida em dezembro de 2023;
- Substituição do TR-55 de Adrianópolis 500/345 kV por um módulo de 900 MVA;
- Substituição do TR-51 de Adrianópolis 500/345 kV por um módulo de 900 MVA;
- Entrada do quinto banco de transformadores 500/138 kV de 600 MVA em São José e
- Troca das fases do transformador 1-A de Adrianópolis 345/138 kV.

Com a entrada em operação desses equipamentos, o sistema de transmissão regional passaria a operar sem problemas de carregamento decorrentes de contingências em LTs ou transformações da Rede Básica.

No entanto, algumas dessas recomendações precisam de novas avaliações quanto a sua necessidade e a sua data de entrada em função de alterações topológicas importantes que ocorreram no sistema da região:

A entrada em operação da futura SE Sete Pontes 345/138 kV, prevista para 2026, contribui de forma significativa para redução no carregamento da transformação 345/138 kV de Adrianópolis. Dessa forma, a troca das fases do transformador 1-A para possibilitar limite de curta duração em 20% acima da capacidade de operação em regime normal pode deixar de ser necessária, devendo ser reavaliada em estudos futuros. Além disso, a recente entrada de geração renovável no submercado Nordeste e na região Norte do estado de Minas Gerais, tem contribuído para uma redução do carregamento da transformação 500/345 kV de Adrianópolis. Em relação aos bancos dessa transformação, a Eletrobras Furnas indicou no SGPMR a necessidade de substituição do banco AT55 devido vida útil regulatória e técnica vencida, com risco de falha. Por esses motivos, será necessário acompanhar a tendência de carregamento desses transformadores.

Os altos níveis de curto-circuito no pátio em 138 kV de São José provocam a necessidade de operação da Subestação com as barras abertas e consequente piora nas condições de atendimento a contingências de transformadores. Esse foi o motivo para recomendação do 5º banco dessa SE. Caso seja encontrada alguma solução que permita a volta da operação interligada dos 4 bancos de São José, a necessidade desse reforço deve ser reavaliada.

Em relação ao sistema de Distribuição da região, são verificadas sobrecargas em condição normal de operação no trecho compreendido entre São José e Triagem.

### 4.3 Relação entre fluxo de potência e curto-circuito

Apesar de necessárias para o atendimento elétrico da região dentro dos critérios estabelecidos, essas recomendações contribuem para elevação dos Níveis de Curto-Circuito pois reduzem a impedância equivalente entre os barramentos das subestações. Por consequência, aumenta-se a possibilidade de violação da capacidade de suportabilidade de corrente de curto-circuito de equipamentos como disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores de corrente e para-raios. A tabela a seguir demonstra a redução da impedância equivalente na base de potência 100 MVA de algumas transformações da região antes e depois da entrada das obras recomendadas no estudo [1].

**Tabela 4-19 - Transformações de fronteira e suas impedâncias equivalentes**

Subestação	Potência da Transformação (MVA)		Impedância Equivalente (%)	
	Antes	Depois	Antes	Depois
Adrianópolis 345/138	900	900	1,08	1,08
Adrianópolis 500/345	1680	2360	0,8	0,52
Grajaú 500/138	2400	2400	0,55	0,55
Jacarepaguá 345/138	1125	1125	0,88	0,88
Nova Iguaçu 500/138	900	2700	1,44	0,48
Nova Iguaçu 500/345	900	900	1,11	1,11
São José 500/138	2400	3000	2,2	1,76
Zona Oeste 500/138	900	1800	1,33	0,67

Verifica-se significativa redução da impedância equivalente das transformações 500/138 kV de Nova Iguaçu, São José e Zona Oeste.

Dentre os reforços citados, apenas a entrada do 2º e 3º banco de autotransformadores de 900 MVA em Zona Oeste e Nova Iguaçu, respectivamente, já em operação, foi considerada nos casos de trabalho. Essa decisão foi tomada em função dos frequentes problemas de carregamento que essas SEs enfrentavam e por não haver outras possíveis alternativas viáveis para solução de seus problemas.

## 5 SOLUÇÕES PESQUISADAS

Os desafios relacionados à elevação dos níveis de curto-circuito são naturais e decorrentes do crescimento dos sistemas de potência. Diversos países e agentes passaram por problemas semelhantes, e a escolha da solução, ou conjunto de soluções é extremamente complexa e possui seus prós e contras:

As alternativas para redução dos NCCs mais usadas nos sistemas de potência costumam ser divididas em dois grandes grupos:

- Soluções provisórias:
  - ✓ Seccionamento de barras;
  - ✓ Abertura de Linhas de Transmissão;
  - ✓ Radialização de circuitos de distribuição;
  - ✓ Desligamentos de compensadores síncronos;
- Soluções definitivas:
  - ✓ Alteração da conexão de usinas;
  - ✓ Alteração na especificação de equipamentos;
  - ✓ Utilização de dispositivos limitadores de curto-circuito (DLCCs);
  - ✓ Substituição dos equipamentos superados;
  - ✓ Uso de Reatores limitadores de curto (RLCs);
  - ✓ Instalação de dispositivos pirotécnicos;
  - ✓ Sistemas HVDC;
  - ✓ Uso de dispositivos FACTS;

### 5.1 Soluções provisórias:

Esse tipo de solução se caracteriza por provocar uma redução nos NCCs, de forma a possibilitar que o sistema opere dentro dos limites de interrupção dos equipamentos.

No entanto, o crescimento natural do sistema tende a causar novas violações de suportabilidade de corrente de curto-circuito em um horizonte de tempo curto. Além disso, costumam ser soluções que reduzem a confiabilidade do sistema elétrico do ponto de vista do fluxo de potência.

### 5.1.1 Seccionamento de barras

Um barramento pode conectar diversos equipamentos como transformações, entradas de linhas, conexões para recursos de controle de tensão, entre outros. Em alguns casos, opta-se por alterar a configuração original, com todos os equipamentos eletricamente conectados em um barramento único, por um arranjo em 2 ou mais semi-barras isoladas entre si. Nesse caso, as contribuições de curto-circuito vindas de transformadores e linhas impactam diretamente apenas na barra em que está conectada.

Na área objeto do estudo, essa estratégia foi adotada para redução dos NCCs dos barramentos em 138 kV de São José 500/138 kV e da UTE Termorio. No passado, as Instruções de Operação (IOs) do ONS estipulavam que as 2 barras citadas deveriam ser desinterligadas após o sincronismo de um determinado número de unidades geradoras nessa UTE. Porém, o aumento natural da carga e sua consequente necessidade de ampliação da rede da região, fazem com que, atualmente, os barramentos de 138 kV da SE São José operem desinterligados independentemente do número de unidades geradoras sincronizadas na UTE Termorio.

A UTE Termorio, de capacidade instalada de cerca de 989 MW, se conecta através de 2 circuitos na barra de São José 138 kV. Esse montante de potência é considerado incompatível para uma conexão em 138 kV.

### 5.1.2 Abertura de Linhas de Transmissão

As Linhas de Transmissão são partes fundamentais dos Sistemas elétricos de potência. Através delas, a potência gerada nas usinas é transportada para os centros de carga. Com o objetivo de atender ao mercado consumidor dos grandes centros de carga do Brasil, algumas regiões possuem um sistema de atendimento muito malhado, ou seja, com elevado número de subestações e interligações entre elas.

Em termos de fluxo de potência, um sistema elétrico malhado é considerado ideal por apresentar diversas alternativas para o suprimento de suas cargas, propiciando um melhor nível de confiabilidade para o sistema. Nesses sistemas, por haver mais alternativas para o transporte da energia, o atendimento aos consumidores é mantido mesmo quando de perdas em equipamentos como bancos de transformadores e LTs.

No entanto, a maior comunicação elétrica entre as subestações provoca redução da impedância equivalente da rede local, facilitando o fluxo das correntes elétricas, com consequente aumento dos NCCs dos barramentos locais.

A abertura de LTs, por reduzir as conexões elétricas entre as SEs, é uma medida simples e comumente usada para redução dos NCCs.

Na área analisada no estudo, essa medida foi adotada na região de Cascadura, onde seis circuitos de Distribuição foram abertos para redução dos NCCs após a entrada em operação da SE Nova Iguaçu 500/345/138 kV.

### 5.1.3 Radialização de circuitos de distribuição

Em contextos semelhantes aos apontados no item anterior, em regiões com grande concentração de carga ou com a presença de cargas prioritárias, algumas SEs da Rede de Distribuição estão instaladas em sistemas fortemente malhados. Normalmente, essas instalações estão conectadas a diferentes fontes para propiciar maior confiabilidade no atendimento aos seus consumidores. Contudo, o maior número de conexões dessas SEs provoca aumento dos NCCs da região.

Diante dessa condição, alguns trechos do Sistema de Distribuição podem ter alguns de seus circuitos desconectados de forma que a alimentação seja feita de forma radial, ou seja, através de uma única fonte. Essa medida costuma ser bastante eficaz para redução dos NCCs, porém demanda estudos de confiabilidade para as cargas associadas, que passarão a estar mais vulneráveis.

### 5.1.4 Desligamento de Compensadores Síncronos

Por serem máquinas girantes, os compensadores síncronos (CS) contribuem para as correntes de curto-circuito. Dessa forma, o desligamento desses equipamentos constitui-se em uma alternativa para a redução dos NCCs dos sistemas de potência.

No entanto, como esses equipamentos são usados para controle de tensão e suprimento de potência reativa em caso de contingências, seu desligamento pode dificultar a operação do sistema sob esses aspectos.

Na SE Grajaú 500/138 kV, existem 2 compensadores síncronos conectados nos terciários dos bancos de transformadores. Estudos preliminares, realizados quando da implantação do PPT, apontavam que o desligamento de um desses CSs poderia ser uma medida operativa para mitigação do risco de superação de equipamentos nessa SE por correntes de curto-circuito, uma vez que os equipamentos de 138 kV ainda não tinham sido substituídos por outros de 63 kA.

## 5.2 Soluções definitivas

Esse grupo de soluções proporciona alterações na topologia do sistema de tal forma que as violações do limite de suportabilidade dos equipamentos das SEs envolvidas não são esperadas em um determinado horizonte.

Essas alternativas requerem a entrada de equipamentos ao sistema ou variações significativas na rede elétrica em análise.

### 5.2.1 Alteração da conexão de Usinas

As unidades geradoras das Usinas são as principais fontes de contribuição para as correntes de curto-circuito. Por esse motivo, além de aspectos econômicos, de fluxo de potência e localização física, as análises de conexão das usinas, devem considerar as contribuições de curto-circuito que os geradores provocarão na rede local.

O parque gerador da RMRJ é constituído por Usinas Termelétricas predominantemente, sendo que, dos 3 GW de potência instalada na região, cerca de 2 GW estão conectados na Rede de Distribuição em barramentos com tensões nominais de 138 kV.

### **5.2.2 Alteração na especificação de equipamentos**

Uma alternativa para redução dos NCCs de um sistema elétrico é a especificação de maiores reatâncias em equipamentos. Uma opção usada é a de especificar elevadas reatâncias de transformadores elevadores de usinas, visando reduzir as contribuições de corrente vinda dos geradores.

A região metropolitana de Porto Alegre conviveu com elevados NCCs em seus barramentos. Por esse motivo, os estudos [2] [3] recomendaram novos transformadores 230/23 kV ou 230/13,8 kV e 230/69 kV com impedâncias mínimas da ordem de 29% e 14% respectivamente, considerando-se a potência base de 100 MVA.

### **5.2.3 Substituição dos equipamentos superados**

A simples troca dos equipamentos por modelos com maior capacidade nominal de interrupção, apesar de implicar em grandes volumes de investimento, é provavelmente a alternativa mais usada para solução dos problemas de superação do sistema elétrico.

Conforme a evolução natural do sistema, são feitas trocas para possibilitar operação dentro dos critérios vigentes.

Atualmente, a maioria dos disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores de corrente e para-raios são fabricados de modo a suportar correntes de curto-circuito de até 63 kA. No entanto, algumas barras das SEs da RMRJ já possuem NCCs superior a esse valor e a troca por modelos de maior capacidade é bastante difícil, pois não existem equipamentos prontos para venda nas fábricas.

### **5.2.4 Uso de Reatores limitadores de curto-circuito (RLCCs)**

A inserção de reatores em série com o sistema elétrico dificulta o fluxo de corrente através dele e, por consequência, reduz as correntes de curto-circuito. Podem ser instalados em série com as LTs ou através do seccionamento de um barramento.

Essa alternativa já foi estudada e implementada no Sistema Interligado Nacional (SIN) em pontos estratégicos como a Usina Hidrelétrica Tucuruí e as SEs Mogi e Tijuco Preto.

A SE da UHE Tucuruí 500 kV possui um reator limitador de curto-circuito de 20 ohms entre as suas 2 semi-barras. Esse equipamento foi estudado e implantado após elevação dos NCCs em decorrência da entrada da 2ª fase de construção da usina, na qual sua potência instalada passou de 4.000 MW para 8.370 MW em 2010. Esse aumento da potência instalada provocaria superação dos disjuntores de 40 kA da etapa inicial.

A SE Mogi das Cruzes, de propriedade da Eletrobras Furnas, possui 2 reatores limitadores de curto-circuito de 9 ohms inseridos em série com as LTs 345 kV Mogi das Cruzes – Itapeti C1 e C2.

A SE Tijuco Preto, também de propriedade da Eletrobras Furnas, possui 2 reatores limitadores de curto-circuito de 15,8 ohms inseridos entre as semi-barras de 345 kV.

Apesar de sua utilização ser bem difundida, a instalação desses reatores pode provocar problemas de queda de tensão, perdas elétricas e desbalanço de carga entre semi-barras. Além desses fatores, pode ser requerido um espaço considerável na SE devido à necessidade de afastamento por causa dos elevados fluxos magnéticos.

### **5.2.5 Instalação de dispositivos pirotécnicos**

Esses são equipamentos que funcionam baseados em uma rápida detecção de correntes de curto-circuito. Quando da ocorrência de uma falta, a corrente é desviada e passa a circular por um circuito alternativo composto por fusíveis limitadores, que se rompem em determinado valor de corrente, seccionando o circuito e eliminando o defeito.

A maior vantagem desse tipo de dispositivo é a rápida atuação, da ordem de  $\frac{1}{4}$  de ciclo, capaz de evitar danos no sistema elétrico devido as altas correntes.

Porém, essa alternativa só tem aplicação em sistemas industriais e os equipamentos só são produzidos para correntes nominais de até 40 kA. Portanto, essa solução não pode ser aplicada no presente estudo.

### **5.2.6 Sistemas HVDC**

Os sistemas de transmissão em corrente contínua não contribuem para o aumento dos NCCs dos sistemas em que se conectam. Essa característica torna os sistemas HVDC bastante favoráveis no tocante às análises de superação de equipamentos por corrente de curto-circuito.

No entanto, essa alternativa só é economicamente viável se alguma outra finalidade for agregada à implantação do elo em corrente contínua. A construção desses sistemas para fins de redução de NCCs é muito cara quando comparada as demais alternativas para solução desse problema e, por esse motivo, não será considerada.

## 6 ALTERNATIVAS DE CURTO PRAZO

Na fase inicial do estudo, foram estudadas combinações de diferentes soluções para a redução dos NCCs a valores aceitáveis:

- Abertura de LTs 138 kV;
- Abertura de barramentos da Rede de Distribuição ou Rede Básica de Fronteira;
- Desligamento de compensador síncrono da SE Grajaú;
- Transferências de cargas

As soluções analisadas devem ser de rápida implementação e tais que permitam a operação do sistema de transmissão e distribuição dentro dos critérios vigentes do ponto de vista de superação de equipamentos por correntes de curto-circuito e atendimento ao critério "N-1" na Rede Básica e Rede Básica de Fronteira.

Após a recomendação de uma solução satisfatória para um horizonte de curto prazo, seriam realizadas análises mais complexas com o objetivo de recomendar uma solução mais robusta e estrutural.

### 6.1 Alternativa 01 – Separação em 2 subsistemas

A alternativa 01 propõe alterar a separação do Sistema de Distribuição regional na SE Cascadura, através do desligamento dos seis circuitos conectados no tronco Nova Iguaçu/Cascadura e desligar um dos compensadores síncronos da SE Grajaú. Nessa alternativa, os circuitos entre Grajaú/Cascadura e Jacarepaguá/Cascadura voltam a operar energizados.

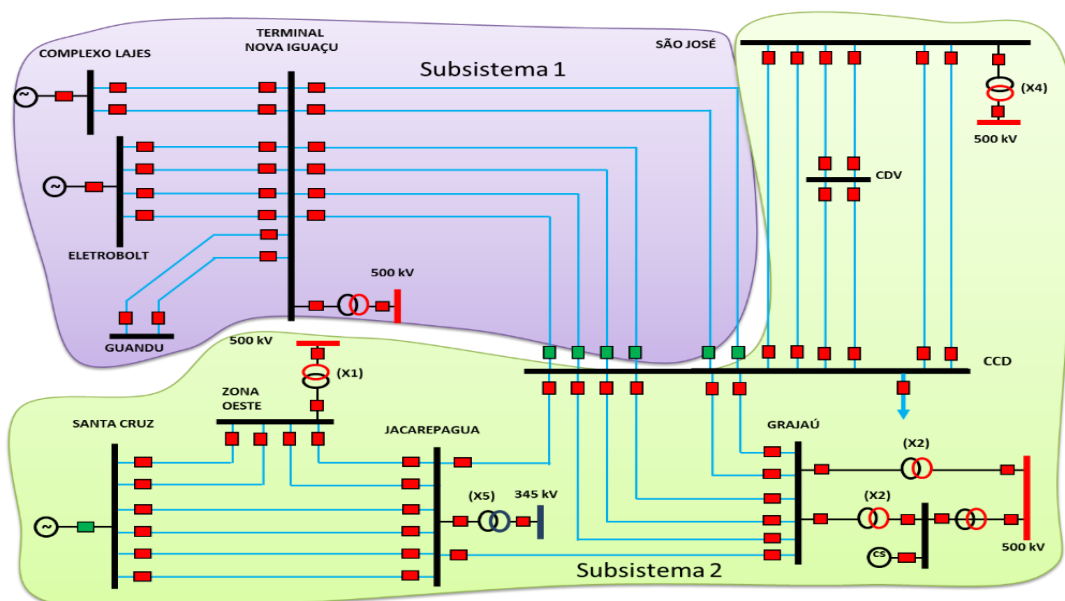


Figura 6-1 - Alt 01 - Topologia do sistema de 138 kV

Conforme imagem acima, a topologia proposta por essa alternativa subdivide o sistema em 138 kV da região em 2:

- Subsistema 1: Nova Iguaçu, UTE Seropédica e Complexo de Usinas de Lajes;
- Subsistema 2: São José, Grajaú, Jacarepaguá, Zona Oeste, UTE Termorio e UTE Santa Cruz

Trata-se de uma alternativa bastante simples, de fácil implementação. No entanto, os resultados dessa mudança na abertura do sistema de Distribuição não foram considerados satisfatórios, uma vez que a entrada em operação do 3º banco de transformadores de Nova Iguaçu 500/138 kV, recomendado no Estudo de Atendimento à Região Metropolitana do Rio de Janeiro, provoca violação da capacidade de interrupção dos equipamentos da barra em 138 kV de Nova Iguaçu, conforme tabelas a seguir.

**Tabela 6-1 - Níveis de curto-circuito para Alt 01 - Nova Iguaçu com 3 Trafos**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	34,7	31,4	33,9	40,0
Grajaú	21,8	17,4	20,5	31,5
Nova Iguaçu	36,2	30,3	35,2	63,0
São José	27,1	22,0	26,0	40,0
Zona Oeste	22,2	16,5	21,1	63,0

**Tabela 6-2 - Níveis de curto-circuito para Alt 01 - Nova Iguaçu com 3 Trafos**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	29,0	26,7	28,2	40,0
Jacarepaguá	19,3	15,4	18,3	25,0
Nova Iguaçu	21,3	10,9	19,6	50,0

**Tabela 6-3 - Níveis de curto-circuito para Alt 01 - Nova Iguaçu com 3 Trafos**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	29,7	32,0	31,2	37,0
Cascadura	53,8	39,6	50,9	63,0
Grajaú	60,6	59,1	60,1	63,0
Jacarepaguá	50,2	47,2	49,6	63,0
Nova Iguaçu	65,1	60,0	64,3	63,0
São José A	50,0	46,7	48,7	50,0
São José B	47,0	43,6	45,7	50,0
Zona Oeste	48,6	42,1	47,3	63,0

Mesmo antes da entrada do 3º banco de transformadores em Nova Iguaçu 500/138 kV, a configuração sugerida apresenta alguns problemas como a necessidade de troca dos equipamentos dos barramentos a seguir:

- São José A e B 138 kV para 63 kA

Na configuração com apenas 2 bancos de transformadores 500/138 kV em Nova Iguaçu, o barramento em 138 kV de Grajaú, operaria com NCCs muito próximos às capacidades de interrupção nominais dos equipamentos, proporcionando pequena margem operacional.

**Tabela 6-4 - Níveis de curto-circuito para Alt 01 - Nova Iguaçu com 2 Trafos**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	34,6	31,3	33,8	40,0
Grajaú	21,7	17,4	20,4	31,5
Nova Iguaçu	36,0	30,0	34,9	63,0
São José	27,0	22,0	25,9	40,0
Zona Oeste	22,1	16,4	21,1	63,0

**Tabela 6-5 - Níveis de curto-circuito para Alt 01 - Nova Iguaçu com 2 Trafos**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	29,0	26,7	28,2	40,0
Jacarepaguá	19,3	15,4	18,3	25,0
Nova Iguaçu	21,3	10,9	19,6	50,0

**Tabela 6-6 - Níveis de curto-circuito para Alt 01 - Nova Iguaçu com 2 Trafos**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	29,7	32,0	31,1	37,0
Cascadura	53,7	39,6	50,8	63,0
Grajaú	60,5	59,0	60,1	63,0
Jacarepaguá	50,1	47,2	49,5	63,0
Nova Iguaçu	53,9	49,5	53,1	63,0
São José A	50,0	46,6	48,7	50,0
São José B	46,9	43,5	45,6	50,0
Zona Oeste	48,5	42,0	47,3	63,0

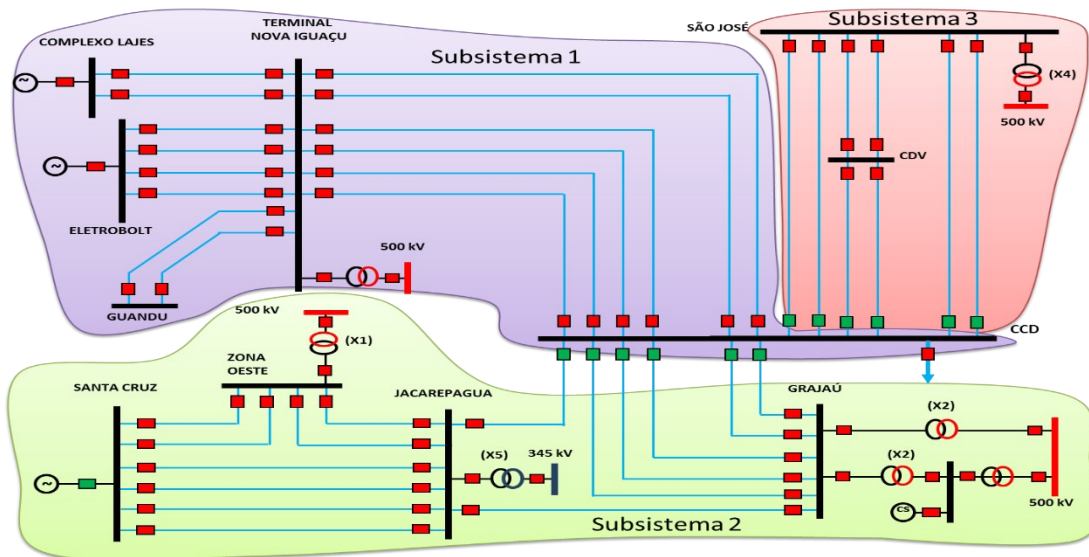
Além desses problemas, a alternativa não permitiu a operação interligada dos barramentos em 138 kV de São José. Essa condição provoca dificuldade no atendimento ao critério “N-1”, uma vez que quando da perda do banco 13 ou 14 dessa transformação, o banco remanescente pode entrar em sobrecarga. Por esse motivo, torna-se necessária a entrada do 5º banco de transformadores e da troca dos equipamentos desse barramento para permitir suportabilidade de interrupção de corrente de 63 kA.

Além desses pontos, o desligamento de um compensador síncrono, medida adotada nessa proposta, requer estudos mais aprofundados do ponto de vista do suprimento de tensão em emergências.

Como essa alternativa considera a eliminação da interligação entre São José e Nova Iguaçu, as sobrecargas entre São José e Triagem são eliminadas. Além disso, não foram verificados problemas de fluxo de potência decorrentes da implantação dessa configuração.

## 6.2 Alternativa 02 – Separação em 3 subsistemas

A alternativa 02 consiste em realizar uma nova abertura do sistema de distribuição da Light através da abertura dos seis circuitos entre São José e Cascadura. Além disso, pretende-se manter a separação do Sistema de Distribuição regional em Cascadura, através do desligamento dos cinco circuitos em 138 kV entre Grajaú e Cascadura e da LT 138 kV Jacarepaguá-Cascadura.



**Figura 6-2 - Alt 02 - Topologia do sistema de 138 kV**

Conforme ilustrado acima, a alternativa 2 propõe uma divisão do sistema em 138 kV em 3 subsistemas:

- Subsistema 1: Nova Iguaçu, Cascadura, UTE Seropédica e Complexo de Usinas de Lajes;
- Subsistema 2: Grajaú, Jacarepagua, Zona Oeste e UTE Santa Cruz;
- Subsistema 3: São José e UTE Termorio

Também se trata de uma alternativa bastante simples, de fácil implementação e que permite alguns avanços quanto à operação do barramento em 138 kV de São José.

**Tabela 6-7 - Níveis de curto-circuito para Alt 02 - Nova Iguaçu com 3 Trafos**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	35,2	31,8	34,4	40,0
Grajaú	21,3	18,5	20,4	31,5
Nova Iguaçu	36,8	30,8	35,7	63,0
São José	27,0	22,0	25,9	40,0
Zona Oeste	22,3	16,6	21,2	63,0

**Tabela 6-8 - Níveis de curto-circuito para Alt 02 - Nova Iguaçu com 3 Trafos**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	29,1	26,7	28,2	40,0
Jacarepaguá	18,7	14,9	17,7	25,0
Nova Iguaçu	21,3	10,9	19,6	50,0

**Tabela 6-9 - Níveis de curto-circuito para Alt 02 - Nova Iguaçu com 3 Trafos**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	29,7	32,0	31,2	37,0
Cascadura	29,7	17,5	26,9	63,0
Grajaú	51,5	52,1	51,9	63,0
Jacarepaguá	45,2	43,4	45,0	63,0
Nova Iguaçu	65,4	60,3	64,7	63,0
São José A	44,3	42,1	44,0	50,0
São José B	32,9	32,5	33,3	50,0
Zona Oeste	48,1	41,9	47,0	63,0

Conforme tabelas anteriores, essa alternativa proporciona significativa redução nos NCCs da barra em 138 kV de São José. Dessa forma, a operação interligada de 4 bancos da transformação São José 500/138 kV é possível, desde que os equipamentos desse pátio sejam substituídos de forma a permitir interrupção das correntes de curto-circuito em 63 kA. Essa possibilidade permite a dispensa do 5º banco de transformadores.

As próximas tabelas informam os NCCs para a configuração em que se interligam as semi-barras de São José 138 kV:

**Tabela 6-10 - Níveis de curto-circuito para Alt 02 - Nova Iguaçu com 3 Trafos e São José com 4 Trafos**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	35,2	31,7	34,3	40,0
Grajaú	21,3	18,4	20,3	31,5
Nova Iguaçu	36,7	30,6	35,6	63,0
São José	26,9	21,6	25,7	40,0
Zona Oeste	22,3	16,5	21,2	63,0

**Tabela 6-11 - Níveis de curto-circuito para Alt 02 - Nova Iguaçu com 3 Trafos e São José com 4 Trafos**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	29,1	26,7	28,2	40,0
Jacarepaguá	18,7	14,9	17,7	25,0
Nova Iguaçu	21,3	10,9	19,6	50,0

**Tabela 6-12 - Níveis de curto-circuito para Alt 02 - Nova Iguaçu com 3 Trafos e São José com 4 Trafos**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	29,8	32,1	31,2	37,0
Cascadura	29,7	17,5	26,9	63,0
Grajaú	51,5	52,1	51,9	63,0
Jacarepaguá	45,2	43,4	45,0	63,0
Nova Iguaçu	65,4	60,2	64,6	63,0
São José A	58,3	54,3	57,9	50,0
São José B	58,3	54,3	57,9	50,0
Zona Oeste	48,1	41,9	47,0	63,0

Porém, do ponto de vista de curto-circuito em Nova Iguaçu, seria uma solução eficiente para redução dos NCCs apenas antes da entrada do 3º banco de transformadores 500/138 kV. A partir da entrada desse reforço, os NCCs de Nova Iguaçu sobem para valores acima de 63 kA, não havendo possibilidade de aumento da capacidade de interrupção do barramento.

Assim como na configuração de separação em 2 subsistemas, mesmo antes da entrada do 3º banco de transformadores em Nova Iguaçu 500/138 kV, a separação em 3 subsistemas apresentaria alguns problemas, como a necessidade de troca dos equipamentos do barramento a seguir:

**Tabela 6-13 - Níveis de curto-circuito para Alt 02 - Nova Iguaçu com 2 Trafos**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	35,1	31,7	34,3	40,0
Grajaú	21,3	18,4	20,3	31,5
Nova Iguaçu	36,5	30,4	35,5	63,0
São José	27,0	21,9	25,8	40,0
Zona Oeste	22,3	16,5	21,2	63,0

**Tabela 6-14 - Níveis de curto-circuito para Alt 02 - Nova Iguaçu com 2 Trafos**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	29,0	26,7	28,2	40,0
Jacarepaguá	18,7	14,9	17,7	25,0
Nova Iguaçu	21,3	10,8	19,6	50,0

**Tabela 6-15 - Níveis de curto-circuito para Alt 02 - Nova Iguaçu com 2 Trafos**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	29,7	32,0	31,2	37,0
Cascadura	27,1	16,5	24,6	63,0
Grajaú	51,4	52,1	51,8	63,0
Jacarepaguá	45,1	43,4	44,9	63,0
Nova Iguaçu	54,2	49,7	53,3	63,0
São José A	44,3	42,0	43,9	50,0
São José B	32,9	32,5	33,3	50,0
Zona Oeste	48,1	41,8	46,9	63,0

Em termos de fluxo de potência, não foram verificados problemas decorrentes da implantação dessa configuração na Rede Básica. No entanto, dependendo da localização da abertura dos circuitos em 138 kV entre Cascadura e São José, a alternativa pode provocar diversas sobrecargas.

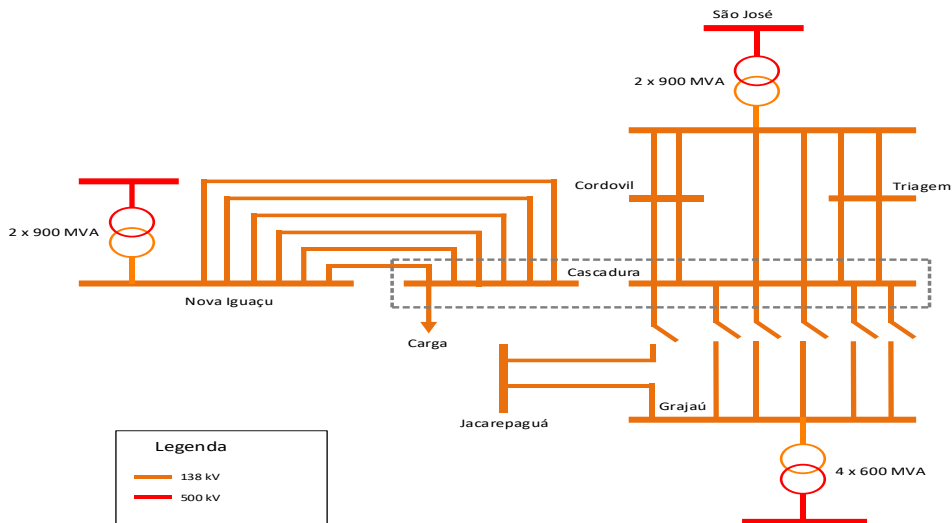
No caso de abertura dos circuitos nas proximidades de São José, todo o tronco São José/Cascadura passa a ser atendido apenas através dos circuitos entre Nova Iguaçu/Cascadura e assim, surgem sobrecargas inadmissíveis nesse eixo de distribuição.

Por outro lado, caso a abertura seja realizada perto de Cascadura, as sobrecargas são atenuadas. Nessa configuração, parte da carga da Zona Norte do Rio de Janeiro passa a ser atendida exclusivamente por São José e os circuitos entre São José e Triagem permanecem em sobrecarga.

### 6.3 Alternativa 02A – Separação em 3 subsistemas e transferência e cargas

Como nenhuma das alternativas anteriormente estudadas foi considerada plenamente satisfatória dos pontos de vista de curto-circuito e fluxo de potência, foi estudada e simulada uma nova solução, que consistia em manter a separação da rede de distribuição em 3 subsistemas conforme alternativa 02. No entanto, ao invés de abrir os circuitos entre Cascadura e São José, foi proposta a abertura do barramento da SE Cascadura. Nessa proposta, com o objetivo de reduzir o montante das cargas

atendidas por São José, todas as cargas da SE Cascadura são transferidas para o barramento que se conecta com Nova Iguaçu.



**Figura 6-3 - Alt 02A - Topologia do sistema de 138 kV**

Conforme ilustrado acima, a alternativa 2 propõe uma divisão do sistema em 138 kV em 3 subsistemas:

- Subsistema 1: Nova Iguaçu, Cascadura, UTE Seropédica e Complexo de Usinas de Lajes;
- Subsistema 2: Grajaú, Jacarepaguá, Zona Oeste e UTE Santa Cruz;
- Subsistema 3: São José e UTE Termorio

A implementação dessa proposta demanda a necessidade de aquisição e ajuste de equipamentos de proteção e instalação de um novo disjuntor "TIE" na SE Cascadura.

As tabelas a seguir indicam os NCCs resultantes das simulações para essa alternativa:

**Tabela 6-16 - Níveis de curto-circuito para Alt 02A**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	35,0	31,4	34,1	40,0
Grajaú	21,3	18,4	20,3	31,5
Nova Iguaçu	36,4	30,0	35,3	63,0
São José	26,8	20,9	25,5	40,0
Zona Oeste	22,2	16,5	21,1	63,0

**Tabela 6-17 - Níveis de curto-circuito para Alt 02A**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	29,0	26,7	28,2	40,0
Jacarepaguá	18,7	14,9	17,7	25,0
Nova Iguaçu	21,3	10,8	19,6	50,0

**Tabela 6-18 - Níveis de curto-circuito para Alt 02A**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	29,8	32,0	31,2	37,0
Cascadura A	27,1	16,5	24,7	63,0
Cascadura B	27,4	18,8	25,4	63,0
Grajaú A	51,4	52,1	51,8	63,0
Jacarepaguá	45,1	43,4	44,9	63,0
Nova Iguaçu A	54,2	49,9	53,4	63,0
São José A	58,2	51,7	56,9	50,0
Zona Oeste	48,0	41,8	46,9	63,0

As tabelas acima demonstram que a alternativa 2A proporciona considerável redução nos NCCs da região em análise. Para operação dentro dos limites de suportabilidade de correntes de curto-circuito, torna-se necessária a substituição dos equipamentos do barramento a seguir:

- Adrianópolis 500 kV para 40 ou 50 kA;
- São José 138 kV para 63 kA

Com a separação do sistema proposta e antes da substituição dos equipamentos do pátio em 138 kV de São José, a operação interligada desse barramento é possível até a terceira unidade geradora sincronizada na UTE Termorio. Nessa configuração, o NCC da barra em 138 kV é estimado em cerca de 49,5 kA. O despacho da UTE Termorio com 3 máquinas é superior a 300 MW e, como essa potência é gerada no lado de baixa tensão, o fluxo dos transformadores é reduzido, possibilitando que o investimento no 5º banco de transformadores seja postergado.

Após a conclusão da substituição dos equipamentos do pátio em 138 kV de São José, a operação interligada desse barramento é possível independentemente do número de unidades geradoras sincronizadas na UTE Termorio.

No entanto, a recomendação dessa alternativa provocou desconforto na Distribuidora Light, que elencou algumas preocupações quanto à solução apresentada:

- Dificuldade para remanejamento das cargas de Cascadura;
- Perda de confiabilidade do seu sistema em 138 kV;
- Longos prazos para implantação da solução proposta

Sobre a transferência de cargas dentro da SE Cascadura, a Light informou que essa obra teria um alto nível de dificuldade, pois a área disponível é pequena e o entorno da SE é densamente povoado.

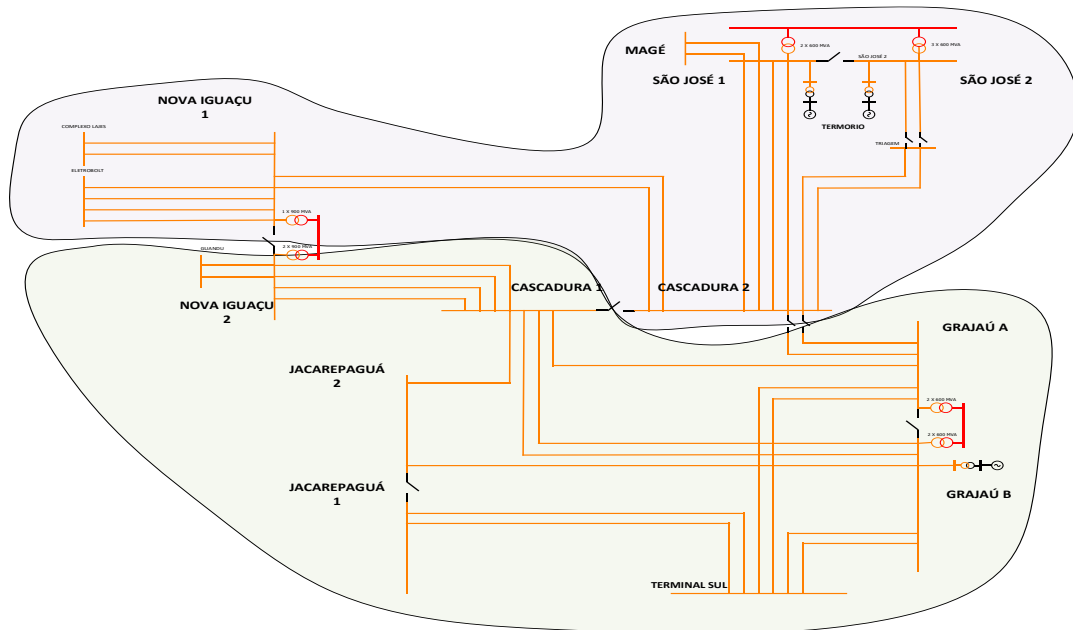
A Distribuidora alegou que, em casos de perda duplas das LTs 500 kV Adrianópolis/São José e Nova Iguaçu-São José, o atendimento às suas cargas da região poderia estar comprometido e poderiam ser observadas sobrecargas na transformação de Adrianópolis 345/138 kV. Sobre esse ponto, é importante ressaltar que a perda dupla não é considerada um critério de Planejamento e que medidas alternativas poderiam ser analisadas para mitigação dos impactos desse evento, como por exemplo o uso de Sistema Especial de Proteção (SEP) para interligação das barras de Cascadura e consequente restabelecimento das cargas atendidas por São José.

A Light informou que para a implantação da solução proposta, seriam necessárias revisões nos estudos de proteção da Rede de Distribuição. A conclusão dessas análises, compra de equipamentos e implantação deles demandariam cerca de um ano e meio. Esse prazo extenso para efetiva implementação da solução não condiz com a intenção de recomendar uma alternativa de rápida entrada em operação.

Por fim, tendo em vista os aspectos citados, decidiu-se abandonar a ideia de uma solução de curto prazo e concentrar esforços na consolidação e proposição de uma solução estrutural de longo prazo.

#### **6.4 Alternativa 03 – Abertura de barramentos e transferência de cargas**

A alternativa 03 propõe a abertura de alguns barramentos em 138 kV da Rede Básica de Fronteira e da Rede de Distribuição. Com o objetivo de equilibrar os fluxos de potência entre as semi-barras, está prevista a transferência de cargas entre as barras das SEs envolvidas. Além dessas medidas, se propõe desfazer a abertura do Sistema de Distribuição regional em Cascadura, abrir 2 circuitos do tronco em 138 kV de São José/Triagem/Cascadura e outros 2 do tronco Grajaú/Cascadura, além do desligamento de um dos compensadores síncronos da Subestação Grajaú.



**Figura 6-4 - Alt 03 - Topologia do sistema de 138 kV**

A figura anterior mostra o Sistema de Distribuição proposto pela Alternativa 03, onde se verifica a divisão da Rede em 2 subsistemas em alguns casos até dentro da mesma SE:

- Subsistema 1: São José, semi-barras de Nova Iguaçu e de Cascadura, UTE Termorio, UTE Seropédica e Complexo de Usinas de Lajes;
- Subsistema 2: Grajaú, Jacarepaguá, Zona Oeste, semi-barras de Nova Iguaçu e de Cascadura e UTE Santa Cruz

**Tabela 6-19 - Níveis de curto-circuito para Alt 03 - Nova Iguaçu com 3 Trafos**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	34,3	31,2	33,6	40,0
Grajaú	21,0	17,0	19,8	31,5
Nova Iguaçu	35,6	30,3	34,7	63,0
São José	26,8	21,4	25,6	40,0
Zona Oeste	21,9	16,4	20,9	63,0

**Tabela 6-20 - Níveis de curto-circuito para Alt 03 - Nova Iguaçu com 3 Trafos**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	28,8	26,5	27,9	40,0
Jacarepaguá	18,8	15,1	17,8	25,0
Nova Iguaçu	21,1	10,8	19,4	50,0

**Tabela 6-21 - Níveis de curto-circuito para Alt 03 - Nova Iguaçu com 3 Trafos**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	29,7	31,9	31,1	37,0
Cascadura A	43,6	31,2	40,8	63,0
Cascadura B	29,7	20,3	27,4	63,0
Grajaú A	44,9	43,3	44,2	63,0
Grajaú B	50,8	47,9	49,6	63,0
Jacarepaguá A	30,7	31,3	31,1	63,0
Jacarepaguá B	37,3	33,6	36,1	63,0
Nova Iguaçu A	49,5	46,3	48,7	63,0
Nova Iguaçu B	45,4	39,9	43,8	63,0
São José A	42,7	39,9	41,8	50,0
São José B	41,9	40,5	41,3	50,0
Zona Oeste	47,6	41,6	46,5	63,0

Nessa alternativa, não é necessário substituir os equipamentos da barra em 138 kV de São José para possibilitar interrupção de 63 kA.

