



Empresa de Pesquisa Energética

## **Atendimento à região Noroeste do Rio Grande do Sul**

**Estudos para expansão da transmissão  
Relatório R1**

---

JULHO DE 2023

**MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA**



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso)



# ESTUDOS PARA A DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

**GOVERNO FEDERAL**

**MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA**

**RELATÓRIO R1**

**Ministério de Minas e Energia**

**Ministro**

Alexandre Silveira de Oliveira

**Secretário-Executivo do MME**

Efrain Pereira da Cruz

**Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento**

Thiago Vasconcelos Barral Ferreira

**Secretário Nacional de Energia Elétrica**

Gentil Nogueira de Sá Júnior

**Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis**

Pietro Adamo Sampaio Mendes

**Secretário Nacional de Geologia, Mineração e Transformação Mineral**

Vitor Eduardo de Almeida Saback

Atendimento à região Noroeste do Rio Grande do Sul



**Empresa de Pesquisa Energética**

*Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.*

**Presidente interina**

Ângela Regina Livino de Carvalho

**Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais**

Giovani Vitória Machado

**Diretor interino de Estudos de Energia Elétrica**

Giovani Vitória Machado

**Diretora de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis**

Heloisa Borges Bastos Esteves

**Diretora de Gestão Corporativa**

Angela Regina Livino de Carvalho

URL: <http://www.epe.gov.br>

**Sede**

Esplanada dos Ministérios, Bloco U, Sl. 744  
70065-900 – Brasília – DF

**Escritório Central**

Praça Pio X, 54 – Centro  
20091-040 - Rio de Janeiro – RJ

**Coordenação Geral**

Ângela Regina Livino de Carvalho  
Giovani Vitória Machado

**Coordenação Executiva**

Thiago de Faria Rocha Dourado Martins

**Análises Técnicas**

Daniel José Tavares de Souza  
Lucas Simões de Oliveira  
Rodrigo Ribeiro Ferreira  
Paulo Fernando de Matos Araujo

**Nº EPE-DEE-RE-038/2023-rev0**

Data: 31/07/2023

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso)



Empresa de Pesquisa Energética

*Contrato*

*Data de assinatura*

*Projeto*

**ESTUDOS PARA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO**

*Área de estudo*

**Estudos do Sistema de Transmissão**

*Subárea de estudo*

**GET Sul**

*Produto (Nota Técnica ou Relatório)*

EPE-DEE-RE-038/2023-rev0

**Atendimento à região Noroeste do Rio Grande do Sul**

*Revisões*

*Data*

*Descrição sucinta*

rev0

31/07/2023

Emissão original

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso)

## SUMÁRIO

<b>SUMÁRIO</b>	<b>7</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b>	<b>9</b>
<b>ÍNDICE DE TABELAS</b>	<b>11</b>
<b>APRESENTAÇÃO</b>	<b>12</b>
<b>1 INTRODUÇÃO</b>	<b>13</b>
1.1 Objetivos gerais	14
<b>2 CONCLUSÕES</b>	<b>15</b>
<b>3 RECOMENDAÇÕES</b>	<b>17</b>
<b>4 PREMISSAS E CRITÉRIOS</b>	<b>21</b>
4.1 Critérios Básicos	21
4.2 Casos de Trabalho	21
4.3 Topologia e Mercado	21
4.4 Intercâmbio	22
4.5 Cenários Avaliados	22
4.5.1 Cenário 1 – Carga Média Norte Úmido	23
4.5.2 Cenário 2 – Carga Média Norte Seco	23
4.5.3 Cenário 3 – Carga Leve Norte Úmido	23
4.6 Limites Operativos	23
4.6.1 Linhas de Transmissão	24
4.6.2 Transformadores	24
4.7 Parâmetros Econômicos	25
<b>5 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA</b>	<b>26</b>
5.1 Diagnóstico local início do estudo	26
5.2 Diagnóstico regional PDE 2032	29
<b>6 DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS</b>	<b>31</b>
6.1 Obras comuns entre as alternativas	31
6.1.1 LD 69 kV Santa Rosa 1- Santa Rosa 2	31
6.1.2 Adequação da SE Santa Marta	32
6.1.3 Substituição de ativos em final de vida útil	33
6.2 Região Oeste	34
6.2.1 Alternativa 1 – Campo Novo 230/69 kV	35
6.2.2 Alternativa 2 – Crissiumal 230/69 kV	36
6.2.3 Alternativa 3 – São Martinho 230/69 kV	37
6.2.4 Alternativa 4 – Sede Nova 230/69 kV	38
6.2.5 Alternativa 5 – Boa Vista do Buricá 230/69 kV	39
6.3 Região Norte	40
6.3.1 Alternativa A – Erechim 3 230/138 kV	41
6.3.2 Alternativa B – Erechim 3 525/138 kV	42
6.3.3 Alternativa C – Campos Novos 230 kV	43
6.3.4 Alternativa D – Mato Castelhana 230/138 kV	44
<b>7 ANÁLISE DO DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE</b>	<b>45</b>

<b>8 ANÁLISE ECONÔMICA</b>	<b>50</b>
<b>9 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO</b>	<b>53</b>
<b>10 ANÁLISE DE SOBRETENSÕES À FREQUÊNCIA FUNDAMENTAL</b>	<b>54</b>
10.1.1 Energização	54
10.1.2 Rejeição	60
<b>12 REFERÊNCIAS</b>	<b>64</b>
<b>13 ANEXOS</b>	<b>67</b>
13.1 Anexo 1 – Plano de Obras das Alternativas – Região Norte	67
13.1.1 Alternativa A – Erechim 3 230/138 kV	68
13.1.2 Alternativa B – Erechim 3 525/138 kV	70
13.1.3 Alternativa C – Campos Novos 230 kV	71
13.1.4 Alternativa D – Mato Castelhano 230/138 kV	72
13.2 Anexo 2 – Plano de Obras das Alternativas – Região Oeste	74
13.2.1 Alternativa 1 – Campo Novo 230/69 kV	74
13.2.2 Alternativa 2 – Crissiumal 230/69 kV	76
13.2.3 Alternativa 3 – São Martinho 230/69 kV	78
13.2.4 Alternativa 4 – Sede Nova 230/69 kV	80
13.2.5 Alternativa 5 – Boa Vista do Buricá 230/69 kV	82
13.3 Anexo 3 – Plano de Obras da Alternativa Vencedora – 5B	84
13.4 Anexo 4 – Fichas de Consulta de Viabilidade	87
13.4.1 SE Guarita	87
13.4.2 SE Santa Rosa	92
13.4.3 SE Passo Fundo	97
13.4.4 SE Campos Novos	103
13.4.5 SE Lagoa Vermelha 2	107
13.4.6 SE Itá	112
13.5 Anexo 5 – Diagramas Unifilares das Subestações Recomendadas	117
13.5.1 Boa Vista do Buricá 2 230/69 kV	117
13.5.2 Erechim 525/138 kV	118
13.6 Fichas PET/PELP	119
13.7 Nota Técnica EPE-DEA-SMA 006/2023-rev0: Análise Socioambiental do Estudo de Atendimento à Região Noroeste do Rio Grande do Sul	127

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 - Sistema elétrico existente e planejado para regiões norte e oeste do Rio Grande do Sul	13
Figura 3-1 - Representação esquemática da alternativa recomendada para a região Oeste (Alternativa 5)	18
Figura 3-2 - Representação esquemática da alternativa recomendada para a região Norte (Alternativa B)	20
Figura 5-1 - Subtensões verificadas em subestações da região de Erechim, durante contingência da LT 230 kV Barra Grande – Lagoa Vermelha 2 C1, em cenários de elevado carregamento na rede 230 kV.	27
Figura 5-2 - Carregamentos do TR01 230/69 kV da SE Santa Rosa, em condição normal e contingência.	27
Figura 5-3 - Capacidades em condição normal e de emergência do TR-1 da SE Santa Rosa 1. Fonte: Adaptado de [12]	28
Figura 5-4 - Carregamentos do TR01 230/69 kV da SE Santa Marta, em condição normal e contingência.	28
Figura 5-5 - Carregamentos do TR02 230/138 kV da SE Lagoa Vermelha 2, em condição normal e contingência	28
Figura 5-6 – Nível de tensão na SE Panambi 69 kV em condição normal.	29
Figura 5-7 - Carregamento da transformação 230/69 kV de Santa Marta (TR-11), em regime normal e em contingência	30
Figura 5-8 - Carregamento da LT 230 kV Santa Marta – Passo Fundo, em regime normal e emergência	30
Figura 6-1 - Carregamentos da LD Santa Rosa 1 - Santa Rosa 2, ano 2028.	32
Figura 6-2 - Carregamentos da LD Santa Rosa 1 - Santa Rosa 2, ano 2028, com duplicação do circuito.	32
Figura 6-3 – Possível redistribuição das conexões após remoção do pátio de 44 kV de Santa Marta, a ser detalhada em revisão posterior do relatório R1.	33
Figura 6-4 - Visão geográfica, simultânea, de todas as alternativas simuladas para a região Oeste.	34
Figura 6-5 - Representação esquemática da alternativa 1.	35
Figura 6-6 - Representação esquemática da alternativa 2.	36
Figura 6-7 - Representação esquemática da alternativa 3.	37
Figura 6-8 - Representação esquemática da alternativa 4.	38
Figura 6-9 - Representação esquemática da alternativa 5.	39
Figura 6-10 - Visão geográfica com sobreposição de todas as alternativas simuladas para a região Norte.	40
Figura 6-11 - Representação esquemática da alternativa A.	41
Figura 6-12 - Representação esquemática da alternativa B.	42
Figura 6-13 - Representação esquemática da alternativa C.	43
Figura 6-14 - Representação esquemática da alternativa D.	44
Figura 7-1 - Região Oeste - Alternativa 5 - Condição Normal – Cenário 1 - Ano 2033.	46
Figura 7-2 - Região Oeste - Alternativa 5 - Condição de Contingência – Cenário 1 - Ano 2033.	47
Figura 7-3 - Região Norte - Alternativa B - Condição Normal – Cenário 1 - Sistema RGE radializado – Ano 2033.	48
Figura 7-4 - Região Norte - Alternativa B - Condição de Contingência – Cenário 1 - Sistema RGE radializado – Ano 2033.	49
Figura 8-1 - Custos totais das alternativas avaliadas para a região Oeste	52
Figura 8-2 - Custos totais das alternativas avaliadas para a região Norte	52
Figura 10-1 - Sequência de manobras para a energização da SE Boa Vista do Buricá 2 a partir da SE Guarita.	55
Figura 10-2 - Sequência de manobras para a energização da SE Boa Vista do Buricá 2 a partir da SE Santa Rosa.	56
Figura 10-3 - Sequência de manobras para a energização da SE Erechim 3 RB a partir da SE Itá.	57
Figura 10-4 - Sequência de manobras para a energização da SE Erechim 3 RB a partir da SE Caxias Norte.	58
Figura 10-5 - Sequência de manobras para a energização da SE Erechim 3 RB a partir da SE Itá e Caxias Norte, corredor completo.	59
Figura 10-6 - Sequência de manobras durante uma rejeição da LT Guarita – Boa Vista do Buricá 2.	60
Figura 10-7 - Sequência de manobras durante uma rejeição da LT Boa Vista do Buricá 2 – Santa Rosa.	61

Figura 10-8 - Sequência de manobras durante uma rejeição da LT Itá - Erechim 3 RB. _____	62
Figura 10-9 - Sequência de manobras durante uma rejeição da LT Erechim 3 RB – Caxias Norte. _____	63

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3-1 - Programa de obras da Rede Básica – Região Oeste	18
Tabela 3-2 - Programa de obras da DITs – Região Oeste	19
Tabela 3-3 - Programa de obras da Rede de Distribuição – Região Oeste	19
Tabela 3-4 - Programa de obras da Rede Básica – Região Norte	20
Tabela 3-5 - Programa de obras da DIT s – Região Norte	20
Tabela 4-1 - Reforços de distribuição e data prevista de entrada em operação	21
Tabela 4-2 - Limites da interligação entre as Regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste	22
Tabela 4-3 - Níveis de tensão admitidos em regime permanente	23
Tabela 4-4 - Níveis de tensão admitidos para energização e rejeição de LTs	24
Tabela 6-1 - Transformadores de Força com vida útil regulatória previstos na região do estudo	33
Tabela 8-1 - Custos de investimentos das alternativas – Região Oeste	50
Tabela 8-2 - Composição dos custos totais das alternativas analisadas – Região Oeste	50
Tabela 8-3 - Custos totais (Rendimentos Necessários e Perdas Elétricas) das alternativas – Região Oeste	50
Tabela 8-4 - Custos de investimentos das alternativas – Região Norte	51
Tabela 8-5 - Composição dos custos totais das alternativas analisadas – Região Norte	51
Tabela 8-6 - Custos totais (Rendimentos Necessários e Perdas Elétricas) das alternativas – Região Norte	51
Tabela 9-1 – Níveis de Curto-Circuito Máximo (valores em kA)	53
Tabela 10-1 - Obras em Linhas de Transmissão Recomendadas no Estudo	54

## APRESENTAÇÃO

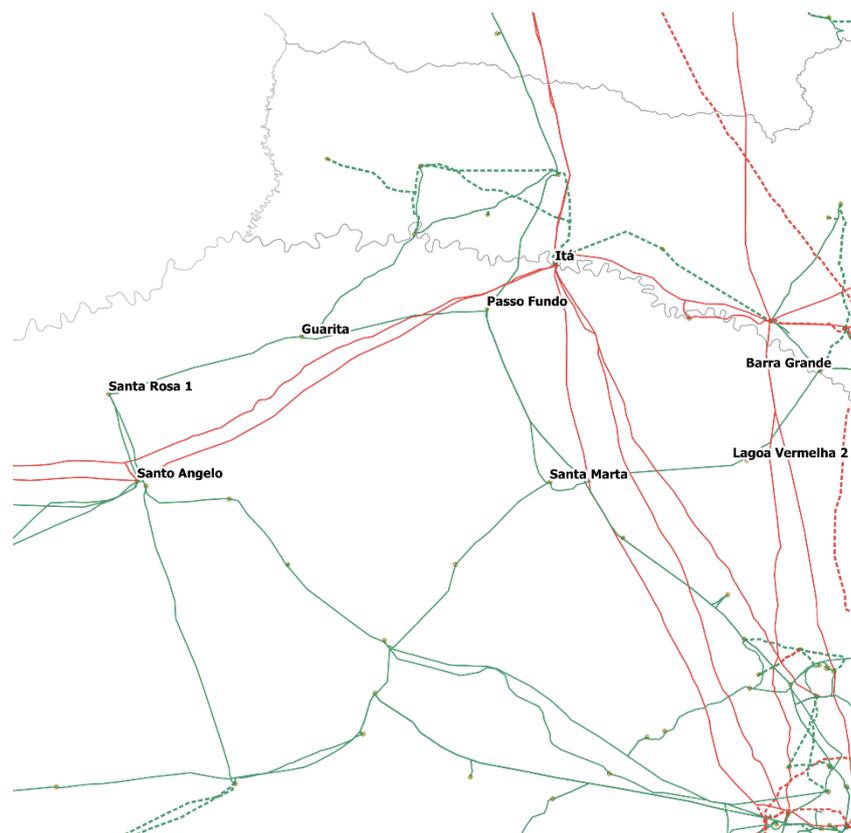
Este Relatório apresenta o estudo de atendimento às regiões Oeste e Norte do Rio Grande do Sul a fim de viabilizar o atendimento ao mercado local. Foram comparados o desempenho técnico e econômico de alternativas de expansão para reforço do atendimento elétrico à região, buscando harmonizar as soluções estudadas com adequações em subestações existente e substituição de ativos por final de vida útil.

# 1 INTRODUÇÃO

Inicialmente, o Plano Decenal de Energia 2031 (EPE) e as contribuições do ONS por meio da reunião setorial do PAR/PEL 2022, Ciclo 2023-2027 – (Área Rio Grande do Sul) indicaram problemas para o atendimento elétrico às regiões norte e oeste do Rio Grande do Sul nos próximos anos. Esses resultados (destacados no capítulo 5) motivaram a elaboração de um estudo de planejamento a fim de viabilizar o suprimento do mercado local conforme as condições de qualidade e confiabilidade requeridas no Sistema Interligado Nacional (SIN).

A região Norte do Estado do Rio Grande do Sul é formada pelos municípios de Passo Fundo, Erechim, Lagoa Vermelha, Vacaria, Marau, Casca, Guaporé e Nova Prata, e é um importante polo de carga na área de concessão da RGE. A principal atividade econômica da região é a agricultura, existindo também grandes concentrações industriais e comerciais nos municípios de Passo Fundo, Erechim, Marau, Casca e Guaporé.

A Figura 1-1 mostra o sistema de atendimento elétrico às regiões norte e oeste do estado do Rio Grande do Sul.



**Figura 1-1 - Sistema elétrico existente e planejado para regiões norte e oeste do Rio Grande do Sul**

É importante destacar que, mesmo considerando as expansões previstas para o sistema elétrico da região, avaliações na região apontam condições com risco de sobrecarga nas transformações de fronteira das subestações Santa Marta e Nova Prata 2. Também foram identificados problemas associados aos níveis de tensão nos barramentos de 230kV das subestações Lagoa Vermelha 2 e Tapera 2, quando da ocorrência de contingências das linhas de Rede Básica da região.

Face aos problemas expostos, que acarretam sobrecargas em equipamentos da rede de fronteira e dificuldades para o controle de tensão tanto na Rede Básica como na rede de distribuição, fez-se necessária a realização de um estudo para avaliar uma solução estrutural para os problemas do sistema elétrico da região norte e oeste do RS.

### **1.1 Objetivos gerais**

O objetivo desse estudo foi identificar e recomendar obras estruturantes para o sistema elétrico que supre às regiões norte e oeste do Rio Grande do Sul, visando viabilizar o atendimento elétrico ao mercado local, minimamente até o horizonte de 2033, conforme as condições de qualidade e confiabilidade requeridas no Sistema Interligado Nacional (SIN).

## 2 CONCLUSÕES

O estudo de planejamento foi realizado para viabilizar o atendimento elétrico às Regiões Oeste e Norte do Rio Grande do Sul conforme as condições de qualidade e confiabilidade requeridas no Sistema Interligado Nacional (SIN). Neste relatório foram analisados os fluxos na rede local com objetivo de determinar a expansão da rede mais adequada para o atendimento aos critérios de carregamento e tensão no estado do Rio Grande do Sul.

Esse estudo foi dividido em duas etapas, cada qual com objetivos específicos: (i) a primeira etapa consiste em analisar e recomendar soluções para região Oeste visando atendimento ao mercado das cargas atualmente atendidas pelas subestações 230/69kV de Guarita e Santa Rosa; (ii) a segunda etapa consiste em identificar e recomendar pontos de conexão e reforços sistêmicos para integração das cargas de Erechim. Em seguida as alternativas de melhor desempenho em cada uma das etapas foram combinadas para a elaboração do plano de obra de atendimento às regiões. Tal abordagem tornou-se possível uma vez que as regiões e soluções estudadas apresentavam independência elétrica das soluções.

Atualmente os dois autotransformadores 230/138 kV da SE Santa Marta compartilham a mesma conexão no lado de 230 kV (mesmo disjuntor) e o barramento não atende aos atuais requisitos mínimos de arranjo dos procedimentos de rede. Dada a complexidade das intervenções na SE Santa Marta, que podem contemplar a adequação de barramentos e a individualização de proteção para transformadores 230/138 kV, além da substituição de equipamentos em final de vida útil física, conforme descrito pela transmissora em [1] e [2], entendeu-se mais adequado que a solução para esta fronteira seja definida em uma avaliação específica, elaborada de maneira conjunta pela EPE/ONS/CEEE-T/RGE e consolidadas em um estudo de planejamento a ser realizado em seguida.

O presente estudo, considerou possíveis despachos na conversora de Garabi somente em caso de necessidade de fechamento de balanço carga – geração em cenários de intercâmbio elevado na interligação Sul – SE. Logo, em relação as sobrecargas encontradas na LT 230 kV Foz do Chapecó – Guarita e na LT 230 kV Guarita – Santa Rosa (vide diagnóstico apresentado no Capítulo 5), medidas corretivas cabíveis (redespacho de geração e redução de exportação de energia Brasil → Argentina) são tomadas conforme IO-ON.S.2RS [3].

Na construção das soluções, também foram vislumbradas opções de atendimento da região de Panambi com um novo ponto de Rede Básica. Porém, considerando que a carga atendida na região ainda é muito reduzida, que com a entrada de Cruz Alta 2 a região já possui duas subestações de Rede Básica e a falta de sinergia com as outras obras, foi resolvido que a questão do atendimento a essas cargas será avaliada posteriormente em uma Nota Técnica específica.

Ao longo das avaliações, todas as alternativas da Etapa 1 (1, 2, 3, 4 e 5) e da Etapa 2 (A, B, C, D) se mostraram efetivas para eliminar os problemas elétricos identificados durante o diagnóstico do sistema (Capítulo 5), verificando-se ainda um empate entre as configurações sob a ótica econômica (Capítulo

8). A Alternativa 5-B, solução recomendada, envolve a implantação de duas novas subestação de Rede Básica de Fronteira, denominadas Boa Vista do Buricá 2 e Erechim 3, permitindo o atendimento aos limites de carregamento em regime normal e regime de emergência, em todos os cenários analisados para o período de 2027-2036. As novas subestações permitirão o atendimento ao crescimento de carga ao longo do horizonte avaliado. Cabe destacar que foram seguidas as premissas e análises definidas em [4] “Metodologia para Avaliação e Recomendação de Dois Circuitos Simples em Vez de Um Circuito Duplo e Afastamento Entre Circuitos”, de forma a validar os requisitos para as linhas de transmissão que compõem as alternativas estudadas.

A respeito da alternativa de referência, destaca-se que:

- O Anexo 3 – Plano de Obras da Alternativa Vencedora, apresenta o plano de obras associado a essa alternativa. Em termos gerais, o plano prevê um investimento total aproximado de R\$ 724,2 milhões, sendo R\$ 545,1 milhões referente à Rede Básica e DIT e R\$ 179,1 milhões referentes à rede de distribuição;
- O Capítulo 9 apresenta os resultados das análises de curto-circuito, destaca-se que não foram observadas superações de disjuntores causadas pelas obras propostas;
- O Anexo 4 – Fichas de Consulta de Viabilidade indica a viabilidade técnica para a implantação de todas as obras que compõem essa alternativa.

### 3 RECOMENDAÇÕES

Recomenda-se a implantação do plano de obras da Alternativa 5B do estudo pois o conjunto de obras nela previsto, além de atender sob a ótica técnico-econômica, permite solucionar, de forma mais robusta, minimamente até o ano 2036, os problemas existentes nas regiões Oeste e Norte do Rio Grande do Sul.

O plano de obras recomendado para a Região Oeste é ilustrado na Figura 3-1, sendo detalhado na Tabela 3-1, Tabela 3-2 e Tabela 3-3. A respeito dessa questão, destacamos que o conjunto de obras para rede de distribuição indicado na Tabela 3-3 está de acordo com o PDD (Plano de Obras da Distribuição) de responsabilidade da RGE e as obras previstas no horizonte indicativo (exceto as obras sinalizadas com relação direta às obras da rede básica) poderão ser ajustadas e adaptadas conforme acompanhamento da RGE em relação ao crescimento da carga e geração na região.

Por sua vez, o plano de obras recomendado para a Região Norte é ilustrado na Figura 3-2, sendo descrito na Tabela 3-4 e Tabela 3-5.

Diversos equipamentos da região Noroeste do RS foram cadastrados pelas transmissoras no Sistema de Gerenciamento dos Planos de Melhorias e Reforços (SGPMR) – ONS. Cada equipamento foi avaliado individualmente considerando o conjunto de obras final da alternativa vencedora e a recomendação de melhoria ou reforço está informada nas tabelas a seguir.

Recomenda-se que seja iniciado o processo de outorga para a implantação dos reforços ilustrados na Figura 3-1 e Figura 3-2, e indicados da Tabela 3-1 a Tabela 3-5 a seguir.

Recomenda-se que seja aberto um estudo específico com foco na SE Santa Marta, com a participação da EPE, ONS, CEEE-T e RGE, para avaliar os seguintes aspectos:

- (i) Oportunidade/viabilidade de adequação do barramento de 230 kV da subestação da configuração barra principal e transferência para barra dupla a quatro chaves.
- (ii) Segregação dos módulos de conexão 230 kV dos transformadores AT1 e AT2 – 230/138 kV – 75 MVA, obra já autorizada pela REA nº 2.376/2010 mas que, conforme informado pela transmissora em [1], até hoje não se tornou viável da forma originalmente proposta por questões de arranjo físico da subestação, e que depende das decisões acerca do item (i).
- (iii) Substituição dos transformadores AT1 e AT2 – 230/138 kV – 75 MVA por final de vida útil física, obra já autorizada por meio do DSP nº 1.616/2023, mas que depende das discussões acerca dos itens (i) e (ii).