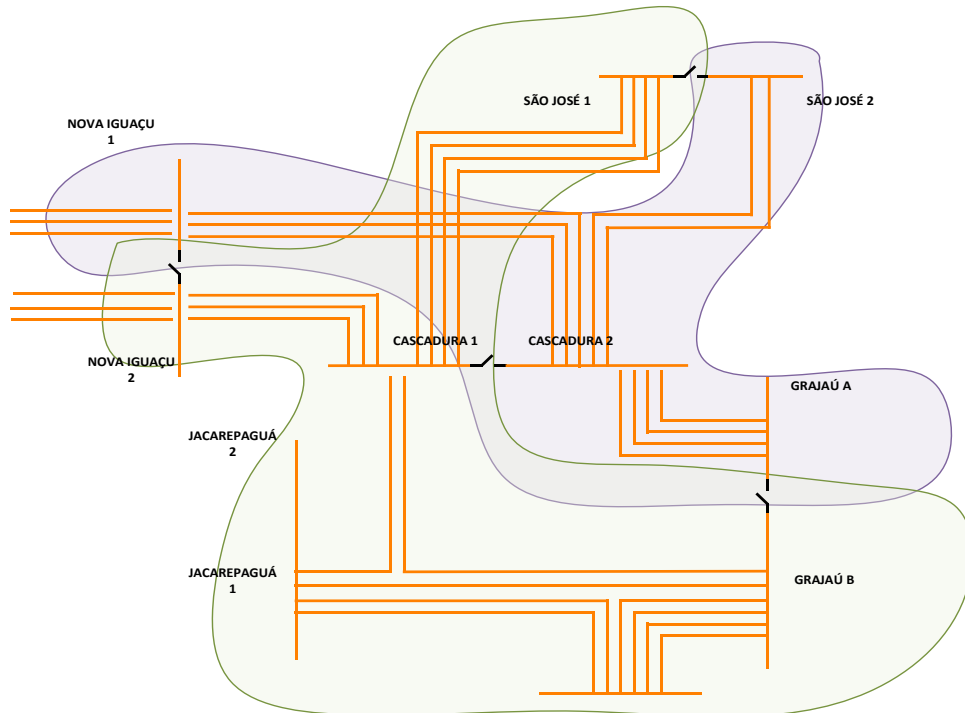
Apesar de apresentar bons resultados em termos de curto-circuito, a alternativa provocou alguns problemas de fluxo de potência:

- Possíveis sobrecargas nos bancos 11 e 12 de São José 500/138 kV em operação normal, na contingência de um desses bancos e na perda do banco A de Nova Iguaçu 500/138 kV;
- Possíveis sobrecargas no banco 2-A de Jacarepaguá 345/138 kV na contingência de um dos bancos em paralelo;

Como consequência da implantação dessa alternativa, trechos do sistema de distribuição entre Nova Iguaçu e Cascadura passam a operar em sobrecarga. Além disso, os circuitos entre Cascadura/Tomás Coelho/Olaria entram em sobrecarga.

### 6.5 Alternativa 04 – Abertura de barramentos e transferência de cargas

De forma similar à alternativa anterior, a Alternativa 04 consiste na abertura de barramentos em 138 kV, transferência de cargas e o fechamento do sistema de Distribuição na SE Cascadura. As principais diferenças estão na manutenção dos dois compensadores síncronos de Grajaú em operação, na operação interligada das barras de Jacarepaguá 138 kV e na energização do tronco em 138 kV entre São José/Triagem/Cascadura.



**Figura 6-5 - Alt 04 - Topologia do sistema de 138 kV**

A figura acima mostra o sistema de Distribuição proposto pela Alternativa 04, onde se verifica a divisão da Rede em 2 subsistemas em alguns casos até dentro da mesma SE:

- Subsistema 1: UTE Seropédica e Complexo de Usinas de Lajes, semi-barras de Grajaú, Jacarepaguá, Nova Iguaçu, Cascadura e UTE Termorio;
- Subsistema 2: Jacarepaguá, Zona Oeste, UTE Santa Cruz e semi-barras de Grajaú, Nova Iguaçu, Cascadura e UTE Termorio

**Tabela 6-22 - Níveis de curto-circuito para Alt 04 - Nova Iguaçu com 3 Trafos**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	35,3	31,9	34,5	40,0
Grajaú	22,4	19,1	21,3	31,5
Nova Iguaçu	36,9	31,4	36,0	63,0
São José	27,5	22,7	26,5	40,0
Zona Oeste	22,4	16,6	21,3	63,0

**Tabela 6-23 - Níveis de curto-circuito para Alt 04 - Nova Iguaçu com 3 Trafos**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	29,3	26,9	28,4	40,0
Jacarepaguá	19,6	15,5	18,5	25,0
Nova Iguaçu	21,5	10,9	19,8	50,0

**Tabela 6-24 - Níveis de curto-circuito para Alt 04 - Nova Iguaçu com 3 Trafos**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	29,8	32,1	31,3	37,0
Cascadura A	48,2	35,2	45,0	63,0
Cascadura B	49,5	30,1	45,4	63,0
Grajaú A	59,5	53,6	57,2	63,0
Grajaú B	49,5	45,8	48,2	63,0
Jacarepaguá	51,5	47,9	50,6	63,0
Nova Iguaçu A	61,6	55,2	59,7	63,0
Nova Iguaçu B	49,5	41,9	46,9	63,0
São José A	46,8	43,2	45,8	50,0
São José B	49,9	46,4	49	50,0
Zona Oeste	48,9	42,4	47,6	63,0

Em termos de fluxo de potência, fazendo uma comparação com a alternativa anterior, a operação interligada dos barramentos de Jacarepaguá e a transferência de cargas do tronco Cascadura/São José, eliminam a existência de sobrecargas na Rede Básica.

Na Rede de Distribuição, as sobrecargas são atenuadas, permanecendo apenas sobrecargas nos circuitos entre Cascadura/Tomás Coelho/Olaria, Nova Iguaçu/Guadalupe e Rocha Freire/Bernardino de Melo.

Por outro lado, os NCCs da barra em 138 kV de São José se aproximam da capacidade de interrupção atualmente existente e tornam necessária a substituição por equipamentos de capacidade nominal de interrupção de 63 kA. Além disso, o barramento de Nova Iguaçu em que estiverem conectados 2 bancos de transformadores ficará com NCCs muito próximos da superação por correntes de curto-circuito.

## 7 DIAGNÓSTICO DE LONGO PRAZO

Como as soluções anteriores se mostraram incapazes de atender plenamente aos anseios dos agentes setoriais envolvidos, foram iniciadas análises de alternativas mais robustas, que possam proporcionar soluções mais eficazes do ponto de vista de redução dos NCCs e que possibilitem a operação do sistema elétrico regional dentro dos critérios vigentes.

A partir desse momento, com o objetivo de ampliar o horizonte analisado, passou-se a adotar a base de dados de curto-circuito da EPE, que tem como ano inicial 2024 e ano final 2033.

A configuração adotada para os casos base de curto-circuito considera o sistema de Distribuição da Light aberto em Cascadura, a entrada do 2º e 3º bancos de transformadores 500/138 kV em Nova Iguaçu, o 2º banco de transformadores em Zona Oeste e os barramentos de 138 kV de Nova Iguaçu e São José interligados.

As tabelas a seguir demonstram os NCCs para 2024, primeiro ano considerado nas simulações:

**Tabela 7-1 - Níveis de curto-circuito para os barramentos em 500 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	33,6	30,7	33,0	40,0
Grajaú	21,5	21,6	21,6	31,5
Nova Iguaçu	37,2	35,4	37,1	63,0
São José	27,9	23,0	26,9	40,0
Zona Oeste	22,6	17,9	21,8	63,0

**Tabela 7-2 - Níveis de curto-circuito para os barramentos em 345 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	30,0	29,2	29,8	40,0
Jacarepaguá	19,6	16,5	18,8	25,0
Nova Iguaçu	23,3	21,2	22,8	50,0

**Tabela 7-3 - Níveis de curto-circuito para os barramentos em 138 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	30,5	34,3	33,0	37,0
Cascadura	47,0	30,9	42,9	63,0
Grajaú	52,4	54,9	53,9	63,0
Jacarepaguá	45,7	45,1	45,8	63,0
Nova Iguaçu	72,7	70,3	72,2	63,0
São José	68,4	62,6	67,1	50,0
Zona Oeste	50,1	45,1	49,4	63,0

Assim como no diagnóstico de curto prazo, são verificadas superações das capacidades de interrupção dos equipamentos dos barramentos a seguir:

- Adrianópolis 500 kV;
- Nova Iguaçu 138 kV;
- São José 138 kV

A evolução natural do sistema elétrico, a entrada de novas LTs e novos projetos de geração provocam elevação dos NCCs da região. As tabelas a seguir detalham os NCCs estimados para os principais barramentos da região em 2033, último ano do horizonte analisado:

**Tabela 7-4 - Níveis de curto-circuito para os barramentos em 500 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	35,3	31,9	34,5	40,0
Grajaú	22,2	23,1	23,4	31,5
Nova Iguaçu	39,6	37,0	39,2	63,0
São José	29,0	24,7	27,9	40,0
Zona Oeste	23,7	19,2	23,9	63,0

**Tabela 7-5 - Níveis de curto-circuito para os barramentos em 345 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	30,4	31,4	32,3	40,0
Jacarepaguá	20,8	17,1	19,9	25,0
Nova Iguaçu	25,0	22,5	24,3	50,0

**Tabela 7-6 - Níveis de curto-circuito para os barramentos em 138 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	33,3	36,7	35,4	37,0
Cascadura	49,7	31,7	44,9	63,0
Grajaú	55,5	57,4	57,0	63,0
Jacarepaguá	48,5	46,6	48,0	63,0
Nova Iguaçu	78,2	74,7	77,5	63,0
São José	73,2	65,0	70,9	50,0
Zona Oeste	53,3	47,2	52,1	63,0

Além das superações apontadas nas tabelas referentes a 2024, verifica-se proximidade de violação da capacidade de interrupção dos equipamentos das barras de Adrianópolis e Grajaú 138 kV.

As tabelas a seguir indicam as variações nos NCCs quando comparados os anos iniciais e finais da análise:

**Tabela 7-7 - Variação nos NCCs entre 2024 e 2033**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	1,7	1,2	1,5
Grajaú	0,7	1,5	1,8
Nova Iguaçu	2,4	1,6	2,1
São José	1,1	1,7	1,0
Zona Oeste	1,1	1,3	2,1

**Tabela 7-8 - Variação nos NCCs entre 2024 e 2033**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	0,4	2,2	2,5
Jacarepaguá	1,2	0,6	1,1
Nova Iguaçu	1,7	1,3	1,5

**Tabela 7-9 - Variação nos NCCs entre 2024 e 2033**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	2,8	2,4	2,4
Cascadura	2,7	0,8	2,0
Grajaú	3,1	2,5	3,1
Jacarepaguá	2,8	1,5	2,2
Nova Iguaçu	5,5	4,4	5,3
São José	4,8	2,4	3,8
Zona Oeste	3,2	2,1	2,7

As elevações nos NCCs são justificadas principalmente pela entrada da Usina Nuclear Angra 3 em 2029 e pela interligação em 500 kV entre as subestações de Terminal Rio e Leopoldina, prevista para 2028.

Porém, a simples troca por novos equipamentos não é considerada solução suficiente para Nova Iguaçu e São José 138 kV, pois os NCCs previstos para esses barramentos superam 63 kA, maior capacidade de interrupção usualmente disponível para compra. Atualmente, Nova Iguaçu possui seus equipamentos com capacidade de interrupção de 63 kA, enquanto São José possui equipamentos com capacidade de interrupção de apenas 50 kA e alguns de 63 kA.

Com o objetivo de identificar os maiores responsáveis pelos altos NCCs nas SEs de Nova Iguaçu e São José 138 kV, foram mapeadas as maiores contribuições para cada um desses barramentos.

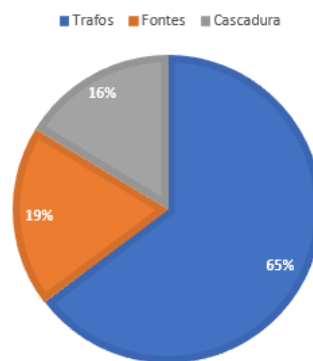
Além disso, foram avaliadas as contribuições de corrente de curto-circuito proveniente das usinas termelétricas conectadas na região.

## 7.1 Nova Iguaçu

A subestação de Nova Iguaçu é composta por barramentos em 500, 345 e 138 kV. O pátio em 500 kV se interliga às SEs Taubaté, Angra, Zona Oeste, Terminal Rio, São José e Grajaú. Esse barramento possui uma transformação 500/345 kV de 900 MVA. Por sua vez, o setor de 345 kV se conecta às SEs Jacarepaguá e Adrianópolis.

No pátio de 138 kV existem transformadores 500/138 kV, com potência total de 2.700 MVA. Além desses equipamentos, existem 6 circuitos para atendimento às cargas da Região Metropolitana e outros 6 que se conectam no Complexo de Usinas do Rio Paraíba do Sul (Fontes), passando pela SE da UTE Seropédica. O barramento de Nova Iguaçu 138 kV foi seccionado quando da entrada do 3º banco de autotransformadores, conforme estabelecido no edital do Leilão 004/2011. No entanto, com o objetivo de considerar casos críticos nas análises desse trabalho, o barramento será considerado totalmente interligado.

No ano de 2024, a corrente de curto-circuito trifásico estimada para o barramento de Nova Iguaçu 138 kV é da ordem de 72,7 kA. A figura a seguir ilustra as maiores contribuições para o NCC desse barramento:

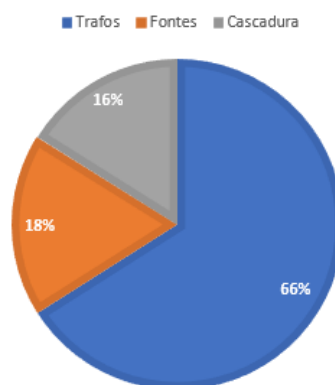


**Figura 7-1 - Contribuições percentuais para as correntes de curto-circuito de Nova Iguaçu 138 kV em 2024**

Conforme demonstrado, a maior contribuição de corrente de curto-circuito para o barramento de Nova Iguaçu 138 kV vem dos três transformadores 500/138 kV. A corrente vinda desses bancos é da ordem de 47,2 kA.

A contribuição originada no complexo de usinas do Paraíba do Sul e da UTE Seropédica é de 13,7 kA, enquanto as correntes vindas de Cascadura totalizam 11,8 kA.

Quando analisadas as contribuições no ano de 2033, verifica-se que, apesar do aumento do curto-circuito trifásico para cerca de 78,3 kA, as contribuições percentuais são praticamente mantidas:



**Figura 7-2 - Contribuições percentuais para as correntes de curto-circuito de Nova Iguaçu 138 kV em 2033**

Tendo em vista que as maiores contribuições para os elevados NCCs da barra em 138 kV de Nova Iguaçu são dos transformadores e, conseqüentemente, da Rede Básica, devem ser estudadas soluções tais que limitem as contribuições da rede em 500 kV.

Após a emissão do primeiro relatório do estudo “Soluções para redução dos níveis de curto-circuito da Região Metropolitana do Rio de Janeiro”, será elaborado um documento complementar que, além de estudar soluções robustas para a região de Nova Iguaçu, vai analisar as conseqüências da entrada em operação de diversas alterações previstas para a Rede de Transmissão local:

- Entrada em operação das usinas vendedoras de energia no PCS 2021 em setembro de 2022. As usinas PORSUD I, PORSUD II, Karkey 013 e Karkey 019 totalizam cerca de 570 MW de capacidade instalada e se conectaram à SE Zona Oeste 138 kV, provocando significativa elevação dos NCCs dessa região.
- Interligação via circuito duplo em 500 kV das Subestações Terminal Rio e Leopoldina, em Minas Gerais. Inicialmente, essa obra estava fora do horizonte determinativo do Planejamento setorial, porém, a intensa expansão da geração solar em Minas Gerais provocou a necessidade de antecipação desse reforço para 2028.
- A região Norte Fluminense é bastante atrativa para projetos termelétricos de médio e grande porte. Por esse motivo, é bastante razoável considerar geração térmica indicativa em Macaé e Campos. A expansão da geração nessa região poderá justificar a entrada de reforços já estudados no estudo [4].

O Relatório complementar a ser realizado deverá concentrar esforços para mitigação dos altos NCCs da região de Nova Iguaçu e identificar possíveis pontos de atenção em relação às correntes de curto-circuito na região. A região de Zona Oeste é considerada como possível foco de preocupação devido à entrada das usinas do PCS 2021 e a ampliação da UTE Santa Cruz.

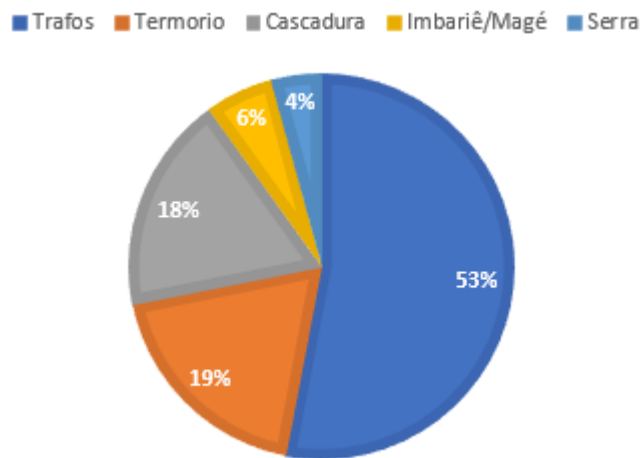
## 7.2 São José

A subestação de São José é composta por barramentos em 500 e 138 kV. O pátio em 500 kV se interliga as SEs Adrianópolis e Nova Iguaçu. Esse barramento possui uma transformação 500/138 kV com 4 bancos de 600 MVA cada, totalizando 2.400 MVA de capacidade de transformação.

Existem 14 LTs conectadas no pátio em 138 kV de São José, das quais duas conectam a UTE Termorio ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa UTE possui nove unidades geradoras, que somadas, adicionam cerca de 990 MW de capacidade instalada ao parque gerador da região.

Um importante tronco de Distribuição originado em São José se estende até a SE Cascadura, importante centro de carga da capital fluminense, através de seis circuitos em 138 kV. Além desses circuitos, a região de Imbariê e Magé é interligada através de quatro circuitos enquanto a região serrana se conecta via dois circuitos.

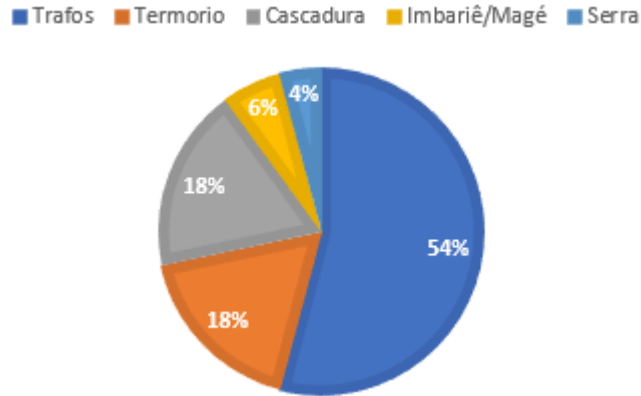
O curto-circuito mais severo para o barramento de São José 138 kV é o curto trifásico, que no ano de 2024, é estimado em cerca de 68,5 kA, considerando-se o barramento fechado. A figura a seguir ilustra as maiores contribuições para o NCC desse barramento:



**Figura 7-3 - Contribuições percentuais para as correntes de curto-circuito de São José 138 kV em 2024**

Assim como Nova Iguaçu, a maior contribuição de corrente de curto-circuito para o barramento de São José 138 kV vem dos quatro transformadores 500/138 kV. A corrente vinda desses bancos é da ordem de 36,4 kA.

A contribuição de corrente originada na UTE Termorio é de 12,8 kA, enquanto as correntes vindas de Cascadura totalizam 12,5 kA. As LTs com destino a Magé contribuem com cerca de 3,9 kA enquanto os circuitos para a região Serrana somam 2,8 kA. Quando analisadas as contribuições no ano de 2033, verifica-se que, apesar do aumento do curto-circuito trifásico em quase 5,0 kA, as contribuições percentuais são praticamente mantidas:



**Figura 7-4 - Contribuições percentuais para as correntes de curto-circuito de São José 138 kV em 2033**

De forma similar a Nova Iguaçu, as maiores contribuições para os elevados NCCs da barra em 138 kV de São José são transmitidas via transformadores. Por isso, devem ser estudadas soluções tais que limitem as contribuições da rede em 500 kV.

### 7.3 Parque gerador local

O sistema elétrico da Região Metropolitana do Rio de Janeiro possui cinco UTEs de grande porte conectadas em seus barramentos:

- Atlântico, com 490 MW de potência instalada e conexão em Zona Oeste 500 kV;
- Santa Cruz, com 500 MW de potência instalada e conexão no Sistema de Distribuição da região de Zona Oeste;
- Seropédica, com 360 MW de potência instalada e conexão no Sistema de Distribuição da região de Nova Iguaçu;
- Baixada Fluminense, com 530 MW de potência instalada e conexão no seccionamento da LT 500 kV Cachoeira Paulista-Adrianópolis; e
- Termorio, com 990 MW de potência instalada e conexão em São José 138 kV.

Com o objetivo de identificar os pontos mais impactados por cada uma dessas usinas em termos de correntes de curto-circuito, foram feitas simulações considerando o desligamento de cada uma delas no ano de 2024:

#### 7.3.1 Influência da UTE Atlântico

A UTE Atlântico possui 490 MW de capacidade instalada e está conectada no barramento em 500 kV da SE Zona Oeste. As tabelas a seguir indicam os NCCs encontrados na configuração sem a presença da UTE Atlântico:

**Tabela 7-10 - Níveis de curto-circuito sem a UTE Atlântico**

Níveis de curto-circuito (kA) - 500 kV - UTE Atlântico desligada				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	33,1	30,4	32,6	40,0
Grajaú	21,2	21,4	21,4	31,5
Nova Iguaçu	36,2	34,8	36,2	63,0
São José	27,5	22,8	26,5	40,0
Zona Oeste	21,1	17,3	20,6	63,0

**Tabela 7-11 - Níveis de curto-circuito sem a UTE Atlântico**

Níveis de curto-circuito (kA) - 345 kV - UTE Atlântico desligada				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	29,7	29,0	29,7	40,0
Jacarepaguá	19,5	16,4	18,6	25,0
Nova Iguaçu	23,1	21,1	22,6	50,0

**Tabela 7-12 - Níveis de curto-circuito sem a UTE Atlântico**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV sem UTE CSA				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	30,4	34,2	32,9	37,0
Cascadura	46,7	30,8	42,6	63,0
Grajaú	52,0	54,5	53,6	63,0
Jacarepaguá	45,2	44,8	45,4	63,0
Nova Iguaçu	71,9	69,8	71,6	63,0
São José	67,8	62,3	66,7	50,0
Zona Oeste	48,7	44,4	48,2	63,0

Do ponto de vista de curto-circuito, o impacto das suas unidades geradoras da UTE Atlântico é bastante concentrado em Zona Oeste, conforme observado nas tabelas a seguir:

**Tabela 7-13 - Redução nos Níveis de curto-circuito após desligamento da UTE Atlântico**

Redução nos Níveis de curto-circuito (kA) - 500 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	-0,5	-0,3	-0,4
Grajaú	-0,3	-0,2	-0,2
Nova Iguaçu	-1,0	-0,6	-0,9
São José	-0,4	-0,2	-0,4
Zona Oeste	-1,5	-0,6	-1,2

**Tabela 7-14 - Redução nos Níveis de curto-circuito após desligamento da UTE Atlântico**

Redução nos Níveis de curto-circuito (kA) - 345 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	-0,3	-0,2	-0,1
Jacarepaguá	-0,1	-0,1	-0,2
Nova Iguaçu	-0,2	-0,1	-0,2

**Tabela 7-15 - Redução nos Níveis de curto-circuito após desligamento da UTE Atlântico**

Redução nos Níveis de curto-circuito (kA) - 138 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	-0,1	-0,1	-0,1
Cascadura	-0,3	-0,1	-0,3
Grajaú	-0,4	-0,4	-0,3
Jacarepaguá	-0,5	-0,3	-0,4
Nova Iguaçu	-0,8	-0,5	-0,6
São José	-0,6	-0,3	-0,4
Zona Oeste	-1,4	-0,7	-1,2

Com exceção de Zona Oeste, as demais SEs da região não tem seus NCCs variados em mais de 1,0 kA quando comparados os casos com e sem a UTE.

### 7.3.2 Influência da UTE Santa Cruz

A UTE Santa Cruz, com 500 MW de potência instalada está conectada na SE Santa Cruz, classificada como Demais Instalações de Transmissão (DITs) de Furnas. As tabelas a seguir indicam os NCCs encontrados na configuração em que Santa Cruz se encontra com a geração zerada:

**Tabela 7-16 - Níveis de curto-circuito sem a UTE Santa Cruz**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV sem Santa Cruz				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	32,9	30,2	32,4	40,0
Grajaú	21,2	21,3	21,3	31,5
Nova Iguaçu	36,1	34,5	36,0	63,0
São José	27,4	22,6	26,4	40,0
Zona Oeste	21,5	16,6	20,8	63,0

**Tabela 7-17 - Níveis de curto-circuito sem a UTE Santa Cruz**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV sem Santa Cruz				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	29,5	28,8	29,5	40,0
Jacarepaguá	19,1	16,1	18,2	25,0
Nova Iguaçu	22,9	20,9	22,4	50,0

**Tabela 7-18 - Níveis de curto-circuito sem a UTE Santa Cruz**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV sem Santa Cruz				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	30,3	34,1	32,8	37,0
Cascadura	46,7	30,8	42,6	63,0
Grajaú	51,5	54,2	53,2	63,0
Jacarepaguá	43,3	43,1	43,5	63,0
Nova Iguaçu	71,8	69,6	71,4	63,0
São José	67,8	62,1	66,5	50,0
Zona Oeste	45,3	39,3	44,3	63,0

Os NCCs das subestações Jacarepaguá e Zona Oeste são bastante impactados pela presença da UTE Santa Cruz, conforme exposto nas tabelas a seguir:

**Tabela 7-19 - Redução nos Níveis de curto-circuito após desligamento da UTE Santa Cruz**

Redução nos Níveis de curto-circuito (kA) - 500 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	-0,7	-0,5	-0,6
Grajaú	-0,3	-0,3	-0,3
Nova Iguaçu	-1,1	-0,9	-1,1
São José	-0,5	-0,4	-0,5
Zona Oeste	-1,1	-1,3	-1,0

**Tabela 7-20 - Redução nos Níveis de curto-circuito após desligamento da UTE Santa Cruz**

Redução nos Níveis de curto-circuito (kA) - 345 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	-0,5	-0,4	-0,3
Jacarepaguá	-0,5	-0,4	-0,6
Nova Iguaçu	-0,4	-0,3	-0,4

**Tabela 7-21 - Redução nos Níveis de curto-circuito após desligamento da UTE Santa Cruz**

Redução nos Níveis de curto-circuito (kA) - 138 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	-0,2	-0,2	-0,2
Cascadura	-0,3	-0,1	-0,3
Grajaú	-0,9	-0,7	-0,7
Jacarepaguá	-2,4	-2,0	-2,3
Nova Iguaçu	-0,9	-0,7	-0,8
São José	-0,6	-0,5	-0,6
Zona Oeste	-4,8	-5,8	-5,1

### 7.3.3 Influência da UTE Seropédica

A UTE Seropédica (antiga Barbosa Lima Sobrinho) tem cerca de 350 MW de capacidade instalada e conexão no seccionamento de 4 circuitos do tronco de Distribuição entre o Complexo Hidrelétrico de Lajes e Nova Iguaçu. As tabelas a seguir mostram os NCCs simulados para a rede local em 2024, sem a presença da UTE Seropédica:

**Tabela 7-22 - Níveis de curto-circuito sem a UTE Seropédica**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV sem Seropédica				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	33,2	30,3	32,6	40,0
Grajaú	21,3	21,4	21,4	31,5
Nova Iguaçu	36,4	34,5	36,2	63,0
São José	27,5	22,6	26,4	40,0
Zona Oeste	22,3	17,8	21,6	63,0

**Tabela 7-23 - Níveis de curto-circuito sem a UTE Seropédica**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV sem Seropédica				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	29,8	29,0	29,7	40,0
Jacarepaguá	19,5	16,4	18,7	25,0
Nova Iguaçu	23,1	21,1	22,6	50,0

**Tabela 7-24 - Níveis de curto-circuito sem a UTE Seropédica**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV sem Seropédica				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	30,5	34,2	32,9	37,0
Cascadura	46,2	30,5	42,1	63,0
Grajaú	52,2	54,6	53,7	63,0
Jacarepaguá	45,5	45,0	45,6	63,0
Nova Iguaçu	68,6	66,1	68,0	63,0
São José	67,6	61,9	66,3	50,0
Zona Oeste	49,8	44,9	49,2	63,0

Conforme tabelas a seguir, verifica-se que a presença da UTE Seropédica impacta significativamente apenas o barramento em 138 kV de Nova Iguaçu. Os demais barramentos analisados são afetados em menos de 1 kA pela usina.

**Tabela 7-25 - Redução nos Níveis de curto-circuito após desligamento da UTE Seropédica**

Redução nos Níveis de curto-circuito (kA) - 500 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	-0,4	-0,4	-0,4
Grajaú	-0,2	-0,2	-0,2
Nova Iguaçu	-0,8	-0,9	-0,9
São José	-0,4	-0,4	-0,5
Zona Oeste	-0,3	-0,1	-0,2

**Tabela 7-26 - Redução nos Níveis de curto-circuito após desligamento da UTE Seropédica**

Redução nos Níveis de curto-circuito (kA) - 345 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	-0,2	-0,2	-0,1
Jacarepaguá	-0,1	-0,1	-0,1
Nova Iguaçu	-0,2	-0,1	-0,2

**Tabela 7-27 - Redução nos Níveis de curto-circuito após desligamento da UTE Seropédica**

Redução nos Níveis de curto-circuito (kA) - 138 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	0,0	-0,1	-0,1
Cascadura	-0,8	-0,4	-0,8
Grajaú	-0,2	-0,3	-0,2
Jacarepaguá	-0,2	-0,1	-0,2
Nova Iguaçu	-4,1	-4,2	-4,2
São José	-0,8	-0,7	-0,8
Zona Oeste	-0,3	-0,2	-0,2

### 7.3.4 Influência da UTE Baixada Fluminense

A UTE Baixada Fluminense, de cerca de 530 MW, está conectada no seccionamento da LT 500 kV Cachoeira Paulista-Adrianópolis. As tabelas a seguir indicam os NCCs encontrados na configuração em que a UTE se encontra desligada:

**Tabela 7-28 - Níveis de curto-circuito sem a UTE Baixada Fluminense**

Níveis de curto-circuito (kA) - 500 kV - UTE Baixada Fluminense desligada				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	31,8	27,9	30,9	40,0
Grajaú	21,0	21,2	21,2	31,5
Nova Iguaçu	36,0	34,1	35,8	63,0
São José	27,1	22,4	26,1	40,0
Zona Oeste	22,2	17,7	21,5	63,0

**Tabela 7-29 - Níveis de curto-circuito sem a UTE Baixada Fluminense**

Níveis de curto-circuito (kA) - 345 kV - UTE Baixada Fluminense desligada				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	29,5	28,4	29,4	40,0
Jacarepaguá	19,4	16,4	18,6	25,0
Nova Iguaçu	23,0	20,9	22,4	50,0

**Tabela 7-30 - Níveis de curto-circuito sem a UTE Baixada Fluminense**

Níveis de curto-circuito (kA) - 138 kV - UTE Baixada Fluminense desligada				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	30,3	34,0	32,7	37,0
Cascadura	46,6	30,7	42,5	63,0
Grajaú	51,8	54,4	53,4	63,0
Jacarepaguá	45,3	44,8	45,4	63,0
Nova Iguaçu	71,7	69,3	71,2	63,0
São José	67,4	61,9	66,2	50,0
Zona Oeste	49,6	44,9	49,0	63,0

O ponto mais impactado pela geração da UTE Baixada Fluminense é a barra em 500 kV de Adrianópolis, que se localiza há apenas 20 km da usina. As próximas tabelas demonstram as variações nos NCCs quando do desligamento da UTE:

**Tabela 7-31 - Redução nos Níveis de curto-circuito após desligamento da UTE Baixada Fluminense**

Redução nos Níveis de curto-circuito (kA) - 500 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	-1,8	-2,8	-2,1
Grajaú	-0,5	-0,4	-0,4
Nova Iguaçu	-1,2	-1,3	-1,3
São José	-0,8	-0,6	-0,8
Zona Oeste	-0,4	-0,2	-0,3

**Tabela 7-32 - Redução nos Níveis de curto-circuito após desligamento da UTE Baixada Fluminense**

Redução nos Níveis de curto-circuito (kA) - 345 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	-0,5	-0,8	-0,4
Jacarepaguá	-0,2	-0,1	-0,2
Nova Iguaçu	-0,3	-0,3	-0,4

**Tabela 7-33 - Redução nos Níveis de curto-circuito após desligamento da UTE Baixada Fluminense**

Redução nos Níveis de curto-circuito (kA) - 138 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	-0,2	-0,3	-0,3
Cascadura	-0,4	-0,2	-0,4
Grajaú	-0,6	-0,5	-0,5
Jacarepaguá	-0,4	-0,3	-0,4
Nova Iguaçu	-1,0	-1,0	-1,0
São José	-1,0	-0,7	-0,9
Zona Oeste	-0,5	-0,2	-0,4

### 7.3.5 Influência da UTE Termorio

A UTE Termorio (antiga Governador Leonel Brizola), de cerca de 990 MW, está conectada no barramento em 138 kV de São José através de dois circuitos de cerca de 13 km. As tabelas a seguir indicam os NCCs encontrados na configuração em que a UTE se encontra desligada:

**Tabela 7-34 - Níveis de curto-circuito sem a UTE Termorio**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV sem Termorio				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	31,9	29,6	31,5	40,0
Grajaú	20,8	21,1	21,0	31,5
Nova Iguaçu	35,0	33,4	35,0	63,0
São José	25,6	20,8	24,6	40,0
Zona Oeste	22,0	17,6	21,3	63,0

**Tabela 7-35 - Níveis de curto-circuito sem a UTE Termorio**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV sem Termorio				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	29,3	28,7	29,3	40,0
Jacarepaguá	19,3	16,3	18,5	25,0
Nova Iguaçu	22,8	20,9	22,3	50,0

**Tabela 7-36 - Níveis de curto-circuito sem a UTE Termorio**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV sem Termorio				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	30,2	34,0	32,7	37,0
Cascadura	43,0	29,0	39,4	63,0
Grajaú	51,6	54,2	53,2	63,0
Jacarepaguá	45,1	44,7	45,2	63,0
Nova Iguaçu	69,3	67,6	69,2	63,0
São José	55,6	50,7	54,6	50,0
Zona Oeste	49,4	44,7	48,8	63,0

A UTE Termorio contribui de forma significativa para os NCCs de São José 138 kV. Além dessa barra, os barramentos em 138 kV de Cascadura e Nova Iguaçu são impactados. Nas barras em 500 kV, destacam-se as contribuições em Nova Iguaçu e São José.

**Tabela 7-37 - Redução nos Níveis de curto-circuito após desligamento da UTE Termorio**

Redução nos Níveis de curto-circuito (kA) - 500 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	-1,7	-1,1	-1,5
Grajaú	-0,7	-0,5	-0,6
Nova Iguaçu	-2,2	-2,0	-2,1
São José	-2,3	-2,2	-2,3
Zona Oeste	-0,6	-0,3	-0,5

**Tabela 7-38 - Redução nos Níveis de curto-circuito após desligamento da UTE Termorio**

Redução nos Níveis de curto-circuito (kA) - 345 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	-0,7	-0,5	-0,5
Jacarepaguá	-0,3	-0,2	-0,3
Nova Iguaçu	-0,5	-0,3	-0,5

**Tabela 7-39 - Redução nos Níveis de curto-circuito após desligamento da UTE Termorio**

Redução nos Níveis de curto-circuito (kA) - 138 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	-0,3	-0,3	-0,3
Cascadura	-4,0	-1,9	-3,5
Grajaú	-0,8	-0,7	-0,7
Jacarepaguá	-0,6	-0,4	-0,6
Nova Iguaçu	-3,4	-2,7	-3,0
São José	-12,8	-11,9	-12,5
Zona Oeste	-0,7	-0,4	-0,6

#### 7.4 Principais problemas identificados

Desde 2024, primeiro ano analisado, são verificadas superações da capacidade de interrupção dos equipamentos de Adrianópolis 500 kV e dos barramentos em 138 kV de Nova Iguaçu e São José, caso sejam operados de maneira interligada.

Além desses pontos, deve-se atentar a evolução dos NCCs de Adrianópolis e Grajaú 138 kV.

Os pátios de baixa tensão das subestações de Nova Iguaçu e São José são fortemente impactados pelas contribuições de corrente vindas dos bancos de transformadores. Esses barramentos são os principais pontos de atenção do estudo. Além disso, para a SE São José 138 kV, a UTE Termorio é

atualmente responsável por quase 20% das correntes de curto-circuito do barramento ao qual se conecta ao SIN.

## 8 ALTERNATIVAS DE LONGO PRAZO

Nessa fase do estudo serão avaliadas soluções definitivas e robustas para solução dos problemas de curto-circuito da RMRJ e operação do sistema dentro dos critérios vigentes.

Baseado nas soluções definitivas existentes e nas contribuições verificadas para os barramentos em 138 kV de Nova Iguaçu e São José, as alternativas analisadas conterão as seguintes possibilidades:

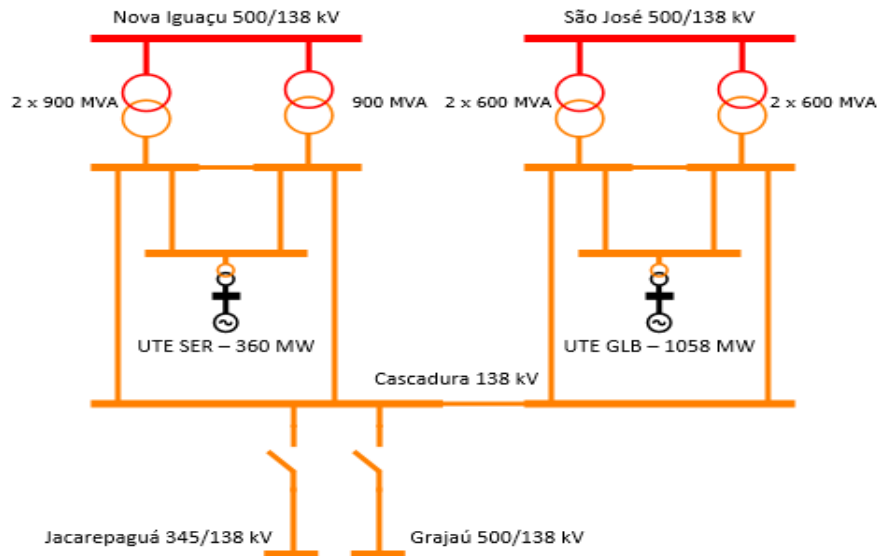
- Alteração do ponto de conexão de usinas;
- Uso de reatores limitadores de curto-circuito; e
- Substituição de equipamentos.

### 8.1 Alteração do ponto de conexão de usinas

O objetivo dessa análise é estudar propostas de alteração da conexão das Usinas conectadas no sistema elétrico da RMRJ.

Baseado nas simulações descritas no Diagnóstico de longo prazo, foi observado que, conforme esperado, as usinas Atlântico e Baixada Fluminense pouco contribuem para os altos NCCs dos barramentos em 138 kV de Nova Iguaçu e São José. No entanto, as UTEs Santa Cruz e Seropédica impactam fortemente os NCCs do tronco em 138 kV entre Zona Oeste e Jacarepaguá e a região de Nova Iguaçu 138 kV, respectivamente. Por fim, a UTE Termorio contribui significativamente para os NCCs de São José 138 kV e, em menor escala os setores em 138 kV de Cascadura e Nova Iguaçu.

A figura a seguir ilustra o sistema elétrico local atual, onde são identificadas as aberturas do sistema de Distribuição em Cascadura e a representação das UTEs Seropédica e Termorio em barramentos da Rede Básica de Fronteira.



**Figura 8-1 – Sistema de Distribuição atual**

### 8.1.1 Alteração da conexão da UTE Termorio

A UTE Termorio possui 9 unidades geradoras, cujas potências variam de 105 a 145 MW. Quando do despacho de todas suas máquinas, a contribuição de corrente da UTE para o curto-circuito trifásico de São José 138 kV chega a 12,8 kA, correspondendo a quase 20% do total.

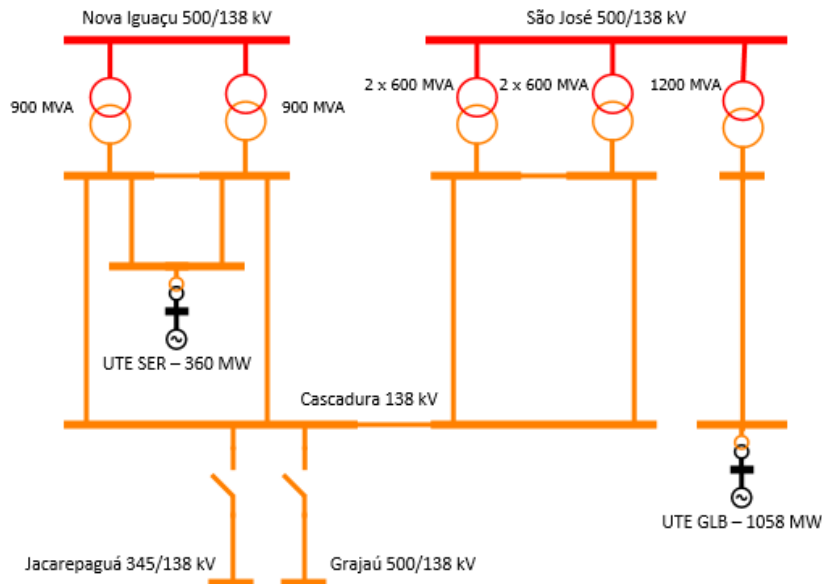
Com o objetivo de diminuir as contribuições da Termorio nos barramentos em 138 kV de Cascadura, Nova Iguaçu e, principalmente São José, foram estudadas alternativas para a migração dessa usina para barramentos de alta tensão da região.

Essas análises consideram apenas o efeito do ponto de vista de curto-circuito e fluxo de potência, não sendo realizadas consultas de viabilidade as transmissoras, nesse momento.

#### 8.1.1.1 UTE Termorio em São José 500 kV

Dentre as possíveis migrações de conexão da UTE Termorio para barramentos de alta tensão, essa alternativa é considerada a mais simples, pois não requer construção de LTs, uma vez que a UTE já se localiza na área da SE São José.

Nessa proposta, a UTE Termorio se conectaria ao setor de 500 kV de São José através de um novo barramento de 138 kV para escoamento de geração, sem conexão elétrica direta com as barras já existentes.



**Figura 8-2 - UTE Termorio em São José 500 kV**

As tabelas seguintes apresentam os NCCs simulados para o ano de 2024, considerando a conexão da UTE Termorio em São José 500 kV:

**Tabela 8-1 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio em São José 500 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	33,6	30,7	33,0	40,0
Grajaú	21,5	21,6	21,6	31,5
Nova Iguaçu	37,1	35,3	36,9	63,0
São José	28,2	23,3	27,2	40,0
Zona Oeste	22,5	17,9	21,8	63,0

**Tabela 8-2 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio em São José 500 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	29,9	29,1	29,8	40,0
Jacarepaguá	19,6	16,5	18,7	25,0
Nova Iguaçu	23,2	21,2	22,7	50,0

**Tabela 8-3 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio em São José 500 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	30,4	34,2	32,9	37,0
Cascadura	44,1	29,7	40,3	63,0
Grajaú	52,4	54,8	53,9	63,0
Jacarepaguá	45,7	45,1	45,7	63,0
Nova Iguaçu	71,2	69,4	71,0	63,0
São José	58,1	53,4	57,0	50,0
Zona Oeste	50,0	45,1	49,4	63,0

Do ponto de vista de curto-circuito, a conexão da UTE Termorio em São José 500 kV se mostra eficiente, pois são verificadas variações marginais no sistema de 500 kV e significativa redução no setor de 138 kV de São José. Na rede em 138 kV, ainda são observadas reduções em Cascadura e Nova Iguaçu.

**Tabela 8-4 - Variações com a migração da Termorio para São José 500 kV**

Variação nos NCCs (kA) - 500 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	0,0	0,0	0,0
Grajaú	0,0	0,0	0,0
Nova Iguaçu	-0,1	-0,1	-0,2
São José	0,3	0,3	0,3
Zona Oeste	-0,1	0,0	0,0

**Tabela 8-5 - Variações com a migração da Termorio para São José 500 kV**

Variação nos NCCs (kA) - 345 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	-0,1	-0,1	0,0
Jacarepaguá	0,0	0,0	-0,1
Nova Iguaçu	-0,1	0,0	-0,1

**Tabela 8-6 - Variações com a migração da Termorio para São José 500 kV**

Variação nos NCCs (kA) - 138 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	-0,1	-0,1	-0,1
Cascadura	-2,9	-1,2	-2,6
Grajaú	0,0	-0,1	0,0
Jacarepaguá	0,0	0,0	-0,1
Nova Iguaçu	-1,5	-0,9	-1,2
São José	-10,3	-9,2	-10,1
Zona Oeste	-0,1	0,0	0,0

A análise preliminar de fluxo de potência indicou grande elevação nos carregamentos dos bancos de transformadores 500/138 kV de São José. As transformações de Adrianópolis e Nova Iguaçu foram levemente impactadas pela alteração da conexão da UTE Termorio para São José 500 kV, com uma pequena elevação do carregamento dos seus bancos. A LT 138 kV Adrianópolis-Magé, pertencente à Rede Complementar, tem seus carregamentos levemente aumentados com a mudança proposta. Na Rede de Distribuição, o tronco em 138 kV Nova Iguaçu/Cascadura também passa a operar com cargas maiores.

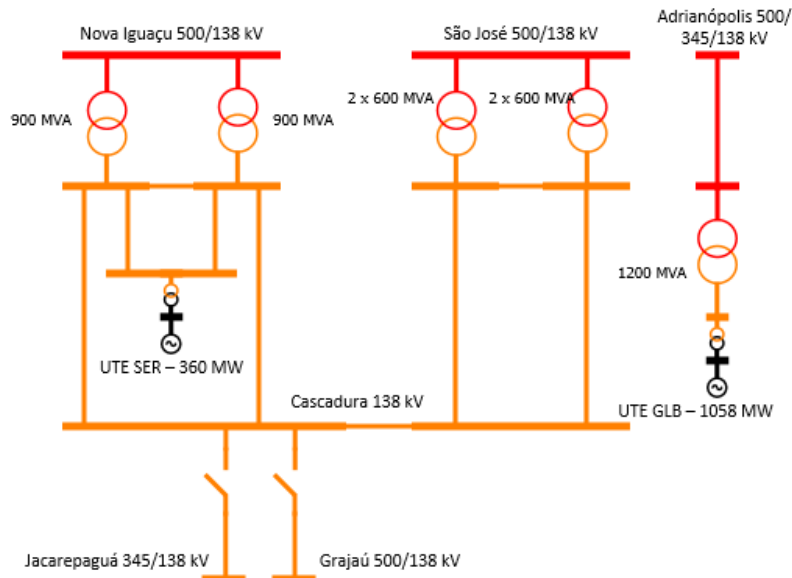
Por outro lado, o carregamento das LTs 500 kV que se conectam em São José são levemente reduzidos. Os circuitos da Rede de Distribuição em 138 kV entre São José e Cascadura passam a operar com menores fluxos de potência, assim como a LT 138 kV São José-Magé, classificada como DIT.

#### **8.1.1.2 UTE Termorio em Adrianópolis 500 kV**

A subestação de Adrianópolis possui três pátios com níveis de tensão em 500 kV, 345 kV e 138 kV. O setor de 500 kV se interliga às SEs Terminal Rio, Baixada Fluminense, São José e Grajaú. Nesse barramento existem três transformações para o pátio em 345 kV, com 1.680 MVA de capacidade de transformação.

Localizada no município de Nova Iguaçu, na Baixada Fluminense, a subestação Adrianópolis está a cerca de 23 km da UTE Termorio.

Essa alternativa demandaria a construção de LTs entre a usina e a subestação, o que pode ser um desafio em termos socioambientais. Se a alternativa for considerada viável, devem ser feitos estudos detalhados para determinação da forma de conexão, que pode ser através de circuitos em 138 kV com elevação de tensão em Adrianópolis ou em 500 kV com bancos elevadores na usina.



**Figura 8-3 - UTE Termorio em Adrianópolis 500 kV**

As próximas tabelas apresentam os NCCs simulados para o ano de 2024, considerando a conexão da UTE Termorio no barramento em 500 kV de Adrianópolis:

**Tabela 8-7 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio em Adrianópolis 500 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	34,6	32,0	34,1	40,0
Grajaú	21,5	21,6	21,6	31,5
Nova Iguaçu	36,5	34,6	36,4	63,0
São José	26,6	21,4	25,6	40,0
Zona Oeste	22,4	17,8	21,7	63,0

**Tabela 8-8 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio em Adrianópolis 500 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	30,0	29,3	29,9	40,0
Jacarepaguá	19,6	16,5	18,7	25,0
Nova Iguaçu	23,2	21,2	22,7	50,0

**Tabela 8-9 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio em Adrianópolis 500 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	30,4	34,2	33,0	37,0
Cascadura	43,6	29,3	39,9	63,0
Grajaú	52,5	54,9	54,0	63,0
Jacarepaguá	45,7	45,1	45,7	63,0
Nova Iguaçu	70,7	68,6	70,4	63,0
São José	56,8	51,4	55,6	50,0
Zona Oeste	49,9	45,0	49,3	63,0

A conexão da Termorio em Adrianópolis 500 kV também é considerada eficiente, pois reduz de forma significativa os NCCs de São José 138 kV e região. Conforme esperado, há aumento do NCC de Adrianópolis 500 kV.

**Tabela 8-10 - Variações com a migração da Termorio para Adrianópolis 500 kV**

Variação nos NCCs (kA) - 500 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	1,0	1,3	1,1
Grajaú	0,0	0,0	0,0
Nova Iguaçu	-0,7	-0,8	-0,7
São José	-1,3	-1,6	-1,3
Zona Oeste	-0,2	-0,1	-0,1

**Tabela 8-11 - Variações com a migração da Termorio para Adrianópolis 500 kV**

Variação nos NCCs (kA) - 345 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	0,0	0,1	0,1
Jacarepaguá	0,0	0,0	-0,1
Nova Iguaçu	-0,1	0,0	-0,1

**Tabela 8-12 - Variações com a migração da Termorio para Adrianópolis**

Variação nos NCCs (kA) - 138 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	-0,1	-0,1	0,0
Cascadura	-3,4	-1,6	-3,0
Grajaú	0,1	0,0	0,1
Jacarepaguá	0,0	0,0	-0,1
Nova Iguaçu	-2,0	-1,7	-1,8
São José	-11,6	-11,2	-11,5
Zona Oeste	-0,2	-0,1	-0,1

Do ponto de vista de fluxo de potência, foram identificadas elevações nos carregamentos das LTs 500 kV que se conectam em São José, da LT 500 kV Terminal Rio-Nova Iguaçu e, em menor escala, da LT 500 kV Adrianópolis-Grajaú. As transformações de Adrianópolis, Nova Iguaçu 500/138 kV tiveram seus carregamentos levemente elevados. No entanto, a principal elevação foi vista em São José 500/138 kV.

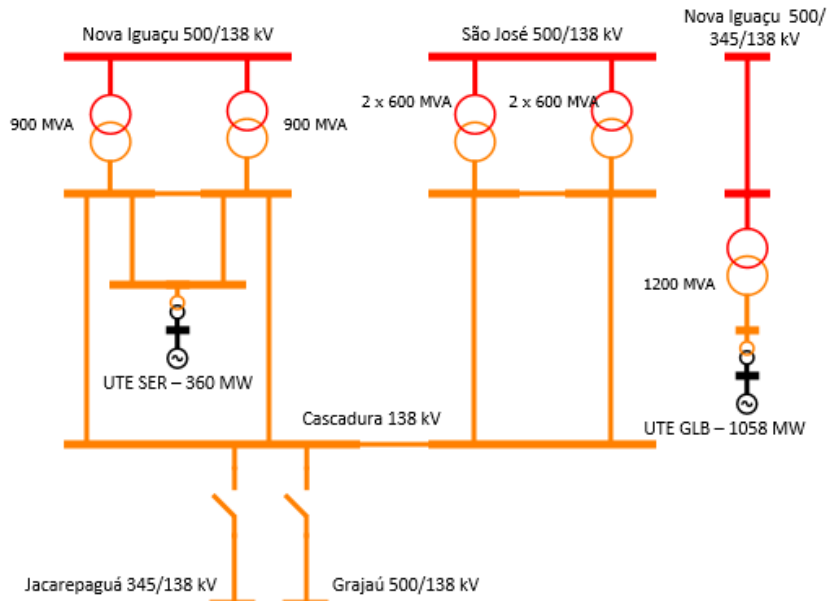
Assim como na alternativa anterior, as DITs da região foram impactadas de formas diferentes, tendo a LT 138 kV Adrianópolis-Magé elevado seus carregamentos enquanto a LT 138 kV São José-Magé teve seus fluxos de potência reduzidos.

Na Rede de Distribuição em 138 kV, o tronco entre Nova Iguaçu/Cascadura também passa a operar com cargas maiores, assim como os circuitos entre São José e Cascadura tiveram seus carregamentos elevados.

### 8.1.1.3 UTE Termorio em Nova Iguaçu 500 kV

A última alternativa para migração da UTE Termorio é a SE Nova Iguaçu, também localizada na Baixada Fluminense e distante cerca de 32 km da usina.

Essa alternativa também demandaria a construção de LTs na região, o que pode ser um desafio em termos socioambientais. Se a alternativa for considerada viável, devem ser feitos estudos detalhados para determinação da forma de conexão através de circuitos em 138 kV ou 500 kV.



**Figura 8-4 – Termorio em Nova Iguaçu 500 kV**

Os NCCs encontrados para essa configuração são mostrados nas tabelas seguintes:

**Tabela 8-13 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio em Nova Iguaçu 500 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	33,2	30,5	32,7	40,0
Grajaú	21,5	21,6	21,6	31,5
Nova Iguaçu	37,7	35,9	37,6	63,0
São José	26,6	21,6	25,6	40,0
Zona Oeste	22,7	17,9	21,9	63,0

**Tabela 8-14 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio em Nova Iguaçu 500 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	29,8	29,1	29,7	40,0
Jacarepaguá	19,6	16,5	18,7	25,0
Nova Iguaçu	21,3	21,2	22,7	50,0

**Tabela 8-15 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio em Nova Iguaçu 500 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	30,4	34,2	32,9	37,0
Cascadura	43,8	29,4	40,0	63,0
Grajaú	52,4	54,9	54,0	63,0
Jacarepaguá	45,7	45,1	45,8	63,0
Nova Iguaçu	71,3	69,5	71,2	63,0
São José	56,9	51,7	55,7	50,0
Zona Oeste	50,1	45,2	49,5	63,0

Assim como as duas opções anteriores, a migração da UTE Termorio para Nova Iguaçu é eficaz para redução dos NCCs da região de São José e as variações na rede em 500 kV são pequenas.

**Tabela 8-16 - Variações com a migração da Termorio para Nova Iguaçu**

Variação nos NCCs (kA) - 500 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	-0,4	-0,2	-0,3
Grajaú	0,0	0,0	0,0
Nova Iguaçu	0,5	0,5	0,5
São José	-1,3	-1,4	-1,3
Zona Oeste	0,1	0,0	0,1

**Tabela 8-17 - Variações com a migração da Termorio para Nova Iguaçu**

Variação nos NCCs (kA) - 345 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	-0,2	-0,1	-0,1
Jacarepaguá	0,0	0,0	-0,1
Nova Iguaçu	-2,0	0,0	-0,1

**Tabela 8-18 - Variações com a migração da Termorio para Nova Iguaçu**

Variação nos NCCs (kA) - 138 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	-0,1	-0,1	-0,1
Cascadura	-3,2	-1,5	-2,9
Grajaú	0,0	0,0	0,1
Jacarepaguá	0,0	0,0	0,0
Nova Iguaçu	-1,4	-0,8	-1,0
São José	-11,5	-10,9	-11,4
Zona Oeste	0,0	0,1	0,1

Quando da alteração da conexão da UTE Termorio para Nova Iguaçu 500 kV, são observados aumentos nos fluxos de potência das LTs 500 kV Nova Iguaçu-São José, Adrianópolis-São José e Terminal Rio-Adrianópolis. Assim como nas alternativas anteriores, o carregamento da transformação de São José e do tronco Nova Iguaçu-Cascadura são elevados e o sistema entre São José-Cascadura tem seu carregamento aliviado.

Além disso, a LT 138 kV Adrianópolis-Magé tem seu carregamento reduzido enquanto o fluxo de potência na LT 138 kV São José-Magé aumenta.

#### **8.1.1.4 Alternativa recomendada**

A definição da alternativa de migração recomendada para a UTE Termorio considera os seguintes aspectos:

- Redução dos NCCs da região;
- Operação da rede dentro dos limites de carregamento;
- Complexidade das obras associadas a cada alternativa

Conforme tabelas apresentadas, os resultados de curto-circuito são bem similares quando comparadas as três alternativas de migração da conexão da usina. Nas três alternativas analisadas não foi possível reduzir o NCC para valores abaixo da capacidade de interrupção atual dos seguintes barramentos:

- Adrianópolis 500 kV;

- São José 138 kV

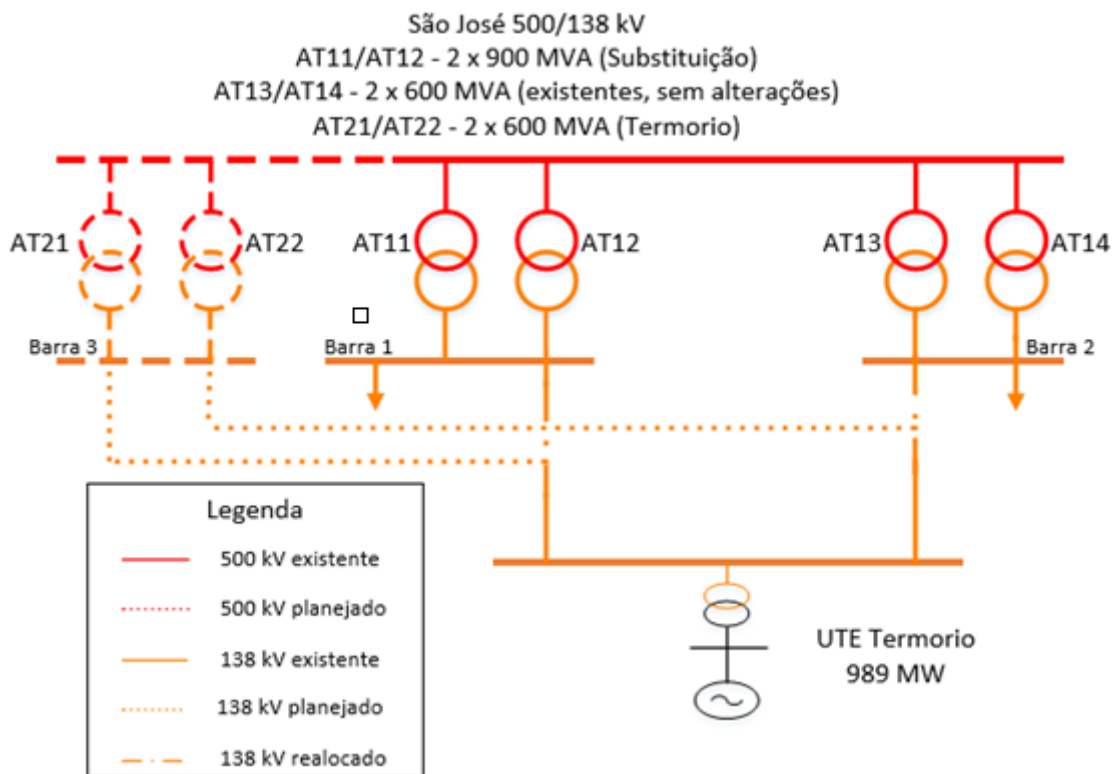
Uma solução simples para contornar a violação dos NCCs desses barramentos consiste na troca dos equipamentos instalados para permitir suportabilidade de interrupção de corrente de 40 e 63 kA em Adrianópolis 500 kV e São José 138 kV, respectivamente.

Nenhuma das três opções provocou problemas de carregamento em LTs ou bancos de transformadores por conta exclusivamente de sua implantação.

A redução nos NCCs proporcionada pela migração das usinas para os três pontos estudados possibilitará a operação interligada dos barramentos em 138 kV de São José, conferindo significativo ganho de confiabilidade na região quando de contingências em bancos de São José 500/138 kV.

No entanto, considera-se que a construção de LTs entre a UTE Termorio e as subestações de Adrianópolis e Nova Iguaçu seria extremamente complicada devido ao fato de a região ser densamente povoada, não havendo espaço disponível para passagem de LTs aéreas. A construção dessas LTs através de circuitos subterrâneos seria muito onerosa, demandando grandes investimentos.

Baseado nesses três pontos, recomenda-se a migração da UTE Termorio para o barramento de 500 kV da SE São José, através da realocação das suas Linhas de Transmissão de Uso Restrito para um novo barramento em São José, conforme figura abaixo:



**Figura 8-5 - Migração da UTE Termorio para São José 500 kV**

### 8.1.1.5 Detalhamento da alternativa

Após definição da solução pela migração da UTE Termorio para o barramento em 500 kV de São José, foram iniciadas as tratativas acerca da viabilidade de implantação da alternativa.

As simulações iniciais consideraram um único banco de transformadores de 1.200 MVA de potência para a conexão da UTE Termorio na barra de São José 500 kV. Em termos de curto-circuito, desde que mantida a potência total da transformação exclusiva da UTE nesse valor, os resultados serão os mesmos.

#### 8.1.1.5.1 Transformação com 1 banco monofásico de 1.200 MVA

Dessa forma, a primeira consulta de viabilidade de expansão (0378/2020/DEE/EPE) enviada à Eletrobras Furnas, transmissora proprietária da SE São José, considerou as seguintes alterações:

- Construção de novo barramento em 138 kV sem conexão elétrica com os demais barramentos já existentes na SE;
- Conexão de banco de transformadores monofásicos 500/138 kV de 1200 MVA segregado dos demais, para escoamento exclusivo da potência gerada pela UTE Termorio;
- Viabilidade de alteração das entradas de linha atuais da Usina para o vão correspondente ao transformador a ser implantado.

A transmissora atestou, através da carta ET.E.E.023.2020, a viabilidade da construção do módulo proposto. Foi observado por Furnas que seria necessário fazer realocação da entrada da subestação, bem como refazer arruamento interno de parte da SE.

Sobre a realocação das entradas de linha da Termorio, a empresa declarou que a mudança do ponto de conexão, utilizando linhas aéreas não é possível, pois envolve alterações em linhas da distribuidora Light e inexistência de espaço para fazer deflexão da LT de deflexão da Usina até o novo ponto de conexão. Dessa forma, foi apresentada a sugestão de conexão através de linhas subterrâneas.

No entanto, quando da apresentação dessa proposta de alteração da conexão da UTE Termorio através de um único banco de transformadores monofásicos, a Petrobras, proprietária da usina, declarou que considerava melhor a conexão da UTE através de dois bancos de 600 MVA cada.

A geradora informou que a configuração com dois bancos de transformadores proporciona ganhos de confiabilidade e impõe menos riscos de desligamento completo da UTE e da Refinaria Duque de Caxias (REDUC), importante complexo industrial que possui atividades associadas à Termorio. O desligamento

total da usina pode provocar problemas de atendimento ao mercado, prejuízos financeiros à companhia e impactos ambientais graves.

A resposta da transmissora acerca da viabilidade de implantação dos reforços citados encontra-se no Anexo 16.2.

#### 8.1.1.5.2 Transformação com 2 bancos monofásicos

Em virtude dos problemas associados à modulação da UTE Termorio através de um único banco de transformadores, foi feita nova consulta (0705/2020/DEE/EPE) à Eletrobras Furnas sobre a solução proposta a seguir:

- Construção de novo barramento em 138 kV sem conexão elétrica com os demais barramentos já existentes na SE;
- Conexão de dois bancos de transformadores monofásicos 500/138 kV de 600 MVA cada segregados dos demais, para escoamento exclusivo da potência gerada pela UTE Termorio;
- Viabilidade de alteração das entradas de linha atuais da Usina para o vão correspondente ao transformador a ser implantado.

Essa configuração proporciona um aumento do nível de confiabilidade da UTE Termorio, pois na perda de um dos bancos de transformadores, o equipamento remanescente poderia manter a usina conectada, mantendo os processos industriais da REDUC operacionais.

Através da carta ET.E.E.039.2020, Furnas informou que a implantação do arranjo proposto era inviável pois a área necessária para implantação dos equipamentos superaria os limites físicos da SE.

Nesse documento, foi informado que para a implementação de dois bancos de 600 MVA cada seria necessário, além dos vãos de alta e baixa associados, implantar toda a infraestrutura associada pois a área a ser ocupada está fora da área britada. Além disso, seria necessário instalar novos equipamentos dos sistemas de proteção e controle, sistema de proteção de barras para o barramento segregado em 138 kV e modernização da proteção de barras do setor de 500 kV.

O anexo 16.3 apresenta as justificativas dadas por Furnas para a declaração de inviabilidade de implantação do arranjo proposto.

#### 8.1.1.5.3 Transformação com 2 bancos trifásicos

Uma vez atestada a inviabilidade de implantação da solução através de dois bancos de transformadores monofásicos, foi realizada nova consulta (0056/2021/DEE/EPE) à transmissora, considerando as seguintes propostas de alterações:

- Construção de novo barramento em 138 kV sem conexão elétrica com os demais barramentos já existentes na SE;
- Conexão de dois transformadores trifásicos 500/138 kV de 600 MVA, cada, segregados dos demais, para escoamento exclusivo da potência gerada pela UTE Termorio;
- Viabilidade de alteração das entradas de linha atuais da Usina para o vão correspondente aos transformadores a serem implantados.

Sobre essa proposta de arranjo, a transmissora respondeu, através da carta ET.E.E.004.2021, que não há viabilidade pelos mesmos motivos informados na consulta anterior. Foi informado ainda, que esse arranjo seria possível com a realocação da estrada que circunda a SE.

A resposta da transmissora sobre a viabilidade de implantação dessa alternativa está no Anexo 16.4.

#### 8.1.1.5.4 Definição da modulação

Diante das dificuldades para definição da modulação a ser recomendada para a transformação exclusiva da UTE Termorio, no novo barramento em 138 kV a ser construído em São José, foi procurado apoio técnico de reconhecidos fabricantes de equipamentos.

Dessa forma, foram estudadas soluções para conciliar os interesses da proprietária da UTE Termorio, Petrobras, e a transmissora responsável pelas análises de viabilidade física de São José, Eletrobras Furnas.

A solução encontrada pelos agentes envolvidos considera a construção do novo barramento em 138 kV em São José com arranjo em tecnologia GIS-Indoor. Dadas as particularidades de projeto de cada fabricante, o detalhamento da solução deve ser feito em etapa posterior pelo agente outorgado.

A principal vantagem dessa solução é a redução do impacto na área necessária para implantação da solução desejada através da isolação a gás SF<sub>6</sub> (hexafluoreto de enxofre). Além disso, essa configuração permite abrigar a casa de controle no prédio da GIS, reduzindo a interferência com a estrada do Sarapuí e com os limites da subestação, levando-se em conta os limites elétricos, físicos e magnéticos.

### 8.1.1.6 Resultados de curto-circuito

As simulações apresentadas anteriormente demonstram os resultados de NCCs obtidos no ano inicial do estudo, 2024.

No entanto, o crescimento natural da demanda de energia elétrica provoca necessidade de ampliação do sistema elétrico através de novos reforços de equipamentos como transformações e LTs e entrada de novas usinas, com conseqüente aumento dos NCCs dos barramentos.

As tabelas a seguir indicam os NCCs dos principais barramentos da região no ano de 2033:

**Tabela 8-19 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio em São José 500 kV em 2033**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	35,2	31,9	34,4	40,0
Grajaú	22,2	23,1	23,4	31,5
Nova Iguaçu	39,4	36,9	39,0	63,0
São José	29,3	25,0	28,2	40,0
Zona Oeste	23,6	19,2	23,9	63,0

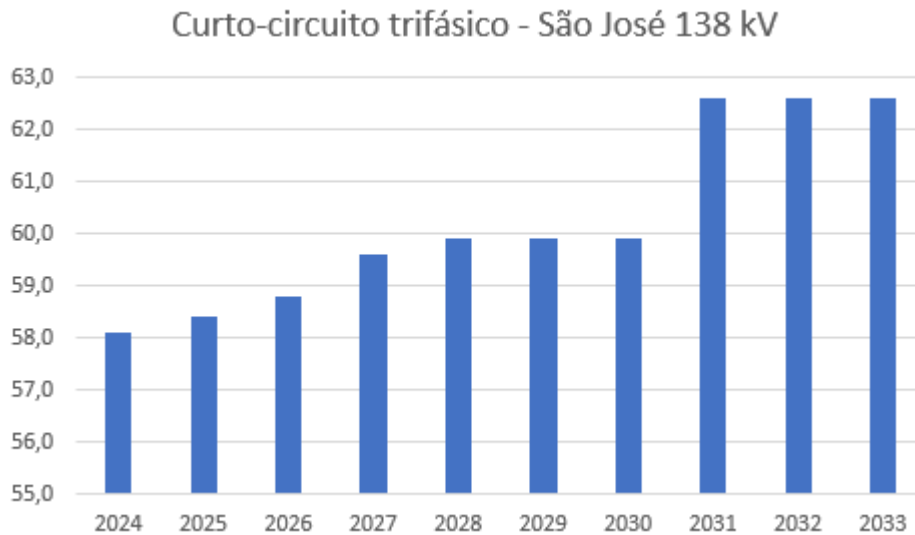
**Tabela 8-20 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio em São José 500 kV em 2033**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	30,3	31,3	32,2	40,0
Jacarepaguá	20,8	17,1	19,9	25,0
Nova Iguaçu	25,0	22,5	24,3	50,0

**Tabela 8-21 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio em São José 500 kV em 2033**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	33,2	36,6	35,3	37,0
Cascadura	46,9	30,4	42,5	63,0
Grajaú	55,5	57,4	57,0	63,0
Jacarepaguá	48,4	46,6	47,9	63,0
Nova Iguaçu	76,8	73,8	76,3	63,0
São José	62,6	55,7	60,5	63,0
Zona Oeste	53,2	47,2	52,1	63,0

Conforme demonstrado nas tabelas, em 2033, os NCCs de São José 138 kV estão muito próximos de violar a capacidade de interrupção nominal dos equipamentos existentes, mesmo considerando a substituição por equipamentos de suportabilidade de 63 kA. Por esse motivo, serão estudadas novas medidas para redução dos NCCs de São José.



**Figura 8-6 – Níveis de curto em São José 138 kV**

A evolução dos NCCs trifásicos da barra em 138 kV de São José é demonstrada na figura anterior. A partir do ano de 2031, as correntes podem atingir mais de 99% da capacidade nominal dos futuros equipamentos (63 kA), devido a entrada de LTs 500 kV na região.

A troca dos equipamentos de Adrianópolis 500 kV permite operação dentro dos limites desse barramento. No entanto, o setor de 138 kV fica muito perto da violação por correntes de curto-circuito.

### 8.1.2 Alteração da conexão da UTE Seropédica

A UTE Seropédica possui 8 unidades geradoras, cada uma com cerca de 45 MW de potência ativa. Quando do despacho de todas suas máquinas, a contribuição de corrente da UTE para o curto-circuito trifásico de Nova Iguaçu 138 kV chega a 4,1 kA, apenas 6% do total.

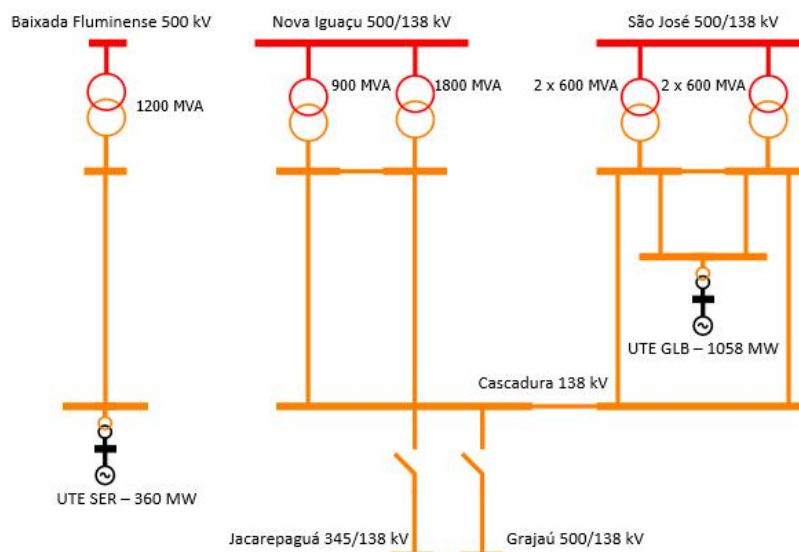
Com o objetivo de diminuir as contribuições da UTE Seropédica nos barramentos em 138 kV de Nova Iguaçu e Cascadura, foram estudadas alternativas para a migração dessa usina para barramentos de alta tensão da região.

Dada a baixa efetividade verificada, não foram realizadas consultas de viabilidade as transmissoras.

### 8.1.2.1 UTE Seropédica em Baixada Fluminense 500 kV

A melhor opção para alteração do ponto de conexão da UTE Seropédica para barramentos de alta tensão é através do barramento em 500 kV da UTE Baixada Fluminense, que se localiza em terreno vizinho. Essa alternativa é considerada bastante simples, pois requer construção de LTs curtas, com extensão inferior a 1 km.

Nessa proposta, a UTE Seropédica se interliga ao SIN através do barramento já existente em 500 kV, onde hoje se conecta a UTE Baixada Fluminense.



**Figura 8-7 - Migração da UTE Seropédica para Baixada Fluminense 500 kV**

Os NCCs obtidos nessa configuração, para o ano de 2024, são apresentados nas tabelas a seguir:

**Tabela 8-22 - Níveis de curto-circuito com a UTE Seropédica em Baixada Fluminense 500 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	34,4	31,6	34,0	40,0
Grajaú	21,5	21,6	21,7	31,5
Nova Iguaçu	37,2	35,0	36,9	63,0
São José	27,9	22,9	26,9	40,0
Zona Oeste	22,6	17,9	21,8	63,0

**Tabela 8-23 - Níveis de curto-circuito com a UTE Seropédica em Baixada Fluminense 500 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	30,1	29,4	30,0	40,0
Jacarepaguá	19,7	16,5	18,8	25,0
Nova Iguaçu	23,3	21,2	22,8	50,0

**Tabela 8-24 - Níveis de curto-circuito com a UTE Seropédica em Baixada Fluminense 500 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	30,6	34,3	33,1	37,0
Cascadura	46,5	30,6	42,4	63,0
Grajaú	52,6	55,0	54,1	63,0
Jacarepaguá	45,8	45,2	45,8	63,0
Nova Iguaçu	69,3	66,7	68,6	63,0
São José	68,1	62,3	66,9	50,0
Zona Oeste	50,1	45,1	49,4	63,0

As simulações demonstraram que a alteração da conexão da UTE Seropédica para a barra em 500 kV de Baixada Fluminense resultou em pequenas reduções nas correntes de curto-circuito da rede em 138 kV, com exceção de Nova Iguaçu, com um decréscimo de cerca de 3,5 kA.

**Tabela 8-25 - Variações com a migração da Seropédica para Baixada Fluminense 500 kV**

Variação nos NCCs (kA) - 500 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	0,8	0,9	1,0
Grajaú	0,0	0,0	0,1
Nova Iguaçu	0,0	-0,4	-0,2
São José	0,0	-0,1	0,0
Zona Oeste	0,0	0,0	0,0

**Tabela 8-26 - Variações com a migração da Seropédica para Baixada Fluminense 500 kV**

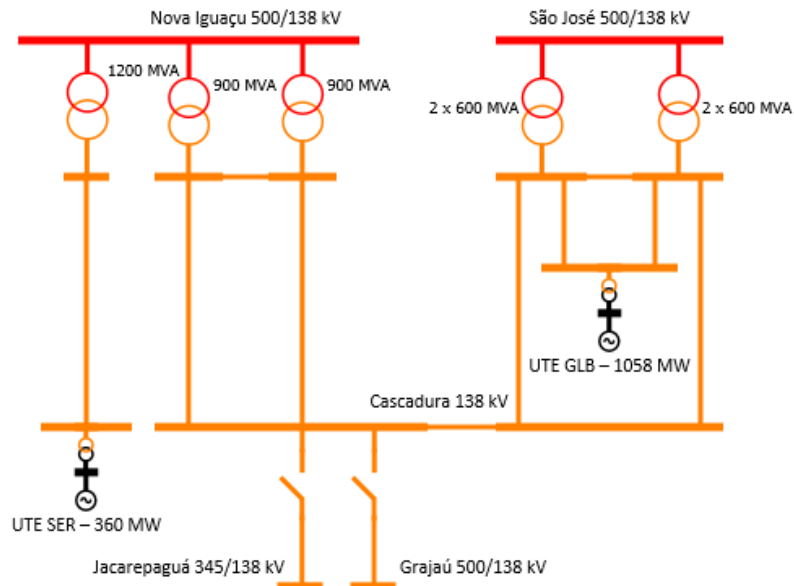
Variação nos NCCs (kA) - 345 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	0,1	0,2	0,2
Jacarepaguá	0,1	0,0	0,0
Nova Iguaçu	0,0	0,0	0,0

**Tabela 8-27 - Variações com a migração da Seropédica para Baixada Fluminense 500 kV**

Variação nos NCCs (kA) - 138 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	0,1	0,0	0,1
Cascadura	-0,5	-0,3	-0,5
Grajaú	0,2	0,1	0,2
Jacarepaguá	0,1	0,1	0,0
Nova Iguaçu	-3,4	-3,6	-3,6
São José	-0,3	-0,3	-0,2
Zona Oeste	0,0	0,0	0,0

### 8.1.2.2 UTE Seropédica em Nova Iguaçu 500 kV

Com exceção de Baixada Fluminense, a subestação de Rede Básica mais próxima da UTE Seropédica é Nova Iguaçu, localizada há cerca de 12 km da usina. Por esse motivo, devido à proximidade física entre a usina e a SE, foram feitas simulações considerando a migração da UTE Seropédica para Nova Iguaçu 500 kV.



**Figura 8-8 - Migração da UTE Seropédica para Nova Iguaçu 500 kV**

As próximas tabelas apresentam os NCCs simulados para o ano de 2024, considerando a migração da UTE Seropédica para Nova Iguaçu 500 kV:

**Tabela 8-28 - Níveis de curto-circuito com a UTE Seropédica em Nova Iguaçu 500 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	33,9	31,1	33,4	40,0
Grajau	21,6	21,7	21,8	31,5
Nova Iguaçu	37,9	36,9	38,0	63,0
São José	28,1	23,4	27,1	40,0
Zona Oeste	22,7	18,1	22,0	63,0

**Tabela 8-29 - Níveis de curto-circuito com a UTE Seropédica em Nova Iguaçu 500 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F	Capacidade
Adrianópolis	30,1	29,4	30,0	40,0
Jacarepaguá	19,7	16,5	18,8	25,0
Nova Iguaçu	23,4	21,4	22,9	50,0

**Tabela 8-30 - Níveis de curto-circuito com a UTE Seropédica em Nova Iguaçu 500 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	30,6	34,3	33,1	37,0
Cascadura	46,6	30,8	42,5	63,0
Grajaú	52,6	55,0	54,1	63,0
Jacarepaguá	45,9	45,2	45,9	63,0
Nova Iguaçu	69,8	67,9	69,3	63,0
São José	68,3	62,9	67,1	50,0
Zona Oeste	50,2	45,3	49,6	63,0

As simulações indicaram pequenas reduções nas correntes de curto-circuito da região após alteração da conexão da UTE Seropédica para a barra em 500 kV de Nova Iguaçu. Com exceção de Nova Iguaçu 138 kV, nenhum barramento teve seus NCCs reduzidos em mais de 1 kA.

**Tabela 8-31 - Variações com a migração da Seropédica para Nova Iguaçu 500 kV**

Variação nos NCCs (kA) - 500 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	0,3	0,4	0,4
Grajaú	0,1	0,1	0,2
Nova Iguaçu	0,7	1,5	0,9
São José	0,2	0,4	0,2
Zona Oeste	0,1	0,2	0,2

**Tabela 8-32 - Variações com a migração da Seropédica para Nova Iguaçu 345 kV**

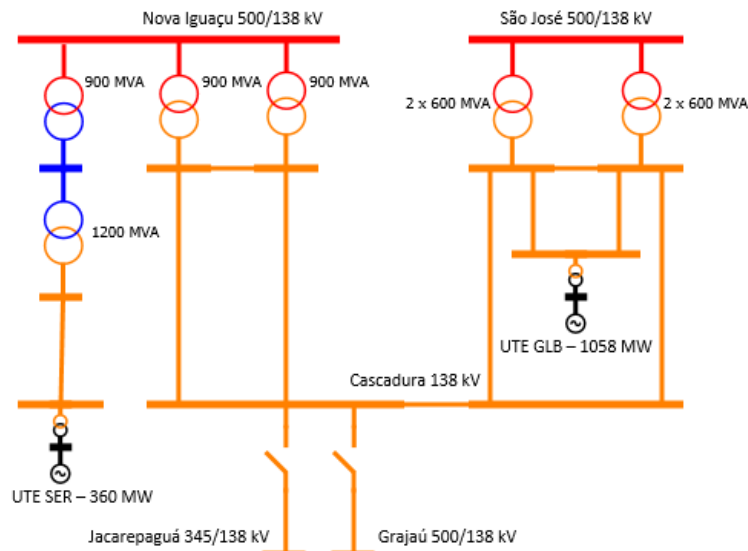
Variação nos NCCs (kA) - 345 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	0,1	0,2	0,2
Jacarepaguá	0,1	0,0	0,0
Nova Iguaçu	0,1	0,2	0,1

**Tabela 8-33 - Variações com a migração da Seropédica para Nova Iguaçu 138 kV**

Variação nos NCCs (kA) - 138 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	0,1	0,0	0,1
Cascadura	-0,4	-0,1	-0,4
Grajaú	0,2	0,1	0,2
Jacarepaguá	0,2	0,1	0,1
Nova Iguaçu	-2,9	-2,4	-2,9
São José	-0,1	0,3	0,0
Zona Oeste	0,1	0,2	0,2

**8.1.2.3 UTE Seropédica em Nova Iguaçu 345 kV**

Uma vez que a alternativa de migração da UTE Seropédica para Nova Iguaçu 500 kV se mostrou pouco eficaz para redução dos NCCs de Nova Iguaçu e região, foi simulada a conexão da UTE no barramento em 345 kV da mesma SE. Essa configuração, por considerar a impedância de um transformador adicional, pode apresentar resultados levemente superior.



**Figura 8-9 - Migração da UTE Seropédica para Nova Iguaçu 345 kV**

As tabelas a seguir apresentam os NCCs simulados para o ano de 2024, considerando a UTE Seropédica conectada em Nova Iguaçu 345 kV:

**Tabela 8-34 - Níveis de curto-circuito com a UTE Seropédica em Nova Iguaçu 345 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	33,8	31,0	33,3	40,0
Grajaú	21,5	21,6	21,7	31,5
Nova Iguaçu	37,3	35,7	37,1	63,0
São José	27,9	23,1	26,9	40,0
Zona Oeste	22,6	18,0	21,9	63,0

**Tabela 8-35 - Níveis de curto-circuito com a UTE Seropédica em Nova Iguaçu 345 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	30,9	30,0	30,8	40,0
Jacarepaguá	20,2	16,9	19,3	25,0
Nova Iguaçu	25,3	24,7	25,3	50,0

**Tabela 8-36 - Níveis de curto-circuito com a UTE Seropédica em Nova Iguaçu 345 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	30,8	34,5	33,3	37,0
Cascadura	46,5	30,7	42,4	63,0
Grajaú	52,5	55,0	54,1	63,0
Jacarepaguá	46,3	45,7	46,4	63,0
Nova Iguaçu	69,4	67,0	68,7	63,0
São José	68,1	62,5	66,9	50,0
Zona Oeste	50,3	45,3	49,6	63,0

Assim como na alternativa anterior, as simulações indicaram pequenas reduções nas correntes de curto-circuito do sistema em 138 kV da região após alteração da conexão da UTE Seropédica para a barra em 500 kV de Nova Iguaçu. A principal redução verificada foi notada em Nova Iguaçu 138 kV, superando 3 kA.

**Tabela 8-37 - Variações com a migração da Seropédica para Nova Iguaçu 345 kV**

Variação nos NCCs (kA) - 500 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	0,2	0,3	0,3
Grajaú	0,0	0,0	0,1
Nova Iguaçu	0,1	0,3	0,0
São José	0,0	0,1	0,0
Zona Oeste	0,0	0,1	0,1

**Tabela 8-38 - Variações com a migração da Seropédica para Nova Iguaçu 345 kV**

Variação nos NCCs (kA) - 345 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	0,9	0,8	1,0
Jacarepaguá	0,6	0,4	0,5
Nova Iguaçu	2,0	3,5	2,5

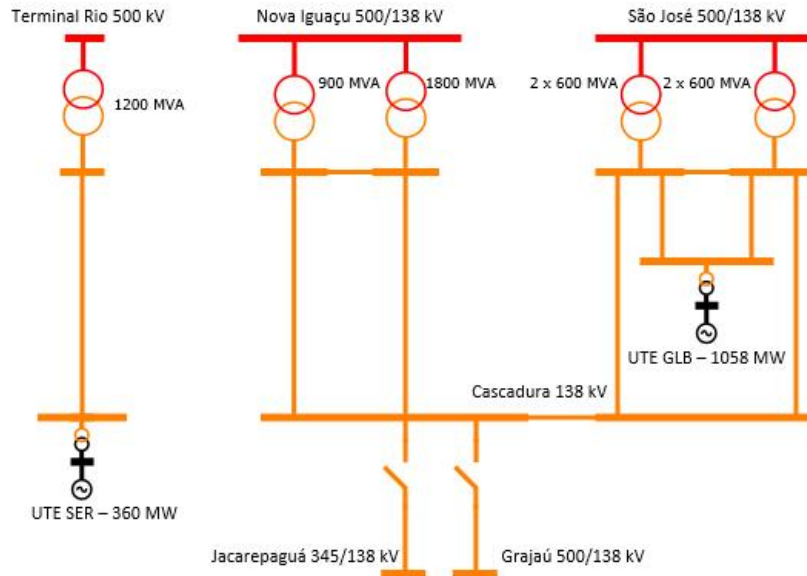
**Tabela 8-39 - Variações com a migração da Seropédica para Nova Iguaçu 345 kV**

Variação nos NCCs (kA) - 138 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	0,3	0,2	0,3
Cascadura	-0,5	-0,2	-0,5
Grajaú	0,1	0,1	0,2
Jacarepaguá	0,6	0,6	0,6
Nova Iguaçu	-3,3	-3,3	-3,5
São José	-0,3	-0,1	-0,2
Zona Oeste	0,2	0,2	0,2

#### 8.1.2.4 UTE Seropédica em Terminal Rio 500 kV

Ainda nas proximidades da UTE Seropédica, a SE Terminal Rio está localizada a cerca de 14 km da usina, sendo considerada uma alternativa viável para conexão de Seropédica.

A SE Terminal Rio é parte do sistema de escoamento de transmissão da energia gerada em Belo Monte e nessa alternativa, a UTE Seropédica se conecta em seu barramento em 500 kV.