Tal estudo poderá alterar o escopo da REA nº 2.376/2010 e do DSP nº 1.616/2023.

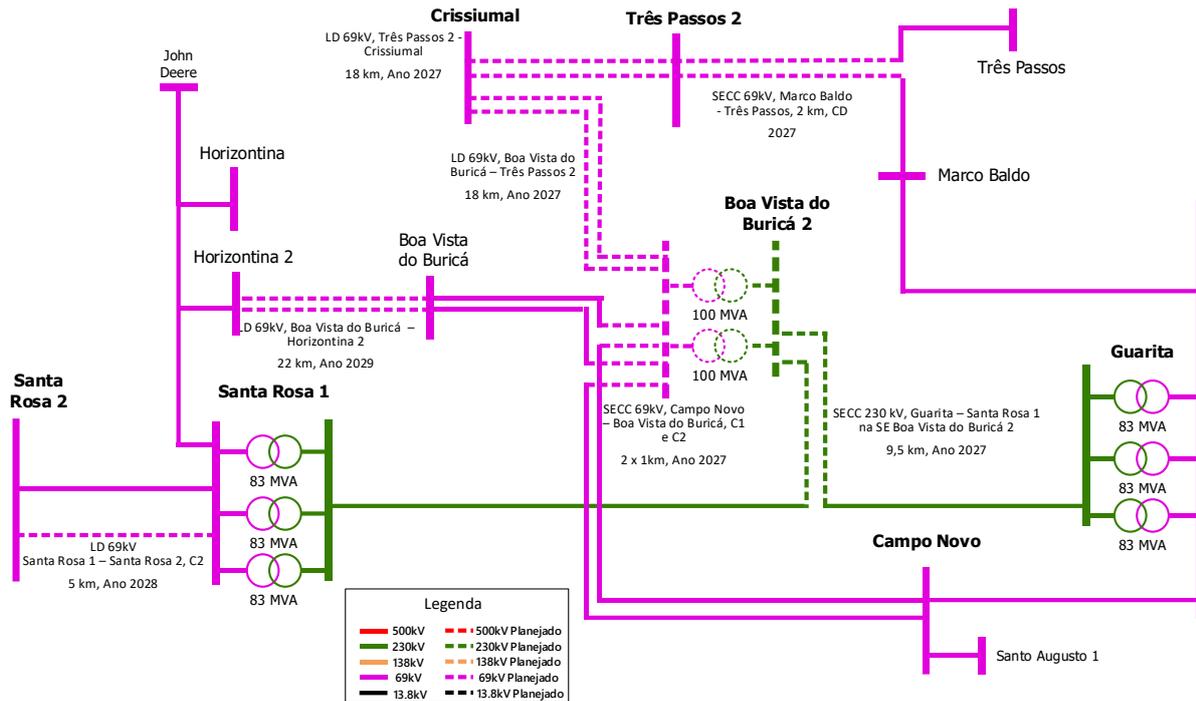


Figura 3-1 - Representação esquemática da alternativa recomendada para a região Oeste (Alternativa 5)

Tabela 3-1 - Programa de obras da Rede Básica – Região Oeste

Obra	Ano	Descrição
SE 230/69 kV GUARITA	O mais breve possível	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 83 MVA 3Φ (Melhoria - Substituição do TR1 e TR2 por final de vida útil – compatibilizar parâmetros e capacidade com 3º TR – TR7) Códigos SGPMR associados as substituições solicitadas pela transmissora: Cód. 0001109/2022 – TR1 Cód. 0001110/2022 – TR2
SE 230/69 kV SANTA ROSA	O mais breve possível	1º TF 230/69 kV, 1 x 83 MVA 3Φ (Melhoria - Substituição do TR5 por final de vida útil) Código SGPMR associado a substituição solicitada pela transmissora: Cód. 0001004/2023 – TR5
SE 230/69 kV BOA VISTA DO BURICÁ 2 (Nova)	2027	1º e 2º TF 230/69 kV, (6+1R) x 33,33 MVA 1Φ
SECC (CD) LT 230 kV GUARITA – SANTA ROSA, NA SE BOA VISTA DO BURICÁ 2 (Nova)	2027	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 9,8 km

**Tabela 3-2 - Programa de obras da DITs – Região Oeste**

Obra	Ano	Descrição
SE 138/69/13,8 kV SANTA MARIA 1	2025	1º TF 138/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ (Reforço - Substituição por final de vida útil – atual de 42 MVA)
		2º TF 138/13,8 kV, 1 x 25 MVA 3Φ Adequação do módulo de manobra (Novo)

**Tabela 3-3 - Programa de obras da Rede de Distribuição – Região Oeste**

Obra	Ano	Descrição
SECC (2xCD) LD 69 kV CAMPO NOVO – BOA VISTA DO BURICÁ 1 C1 e C2 NA SE BOA VISTA DO BURICÁ 2 (Nova)	2027	2 x Circuito Duplo 69 kV, 636 MCM (GROSBEAK), 2 x 1 km
SE 69/23 kV CRISSIUMAL (Nova)	2027	1º e 2º TF 138/23 kV, 2 x 6,25 MVA 3Φ
LD 69 kV BOA VISTA DO BURICÁ - CRISSIUMAL (CD) (Nova)	2027	1º Capacitor em Derivação 23 kV, 2 x 1,8 Mvar 3Φ
SE 69 kV TRÊS PASSOS 2 (Nova)	2029	Circuito Duplo 69 kV, 636 MCM (GROSBEAK), 18 km
LD 69 kV CRISSIUMAL – TRÊS PASSOS 2 (CD) (Nova)	2029	Subestação seccionadora 69 kV
SECC (CS) LD 69 kV MARCO BALDO – TRÊS PASSOS NA SE TRÊS PASSOS 2 (Nova)	2029	Circuito Duplo 69 kV, 636 MCM (GROSBEAK), 18 km
SE 69 kV HORIZONTALINA 2 (Nova)	2029	Circuito Duplo 69 kV, 477 MCM (HAWK), 2 km
LT 69 kV BOA VISTA DO BURICÁ – HORIZONTALINA 2 (CD) (Nova)	2029	Subestação seccionadora 69 kV
SECC (CS) LD 69 kV SANTA ROSA 1 – HORIZONTALINA NA SE HORIZONTALINA 2 (Nova)	2029	Circuito Duplo 69 kV, 636 MCM (GROSBEAK), 22 km
	2029	Circuito Duplo 69 kV, 477 MCM (HAWK), 1 km

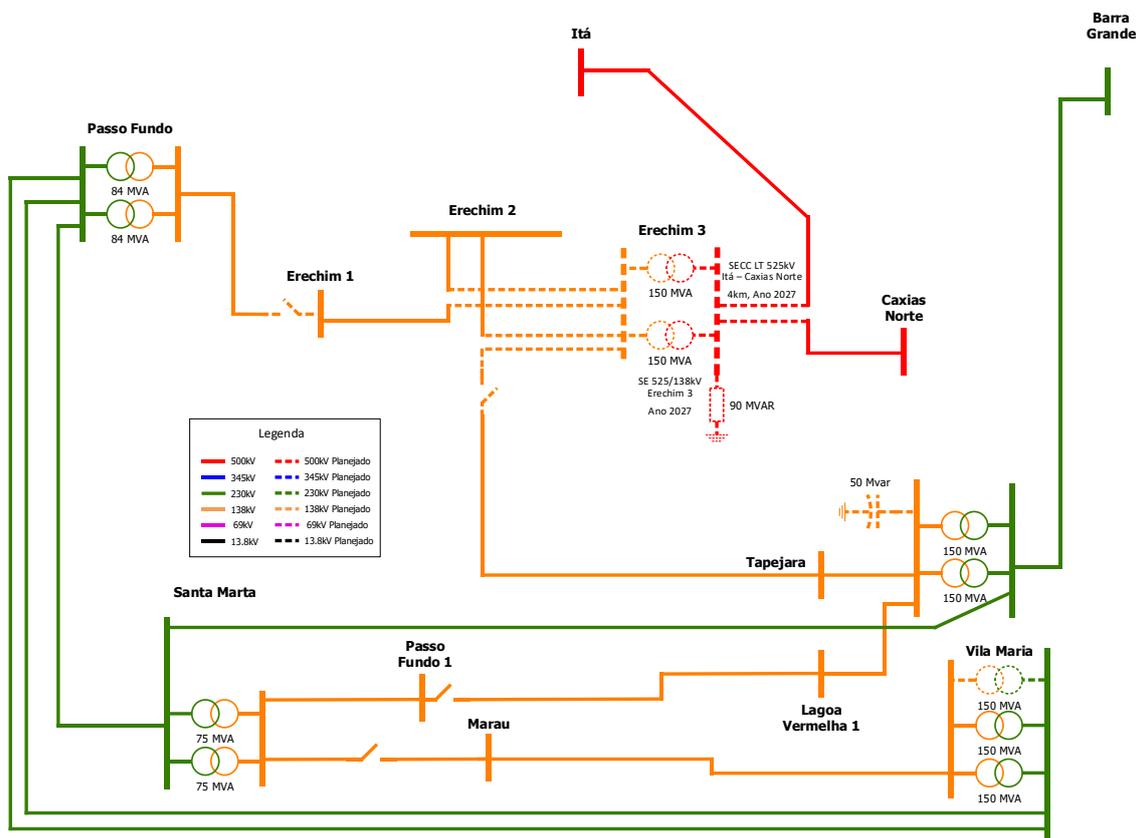


Figura 3-2 - Representação esquemática da alternativa recomendada para a região Norte (Alternativa B)

Tabela 3-4 - Programa de obras da Rede Básica – Região Norte

Obra	Ano	Descrição
SE 525/138 kV ERECHIM 3 (Nova)	2027	1º e 2º TF 525/138 kV, (6 +1R) x 50 MVA 1Φ 1º Reator de Barra 525 kV, (3+1R) x 30 Mvar 1Φ
SECC (CD) LT 525 kV ITÁ – CAXIAS NORTE, NA SE ERECHIM 3 (Nova)	2027	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km
SE 230/138 kV VILA MARIA	2029	3º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ

Tabela 3-5 - Programa de obras da DIT s – Região Norte

Obra	Ano	Descrição
SECC LT 138 kV ERECHIM 1 - ERECHIM 2, C1, NA SE ERECHIM 3 (Nova)	2027	2x Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 1 km
SECC LT 138 kV ERECHIM 2 - TAPEJARA, C1, NA SE ERECHIM RB (Nova)	2027	2x Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 1 km

## 4 PREMISSAS E CRITÉRIOS

### 4.1 Critérios Básicos

As análises realizadas neste estudo foram elaboradas em conformidade com os critérios usuais de planejamento definidos nos seguintes documentos: EPE - Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica [5]; CCPE – “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão” [6]; ONS – “Procedimentos de Rede – Submódulo 2.3 (Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos)” [7]; ANEEL – “Procedimentos de Distribuição” [8]. Os itens abaixo apresentam maiores detalhes sobre os critérios adotados.

Para a elaboração das alternativas avaliadas, devem ser adotadas as premissas e a metodologia definida na Nota Técnica [4] “Metodologia para Avaliação e Recomendação de Dois Circuitos Simples em Vez de Um Circuito Duplo e Afastamento Entre Circuitos”, quando aplicável.

### 4.2 Casos de Trabalho

As análises do estudo foram efetuadas com base nos casos de trabalho do Plano Decenal de Energia – Ciclo 2030. A esses casos, foram realizados ajustes e alterações no sentido de incorporar informações disponibilizadas pela distribuidora local posteriormente ao PDE.

Foi considerado o horizonte de 2025 a 2033, de forma a melhor avaliar o benefício do plano de obras de cada uma das opções de expansão. O conjunto de casos dimensionadores elaborados para as análises buscaram identificar tanto restrições de carregamento quanto de tensão, nos cenários úmido e seco, patamares de carga média e leve.

### 4.3 Topologia e Mercado

Os estudos foram realizados tomando como base os em casos de fluxo de potência do Plano Decenal de Energia (PDE) 2030, disponibilizados em [9], do Plano de Ampliações e Reforços (PAR), e foram atualizados com dados de mercado, topologia de rede e plano de geração de acordo com as informações mais recentes disponíveis.

Além desses reforços de transmissão, estão previstos no Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD) da RGE os reforços da Tabela 4-1 com as respectivas datas de entrada em operação.

**Tabela 4-1 - Reforços de distribuição e data prevista de entrada em operação**

Planos de AT	Previsão
SE Campo Novo - 20 MVA + 02 ELs	2024
SE Fred. Westphalen 2 - 2 x 7,5 MVA	2024
LD Guarita – Campo Novo – Recapacitação de 30 MVA para 48 MVA	2025
SE Boa Vista do Buricá - 2 x 6,25 MVA	2025
SE Santa Rosa 4 - 2 x 12,5 MVA	2027

#### 4.4 Intercâmbio

Ressalta-se que, ao longo do estudo, os intercâmbios entre as regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste foram alterados de modo a representar condições mais críticas para a análise elétrica da fronteira entre essas regiões. Nesse contexto, foram respeitados os limites médios de intercâmbio entre as áreas (recentemente atualizados; critério N-1) apresentados na tabela abaixo. Os ganhos de intercâmbio observados de 2026 para 2027 ocorrem em função da expectativa de entrada em operação da LT 525 kV Assis – Ponta Grossa C1 e C2 e da LT 525 kV Bateias – Curitiba Leste C1 e C2.

**Tabela 4-2 - Limites da interligação entre as Regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste**

Ano	Patamares de Intercâmbio	
	Sentido de Intercâmbio	
	Sul ← SE/CO	Sul → SE/CO
2025	11.500	7.800
2026	11.500	7.800
2027	13.800	9.800
2028	13.800	9.800
2031	13.800	9.800
2034	13.800	9.800
2036	13.800	9.800

#### 4.5 Cenários Avaliados

Para a elaboração dos estudos de dimensionamento da rede foram selecionados cenários de intercâmbio e de geração que apresentam as maiores criticidades na região de interesse. Foram levantadas as condições de intercâmbio, carga e geração mais críticas para o sistema estudado, levando em conta sua interação com a interligação Sul - Sudeste, bem como a variação hidrológica dos subsistemas e a influência das gerações renováveis não controláveis.

Por se tratar de um estudo para dimensionamento de obras associadas ao atendimento à carga, foram utilizados como cenários dimensionadores os que envolvem gerações mínimas para as fronteiras analisadas, de forma garantir o atendimento adequado mesmo em situações críticas de geração reduzida, onde não seria possível contar com a injeção de potência na rede MT/AT da distribuidora local.

Após a definição da alternativa vencedora, um cenário adicional foi preparado, visando dimensionar a compensação shunt necessária para a adequada operação da rede, através de verificações de controle de tensão em condições de rede descarregada.

Os níveis de geração e intercâmbios resultantes para os cenários estão detalhados nos subitens a seguir.

#### 4.5.1 Cenário 1 – Carga Média Norte Úmido

Neste cenário as usinas hidráulicas da região Sul estão com despacho reduzido, com cerca de 50% da capacidade instalada das bacias. As usinas eólicas estão com 10% da capacidade e as usinas térmicas com cerca de 35% de despacho. Este cenário tem como objetivo maximizar a importação da região Sul como um todo.

#### 4.5.2 Cenário 2 – Carga Média Norte Seco

Neste cenário as usinas hidráulicas da região Sul estão com despacho elevado, com cerca de 90% da capacidade instalada das bacias. As usinas eólicas estão com 90% da capacidade e as usinas térmicas operam na inflexibilidade. Este cenário tem como objetivo maximizar os carregamentos nas redes locais do Rio Grande do Sul

#### 4.5.3 Cenário 3 – Carga Leve Norte Úmido

Este cenário foi avaliado diretamente da forma pela qual foi disponibilizado na base da dados do Plano Decenal, ou seja, sem necessidade de redespachos adicionais. O objetivo da análise de carga mínima é avaliar o suporte de controle de tensão do sistema sob condições de baixo carregamento, a fim de verificar se os reatores existentes e os recursos de controle de tensão via tapes dos transformadores são suficientes para manter o perfil de tensão dentro dos limites admissíveis.

### 4.6 Limites Operativos

Todas as alternativas foram elaboradas de forma a atender ao critério N-1 na Rede Básica e ao critério N nas instalações de distribuição da empresa RGE.

Os limites de tensão máximos e mínimos considerados em regime normal e de emergências foram, respectivamente, 105-95% e 105-90% da tensão nominal nos sistemas de 525kV, 230kV, 138kV e 69kV, como pode ser observado na tabela a seguir.

**Tabela 4-3 - Níveis de tensão admitidos em regime permanente**

Tensão Nominal (kV)	Condição operativa (p.u.)	
	Normal	Emergência
69	0,95 a 1,05	0,90 a 1,05
138	0,95 a 1,05	0,90 a 1,05
230	0,95 a 1,05	0,90 a 1,05
500	1,00 a 1,10	0,95 a 1,10
525	0,95 a 1,05	0,90 a 1,05

Na fronteira com a Rede Básica, foi considerado um fator de potência mínimo de 0,95 para os pontos de 138kV ou 69kV, e de 0,92 para os pontos com tensão inferior a 69kV.

Foram considerados como superados os disjuntores de subestações cujos níveis de curto-circuito se mostraram acima de 100% da sua capacidade nominal de interrupção e, como em alerta, os disjuntores com 90% a 100% dessa capacidade.

Durante as análises de energização e de rejeição das novas linhas de transmissão foram considerados os limites indicados na Tabela 4-4. Destaca-se que não foram permitidas variações de tensão superiores a 5% nos barramentos onde a manobra de energização é realizada, bem como variações da tensão ao longo da linha maiores do que 10%.

**Tabela 4-4 - Níveis de tensão admitidos para energização e rejeição de LTs**

Tensão Nominal (kV)	Máxima tensão no terminal em vazio da LT (p.u.)	
	$t_+$	$t_\infty$
69	1,40	1,10
138	1,40	1,10
230	1,40	1,10
500	1,47	1,20
525	1,40	1,15

#### 4.6.1 Linhas de Transmissão

Para as linhas de Rede Básica existentes, foram utilizados, em regime normal e de emergência, os limites de carregamentos (com fatores limitantes) constantes no Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST).

No caso de seccionamentos de linha de transmissão, sempre que possível, buscou-se planejar os novos trechos associados ao seccionamento com a mesma composição de condutores (quantidade de cabos por fase e bitola) e capacidade de transmissão das linhas originais. Além disso, nos casos envolvendo linhas com grande potencial de recapacitação, ou com algum critério de projeto violado, buscou-se caracterizar os seccionamentos com base em uma visão de longo prazo, abstraindo-se da configuração original dos circuitos a serem seccionados.

Vale salientar que, no caso de linhas de transmissão novas que constituem circuitos paralelos ou em série a outros existentes, sempre que possível, buscou-se manter a composição de condutores (quantidade de cabos por fase e bitola) e capacidade de transmissão dos circuitos existentes. Para as linhas existentes e futuras da empresa RGE, foram observados os limites usuais utilizados pelo planejamento da empresa.

#### 4.6.2 Transformadores

Para os transformadores de Rede Básica e de Rede Básica de Fronteira existentes, foram utilizados os limites de curta e longa duração (com fatores limitantes) informados pelas empresas proprietárias dos equipamentos no CPST. No caso de transformadores novos, foi considerada a capacidade operativa de curta duração correspondente a 120% da capacidade nominal do equipamento. Para os transformadores existentes e futuros da empresa RGE, foram observados os limites usuais utilizados pelo planejamento da empresa.

#### 4.7 Parâmetros Econômicos

A comparação econômica foi realizada através do Método dos Rendimentos Necessários, também conhecido como Método do Valor Presente dos Custos Anuais Equivalentes. Neste método, os investimentos totais anuais contabilizados para os equipamentos e as instalações de cada uma das alternativas são convertidos em uma série de pagamentos de valor constante, estendida a 30 anos. As séries temporais correspondentes a cada alternativa são truncadas no final do período em estudo, sendo considerado o valor presente referido ao ano base da análise econômica.

Para o custeamento das novas instalações, foi utilizado o Banco de Preços da ANEEL, de março de 2023. Os itens abaixo detalham os demais parâmetros econômicos adotados no estudo:

- Custo marginal de expansão (custo de perdas): R\$ 205,11 / MWh.
- Taxa de desconto: 8% a/a.
- Ano de referência: 2024.
- Tempo de vida útil das instalações: 30 anos.
- Ano horizonte: 2038.
- Empate entre alternativas: diferença de custos inferior a 5% (requer análises adicionais).

## 5 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA

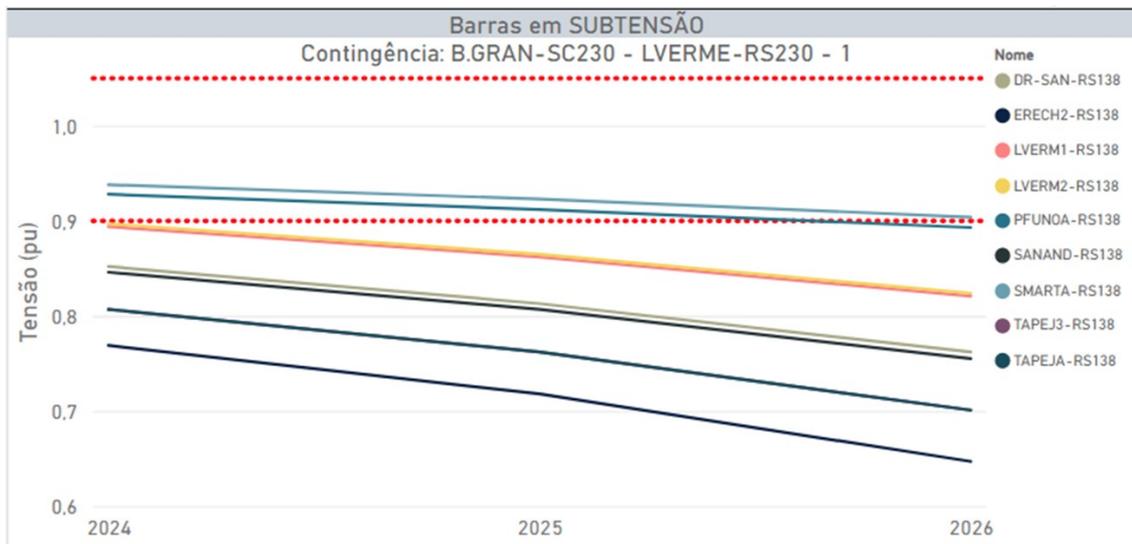
### 5.1 Diagnóstico local início do estudo

Conforme descrito no item 4, o caso dimensionador para as fronteiras avaliadas foi o cenário média norte úmido com despacho mínimo das usinas conectadas na rede de distribuição das fronteiras de Guarita, Santa Rosa e da região de Erechim.

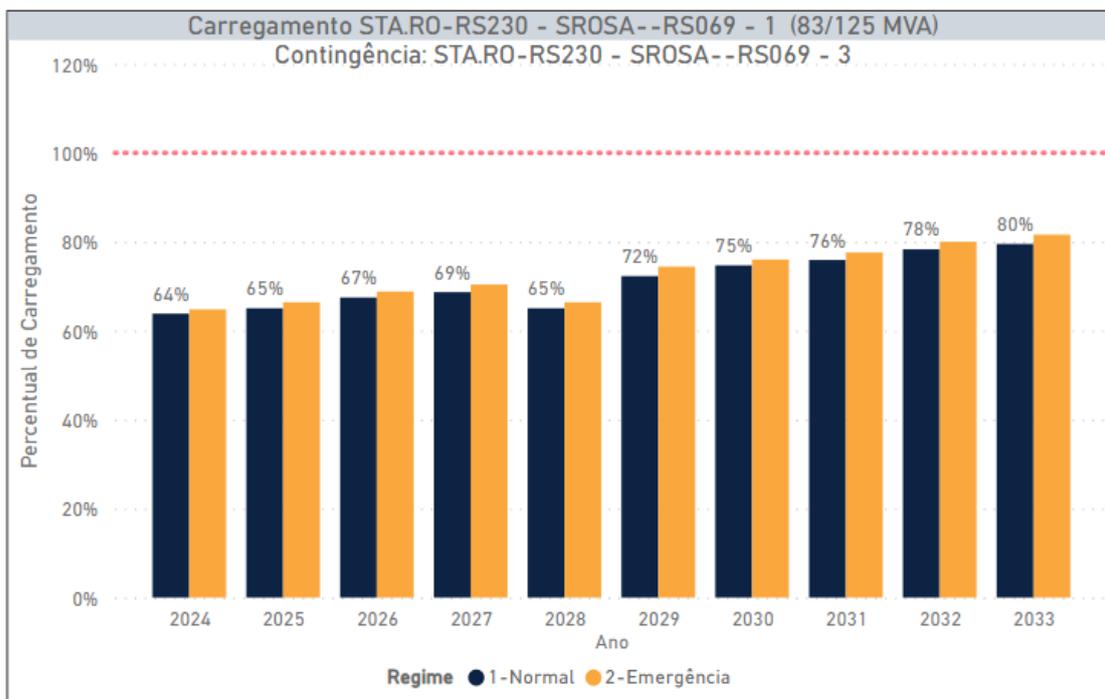
Como já detalhado em [10], na região Noroeste do Rio Grande Sul foram identificados pontos de atenção e violações de critérios que demandaram a abertura de um estudo de planejamento para a análise de soluções estruturais. Dentre as violações identificadas destacam-se:

- Subtensões na região de Erechim em situações de contingência da LT 230 kV Barra Grande – Lagoa Vermelha 2;
- Incompatibilidade dos arranjos das subestações Guarita, Santa Rosa e Santa Marta com os atualmente preconizados nos Procedimentos de Rede;
- Capacidade de sobrecargas dos transformadores de Guarita e Santa Rosa, diferenças entre os valores do CPST e dos dados de placa dos equipamentos;
- Fim de vida útil regulatória de diversos ativos da região e o possível fim de vida útil física dos mesmos durante o período proposto para as soluções de longo prazo;
- Sobrecargas em linhas de distribuição internas ao sistema da distribuidora local, RGE, como a sobrecarga na LD 69 kV Campo Novo – Guarita na contingência da LT 230 kV Foz do Chapecó - Guarita.

A Figura 5-1 apresenta as violações de tensão na região de Erechim na contingência da LT 230 kV Barra Grande – Lagoa Vermelha 2 C1 em cenários de elevada importação de energia no estado do Rio Grande do Sul.



**Figura 5-1 - Subtensões verificadas em subestações da região de Erechim, durante contingência da LT 230 kV Barra Grande – Lagoa Vermelha 2 C1, em cenários de elevado carregamento na rede 230 kV.**



**Figura 5-2 - Carregamentos do TR01 230/69 kV da SE Santa Rosa, em condição normal e contingência.**

É importante destacar que a Figura 5-2 não apresenta violações de carregamento em situações de emergência para a SE Santa Rosa 1 devido à consideração da capacidade física na construção do equipamento, originalmente utilizada pela operação ONS, como apontado em [11]. Entretanto, devido à atualização dos dados do equipamento pelo agente, com indicativos de falhas térmicas, o mesmo passa a não dispor de capacidade de Emergência de Longa Duração, aumentando de sobremaneira os riscos da perda do equipamento.

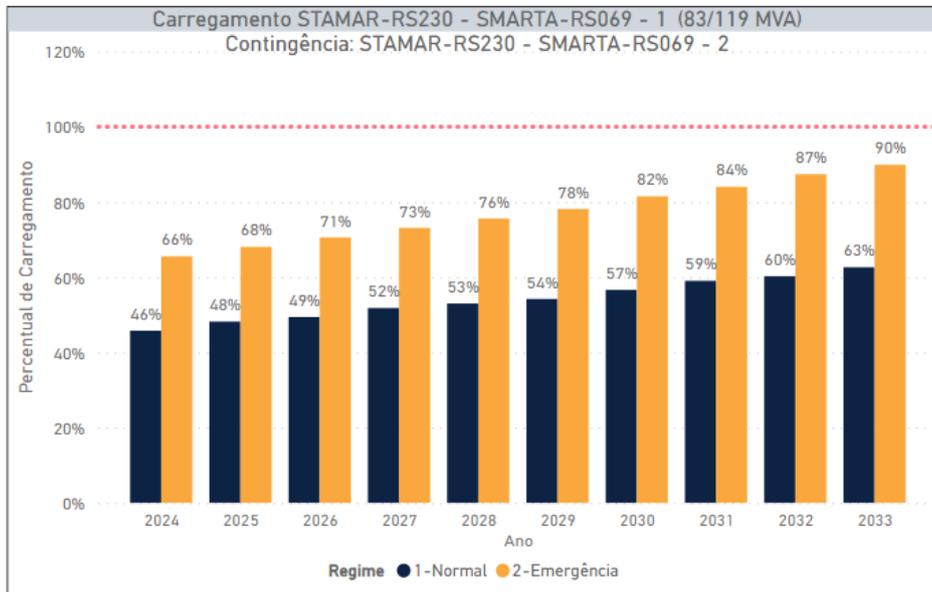
**SE SANTA ROSA 1 – TRANSFORMADOR TR-1 230/69/13,8 KV**

Limites de Condição Normal de Operação			
Enrolamento (kV)	Valor operacional (A)	Fator limitante	
69	694	Temperatura máxima do óleo e/ou do enrolamento	
230	208	Temperatura máxima do óleo e/ou do enrolamento	

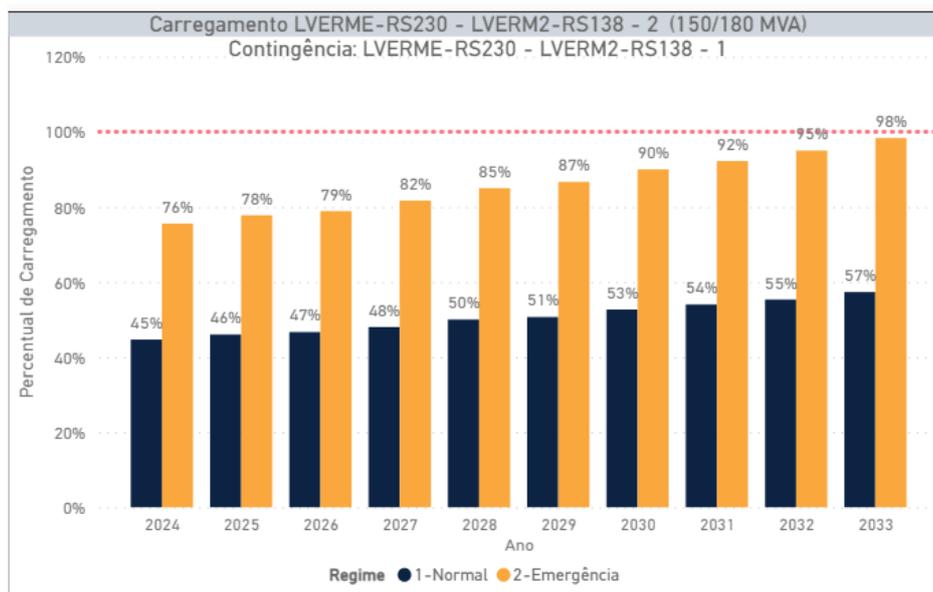
  

Limites de Condição de Emergência de Longa Duração			
Enrolamento (kV)	Valor operacional (A)	Duração (Hh:mm)	Fator limitante
69	NP	-	Indicativo de falha térmica
230	NP	-	Indicativo de falha térmica

**Figura 5-3 - Capacidades em condição normal e de emergência do TR-1 da SE Santa Rosa 1. Fonte: Adaptado de [12]**



**Figura 5-4 - Carregamentos do TR01 230/69 kV da SE Santa Marta, em condição normal e contingência.**



**Figura 5-5 - Carregamentos do TR02 230/138 kV da SE Lagoa Vermelha 2, em condição normal e contingência**

Conforme PAR/PEL Ciclo 2022-206 foi constatada as sobrecargas abaixo em condições específicas de geração local e transferência de energia pela conversora da Garabi I e II:

- Sobrecarga em condição normal de operação na LT 230 kV Foz do Chapecó – Guarita, em todos os patamares de carga, com elevada geração nas UHEs Foz do Chapecó e Quebra Queixo e transferência de energia do Brasil para Argentina via C.F. Garabi I e II acima de 1.500 MW.
- Sobrecarga em condição normal de operação na LT 230 kV Guarita – Santa Rosa 1, em todos os patamares de carga, com elevada geração nas UHEs Foz do Chapecó e Quebra Queixo e elevada transferência de energia via C.F. Garabi I e II.

Ainda no PAR/PEL Ciclo 2022-2026, existe a tendência de violação em um dos transformadores 69/23 kV da SE Ijuí 1. Mas entende-se que antes de um reforço, deve-se buscar uma redistribuição das cargas atendidas pelos dois transformadores.

Outro ponto de atenção na região é o atendimento de Panambi. A LT 69 kV Cruz Alta 1 – Panambi, DIT de propriedade da CPFL Transmissão, possui como condutor o cabo CAA 2/0 AWG com capacidade de 23 MVA e é o único circuito para atender cargas da COPREL e HIDROPAN na região. Por um lado, as permissionárias estão tendo restrições de montante que pode ser contratado pelo limite da linha e da transformação de 25 MVA, por outro lado a linha existente é antiga e mesmo quando Cruz Alta 1 apresenta um nível de tensão maior que 1 p.u. a tendência é de tensões menores que 0,95 p.u. em Panambi como indica a Figura 5-6.

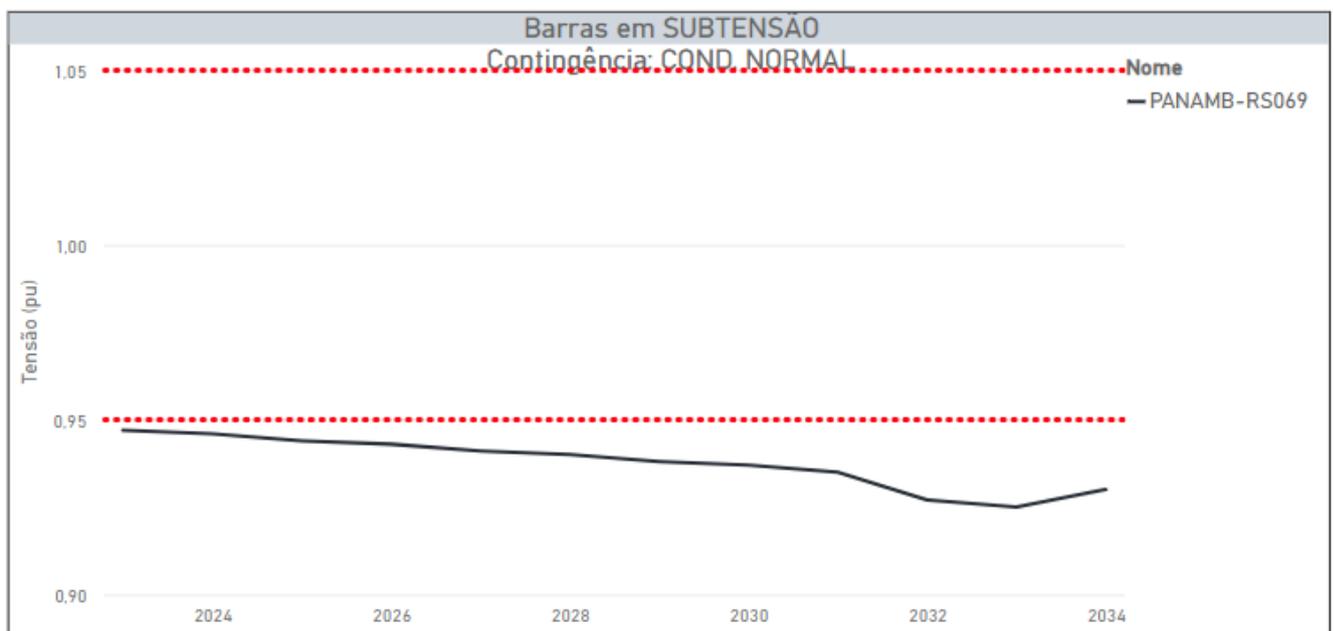
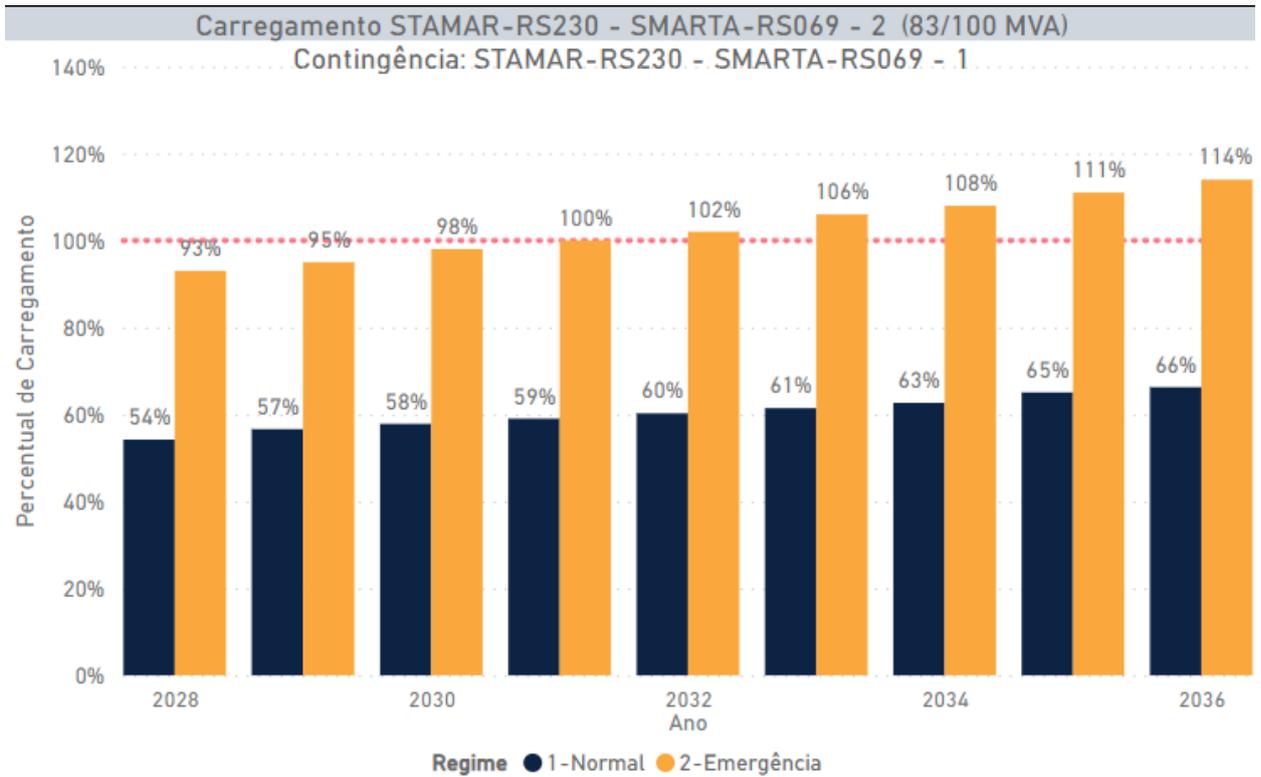


Figura 5-6 – Nível de tensão na SE Panambi 69 kV em condição normal.

## 5.2 Diagnóstico regional PDE 2032

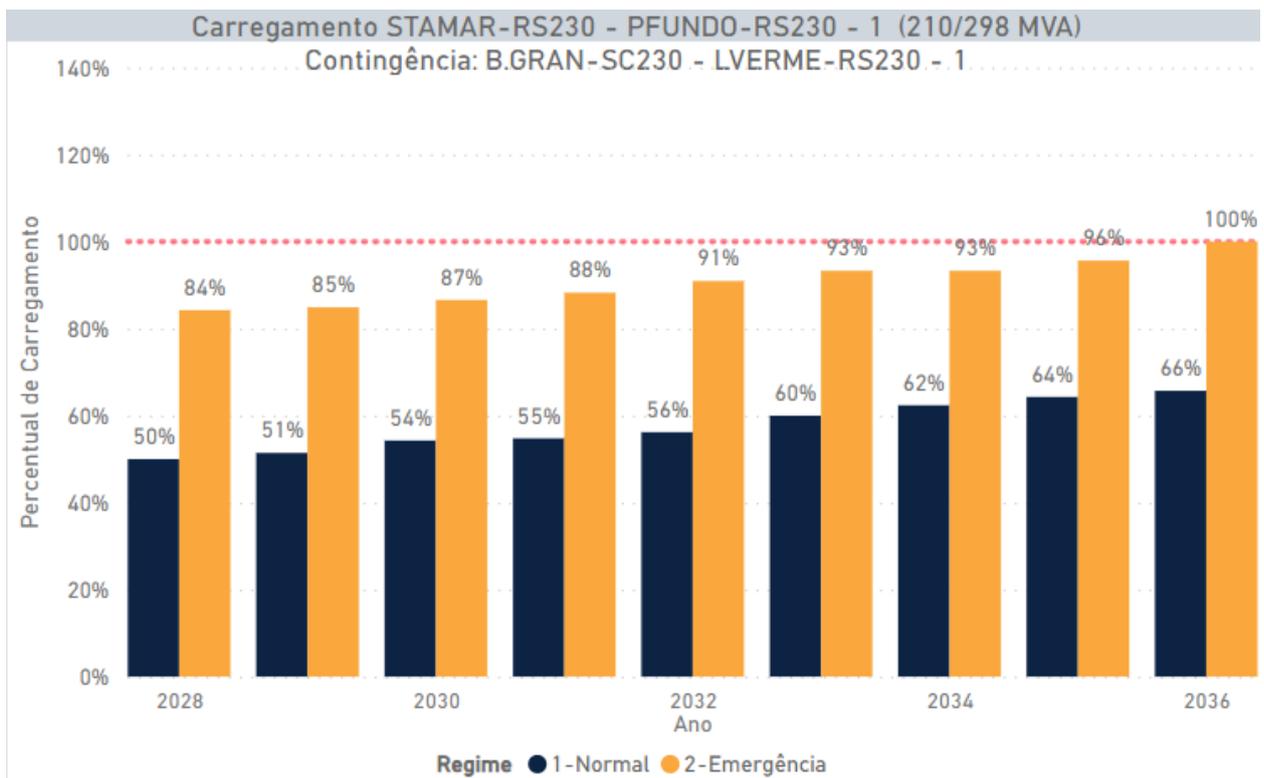
Todas as violações encontradas nesta região se referem ao Cenário Norte Úmido (Recebimento Sul elevado) – Carga Média.

A SE Santa Marta possui dois transformadores 230/69 kV (TR-3 - 1 x 83/120 MVA - 145% e TR-11 - 1 x 83/100 MVA - 120%) e, conforme Figura 5-7, ocorre sobrecarga em N-1 a partir de 2031.



**Figura 5-7 - Carregamento da transformação 230/69 kV de Santa Marta (TR-11), em regime normal e em contingência**

Sobrecarga na LT 230 kV Santa Marta – Passo Fundo C1, a partir de 2036, na contingência da LT 230 kV Barra Grande - Lagoa Vermelha 2 C1, conforme Figura 5-8.



**Figura 5-8 - Carregamento da LT 230 kV Santa Marta – Passo Fundo, em regime normal e emergência**

## 6 DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS

Nesta seção, são apresentadas as alternativas vislumbradas para solucionar os problemas encontrados no diagnóstico do sistema elétrico que supre às regiões Oeste e Norte do Rio Grande do Sul.

Para fins de organização, o estudo em questão dividiu a região de interesse em duas áreas distintas, a saber: (i) Região Norte e (ii) Região Oeste. As alternativas desenvolvidas no estudo foram compostas tomando-se por base as considerações feitas a seguir (referência: ano 2027).

Neste capítulo são apresentadas as alternativas analisadas para a configuração dos sistemas de transmissão da região Norte e Oeste do Rio Grande do Sul. Durante a etapa de diagnóstico e concepção das alternativas constatou-se pouca influência das obras de uma região na outra, de tal forma que para fins de organização e facilidade de simulação as soluções para os sistemas locais foram descritas e simuladas de maneira individualizada.

As alternativas da região oeste são elencadas por algarismos arábicos (1, 2, ..., 5), enquanto as alternativas da região norte por letras (A, B, ..., E). Ao final do processo de comparação econômica, as alternativas de melhor desempenho foram unificadas para formar o plano de obras recomendado, a alternativa 5C.

### 6.1 Obras comuns entre as alternativas

Por se tratar de um estudo com interações em diversos pontos de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, determinados problemas locais foram solucionados via obras comuns entre as alternativas, tanto via análises restritas quanto oriundas de outros estudos elaborados pela EPE, para evitar uma explosão combinatória do número de alternativas.

#### 6.1.1 LD 69 kV Santa Rosa 1- Santa Rosa 2

Em todos os casos avaliados, constatou-se carregamentos elevados na LD 69kV que interliga a SE de fronteira Santa Rosa 1 à SE Santa Rosa 2, da rede de distribuição, conforme ilustrado na Figura 6-1, dada a curta extensão da LD (aproximadamente 4,5km) e a ausência de alternativas competitivas para o carregamento observado, foi adotado, referencialmente, como obra comum a todas as alternativas da região oeste a duplicação do circuito existente, conforme ilustrado na Figura 6-2.

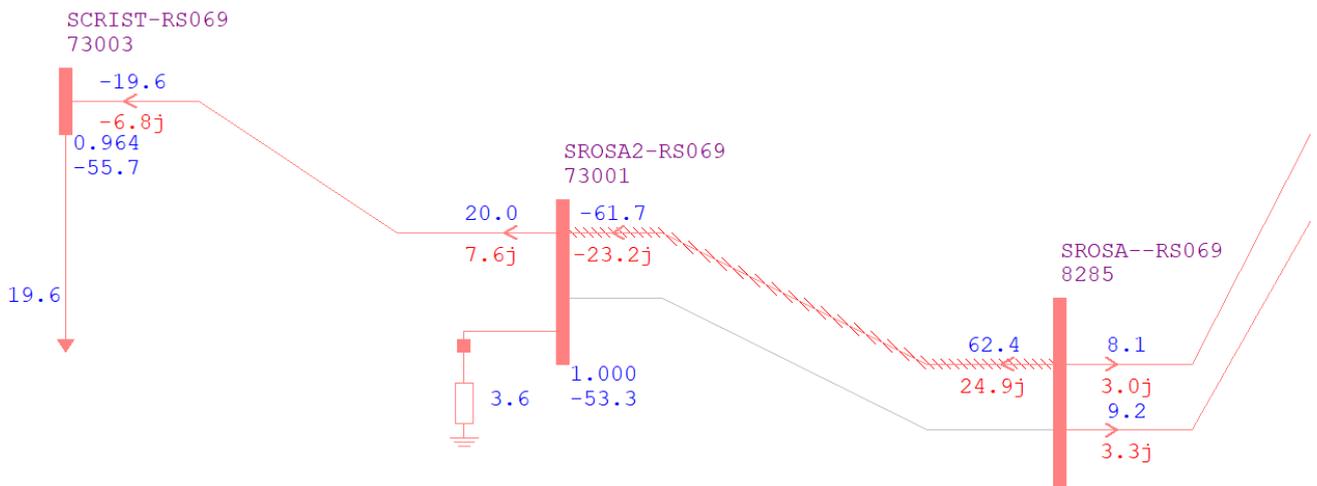


Figura 6-1 - Carregamentos da LD Santa Rosa 1 - Santa Rosa 2, ano 2028.

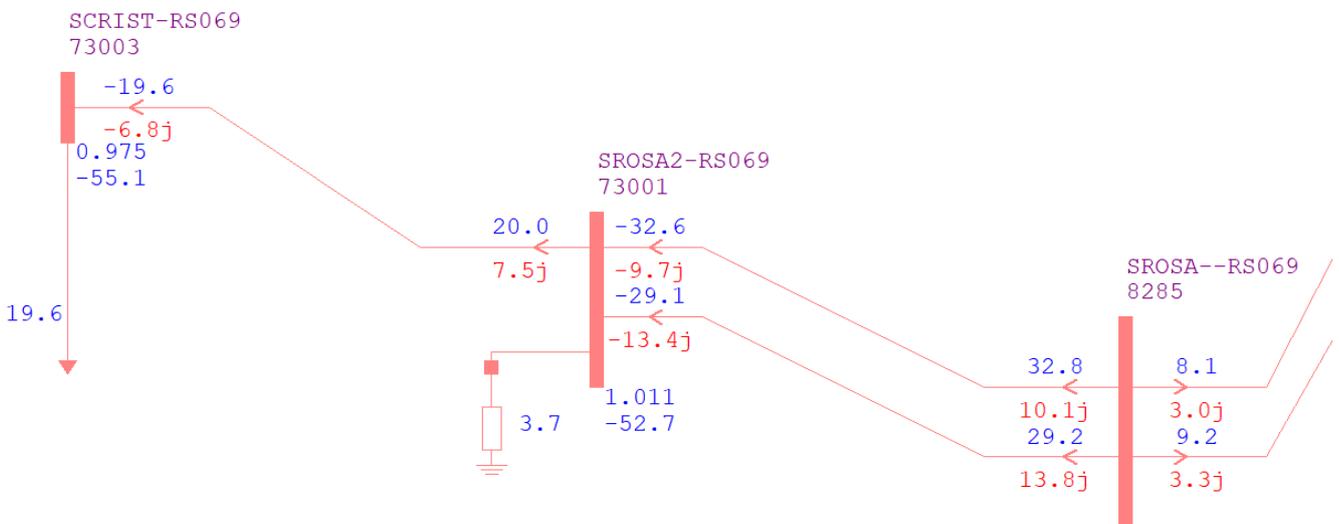


Figura 6-2 - Carregamentos da LD Santa Rosa 1 - Santa Rosa 2, ano 2028, com duplicação do circuito.