**Figura 8-10 - Migração da UTE Seropédica para Terminal Rio 500 kV**

**Tabela 8-40 - Níveis de curto-circuito com a UTE Seropédica em Terminal Rio 500 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	34,0	31,3	33,5	40,0
Grajaú	21,5	21,6	21,7	31,5
Nova Iguaçu	37,3	35,5	37,2	63,0
São José	27,9	23,0	26,9	40,0
Zona Oeste	22,6	17,9	21,9	63,0

**Tabela 8-41 - Níveis de curto-circuito com a UTE Seropédica em Terminal Rio 500 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	30,1	29,3	30,0	40,0
Jacarepaguá	19,7	16,5	18,8	25,0
Nova Iguaçu	23,3	21,3	22,8	50,0

**Tabela 8-42 - Níveis de curto-circuito com a UTE Seropédica em Terminal Rio 500 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	30,6	34,2	33,0	37,0
Cascadura	46,5	30,7	42,4	63,0
Grajaú	52,5	54,9	54,0	63,0
Jacarepaguá	45,8	45,2	45,8	63,0
Nova Iguaçu	69,4	66,9	68,8	63,0
São José	68,1	62,4	66,9	50,0
Zona Oeste	50,1	45,1	49,5	63,0

Essa alternativa também resultou em pequenas reduções nas correntes de curto-circuito do sistema em 138 kV da região.

**Tabela 8-43 - Variações com a migração da Seropédica para Terminal Rio 500 kV**

Variação nos NCCs (kA) - 500 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	0,4	0,6	0,5
Grajaú	0,0	0,0	0,1
Nova Iguaçu	0,1	0,1	0,1
São José	0,0	0,0	0,0
Zona Oeste	0,0	0,0	0,1

**Tabela 8-44 - Variações com a migração da Seropédica para Terminal Rio 500 kV**

Variação nos NCCs (kA) - 345 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	0,1	0,1	0,2
Jacarepaguá	0,1	0,0	0,0
Nova Iguaçu	0,0	0,1	0,0

**Tabela 8-45 - Variações com a migração da Seropédica para Terminal Rio 500 kV**

Subestação	Variação nos NCCs (kA) - 138 kV		
	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	0,1	-0,1	0,0
Cascadura	-0,5	-0,2	-0,5
Grajaú	0,1	0,0	0,1
Jacarepaguá	0,1	0,1	0,0
Nova Iguaçu	-3,3	-3,4	-3,4
São José	-0,3	-0,2	-0,2
Zona Oeste	0,0	0,0	0,1

### 8.1.2.5 Definição sobre Seropédica

As simulações de alteração do ponto de conexão da UTE Seropédica para as barras de alta tensão da região não apresentaram resultados satisfatórios. Todas as alternativas simuladas provocaram reduções da ordem de 3 kA nos NCCs de Nova Iguaçu 138 kV.

Esses valores são considerados baixos e não reduzem as correntes de curto-circuito para valores inferiores à capacidade de interrupção nominal de seus equipamentos. Por esse motivo, em um primeiro momento, a migração da UTE Seropédica para barramentos de alta tensão foi abandonada. Além disso, com exceção da migração para Baixada Fluminense 500 kV, qualquer alternativa de migração da usina provocaria a necessidade de construção de LTs em regiões densamente povoadas, envolvendo grandes dificuldades socioambientais para sua implantação.

## 8.2 Uso de reatores limitadores de curto-circuito

Conforme apresentado no capítulo anterior, as análises sobre alteração do ponto de conexão de usinas não identificaram soluções capazes de reduzir os NCCs da região de Nova Iguaçu 138 kV a valores confortáveis.

Além disso, no horizonte final das simulações, São José 138 kV apresenta NCCs muito próximos dos 63 kA, valor máximo de suportabilidade de corrente atualmente encontrado.

Por esses motivos, serão avaliadas soluções que considerem uso de equipamentos limitadores de corrente de curto-circuito, como reatores.

Nos próximos itens a reatância será sempre informada na base de potência do sistema, 100 MVA e na base de tensão a qual os equipamentos serão simulados.

### 8.2.1 Reatores limitadores em São José

A alteração da conexão da UTE Termorio para o barramento em 500 kV de São José e a substituição dos equipamentos do pátio em 138 kV da mesma SE não são suficientes para limitar de forma robusta os NCCs da região de São José 138 kV no longo prazo.

Mesmo nos primeiros anos simulados, os NCCs da barra de São José 138 kV supera os 90% da capacidade nominal de interrupção dos equipamentos, indicando pouca margem operacional e necessidade de busca de soluções adicionais.

Nesse contexto, visando redução mais significativa dos NCCs da região, foram feitas simulações considerando a implantação de reatores limitadores de corrente na Subestação São José, de Furnas.

É importante ressaltar que as simulações apresentadas nas próximas análises consideram a migração da UTE Termorio para São José 500 kV, conforme análises anteriores.

#### 8.2.1.1 Reatores limitadores entre barramentos em 138 kV

Atualmente, as Instruções de Operação do ONS determinam a abertura das semi-barras de São José 138 kV independentemente do número de unidades geradoras na UTE Termorio. Nessa situação, os quatro bancos de transformadores são divididos entre as duas barras, ficando dois bancos em cada lado do pátio em 138 kV.

Essa solução é bastante eficiente para redução dos NCCs, pois a abertura do barramento representa uma impedância infinita entre as semi-barras da SE, eliminando a interligação elétrica direta entre elas e consequente redução das correntes de curto-circuito.

No entanto, o atendimento às cargas é prejudicado pois, em condições de emergência de um dos bancos de transformadores, poderá haver sobrecarga inadmissível no banco remanescente.

O uso de reatores limitadores é uma solução intermediária uma vez que a reatância a ser inserida entre as barras pode ser dimensionada conforme a necessidade de redução de curto-circuito aliada aos seus impactos no fluxo de potência.

##### 8.2.1.1.1 Simulações preliminares

Com o objetivo de avaliar os possíveis impactos decorrentes da implantação de reatores limitadores entre as barras em 138 kV de São José, foram feitas simulações com um reator típico.

Em termos percentuais, o reator simulado tem impedância equivalente de 1%, consideradas a tensão base de 138 kV e potência base de 100 MVA. Esse valor foi adotado por estar próximo percentualmente ao reator entre barras de Tucuruí 500 kV, cuja impedância percentual é de 0,8 %.

$$Z_{base} = \frac{(138 \text{ kV})^2}{100 \text{ MVA}} = 190,44 \ \Omega$$

$$Z_{reator} = 190,44 \cdot 0,01 = 1,9044 \ \Omega$$

A indutância do reator simulado é de 5,05 mH, equivalendo a 1,9044 ohms na frequência nominal do SIN, 60 Hz.

$$Xl = j \cdot 2\pi f \cdot L$$

$$1,9044 \ \Omega = j \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 60 \cdot L$$

$$L = 5,05 \text{ mH}$$

Os resultados das simulações de curto-circuito considerando a implantação desse reator no ano de 2024 estão demonstradas nas tabelas a seguir:

**Tabela 8-46 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores em São José 138 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	33,6	30,7	33,0	40,0
Grajaú	21,5	21,6	21,6	31,5
Nova Iguaçu	37,0	35,3	36,9	63,0
São José	28,2	23,3	27,2	40,0
Zona Oeste	22,5	17,9	21,8	63,0

**Tabela 8-47 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores em São José 138 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	29,9	29,1	29,8	40,0
Jacarepaguá	19,6	16,5	18,7	25,0
Nova Iguaçu	23,2	21,2	22,7	50,0

**Tabela 8-48 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores em São José 138 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	30,4	34,2	32,9	37,0
Cascadura	43,1	29,2	39,5	63,0
Grajaú	52,4	54,8	53,9	63,0
Jacarepaguá	45,7	45,1	45,7	63,0
Nova Iguaçu	71,0	69,2	70,8	63,0
São José	48,8	45,1	47,7	63,0
Zona Oeste	50,0	45,1	49,4	63,0

A inserção dos reatores entre as barras em 138 kV de São José provocou acentuada queda nos NCCs da barra, indicando que a implantação desses equipamentos pode ser uma boa solução para a SE. A próxima tabela demonstra a redução nas correntes de curto-circuito da rede em 138 kV.

**Tabela 8-49 - Variações com a inserção de reatores em São José 138 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	0,0	0,0	0,0
Cascadura	-1,0	-0,5	-0,8
Grajaú	0,0	0,0	0,0
Jacarepaguá	0,0	0,0	0,0
Nova Iguaçu	-0,2	-0,2	-0,2
São José	-9,3	-8,3	-9,3
Zona Oeste	0,0	0,0	0,0

Mesmo quando observado o ano final do horizonte de estudo, a solução continua tendo um desempenho bastante eficiente para redução das correntes de curto-circuito da região de São José 138 kV. A próxima tabela indica os NCCs para o ano de 2033:

**Tabela 8-50 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores em São José 138 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	33,2	36,6	35,3	37,0
Cascadura	45,8	29,9	41,5	63,0
Grajaú	55,5	57,4	57,0	63,0
Jacarepaguá	48,4	46,6	47,9	63,0
Nova Iguaçu	76,5	73,6	76,1	63,0
São José	51,9	46,4	50,6	63,0
Zona Oeste	53,2	47,2	52,1	63,0

8.2.1.1.2 Viabilidade de implantação

Uma vez atestada a significativa redução nos NCCs após instalação de reatores limitadores entre as barras em 138 kV de São José, foi feita consulta de viabilidade de expansão (0083/2019/DEE/EPE) acerca da possibilidade de instalação desses equipamentos na área existente na SE.

Sobre os questionamentos feitos, a transmissora declarou ser inviável a conexão de reator limitador de curto-circuito entre os barramentos em 138 kV de São José devido a interferência com a rede de canaletas e pouco espaço físico disponível. Dessa forma, a alternativa inicialmente foi descartada.

Posteriormente, conforme citado no item 8.2.1.4, a viabilidade física foi reavaliada pela transmissora.

As respostas às consultas de viabilidade de expansão estão no item 16 Anexo.

**8.2.1.2 Reatores limitadores nas LTs 500 kV**

O barramento em 500 kV da SE São José se conecta através de circuitos simples às SEs Adrianópolis e Nova Iguaçu. A inserção de reatores limitadores de curto-circuito nessas LTs tende a reduzir as correntes de curto-circuito nesse barramento e, por consequência, da rede em 138 kV localizada na baixa tensão dos transformadores.

8.2.1.2.1 Dimensionamento dos reatores

O dimensionamento dos reatores a serem simulados nas LTs 500 kV Adrianópolis-São José e Nova Iguaçu-São José foi baseado nos reatores limitadores existentes em Mogi, São Paulo.

A impedância dos reatores inseridos nas LTs 345 kV Mogi-Itapeti é de 9 Ω, equivalente a cerca de 0,75% da impedância, quando consideradas as bases de tensão e potência de 345 kV e 100 MVA respectivamente.

$$Z_{base} = \frac{(345 \text{ kV})^2}{100 \text{ MVA}} = 1190,25 \Omega$$

$$Z_{\text{reator}} (\%) = \frac{9 \Omega}{1190,25 \Omega} \times 100\% = 0,75 \%$$

A indutância dos reatores instalados em Mogi é de 23,87 mH, correspondendo a uma reatância de 9,0 ohms na frequência nominal do SIN, 60 Hz.

$$X_l = j \cdot 2\pi f \cdot L$$

$$9,0 \Omega = j \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 60 \cdot L$$

$$L = 23,87 \text{ mH}$$

Dessa forma, as simulações sobre as possíveis reduções de NCCs em São José terão reatores cujas impedâncias percentuais serão próximas de 0,75%.

A impedância base do sistema em 500 kV é de 2.500 ohms, para potência base de 100 MVA.

$$Z_{\text{base}} = \frac{(500 \text{ kV})^2}{100 \text{ MVA}} = 2.500 \Omega$$

A impedância em ohms equivalente a 0,75% é calculada a seguir:

$$Z_{\text{reator}} = 2500 \cdot 0,0075 = 18,75 \Omega$$

Com o objetivo de envolver diferentes faixas de impedância, os reatores limitadores de curto-circuito considerados nas simulações preliminares serão os seguintes:

- 8  $\Omega$ ;
- 15  $\Omega$ ;
- 25  $\Omega$

Caso nenhum desses valores seja considerado satisfatório, novos valores serão testados.

Outro parâmetro a ser observado quando do dimensionamento de reatores limitadores de curto-circuito em LTs é a queda de tensão causada pela circulação da máxima corrente através dos reatores. De forma geral, devem ser evitados reatores que provoquem grandes quedas de tensão quando inseridos no sistema.

#### 8.2.1.2.2 Reatores Limitadores de 8 $\Omega$

A primeira alternativa a ser simulada considera a inserção de uma reatância indutiva de 8  $\Omega$  em série com as LTs 500 kV Adrianópolis-São José e Nova Iguaçu-São José.

Esse valor representa uma impedância percentual da ordem de apenas 0,32 %, consideradas as bases de potência e tensão de 100 MVA e 500 kV, respectivamente.

$$Xl = j . 2\pi f . L$$

$$8,0 \ \Omega = j . 2 . 3,14 . 60 . L$$

$$L = 21,23 \text{ mH}$$

Conforme demonstrado, a indutância do reator de 8 Ω seria igual a 21,23 mH, para frequência nominal do sistema.

As tabelas a seguir demonstram os NCCs encontrados nas simulações no ano de 2024:

**Tabela 8-51 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 8 Ω nas LTs 500 kV de São José**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	32,8	29,6	32,3	40,0
Grajaú	21,4	21,5	21,6	31,5
Nova Iguaçu	36,5	33,2	36,2	63,0
São José	22,9	18,8	22,0	40,0
Zona Oeste	22,4	17,6	21,6	63,0

**Tabela 8-52 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 8 Ω nas LTs 500 kV de São José**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	29,9	29,0	29,7	40,0
Jacarepaguá	19,6	16,5	18,7	25,0
Nova Iguaçu	23,2	21,0	22,7	50,0

**Tabela 8-53 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 8 Ω nas LTs 500 kV de São José**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	30,4	34,2	32,9	37,0
Cascadura	43,3	29,3	39,6	63,0
Grajaú	52,3	54,8	53,9	63,0
Jacarepaguá	45,7	45,1	45,7	63,0
Nova Iguaçu	71,0	68,2	70,8	63,0
São José	54,4	49,3	52,9	63,0
Zona Oeste	49,9	44,8	49,2	63,0

Os resultados indicam que o barramento em 138 kV de São José passa a operar com alguma margem do ponto de vista das correntes de curto-circuito. O tipo de curto-circuito mais severo para essa barra é o curto trifásico, que chega a 54,4 kA, representando uma margem superior a 8 kA em relação a capacidade nominal de interrupção do barramento.

As próximas tabelas apresentam as reduções decorrentes da implantação dos reatores de 8 Ω nas LTs 500 kV Adrianópolis-São José e Nova Iguaçu-São José.

**Tabela 8-54 - Variações com a inserção de reatores de 8 Ω nas LTs 500 kV de São José**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	-0,8	-1,1	-0,7
Grajaú	-0,1	-0,1	0,0
Nova Iguaçu	-0,6	-2,1	-0,7
São José	-5,3	-4,5	-5,2
Zona Oeste	-0,1	-0,3	-0,2

**Tabela 8-55 - Variações com a inserção de reatores de 8 Ω nas LTs 500 kV de São José**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	0,0	-0,1	-0,1
Jacarepaguá	0,0	0,0	0,0
Nova Iguaçu	0,0	-0,2	0,0

**Tabela 8-56 - Variações com a inserção de reatores de 8 Ω nas LTs 500 kV de São José**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	0,0	0,0	0,0
Cascadura	-0,8	-0,4	-0,7
Grajaú	-0,1	0,0	0,0
Jacarepaguá	0,0	0,0	0,0
Nova Iguaçu	-0,2	-1,2	-0,2
São José	-3,7	-4,1	-4,1
Zona Oeste	-0,1	-0,3	-0,2

Como esperado, são verificadas significativas reduções nas correntes de curto-circuito dos pátios em 500 e 138 kV de São José.

Porém, quando analisado o comportamento do sistema em relação as correntes de curto-circuito no ano final do horizonte analisado, observa-se a tendência de esgotamento da solução uma vez que os NCCs da barra em 138 kV de São José se aproximam dos 63 kA.

**Tabela 8-57 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 8 Ω nas LTs 500 kV de São José**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	34,4	30,7	33,6	40,0
Grajaú	22,1	23,1	23,3	31,5
Nova Iguaçu	38,8	34,7	38,3	63,0
São José	23,7	19,9	23,8	40,0
Zona Oeste	23,5	19,0	23,7	63,0

**Tabela 8-58 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 8 Ω nas LTs 500 kV de São José**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	30,2	31,2	32,2	40,0
Jacarepaguá	20,8	17,1	19,9	25,0
Nova Iguaçu	25,0	22,4	24,3	50,0

**Tabela 8-59 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 8 Ω nas LTs 500 kV de São José**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	33,2	36,6	35,3	37,0
Cascadura	46,0	30,0	41,6	63,0
Grajaú	55,4	57,4	57,0	63,0
Jacarepaguá	48,4	46,6	47,9	63,0
Nova Iguaçu	76,5	72,6	76,1	63,0
São José	58,2	51,1	56,2	63,0
Zona Oeste	53,1	46,9	52,0	63,0

Como observado, em 2033, ano final da análise, os NCCs de São José 138 kV voltam a operar acima de 90% da capacidade nominal de interrupção dos equipamentos. Por esse motivo, considera-se que é uma alternativa de vida útil limitada.

Como a alternativa não se mostrou eficiente para redução dos NCCs no longo prazo, não foram feitas simulações de fluxo de potência.

#### 8.2.1.2.3 Reatores Limitadores de 15 Ω

A segunda alternativa considera a inserção de uma reatância indutiva de 15 Ω em série com as LTs 500 kV Adrianópolis-São José e Nova Iguaçu-São José.

Esse valor é aproximadamente o dobro da reatância anterior e representa uma impedância percentual da ordem de 0,60 %, consideradas as bases de potência e tensão de 100 MVA e 500 kV, respectivamente.

$$Xl = j . 2\pi f . L$$

$$15,0 \varnothing = j . 2 . 3,14 . 60 . L$$

$$L = 39,81 \text{ mH}$$

Conforme demonstrado, a indutância do reator de 15 Ω seria igual a 39,81 mH, para frequência de 60 Hz.

As tabelas a seguir demonstram os NCCs encontrados nas simulações no ano de 2024:

**Tabela 8-60 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 15 Ω nas LTs 500 kV de São José**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	32,5	29,2	31,9	40,0
Grajaú	21,4	21,5	21,5	31,5
Nova Iguaçu	36,3	32,7	35,9	63,0
São José	20,1	17,1	19,4	40,0
Zona Oeste	22,3	17,6	21,6	63,0

**Tabela 8-61 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 15 Ω nas LTs 500 kV de São José**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	29,8	29,0	29,7	40,0
Jacarepaguá	19,6	16,5	18,7	25,0
Nova Iguaçu	23,1	21,0	22,7	50,0

**Tabela 8-62 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 15 Ω nas LTs 500 kV de São José**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	30,4	34,2	32,9	37,0
Cascadura	42,7	29,0	39,1	63,0
Grajaú	52,3	54,8	53,8	63,0
Jacarepaguá	45,6	45,0	45,7	63,0
Nova Iguaçu	70,9	68,0	70,7	63,0
São José	52,0	47,4	50,5	63,0
Zona Oeste	49,9	44,8	49,2	63,0

O aumento da reatância inserida nas LTs 500 kV Adrianópolis-São José e Nova Iguaçu-São José contribui para uma redução ainda maior dos NCCs no barramento em 138 kV de São José. O curto-circuito trifásico, considerado o mais severo para essa barra atinge o valor de 52,0 kA, mais de 2 kA inferior aos níveis encontrados quando da utilização de reatores de 8 Ω.

As próximas tabelas apresentam as reduções decorrentes da implantação dos reatores de 15 Ω nas LTs 500 kV Adrianópolis-São José e Nova Iguaçu-São José.

**Tabela 8-63 - Variações com a inserção de reatores de 15 Ω nas LTs 500 kV de São José**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	-1,1	-1,5	-1,1
Grajaú	-0,1	-0,1	-0,1
Nova Iguaçu	-0,8	-2,6	-1,0
São José	-8,1	-6,2	-7,8
Zona Oeste	-0,2	-0,3	-0,2

**Tabela 8-64 - Variações com a inserção de reatores de 15 Ω nas LTs 500 kV de São José**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	-0,1	-0,1	-0,1
Jacarepaguá	0,0	0,0	0,0
Nova Iguaçu	-0,1	-0,2	0,0

**Tabela 8-65 - Variações com a inserção de reatores de 15 Ω nas LTs 500 kV de São José**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	0,0	0,0	0,0
Cascadura	-1,4	-0,7	-1,2
Grajaú	-0,1	0,0	-0,1
Jacarepaguá	-0,1	-0,1	0,0
Nova Iguaçu	-0,3	-1,4	-0,3
São José	-6,1	-6,0	-6,5
Zona Oeste	-0,1	-0,3	-0,2

Conforme esperado, as reduções nas correntes de curto-circuito dos pátios em 500 e 138 kV de São José são acentuadas. Além disso, com a entrada dos reatores de 15 Ω, os barramentos de Adrianópolis 500 kV e Cascadura 138 kV passam a observar reduções acima de 1 kA.

A análise de longo prazo, indica que no ano de 2033 o NCC de São José estará em 55,2 kA, representando uma redução de 3 kA em relação à opção anterior.

**Tabela 8-66 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 15 Ω nas LTs 500 kV de São José**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	34,0	30,3	33,2	40,0
Grajaú	22,1	23,0	23,3	31,5
Nova Iguaçu	38,6	34,2	38,0	63,0
São José	21,7	18,0	20,9	40,0
Zona Oeste	23,5	18,9	23,7	63,0

**Tabela 8-67 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 15 Ω nas LTs 500 kV de São José**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	30,2	31,2	32,1	40,0
Jacarepaguá	20,8	17,1	19,9	25,0
Nova Iguaçu	25,0	22,3	24,3	50,0

**Tabela 8-68 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 15 Ω nas LTs 500 kV de São José**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	33,2	36,6	35,3	37,0
Cascadura	45,2	29,7	41,0	63,0
Grajaú	55,4	57,4	57,0	63,0
Jacarepaguá	48,4	46,6	47,9	63,0
Nova Iguaçu	76,4	72,3	75,9	63,0
São José	55,2	48,6	53,5	63,0
Zona Oeste	53,1	46,9	51,9	63,0

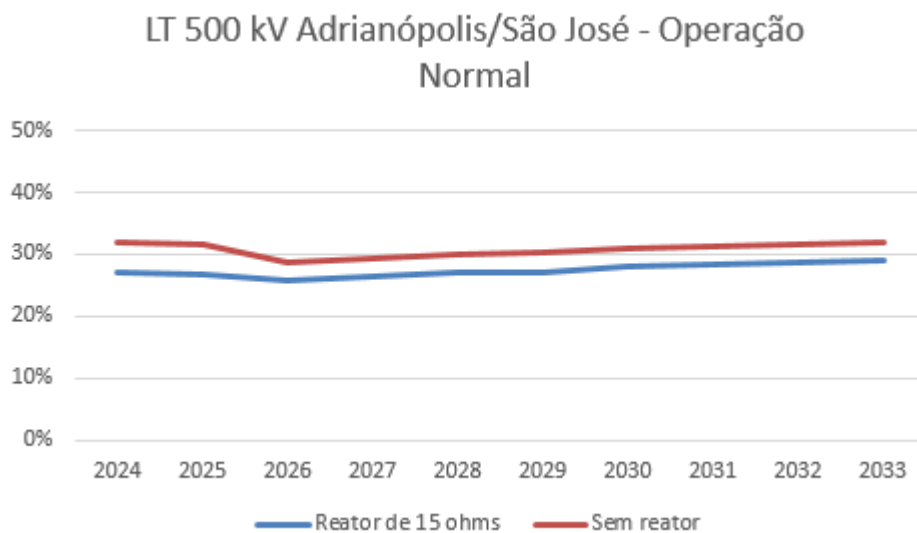
### 8.2.1.2.3.1 Fluxo de potência

A inserção dos reatores limitadores de correntes de curto-circuito em série com as LTs 500 kV Adrianópolis-São José e Nova Iguaçu-São José provoca alterações nos fluxos de potência das LTs da região.

Com o objetivo de identificar os impactos decorrentes da implantação desses equipamentos foram comparados os fluxos nos circuitos da região antes e depois da inserção dos reatores.

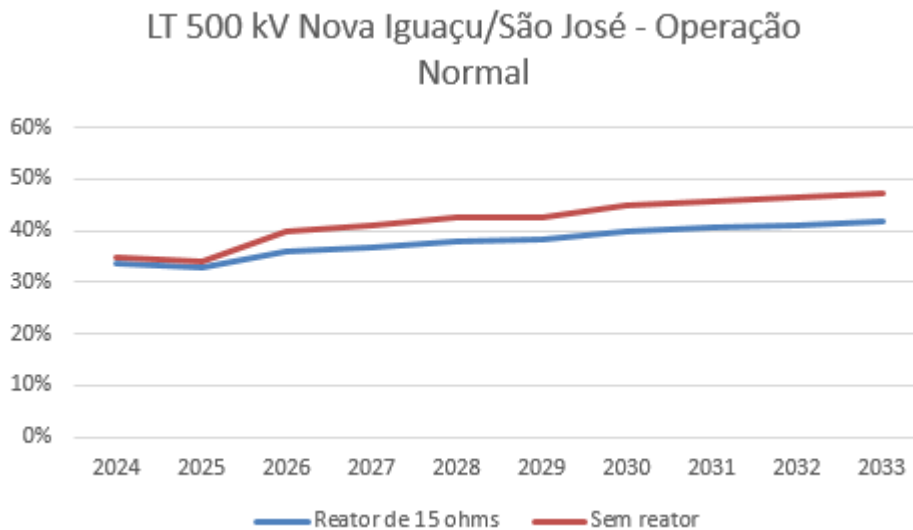
Para essa análise, foi usado o caso de fluxo de potência considerado crítico para a rede local, caracterizado por elevada geração hidráulica no subsistema Norte, patamar de carga pesada e baixo despacho de usinas termelétricas.

As principais variações estão ilustradas nas tabelas a seguir:



**Figura 8-11 - Carregamento da LT 500 kV Adrianópolis/São José em Operação Normal (%)**

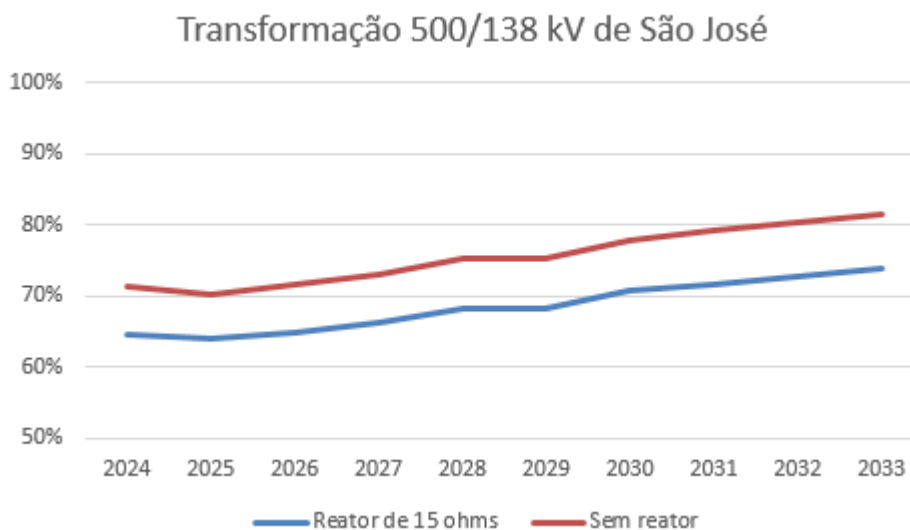
A inserção dos reatores de 15 Ω nas LTs conectadas em São José 500 kV proporciona redução no carregamento percentual da LT 500 kV Adrianópolis-São José de 3 a 5%. Quando considerado o horizonte 2024-2033, os maiores carregamentos da LT chegam a 30 %, valor bastante confortável.



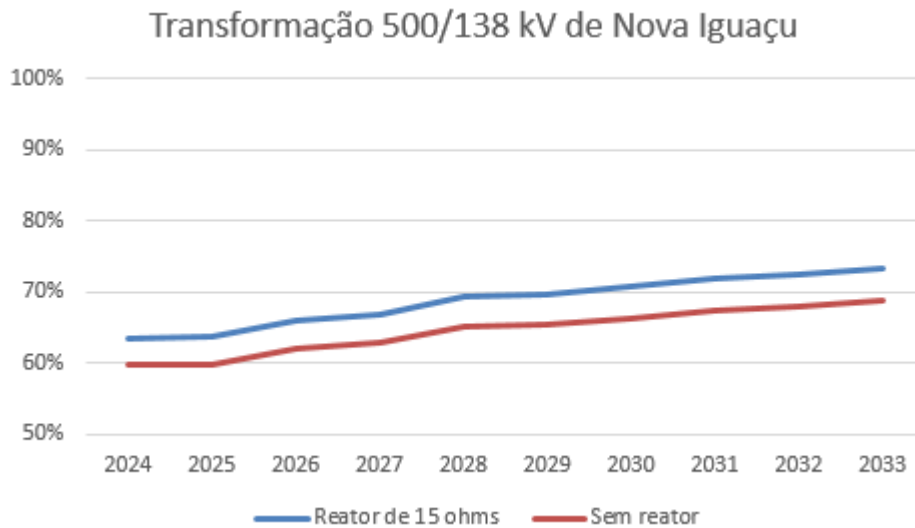
**Figura 8-12 - Carregamento da LT 500 kV Nova Iguaçu/São José em Operação Normal (%)**

A inserção dos reatores de 15 Ω nas LTs conectadas em São José 500 kV proporciona redução no carregamento percentual da LT Nova Iguaçu-São José de 1 a 5%. Quando considerado o horizonte 2024-2033, os maiores carregamentos da LT chegam a 50 %, valor bastante confortável também.

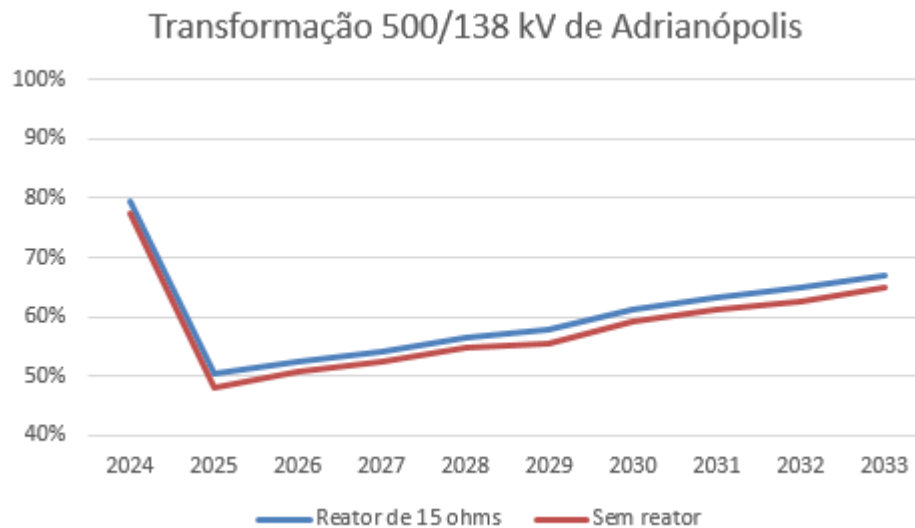
Em relação aos bancos de transformadores, a redução do fluxo de potência que chega em São José provoca natural redução no carregamento dos bancos de transformadores 500/138 kV dessa SE. Ao mesmo tempo, verifica-se aumento no carregamento da transformação 500/138 kV de Nova Iguaçu e, em menor escala, em Adrianópolis 345/138 kV.



**Figura 8-13 - Carregamento da transformação 500/138 kV de São José - Operação Normal**



**Figura 8-14 - Carregamento da transformação 500/138 kV de Nova Iguaçu - Operação Normal**



**Figura 8-15 - Carregamento da transformação 345/138 kV de Adrianópolis - Operação Normal**

As figuras anteriores indicam que a redução de carga que deixa de ser atendida pelos bancos de São José, passa a ser suprida pelas transformações de fronteira de Nova Iguaçu e Adrianópolis.

#### 8.2.1.2.3.2 Controle de tensão

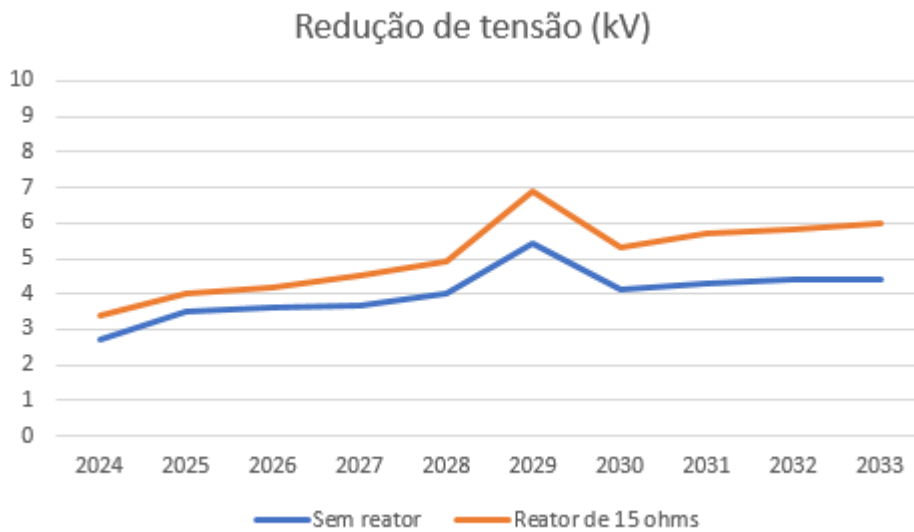
Em condição normal de operação, a entrada dos reatores limitadores de 15 ohms provoca poucas variações nas tensões dos barramentos da região.

Quando analisados os níveis de tensão nas barras da região, no ano de 2033 e no cenário de baixo despacho térmico, verifica-se redução da ordem de 1,5 kV em Nova Iguaçu e São José 500 kV e de cerca de 1 kV em Adrianópolis 500 kV.

Os pátios em 345 kV de Adrianópolis e Nova Iguaçu tem suas tensões reduzidas em aproximadamente 1 kV e os barramentos em 138 kV apresentam reduções inferiores a 0,5 kV.

A inserção de reatância nas LTs 500 kV Adrianópolis-São José e Nova Iguaçu-São José provoca redistribuição dos fluxos entre os demais circuitos da Rede de transmissão, causando redução de carregamento nas LTs com reatores série e justificando as pequenas variações de tensão encontradas.

As análises indicaram que do ponto de vista de suporte de tensão, a contingência mais crítica para a São José é a perda da LT 500 kV Adrianópolis-São José. Quando dessa emergência, as quedas de tensão se tornam mais acentuadas, conforme gráfico a seguir:



**Figura 8-16 - Reduções de tensão em São José 500 kV após perda da LT 500 kV Adrianópolis/São José**

O gráfico aponta leve aumento nas quedas de tensão em São José 500 kV após ocorrência de perda da LT 500 kV Adrianópolis-São José e inserção dos reatores limitadores de 15 ohms. Nos piores casos a queda de tensão aumenta em cerca de 1,5 kV.

#### 8.2.1.2.4 Reatores Limitadores de 25 Ω

A terceira alternativa considera a inserção de uma reatância indutiva de 25 Ω em série com as LTs 500 kV Adrianópolis-São José e Nova Iguaçu-São José.

Esse valor representa uma impedância percentual da ordem de 1,0 %, consideradas as bases de potência e tensão de 100 MVA e 500 kV, respectivamente.

$$Xl = j . 2\pi f . L$$

$$25,0 \ \Omega = j . 2 . 3,14 . 60 . L$$

$$L = 66,35 \text{ mH}$$

Conforme demonstrado, a indutância do reator de 25 Ω seria igual a 66,35 mH, para frequência de 60 Hz.

**Tabela 8-69 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 25  $\Omega$  nas LTs 500 kV de São José**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3 $\Phi$	Curto 1 $\Phi$	Curto 2 $\Phi$	Capacidade
Adrianópolis	32,2	28,8	31,5	40,0
Grajaú	21,4	21,5	21,5	31,5
Nova Iguaçu	36,0	32,4	35,7	63,0
São José	17,5	15,4	17,1	40,0
Zona Oeste	22,3	17,5	21,5	63,0

**Tabela 8-70 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 25  $\Omega$  nas LTs 500 kV de São José**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3 $\Phi$	Curto 1 $\Phi$	Curto 2 $\Phi$	Capacidade
Adrianópolis	29,8	28,9	29,6	40,0
Jacarepaguá	19,6	16,5	18,7	25,0
Nova Iguaçu	23,2	21,0	22,7	50,0

**Tabela 8-71 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 25  $\Omega$  nas LTs 500 kV de São José**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV				
Subestação	Curto 3 $\Phi$	Curto 1 $\Phi$	Curto 2 $\Phi$	Capacidade
Adrianópolis	30,4	34,1	32,8	37,0
Cascadura	42,0	28,7	38,4	63,0
Grajaú	52,3	54,7	53,8	63,0
Jacarepaguá	45,6	45,0	45,7	63,0
Nova Iguaçu	70,8	67,7	70,6	63,0
São José	49,2	45,1	47,8	63,0
Zona Oeste	49,8	44,7	49,1	63,0

Mais uma vez, o aumento da reatância inserida nas LTs 500 kV Adrianópolis-São José e Nova Iguaçu-São José contribuiu para redução nos NCCs do barramento em 138 kV de São José. O curto-circuito trifásico, considerado o mais severo para essa barra atinge o valor de 49,2 kA, quase 3 kA a menos que os níveis obtidos para a simulação com reatores de 15  $\Omega$ .

As próximas tabelas apresentam as reduções decorrentes da implantação dos reatores de 25  $\Omega$  nas LTs 500 kV Adrianópolis-São José e Nova Iguaçu-São José.

**Tabela 8-72 - Variações com a inserção de reatores de 25 Ω nas LTs 500 kV de São José**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	-1,4	-1,9	-1,5
Grajaú	-0,1	-0,1	-0,1
Nova Iguaçu	-1,1	-2,9	-1,2
São José	-10,7	-7,9	-10,1
Zona Oeste	-0,2	-0,4	-0,3

**Tabela 8-73 - Variações com a inserção de reatores de 25 Ω nas LTs 500 kV de São José**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	-0,1	-0,2	-0,2
Jacarepaguá	0,0	0,0	0,0
Nova Iguaçu	0,0	-0,2	0,0

**Tabela 8-74 - Variações com a inserção de reatores de 25 Ω nas LTs 500 kV de São José**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV			
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F
Adrianópolis	0,0	-0,1	-0,1
Cascadura	-2,1	-1,0	-1,9
Grajaú	-0,1	-0,1	-0,1
Jacarepaguá	-0,1	-0,1	0,0
Nova Iguaçu	-0,4	-1,7	-0,4
São José	-8,9	-8,3	-9,2
Zona Oeste	-0,2	-0,4	-0,3

Conforme esperado, as reduções nas correntes de curto-circuito dos pátios em 500 e 138 kV de São José são acentuadas ainda mais. Além disso, com a entrada dos reatores de 25 Ω, os barramentos de Adrianópolis 500 kV e Cascadura 138 kV chegam a observar reduções próximas a 2,0 kA.

A análise de longo prazo, indica que no ano de 2033 o NCC de São José estará em 52,2 kA, representando uma redução de 3 kA em relação à opção anterior.

**Tabela 8-75 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 25 Ω nas LTs 500 kV de São José**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	33,6	29,9	32,8	40,0
Grajaú	22,0	23,0	23,3	31,5
Nova Iguaçu	38,3	33,8	37,7	63,0
São José	18,8	16,0	18,1	40,0
Zona Oeste	23,4	18,9	23,6	63,0

**Tabela 8-76 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 25 Ω nas LTs 500 kV de São José**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	30,2	31,1	32,1	40,0
Jacarepaguá	20,8	17,1	19,9	25,0
Nova Iguaçu	25,0	22,3	24,3	50,0

**Tabela 8-77 -- Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 25 Ω nas LTs 500 kV de São José**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	33,2	36,6	35,3	37,0
Cascadura	44,4	29,4	40,3	63,0
Grajaú	55,4	57,3	56,9	63,0
Jacarepaguá	48,4	46,6	47,9	63,0
Nova Iguaçu	76,3	72,0	75,8	63,0
São José	52,2	46,3	50,5	63,0
Zona Oeste	53,1	46,8	51,9	63,0

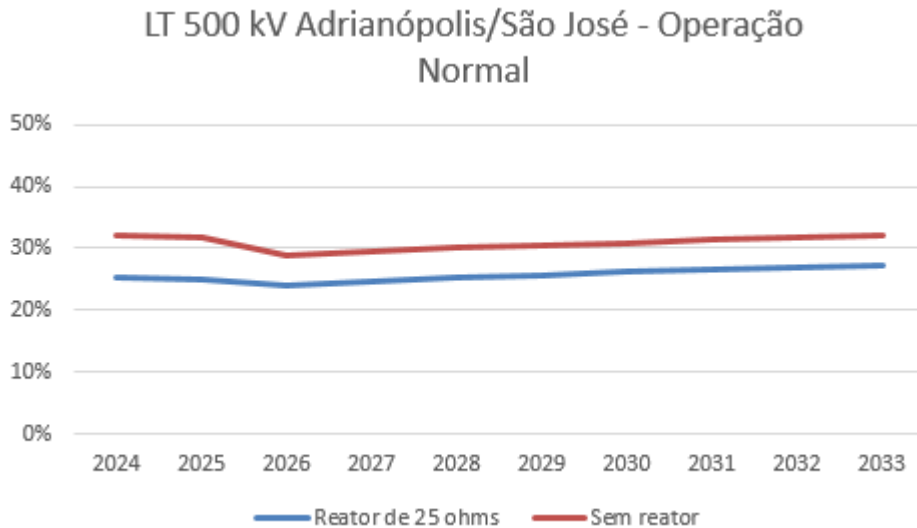
#### 8.2.1.2.4.1 Fluxo de potência

A inserção de reatores limitadores de correntes de curto-circuito de 25 Ω em série com as LTs 500 kV Adrianópolis-São José e Nova Iguaçu-São José provoca alterações ainda mais significativas nos fluxos de potência das LTs da região.

Assim como na alternativa de 15 Ω, foram comparados os fluxos nos circuitos da região antes e depois da inserção dos reatores. Também foi usado o caso de fluxo de potência caracterizado por elevada

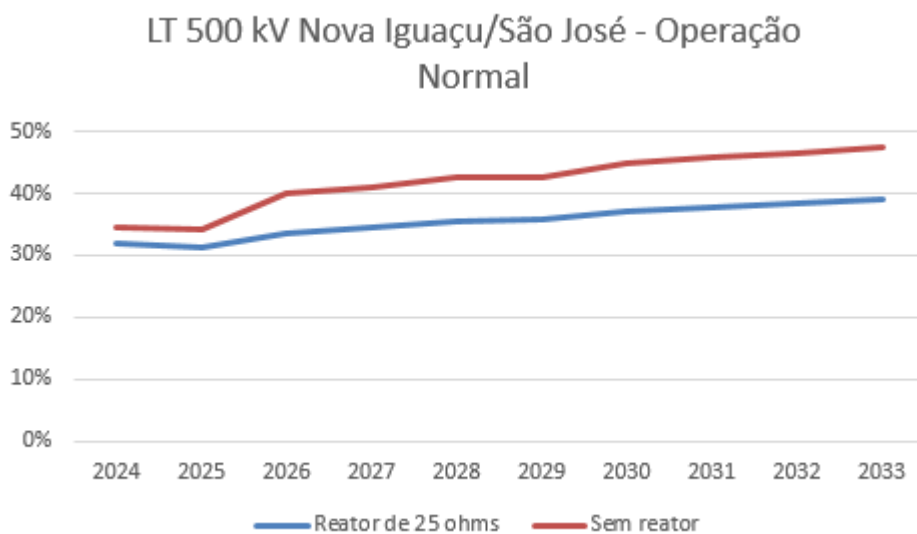
geração hidráulica no subsistema Norte, patamar de carga pesada e baixo despacho de usinas termelétricas.