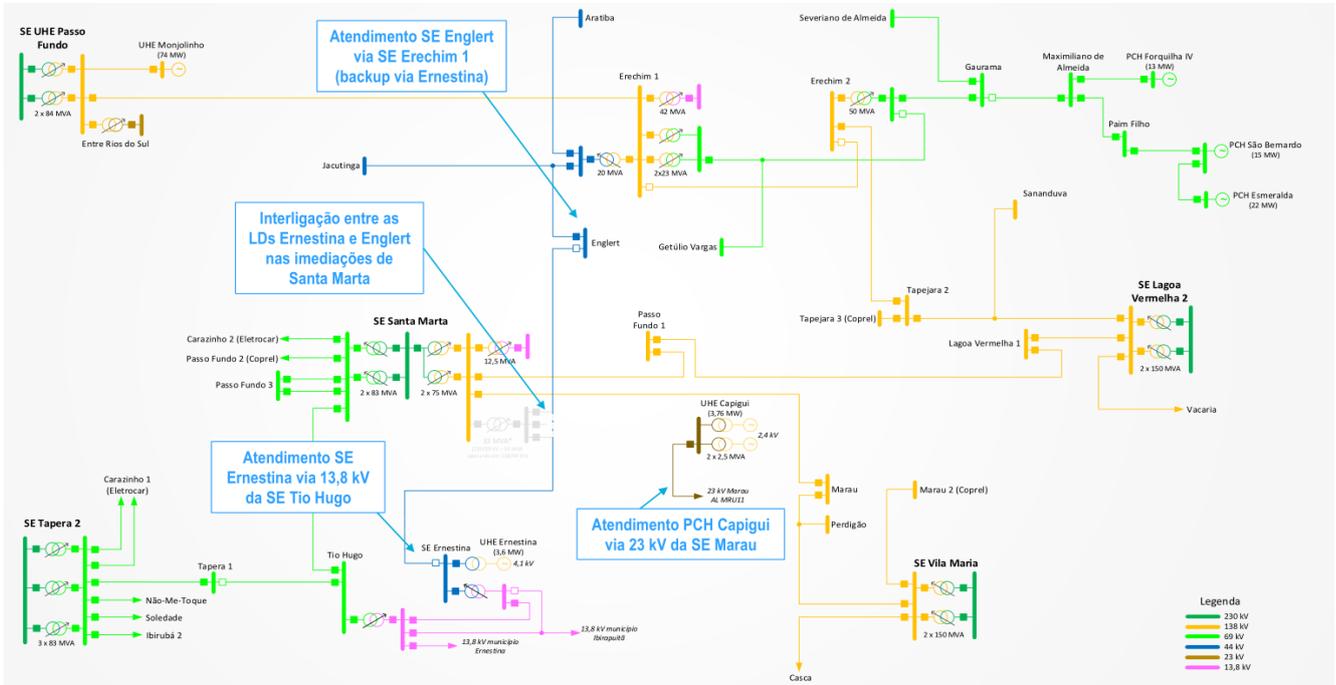
### 6.1.2 Adequação da SE Santa Marta

A SE Santa Marta já possui proposta distintas de adequação por parte da CPFL Transmissão (CEEE-GT) e RGE, ambas viabilizando a individualização dos transformadores 230 kV e adequação do barramento de 230 kV.

Após discussões internas sobre os pontos de atenção do SIN, chegou-se ao entendimento que as adequações informadas acima serão feitas em uma avaliação a parte do R1, inserida no âmbito de um diagnóstico mais amplo do SIN. De modo a detalhar a implantação física e viabilidade regulatória da proposta atual, que contempla:

- Completa remoção do pátio 44kV da SE Santa Marta e redistribuição das conexões existentes (Figura 6-3):
  - Interligação entre as LDs entre Santa Marta para Ernestina e Englert, com Englert sendo atendida preferencialmente via SE Erechim 1; Ernestina via a SE Tio Hugo e a nova LD entre elas servindo como backup.

- Custos e viabilidade de inserção de um novo transformador 44/23 kV na Subestação da PCH Capigui (RGE)
- Estimativas de prazo e custos para a adequação completa das subestações aos procedimentos de rede (CEEE-GT), fora do escopo do R1.



**Figura 6-3 – Possível redistribuição das conexões após remoção do pátio de 44 kV de Santa Marta, a ser detalhada em revisão posterior do relatório R1.**

### 6.1.3 Substituição de ativos em final de vida útil

Em função das particularidades existentes no atendimento ao crescimento do potencial energético na região, não foram identificadas alternativas de planejamento que pudessem ser contrapostas entre si para a definição da expansão de sistema de transmissão local. Assim, as alternativas apresentam como obras comuns as substituições indicadas na Tabela 6-1.

**Tabela 6-1 - Transformadores de Força com fina de vida útil regulatória previstos na região do estudo**

Subestação	Função Transmissão	Tipo	Agente	Ano Final de Vida Útil Regulatória
Guarita	TR-01-EQP-TR	Transformador De Força	CPFL Transmissão	2023
Guarita	TR-02-EQP-TR		CPFL Transmissão	2022
Santa Marta	AT-01-EQP-AT		CPFL Transmissão	2015
Santa Marta	AT-02-EQP-AT		CPFL Transmissão	2015
Santa Maria 1	TR-01-EQP-TR		CPFL Transmissão	2019
Santa Maria 1	TR-02-EQP-TR		CPFL Transmissão	2018
Passo Fundo	TR-03-EQP-TR		CPFL Transmissão	2022
Santo Angelo	RT-01-EQP-RT	Reator	CGT ELETROSUL	2022

## 6.2 Região Oeste

Todas as alternativas simuladas foram concebidas de forma a permitir o pleno atendimento às cargas locais em condição normal de operação e em situações de contingência simples na rede básica e rede de fronteira. A Figura 6-4 ilustra a representação geográfica simplificada com a sobreposição de todas as alternativas simuladas para a região Oeste.

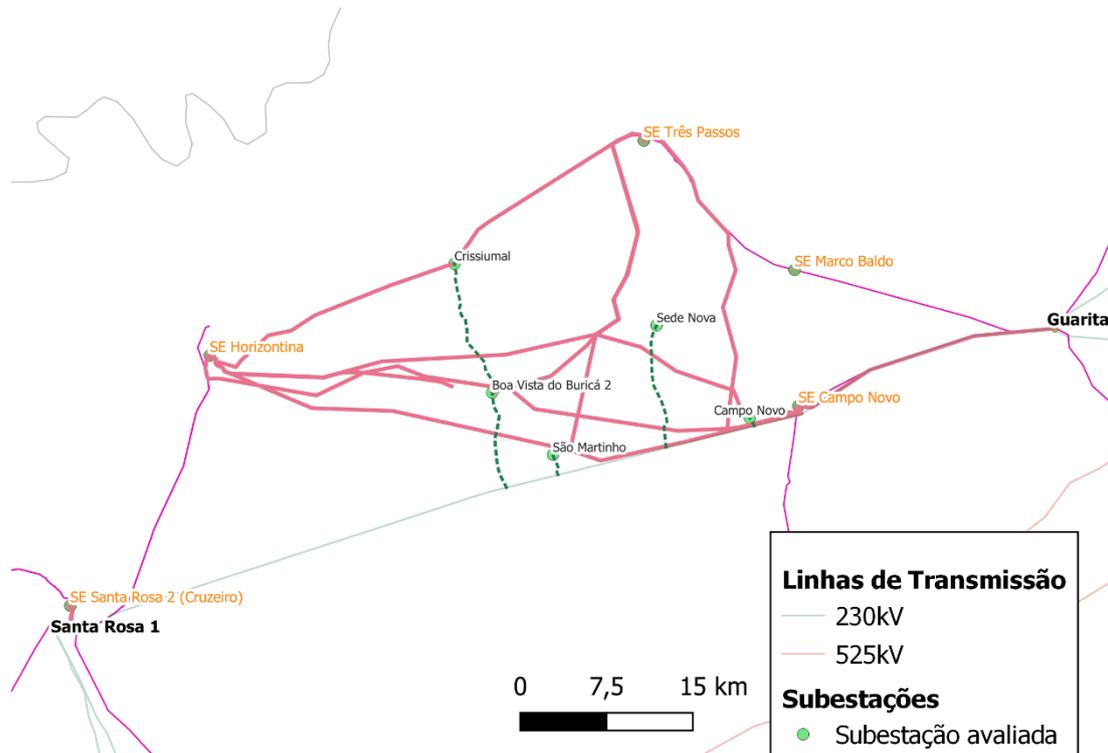


Figura 6-4 - Visão geográfica, simultânea, de todas as alternativas simuladas para a região Oeste.

### 6.2.1 Alternativa 1 – Campo Novo 230/69 kV

A Alternativa 1 prevê o seccionamento da LT 230 kV Guarita – Campo Novo, C1, nas proximidades da SE Campo Novo 69kV e a criação de um novo ponto de fronteira para atendimento as cargas da região, interligando as localidades de Campo Novo, Três passos e Horizontina à nova SE de fronteira.

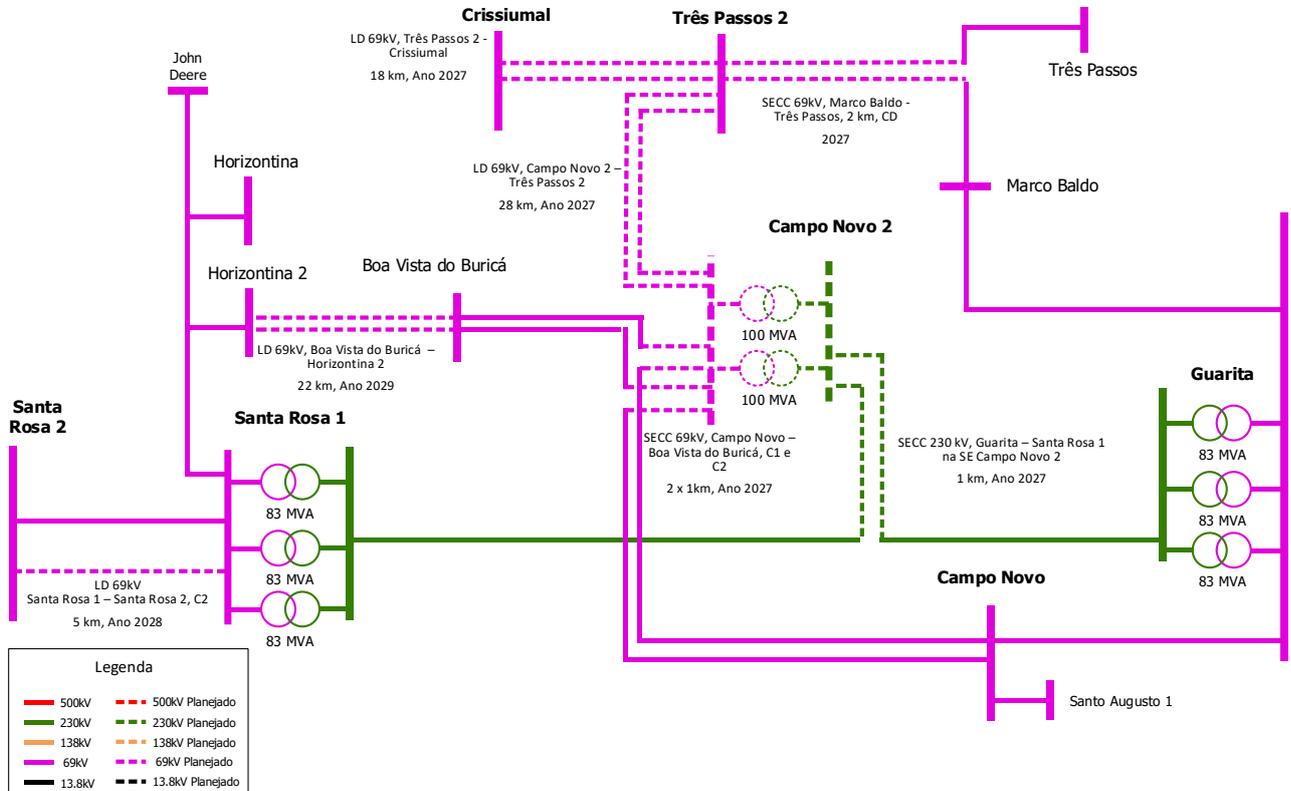


Figura 6-5 - Representação esquemática da alternativa 1.

### 6.2.2 Alternativa 2 – Crissiumal 230/69 kV

A Alternativa 2 prevê o seccionamento da LT 230 kV Guarita – Campo Novo, C1, em um local mais próximo às subestações terminais de Três Passos e Horizontina, reduzindo a distância elétrica através da rede 230 kV.

Tendo em vista o afastamento do novo ponto de fronteira da SE Campo Novo 69 kV, foi prevista a duplicação do circuito Guarita – Campo Novo C1, já no ano de 2027.

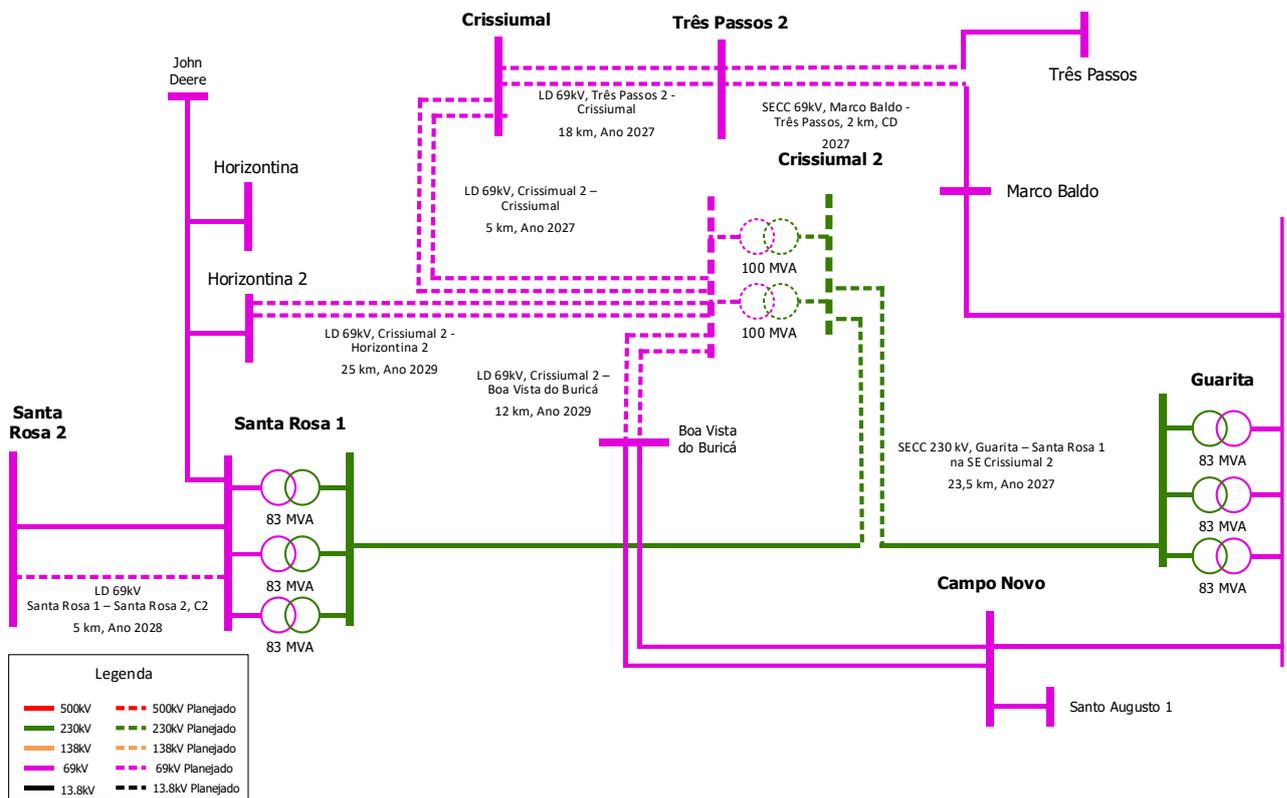


Figura 6-6 - Representação esquemática da alternativa 2.

### 6.2.3 Alternativa 3 – São Martinho 230/69 kV

A Alternativa 3 prevê o seccionamento da LT 230 kV Guarita – Campo Novo, C1, nas proximidades do município de São Martinho, minimizando a distância do seccionamento da rede Básica, por outro lado as conexões em 69kV passam a ter maiores extensões e pior desempenho em termos de perfil de tensão e perdas elétricas.

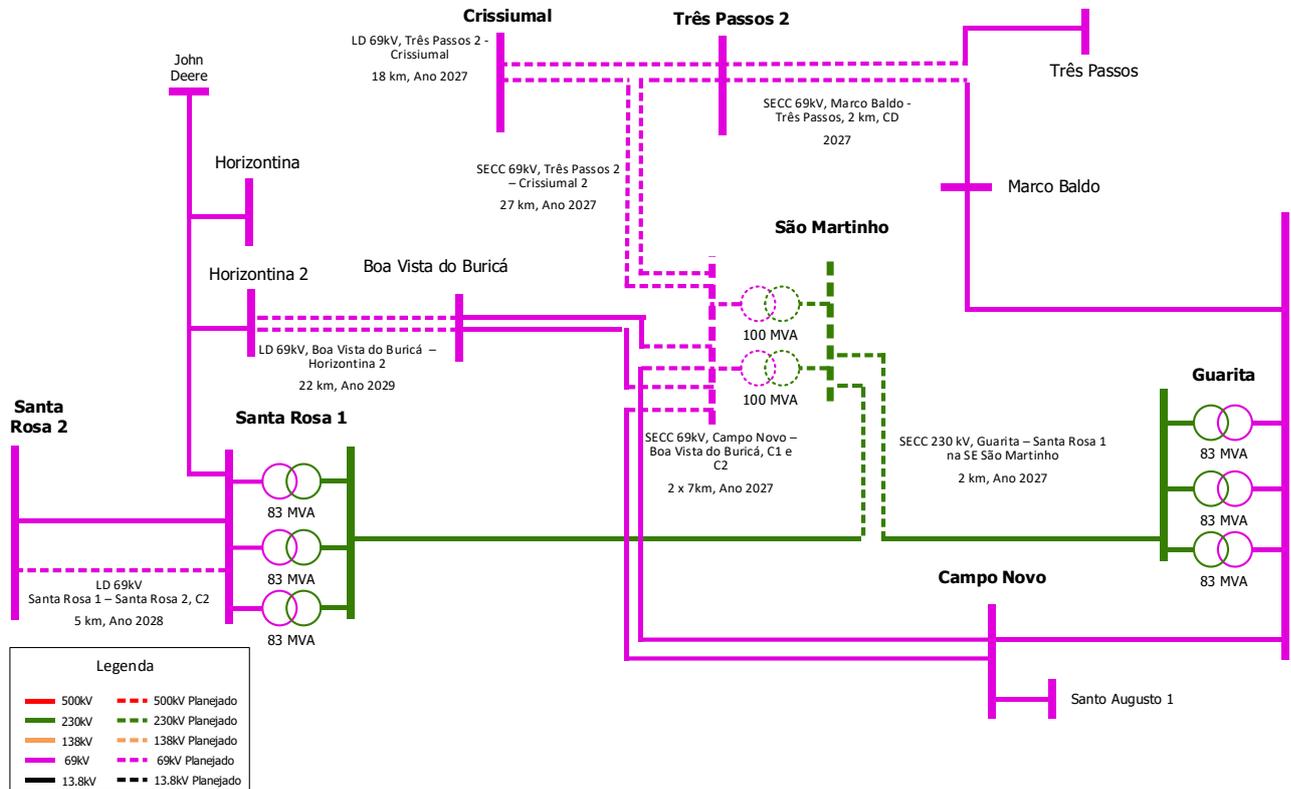


Figura 6-7 - Representação esquemática da alternativa 3.

### 6.2.4 Alternativa 4 – Sede Nova 230/69 kV

A Alternativa 4 busca posicionar o novo ponto de rede básica em uma posição central aos três terminais que necessitam de reforços, para tal, é buscado um equilíbrio entre as distâncias totais, entre rede 230 kV, rede 69 kV, e desempenho de perdas elétricas. A Figura 6-8 ilustra de forma simplificada as obras propostas.

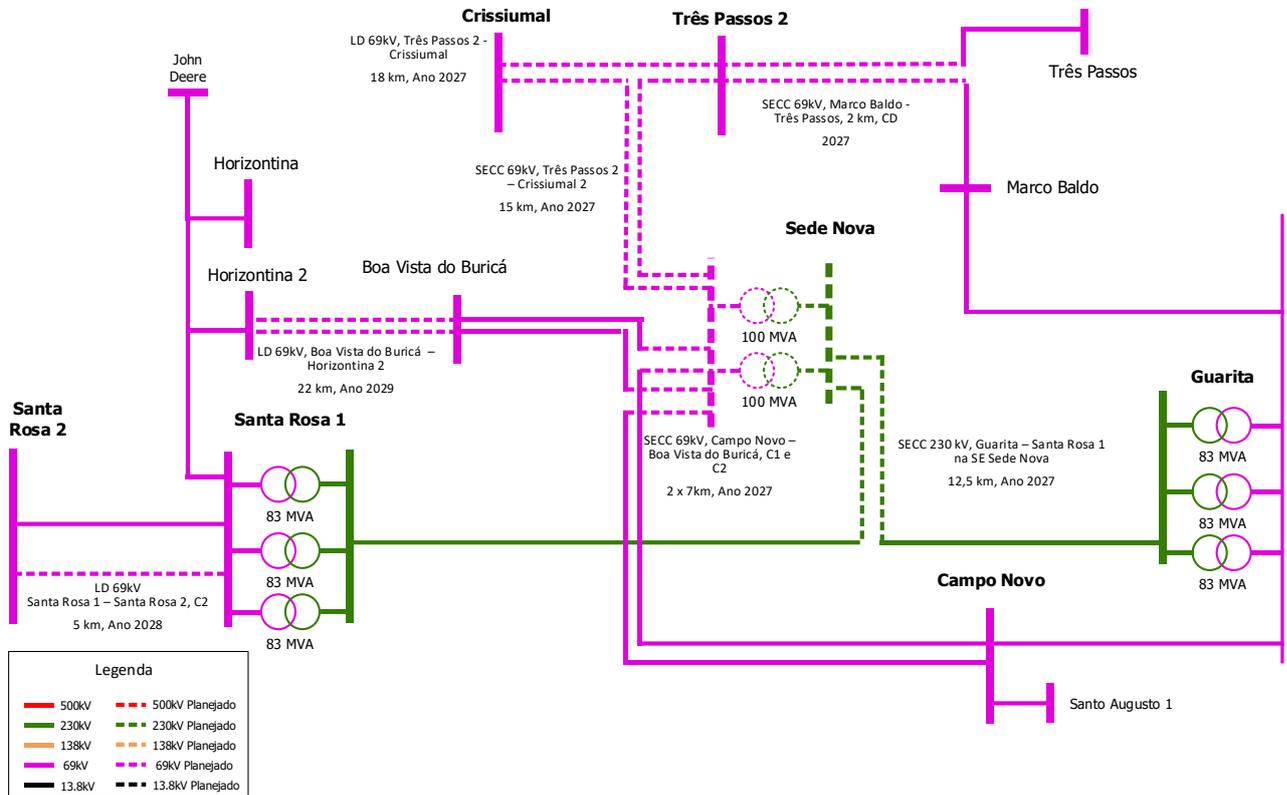


Figura 6-8 - Representação esquemática da alternativa 4.

### 6.2.5 Alternativa 5 – Boa Vista do Buricá 230/69 kV

A Alternativa 5 prevê o seccionamento da LT 230 kV Guarita – Santa Rosa, C1, nas proximidades do município de Boa Vista do Buricá, para a integração da nova subestação de fronteira 230/69 kV Boa Vista do Buricá 2, seccionando a LD 69 kV Campo Novo - Boa Vista do Buricá e integrando as subestações de Horizontina e Três Passos à rede, conforme ilustrado na Figura 6-9.

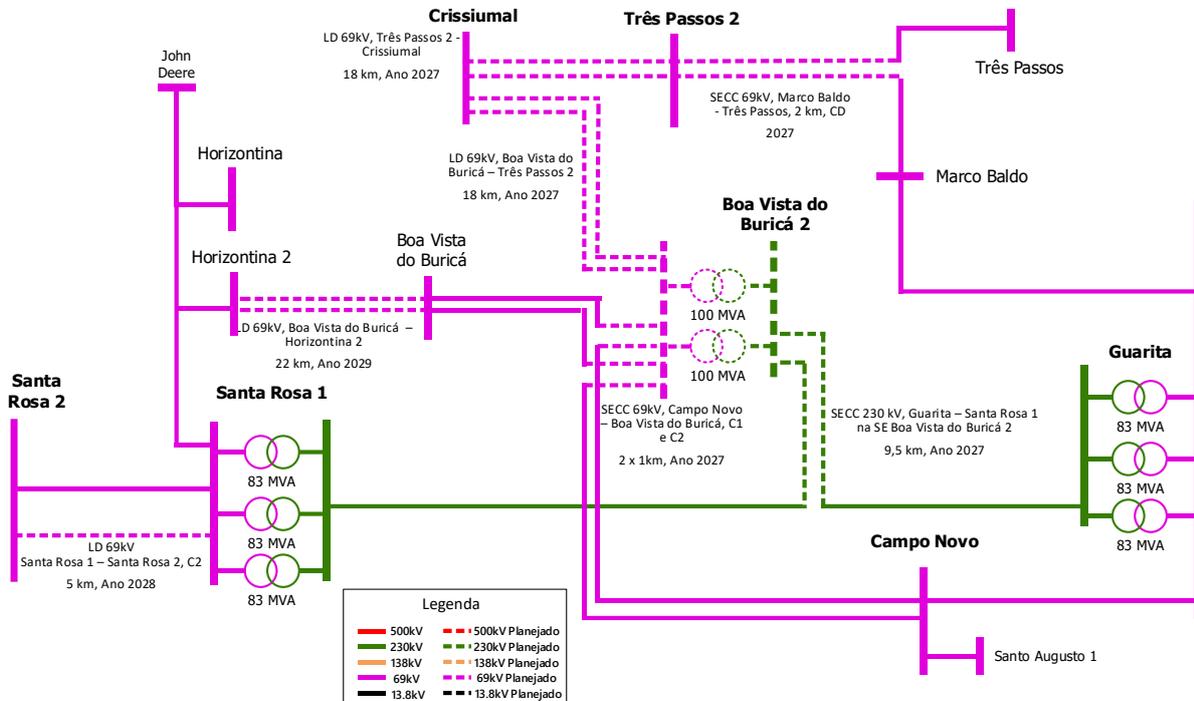


Figura 6-9 - Representação esquemática da alternativa 5.

### 6.3 Região Norte

Todas as alternativas simuladas foram concebidas de forma a permitir o pleno atendimento às cargas locais em condição normal de operação e em situações de contingência simples na rede básica e rede de fronteira. A Figura 6-10 ilustra a representação geográfica simplificada com a sobreposição de todas as alternativas simuladas para a região Norte.

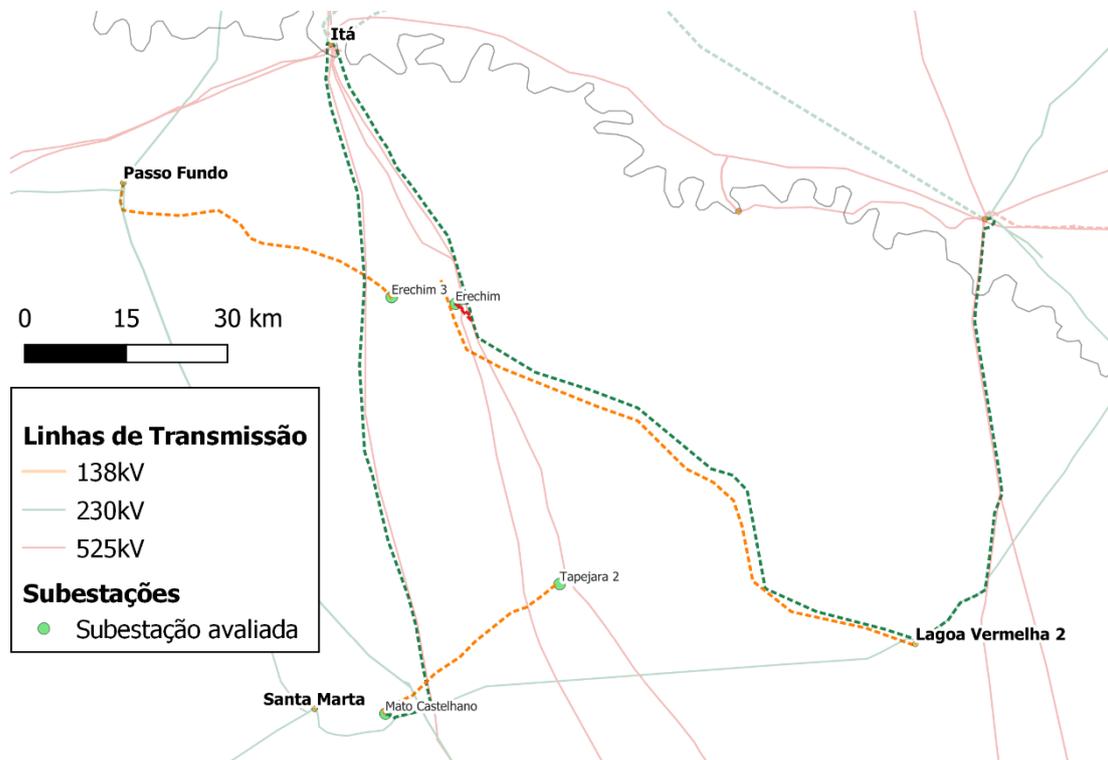


Figura 6-10 - Visão geográfica com sobreposição de todas as alternativas simuladas para a região Norte.

### 6.3.1 Alternativa A – Erechim 3 230/138 kV

A alternativa A conta com a implantação de uma nova subestação de fronteira 230/138kV denominada Erechim 3 e um novo eixo 230 kV Itá – Erechim 3 – Lagoa Vermelha 2. Com o novo ponto de suprimento às cargas de Erechim, é possível realizar um remanejamento das cargas da SE Erechim 1, atualmente supridas pela fronteira da SE Passo Fundo, e Erechim 2, atualmente supridas pela SE Lagoa Vermelha 2, para que ambas passem a ser atendidas via a nova subestação de fronteira da região.

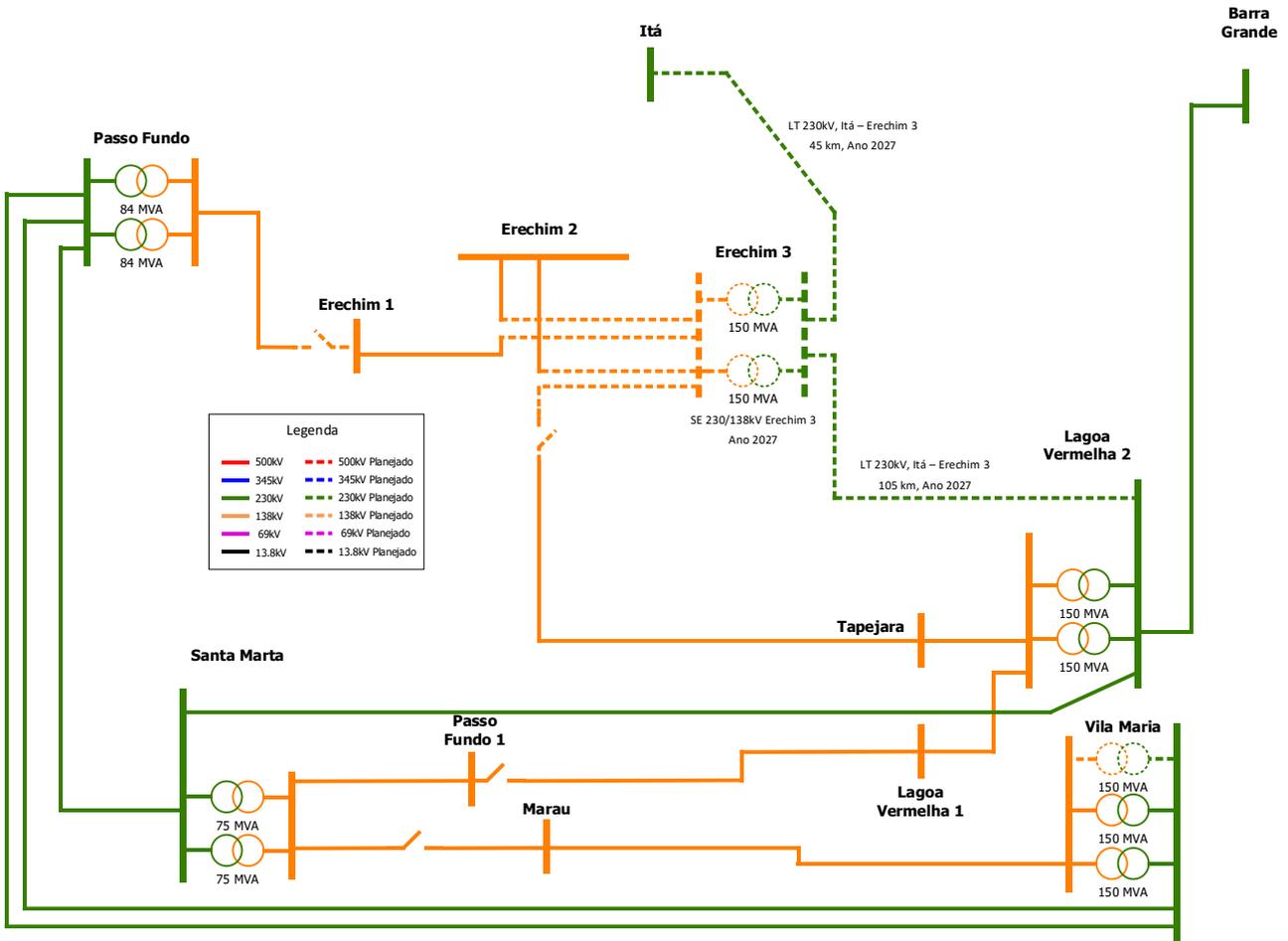


Figura 6-11 - Representação esquemática da alternativa A.

### 6.3.2 Alternativa B – Erechim 3 525/138 kV

A alternativa B conta com a implantação de um seccionamento da LT 525kV Itá – Caxias Norte na nova subestação de fronteira 525/138kV, denominada Erechim 3. Assim como na Alternativa A, com o novo ponto de suprimento às cargas de Erechim, é possível realizar um remanejamento das cargas da SE Erechim 1, atualmente supridas pela fronteira da SE Passo Fundo e Erechim 2, atualmente supridas pela SE Lagoa Vermelha 2, para que ambas passem a ser atendidas via a nova subestação de fronteira da região.

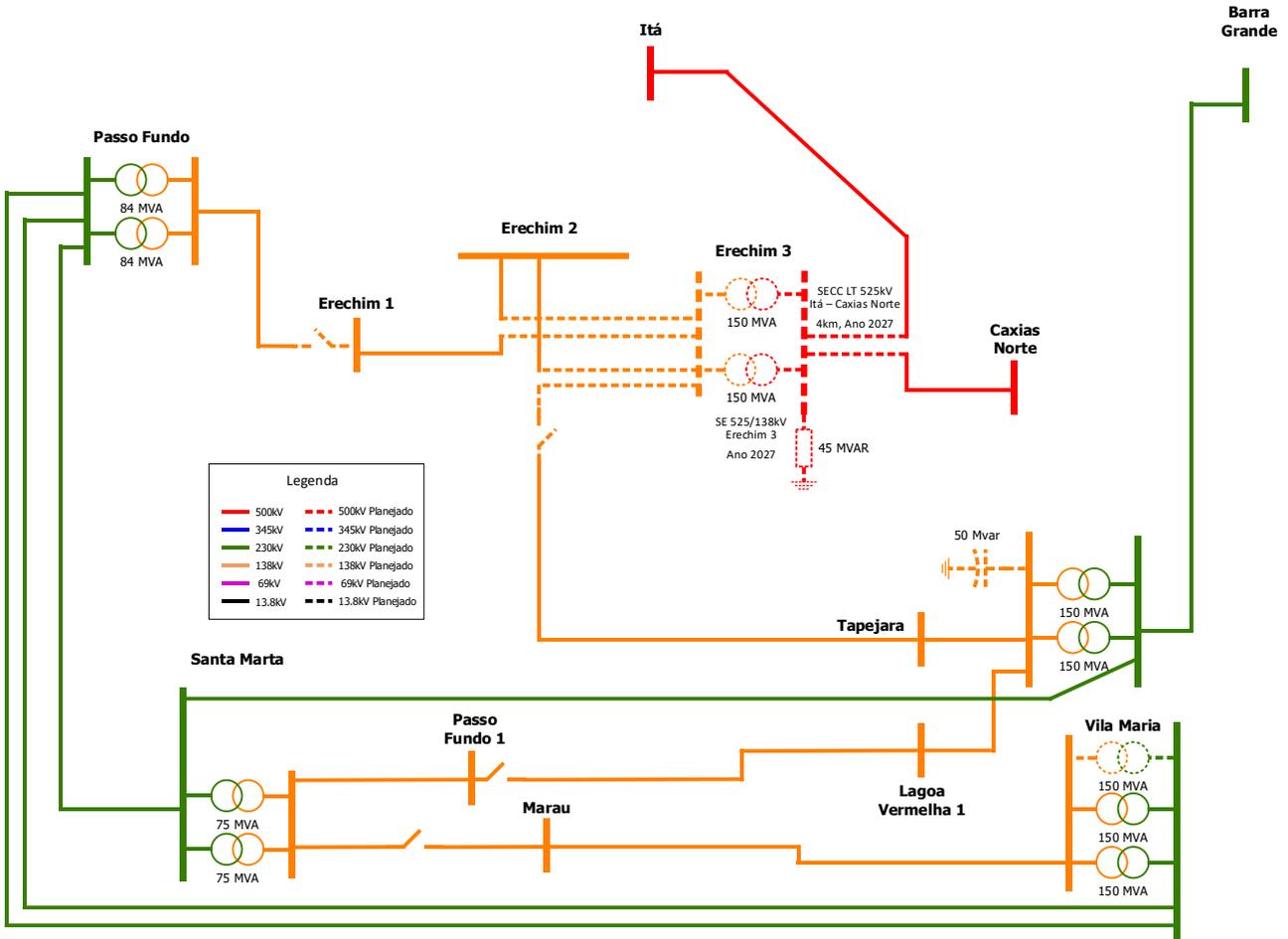


Figura 6-12 - Representação esquemática da alternativa B.

### 6.3.3 Alternativa C – Campos Novos 230 kV

A alternativa C conta com a implantação de um novo circuito 230kV entre a SE Campos Novos e a SE Lagoa Vermelha 2, bem como um reforço da rede de distribuição local com a LD 138kV Lagoa Vermelha 2 – Erechim 2. Nesta alternativa, como não são implantados novos pontos de fronteira na região, não estão previstos remanejamentos de carga entre as subestações, o que implica na necessidade de aumento da modularização da SE Passo Fundo para suprimento ao crescimento de carga da região de Erechim.

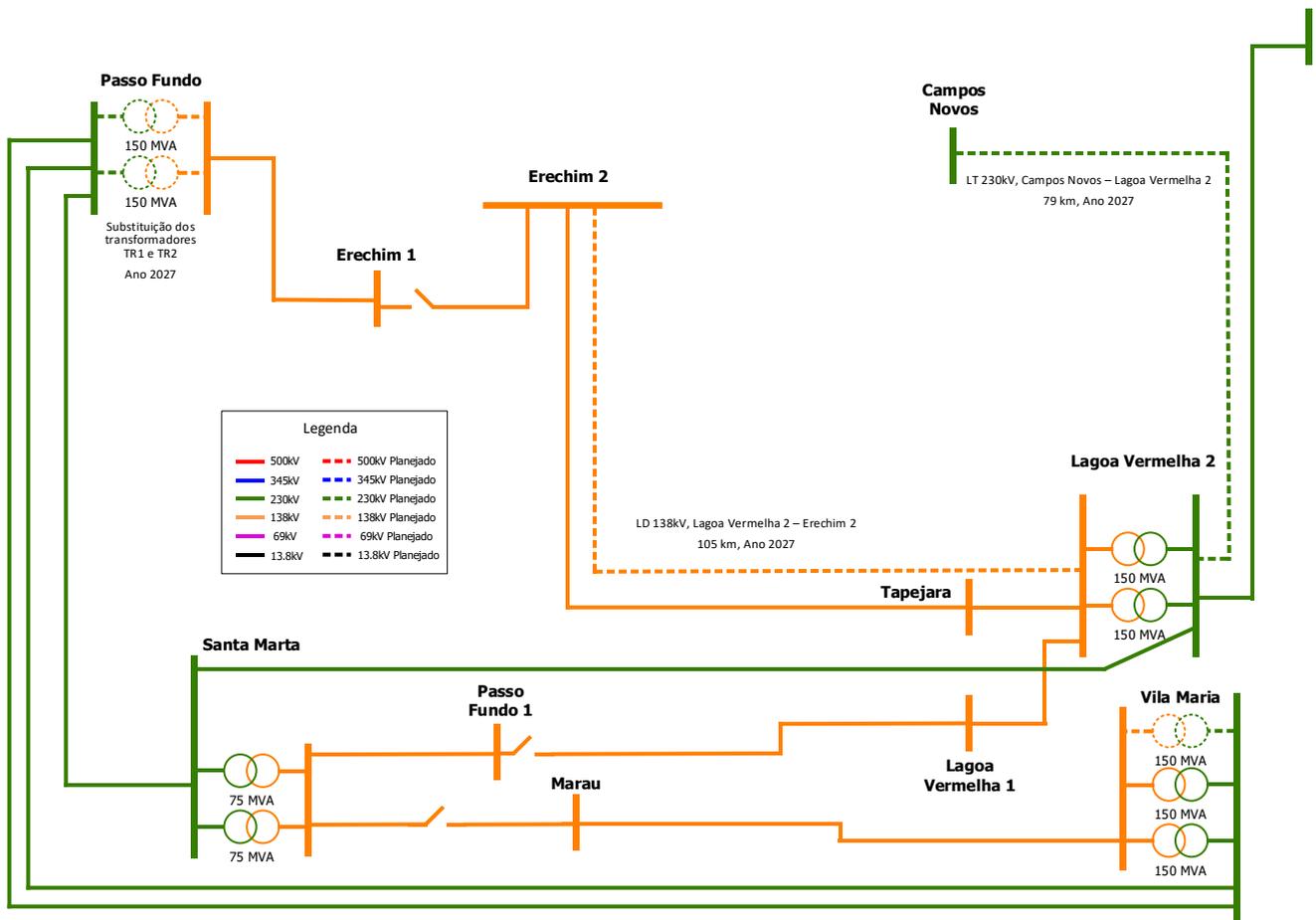


Figura 6-13 - Representação esquemática da alternativa C.

### 6.3.4 Alternativa D – Mato Castelhanho 230/138 kV

A alternativa D conta com a implantação de um seccionamento da LT Santa Marta – Lagoa Vermelha 2 para a integração de uma nova subestação de fronteira 230/138 kV denominada Mato Castelhanho, além de um novo circuito 230kV entre a SE Itá e SE Mato Castelhanho. Para a integração com o sistema de distribuição local são implantados dois circuitos 138kV interligando a nova subestação de fronteira com as subestações Tapejara e Passo Fundo 1, de forma a reduzir os carregamentos das transformações 230kV da SE Santa Marta e Lagoa Vermelha 2.

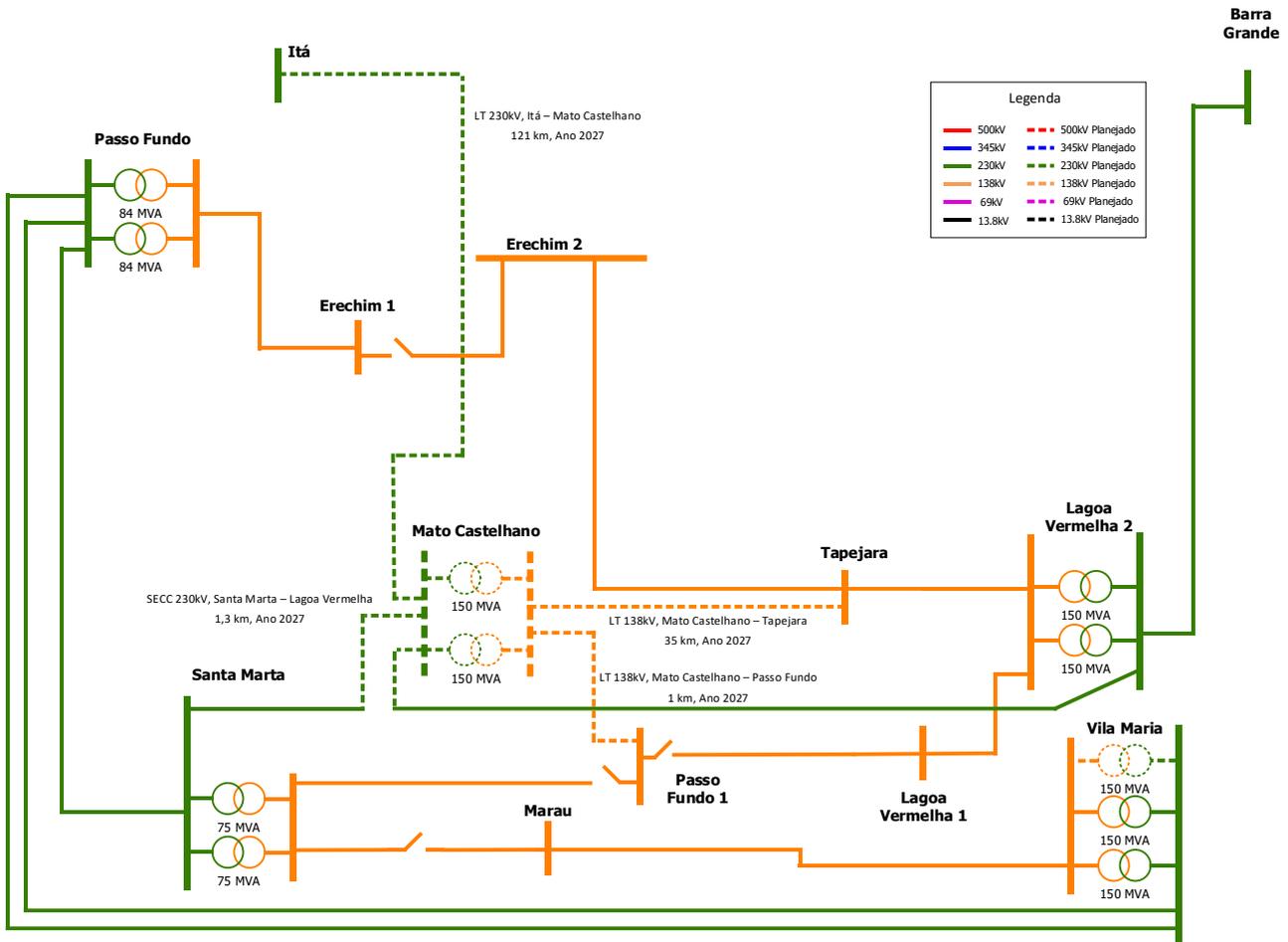


Figura 6-14 - Representação esquemática da alternativa D.

## **7 ANÁLISE DO DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE**

Esta seção apresenta, para alternativa 5B (vencedora), os resultados das análises de regime permanente, tomando-se como referência as capacidades de longa duração das instalações para regime normal e capacidades de longa duração para contingências simples.

Visando avaliar a robustez da alternativa recomendada foram avaliadas contingências para períodos críticos de seca na região Sul, de tal forma que o sistema hidráulico está muito abaixo do esperado.