As principais variações estão ilustradas nas tabelas a seguir:



**Figura 8-17 - Carregamento da LT 500 kV Adrianópolis/São José em Operação Normal (%)**

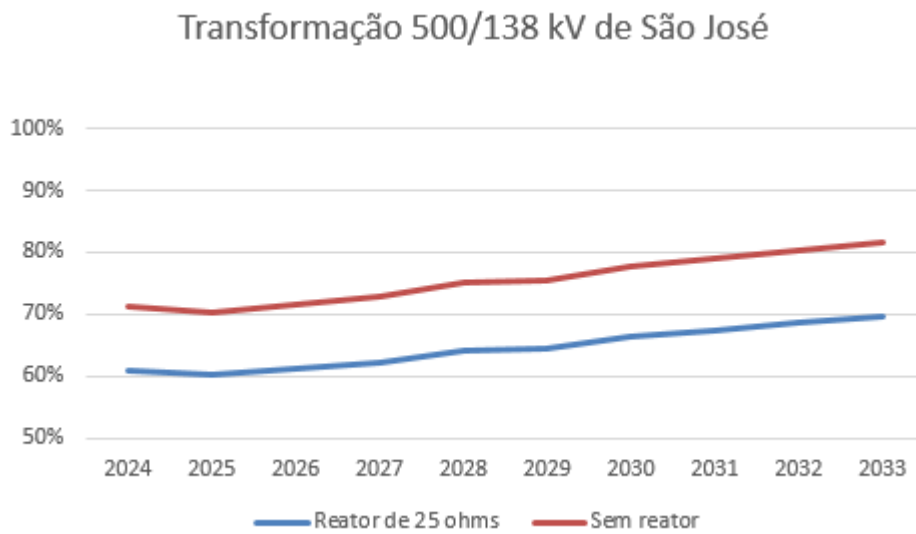
A inserção dos reatores de 25 Ω nas LTs conectadas em São José 500 kV proporciona redução no carregamento percentual da LT Adrianópolis-São José de 5 a 7%. Quando considerado o horizonte 2024-2033, os maiores carregamentos da LT ficam abaixo de 30 %, valor bastante confortável.



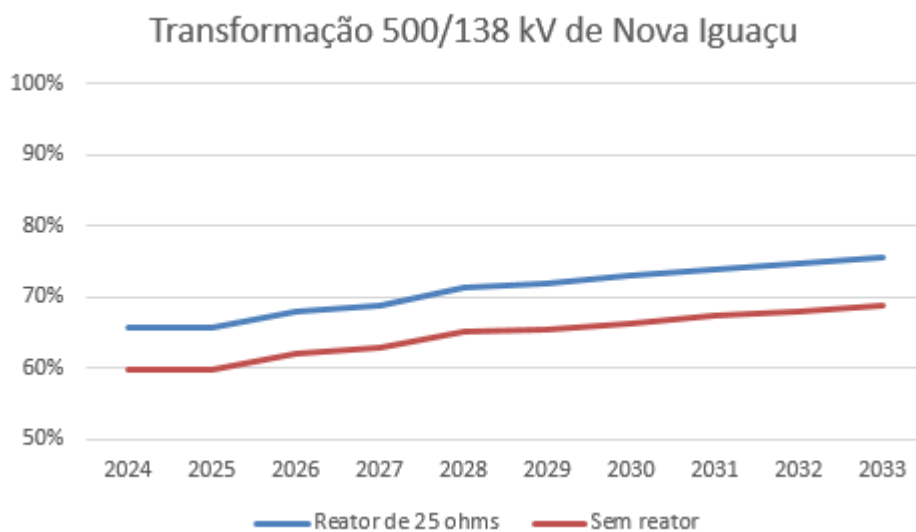
**Figura 8-18 - Carregamento da LT 500 kV Nova Iguaçu/São José em Operação Normal (%)**

O aumento do valor da reatância em série com as LTs em 500 kV de São José de 15 para 25 Ω acentua as reduções no carregamento percentual da LT Nova Iguaçu-São José de 3 a 8%. Quando considerado o horizonte 2024-2033, os maiores carregamentos da LT chegam a 40 %, valor bastante confortável também.

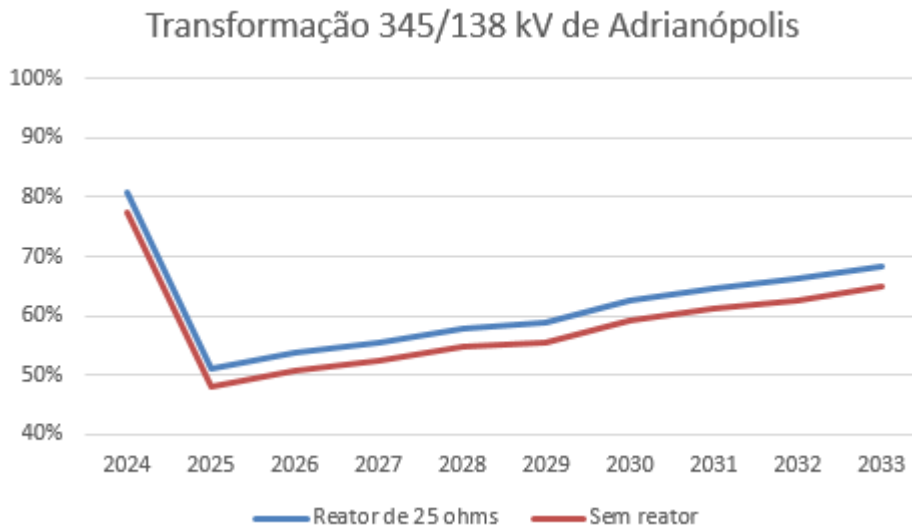
Em relação aos bancos de transformadores, o aumento dos reatores para 25 Ω também acentua a variação dos fluxos de potência das transformações de São José 500/138 kV, Nova Iguaçu 500/138 kV e Adrianópolis 345/138 kV.



**Figura 8-19 - Carregamento da transformação 500/138 kV de São José - Operação Normal**



**Figura 8-20 - Carregamento da transformação 500/138 kV de Nova Iguaçu - Operação Normal**



**Figura 8-21 - Carregamento da transformação 500/138 kV de Adrianópolis - Operação Normal**

As figuras anteriores confirmam a troca de carga entre as Subestações de São José, Nova Iguaçu e Adrianópolis.

#### 8.2.1.2.4.2 Controle de tensão

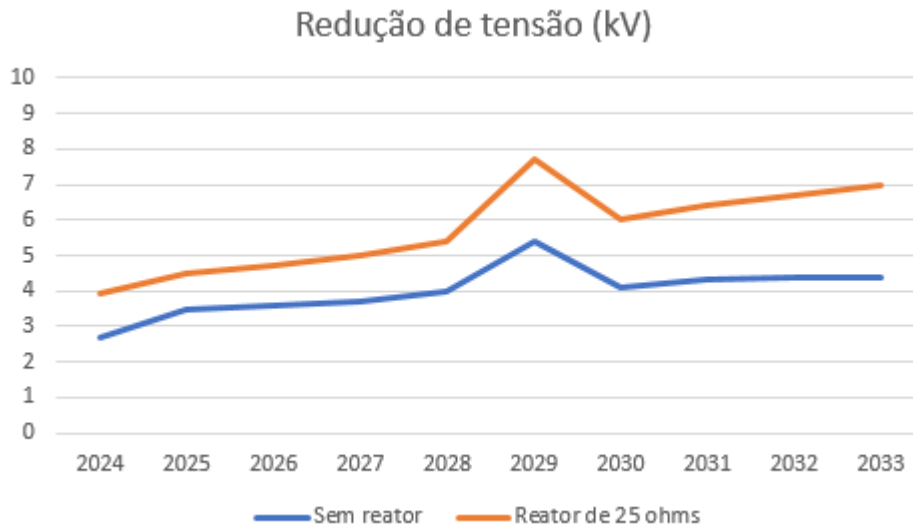
O uso de reatores limitadores de 25 ohms amplia as quedas de tensão encontradas nas simulações de tensão.

Usando os mesmos casos de baixo despacho térmico em 2033, identifica-se leve aumento nas quedas de tensão da região, com 2,6 kV de redução em São José, 2,1 kV em Nova Iguaçu e 1,5 kV em Adrianópolis.

As quedas de tensão no sistema em 345 kV superam 1 kV e no 138 kV se mantém próximas à 0,5 kV.

Como explicado na alternativa de reatores de 15 ohms, a inserção de reatores provoca redução de corrente nas LTs, evitando grandes quedas de tensão.

De forma similar à alternativa anterior, foram feitas simulações acerca da contingência da LT 500 kV Adrianópolis-São José. Como esperado, a inserção dos reatores aumenta as quedas de tensão em São José 500 kV:



**Figura 8-22 - Reduções de tensão em São José 500 kV após perda da LT 500 kV Adrianópolis/São José**

O gráfico aponta leve aumento nas quedas de tensão em São José 500 kV após a ocorrência da perda da LT 500 kV Adrianópolis-São José e inserção dos reatores limitadores de 25 ohms. Nos piores casos a queda de tensão aumenta em quase 3,0 kV.

### 8.2.1.3 Definição dos reatores limitadores

Como a alternativa que considera a instalação de reatores de 8  $\Omega$  foi descartada por não apresentar reduções significativas para o NCC de São José 138 kV, a definição sobre a alternativa recomendada se resume às alternativas compostas por reatores de 15 e 25 ohms.

Do ponto de vista de curto-circuito, ambas propostas são capazes de reduzir os NCCs de São José a valores seguros quando considerado o horizonte de 2033 e a concretização da migração da UTE Termorio para São José 500 kV, e a troca dos equipamentos de São José de modo a permitir suportabilidade de corrente de curto-circuito de 63 kA. As duas soluções mantêm os NCCs de Adrianópolis 500 kV e Nova Iguaçu 138 kV acima da capacidade de interrupção dos equipamentos existentes nas SEs atualmente.

Em termos de fluxo de potência, as duas alternativas são bastante similares pois ambas provocam reduções próximas no carregamento das LTs 500 kV de São José e na transformação 500/138 kV dessa SE. O controle de tensão não é impactado de forma significativa por nenhuma das configurações adotadas.

Por esses motivos, foi escolhida a alternativa de inserção de reatores de 15  $\Omega$ . Essa alternativa é igual à alternativa de 25  $\Omega$  em termos de necessidade de troca de equipamentos por correntes de curto-circuito nos anos iniciais e finais da análise e representa impactos menores no fluxo de potência da região.

Apesar da alternativa composta por reatores de 25  $\Omega$  reduzir os NCCs de São José 138 kV a valores ainda inferiores, acredita-se que a redução proporcionada pela proposta escolhida é suficiente para um longo horizonte e que reatores de 25  $\Omega$  poderão provocar reflexos indesejados em cenários de geração críticos associados a contingências severas na região.

#### **8.2.1.4 Reatores limitadores entre barramentos em 138 kV**

As análises preliminares sobre a instalação de reatores limitadores entre as semi-barras de São José 138 kV indicaram significativa redução nos NCCs da região. No entanto, a implementação desses equipamentos não foi considerada viável dentro da área disponível no pátio em 138 kV da SE e a solução foi descartada em um primeiro momento.

O avanço das análises sobre a migração da UTE Termorio para um novo barramento em São José permitiu concluir que o melhor local para construção desse barramento seria na área Oeste da SE, próximo de onde hoje se encontra a guarita. Esse arranjo ainda incluiria a realocação das entradas de linhas da UTE Termorio, e consequente abertura de espaço físico no barramento em 138 kV de São José.

Dessa forma, análises realizadas pela equipe de Projetos de Subestações da Eletrobras Furnas identificaram que haveria viabilidade física para a implantação de reatores limitadores entre as semi-barras de São José 138 kV, conforme item 16.5.

A constatação da possibilidade de instalação de reatores entre os barramentos em 138 kV de São José motivou a realização de novas simulações para definição de soluções para a redução dos NCCs de São José e região.

As simulações para o ano de 2024 têm por objetivo a definição de reatores que produzam a redução dos NCCs das barras de São José e Cascadura 138 kV para valores similares aos obtidos na solução que considera reatores de 15  $\Omega$  nas LTs 500 kV Adrianópolis-São José e Nova Iguaçu-São José, considerada ideal. Os NCCs simulados para as barras em 138 kV de Cascadura e São José foram de 42,7 e 52,0 kA respectivamente.

##### **8.2.1.4.1 Reatores limitadores de 1% entre semi-barras 138 kV de São José**

A implantação de reatores limitadores de curto-circuito de 1% de impedância percentual entre as barras foi simulada no item 8.2.1.1.1 tendo seus NCCs para as barras de Cascadura e São José 138 kV de 43,1 e 48,8 kV, respectivamente. Do ponto de vista de curto-circuito, esses valores são próximos ou inferiores aos simulados para a alternativa com reatores de 15  $\Omega$  nas LTs 500 kV de São José, indicando se tratar de uma alternativa mais robusta.

8.2.1.4.2 Reatores limitadores de 0,5% entre semi-barras 138 kV de São José

Como a análise pretende definir um valor de reatores que produza reduções de NCCs similares às provocadas pela inserção dos reatores de 15 Ω nas LTs 500 kV de São José e a alternativa anterior se mostrou superior, optou-se por simular o uso de equipamentos com uma reatância inferior, da ordem de 0,5%.

Os resultados obtidos nas simulações no horizonte de 2033 estão apresentados a seguir:

**Tabela 8-78 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 0,5% em São José 138 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F	Capacidade
Adrianópolis	33,6	30,7	33,0	40,0
Grajaú	21,5	21,6	21,6	31,5
Nova Iguaçu	37,0	35,3	36,9	63,0
São José	28,2	23,3	27,2	40,0
Zona Oeste	22,5	17,9	21,8	63,0

**Tabela 8-79 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 0,5% em São José 138 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F	Capacidade
Adrianópolis	29,9	29,1	29,8	40,0
Jacarepaguá	19,6	16,5	18,7	25,0
Nova Iguaçu	23,2	21,2	22,7	50,0

**Tabela 8-80 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 0,5% em São José 138 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV				
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F	Capacidade
Adrianópolis	30,4	34,2	32,9	37,0
Cascadura	43,5	29,4	39,8	63,0
Grajaú	52,4	54,8	53,9	63,0
Jacarepaguá	45,7	45,1	45,7	63,0
Nova Iguaçu	71,1	69,3	70,9	63,0
São José	51,8	47,9	50,7	50,0
Zona Oeste	50,0	45,1	49,4	63,0

Os valores obtidos para as barras em 138 kV de Cascadura e São José são similares aos encontrados na solução definida em 8.2.1.3.

Dessa forma, se conclui que, do ponto de vista de curto-circuito, o uso de reatores de impedância igual à 0,5% entre as barras de São José 138 kV equivale ao uso de reatores de 15 Ω inseridos em série com as LTs Adrianópolis-São José e Nova Iguaçu-São José.

Com o objetivo de promover maiores reduções nos NCCs e assim obter maiores margens operacionais, foram simuladas as instalações de reatores maiores, nos valores de 2%, 4% e 8%.

#### 8.2.1.4.3 Reatores limitadores de 2% entre semi-barras 138 kV de São José

Uma vez que o uso de reatores com impedâncias de 0,5% e 1% já foi simulado, o próximo valor a ser simulado será o de 2%, o dobro do maior reator já analisado.

Os valores de curto-circuito encontrados estão nas tabelas a seguir:

**Tabela 8-81 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 2,0% em São José 138 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F	Capacidade
Adrianópolis	33,6	30,7	33,0	40,0
Grajaú	21,5	21,6	21,6	31,5
Nova Iguaçu	37,0	35,3	36,9	63,0
São José	28,2	23,3	27,2	40,0
Zona Oeste	22,5	17,9	21,8	63,0

**Tabela 8-82 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 2,0% em São José 138 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F	Capacidade
Adrianópolis	29,9	29,1	29,8	40,0
Jacarepaguá	19,6	16,5	18,7	25,0
Nova Iguaçu	23,2	21,2	22,7	50,0

**Tabela 8-83 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 2,0% em São José 138 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV				
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F	Capacidade
Adrianópolis	30,4	34,2	32,9	37,0
Cascadura	42,7	29,0	39,1	63,0
Grajaú	52,4	54,8	53,9	63,0
Jacarepaguá	45,7	45,1	45,7	63,0
Nova Iguaçu	70,8	69,1	70,7	63,0
São José	45,7	42,2	44,7	50,0
Zona Oeste	50,0	45,1	49,4	63,0

As simulações indicaram grande redução nos NCCs de São José. A implantação de reatores de 2% entre as barras da SE reduz o curto-trifásico de São José 138 kV em mais de 6 kA quando comparado à alternativa com reatores de linha de 15 ohms.

#### 8.2.1.4.4 Reatores limitadores de 4% entre semi-barras 138 kV de São José

Dando continuidade as análises, mais uma vez opta-se por dobrar o valor da reatância a ser inserida e são feitas simulações considerando 4% de reatância entre os barramentos em 138 kV de São José.

As próximas tabelas indicam os resultados das simulações:

**Tabela 8-84 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 4,0% em São José 138 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F	Capacidade
Adrianópolis	33,6	30,7	33,0	40,0
Grajaú	21,5	21,6	21,6	31,5
Nova Iguaçu	37,0	35,3	36,9	63,0
São José	28,2	23,3	27,1	40,0
Zona Oeste	22,5	17,9	21,8	63,0

**Tabela 8-85 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 4,0% em São José 138 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F	Capacidade
Adrianópolis	29,9	29,1	29,8	40,0
Jacarepaguá	19,6	16,5	18,7	25,0
Nova Iguaçu	23,2	21,2	22,7	50,0

**Tabela 8-86 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 4,0% em São José 138 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV				
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F	Capacidade
Adrianópolis	30,4	34,2	32,9	37,0
Cascadura	42,4	28,9	38,8	63,0
Grajaú	52,4	54,8	53,9	63,0
Jacarepaguá	45,7	45,1	45,7	63,0
Nova Iguaçu	70,7	69,0	70,6	63,0
São José	43,4	39,8	42,3	50,0
Zona Oeste	50,0	45,1	49,4	63,0

Conforme esperado, observa-se redução ainda maior nas correntes de curto-circuito da região de São José. O valor do curto-circuito mais severo simulado nessa proposta é inferior a 90% da capacidade de interrupção dos equipamentos do barramento, possibilitando maior margem operacional e troca desses equipamentos em momento posterior.

**8.2.1.4.5 Reatores limitadores de 6% entre semi-barras 138 kV de São José**

De forma a evitar um passo de 4% de impedância entre as propostas de reatância para inserção entre os barramentos ao se dobrar a reatância novamente, foi simulado o uso de reatores de 6%, com os resultados apresentados a seguir:

**Tabela 8-87 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 6,0% em São José 138 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F	Capacidade
Adrianópolis	33,6	30,7	33,0	40,0
Grajaú	21,5	21,6	21,6	31,5
Nova Iguaçu	37,0	35,3	36,9	63,0
São José	28,2	23,3	27,1	40,0
Zona Oeste	22,5	17,9	21,8	63,0

**Tabela 8-88 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 6,0% em São José 138 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F	Capacidade
Adrianópolis	29,9	29,1	29,8	40,0
Jacarepaguá	19,6	16,5	18,7	25,0
Nova Iguaçu	23,2	21,2	22,7	50,0

**Tabela 8-89 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 6,0% em São José 138 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV				
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F	Capacidade
Adrianópolis	30,4	34,2	32,9	37,0
Cascadura	42,2	28,8	38,7	63,0
Grajaú	52,4	54,8	53,9	63,0
Jacarepaguá	45,7	45,1	45,7	63,0
Nova Iguaçu	70,7	69,0	70,6	63,0
São José	42,4	38,9	41,3	50,0
Zona Oeste	50,0	45,1	49,4	63,0

Destaca-se a redução de apenas 1 kA no NCC de São José 138 kV quando do aumento do reator entre barras de 4% para 6%, indicando possível saturação na relação reator x curto-circuito.

#### 8.2.1.4.6 Reatores limitadores de 8% entre semi-barras 138 kV de São José

Por fim, foram simulados os NCCs obtidos com a instalação de reatores de 8%:

**Tabela 8-90 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 8,0% em São José 138 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F	Capacidade
Adrianópolis	33,6	30,7	33,0	40,0
Grajaú	21,5	21,6	21,6	31,5
Nova Iguaçu	37,0	35,3	36,9	63,0
São José	28,2	23,3	27,1	40,0
Zona Oeste	22,5	17,9	21,8	63,0

**Tabela 8-91 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 8,0% em São José 138 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F	Capacidade
Adrianópolis	29,9	29,1	29,8	40,0
Jacarepaguá	19,6	16,5	18,7	25,0
Nova Iguaçu	23,2	21,2	22,7	50,0

**Tabela 8-92 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 8,0% em São José 138 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV				
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F	Capacidade
Adrianópolis	30,4	34,1	32,8	37,0
Cascadura	42,2	28,7	38,6	63,0
Grajaú	52,4	54,8	53,9	63,0
Jacarepaguá	45,7	45,1	45,7	63,0
Nova Iguaçu	70,7	69,0	70,6	63,0
São José	41,9	38,3	40,8	50,0
Zona Oeste	50,0	45,1	49,4	63,0

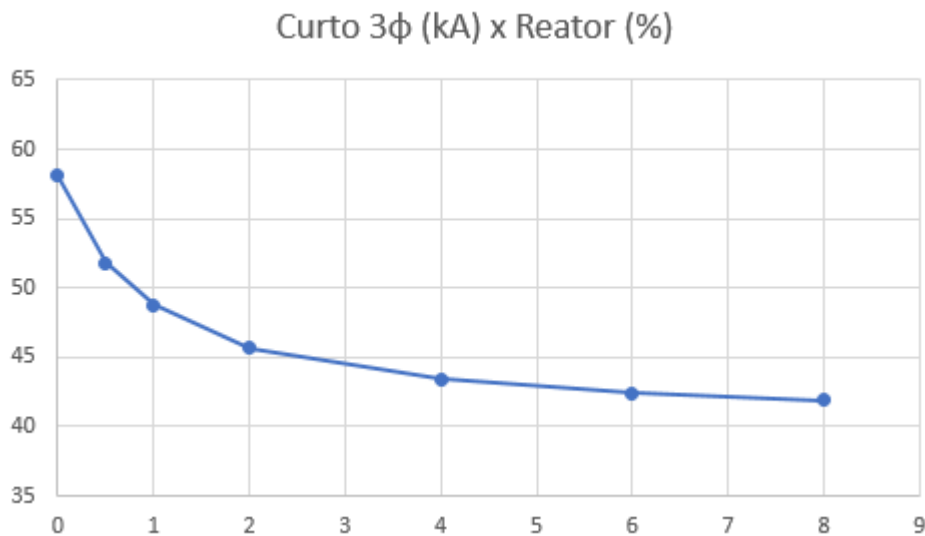
Mais uma vez, fica evidenciado o pequeno incremento na redução nos NCCs com o aumento do valor da reatância inserida entre os barramentos.

### 8.2.1.5 Definição dos reatores limitadores entre barras

A inserção de reatores limitadores entre as semi-barras de São José 138 kV é considerada uma proposta bastante robusta do ponto de vista de curto-circuito. Um reator de 0,5% a ser inserido nesse ponto

proporciona reduções similares às obtidas quando da implantação de reatores de 15  $\Omega$  nas LTs 500 kV que se conectam em São José. Dessa forma, qualquer reator entre barras superior a 0,5% terá resultados melhores que os encontrados no item 8.2.1.3.

O gráfico abaixo apresenta a relação entre os reatores simulados e o seu correspondente curto-trifásico na barra de São José 138 kV. Pode-se verificar significativa redução nas correntes de curto com a entrada dos reatores. Porém, o efeito decorrente da entrada dos reatores vai se tornando cada vez menor a medida em que se aumenta a reatância inserida em série com os barramentos em 138 kV, indicando saturação da relação entre o reator e a redução de curto-circuito.



**Figura 8-23 - Níveis de curto-circuito em São José 138 kV x Reator**

Dados os resultados satisfatórios das simulações, buscou-se avaliar novos fatores para definir o reator a ser recomendado como a possibilidade de postergar a substituição dos equipamentos do pátio em 138 kV de São José.

As simulações realizadas para o ano de 2024 indicam que as propostas de reatores de 0,5 e 1,0% não possibilitam postergação das substituições dos equipamentos, pois os NCCs obtidos são superiores ou muito próximos à capacidade de interrupção dos equipamentos existentes no pátio. Por esse motivo os reatores cujas impedâncias são iguais ou inferiores a 1% foram descartados.

Em termos de fluxo de potência, a inserção de reatância entre dois pontos representa uma maior dificuldade na transferência de potência entre eles. Por esse motivo, foram feitas simulações considerando a contingência dos bancos da transformação São José 500/138 kV. Quando da ocorrência desse evento, parte das cargas da semi-barras com um único banco serão supridas via interligação de barras e reator.

As simulações demonstraram que a contingência mais severa para essa transformação é a perda das unidades 11 ou 12, pois a perda de uma dessas unidades provoca elevados carregamentos no banco

remanescente. Os bancos 11 e 12 possuem limite de curta duração em 660 MVA, apenas 10% superior ao limite de longa duração.

As simulações também permitiram observar que, quando da adoção de reatores de 6% ou 8%, a perda da unidade 11 ou 12 provoca sobrecarga inadmissível no banco em paralelo desde 2024. Por não haver tempo hábil para indicar reforços para solução desse problema, as propostas com reatores de 6 e 8% foram descartadas.

Dessa forma as únicas alternativas consideradas adequadas para os reatores de São José são as que inserem reatores com 2 e 4% de impedância percentual.

Para definição da reatância ideal serão considerados os valores de curto-circuito no horizonte de longo prazo decorrentes da implantação de cada proposta e os seus impactos de fluxo de potência quando da perda de um banco em São José 500/138 kV.

A proposta de reatores com 2% de impedância implica na necessidade de reforços na transformação apenas em 2028 e apresenta os seguintes valores de curto-circuito no caso 2033:

**Tabela 8-93 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 2,0% em São José 138 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	33,2	36,6	35,3	37,0
Cascadura	45,4	29,7	41,2	63,0
Grajaú	55,5	57,4	57,0	63,0
Jacarepaguá	48,4	46,6	47,9	63,0
Nova Iguaçu	76,4	73,9	76,1	63,0
São José	48,8	42,7	47,1	63,0
Zona Oeste	53,2	47,0	52,1	63,0

Por outro lado, a decisão por reatores de 4% antecipa os problemas de carregamento para 2027 e reduz ainda mais os valores de curto-circuito no caso 2033, conforme tabela a seguir:

**Tabela 8-94 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 4,0% em São José 138 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	33,1	36,6	35,3	37,0
Cascadura	45,1	29,5	40,9	63,0
Grajaú	55,5	57,4	57,0	63,0
Jacarepaguá	48,4	46,6	47,9	63,0
Nova Iguaçu	76,3	72,8	76,0	63,0
São José	46,2	40,4	44,2	63,0
Zona Oeste	53,2	47,0	52,1	63,0

Pelos resultados apresentados recomenda-se que a reatância a ser inserida em série com a interligação de barras em São José 138 kV deve ser de 3,81 ohms, equivalendo a 2% em sua base de tensão e potência. Essa proposta permite operação da SE sem a necessidade imediata de substituição de seus equipamentos e posterga a necessidade de reforços em São José.

As tabelas a seguir indicam os NCCs calculados no ano de 2033, para os barramentos de 500 e 345 kV da região, quando da implantação da solução proposta:

**Tabela 8-95 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 2,0% em São José 138 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F	Capacidade
Adrianópolis	35,3	31,7	34,5	40,0
Grajaú	21,5	21,6	21,6	31,5
Nova Iguaçu	39,4	35,5	38,9	63,0
São José	29,4	23,2	27,8	40,0
Zona Oeste	23,6	19,1	23,9	63,0

**Tabela 8-96 - Níveis de curto-circuito com a inserção de reatores de 2,0% em São José 138 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3-F	Curto 1-F	Curto 2-F	Capacidade
Adrianópolis	30,3	31,3	32,2	40,0
Jacarepaguá	20,8	17,1	19,9	25,0
Nova Iguaçu	25,0	22,4	24,3	50,0

### 8.3 Substituição dos equipamentos do pátio em 138 kV de São José

A SE São José foi construída no início da década de 1990, tendo cerca de 30 anos de sua entrada em operação. Alguns equipamentos da SE nunca foram substituídos e estão com sua vida útil regulatória vencida ou prestes a expirar.

Com o objetivo de identificar a quantidade de equipamentos com iminente necessidade de recomendação de substituição, a EPE enviou o ofício 0132/2019/DEE/EPE requerendo informações a transmissora responsável por São José. Foram solicitadas informações como tipo de equipamentos, tensão nominal, capacidade de corrente de curto-circuito, entrada em operação, data de fim de vida útil regulatória, indicação de troca no PMI ou PAR, dentre outras.

No mesmo ofício, também foi solicitada a análise de viabilidade de troca de todos os equipamentos do setor de 138 kV da Subestação para capacidade nominal de corrente de curto-circuito de 63 kA. Foi solicitado que essa análise deveria considerar aspectos físicos e técnicos como suportabilidade do barramento, da malha de terra e dos transformadores, além de prazos e custos estimados para execução das obras.

A Transmissora respondeu a consulta enviada através da carta ET.E.E.025.2019. Na resposta à consulta enviada, Eletrobrás Furnas encaminha relação completa dos equipamentos da SE com as informações solicitadas e outras adicionais. Além desse levantamento, a Eletrobras Furnas informou que o prazo estimado para execução da troca de todos os equipamentos do setor de 138 kV da SE São José para capacidade nominal de corrente de curto-circuito de 63 kA é de 42 meses. Sobre a viabilidade de implantação da troca dos equipamentos, informou que é possível desde que não sejam demandadas modificações como mudança de encabeçamento de linhas, realocação dos bancos de capacitores e instalação de reatores limitadores de curto-circuito.

#### 8.3.1 Levantamento dos equipamentos da Subestação

As informações levantadas por Furnas foram bastante abrangentes e consideraram disjuntores, chaves seccionadoras, para-raios, transformadores de corrente e de potencial, transformadores e bancos de capacitores.

Para a grande maioria dos equipamentos listados, foi possível obter informações fundamentais para a análise como capacidade de interrupção, data de energização e data fim de vida útil regulatória. Além desses dados, foram disponibilizadas informações como localização, número de operação, número de série e possíveis indicações no PMI.

### 8.3.1.1 Disjuntores

O levantamento enviado por Furnas indicou a presença de 26 disjuntores no pátio em 138 kV de São José. Desse total, 9 disjuntores já possuem capacidade de interrupção de 63 kA. Dessa forma, os demais disjuntores devem ser substituídos por equipamentos que permitam interrupção em 63 kA, devido à superação por corrente de curto-circuito:

### 8.3.1.2 Chaves Seccionadoras

A documentação enviada pela Transmissora citava 140 chaves seccionadoras no pátio de São José 138 kV. Desse total, há algumas que já possuem capacidade de interrupção de corrente de 63 kA.

Dessa forma, as demais chaves seccionadoras precisarão ser trocadas para permitir capacidade de interrupção de corrente de 63 kA, devido à superação por corrente de curto-circuito:

A relação completa das chaves seccionadoras que precisarão ser substituídas se encontra no Anexo.

### 8.3.1.3 Para-raios

A análise realizada pela Transmissora contabilizou um total de 73 para-raios no barramento em 138 kV de São José. Desse total, apenas 3 possuem suportabilidade de interrupção de corrente inferior a 63 kA e se encontram com sua vida útil regulatória esgotada. Não existe indicação de substituição desses equipamentos no PAR ou PMI.

O número de série dos para-raios que necessitam de substituição estão listados a seguir:

- 15637-1/4;
- 15637-1/5;
- 15637-1/6

Segundo as informações de Furnas, não foi possível identificar a capacidade de interrupção de corrente de curto-circuito dos para-raios cujos números de série estão listados abaixo:

- 35048212;
- 35048213;
- 35048214;
- 35048216;
- 35048217;
- 35048218;

- 35048271

Todos esses para-raios possuem data de fim de vida útil em janeiro de 2025 e não existem indicações de substituição no PAR ou PMI. Por esse motivo, recomenda-se que sejam substituídos por equipamentos com capacidade de interrupção de corrente de 63 kA.

#### **8.3.1.4 Transformadores de corrente**

Foram identificados 66 transformadores de corrente no pátio em 138 kV de São José. Desse total, alguns já possuem capacidade de interrupção de corrente em 63 kA. Dessa forma, os demais TCs precisarão ser substituídos por outros de 63 kA, devido à superação por curto-circuito.

A relação de TCs para substituição está no Anexo.

#### **8.3.1.5 Transformadores de potencial**

Foram identificados 6 TPs no pátio em 138 kV de São José. Todos esses terão sua vida útil regulatória esgotada em janeiro de 2024 e, por esse motivo, requerem substituição. Os TPs para substituição estão listados a seguir:

- BR6B1 Fases "A", "B" e "C";
- BR6B2 Fases "A", "B" e "C"

#### **8.3.1.6 Transformadores de potência**

A transformação 500/138 kV de São José é composta por 4 bancos de transformadores monofásicos e 2 unidades monofásicas reservas para cada conjunto de 2 bancos.

Os bancos 13 e 14 e sua unidade reserva foram substituídos recentemente por módulos com suportabilidade de corrente de 63 kA.

Por outro lado, os bancos 11 e 12 bem como sua unidade reserva possuem capacidade de interrupção em apenas 50 kA. Como esses transformadores possuem data de fim de vida útil a partir de 2026, recomenda-se a substituição desses equipamentos por módulos de 63 kA e com a potência definida no item 10.1.5.

#### **8.3.1.7 Bancos de capacitores**

A Subestação de São José possui 4 bancos de capacitores localizados no pátio de 138 kV. São 2 bancos de 100 Mvar e 2 bancos de 150 Mvar, totalizando 500 Mvar de potência reativa. Todos os bancos da SE estão com fim de vida útil regulatória atingida há mais de 5 anos e, por isso, recomenda-se a substituição desses equipamentos.

## 9 DETALHAMENTO DA MIGRAÇÃO DA UTE TERMORIO

A transferência da UTE Termorio para um barramento em 138 kV segregado dos existentes em São José tem por objetivo reduzir a contribuição de correntes de curto-circuito provenientes da usina diretamente nos barramentos de carga da SE. Essa medida possibilita a operação interligada dos barramentos existentes de 138 kV da subestação e aumenta a confiabilidade no atendimento às cargas da região em condições de contingência na transformação 500/138 kV de São José.

Em condições operativas específicas, como na ausência de bancos de transformadores ou reduzido número de unidades geradoras sincronizadas na UTE Termorio, pode ser possível operar o novo barramento de São José 138 kV interligado com os já existentes.

Considerando a implantação das obras recomendadas neste estudo no ano 2033, os Níveis de Curto-Circuito esperados foram apresentados na Tabela 8-93, onde observa-se que a capacidade de interrupção dos equipamentos é adequada para as correntes de curto-circuito previstas. Nesse sentido, foi avaliada a possibilidade de interligação dos três barramentos em 138 kV da SE São José.

### 9.1 Configuração completa

A configuração que considera a entrada de todos os reforços propostos neste estudo no caso base 2033, e simula a interligação do barramento de conexão da UTE Termorio com um dos barramentos de 138 kV já existentes na SE, apresentou os Níveis de Curto-circuito a seguir:

**Tabela 9-1 - Níveis de curto-circuito com a interligação dos barramentos de São José 138 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	33,3	36,7	35,4	37,0
Cascadura	47,1	30,42	42,6	63,0
Grajaú	55,5	57,4	57,0	63,0
Jacarepaguá	48,5	46,6	48,0	63,0
Nova Iguaçu	77,1	73,3	76,6	63,0
São José	72,2	61,4	69,40	63,0
Zona Oeste	53,3	47,0	52,1	63,0

As simulações demonstram que, com a entrada em operação de todos os reforços previstos para São José, não seria possível a interligação do barramento de conexão da UTE Termorio com algum dos barramentos já existentes em São José 138 kV, pois, nessa configuração, os NCCs calculados para o barramento de carga onde a UTE seria conectada, seriam superiores a suportabilidade de interrupção de corrente de curto-circuito (63 kA) desse barramento.

O Nível de Curto-circuito crítico de São José 138 kV, 72,2 kA, é verificado na semi-barra em que o novo barramento se conectou as barras já existentes. A outra semi-barra, conectada apenas a um barramento de carga via reator limitador, apresenta NCCs de cerca de 51,0 kA.

Dessa forma, considerando a configuração recomendada nesse estudo e analisando os NCCs na semi-barra crítica, foi avaliada a possibilidade de operar os 3 barramentos de São José 138 kV interligados quando da indisponibilidade de um dos bancos de transformadores 500/138 kV da semi-barra em que o novo barramento se conecta. Os resultados obtidos estão na tabela a seguir:

**Tabela 9-2 - Níveis de curto-circuito com a interligação dos barramentos de São José 138 kV e indisponibilidade de um dos bancos conectados à Termorio**

Níveis de curto-circuito (kA) – Barras em 138 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	33,3	36,7	35,4	37,0
Cascadura	47,0	30,2	42,6	63,0
Grajaú	55,6	57,4	57,0	63,0
Jacarepaguá	48,5	46,6	47,9	63,0
Nova Iguaçu	77,1	73,2	76,6	63,0
São José	67,1	56,4	64,3	63,0
Zona Oeste	53,2	47,0	52,1	63,0

Com base nos dados da tabela acima, verificamos que não é possível operar o novo barramento, de conexão da UTE Termorio, interligado com os barramentos de carga existentes na Subestação quando da indisponibilidade de um dos bancos do barramento conectado à usina.

A simulação da indisponibilidade dos dois bancos da semi-barra em que a UTE Termorio se conecta resultou nos NCCs a seguir:

**Tabela 9-3 - Níveis de curto-circuito com a interligação dos barramentos de São José 138 kV e indisponibilidade dos dois bancos conectados à Termorio**

Níveis de curto-circuito (kA) – Barras em 138 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	33,3	36,6	35,4	37,0
Cascadura	46,9	30,0	42,6	63,0
Grajaú	55,4	57,4	57,0	63,0
Jacarepaguá	48,4	46,6	47,9	63,0
Nova Iguaçu	77,1	73,0	76,6	63,0
São José	60,4	50,0	57,9	63,0
Zona Oeste	53,2	47,0	52,0	63,0

Os resultados da simulação permitem concluir que é possível operar o novo barramento de São José de forma interligada com a barra de carga em caso de indisponibilidade de dois bancos nessa semi-barra.

Também foi simulada a condição em que a geração da UTE Termorio encontra-se zerada. Nessa condição, os NCCs simulados são os seguintes:

**Tabela 9-4 - Níveis de curto-circuito com a interligação dos barramentos de São José 138 kV e UTE Termorio com geração nula**

Níveis de curto-circuito (kA) – Barras em 138 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	33,0	36,5	35,5	37,0
Cascadura	45,2	29,3	41,0	63,0
Grajaú	54,8	57,0	56,5	63,0
Jacarepaguá	48,0	46,3	47,9	63,0
Nova Iguaçu	75,1	71,3	74,4	63,0
São José	59,9	50,2	57,4	63,0
Zona Oeste	52,8	46,7	52,0	63,0

As simulações indicaram a possibilidade de interligação dos barramentos quando do despacho nulo da UTE Termorio. Além disso, como há uma margem de cerca de 3 kA até a superação da corrente de curto-circuito do barramento, alguns cenários de geração da UTE Termorio também permitirão a interligação dos barramentos.

### 9.2 Substituição dos equipamentos de São José 138 kV

Assim como a substituição dos bancos de transformadores 11 e 12 de São José 500/138 kV, a substituição dos equipamentos do barramento em 138 kV de São José, para permitir suportabilidade de corrente de curto-circuito de 63 kA, não está prevista para ser concluída de forma imediata.

Dessa forma, como os NCCs simulados para as condições de indisponibilidade de um dos bancos e geração nula não resultaram em correntes inferiores a 50 kA, conforme Tabela 9-2, Tabela 9-4 e Tabela 9-4, não é possível interligar um dos barramentos de São José 138 kV ao futuro barramento de 138 kV de conexão da usina sem que a substituição dos equipamentos seja concluída.

### 9.3 Fluxo de potência

A interligação dos barramentos de São José 138 kV, em condições específicas, como a indisponibilidade de dois bancos de transformadores ou geração zero na UTE Termorio, pode ser uma alternativa para redução dos carregamentos dos bancos dessa transformação.

## 9.4 Conclusão

Dados os ganhos operacionais apontados no item anterior e ao pequeno aumento nos custos de implantação dos reforços propostos, recomenda-se a inclusão de um disjuntor entre o barramento de conexão da UTE Termorio e os barramentos de carga já existentes no pátio em 138 kV da SE São José. Além disso, com o objetivo de promover ganhos de flexibilidade operativa como liberação para intervenções, recomenda-se o seccionamento da barra de conexão da Termorio em São José através da inclusão de uma chave seccionadora.

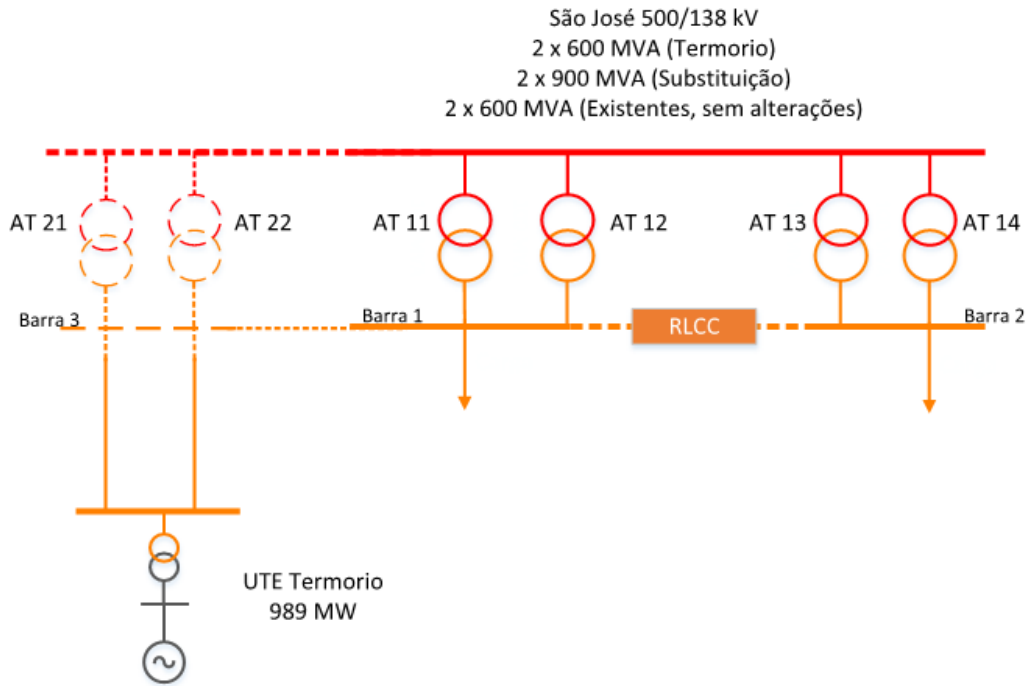
Com base nas análises anteriores, entende-se que, assim que os assuntos regulatórios apontados na seção 11 e no Anexo 16.7 sejam superados, o processo de outorga para a implantação dos reforços previstos na Tabela 9-5 e Tabela 9-6 pode ser executado. A configuração final prevista para a SE São José encontra-se ilustrada na Figura 9-1.