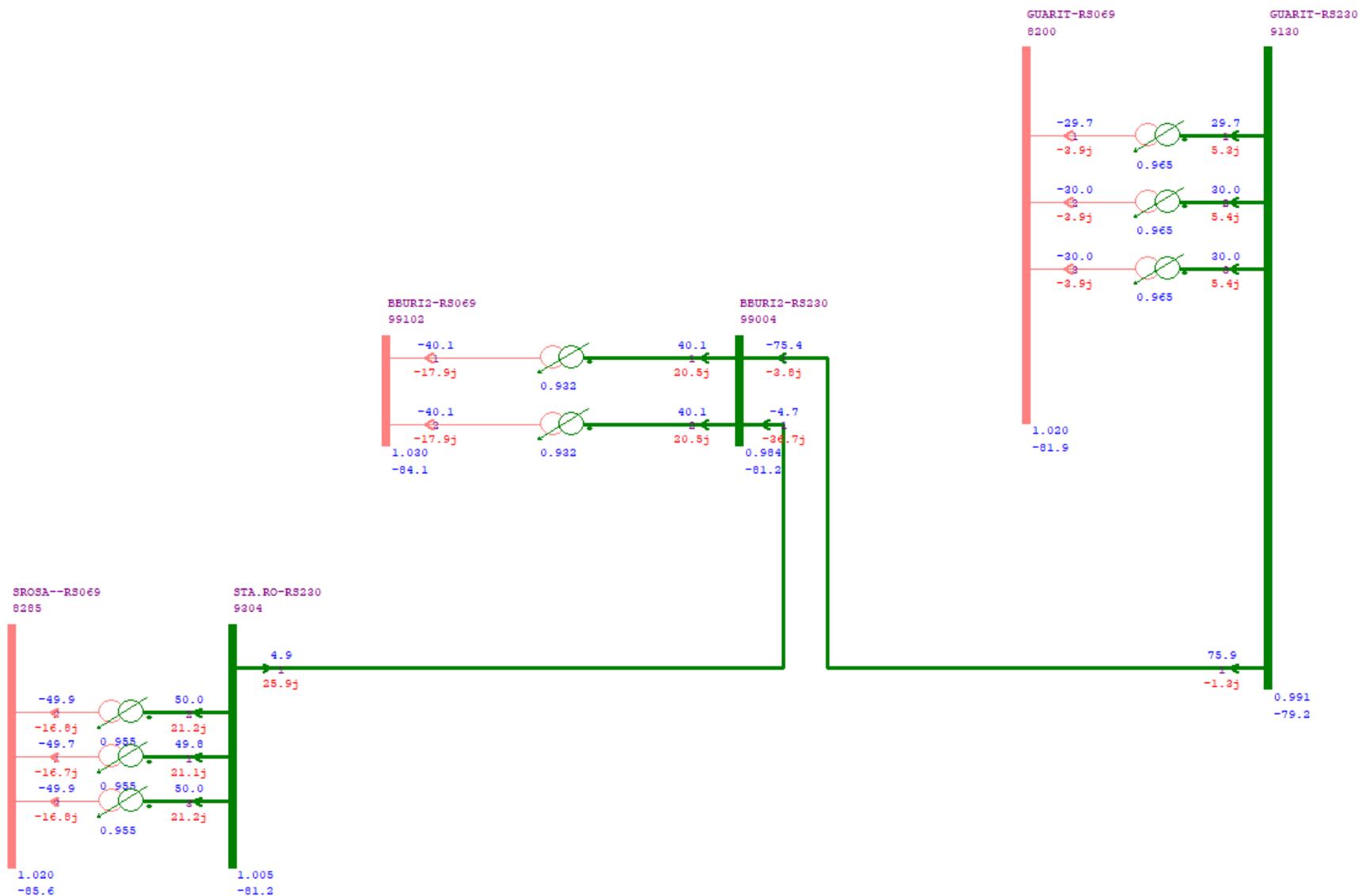


Figura 7-1 - Região Oeste - Alternativa 5 - Condição Normal – Cenário 1 - Ano 2033.

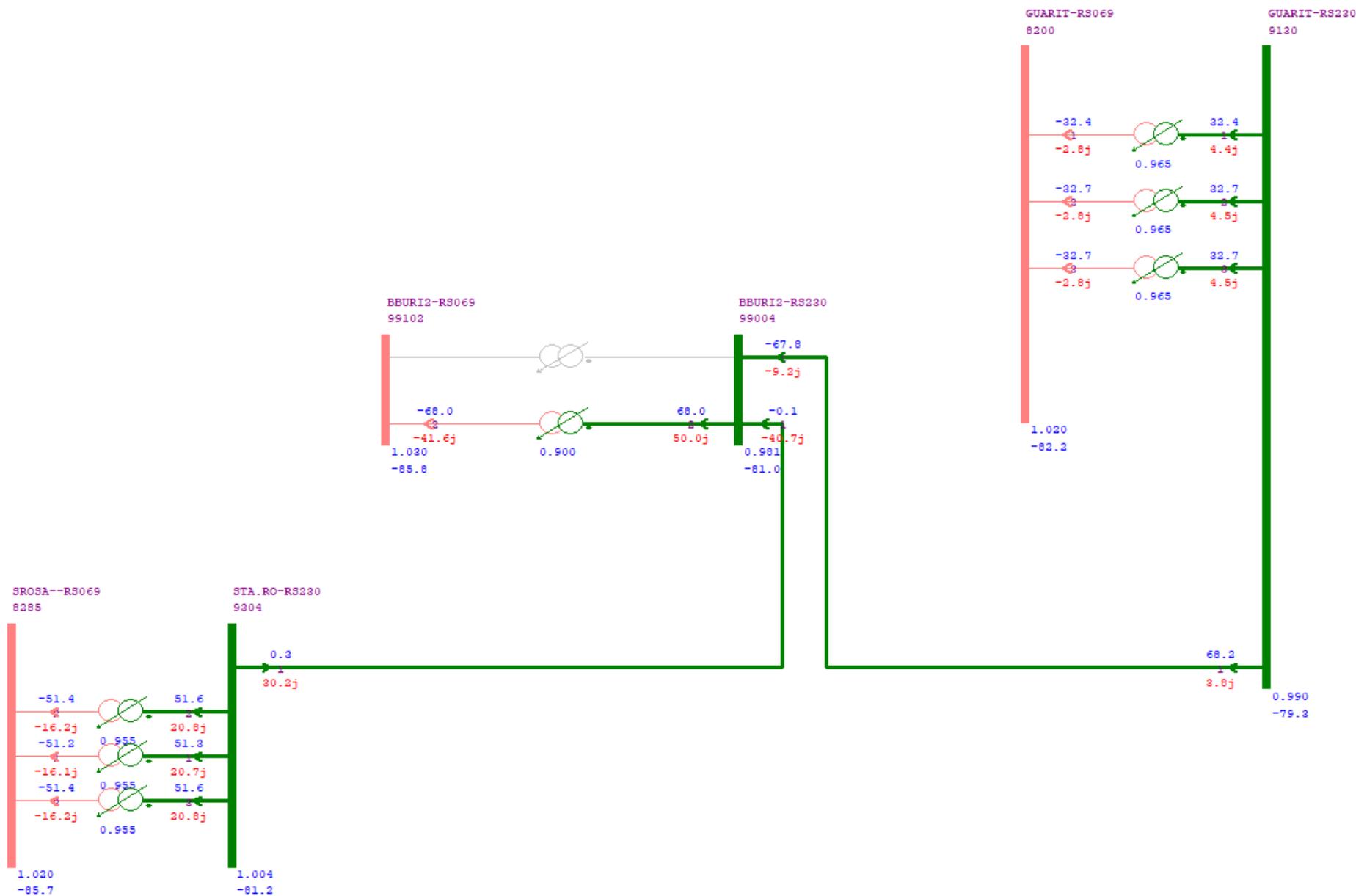


Figura 7-2 - Região Oeste - Alternativa 5 - Condição de Contingência – Cenário 1 - Ano 2033.

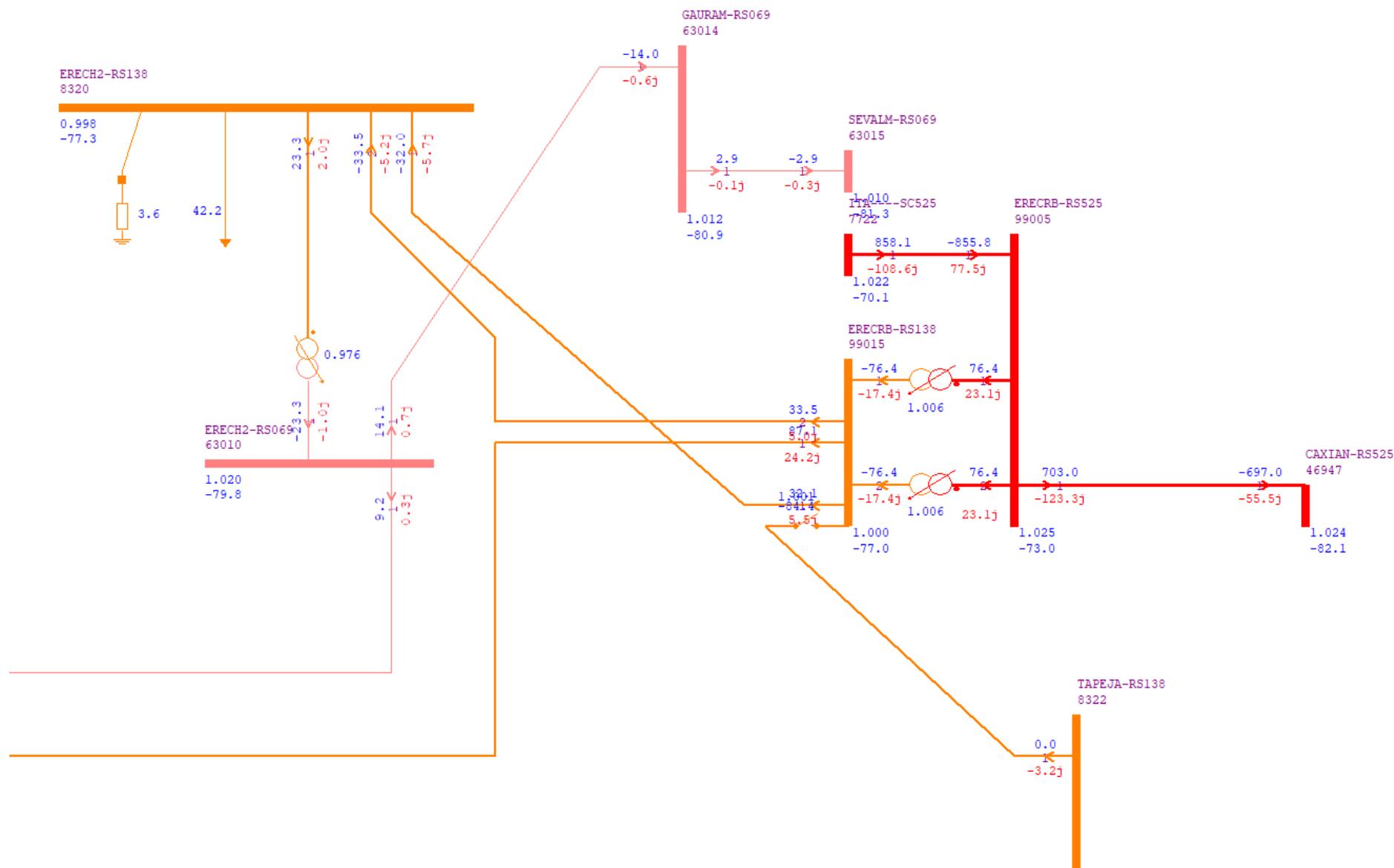


Figura 7-3 - Região Norte - Alternativa B - Condição Normal – Cenário 1 - Sistema RGE radializado – Ano 2033.

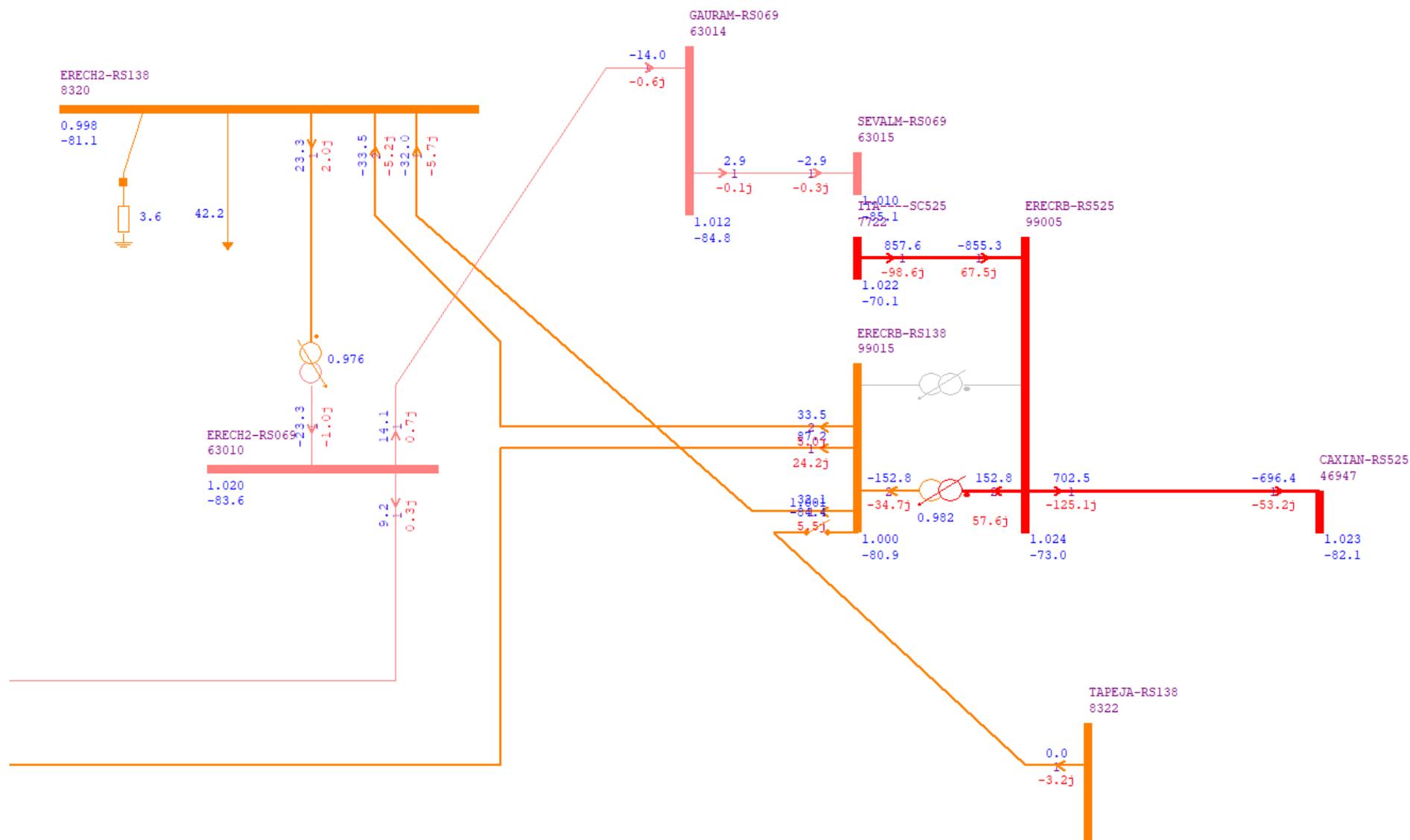


Figura 7-4 - Região Norte - Alternativa B - Condição de Contingência – Cenário 1 - Sistema RGE radializado – Ano 2033.

## 8 ANÁLISE ECONÔMICA

O detalhamento do plano de obras e investimentos de cada alternativa está apresentado nas tabelas do Anexo 1 – Plano de Obras das Alternativas – Região Norte e Anexo 2 – Plano de Obras das Alternativas – Região Oeste.

A Tabela 8-1 e Tabela 8-4 apresentam a composição dos valores de investimentos totais das alternativas analisadas, já na Tabela 8-3 e Tabela 8-6 são apresentadas as composições entre os custos totais levando-se em consideração os investimentos, via método dos rendimentos necessários, e o diferencial de perdas elétricas. Utilizou-se a margem percentual de 5% no custo total para configurar o empate econômico entre alternativas.

**Tabela 8-1 - Custos de investimentos das alternativas – Região Oeste**

Alternativa	VP do total de investimentos		
	Custos (R\$ x 1.000)	(%)	Ordem
1 – Campo Novo	292.564,77	100,0%	1º
2 – Criciumal	316.595,34	108,2%	5º
3 – São Martinho	294.730,49	100,7%	2º
4 – Sede Nova	301.460,32	103,0%	4º
5 – Boa Vista do Buricá	295.212,97	100,9%	3º

**Tabela 8-2 - Composição dos custos totais das alternativas analisadas – Região Oeste**

Alternativa	Rendimentos Necessários			Perdas		
	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	Diferencial	Ordem
1 – Campo Novo	182.415,84	100,3%	3º	53.497.169,93	6.263,19	3º
2 – Criciumal	195.649,91	107,5%	5º	53.493.135,21	2.228,47	2º
3 – São Martinho	181.949,49	100,0%	1º	53.501.750,24	10.843,50	5º
4 – Sede Nova	186.217,11	102,3%	4º	53.500.531,52	9.624,78	4º
5 – Boa Vista do Buricá	182.255,44	100,2%	2º	53.490.906,74	0,00	1º

**Tabela 8-3 - Custos totais (Rendimentos Necessários e Perdas Elétricas) das alternativas – Região Oeste**

Alternativa	Rendimentos Necessários + Perdas		
	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
1 – Campo Novo	188.679,03	103,5%	2º
2 – Criciumal	197.878,38	108,6%	5º
3 – São Martinho	192.792,99	105,8%	3º
4 – Sede Nova	195.841,90	107,5%	4º
5 – Boa Vista do Buricá	182.255,44	100,0%	1º

**Tabela 8-4 - Custos de investimentos das alternativas – Região Norte**

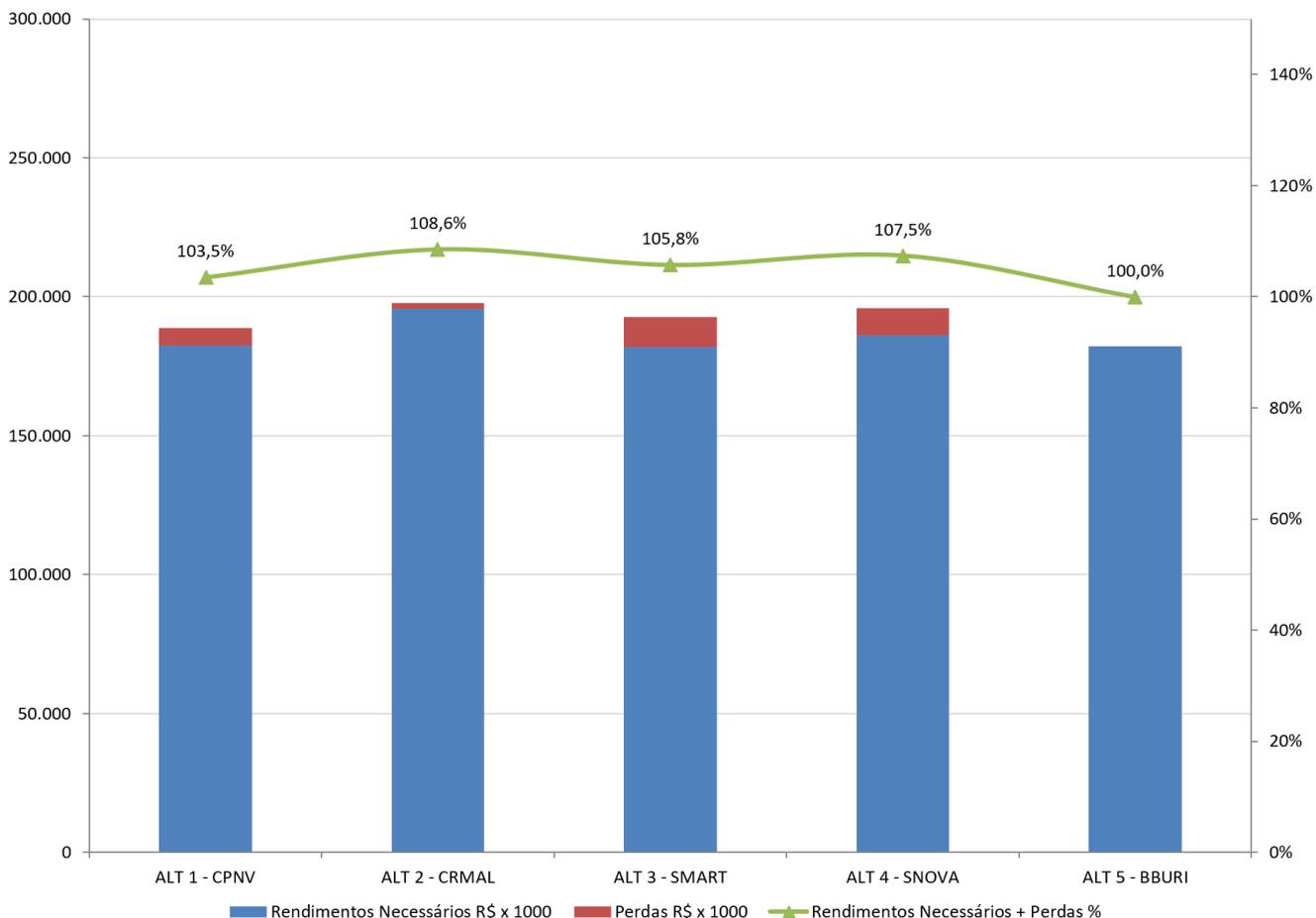
Alternativa	VP do total de investimentos		
	Custos (R\$ x 1.000)	(%)	Ordem
A – Erechim 230/138kV	394.577,10	148,7%	4º
B – Erechim 525/138kV	265.383,99	100,0%	1º
C – Campos Novos 230kV	282.049,32	106,3%	2º
D – Mato Castelhanao 230/138 kV	354.733,75	133,7%	3º

**Tabela 8-5 - Composição dos custos totais das alternativas analisadas – Região Norte**

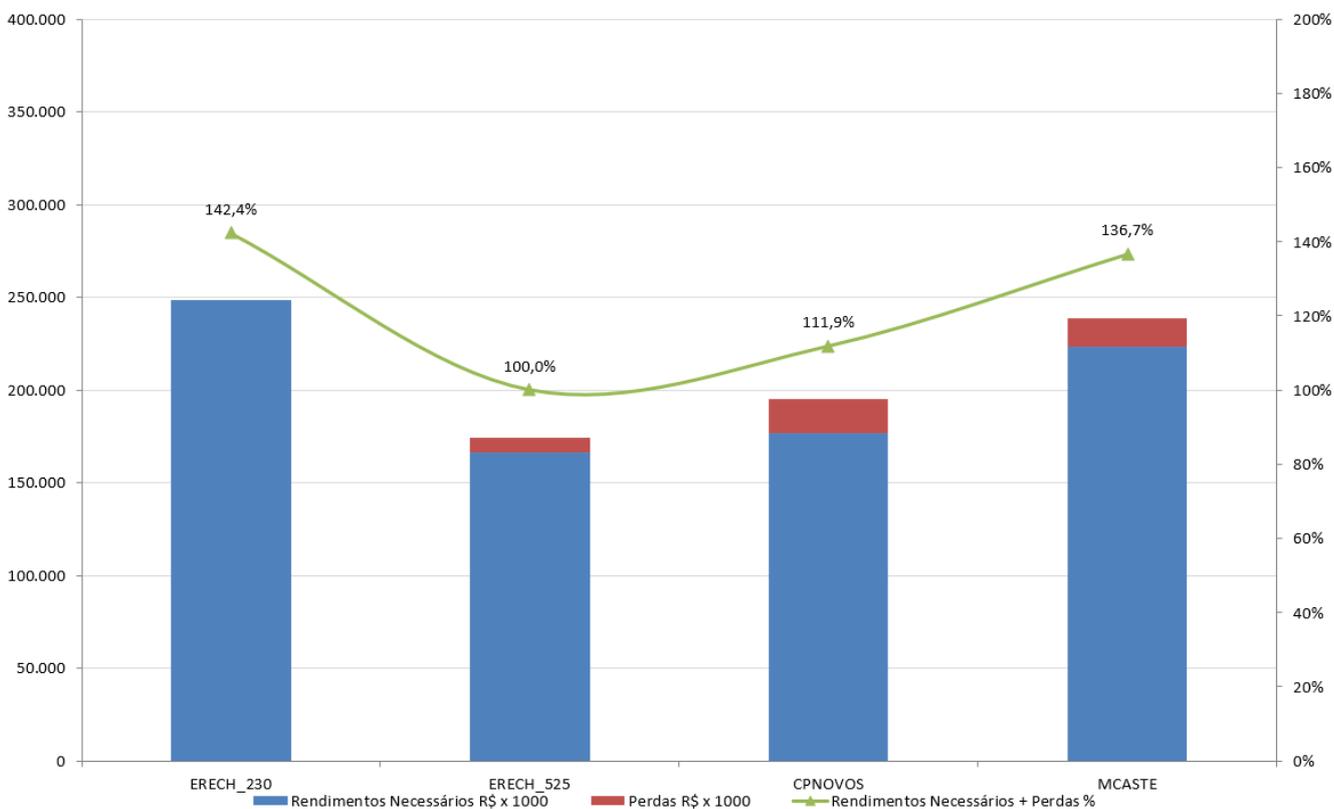
Alternativa	Rendimentos Necessários			Perdas		
	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	Diferencial	Ordem
A – Erechim 230/138kV	248.351,81	149,2%	4º	45.860.044,92	0,00	1º
B – Erechim 525/138kV	166.425,83	100,0%	1º	45.868.065,03	8.020,11	2º
C – Campos Novos 230kV	176.993,91	106,4%	2º	45.878.246,90	18.201,98	4º
D – Mato Castelhanao 230/138 kV	223.085,71	134,0%	3º	45.875.493,51	15.448,60	3º

**Tabela 8-6 - Custos totais (Rendimentos Necessários e Perdas Elétricas) das alternativas – Região Norte**

Alternativa	Rendimentos Necessários + Perdas		
	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
A – Erechim 230/138kV	248.351,81	142,4%	4º
B – Erechim 525/138kV	174.445,94	100,0%	1º
C – Campos Novos 230kV	195.195,89	111,9%	2º
D – Mato Castelhanao 230/138 kV	238.534,31	136,7%	3º



**Figura 8-1 - Custos totais das alternativas avaliadas para a região Oeste**



**Figura 8-2 - Custos totais das alternativas avaliadas para a região Norte**

## 9 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

O conhecimento dos níveis de curto-circuito previstos nas instalações é uma informação fundamental para o dimensionamento dos equipamentos a serem aplicados na expansão do sistema elétrico, bem como para identificar possíveis superações de equipamentos dentro do horizonte estudado.