**Tabela 9-5 – Plano de obras referenciais: Subestações – Reforços determinativos em São José (Migração da Termorio e reatores limitadores de curto-circuito)**

Nome	Tensão (kV)	Arranjo	Equipamentos principais	
			Qtde	Descrição
São José	500/138		7	Transformadores monofásicos 200 MVA
	500	DJM	2	Conexão de transformador
	138	BD4	2	Conexão de transformador (GIS)
	500	DJM	2	Interligação de barras
	138	BD4	1	Interligação de barras (GIS)
	138	-	-	Módulo para interligação da barra GIS à barra existente da SE São José
	138	BD4	1	Reatores limitadores de curto-circuito
	138	BD4	1	Barra (GIS)

**Tabela 9-6- Plano de obras referenciais: Linhas de Transmissão - Reforços determinativos em São José (Migração da Termorio)**

Nome	Tensão (kV)	Arranjo	Equipamentos principais	
			Qtde	Descrição
São José	138	BD4	1	LT, 1 km, Circuito duplo
	138		2	Entrada de Linha



**Figura 9-1 - Configuração final da SE São José 500/138 kV – Com reforços determinativos e indicativos**

Nessa solução, os reatores limitadores a serem instalados entre as semi-barras de 138 kV existentes na subestação devem ter reatâncias da ordem de 2% na base de tensão do seu ponto de instalação, resultando em cerca de 3,81 ohms. Em caso de soluções alternativas, seu desempenho deve ser equivalente ou superior aos detalhados na seção 8.2.1, de forma a garantir a possibilidade de fechamento dos barramentos 138 kV de São José e manter o atendimento às cargas da SE em condições de contingências na transformação.

## 10 REVISÃO DA MODULAÇÃO DE TRANSFORMAÇÕES

As análises preliminares do presente estudo indicavam a possibilidade de reforços que poderiam impactar em algumas recomendações feitas no estudo de Atendimento à Região Metropolitana do Rio de Janeiro. Por esse motivo, as ampliações nas transformações de São José 500/138 kV e Adrianópolis 500/345 kV foram suspensas, enquanto a solução definitiva ainda não estava fechada.

### 10.1 São José 500/138 kV

Para a transformação São José 500/138 kV, composta por 4 bancos de transformadores de 600 MVA, cada, o estudo [1] indicava a instalação de mais um banco de transformadores em 2022.

Com o objetivo de limitar as contribuições de curto-circuito na região, as semi-barras de São José 138 kV passaram a operar desinterligadas. A uma das semi-barras estão conectados 2 bancos de transformadores 500/138 kV, com fim de vida útil previsto para 2025. Além da proximidade de seu fim de vida útil, esses equipamentos possuem limite de curta duração de potência de apenas 10%.

As simulações realizadas no estudo [1] indicaram que, após a perda do banco 11 ou 12, a unidade que se mantinha em operação poderia entrar em sobrecarga. A solução definida para esse problema consistia na entrada em operação da 5ª unidade transformadora no lado onde hoje estão os bancos 11 e 12.

Porém, a possibilidade de alocar reatores limitadores de curto-circuito em São José poderia alterar de forma significativa o fluxo demandado pelos transformadores. É importante ressaltar que independentemente da localização dos reatores, seja nas LTs 500 kV São José-Adrianópolis e São José-Nova Iguaçu ou entre as semi-barras em 138 kV de São José, o fluxo na transformação seria afetado. Por esses motivos, a recomendação da 5ª unidade transformadora foi retirada do POTEE 2020.

Com a conclusão das análises de curto-circuito e a definição da localização dos reatores, a análise pode ser concluída.

#### 10.1.1 Montagem dos casos

Os casos de trabalho usados para definição da modulação da transformação de São José 500/138 kV são os mesmos casos usados para as análises do Diagnóstico Regional do Plano Decenal de Energia 2032 dos estados do Rio de Janeiro, Espírito Santo e Minas Gerais.

Inicialmente, foram verificados os carregamentos dessa transformação para cada um dos casos de trabalho existentes. A comparação desses valores indicou que o Caso de Carga Pesada e elevada geração hidráulica na região Norte do país é o mais crítico para São José 500/138 kV. No entanto, dada a forte interação entre as transformações 500/138 kV de São José e Nova Iguaçu, o caso de Carga Pesada Norte Seco, crítico para Nova Iguaçu, também foi analisado.

### 10.1.1.1 Caso de Carga Pesada Norte Úmido

Nesse cenário, as usinas térmicas do Brasil foram despachadas por ordem de mérito incluindo a entrada de usinas com altos custos variáveis. A geração hidráulica das principais bacias da região (Paraíba do Sul, Mucuri e Doce), foi mantida abaixo de 40% de suas capacidades instaladas.

A tabela a seguir apresenta um resumo das gerações consideradas nos casos de simulação:

**Tabela 10-1 - Geração hidráulica nas regiões/bacias do Brasil nos casos 2026 a 2037**

Bacia Hidrográfica/ Região	UHE [%]	PCH/CGH [%]
Doce/Mucuri	40	70
Paraíba do Sul	40	70
São Francisco	65	70
Norte	75	90
Sul/Sudeste	60-70	70-80

É importante ressaltar que a geração termelétrica por ordem de mérito considerou o despacho das usinas com Custo Variável Unitário, variando de R\$ 490,00/MWh, no ano inicial, a R\$ 735,00/MWh, no ano final.

### 10.1.1.2 Caso de Carga Pesada Norte Seco

Nesse cenário, a geração térmica foi mantida na inflexibilidade em todo o país e o despacho da região Sul e dos estados de São Paulo e Minas Gerais foi elevado, com o objetivo de tornar o sistema RJ-ES importador de energia dessas regiões.

A geração hidráulica das principais bacias da região (Paraíba do Sul, Mucuri e Doce), foi mantida em patamares intermediários, da ordem de 50%.

A tabela a seguir apresenta um resumo das gerações consideradas nos casos de simulação:

**Tabela 10-2 - Geração hidráulica nas regiões/bacias do Brasil nos casos 2026 a 2037**

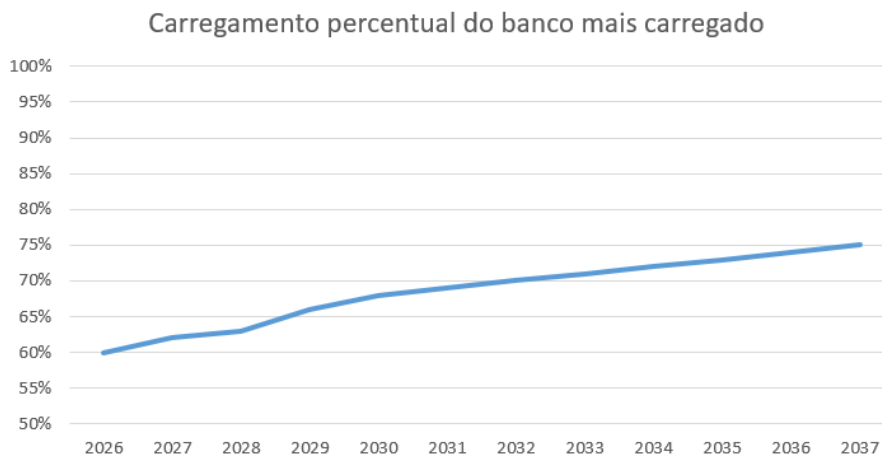
Bacia Hidrográfica/ Região	UHE [%]	PCH/CGH [%]
Doce/Mucuri	50	55
Paraíba do Sul	50	60
São Francisco	50-60	60
Norte	20	60
Sul/Sudeste	60-70	70-80

### 10.1.2 Simulações de fluxo de potência

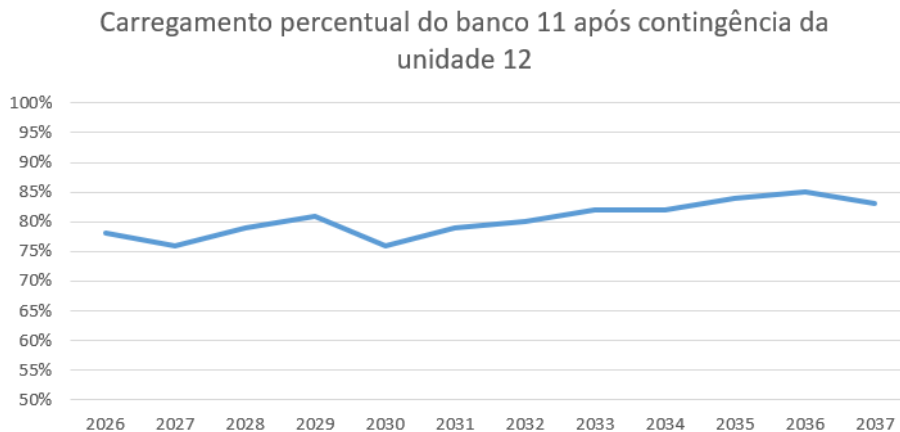
A inserção de uma reatância entre as duas semi-barras de São José provoca desequilíbrio no carregamento da transformação. A semi-barra em que se conectam as unidades 13 e 14 carrega cerca de 5-10% a mais que a outra semi-barra.

Mesmo com esse desbalanço de fluxo entre as barras, não foram identificados problemas de carregamento em operação normal ou em condições de emergência de uma das unidades da transformação.

**Tabela 10-3 - Carregamento percentual do transformador 13 em operação normal**



**Tabela 10-4 - Carregamento percentual do transformador 11 após contingência da unidade 12**

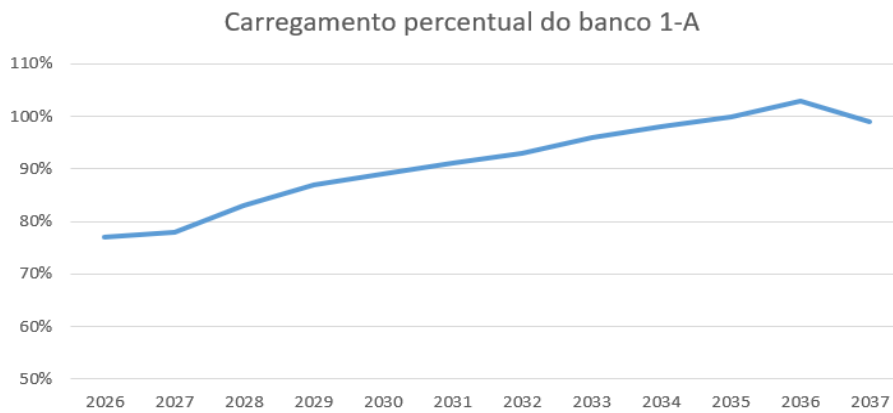


Os dois bancos possuem limite de curta duração de 660 MVA, apenas 10% acima do limite de longa duração.

Conforme observado nas tabelas, não são esperadas sobrecargas na transformação de São José 500/138 kV. No entanto, como os dois bancos têm final de vida útil regulatória em 2025, torna-se necessário avaliar a modulação mais adequada para essa transformação. A possibilidade de desmobilização dos bancos é descartada em virtude dos elevados carregamentos na SE.

Por outro lado, a transformação 500/138 kV de Nova Iguaçu apresenta problemas de sobrecarga em regime normal de operação a partir de 2035, conforme figura a seguir:

**Tabela 10-5 - Carregamento percentual do banco 1-A de Nova Iguaçu**



Além disso, no horizonte de longo prazo, em caso de contingência da unidade 1-A, há possibilidade de sobrecargas na Rede de Distribuição local, uma vez que parte da carga atendida por esse banco flui através dos bancos da outra semi-barra e circula pelo sistema em 138 kV.

Por esses motivos, as alternativas para modulação da transformação de São José 500/138 kV serão criadas com o objetivo de analisar de forma conjunta os carregamentos das transformações 500/138kV de Nova Iguaçu e São José.

As alternativas poderão ser compostas de obras tanto em São José quanto em Nova Iguaçu.

### 10.1.3 Alternativas de modulação da transformação

Atualmente, São José possui 4 bancos de transformadores 500/138 kV de 600 MVA de potência cada. O setor de 138 kV é composto por 2 semi-barras desinterligadas, para controle de NCC, com 2 bancos cada.

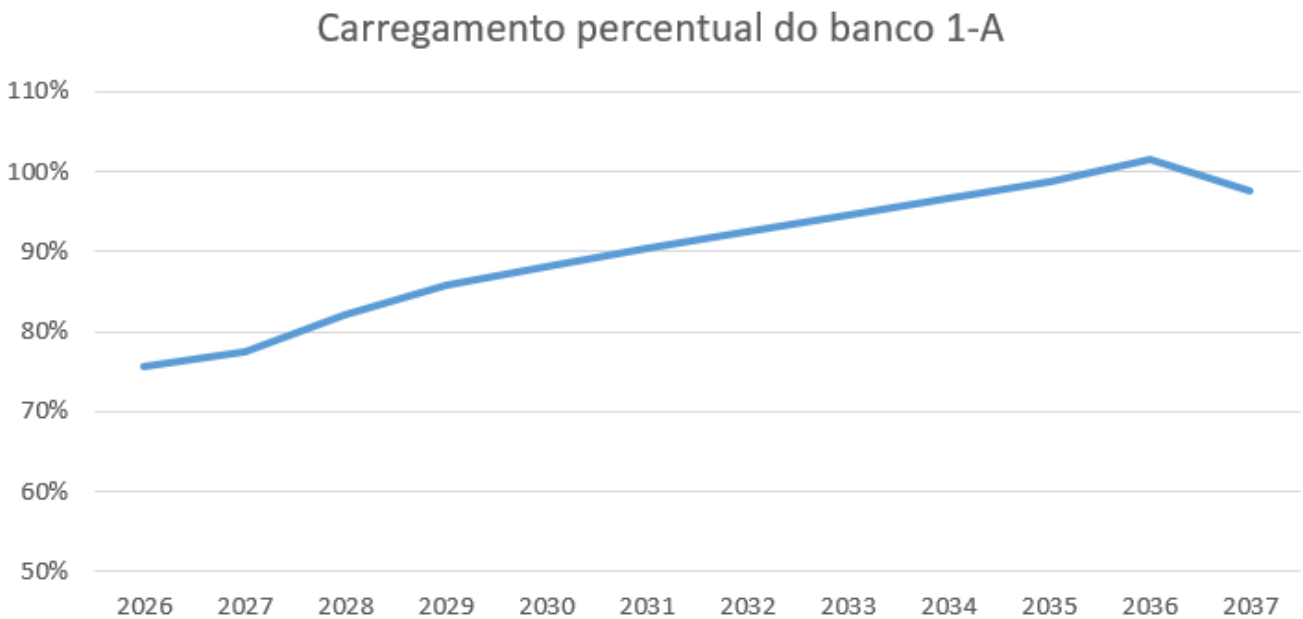
Por sua vez, Nova Iguaçu possui 3 bancos de transformadores 500/138 kV de 900 MVA de potência cada. Assim como São José, o setor de 138 kV opera de forma desinterligada para controle de NCC. No entanto, em Nova Iguaçu, uma das semi-barras possui um único banco.

Como os bancos 11 e 12 de São José têm final de vida útil regulatória no ano de 2025 e consultas de expansão realizadas no âmbito do estudo [1] indicaram ser viável a ampliação dos bancos para potência nominal de 900 MVA, se optou por avaliar a possibilidade de ampliar as unidades transformadoras já existentes. A ampliação da capacidade de transformação de São José pode reduzir as sobrecargas visualizadas em Nova Iguaçu devido à forte interação elétrica entre as fronteiras. A necessidade de substituição dos bancos 11 e 12 de São José por bancos de maior potência deve ser considerada como uma alternativa viável para redução do carregamento do banco 1-A de Nova Iguaçu. Além da alternativa com módulos de 900 MVA, foram feitas simulações considerando a potência de 750 MVA e uma alternativa considerando a substituição dos bancos atuais por módulos de mesma potência, 600 MVA.

**10.1.3.1 Alternativa “A” - Bancos de 750 MVA**

A ampliação da potência nominal dos bancos 11 e 12 de São José de 600 para 750 MVA praticamente não impacta nos carregamentos do banco 1-A da SE Nova Iguaçu. Conforme figura abaixo, não foram visualizadas reduções consideráveis na transformação de Nova Iguaçu e, por esse motivo, essa alternativa foi descartada.

**Tabela 10-6 - Carregamento percentual do banco 1-A de Nova Iguaçu**

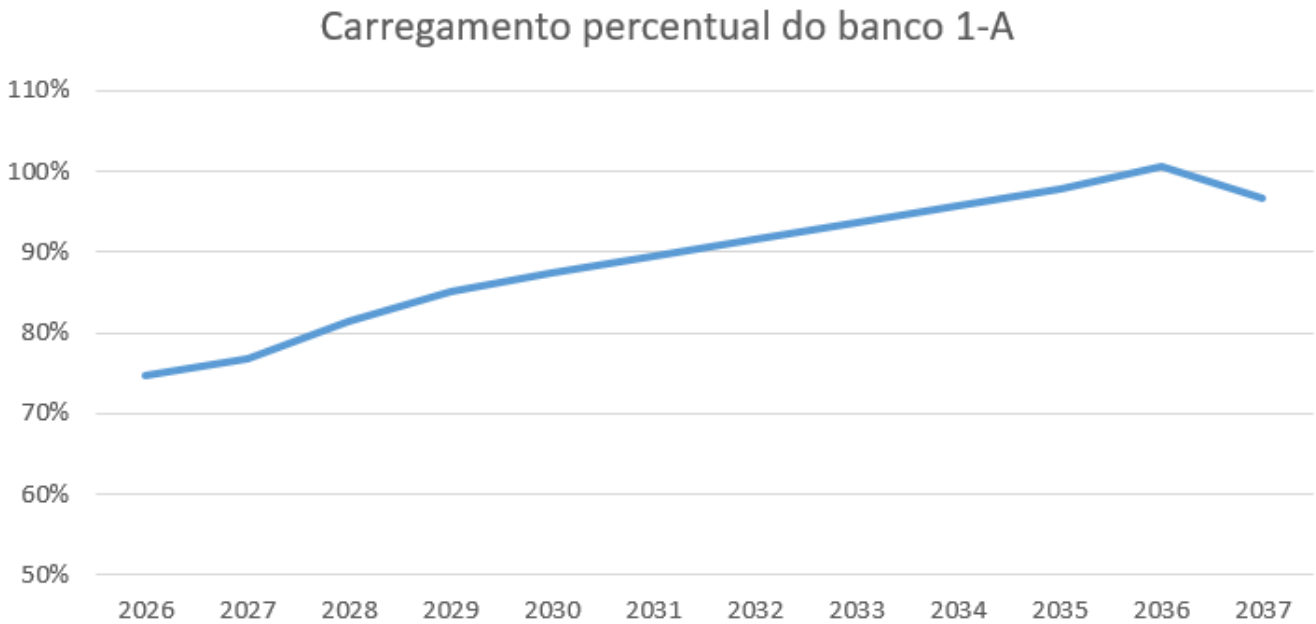


Dessa forma, será avaliado o comportamento das transformações envolvidas ao se considerar a instalação de bancos de 900 MVA de potência.

**10.1.3.2 Alternativa “B” - Bancos de 900 MVA**

Assim como na alternativa anterior, a substituição dos bancos 11 e 12 de São José por módulos de 900 MVA de potência nominal provoca pequena redução no carregamento do banco 1-A de Nova Iguaçu. A adoção dessa modulação não evita sobrecargas em regime normal de operação na transformação de Nova Iguaçu e nem na contingência da unidade 1-A dessa transformação, conforme tabela a seguir:

**Tabela 10-7 - Carregamento percentual do banco 1-A de Nova Iguaçu**



O gráfico demonstra que a modulação de 900 MVA também não é capaz de reduzir de forma significativa o carregamento do banco 1-A de Nova Iguaçu. Verifica-se que no penúltimo ano simulado, 2036, o carregamento do banco é igual a 100%.

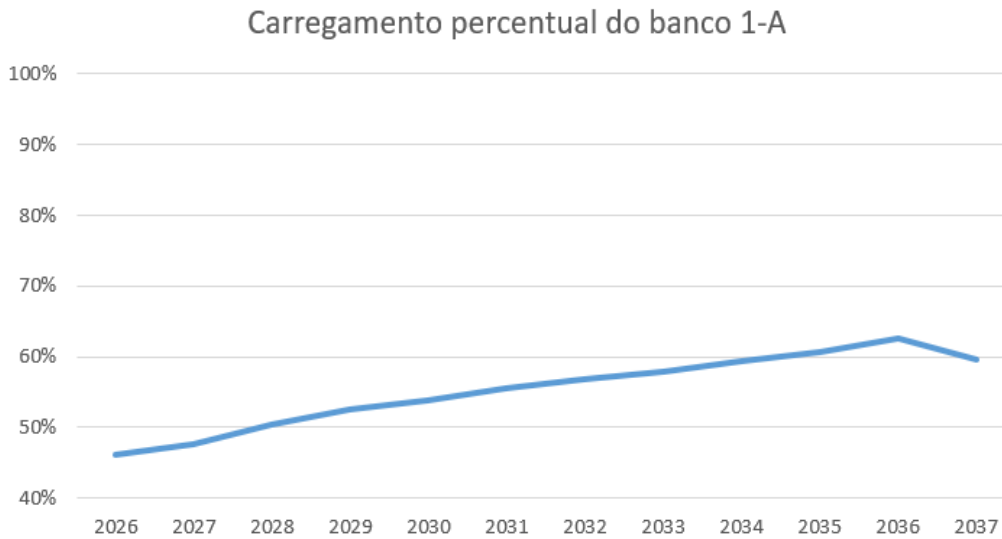
**10.1.3.3 Alternativa “C” - Bancos de 600 MVA e 4º banco de Nova Iguaçu**

As simulações realizadas nas alternativas anteriores permitiram concluir que a ampliação dos bancos AT11 e AT12 de São José para 750 ou 900 MVA não impactam de forma relevante no carregamento do banco 1-A de Nova Iguaçu.

Dessa forma, a alternativa C tem por objetivo analisar o desempenho das transformações ao se optar pela substituição dos bancos 11 e 12 de São José por módulos de mesma potência e pela entrada em operação do 4º banco de Nova Iguaçu.

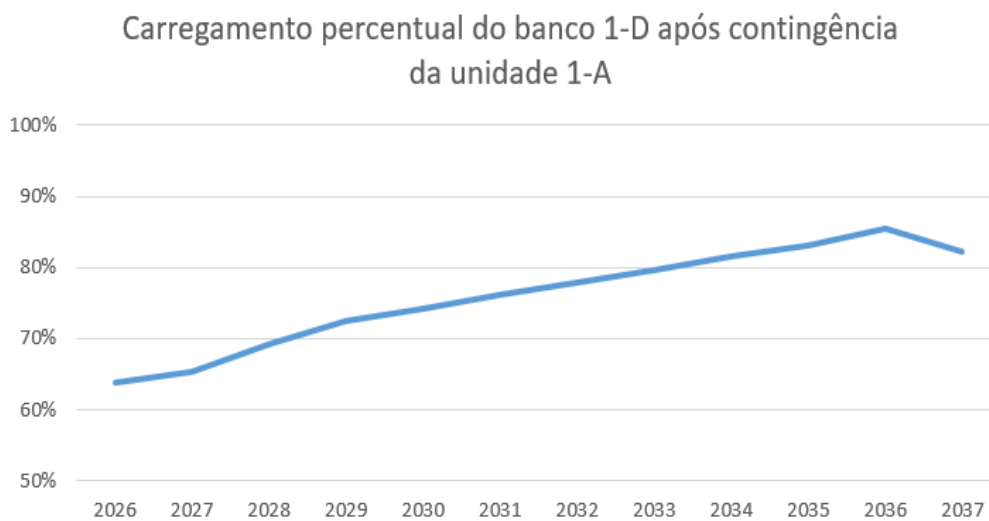
As simulações realizadas demonstraram que a entrada de mais um banco em Nova Iguaçu 500/138 kV, em paralelo com o banco 1-A já existente, provoca significativa redução de carregamento nessa transformação em todo o horizonte analisado, conforme figura a seguir.

**Tabela 10-8 - Carregamento percentual do banco 1-A de Nova Iguaçu**



Além de apresentar bom desempenho em regime de operação normal, a alternativa se mostra eficaz quando da contingência de um dos bancos, conforme figura a seguir:

**Tabela 10-9 - Carregamento percentual do banco 1-A de Nova Iguaçu após emergência da unidade em paralelo**



Os problemas de sobrecarga na Rede de Distribuição deixam de existir em contingências simples, pois a transformação 500/138 kV deixa de ter uma de suas semi-barras operando com apenas um banco.

**10.1.4 Definição da alternativa**

Como as duas primeiras alternativas, A e B, não foram consideradas adequadas para modularização dos bancos de São José, pois não conseguem reduzir o carregamento do transformador 1-A de Nova Iguaçu, a única alternativa considerada adequada é a C.

A previsão de custos para a alternativa C contabilizou, além dos novos transformadores, a entrada de novas conexões de transformadores e uma Interligação de barras.

A alternativa C, que considera a substituição das unidades existentes 11 e 12 de São José por bancos de mesma potência, 600 MVA, e a entrada da 4º banco em Nova Iguaçu, possui custo total de implantação de 195,91 milhões de reais. Esse valor considera os reforços nas duas Subestações, conforme tabela abaixo:

**Tabela 10-10 - Estimativa de custos da Alternativa C**

Descrição	Ano	Qtde.	Custo Unitário	Custo Total	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )			
				<b>195.912,55</b>	<b>84.023,53</b>	<b>17.402,41</b>	<b>19.234,41</b>	
<b>SE 500/138 kV SÃO JOSÉ (Ampliação/Adequação)</b>				<b>98.666,26</b>	<b>42.316,27</b>	<b>8.764,27</b>	<b>9.686,91</b>	
1º ATF 500/138 kV, (3+1R) x 200 MVA 1Φ	2033	4,0	14095,18	56.380,72	24.180,72	5.008,15	5.535,38	
2º ATF 500/138 kV, 3 x 200 MVA 1Φ	2033	3,0	14095,18	42.285,54	18.135,54	3.756,12	4.151,53	
<b>SE 500/138 kV NOVA IGUAÇU (Ampliação/Adequação)</b>				<b>97.246,29</b>	<b>41.707,27</b>	<b>8.638,14</b>	<b>9.547,50</b>	
4º ATF 500/138 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	2033	3,0	16539,39	49.618,17	21.280,38	4.407,45	4.871,44	
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	15301,70	15.301,70	6.562,64	1.359,21	1.502,30	
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2033	1,0	7055,44	7.055,44	3.025,96	626,72	692,69	
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	14679,73	14.679,73	6.295,88	1.303,96	1.441,23	
MIG-A	2033	1,0	6054,86	6.054,86	2.596,83	537,84	594,46	
MIM - 500 kV	2033	1,0	3874,31	3.874,31	1.661,63	344,15	380,37	
MIM - 138 kV	2033	1,0	662,08	662,08	283,95	58,81	65,00	

### 10.1.5 Recomendação

Baseado nas simulações realizadas e na avaliação econômica apresentada, recomenda-se que a modulação da transformação 500/138 kV da SE São José seja mantida em 600 MVA.

É importante destacar que a data de necessidade da substituição dessa transformação será dependente do fim de vida útil regulatório dos bancos atuais. Nesse estudo, foi adotado o ano de 2033, de forma referencial.

Os novos bancos devem possuir suportabilidade de corrente de curto-circuito de 63 kA.

Observação: Análises posteriores provocaram a alteração dessa recomendação, modificando a capacidade dos novos bancos AT11 e AT12, conforme detalhado no item 11.

Sobre Nova Iguaçu, recomenda-se a entrada em operação do 4º banco de autotransformadores 500/138 kV no ano horizonte indicativo.

### 10.2 Adrianópolis 500/345 kV

A transformação 500/345 kV da Subestação Adrianópolis possui 3 bancos de transformadores de 560 MVA cada. O transformador 55 encontra-se em operação desde 1976 e se encontra com vida útil regulatória e técnica vencida. A Eletrobras Furnas cadastrou a necessidade de substituição das três unidades no SGPMR, sob os números 00981/2019, 00982/2019 e 00984/2019. A unidade 51 está em operação desde 2002 e o banco 53 é novo, tendo entrado em operação em 2016.

O estudo [1] recomendou a ampliação de duas de suas unidades para 900 MVA em 2022 e 2026.

No entanto, tendo em vista a possibilidade de recomendação de reforços que pudessem provocar significativas alterações na topologia do sistema em 500 kV da região, essas ampliações não tiveram seus processos de autorização solicitados.

Além disso, essa transformação é fortemente impactada pela geração de fontes renováveis no Nordeste e pelo fluxo da Interligação entre os submercados Nordeste e Sudeste. Quando da época da recomendação inicial, a capacidade instalada de renováveis do Nordeste era consideravelmente inferior às previsões atuais.

Como as análises de fluxo de potência indicam forte correlação entre os carregamentos nas transformações 500/345 kV de Adrianópolis e de Nova Iguaçu, as duas transformações serão avaliadas de forma conjunta.

A partir do momento em que se considera uma maior participação das renováveis do Nordeste e se concluem as análises de curto-circuito, a modulação da transformação de Adrianópolis 500/345 kV deve ser revisada.

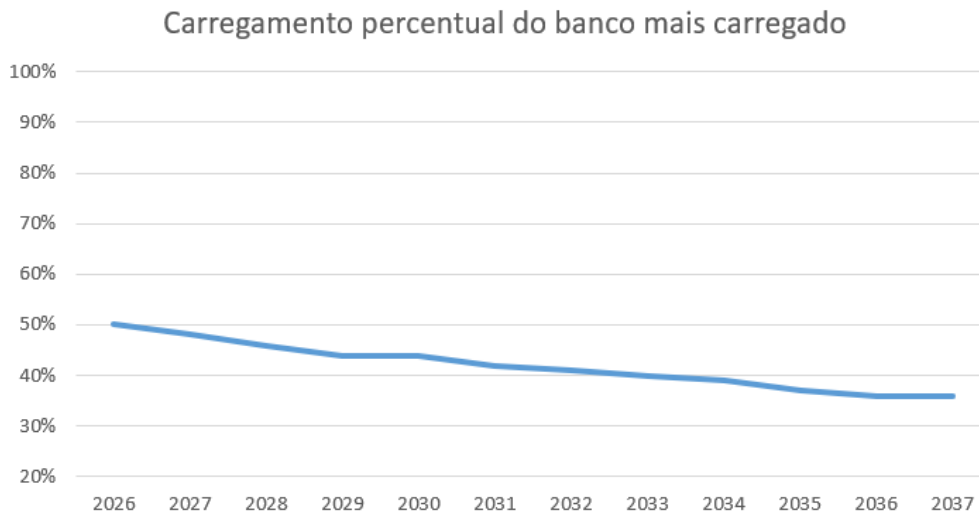
### **10.2.1 Montagem dos casos**

Assim como na análise de São José 500/138 kV, os casos de trabalho usados para dimensionamento da transformação de Adrianópolis 500/345 kV, são os casos utilizados nas análises do Grupo de Trabalho de Curto-Circuito da Região Metropolitana do Rio de Janeiro.

Os casos de trabalho existentes indicaram que o Caso de Carga Pesada e reduzida geração hidráulica na região Norte do país é o mais crítico para Adrianópolis 500/345 kV. O cenário de geração usado nesses casos foi detalhado no item 10.1.1.2.

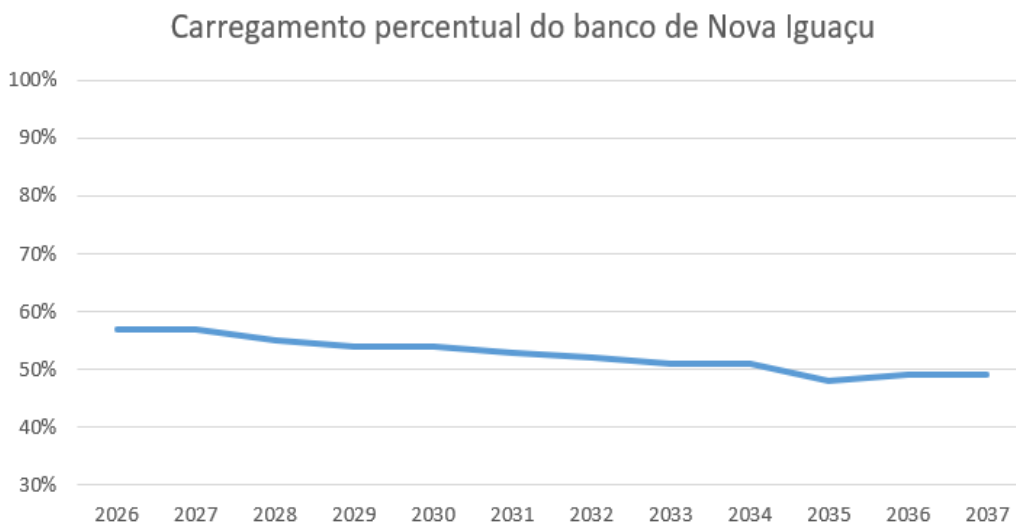
### **10.2.2 Simulações de fluxo de potência**

As simulações realizadas permitiram concluir que, em regime normal de operação, o fluxo de potência na transformação 500/345 kV de Adrianópolis é mantido em patamares baixos, conforme figura abaixo:



**Figura 10-1 - Carregamento do transformador mais carregado de Adrianópolis 500/345 kV**

A transformação 500/345 kV de Nova Iguaçu possui desempenho semelhante ao apresentado por Adrianópolis, conforme figura abaixo:



Dessa forma, como foram verificados baixos carregamentos nas transformações 500/345 kV de Adrianópolis e Nova Iguaçu, a ampliação dos bancos 55 e 51 de Adrianópolis está descartada.

É importante ressaltar que a geração eólica da região Nordeste é bastante impactante no carregamento da transformação 500/345 kV de Adrianópolis e vem apresentando crescimento muito rápido nos últimos anos. Por esse motivo, destaca-se que a capacidade instalada referente ao ano de 2033 é da ordem de 44,5 GW.

As usinas fotovoltaicas também apresentaram significativo crescimento recente, porém o caso dimensionador utilizado é de Carga Pesada, não sendo usual considerar geração dessa fonte.

### **10.2.3 Recomendação**

Com base nas simulações elétricas e projeções de carga efetuadas, recomenda-se o cancelamento da substituição dos bancos de transformadores 500/345 kV de Adrianópolis por bancos de potência igual a 900 MVA.

Como o banco de transformadores 55 já se encontra em final de vida útil, Eletrobras-Furnas cadastrou esse equipamento no SGPMR. No entanto, avaliações da EPE e do ONS não identificaram a necessidade de substituição desse banco por uma nova unidade.

# 11 ALTERNATIVAS DE RÁPIDA IMPLANTAÇÃO

A implantação das obras propostas nos capítulos anteriores se caracteriza como um reforço não convencional e, por esse motivo, foram feitas discussões preliminares sobre a futura outorga das obras.

Nesse sentido, a ANEEL e o MME informaram à EPE que a alteração da instalação de conexão da UTE Termorio poderia ser enquadrada nos termos da Resolução Normativa (ReN) 697/2015, revogada pela ReN 1030/2022. Segundo essa orientação, a responsabilidade pela implantação do reforço recomendado seria da central geradora, nesse caso, a PETROBRAS, proprietária da UTE Termorio.

A PETROBRAS, após tomar conhecimento da orientação dos órgãos setoriais, manifestou posição contrária à responsabilidade pela implantação dos reforços, conforme exposto na carta INP/ARX 1001/2022, Anexo 16.7.

Devido à incerteza quanto à entrada em operação da solução referencial apontada nos itens anteriores no horizonte de tempo estimado, a EPE analisou a possibilidade de recomendar uma solução de rápida implementação e sem risco de arrependimento. Dessa forma, foram analisadas as alternativas a seguir:

## 11.1 Conexão da Termorio em vãos vagos na SE São José 138 kV

O barramento em 138 kV da SE São José é seccionado em 2 semi-barras, que possuem conexões de transformadores 500/138 kV, entradas de linhas de transmissão e conexão de recursos para controle de tensão, conforme figura abaixo:

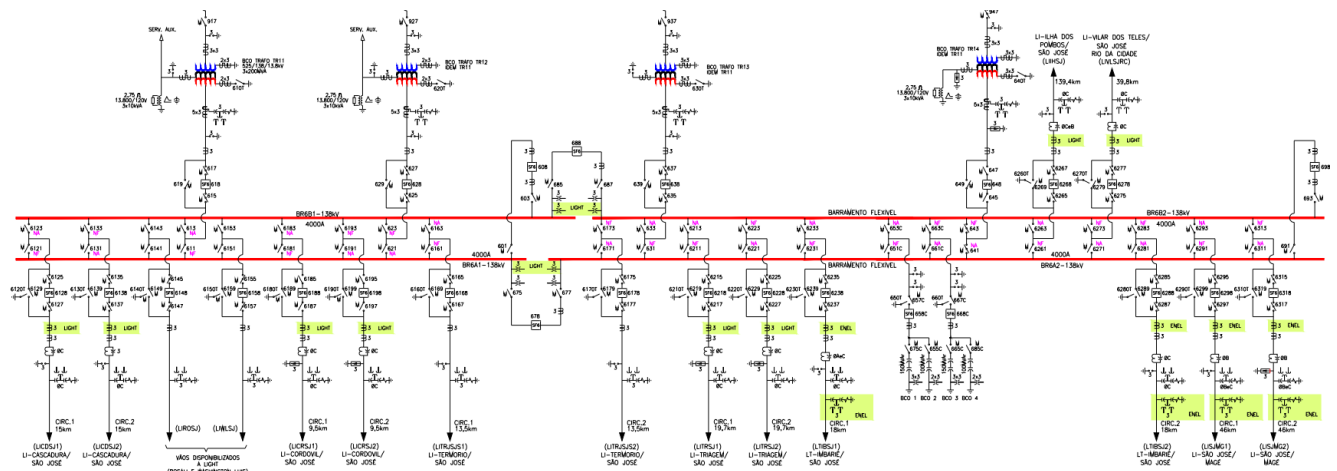


Figura 11-1 - Barramento em 138 kV da SE São José

É possível observar que a semi-barra 1 possui 2 entradas de linhas de transmissão disponibilizadas para a Light. Segundo informações preliminares da transmissora Eletrobras Furnas, esses vãos ainda não possuem previsão de utilização por parte da distribuidora.

A alternativa consiste em utilizar esses vãos disponibilizados para a distribuição para conectar a UTE Termorio e, no espaço originalmente destinado a conexão da UTE Termorio, instalar os reatores limitadores de curto-circuito recomendados na solução referencial.

Essa alternativa não possui grandes riscos de arrependimento, pois considera a instalação dos mesmos reatores da solução definitiva e não recomenda a entrada de equipamentos que poderiam ser dispensados após a entrada da solução referencial.

No entanto, as simulações de curto-circuito realizadas não indicaram um resultado considerado satisfatório em 2024, primeiro ano simulado, conforme tabela abaixo:

**Tabela 11-1 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio nos vãos vagos em São José 138 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	33,6	30,6	33,0	40,0
Grajaú	21,5	21,6	21,6	31,5
Nova Iguaçu	37,2	35,4	37,0	63,0
São José	27,8	22,9	26,8	40,0
Zona Oeste	22,5	17,9	21,8	63,0

**Tabela 11-2 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio nos vãos vagos em São José 138 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	29,9	29,1	29,8	40,0
Jacarepaguá	19,6	16,5	18,7	25,0
Nova Iguaçu	23,3	21,2	22,7	50,0

**Tabela 11-3 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio nos vãos vagos em São José 138 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 KV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	30,4	34,2	32,9	37,0
Cascadura	46,4	30,7	42,3	63,0
Grajaú	52,4	54,8	53,9	63,0
Jacarepaguá	45,7	45,1	45,8	63,0
Nova Iguaçu	72,6	70,3	72,2	63,0
São José	56,9	52,6	55,8	50,0
Zona Oeste	50,0	45,1	49,4	63,0

Além dos altos Níveis de Curto-Circuito encontrados para a região de Nova Iguaçu, que será analisada na segunda parte do GT-CC, o barramento de São José apresenta correntes da ordem de 90% da capacidade de interrupção dos equipamentos atualmente disponíveis no mercado já em 2024.

Os Níveis de Curto-Circuito simulados para a região no horizonte final do estudo, 2033, estão nas tabelas a seguir:

**Tabela 11-4 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio nos vãos vagos em São José 138 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	37,8	33,7	36,9	40,0
Grajaú	23,5	23,1	23,4	31,5
Nova Iguaçu	42,3	38,0	41,7	63,0
São José	30,8	22,8	29,2	40,0
Zona Oeste	25,0	19,1	23,9	63,0

**Tabela 11-5 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio nos vãos vagos em São José 138 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	32,4	31,3	32,3	40,0
Jacarepaguá	20,8	17,1	19,9	25,0
Nova Iguaçu	25,0	22,4	24,3	50,0

**Tabela 11-6 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio nos vãos vagos em São José 138 kV**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 KV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	33,2	36,6	35,3	37,0
Cascadura	49,0	31,3	44,4	63,0
Grajaú	55,5	57,4	57,0	63,0
Jacarepaguá	48,5	46,6	47,9	63,0
Nova Iguaçu	78,1	74,0	77,6	63,0
São José	60,2	52,8	58,4	63,0
Zona Oeste	53,3	47,0	52,1	63,0

As tabelas demonstram que a solução apresentada não pode ser classificada como robusta, pois no horizonte de 2033, os níveis de curto-circuito simulados para São José 138 kV ultrapassam 95% da capacidade de interrupção dos equipamentos atualmente disponíveis. Também se destaca o

barramento em 138 kV da SE Grajaú, que se aproxima dos 90% de sua capacidade de interrupção de corrente.

Ressalta-se que, como as simulações não apresentaram resultados satisfatórios, não foi feita consulta de viabilidade de expansão para Eletrobras Furnas e nem consulta à distribuidora acerca da possibilidade de uso dos vãos disponíveis.

### 11.2 Conexão da Termorio em vãos vagos na SE São José 138 kV com reatores na UTE Termorio

Com o objetivo de reduzir os NCCs da alternativa anterior, foi estudado o uso de reatores limitadores em série com as LTs 138 kV Termorio-São José C-1 e C-2.

#### 11.2.1 Dimensionamento dos reatores da LT 138 kV Termorio-São José C-1 e C-2

O dimensionamento da reatância a ser inserida em série com as LTs 138 kV Termorio-São José C-1 e C-2 foi feito com o objetivo de descobrir para qual valor de impedância percentual os NCCs de São José 138 kV chegam a 90% da capacidade de interrupção nominal dos equipamentos do barramento, ou seja 56,7 kA.

Dessa forma, simulando a entrada de reatores em série com as LTs que conectam a UTE Termorio ao SIN, foram elevadas as reatâncias de sequência positiva e zero dos 2 circuitos no caso de trabalho 2033. O resultado dessas simulações indicou que a inserção de reatores limitadores de 2% de reatância em suas bases de tensão e potência é adequada para que o NCC de São José 138 kV fique abaixo de 56,7 kA no horizonte de 2033.

#### 11.2.2 Simulações de curto-circuito

As simulações realizadas para o ano 2024, ano inicial das análises, apresentaram os resultados a seguir:

**Tabela 11-7 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio nos vãos vagos em São José 138 kV e reatores na UTE Termorio**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	33,1	30,4	32,6	40,0
Grajaú	21,3	21,4	21,5	31,5
Nova Iguaçu	36,6	34,8	36,5	63,0
São José	27,2	22,3	26,2	40,0
Zona Oeste	22,4	17,8	21,7	63,0

**Tabela 11-8 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio nos vãos vagos em São José 138 kV e reatores na UTE Termorio**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	29,8	29,0	29,6	40,0
Jacarepaguá	19,5	16,4	18,7	25,0
Nova Iguaçu	23,1	21,1	22,6	50,0

**Tabela 11-9 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio nos vãos vagos em São José 138 kV e reatores na UTE Termorio**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 KV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	30,4	34,1	32,8	37,0
Cascadura	45,1	30,1	41,2	63,0
Grajaú	52,2	54,7	53,7	63,0
Jacarepaguá	45,6	45,0	45,6	63,0
Nova Iguaçu	71,6	69,5	71,3	63,0
São José	52,9	49,1	51,9	50,0
Zona Oeste	49,9	45,0	49,2	63,0

Os resultados das simulações indicam uma redução de cerca de 4 kA nos NCCs de São José 138 kV após a inserção dos reatores limitadores em série com as LTs 138 kV Termorio-São José C-1 e C-2.