Foram analisadas as correntes de curto-circuito trifásicas, monofásicas e bifásicas nos barramentos de subestações na região de interesse, nos anos de 2026, antes da implantação de obras, e no 2037 com todo o conjunto de obras recomendadas. Importante notar que nessas simulações os sistemas em 138 e 69 kV foram mantidos com todos os circuitos ligados, aumentando a contribuição para os níveis de curtos dessas subestações.

Durante as simulações, foram considerados como superados os disjuntores de subestações cujos níveis de curto-circuito se mostraram acima de 100% da sua capacidade nominal de interrupção e, como em alerta, os disjuntores com 90% a 100% dessa capacidade. Foi utilizada a base de dados para estudos de curto-circuito – PDE 2032 [13], disponível no site EPE.

**Tabela 9-1 – Níveis de Curto-Circuito Máximo (valores em kA)**

Identificação			2026 sem obras			2037 com obras			Disjuntor
Número	Subestação	Tensão	3Φ	1Φ	2Φ	3Φ	1Φ	2Φ	
8200	Guarita	69	10,36	9,06	10,18	11,39	9,52	10,91	20,00
8285	Santa Rosa	69	11,28	9,62	10,82	12,16	10,01	11,47	20,00
68009	Campo Novo	69	2,01	1,13	1,83	5,68	3,37	5,12	S/I
68016	Três Passos	69	1,17	0,63	1,05	2,65	1,43	2,38	S/I
73008	Horizontalina	69	2,01	1,08	1,81	5,36	3,01	4,80	S/I
99004	Boa Vista do Buricá 2	230	-	-	-	5,70	3,62	5,19	NOVA
99102	Boa Vista do Buricá 2	69	-	-	-	10,08	7,27	9,30	NOVA
8301	Erechim 1	138	2,60	1,62	2,36	8,78	6,20	8,07	S/I
8320	Erechim 2	138	1,85	1,99	1,98	10,39	9,04	9,87	S/I
8322	Tapejara	138	2,43	1,80	2,26	4,42	2,34	3,94	31,5
63008	Erechim 1	69	1,84	1,52	1,77	4,19	3,62	3,98	S/I
99005	Erechim 3	525	-	-	-	14,53	9,42	13,53	NOVA
99015	Erechim 3	138	-	-	-	12,15	11,03	11,76	NOVA

A tabela anterior apresenta resultados da análise de mínimo disjuntor com a evolução da corrente de curto-circuito nas subestações próximas das novas fronteiras e as próprias subestações novas. Os maiores aumentos são observados em Erechim 1 e 2 138 kV. Nas outras subestações, mesmo após a elevação os maiores níveis de curto não chegam a 6 kA.

Recomendamos que as novas subestações considerem este resultado para a definição da capacidade dos disjuntores.

## 10 ANÁLISE DE SOBRETENSÕES À FREQUÊNCIA FUNDAMENTAL

Nesta seção, são apresentados os resultados das análises de sobretensões do sistema à frequência fundamental considerando a nova configuração da rede planejada para o atendimento às Regiões Oeste e Norte do Rio Grande do Sul.

O intuito dessas análises foi verificar a necessidade de compensação reativa nas linhas de transmissão novas, de modo a evitar que manobras programadas e/ou intempestivas nos circuitos acarretem sobretensões temporárias ou sustentadas que comprometam a integridade dos equipamentos do sistema.

As análises realizadas contemplaram avaliações de energização e rejeição de carga nas linhas de transmissão novas recomendadas na Alternativa 5B (vencedora do estudo).

A tabela abaixo apresenta os circuitos novos definidos no estudo, indicando aqueles que foram considerados nas análises.

**Tabela 10-1 - Obras em Linhas de Transmissão Recomendadas no Estudo**

Linha de Transmissão
SECC LT 230 kV GUARITA – SANTA ROSA, C1, NA SE BOA VISTA DO BURICÁ 2, (CD)
SECC LT 525 kV LT 525kV ITÁ – CAXIAS NORTE, C1, NA NOVA SE ERECHIM 3, (CD)

### 10.1.1 Energização

As simulações de energização de cada linha consideraram apenas o ano de entrada do circuito e foram efetuadas somente sobre os cenários que apresentaram um perfil de tensão mais elevado na região da linha. De forma geral, o cenário de Carga Leve Norte Úmido foi o que se mostrou como o mais crítico.

Para cada linha a ser avaliada, os casos de fluxo de potência foram ajustados de modo a manter uma tensão razoavelmente elevada no terminal emissor do circuito, sem violar os limites admissíveis de tensão para as demais barras do sistema.

**Energização da LT 230 kV GUARITA - BOA VISTA DO BURICÁ 2, C1**

Caso utilizado: ano 2028, cenário 3.

As análises indicaram a viabilidade de energização da LT 230 kV Guarita - Boa Vista Do Buricá 2, C1, sem a necessidade de implantação de reatores de linha. A Figura 10-1 ilustra os resultados da sequência de simulações realizadas.

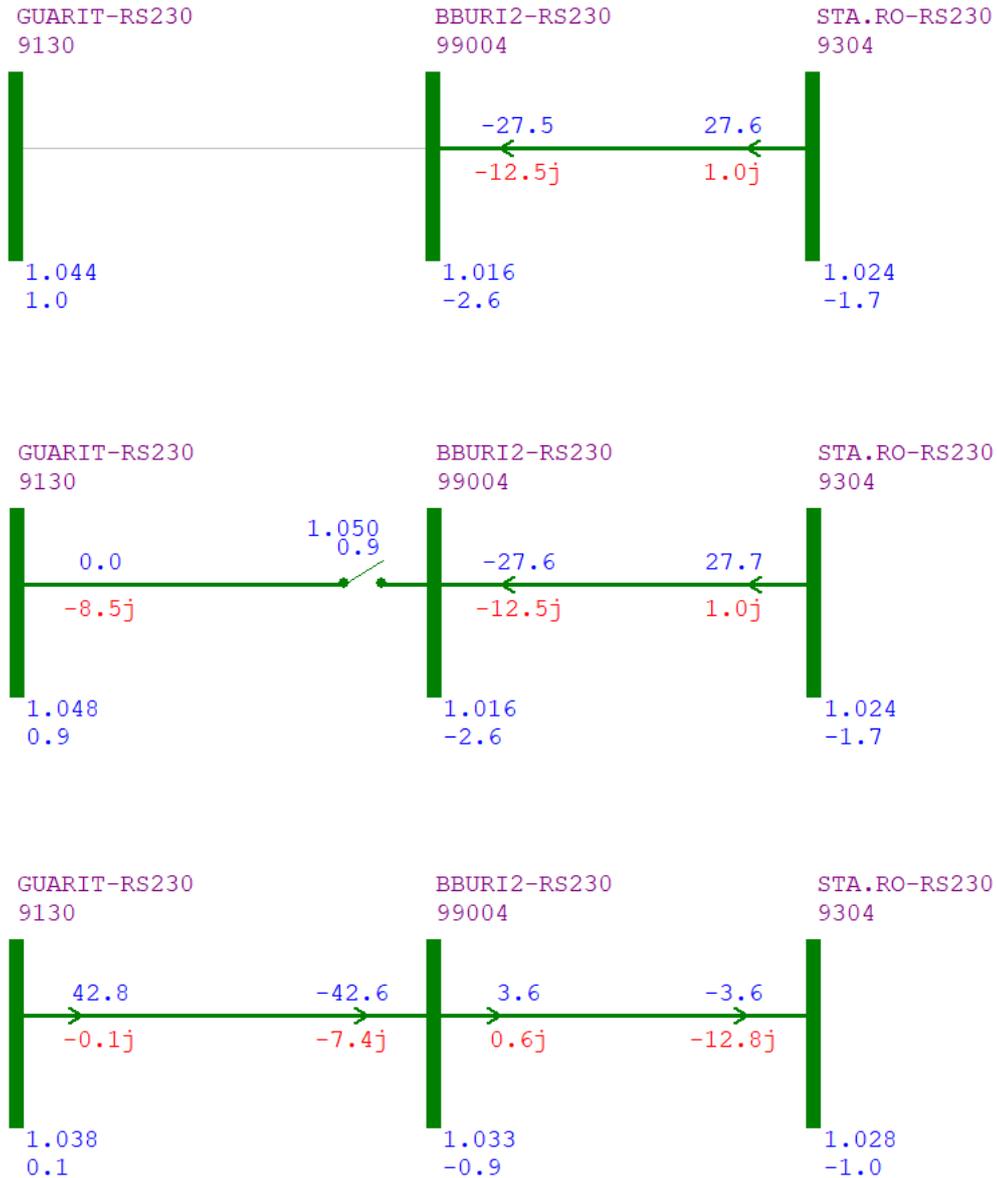
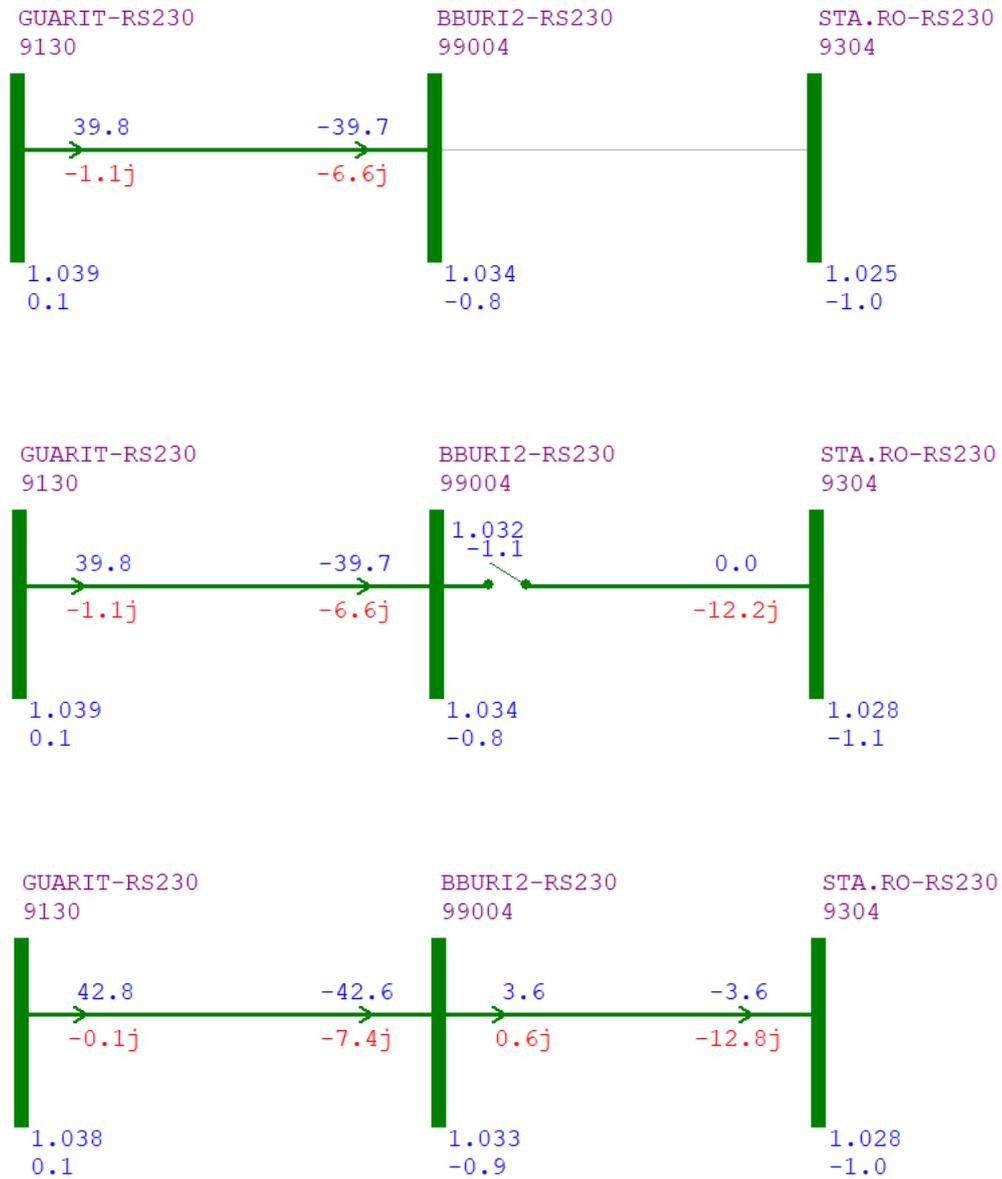


Figura 10-1 - Sequência de manobras para a energização da SE Boa Vista do Buricá 2 a partir da SE Guarita.

**Energização da LT 230 kV SANTA ROSA - BOA VISTA DO BURICÁ 2, C1**

As análises indicaram a viabilidade de energização da LT 230 kV Santa Rosa - Boa Vista Do Buricá 2, C1, sem a necessidade de implantação de reatores de linha. A Figura 10-2 ilustra os resultados da sequência de simulações realizadas.



**Figura 10-2 - Sequência de manobras para a energização da SE Boa Vista do Buricá 2 a partir da SE Santa Rosa.**

### Energização da LT 525 kV ITÁ – ERECHIM 3, C1

Caso utilizado: ano 2028, cenário 3.

As análises indicaram a viabilidade de energização da LT 525 kV Itá – Erechim 3, C1, sem a necessidade de implantação de reatores de linha. A Figura 10-3 ilustra os resultados da sequência de simulações realizadas.

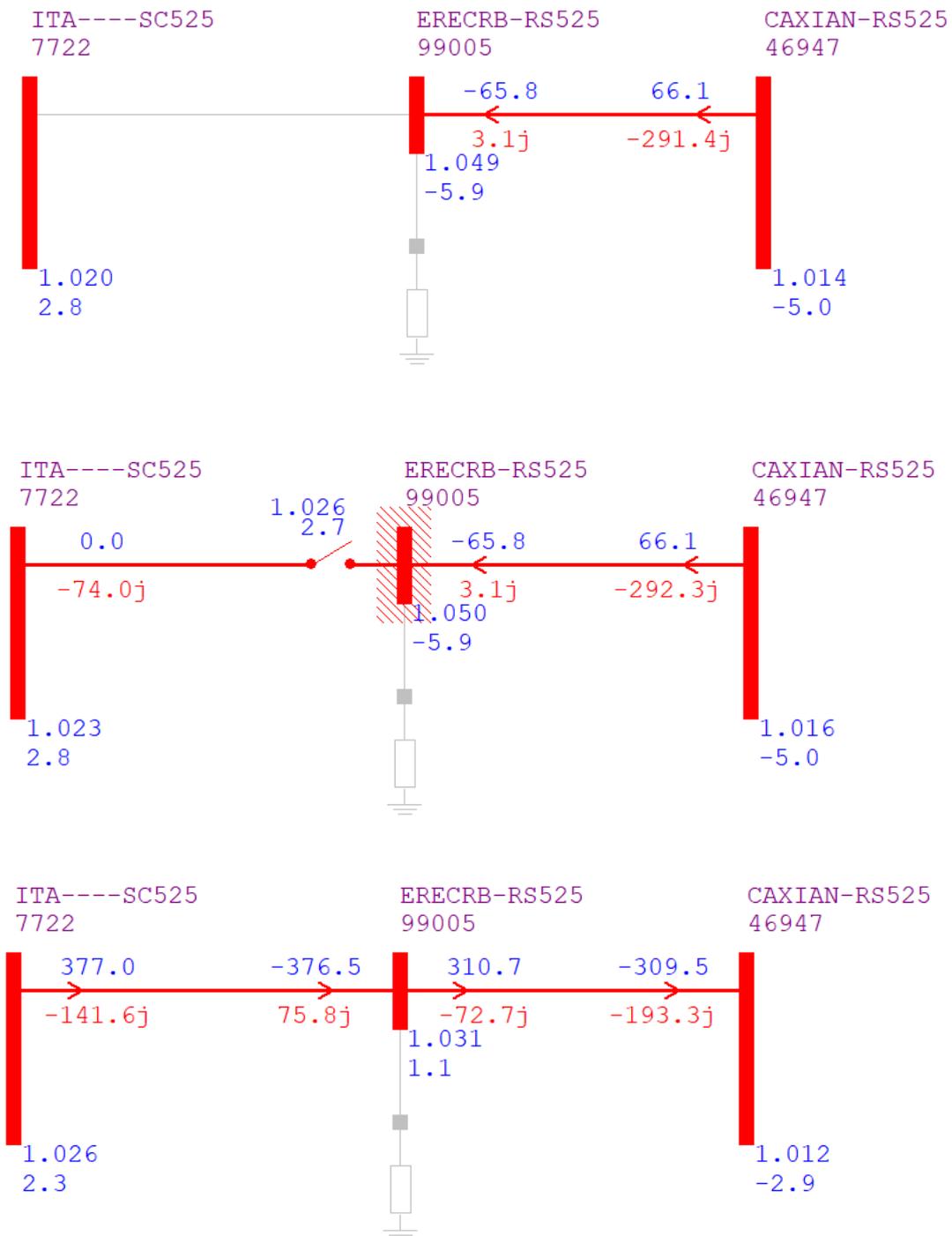
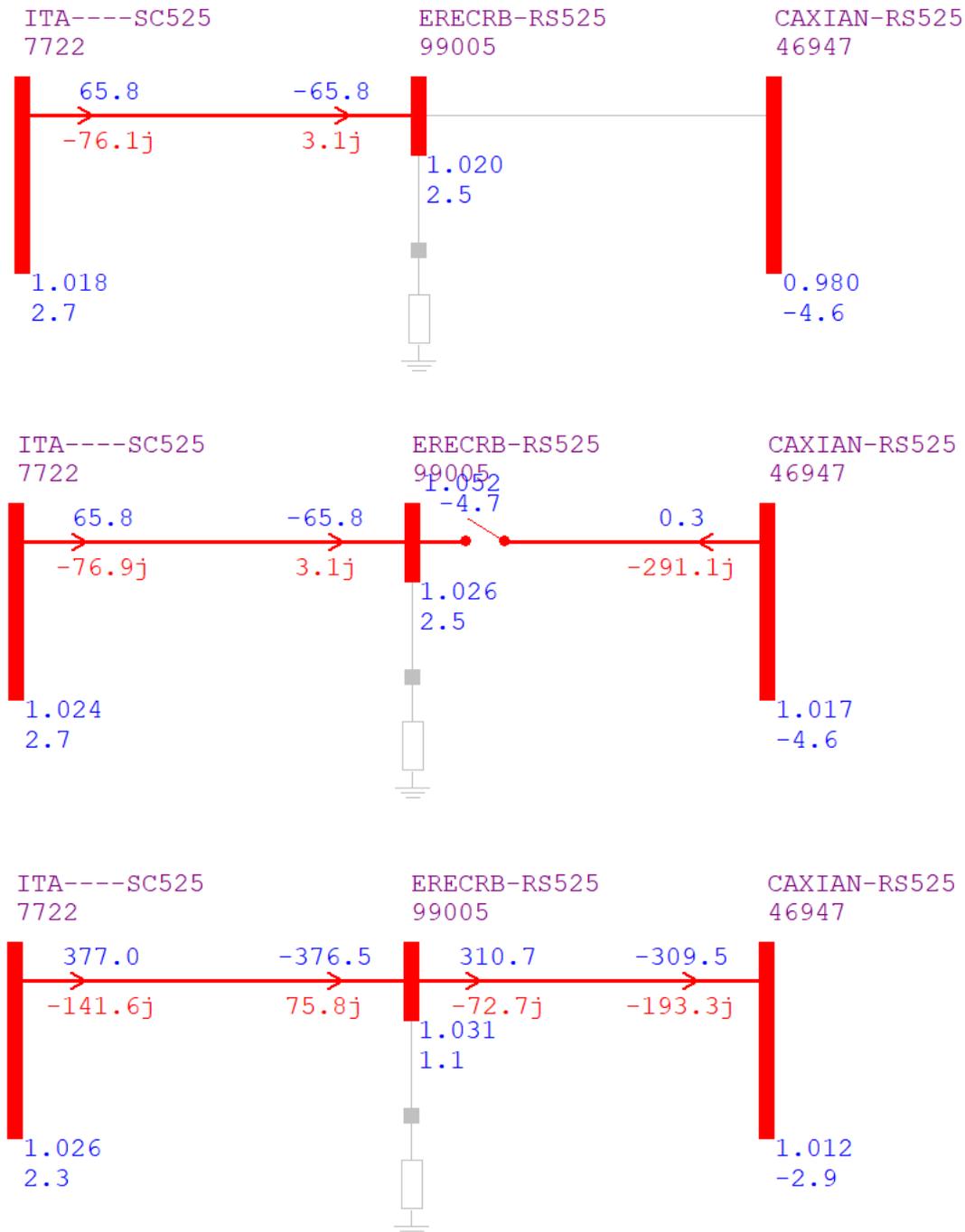


Figura 10-3 - Sequência de manobras para a energização da SE Erechim 3 RB a partir da SE Itá.

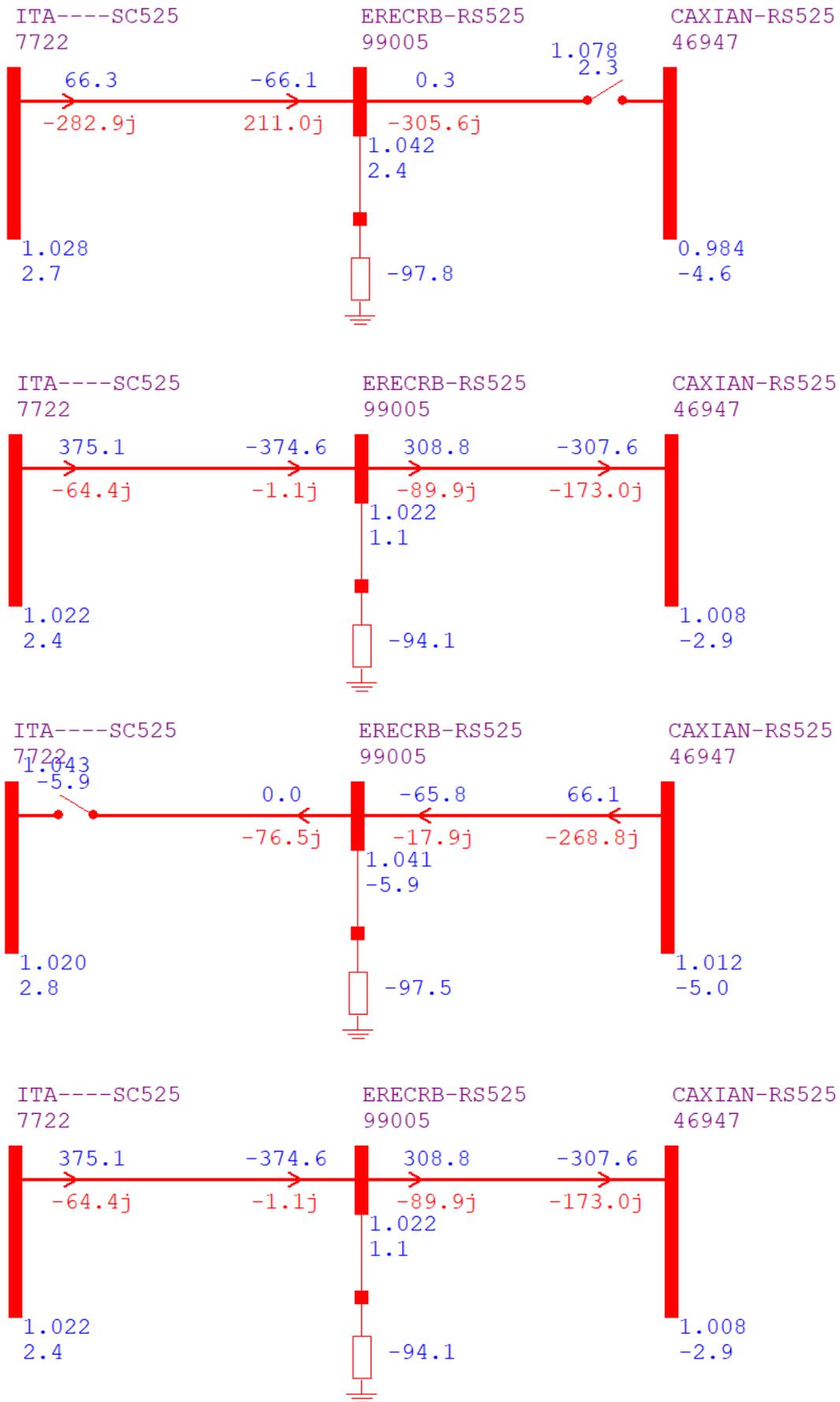
**Energização da LT 525 kV CAXIAS NORTE – ERECHIM 3, C1**

As análises indicaram a viabilidade de energização da LT 525 kV Caxias Norte – Erechim 3, C1, sem a necessidade de implantação de reatores de linha. A Figura 10-4 ilustra os resultados da sequência de simulações realizadas.