No final do horizonte analisado, 2033, os NCCs simulados são os seguintes:

**Tabela 11-10 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio nos vãos vagos em São José 138 kV e reatores na UTE Termorio**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	37,4	33,5	36,5	40,0
Grajaú	23,4	23,0	23,3	31,5
Nova Iguaçu	41,8	37,6	41,2	63,0
São José	30,2	22,2	28,6	40,0
Zona Oeste	24,8	19,0	23,8	63,0

**Tabela 11-11 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio nos vãos vagos em São José 138 kV e reatores na UTE Termorio**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	32,3	31,2	32,2	40,0
Jacarepaguá	20,7	17,0	19,8	25,0
Nova Iguaçu	24,9	22,4	24,2	50,0

**Tabela 11-12 - Níveis de curto-circuito com a UTE Termorio nos vãos vagos em São José 138 kV e reatores na UTE Termorio**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 KV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	33,1	36,6	35,3	37,0
Cascadura	47,8	30,8	43,2	63,0
Grajaú	55,3	57,3	56,9	63,0
Jacarepaguá	48,3	46,5	47,9	63,0
Nova Iguaçu	77,2	73,3	76,8	63,0
São José	56,2	49,3	54,5	50,0
Zona Oeste	53,1	47,0	52,0	63,0

As simulações realizadas permitiram concluir que a inserção dos reatores limitadores em série com a LT 138 kV Termorio-São José C-1 e C-2 contribuem para a redução de cerca de 4 kA nos NCCs em São José 138 kV. O barramento de Grajaú 138 kV não foi impactado de forma significativa pela inserção dos reatores.

As tabelas demonstram que a solução apresentada pode ser classificada como robusta pois no horizonte de 2033, os níveis de curto-circuito simulados para São José 138 kV ficam em torno de 90% da capacidade de interrupção dos equipamentos atualmente disponíveis.

### 11.3 Separação dos barramentos de São José 138 kV

Como nenhuma das alternativas anteriores resultou em uma redução considerável nos NCCs da região de São José, foi avaliada a possibilidade de manter a operação os barramentos separados em duas seções.

Nessa configuração, em condições de perda de um banco, o remanescente precisará suprir toda a carga da seção e, por esse motivo, tendo em vista o risco de sobrecarga, a alternativa considerará a ampliação dos bancos 11 e 12 por módulos de 900 MVA totais.

**Tabela 11-13 – Níveis de curto-circuito com a separação do barramento**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	33,8	30,8	33,2	40,0
Grajaú	21,5	21,6	21,7	31,5
Nova Iguaçu	37,3	35,6	37,2	63,0
São José	28,3	23,4	27,3	40,0
Zona Oeste	22,6	17,9	21,8	63,0

**Tabela 11-14 - Níveis de curto-circuito com a separação do barramento**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	30,0	29,2	29,9	40,0
Jacarepaguá	19,6	16,5	18,8	25,0
Nova Iguaçu	23,3	21,2	22,8	50,0

**Tabela 11-15 - Níveis de curto-circuito com a separação do barramento**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 KV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	30,5	34,2	33,0	37,0
Cascadura	46,5	30,6	42,4	63,0
Grajaú	52,5	54,9	54,0	63,0
Jacarepaguá	45,8	45,2	45,8	63,0
Nova Iguaçu	72,3	70,1	71,9	63,0
São José	56,2	50,4	54,3	50,0
Zona Oeste	50,1	45,1	49,4	63,0

De forma semelhante à apresentada pela conexão da UTE Termorio em vãos vagos na SE São José sem reatores na LT 138 kV Termorio-São José, os NCCs simulados para a alternativa são da ordem de 90% da capacidade nominal de interrupção dos equipamentos existentes em São José 138 kV.

Os NCCs simulados para o ano de 2033 estão apresentados nas tabelas a seguir:

**Tabela 11-16 - Níveis de curto-circuito com a separação do barramento**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	38,0	33,9	37,1	40,0
Grajaú	23,6	23,1	23,4	31,5
Nova Iguaçu	42,5	38,1	41,8	63,0
São José	31,4	23,4	29,8	40,0
Zona Oeste	25,0	19,1	23,9	63,0

**Tabela 11-17 - Níveis de curto-circuito com a separação do barramento**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	32,5	31,4	32,3	40,0
Jacarepaguá	20,8	17,1	19,9	25,0
Nova Iguaçu	25,1	22,5	24,3	50,0

**Tabela 11-18 - Níveis de curto-circuito com a separação do barramento**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 KV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	33,2	36,6	35,4	37,0
Cascadura	49,3	31,3	44,6	63,0
Grajaú	55,5	57,5	57,1	63,0
Jacarepaguá	48,5	46,7	48,0	63,0
Nova Iguaçu	77,8	73,8	77,3	63,0
São José	59,7	50,4	57,2	50,0
Zona Oeste	53,3	47,1	52,1	63,0

A análise do horizonte de longo prazo confirma os resultados insatisfatórios apresentados pela alternativa. Por esse motivo, foram buscadas soluções para tornar essa solução mais robusta.

A possibilidade de alterar a potência dos bancos 11 e 12 para 750 MVA, por exemplo, foi descartada, pois a redução nos NCCs seria bastante reduzida e além de dificultar o atendimento em condições de “N-1”, a diferença de custos seria mínima.

### 11.4 Separação dos barramentos de São José 138 kV com transformadores não convencionais

A alternativa consiste em manter a separação de barramentos proposta na alternativa anterior e adotar reatâncias não convencionais nos novos bancos 11 e 12, de 900 MVA cada. Dessa forma, espera-se uma redução nos NCCs da região e manutenção no atendimento às cargas da seção em condições de emergência.

#### 11.4.1 Dimensionamento das reatâncias dos novos bancos 11 e 12

O dimensionamento da reatância dos bancos de 900 MVA buscou manter a impedância equivalente dos bancos atualmente existentes na transformação. Segundo as informações da Base de dados da EPE, a impedância equivalente (primário x secundário) dos bancos atuais é de cerca de 13,3% em sua base de potência. Dessa forma, para ampliação dos bancos de 600 para 900 MVA, mantendo a impedância equivalente igual à atual, os novos bancos devem possuir uma reatância de cerca de 20%, quando considerada a base de potência de 900 MVA.

#### 11.4.2 Simulações de curto-circuito

As simulações de curto-circuito realizadas para o ano de 2024 resultaram nos valores informados nas tabelas a seguir:

**Tabela 11-19 - Níveis de curto-circuito com a separação do barramento e transformadores não convencionais**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	33,6	30,7	33,0	40,0
Grajaú	21,5	21,6	21,6	31,5
Nova Iguaçu	37,2	35,4	37,0	63,0
São José	27,9	23,0	26,9	40,0
Zona Oeste	22,6	17,9	21,8	63,0

**Tabela 11-20 - Níveis de curto-circuito com a separação do barramento e transformadores não convencionais**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	30,0	29,2	29,8	40,0
Jacarepaguá	19,6	16,5	18,8	25,0
Nova Iguaçu	23,3	21,2	22,8	50,0

**Tabela 11-21 - Níveis de curto-circuito com a separação do barramento e transformadores não convencionais**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 KV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	30,5	34,2	33,0	37,0
Cascadura	45,1	30,0	41,2	63,0
Grajaú	52,4	54,9	53,9	63,0
Jacarepaguá	45,7	45,1	45,8	63,0
Nova Iguaçu	72,2	70,0	71,8	63,0
São José	49,7	44,3	47,9	50,0
Zona Oeste	50,1	45,1	49,4	63,0

As simulações indicam NCCs inferiores aos encontrados nas soluções anteriores. Em relação a São José 138 kV, destaca-se que o valor é cerca de 3 kA inferior à alternativa anteriormente mais eficiente.

As simulações de curto-circuito realizadas para o ano de 2033 resultaram nos valores informados nas tabelas a seguir:

**Tabela 11-22 - Níveis de curto-circuito com a separação do barramento e transformadores não convencionais**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	37,8	33,8	37,0	40,0
Grajaú	23,5	23,1	23,4	31,5
Nova Iguaçu	42,3	38,0	41,7	63,0
São José	30,9	22,8	29,3	40,0
Zona Oeste	25,0	19,1	23,9	63,0

**Tabela 11-23 - Níveis de curto-circuito com a separação do barramento e transformadores não convencionais**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	32,5	31,4	32,3	40,0
Jacarepaguá	20,8	17,1	19,9	25,0
Nova Iguaçu	25,0	22,4	24,3	50,0

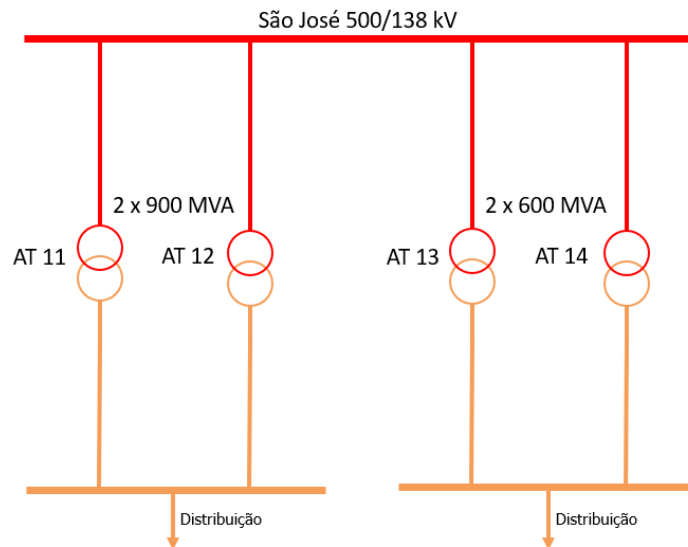
**Tabela 11-24 - Níveis de curto-circuito com a separação do barramento e transformadores não convencionais**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 KV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	33,2	36,6	35,4	37,0
Cascadura	47,7	30,7	43,2	63,0
Grajaú	55,5	57,4	57,0	63,0
Jacarepaguá	48,5	46,6	48,0	63,0
Nova Iguaçu	77,7	73,7	77,2	63,0
São José	52,6	44,6	49,9	50,0
Zona Oeste	53,3	47,0	52,1	63,0

As simulações para o ano de 2033 confirmam que a alternativa é a de maior redução para os NCCs do barramento de São José 138 kV.

### 11.5 Definição da alternativa

Por representar a alternativa que provoca a maior redução nos NCCs do setor de 138 kV da SE São José, recomenda-se que seja mantida a separação do barramento em 138 kV de São José, conforme figura abaixo:



**Figura 11-2 - Separação dos barramentos de São José 138 kV**

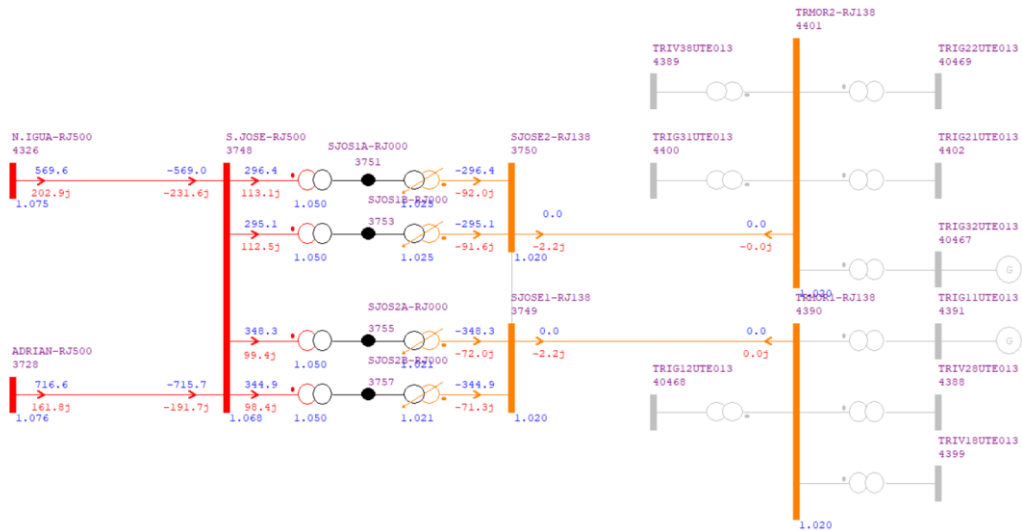
## 11.6 Simulações

Com o objetivo de atestar a viabilidade de implantação da alternativa a ser recomendada foram feitas simulações de fluxo de potência e curto-circuito. Basicamente, essas análises visam identificar o comportamento do sistema em condições normais de operação, em emergência e o controle de tensão.

Dessa forma, a partir dos casos de Carga Média e cenário de elevada geração na região Norte do Brasil do Plano Decenal 2033 foi analisado o comportamento da região de São José no ano de 2037. O despacho da UTE Termorio foi considerado nulo nas simulações de fluxo de potência. Esse caso representa as condições críticas para o atendimento às cargas de São José 500/138 kV.

### 11.6.1 Atendimento em condições normais de operação

O comportamento do sistema de São José em condições normais de operação está demonstrado na figura a seguir:



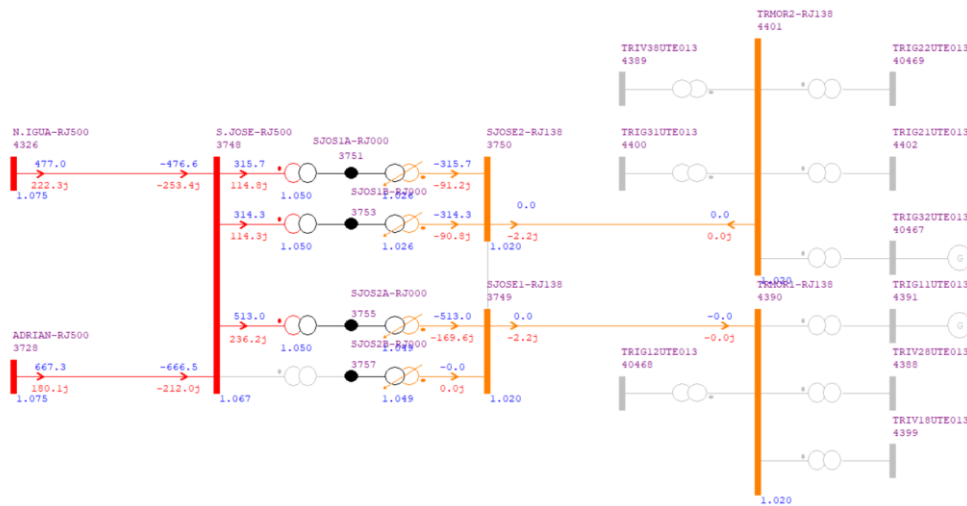
**Figura 11-3 Comportamento da região de São José em condições normais de operação**

Conforme observado, não foram encontradas violações de fluxo de potência.

### 11.6.2 Atendimento em condições de emergência

O atendimento às cargas da SE São José 138 kV em condições de emergência se torna ainda mais crítico tendo em vista o seccionamento do barramento, pois nessa configuração, a seção de barra com um banco de transformadores fora de operação só conta com mais um banco para atender a totalidade de suas cargas. Anteriormente, com 4 bancos interligados, a condição de emergência era menos crítica, pois os 3 bancos remanescentes dividiam a carga adicional.

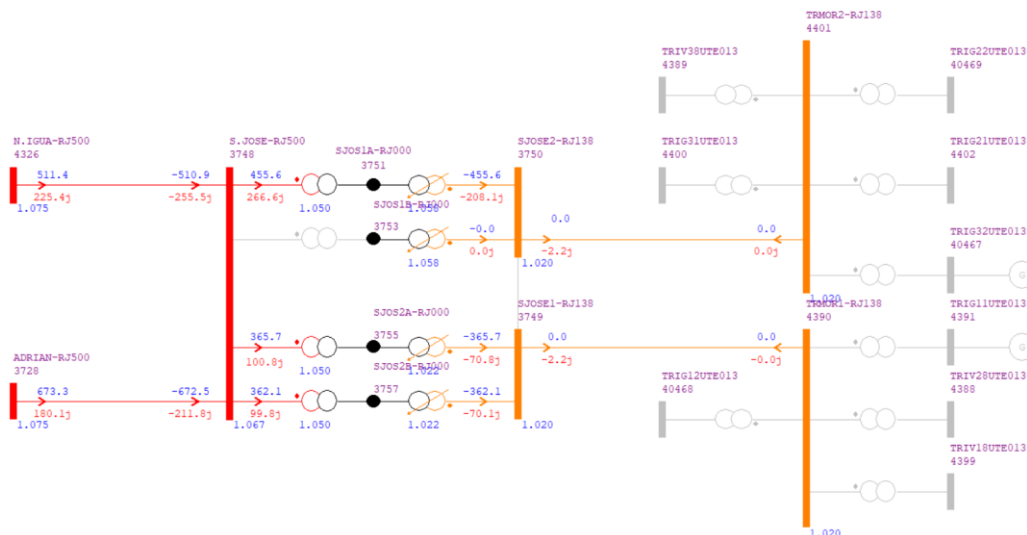
A figura a seguir apresenta o comportamento do sistema em caso de contingência do banco 12 no ano de 2037:



**Figura 11-4 - Contingência do banco 12 de São José 500/138 kV**

Observa-se que mesmo com o despacho nulo na UTE Termorio, não foram verificadas sobrecargas no banco remanescente, que permanece com a carga de aproximadamente 530 MVA.

Em caso de contingências na outra semi-barra, também não são esperadas sobrecargas, conforme figura seguinte:



**Figura 11-5 - Contingência do banco 14 de São José 500/138 kV**

Nesse caso, também se observa pleno atendimento ao critério "N-1", uma vez que o carregamento do banco 13 é de cerca de 490 MVA.

É importante destacar que a SE São José conta com bancos monofásicos 500/138kV, com duas unidades reserva, uma para cada semi-barra da SE, o que permite uma maior flexibilidade e confiabilidade para a SE, permitindo uma recomposição mais ágil dos transformadores. Além disso, a SE possui um barramento Barra Dupla 5 chaves no setor de 138kV, o que permite remanejamentos de cargas entre as semi-barras (1/2 e A/B), bem como o disjuntor de separação das barras 1/2, que em situações de contingências múltiplas da transformação pode ser interconectado a depender dos estudos específicos de configuração de barramento para curto-circuito, a serem desenvolvidos pelo ONS quando do horizonte de curto-médio prazo.

A possibilidade de interligação das duas semi-barras em condições de emergência em um dos bancos de São José 500/138 kV é descartada, pois as simulações indicam que, já no primeiro ano simulado, há violação da capacidade de interrupção dos equipamentos de São José 138 kV, conforme tabelas a seguir:

**Tabela 11-25 - Níveis de curto-circuito com as 2 semi-barras interligadas e 3 bancos em operação**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 500 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	33,5	30,6	32,9	40,0
Grajaú	21,5	21,5	21,6	31,5
Nova Iguaçu	37,1	35,1	36,9	63,0
São José	27,5	22,4	26,5	40,0
Zona Oeste	22,5	17,9	21,8	63,0

**Tabela 11-26 - Níveis de curto-circuito com as 2 semi-barras interligadas e 3 bancos em operação**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 345 kV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	30,0	29,2	29,8	40,0
Jacarepaguá	19,6	16,5	18,7	25,0
Nova Iguaçu	23,3	21,2	22,7	50,0

**Tabela 11-27 - Níveis de curto-circuito com as 2 semi-barras interligadas e 3 bancos em operação**

Níveis de curto-circuito (kA) - Barras em 138 KV				
Subestação	Curto 3Φ	Curto 1Φ	Curto 2Φ	Capacidade
Adrianópolis	30,5	34,3	33,0	37,0
Cascadura	46,1	30,4	42,0	63,0
Grajaú	52,4	54,8	53,9	63,0
Jacarepaguá	45,7	45,1	45,8	63,0
Nova Iguaçu	72,6	70,2	72,2	63,0
São José	63,4	57,3	61,7	50,0
Zona Oeste	50,0	45,1	49,4	63,0

O barramento de São José 138 kV apresenta NCC trifásico superior a 63 kA já no primeiro ano de simulação, 2024, inviabilizando a possibilidade de operação das 2 semi-barras interligadas, mesmo quando da operação de apenas 3 bancos de transformadores.

### 11.6.3 Controle de tensão

A análise de controle de tensão foi feita para identificar possíveis dificuldades no ajuste quando da ocorrência de carregamentos extremos na transformação de São José.

#### 11.6.3.1 Carga Leve

No patamar de carga leve, o natural decaimento do carregamento dos circuitos provoca elevação no perfil de tensão dos barramentos. Ainda nesse sentido, buscou-se reproduzir cenários extremos, com baixos fluxos na região através do despacho da UTE Termorio maximizado.

Por ser mais crítico, o cenário de baixa hidraulicidade na região Norte do país foi escolhido para essas simulações.

A figura a seguir apresenta o comportamento do sistema elétrico de São José em 2027:

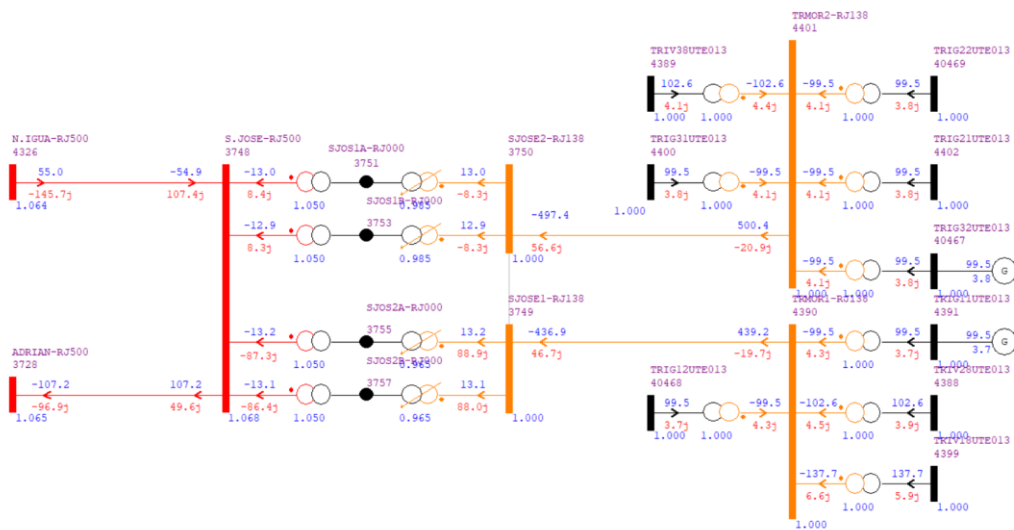
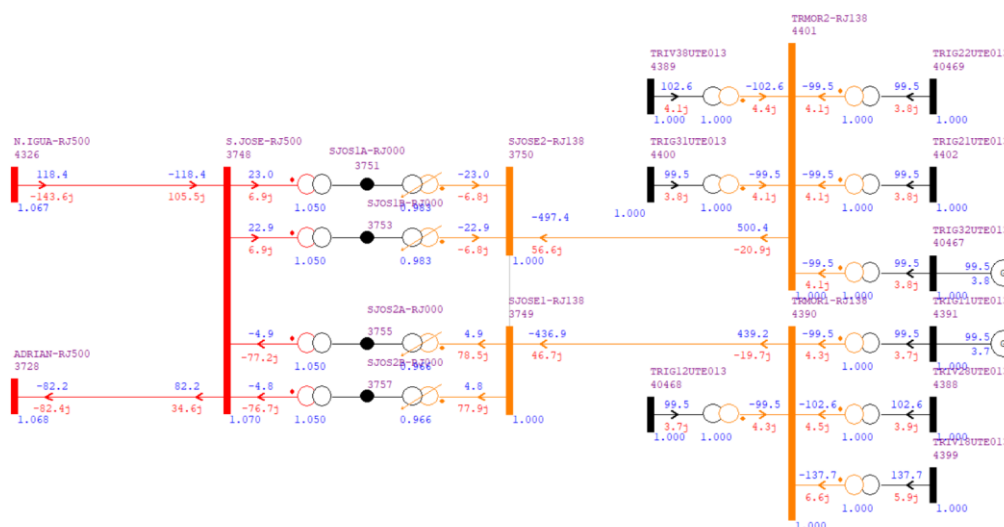


Figura 11-6 – Sistema elétrico da região de São José 500/138 kV

Observa-se que é possível manter os níveis de tensão dentro das faixas recomendadas usando apenas o ajuste do tap dos transformadores. Além dessa medida, a tensão de geração da UTE Termorio é mais um recurso para o controle de tensão da região.

Na simulação apresentada, buscou-se manter a injeção/absorção de potência reativa das máquinas próximo de zero.

Também foi feita a análise considerando-se o ano de 2037, tendo apresentado resultados semelhantes, conforme figura a seguir:



**Figura 11-7 Sistema elétrico da região de São José 500/138 kV**

De forma geral, espera-se que os recursos atualmente disponíveis na região sejam suficientes para um adequado ajuste de tensão na carga leve.

### 11.6.3.2 Carga Média

Nos patamares de carga média e pesada, a maior preocupação foi manter os níveis de tensão dos barramentos dentro dos limites mesmo com os circuitos com carregamentos elevados. Como os casos de Carga Pesada consideram a geração térmica da UTE Termorio, optou-se por usar o caso de Carga Média e elevada geração hidráulica na região Norte do país. Nesses casos, para aumentar o fluxo dos transformadores 500/138 kV, optou-se por manter a geração da UTE Termorio nula.

A condição de emergência de um dos bancos de maior reatância, 11 ou 12, é considerada crítica para o controle de tensão da região.

A figura abaixo demonstra o comportamento do sistema elétrico da região quando da perda do banco 11. Pode-se observar que, mesmo diante de elevado carregamento em um único banco de elevada reatância, foi possível manter os níveis de tensão de São José 138 kV em valores adequados, usando apenas os tapas do transformador remanescente.



A configuração base do barramento de São José 138 kV considerou a distribuição dos equipamentos nos barramentos conforme previsto na Instrução de Operação da Subestação [7]. Esse documento prevê o equilíbrio entre as fontes (transformadores e entradas de linha da Termorio) e as cargas (entradas de linhas das Distribuidoras) existentes no barramento.

A potência das fontes considerou carregamento de 630 MVA, nos transformadores 11 e 12. Essa potência permite atendimento à sobrecarga adicional de 40 % durante 30 minutos em caso de emergência de um dos bancos, conforme Procedimentos de Rede [8]. A geração da UTE Termorio conectada nessa seção de barra foi mantida em 495 MVA, cerca de 50 % da potência instalada da usina.

Por sua vez, a distribuição das cargas considerou a soma da potência das fontes e uma divisão de sua potência entre as 4 LTs existentes de acordo com as capacidades de curta duração desses circuitos.

O barramento de São José 138 kV possui uma grande quantidade de equipamentos conectados, contando com 4 entradas de Linha da Rede de Distribuição, 2 conexões de transformadores, 1 entrada de linha da UTE Termorio, 2 vãos ainda vagos e 2 seccionadores de barras. Dessa forma, pode-se chegar a um elevado número de cenários para simulação. A decisão pelo cenário adotado ocorre pelo fato de ser considerada uma configuração crítica, mas factível.

#### **11.6.4.2 Resultados**

As simulações indicaram valor máximo de corrente de 7,34 kA quando da ocorrência de manutenção no disjuntor do TR-11, conforme 16.8.

A superação da capacidade do barramento, de 4 kA, ocorreu em diversas situações simuladas como manutenção em um dos barramentos ou manutenção no disjuntor de um dos transformadores ou da entrada de linha da Termorio.

Em relação as correntes no vão da interligação de barras e no vão dos TRs-11 e 12, foram verificadas correntes máximas da ordem de 5,27 kA nas condições avaliadas.

As simulações realizadas no presente estudo identificaram correntes máximas similares às encontradas no estudo realizado pela Transmissora.

### **11.7 Conclusões**

A alternativa que consiste em separar os barramentos de São José 138 kV e substituir os bancos 11 e 12 por bancos de 900 MVA com reatâncias não convencionais é a alternativa que provoca maiores reduções nos NCCs da barra em 138 kV de São José.

A implantação dessa solução não ocasiona problemas de fluxo de potência na transformação em condição normal de operação e em contingências.

Os recursos de controle de tensão atualmente disponíveis na região são suficientes para manutenção da tensão dos barramentos em níveis adequados.

A ampliação da potência da transformação provocará aumento nas correntes circulantes no barramento em 138 kV, nos vãos dos disjuntores dos TRs 11 e 12 e na interligação de barras.

### **11.8 Recomendações**

Recomenda-se que seja mantida a separação do barramento de São José 138 kV em duas semi-barras isoladas entre si enquanto não houver definição sobre a outorga das obras relacionadas a migração da UTE Termorio para São José 500 kV.

Além disso, recomenda-se que os bancos 11 e 12 da Subestação sejam trocados por bancos de 900 MVA com reatâncias primário x secundário de cerca de 19,5% quando considerada a sua própria base de potência.

Em relação ao barramento de São José 138 kV, recomenda-se a recapacitação de todas as suas seções, de forma a possibilitar condução de corrente de no mínimo 7,5 kA.

Além disso, considerando a capacidade de emergência de curta duração dos novos transformadores, os equipamentos associados aos vãos dos TRs 11 e 12, as interligações de barras e os seccionadores de barra devem suportar correntes de 5272 A, no mínimo, por 30 min.

A recomendação pela ampliação da modulação de São José 500/138 kV para bancos de 900 MVA anula a recomendação feita no item 10.1.5.

## 12 ESTIMATIVA DE CUSTOS

A estimativa de custos das soluções propostas foi feita considerando-se a Base de Preços da ANEEL de Março de 2022 e totaliza investimentos da ordem de 385,538 milhões de reais. Desse total, R\$ 288,293 milhões são de obras determinativas e R\$ 97,246 milhões de obras indicativas.

As obras determinativas estão relacionadas à ampliação dos bancos 11 e 12 de São José 500/138 kV, a substituição de equipamentos em São José 138 kV e a recapacitação de todo o barramento em 138 kV da SE, conforme seções 12.1, 12.2 e 12.6.

A ampliação da transformação de Nova Iguaçu 500/138 kV é a única obra indicativa recomendada e tem custos estimados em R\$ 97,246 milhões, conforme seção 12.5.

### 12.1 Ampliação da transformação 500/138 kV de São José

A modulação da transformação 500/138 kV de São José foi definida no item 1111.4 e seus custos foram apresentados na tabela a seguir.

**Tabela 12-1 - Ampliação dos bancos 11 e 12 de São José 500/138 kV**

<b>SE 500/138 kV SÃO JOSÉ (Ampliação/Adequação)</b>						<b>266.018,62</b>
1º TF 500/138 kV, (3+1R) x 300 MVA 1Φ	2026	4,0	1,1	20519,63		90.286,37
2º TF 500/138 kV, (3+1R) x 300 MVA 1Φ	2026	3,0	1,1	20519,63		67.714,78
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2026	2,0	1,0	15301,70		30.603,40
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2026	2,0	1,0	7055,44		14.110,88
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2026	2,0	1,0	14679,73		29.359,46
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	2026	4,0	1,0	5555,65		22.222,60
MIM - 500 kV	2026	1,0	1,0	7748,62		7.748,62
MIM - 138 kV	2026	1,0	1,0	3972,51		3.972,51

Como os bancos de transformadores 11 e 12 de São José 500/138 kV devem possuir reatâncias não convencionais, foram feitas consultas a fabricantes com o objetivo de estimar o sobrecusto relacionado à construção de equipamentos não usuais. Como resultado dessa consulta, foi adotado o fator de 10% de sobrecusto.

Os custos associados aos equipamentos do barramento de 138 kV foram feitos considerando arranjo barra dupla à 4 chaves (BD4) devido à inexistência de dados específicos para o arranjo do barramento, barra dupla à 5 chaves (BD5).

### 12.2 Substituição de equipamentos em São José 138 kV

Os equipamentos que possuem suportabilidade de corrente de curto-circuito inferior a 63 kA e que ainda não possuem indicação de troca no PAR ou no PMI foram listados no item 8.3.1.

Os custos para substituição desses equipamentos foram calculados considerando como referência os custos da Base de Preços da ANEEL de Março de 2022 e estão listados na tabela a seguir:

**Tabela 12-2 - Estimativa de custos para troca dos equipamentos de São José 138 kV**

Equipamento	Quantidade	Custo unitário (R\$ mi)	Custo total (R\$ mi)
Disjuntores	18	0,321	5,778
Chaves Seccionadoras	90	0,067	6,030
Para-raios	10	0,025	0,247
Transformadores de Corrente	39	0,073	2,832
Transformadores de Potencial	6	0,065	0,387
<b>Total</b>	<b>163</b>	<b>-</b>	<b>15,274</b>

### 12.3 Migração da UTE Termorio para São José 500 kV

Os custos decorrentes da migração da conexão da UTE Termorio de São José 138 kV para São José 500 kV são da ordem de R\$ 282,1 milhões. Desse total, quase metade corresponde aos 7 transformadores 500/138 kV monofásicos recomendados. As conexões dos dois bancos de transformadores nos barramentos de 500 e 138 kV também foram contabilizadas, bem como as interligações de barramento, as 2 entradas de linhas em 138 kV necessárias e os módulos de infraestrutura.

A tabela a seguir demonstra de forma mais detalhada os custos de implantação da migração da UTE Termorio para São José 500 kV.

**Tabela 12-3 - Migração da UTE Termorio para São José 500 kV**

SE 500/138 kV SÃO JOSÉ   Migração da UTE Termorio (Ampliação/Adequação)						256.128,72
1° TF 500/138 kV, (3+1R) x 200 MVA 1Φ	2026	4,0	1,0	16832,11		67.328,44
2° TF 500/138 kV, 3 x 200 MVA 1Φ	2026	3,0	1,0	16832,11		50.496,33
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2026	2,0	1,0	15301,70		30.603,40
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2026	2,0	1,0	7055,44		14.110,88
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2026	2,0	1,0	14679,73		29.359,46
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	2026	1,0	1,0	5555,65		5.555,65
MIM - 500 kV	2026	1,0	1,0	7748,62		7.748,62
MIM - 138 kV	2026	1,0	1,0	1986,25		1.986,25
MIG (Terreno Urbano)	2026	1,0	1,0	42884,83		42.884,83
MIG-A	2026	1,0	1,0	6054,86		6.054,86
LT 138 kV SÃO JOSÉ - TERMORIO, C1 e C2 (CD)   Migração da UTE Termorio (Ampliação/Adequação)						25.957,36
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 1 km	2026	1,0	10,0	1127,18		11.271,84
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2026	2,0	1,0	7342,76	São José	14.685,52

Os custos associados aos equipamentos do barramento de 138 kV foram feitos considerando arranjo barra dupla à 4 chaves (BD4) devido à inexistência de dados específicos para o arranjo do barramento, barra dupla à 5 chaves (BD5).

### 12.4 Instalação de reatores limitadores em São José 138 kV

Os reatores limitadores de curto-circuito são equipamentos usualmente utilizados para controle dos NCCs nos sistemas elétricos. No entanto, como são itens não convencionais e de cotação por demanda,

é difícil estimar os custos para implantação desses equipamentos. Além disso, sua especificação é bastante dependente de parâmetros como nível de tensão, corrente de curto-circuito, corrente de operação em regime e reatância.

Com o objetivo de obter algum valor de custo referencial para as análises de viabilidade econômica, foram feitas consultas a fabricantes com notável experiência na instalação desses equipamentos. Por questões de sigilo solicitado pelas empresas, não é possível citar os preços informados bem como os fabricantes envolvidos no levantamento de custos.

Baseado nas respostas enviadas, para a composição de custos da alternativa de referência, estima-se um custo de 3,0 milhões de reais para instalação dos reatores limitadores de curto-circuito especificados. Essa estimativa de custos deve ser atualizada e detalhada pelos fabricantes quando da tomada de preços para o processo de outorga.

### 12.5 Ampliação da transformação de Nova Iguaçu 500/138 kV

A ampliação da transformação 500/138 kV de Nova Iguaçu foi analisada no item 10.1.3.3 e seus custos estão representados na tabela a seguir:

**Tabela 12-4 – Ampliação da transformação 500/138 kV de Nova Iguaçu**

<b>SE 500/138 kV NOVA IGUAÇU (Ampliação/Adequação)</b>					<b>97.246,29</b>
4° ATF 500/138 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	2026	3,0	1,0	16539,39	49.618,17
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2026	1,0	1,0	15301,70	15.301,70
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2026	1,0	1,0	7055,44	7.055,44
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2026	1,0	1,0	14679,73	14.679,73
MIM - 500 kV	2026	1,0	1,0	3874,31	3.874,31
MIM - 138 kV	2026	1,0	1,0	662,08	662,08
MIG-A	2026	1,0	1,0	6054,86	6.054,86

### 12.6 Substituição de barramentos em São José 138 kV

A substituição do barramento em 138 kV da SE São José, descrita na seção 11.6.4, possui estimativa de custos da ordem de 7,0 milhões de reais, conforme estimativa informada no Sistema de Gerenciamento dos Planos de Melhorias e Reforços (SGPMR).



## 13 REFERÊNCIAS

- [1]. Estudo de Atendimento à Região Metropolitana do Rio de Janeiro - (EPE-DEE-RE-014-2017)
- [2]. Estudo de Atendimento elétrico ao estado do Rio Grande do Sul: Região Metropolitana de Porto Alegre – Volume 1 - (EPE-DEE-RE-088-2018)
- [3]. Estudo de Atendimento elétrico ao estado do Rio Grande do Sul: Região Metropolitana de Porto Alegre – Volume 2 - (EPE-DEE-RE-039-2019)
- [4]. Estudo de expansão do sistema de transmissão para escoamento do potencial termelétrico dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo (EPE-DEE-RE-029-2018)
- [5]. Estudos de curto-circuito período 2021-2026 – Volume 1 (RT-ONS DPL 0271/2021)
- [6]. Estudo de fluxo de potência nos barramentos de 138 kV da Subestação de São José em função do aumento de potência do banco de transformadores monofásicos TR11 e TR12 de (3 x 200 MVA) para (3 x 300 MVA) – (FUR-T-SUB-STSJ-001-RT-R0)
- [7]. Procedimentos Sistêmicos para Operação da SE São José – (IO-OI.SE.STSJ ver. 14)
- [8]. Ensaio de elevação de temperatura de transformadores em sobrecarga – (ONS NT 038/2014)

## 14 FICHAS PET/PELP

### INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

#### Sistema Interligado da Região SUDESTE

<b>Empreendimento:</b>	UF: <b>RJ</b>
<b>SE 500/138 kV SÃO JOSÉ (Ampliação/Adequação)</b>	DATA DE NECESSIDADE: <b>Jan/2026</b>
	PRAZO DE EXECUÇÃO: <b>60 meses</b>

**Justificativa:**

Substituição de equipamentos por superação de corrente de curto-circuito

**Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)**

1° TF 500/138 kV, (3+1R) x 300 MVA 1Φ	90.286,37
2° TF 500/138 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	67.714,78
2 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	30.603,40
2 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD5 (*)	14.110,88
2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	29.359,46
4 IB (Interligação de Barras) 138 kV (*)	22.222,60
MIM - 138 kV	3.972,51
MIM – 500 kV	7.748,62

**Total de Investimentos Previstos: 266.018,62**

**Situação atual:**

**Observações:**

(\*) Os custos associados aos equipamentos do barramento de 138 kV foram feitos considerando arranjo barra dupla à 4 chaves (BD4) devido à inexistência de dados específicos para o arranjo do barramento, barra dupla à 5 chaves (BD5).

**Documentos de referência:**

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2023.

**Sistema Interligado da Região SUDESTE**

<b>Empreendimento:</b>  <b>SE 500/138 kV NOVA IGUAÇU (Ampliação/Adequação)</b>	<b>UF:</b> <b>RJ</b>
	<b>DATA DE NECESSIDADE:</b> <b>Jan/2035</b>
	<b>PRAZO DE EXECUÇÃO:</b> <b>60 meses</b>

**Justificativa:**

Atendimento ao critério N-1

**Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)**

4° ATF 500/138 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	49.618,17
1 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	15.301,70
1 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	7.055,44
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	14.679,73
MIM - 500 kV	3.874,31
MIM - 138 kV	662,08
MIG-A	6.054,86

**Total de Investimentos Previstos:** **97.246,29**

**Situação atual:**

**Observações:**

**Documentos de referência:**

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2023.

## 15 LISTA DE PARTICIPANTES

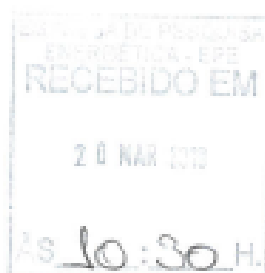
Nome	Empresa
Bruno Scarpa Alves da Silveira	EPE
Fabiano Schmidt	EPE
Lucas Simões de Oliveira	EPE
Maxwell Cury Junior	EPE
Tiago Veiga Madureira	EPE
Adriana Veiga Gomes da Fonseca	FURNAS
Ângelo Medeiros Sátiro	FURNAS
Frederico Garcia Cavalcante	FURNAS
Yuri Rosenblum de Souza	FURNAS
Andre Calheiros	GEMINI
Rafael da Silva Souza	GEMINI
Aline Pontes de Oliveira de Lima	LIGHT
Beatriz Silva Abdalla	LIGHT
Débora Microni Soares	LIGHT
Fernanda Decothe Andrade Torres	LIGHT
José Eduardo da Silva Carvalho	LIGHT
Marco Antonio de Araujo	LIGHT
Paulo Ricardo Morais Shor	LIGHT
Renã Rosa da Silva Riquieri	LIGHT
Andre Luiz Machado Guimarães	ONS
Marianna Nogueira Bacelar	ONS
Pedro Guimarães Trindade	ONS
Simone Bezerra Chaves Garcia	ONS
Vinicius Amante Pineschi	ONS
Alessandro Francisco Araujo Dutra	PETROBRAS
Itamar Soares de Oliveira	PETROBRAS

## 16 ANEXOS

### 16.1 Consulta sobre alterações na configuração da SE São José



Rua Paulista, 219 - Botafogo  
 20090-000 - RJ - Brasil  
 CEP: 22251-900  
 Tel: 51 11 2529-4112  
 Fax: 51 21 2529-5000



Rio de Janeiro, 18 de março de 2019

**N.Ref.** ET.E.E.005.2019

**S.Ref.**

Empresa de Pesquisa Energética - EPE  
 48002.000609/2019-05

Ao Senhor  
 José Marcos Bressane  
 Superintendente de Transmissão de Energia  
 EPE - Empresa de Pesquisa Energética  
 Avenida Rio Branco 1, 11º andar - Centro  
 Rio de Janeiro RJ

**Assunto:** Consulta sobre alterações na configuração da SE São José

Senhor Superintendente

1. Em atenção ao Ofício 0083/2019/DEE/EPE de 26/02/2019, referente à viabilidade de alterações e dos quais a EPE sugere alternativas na configuração da SE São José e FURNAS através da equipe de engenharia as verifica:

1.1. A Conexão de Reator Limitador de Curto-Circuito nas LTs **500 kV** para Nova Iguaçu e Adrianópolis do ponto de vista técnico, é **viável**, entretanto há algumas questões que julgamos pertinentes apontar:

1.1.1. Para a instalação nos eixos 7-8 e 8-9 conforme arranjo físico (desenho 285900-9-A0), em anexo, necessitará de uma obra de terraplenagem de considerável montante e pode acarretar na necessidade de relocação de torre.

1.1.2. Para a instalação nos eixos 9-11 e 13-15 poderá haver a necessidade de instalação de novas torres de modo a encabeçar as linhas por estes eixos.

1.1.3. Ressalta-se que para uma melhor definição de localização necessita de informação quanto a necessidade de equipamentos associados ao Reator Limitador de Curto-Circuito.

1.2. A Conexão de Reator Limitador de Curto-Circuito entre os barramentos de **138 kV** da SE São José se mostra **inviável**.

1.3. A Conexão do 5º Banco de Transformadores 500/138 kV, 600 MVA, no barramento de nº1 de 138 kV da SE São José é **viável** para a instalação entre os eixos 6 e 5 (lado de alta) e os eixos 5A e 4A (lado de baixa).

1.4. A Conexão do 5º Banco de Transformadores 500/138 kV da SE São José, 600 MVA, no barramento de nº2 de 138 kV se mostra **inviável**.

2. Segue em anexo o formulário preenchido com as informações solicitadas.



N.Ref. ET.E.E.005.2019

Pág. 02/02

3. Seguem também em anexo o diagrama Unifilar, arranjo físico e foto da SE São José.
4. Sendo o que tínhamos a apresentar nesta oportunidade, colocamo-nos à disposição para quaisquer esclarecimentos e/ou informações adicionais que se façam necessários.

Atenciosamente,



Victor Hugo Goes Ricco  
Superintendência de Empreendimentos de  
Transmissão

Anexo: CD contendo:

- I - Formulário de Consulta de Expansão
- II - Diagrama Unifilar - DEEP.0-SE-28
- III - Arranjo Físico - Desenho 285900-9-A0
- IV - Foto SE São José - fonte Google Earth

	<b>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</b>	Data: 25/03/2019
		Revisão:
		Página: 1 - 6

**INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)**

**ESTUDO:** Grupo de Trabalho de Curto-Circuito da Região Metropolitana do Rio de Janeiro

**ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO**

**Subestação:** São José 500/138 kV      **Concessionária Proprietária:** FURNAS - Furnas Centrais Elétricas S.A.

**1. Módulos de Manobra**

<input checked="" type="checkbox"/>	IB	Quantidade: 1	Tensão Prim (kV): 500	Arranjo Prim.: DIM
<input checked="" type="checkbox"/>	CT	Quantidade: 1	Tensão Prim (kV): 500	Arranjo Prim.: DIM
<input checked="" type="checkbox"/>	CT	Quantidade: 1	Tensão Sec (kV): 138	Arranjo Sec.: B05
<input checked="" type="checkbox"/>	Elementos associados ao RLCC entre barras		Quantidade: 1	Tensão (kV): 138
<input checked="" type="checkbox"/>	Elementos associados ao RLCC das LTs		Quantidade: 2	Tensão (kV): 500

**2. Módulos de Equipamentos**


<input checked="" type="checkbox"/>	Transformadores	Quantidade: 3	Potência (MVA): (3 x 200)	Tensão Prim./Sec. (kV) 500/138 Fase: M
<input checked="" type="checkbox"/>	RLCC entre barras	Quantidade: 1	Tensão (kV): 138	Fase: 3/4
<input checked="" type="checkbox"/>	RLCC nas LTs	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Fase: 3/4

**3. Diagrama Unifilar**

O diagrama unifilar simplificado da alternativa proposta encontra-se em figura anexa.

**Legenda:** **MM:** Entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de capacitores paralelo (CCP) ou série (CCS), conexão de retores de linha (CRL) ou de barra (CBB), conexão de transformador de aterramento (ETA), conexão de compensador (CC), reator limitador de curto-circuito (RLCC).    **ARRANJO:** Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (B04), AME, JNL, Disjuntor e Meio (DIM).



	<b>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</b>	Data: 25/02/2019
		Revisão:
		Página: 3 - 6

**INFORMAÇÕES ADICIONAIS**

**5. Observações da EPE**

Solicita-se que a Transmissora analise a viabilidade de implantação das seguintes alterações na Subestação de São José:

- Conexão de Reator Limitador de Curto-Circuito na LT 500 kV Nova Iguaçu / São José (Figura 1 do anexo);
- Conexão de Reator Limitador de Curto-Circuito na LT 500 kV Adrianópolis / São José (Figura 1 do anexo);
- Conexão de Reator Limitador de Curto-Circuito entre os barramentos de 138 kV (Figura 2 do anexo);
- Conexão do 5º Banco de Transformadores 500/138 kV 600 MVA no barramento nº 1 de 138 kV (Figura 3 do anexo);
- Conexão do 5º Banco de Transformadores 500/138 kV 600 MVA no barramento nº 2 de 138 kV (Figura 4 do anexo).

**6. Observações da Transmissora de Energia**

**RLC 500kV (Figura 1)**

Considerou-se a utilização de reatores de núcleo de ar, cujos dados foram enviados pela Siemens na correspondência EM HP/1286.10/18, cujos dados encontram-se a seguir:

CLR-1550-1500-18.496,  $V_{nom} = 500kV$ ,  $I_{cc}$  sem Reator = 20,7kA,  $I_{cc}$  com Reator = 13,8kA,  $Z = 6.973$ ,  $L_n = 18.496mH$

Diâmetro x Altura total x Distância entre centros = 2.496 x 5.055 x 6.655 mm

A instalação do RLC conforme figura 1, a princípio poderia ser efetuada nos vãos L1 e L2 de 500kV, estimando-se uma largura total do vão de reatores de 33,275 m. Note-se que para tal instalação, deverá ser estudada a alternativa mais eficiente, visto que a instalação nos eixos 7-8 e 8-9 acarreta em uma obra de terraplanagem de considerável monta, bem como o possível impacto na locação da torre terminal existente no elevado, podendo inclusive acarretar em necessidade de relocação desta torre. Alternativas de instalação dos reatores ao longo dos eixos 9-11 e 13-15 devem ser objetos de levantamento, visando a determinação da necessidade de ser instaladas novas torres de modo a encabeçar as linhas por estes eixos, em área já terraplanada (área esta destinada a um pátio de 345kV no projeto original da SE). Cabe também ressaltar que a definição depende, também, da locação e dimensão dos equipamentos associados.

**RLC 138kV (Figura 2)**

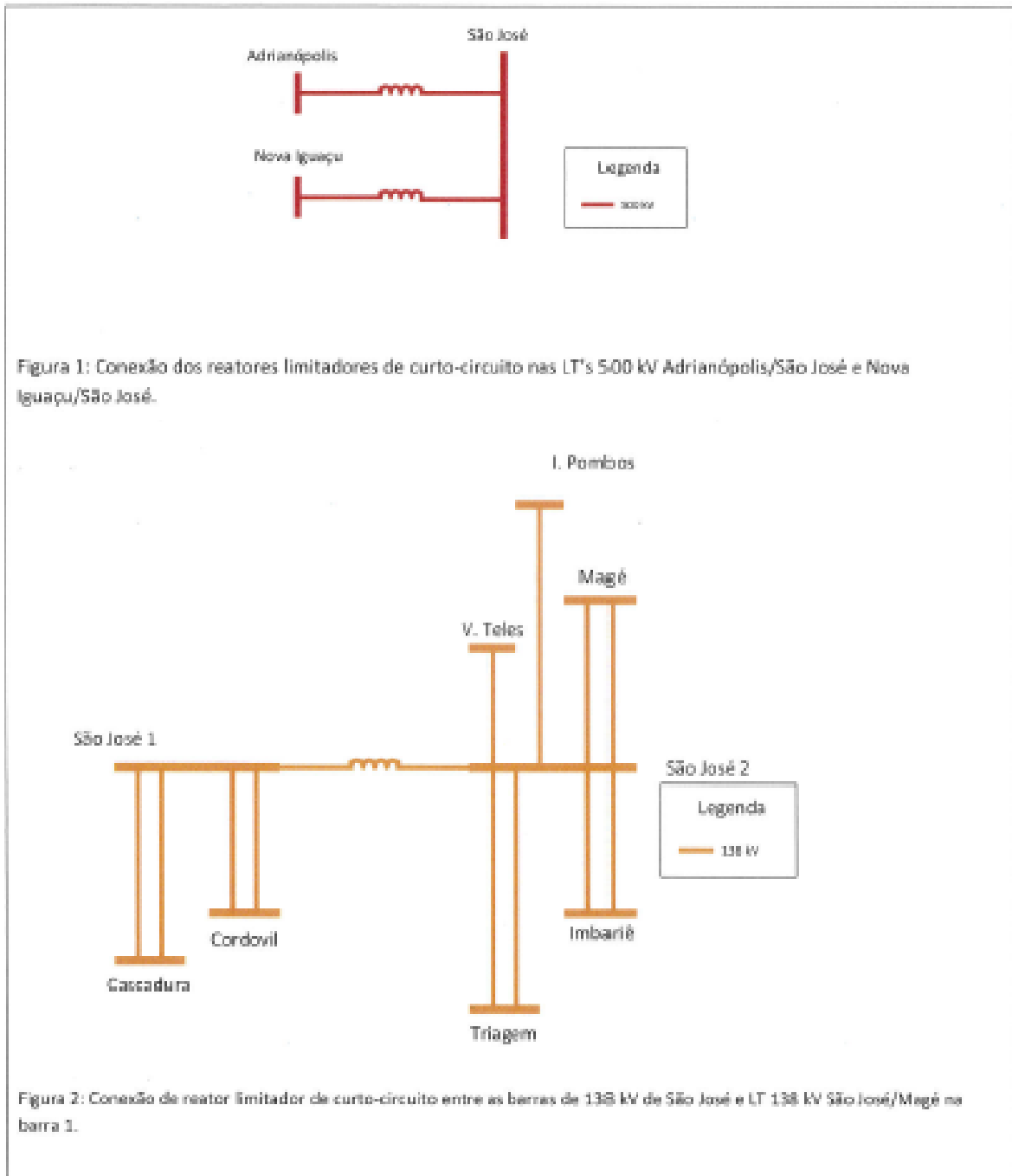
CLR-650-4000-1.405,  $V_{nom} = 138kV$ ,  $I_{cc}$  sem Reator = 75kA,  $I_{cc}$  com Reator = 50kA,  $Z = 0.531$ ,  $L_n = 1.409mH$

Diâmetro x Altura total x Distância entre centros = 1.735 x 4.458 x 3.683 mm

	<h3>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</h3>	Data: 25/02/2019 <hr/> Revisão: <hr/> Página: 4 - 6		
<p>A instalação do RLC, estimando-se uma largura total do vão de reatores de 18,415 m, conforme figura 2, depende do levantamento de uma série de fatores que podem ser impeditivos, tais como: interferências com a rede de canaletas entre os eixos Q1 e Q2, que somente podem ser elucidadas após as definições das dimensões e locação dos RLC, suas estruturas e dos equipamentos a eles associados; as distâncias elétricas entre o seccionamento de barra B1-B2 e o vão de baixa do TR13, que devem ser objetos de levantamentos topográficos após a locação das estruturas e equipamentos de forma a confirmarem o "clearance" necessário; as interferências entre as estruturas do vão de interligação de barras A1-B1 e as do RLC, que de maneira semelhante ao descrito nos itens acima, necessita das mesmas informações para validação da exequibilidade da instalação do RLC; da mesma forma, o levantamento topográfico entre os eixos S e U necessário para averiguação das condições adequadas para a instalação do RLC é necessário.</p> <p>Diante do exposto, de modo a verificar as possibilidades descritas, se faz necessário um estudo mais aprofundado sobre a instalação dos RLCs, de forma a confirmar ou não a exequibilidade das opções acima descritas. Resultando na posição de inviabilidade da proposta apresentada.</p> <p><b>Banco de Transformador (Figuras 3 e 4)</b></p> <p>Conforme planta geral em anexo (desenho 285900-9-A0), a instalação de um quinto banco é possível, entre os eixos 6 e 5, no lado de alta; no que tange ao vão de baixa, pode-se utilizar o vão entre os eixos 5a e 4a. Tal posicionamento nos deixaria com uma configuração semelhante ao da figura 3, porém com o novo banco situado na extremidade do barramento A1/B1, o que poderia ocasionar assimetria de cargas. Nesta configuração não seria possível utilizar o quinto banco nas barras A2/B2. Para implementar o banco, será necessária a implantação dos vãos de alta e baixa associados, incluso toda a infraestrutura necessária visto que as áreas a serem utilizadas encontram-se fora da área britada, bem como necessitando alteração das vias de acesso internas e externas da SE, e demais instalações e edificações na área a ser ocupada.</p> <p>Em anexos seguem Planta, Unifilar e Foto da SE São José.</p>				
<table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 50%; text-align: center;"> <p><u>25/2/19</u> Data da Solicitação</p> <p><u>[Assinatura]</u> José Marcos Bressane Superintendente de Transmissão de Energia STE/DEE/EPE</p> </td> <td style="width: 50%; text-align: center;"> <p><u>29/03/2019</u> Data da Entrega do Formulário</p> <p><u>[Assinatura]</u> Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas Nome: Cargo:</p> </td> </tr> </table>			<p><u>25/2/19</u> Data da Solicitação</p> <p><u>[Assinatura]</u> José Marcos Bressane Superintendente de Transmissão de Energia STE/DEE/EPE</p>	<p><u>29/03/2019</u> Data da Entrega do Formulário</p> <p><u>[Assinatura]</u> Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas Nome: Cargo:</p>
<p><u>25/2/19</u> Data da Solicitação</p> <p><u>[Assinatura]</u> José Marcos Bressane Superintendente de Transmissão de Energia STE/DEE/EPE</p>	<p><u>29/03/2019</u> Data da Entrega do Formulário</p> <p><u>[Assinatura]</u> Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas Nome: Cargo:</p>			
<p><b>VICTOR HUGO GOES RICCO</b> Superintendência de Empreendimentos de Transmissão MAT. 19439-1</p>				

	<b>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</b>	Data: 25/02/2019
		Revisão:
		Página: 5 - 6

**ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA**



	<b>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</b>	Data: 25/02/2019
		Revisão:
		Página: 6 - 6

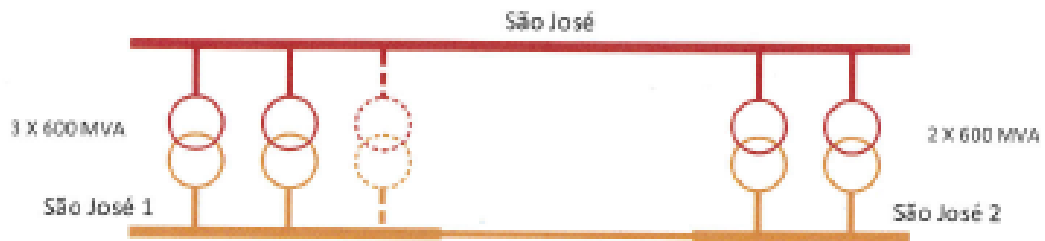


Figura 3: Conexão do 5º Banco de Transformadores de São José na Barra 1 de 138 kV.

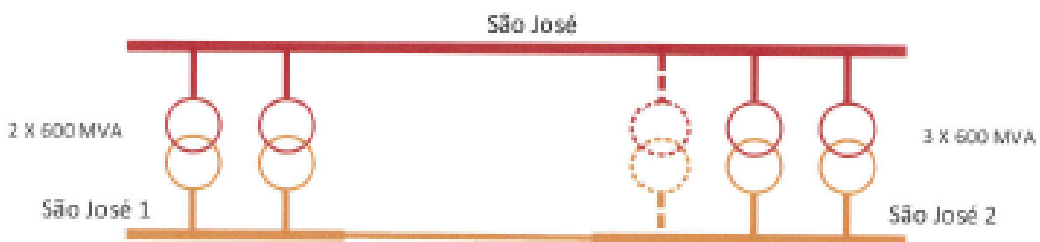


Figura 4: Conexão do 5º Banco de Transformadores de São José na Barra 2 de 138 kV.

## 16.2 Reforços da Subestação São José 500/138 kV



Rua Real Grandeza, 219 – Botafogo  
Rio de Janeiro - RJ - Brasil  
CEP: 22291-900  
Tel.: 05 21 2526-3112  
Fax: 05 21 2526-5858  
CNPJ: 2327-6194/0001-19

Rio de Janeiro, 10 de agosto de 2020  
**N.Ref.:** ET.E.E.023.2020  
**S.Ref.:** Ofício 0378/2020/DEE/EPE  
Carta ET.E.E.016.2020

Ao Senhor  
José Marco Bressane  
Superintendente de Transmissão de Energia  
EPE – Empresa de Energia Elétrica  
Avenida Rio Branco 1, 11<sup>a</sup> andar  
Centro- Rio de Janeiro RJ

**Assunto:** Reforços da Subestação São José 500/138 kV

Senhor Superintendente

1. O Ofício 0378/2020/DEE/EPE de 25 de junho de 2020 encaminhado para FURNAS, solicitou-nos informar a viabilidade de nova transformação de 1200 MVA com barramento em 138 kV exclusivos para escoamento da geração da UTE TERMORIO. Também foi solicitado o reexame da substituição de equipamentos de 138 kV, a substituição dos transformadores T11 e T12 por equipamentos de maior capacidade e a instalação de reatores limitadores de curto-circuito nas saídas de linhas de 500 kV para averiguar se a nova proposta objeto deste Ofício impacta as análises anteriores e por fim o pedido de análise de alteração das entradas de linhas 138 kV São José – UTE TERMORIO C1 e C2, que hoje se conectam no barramento existente, para o barramento segregado proposto São José 3, de 138 kV.
2. Foi solicitado através da Carta ET.E.E.016.2020 a postergação destas informações para o dia 10/08/2020.
3. Após análises por parte da Engenharia de FURNAS, o novo módulo proposto é viável a sua construção, entretanto, será necessária a relocação da entrada da subestação, com relocação das edificações e cercas associadas a esta mudança, bem como será necessário refazer o arruamento interno de uma parte da subestação.



N.Ref. ET.E.E.023.2020

Pág. 02/02

4. Em relação à relocação das entradas de linha oriundas da UTE TERMORIO circuitos 1 e 2, segue anexo o documento "GPL\_E\_Conexao\_Termorio\_Sao\_Jose\_REV0.pdf", esclarecendo que a mudança do ponto de conexão, utilizando linhas aéreas, não é possível, pois envolve alterações em pelo menos duas linhas vizinhas pertencentes a distribuidora LIGHT e ausência de espaço para fazer deflexão da LT de conexão da TERMORIO até o novo ponto de conexão, sendo apresentada a solução através de linhas subterrâneas de mesma capacidade das linhas aéreas existentes.
5. A construção do novo barramento não interfere na análise de viabilidade dos 02 RLCCs enviada anteriormente. Adicionalmente informamos que estas obras anteriores não impactam nem impedem a substituição dos transformadores 11 e 12 para equipamentos de potência de 900 MVA
6. Sendo o que tínhamos a apresentar nesta oportunidade, colocamo-nos à disposição para quaisquer esclarecimentos e/ou informações adicionais que se façam necessários.

Atenciosamente,



Victor Hugo Goes Ricco

Superintendente de Empreendimentos de Transmissão – ET.E

ANEXOS:

"Formulários - Expansão da SE São José Resposta FURNAS."

"GPL\_E\_Conexao\_Termorio\_Sao\_Jose\_REV0.pdf"

## 16.3 Consulta sobre a viabilidade de expansão da SE São José



Av. Graça Aranha, 24  
Edifício Saneamento de Água II  
Centro - Rio de Janeiro - RJ  
CEP: 20091-000

Rio de Janeiro, 30 de dezembro de 2020

**N.Ref.** ET.E.E.039.2020

**S.Ref.** Ofício 0705/2020/DEE/EPE

Ao Senhor  
José Marcos Bressane  
Superintendente de Transmissão de Energia  
EPE – Empresa de Energia Elétrica  
Praça Pio X, 54  
Centro – CEP: 20091-040  
Rio de Janeiro RJ

**Assunto:** Consulta sobre a viabilidade de expansão da SE São José

Senhor Superintendente:

1. O Ofício 0705/2020/DEE/EPE de 17 de dezembro de 2020 solicitou informações sobre a viabilidade de expansão da SE São José e reavaliar análises pretéritas frente à nova alternativa proposta.
2. Em relação à análise da conexão de dois bancos de transformadores 500/138 kV, 600 MVA cada, com um módulo reserva de 200 MVA (6+1R x 200 MVA), no barramento exclusivo para conexão da UTE TERMORIO **informamos que não é possível**, uma vez que estas novas instalações ultrapassariam os limites físicos existentes na subestação.
  - 2.1. Entretanto, ressaltando as premissas informadas nas respostas aos ofícios anteriores, sobre a possibilidade de instalação de um banco de transformadores de 1.200 MVA, as quais, reiteramos a seguir: Para implementar o banco de 1.200 MVA será necessária a implantação dos vãos de alta e baixa associados, incluso toda a infraestrutura necessária visto que as áreas a serem utilizadas encontram-se fora da área britada, bem como necessitando alteração das vias de acesso internas e externas da SE e demais instalações e edificações na área a ser ocupada, bem como a previsão de fase reserva para este banco.
  - 2.2. Além destas premissas, informamos que deverá ser considerada a instalação de novos sistemas de proteção e controle para o banco novo e para a unidade reserva, um sistema de proteção de barras para este barramento segregado de 138 kV e a modernização do sistema de proteção de barras do setor de 500kV.
3. A construção do barramento exclusivo de 138 kV e o banco de transformadores de 1.200 MVA não interferem na implantação dos reatores limitadores de curto-circuito. A adoção de reatores limitados de curto-circuito das dimensões apresentadas, de 15 ohms de impedância, não impacta na viabilidade da implantação dos mesmos.
4. A construção do barramento exclusivo de 138 kV e o banco de transformadores de 1.200 MVA não interferem na substituição dos transformadores TR11 e TR12.



N.Ref. ET.E.E.039.2020

Pág. 2/2

- 4.1. Ressaltando as premissas já destacadas nas respostas aos ofícios anteriores, as quais reiteramos a seguir: Para a substituição dos bancos TR11 e TR12 por bancos de maior potência, de 900 MVA, será necessário também, a instalação de unidade reserva para este novo banco.
5. Acrescentamos a necessidade de ampliação da sala de controle, bem como de toda a infraestrutura associada a esta ampliação, visando a acomodação dos painéis para atender as seguintes premissas:
- o Substituição dos equipamentos do setor de 138 kV por outros com capacidade de curto-circuito de 63 kA.
  - o Conexão de um banco de transformadores 500/138 kV, 1.200 MVA, com um módulo reserva de 400 MVA, no barramento exclusivo para conexão da UTE TERMORIO.
  - o Reatores limitadores de curto-circuito nas LTs 500 kV São José - Adrianópolis e São José - Nova Iguaçu.
  - o Substituição dos bancos de transformadores TR11 e TR12, que se encontram próximos do fim de vida útil regulatória, para módulos de 900 MVA.
  - o Ampliação da rede operativa, visando à conexão dos novos IED's.
6. Sendo o que tínhamos a apresentar nesta oportunidade, colocamo-nos à disposição para quaisquer esclarecimentos e/ou informações adicionais que se façam necessários.

Anexo - Formulário de Consulta - Expansão da SE São José.

Atenciosamente,



Victor Hugo Goes Ricco (1 de January de 2021 21:01 GMT-3)

Victor Hugo Goes Ricco  
Superintendente de Empreendimentos de  
Transmissão

## 16.4 Modulação da Transformação exclusiva da UTE Termorio na SE São José



Av. Graça Aranha, 38  
Edifício Barão de Mauá II  
Centro - Rio de Janeiro - RJ  
CNP 20020-900

Rio de Janeiro, 10 de fevereiro de 2021

**N.Ref.** ET.E.E.004.2021

**S.Ref.** Ofício 056/2021/DEE/EPE

Ao Senhor  
José Marcos Bressane  
Superintendente de Transmissão de Energia  
EPE - Empresa de Energia Elétrica  
Praça Pio X, 54  
Centro - Rio de Janeiro - RJ

**Assunto:** Modulação da Transformação exclusiva da UTE Termorio na SE São José

Senhor Superintendente

1. O Ofício 056/2021/DEE/EPE de 25 de janeiro de 2021 solicitou informações sobre a viabilidade de expansão da SE São José e em especial para avaliar a Modulação da Transformação exclusiva da UTE Termorio na SE São José conforme o assunto em epígrafe.
2. Em relação à análise Conexão de dois transformadores trifásicos 500/138 kV, 600 MVA cada, no barramento exclusivo para conexão da UTE Termorio informamos que não é possível, uma vez que estas instalações ultrapassariam os limites da subestação. O problema reside no espaço para a colocação dos vãos de conexão aos transformadores e do segundo transformador que ultrapassariam os limites atuais da subestação, ocupando parte da via de acesso da subestação e da estrada que circunda a subestação. Para que este arranjo seja viável de ser analisado, seria necessária a expansão do terreno da subestação com a relocação da referida estrada.
  - 2.1. Entretanto, ressaltando as premissas informadas nas respostas aos ofícios anteriores, sobre a possibilidade de instalação de novas unidades de transformação, as quais, reiteramos a seguir: para implementar novas unidades, será necessária a implantação dos vãos de alta e baixa associados, incluso toda a infraestrutura necessária visto que as áreas a serem utilizadas encontram-se fora da área britada, bem como necessitando alteração das vias de acesso internas e externas da SE, e demais instalações e edificações na área a ser ocupada, bem como a previsão de reserva para este banco. Além destas premissas, informamos que deverá ser considerada a instalação de novos sistemas de proteção e controle para o banco novo e para a unidade reserva, além de um sistema de proteção de barras para este barramento segregado de 138 kV e a modernização do sistema de proteção de barras do setor de 500 kV.
3. Informamos que a construção do barramento e transformadores, propostos no item acima, não interfere na implantação dos reatores limitadores de curto-circuito. A adoção de reatores limitados de curto-circuito das dimensões apresentadas não impacta na viabilidade da implantação dos mesmos.
4. Informamos que a construção do barramento e transformador, propostos no item 2 acima, não interfere na substituição dos transformadores 11 e 12 para módulos de 900 MVA.



N.Ref. ET.E.E.004.2021

Pág. 2/2

5. Ressaltando que ficam mantidas as premissas de infraestrutura necessárias, para as opções detalhadas, que já foram destacadas nas respostas aos ofícios anteriores.

6. Sendo o que tínhamos a apresentar nesta oportunidade, colocamo-nos à disposição para quaisquer esclarecimentos e/ou informações adicionais que se façam necessários.

Anexo - Formulário de Consulta - Modulação da Transformação

Atenciosamente,



Victor Hugo Goes Ricco (12 de February de 2021, 14:46 GMT-3)

Victor Hugo Goes Ricco  
Superintendente de Empreendimentos de  
Transmissão

"Este documento é classificado como "Informação Pública", nos termos da Lei nº 12.527/2011, sendo seu emissor responsável pela classificação, nesta data."

## 16.5 Consulta de viabilidade de expansão na SE São José



Av. Graça Aranha; 26  
Edifício Barão de Mauá II  
Centro - Rio de Janeiro - RJ  
CEP 20030-000

Rio de Janeiro, 18 de março de 2022

**N.Ref.** ET.E.E.011.2022

**S.Ref.** Ofício 0170/2022/DEE/EPE

Ao Senhor  
Thiago de Faria Rocha Dourado Martins  
Superintendente de Transmissão de Energia  
EPE – Empresa de Energia Elétrica  
Praça Pio X, 54, Centro  
Rio de Janeiro - RJ  
CEP.: 20091-040

**Assunto:** Consulta de viabilidade de expansão na SE São José.

Senhor Superintendente,

1. Em resposta ao Ofício 0170/2022/DEE/EPE de 22/02/2022 referente à viabilidade de implantação de reator limitador de curto-circuito entre barras de 138 kV, encaminhamos Formulário preenchido com as informações pertinentes. A solução se mostra viável, porém com vários pontos de atenção e interferências que deverão ser ponderados na decisão de planejamento.
2. Segue em anexo o formulário preenchido com as informações solicitadas.
3. Sendo o que tínhamos a apresentar nesta oportunidade, colocamo-nos à disposição para quaisquer esclarecimentos e/ou informações adicionais que se façam necessários.


Atenciosamente,

LUCIANO ROBERTO  
BARBOSA:17129626801

Digitally signed by LUCIANO  
ROBERTO  
BARBOSA:17129626801  
Date: 2022.03.21 14:31:36 -03'00'

Luciano Roberto Barbosa  
Superintendente de Engenharia de Transmissão

*Este documento é classificado como "Informação Pública", nos termos do Regulamento de Classificação da Informação das Empresas Eletrobras e da Lei nº 12.527/2011, sendo o Gestor do órgão o responsável pela sua classificação, na presente data.*

 Empresa de Pesquisa Energética	<b>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</b>	Data: 22/02/2022
		Revisão:
		Página: 1 – 5

**INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)**

**ESTUDO:** Grupo de Trabalho de Curto-Circuito da Região Metropolitana do Rio de Janeiro

**ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO 1**

**Subestação:** São José 500/138 kV      **Concessionária Proprietária:** Eletrobras Furnas

**1. Módulos de Manobra**

- Elementos associados ao RLCC entre semi-barras      Quantidade: 1      Tensão (kV): 138
- Conexão de Transformador (CT)      Quantidade: 2      Tensão (kV): 500
- Conexão de Transformador (CT)      Quantidade: 2      Tensão (kV): 138


**2. Módulos de Equipamentos**

- RLCC entre semi-barras      Quantidade: (3+1)      Tensão (kV): 138      Fase: M
- Transformadores      Quantidade: 2      Potência (MVA): (7 x 300)      Tensão Prim./Sec. (kV): 500/138      Fase: M

**3. Diagrama Unifilar**

O diagrama unifilar simplificado da alternativa proposta encontra-se em figura anexa.

**Legenda:** **MM:** Entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de capacitores paralelo (CCP) ou série (CCS), conexão de reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB), conexão de transformador de aterramento (CTA), conexão de compensador (CC), reator limitador de curto-circuito (RLCC). **ARRANJO:** Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BD4), ANEL (AN), Disjuntor e Meio (DJM).

 Empresa de Pesquisa Energética	<b>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</b>	Data: 22/02/2022
		Revisão:
		Página: 2 – 5

**RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)**

(X) Assinalar os itens que podem ser implementados na subestação de acordo com o arranjo e espaço disponíveis.

1. Módulos de Manobra

- Elementos associados ao RLCC entre barras      Quantidade: 1    Tensão (kV): 138
- Conexão de Transformador (CT)      Quantidade: 2    Tensão (kV): 500
- Conexão de Transformador (CT)      Quantidade: 2    Tensão (kV): 138

2. Módulos de Equipamentos


- RLCC entre barras    Quantidade: (3+1)    Tensão (kV): 138    Fase: M
- Transformadores    Quantidade: 2    Potência (MVA): (7 x 300)    Tensão Prim./Sec. (kV): 500/138    Fase: M

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno?  Sim    Área Prevista: \_\_\_\_\_  
 Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo?  Sim    Equipamentos Necessários: \_\_\_\_\_  
 Não

 Empresa de Pesquisa Energética	<b>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</b>	Data: 22/02/2022
		Revisão:
		Página: 3 – 5

**INFORMAÇÕES ADICIONAIS**

**5. Observações da EPE**

(i) Conforme apresentado pela EPE em reuniões passadas, o uso de reatores limitadores de curto-circuito (RLCC's) entre as barras em 138 kV da SE São José é uma alternativa eficaz para redução dos níveis de curto-circuito (NCC's) da SE e barramentos próximos. O ofício 0083/2019/DEE/EPE questionou Furnas sobre a possibilidade de implantação desses reatores, tendo Furnas declarado que a instalação desses equipamentos era inviável. A partir desse momento, os estudos de reatores entre as barras de 138 kV de São José foram abandonados e outras soluções passaram a ser estudadas.

(ii) Posteriormente, análises efetuadas pela EPE indicaram que a migração da UTE Termorio para o barramento de 500 kV de São José e o uso de reatores limitadores de curto-circuito na LTs 500 kV Adrianópolis/São José e Nova Iguaçu/São José são capazes de reduzir os Níveis de curto-circuito a valores satisfatórios. A implementação dessas soluções e a substituição dos equipamentos do pátio em 138 kV de São José para permitir capacidade de interrupção de 63 kA seriam suficientes para operação da SE São José por pelo menos até 2033 e possibilitaria operação interligada das semi-barras em 138 kV, contribuindo para atendimento das cargas em condições de "N-1" na transformação.

(iii) Cabe destacar que a migração da UTE Termorio para o lado de Alta Tensão de São José provocará a desconexão de seus circuitos na barra de 138 kV existente na Subestação. Essa medida provocará abertura de espaço físico no barramento e poderá possibilitar a instalação dos reatores limitadores estudados em momentos anteriores do GT-CC.

(iv) Caso seja viável instalar os reatores entre os barramentos de São José 138 kV, o que é desejável por questões de confiabilidade operativa, a perda de um banco de transformadores do lado 1 da barra poderá provocar sobrecargas inadmissíveis na unidade remanescente. A data de necessidade desse reforço será em função da reatância a ser inserida entre as barras. Por esse motivo, também consultamos a transmissora acerca de viabilidade de ampliação das duas unidades do lado 1 para modulação de 900 MVA, mais fase reserva.

(v) Salienta-se que a instalação dos reatores no setor de 138 kV, tal como sinalizado em (iv), dispensa a instalação dos reatores limitadores de curto-circuito de 500 kV referenciados em (ii).

(vi) Os reatores pretendidos para conexão entre as barras de São José consistem em apenas um banco constituído por três unidades monofásicas. Com o objetivo de aumentar a confiabilidade da Subestação, que atualmente opera com as semi-barras 138kV abertas. Além das três unidades monofásicas, deseja-se instalar uma unidade reserva.


(vii) Na configuração pretendida, a única interligação entre as semi-barras em 138 kV do lado 1 (BR6A1 e BR6B1) e as semi-barras do lado 2 (BR6A2 e BR6B2) deverá ser aquela em que o banco de reatores estará inserido. Por esse motivo, em condições normais de operação da Subestação São José, os disjuntores 678 e 688 deverão operar abertos. A conexão da interligação de barras através de reatores limitadores de curto-circuito seria feita pelos vãos dos disjuntores 6168 e 6178, onde hoje se conecta a UTE Termorio.

(viii) Os disjuntores de interligação "TIE" 608 e 698 devem continuar operacionais para permitir a transferência de carga entre as semi-barras, quando da necessidade de realização de intervenções em equipamentos da Subestação.

(ix) Diante do histórico e das informações apresentadas, solicita-se que a transmissora avalie a viabilidade de implantação dos reforços citados. O reator limitador deve considerar a instalação de seus elementos associados. A configuração dispensa instalação de chave de by-pass pois os DJs 678 e 688, quando fechados, by-passam o banco de reatores.

(x) Por fim, pedimos que Furnas informe se a implantação dos reatores interfere na viabilidade da transformação exclusiva da UTE Termorio em São José 500/138 kV, conforme respondido pela transmissora na carta ET.E.E.026.2021.

Obs.: A nomenclatura de barramentos e disjuntores citada em (vii) e (viii) foi adotada baseando-se no diagrama de operação da Subestação São José, enviado em anexo.

 Empresa de Pesquisa Energética	<b>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</b>	Data: 22/02/2022
		Revisão:
		Página: 4 – 5

**INFORMAÇÕES ADICIONAIS**
**6. Observações da Transmissora de Energia**

Em relação a Conexão do Reator Limitador entre as barras da SE São José 138kV, tomando como base a transferência das Linhas da TermoRio para o barramento de 500kV, relocação esta que resultaria na retirada das estruturas metálicas das linhas de transmissão, e por conseguinte abertura de espaço físico pela retirada dos vãos de entrada das linhas de transmissão em questão temos a considerar:

- Tal abertura de espaço físico se dá apenas no lado onde estão situadas as estruturas das linhas em questão. No lado onde se encontram os vãos de conexão aos transformadores, tal transferência não ocasiona abertura de espaço físico. Há interferência com canaletas, arruamento, sendo inviável a colocação de um RLCC nesta barra;

Outro pontos de atenção com a atual proposta de expansão:

- Do ponto de vista de proteção, há necessidade de instalação de novos TCs de 138 kV nas saídas das LT Termorio 1 e 2 que passarão a atender o RLCC;
- Observa-se também a necessidade de substituição da proteção diferencial de 500 kV (tendo em vista a instalação de novos vãos) e de 138kV (obsoleta e apresentando problemas);
- Destaca-se a necessidade de adequação da proteção das LT Termorio - São José 1 e 2 para atendimento aos requisitos dos Procedimentos de Rede;
- Caso a posição do RLCC seja na área britada, pode haver interferência na manutenção do disjuntor 678. A solução seria ou a desativação deste disjuntor (o que carece de análises mais detalhadas), ou a conexão do RLCC através de cabo subterrâneo até os módulos de conexão.

Em relação à nova conexão da Termorio, ressalta-se novamente a possibilidade de interferências com arruamento existente na subestação e também com uma infraestrutura com a ELETRONET dentro do pátio da SE.

Outro ponto que anteriormente não fora apontado é que o local onde se espera construir a GIS de 138 kV para a nova conexão da Termorio, é um talude, ou seja, haverá grande monta de corte, terraplanagem e reaterro.

Em relação à Viabilidade de ampliação das duas unidades do lado 1 para modulação de 900MVA mais fase reserva, Furnas mantém as análise previamente realizadas.

## 16.6 Lista de equipamentos de pequeno porte a serem substituídos na SE São José

### 16.6.1 Disjuntores

- 608 (interligação de barras)
- 698 (interligação de barras)
- 6128
- 6138
- 6168
- 6178
- 6188
- 6198
- 6218
- 6228
- 6268
- 6278
- 638
- 648
- 678 (seccionador de barras)
- 688 (seccionador de barras)
- 618 (AT11) e 628 (AT12)

### 16.6.2 Chaves Seccionadoras

- |   |   |  |
|---|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• 6121, 6123, 6125, 6127, 6129, 6120T</li> <li>• 6131, 6133, 6135, 6137, 6139, 6130T</li> <li>• 6161, 6163, 6165, 6167, 6169, 6160T</li> <li>• 6171, 6173, 6175, 6177, 6179, 6170T</li> <li>• 6181, 6183, 6185, 6187, 6189, 6180T</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• 6191, 6193, 6195, 6197, 6199, 6190T</li> <li>• 6211, 6213, 6215, 6217, 6219, 6210T</li> <li>• 6221, 6223, 6225, 6227, 6229, 6220T</li> <li>• 6261, 6263, 6265, 6267, 6269, 6260T</li> <li>• 6271, 6273, 6275, 6277, 6279, 6270T</li> <li>• 601, 603</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• 611, 613, 615, 617, 619, 610T (AT11)</li> <li>• 621, 623, 625, 627, 629, 620T (AT12)</li> <li>• 631, 633, 635, 637, 639, 630T</li> <li>• 641, 643, 645, 647, 649, 640T</li> <li>• 675, 677, 685, 687</li> </ul> |
|---|---|--|

### **16.6.3 Transformadores de corrente**

- TC 601
- TC 603
- TC 6120T
- TC 6130T
- TC 6180T
- TC 6190T
- TC 6210T
- TC 6220T
- TC 6260T
- TC 6270T
- TC 617 (AT11)
- TC 627 (AT12)
- TC 637

### **16.6.4 Para-raios**

- Banco AT11 Barra de Neutro (N° série 15637-1/4)
- Banco AT12 Barramento neutro (N° série 15637-1/5)
- Banco AT13 Barra de Neutro (N° série 15637-1/6)
- Banco AT14 (fases A, B e C, N° série 35048217, 35048218, 35048216);
- Banco AT14 (fases A, B e C, N° série 35048214, 35048213, 35048212);

**16.7 Carta Petrobras sobre a migração da UTE Termorio para subestação São José 500 kV**

Rio de Janeiro, 10 de novembro de 2022

INP/ARX 1001/2022

**Ao Senhor  
Thiago de Faria Rocha Dourado Martins  
Superintendente de Transmissão de Energia  
Empresa de Pesquisa Energética – EPE  
Praça Pio X, 54, Centro  
Rio de Janeiro - RJ  
20091-040**

**Assunto: Migração da conexão da UTE Termorio para Subestação São José  
500kV**

**Referência: Ata de Reunião de 18 de agosto de 2022**

**Prezado Senhor,**

**Cumprimentando-o cordialmente, a PETROBRAS vem apresentar previamente seu entendimento e posicionamento quanto à migração do acesso da UTE Termorio (UTE TRI) para o barramento de 500kV da Subestação São José, conforme ação definida na ata de reunião datada de 18/08/2022.**

**Por oportuno, a PETROBRAS reforça sua posição contrária à responsabilidade pela implantação dos reforços, que envolverá contratação, pagamento e implantação da obra a ser realizada majoritariamente nas instalações de Furnas Centrais Elétricas S.A. (Furnas).**

**Tendo em vista que: (i) o procedimento de acesso já foi realizado anteriormente, de acordo com a regulamentação vigente à época do acesso, tendo a PETROBRAS, na qualidade de usuária, arcado com os custos associados à conexão da usina ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e com a implantação das instalações, nos termos da Cláusula 5ª do Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT) nº 14.083 e (ii) a migração do acesso da UTE TRI decorre de necessidade sistêmica; entende-se que os reforços associados (ampliação do pátio de 500kV existente, implantação dos novos transformadores 500/138 kV e do novo barramento de 138 kV da SE São José) devem compor a Rede Básica, de modo que a PETROBRAS, na qualidade de usuária, não seja novamente responsável por construir e arcar com os custos associados ao acesso da UTE TRI ao SIN.**

Petrobras - REFINO e GÁS NATURAL  
Gerência de Assuntos Regulatórios e Relacionamento Externo  
Av. Henrique Valadares, 28 - Torre A - 14º andar  
CEP: 20231-030 Centro Rio de Janeiro - RJ  
Fone: (21)2166-0186 E-mail: reg.rel.ext@petrobras.com.br

Nesse sentido, o ponto de conexão da UTE TRI ao SIN seria mantido em 138 kV, só que no novo barramento de 138kV a ser construído na SE São José.

Ressalta-se que a PETROBRAS reconhece a importância do tema e que colaborará com quaisquer intervenções que venham a ocorrer em suas instalações, contribuindo assim para o sucesso da melhoria sistêmica pretendida, tendo em vista a necessidade de reforço estrutural do SIN.

Contudo, cabe salientar que a UTE TRI foi vencedora do Leilão de Energia Nova de 2005 (prazo de suprimento encerra-se em 31/12/2024) e do Leilão de Reserva de Capacidade de 2021 (início de suprimento em 01/07/2026) e que a receita de venda advinda desses leilões não contempla despesas com: (i) obras para alteração do acesso da usina ao SIN; (ii) operação e manutenção (O&M) de novas instalações de interesse restrito; e (iii) eventual aumento dos encargos de uso do sistema de transmissão/distribuição decorrentes da alteração do ponto de conexão.

Para demonstrar que a alteração do ponto de conexão pode gerar prejuízos financeiros à Companhia, destaca-se que a TUST estimada para conexão de central geradora ao barramento de 500kV da Subestação São José é de 7,355 R\$/kW, conforme Anexo I da REH ANEEL 3.066/2022, ou seja, cerca de 70% (setenta por cento) superior à atual TUSD da UTE TRI (4,31 R\$/kW, nos termos da REH ANEEL 3.014/2022).

Assim, para que não haja impacto no equilíbrio econômico/financeiro dos contratos regulados, a PETROBRAS informa que não pode assumir despesas adicionais às consideradas quando da participação nos leilões. Por exemplo, o encargo de uso devido deve-se dar em condições análogas às atualmente estabelecidas no Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) celebrado com a Light.

Por todo o exposto, a PETROBRAS se coloca à disposição desta Superintendência para participar de reunião com a EPE e a ANEEL, preferencialmente antes do envio do Relatório Final pela EPE, de forma a discutir os aspectos regulatórios envolvidos.

Finalmente, solicita-se que qualquer comunicação referente ao presente processo seja encaminhada para o endereço eletrônico [reg.rel.ext@petrobras.com.br](mailto:reg.rel.ext@petrobras.com.br)

**Sem mais para o momento, a PETROBRAS agradece a atenção e se coloca à disposição para eventuais esclarecimentos.**

**Cordialmente,**

Dean William  
Moraes Carmeis

Assinado de forma digital por  
Dean William Moraes Carmeis  
Dados: 2022.11.10 15:12:53  
-03'00'

**Dean William Moraes Carmeis  
Gerente de Assuntos Regulatórios e Relacionamento Externo**

**Não há anexo(s)**

Petrobras - REFINO e GÁS NATURAL  
Gerência de Assuntos Regulatórios e Relacionamento Externo  
Av. Henrique Valadares, 28 - Torre A - 14º andar  
CEP: 20231-030 Centro Rio de Janeiro - RJ  
Fone: (21)2166-0186 E-mail: reg.rel.ext@petrobras.com.br

### 16.8 Análise de corrente de barramento em São José 138 kV