**Figura 10-4 - Sequência de manobras para a energização da SE Erechim 3 RB a partir da SE Caxias Norte.**

Adicionalmente foi feita a energização do corredor 525kV, ilustrada a seguir. Para tais manobras, de modo a ter maior flexibilidade nas tensões de partida das subestações terminais (Itá ou Caxias Norte) e de modo a evitar tensões elevadas na SE Erechim quando o segundo trecho ainda se encontra com terminal aberto, fez-se o uso de um retor de barra manobrável na referida SE, conforme ilustrado nas figuras a seguir.



**Figura 10-5 - Sequência de manobras para a energização da SE Erechim 3 RB a partir da SE Itá e Caxias Norte, corredor completo.**

### 10.1.2 Rejeição

#### Rejeição da LT 230 kV GUARITA - BOA VISTA DO BURICÁ 2, C1

Caso utilizado: ano 2033, cenário 1.

As análises indicaram a viabilidade de energização da LT 230 kV Guarita - Boa Vista Do Buricá 2, C1, sem a necessidade de implantação de reatores de linha. A Figura 10-6 ilustra os resultados da sequência de simulações realizadas.

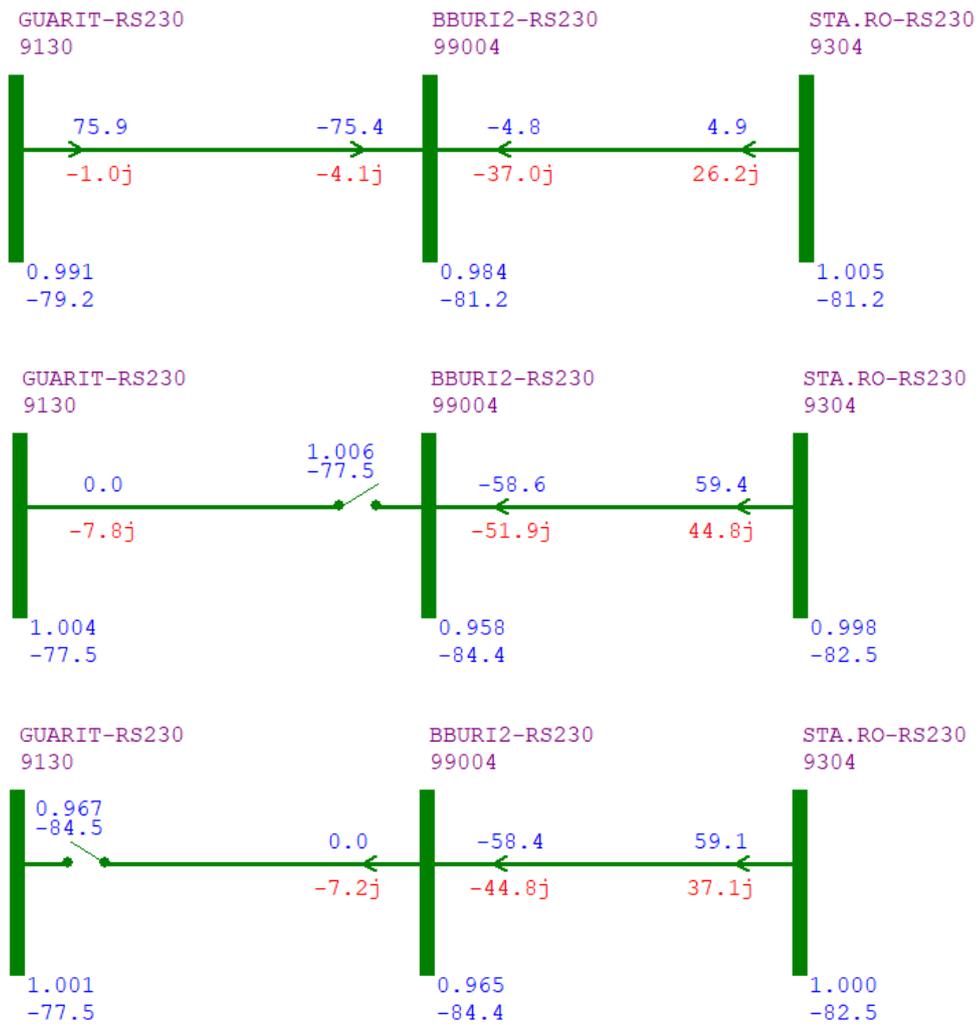


Figura 10-6 - Sequência de manobras durante uma rejeição da LT Guarita – Boa Vista do Buricá 2.

**Rejeição da LT 230 kV SANTA ROSA - BOA VISTA DO BURICÁ 2, C1**

Caso utilizado: ano 2033, cenário 1.

As análises indicaram a viabilidade de energização da LT 230 kV Santa Rosa - Boa Vista Do Buricá 2, C1, sem a necessidade de implantação de reatores de linha. A Figura 10-7 ilustra os resultados da seqüência de simulações realizadas.

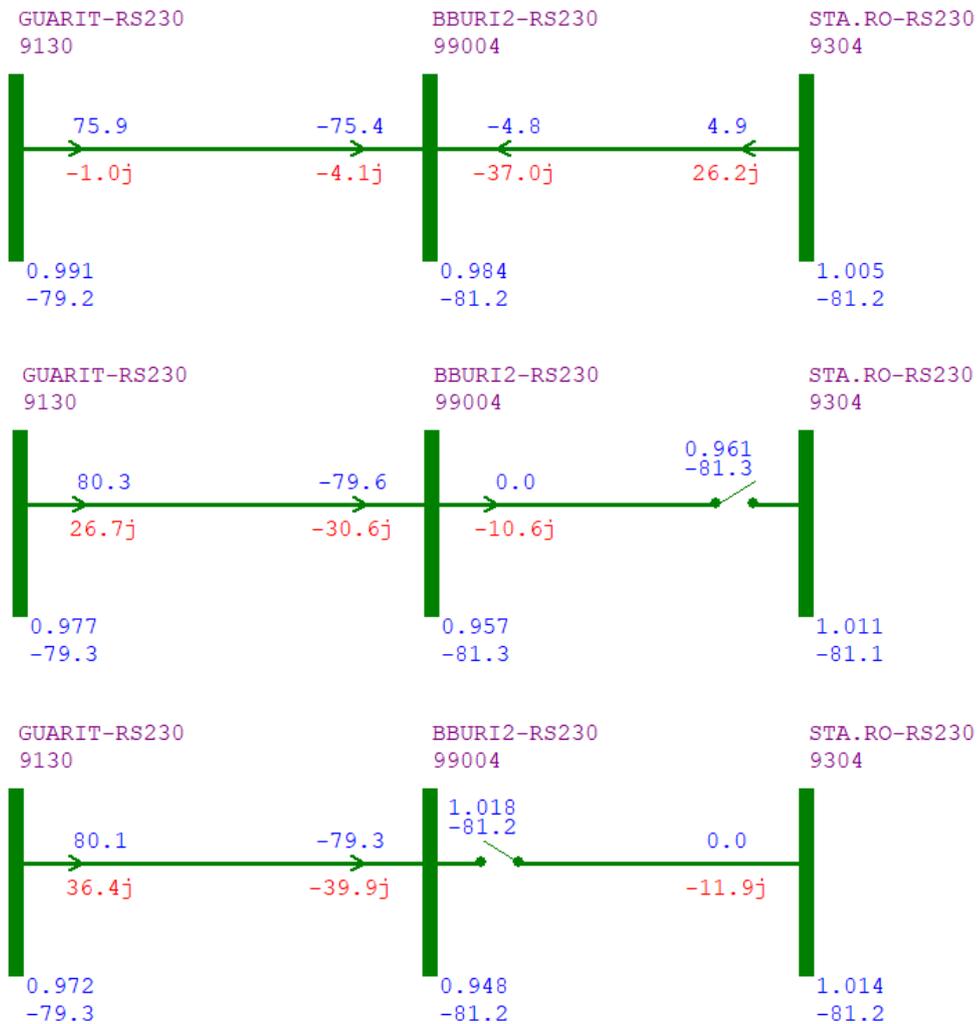


Figura 10-7 - Seqüência de manobras durante uma rejeição da LT Boa Vista do Buricá 2 – Santa Rosa.

## Rejeição da LT 525 kV ITÁ – ERECHIM 3, C1

Caso utilizado: ano 2033, cenário 1.

As análises indicaram a viabilidade de rejeição da LT 525 kV Itá – Erechim 3 TB, C1, sem a necessidade de implantação de reatores de linha. A Figura 10-8 ilustra os resultados da sequência de simulações realizadas.

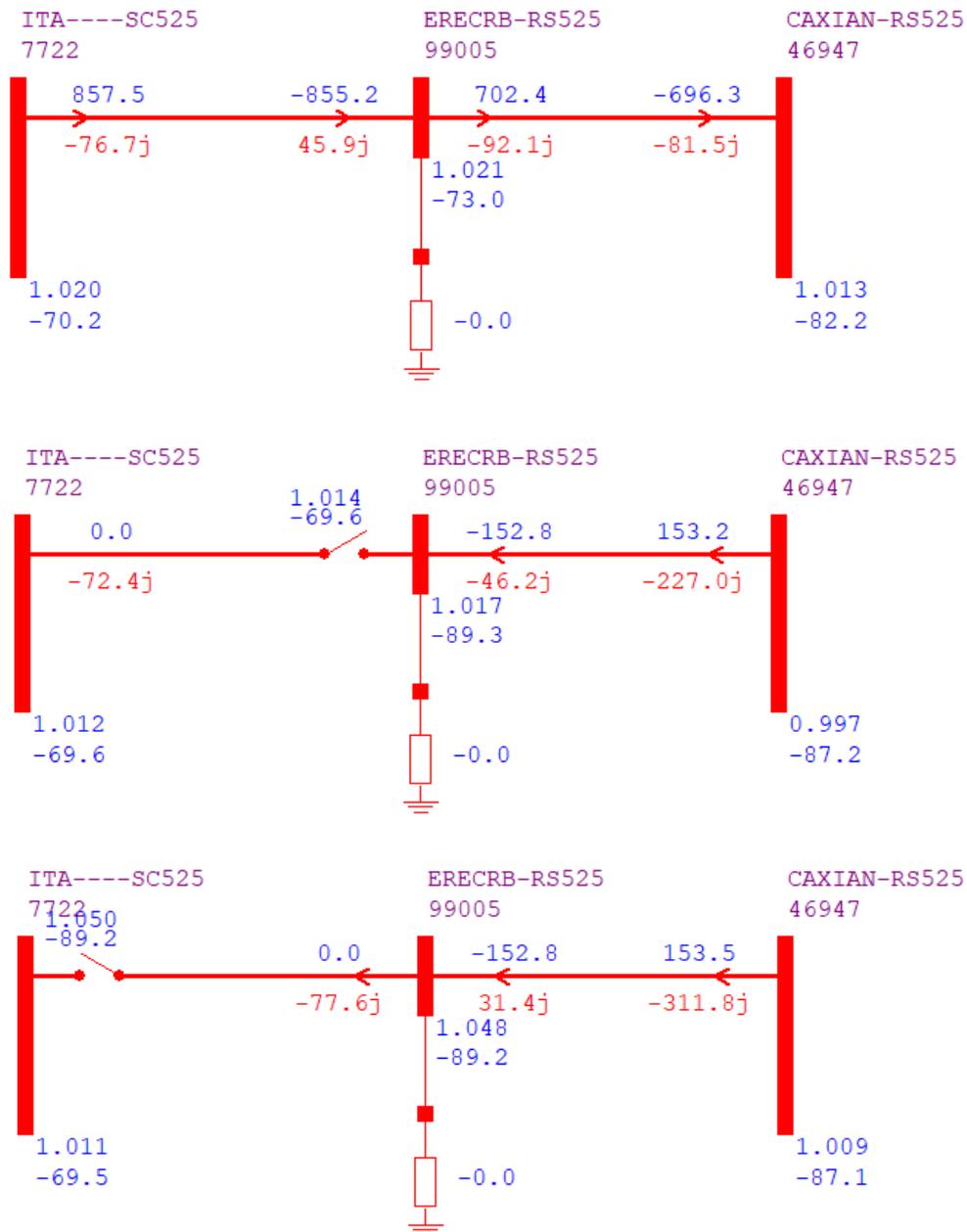


Figura 10-8 - Sequência de manobras durante uma rejeição da LT Itá - Erechim 3 RB.

**Rejeição da LT 525 kV CAXIAS NORTE – ERECHIM 3, C1**

Caso utilizado: ano 2033, cenário 1.

As análises indicaram a viabilidade de rejeição da LT 525 kV Caxias Norte – Erechim 3 RB, C1, sem a necessidade de implantação de reatores de linha. A Figura 10-9 ilustra os resultados da sequência de simulações realizadas.

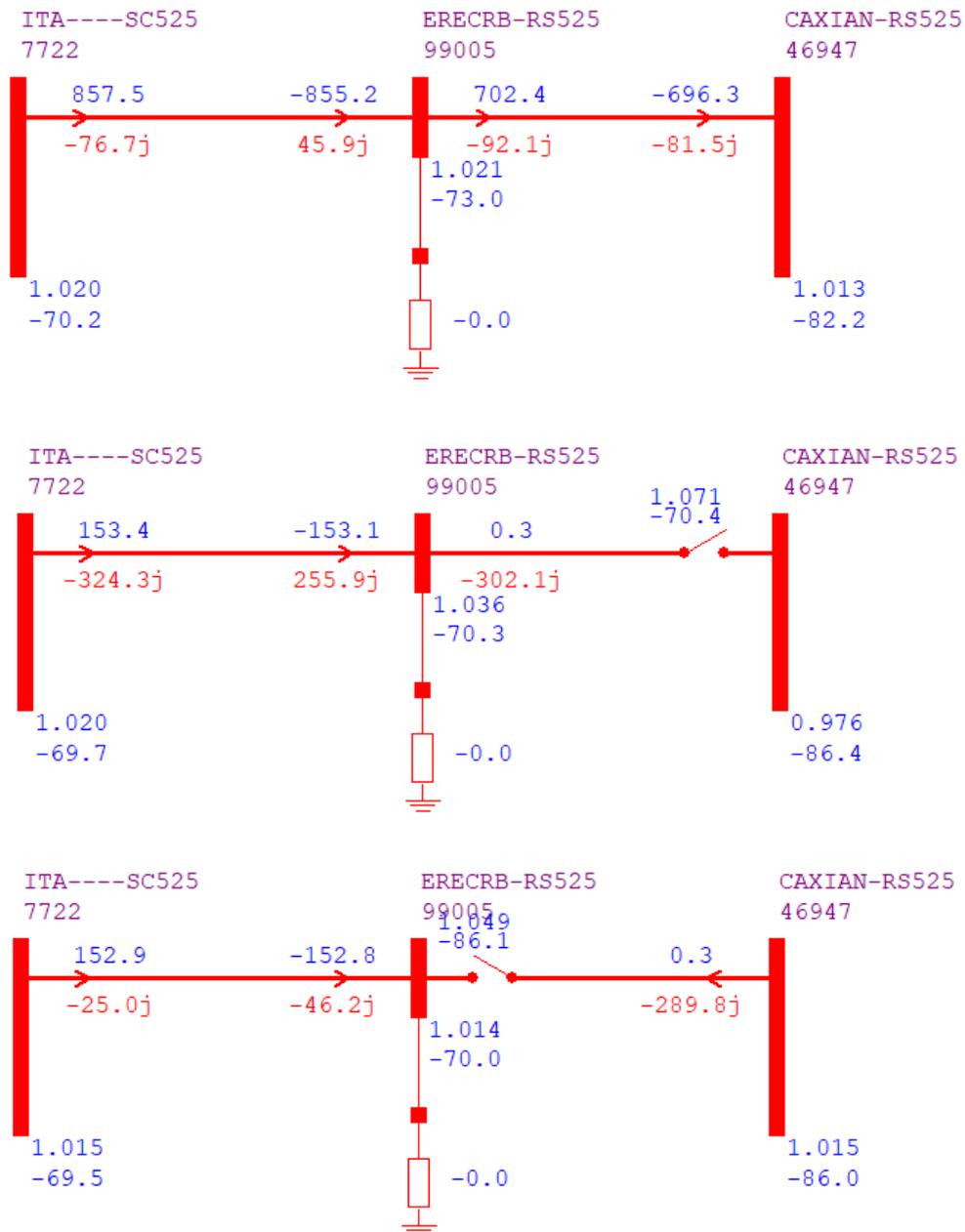


Figura 10-9 - Sequência de manobras durante uma rejeição da LT Erechim 3 RB – Caxias Norte.

## 11 REFERÊNCIAS

- [1] Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica – CPFL TRANSMISSÃO, “Proposta de Solução de Planejamento para Segregação do Módulo de Conexão 230 kV do AT1 e AT2 230/138 kV e solução para o setor de 44 kV da SE Santa Marta, localizada no Estado do Rio Grande do Sul,” Porto Alegre, 2023.
- [2] Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica – CPFL TRANSMISSÃO, “Estudo de Viabilidade - SE Santa Marta 230/138/44 kV - Segregação do Módulo de Conexão 230 kV do AT1 e AT2 230/138kV e solução para Setor de 44 kV,” Porto Alegre, 2023.
- [3] ONS, “Instrução de Operação – Operação Normal da Área 230 kV do Rio Grande do Sul”.
- [4] EPE e ONS, “EPE-DEE-DEA-NT-029/2020-rev0 - ONS NT 0034/2020 - Metodologia para Avaliação e Recomendação de Dois Circuitos Simples em Vez de Um Circuito Duplo e Afastamento Entre Circuitos,” Rio de Janeiro, 2020.
- [5] EPE, “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica,” 2022.
- [6] CCPE/CTET/GTDC/FTCP, “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão,” 2002.
- [7] ONS, “Submódulo 2.3 - Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos,” 2022.
- [8] ANEEL, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST”.
- [9] EPE, “Dados para Simulações Elétricas do SIN,” EPE, [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-transmissao/dados-para-simulacoes-eletricas-do-sin>.
- [10] EPE, “Diagnóstico Regional Da Rede Elétrica – PDE 2030 - Volume VI – GET Sul - EPE-DEE-RE-033/2021-rev0,” 15 04 2021. [Online]. [Acesso em 01 10 2021].

- [11] ONS, "PLANO DA OPERAÇÃO ELÉTRICA DE MÉDIO PRAZO DO SIN - CICLO 2021-2025 - VOLUME III - TOMO 1," Rio de Janeiro, 2020.
- [12] ONS, "Manual de Procedimentos da Operação - Módulo 5 - Submódulo 5.11 - Cadastro de Dados Operacionais de Equipamentos da Área 230 kV do Rio Grande do Sul," 02 09 2021. [Online]. Available: <https://bit.ly/3BXPHTj>. [Acesso em 5 10 2021].
- [13] EPE, "Base de dados para estudos de curto-circuito – PDE 2032," 2022. [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao/bases-de-dados-de-simulacao>.
- [14] EPE, "Programação de Estudos Anual," 31 12 2021. [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-547/Programa%C3%A7%C3%A3o%20Estudos%202021%20-%20final.pdf>.
- [15] EPE, "Dados para Simulações Elétricas do SIN," EPE, 18 01 2021. [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-transmissao/dados-para-simulacoes-eletricas-do-sin>.
- [16] Ministério de Minas e Energia, "PORTARIA Nº 215, DE 11 DE MAIO DE 2020," 11 05 2020. [Online]. Available: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-215-de-11-de-maio-de-2020-256596195>.
- [17] EPE, "PORTARIA EPE/DEE Nº 1, DE 12 DE JANEIRO DE 2021," 14 01 2021. [Online]. Available: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-epe/dee-n-1-de-12-de-janeiro-de-2021-298909367>.
- [18] EPE, "Base de dados de fluxo de potência - PDE 2032," [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao/bases-de-dados-de-simulacao>.
- [19] MME, *Portaria nº 215, de 11 de maio de 2020.*
- [20] EPE, *Portaria EPE/DEE nº 1, de 12 de janeiro de 2021.*



## **12 ANEXOS**

### **12.1 Anexo 1 – Plano de Obras das Alternativas – Região Norte**

**12.1.1 Alternativa A – Erechim 3 230/138 kV**

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>501.983,51</b>	<b>394.577,10</b>	<b>44.589,91</b>	<b>248.351,81</b>
<b>LT 230 kV ITÁ - ERECHIM 3, C1 (Nova)</b>						<b>109.214,67</b>	<b>86.698,13</b>	<b>9.701,26</b>	<b>54.978,39</b>
Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 45 km		2027	45,0	1,0	1346,91	60.610,95	48.114,93	5.383,92	30.511,40
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Itá	2027	2,0	1,0	10331,98	20.663,96	16.403,72	1.835,53	10.402,19
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Erechim 3	2027	2,0	1,0	10331,98	20.663,96	16.403,72	1.835,53	10.402,19
MIG-A	Itá	2027	1,0	1,0	2971,62	2.971,62	2.358,97	263,96	1.495,91
MIM - 230 kV	Itá	2027	1,0	1,0	2152,09	2.152,09	1.708,40	191,16	1.083,36
MIM - 230 kV	Erechim 3	2027	1,0	1,0	2152,09	2.152,09	1.708,40	191,16	1.083,36
<b>SE 230/138 kV ERECHIM (Nova)</b>						<b>132.137,82</b>	<b>104.895,26</b>	<b>11.737,46</b>	<b>66.517,85</b>
1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ		2027	7,0	1,0	9620,35	67.342,45	53.458,61	5.981,86	33.900,02
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2027	2,0	1,0	9351,81	18.703,62	14.847,54	1.661,39	9.415,36
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2027	2,0	1,0	6593,97	13.187,94	10.469,01	1.171,45	6.638,78
MIM - 230 kV		2027	1,0	1,0	3228,13	3.228,13	2.562,59	286,75	1.625,03
MIM - 138 kV		2027	1,0	1,0	2074,67	2.074,67	1.646,94	184,29	1.044,38
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2027	1,0	1,0	7406,39	7.406,39	5.879,43	657,89	3.728,36
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2027	1,0	1,0	5370,80	5.370,80	4.263,51	477,07	2.703,65
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2,0						
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			2,0						
MIG (Terreno Rural)		2027	1,0	1,0	14823,82	14.823,82	11.767,63	1.316,76	7.462,27
<b>LT 230 kV ERECHIM - LAGOA VERMELHA, C1 (Nova)</b>						<b>167.213,21</b>	<b>132.739,24</b>	<b>14.853,12</b>	<b>84.174,71</b>
Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 105 km		2027	105,0	1,0	1346,91	141.425,55	112.268,16	12.562,47	71.193,27
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Erechim	2027	1,0	1,0	10331,98	10.331,98	8.201,86	917,76	5.201,09
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Lagoa Vermelha	2027	1,0	1,0	10331,98	10.331,98	8.201,86	917,76	5.201,09
MIM - 230 kV	Lagoa Vermelha	2027	1,0	1,0	1076,04	1.076,04	854,20	95,58	541,68
MIM - 230 kV	Erechim	2027	1,0	1,0	1076,04	1.076,04	854,20	95,58	541,68
MIG-A	Lagoa Vermelha	2027	1,0	1,0	2971,62	2.971,62	2.358,97	263,96	1.495,91
<b>SECC LT 138 kV ERECHIM 1 - ERECHIM 2, C1, NA SE ERECHIM RB (Nova)</b>						<b>16.758,09</b>	<b>13.303,11</b>	<b>1.488,58</b>	<b>8.435,98</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 2 km		2027	2,0	1,0	620,97	1.241,94	985,89	110,32	625,19
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2027	2,0	1,0	7032,54	14.065,08	11.165,31	1.249,36	7.080,33
MIM - 138 kV		2027	1,0	1,0	1451,07	1.451,07	1.151,91	128,89	730,47
<b>SECC LT 138 kV ERECHIM 2 - TAPEJARA, C1, NA SE ERECHIM RB (Nova)</b>						<b>16.758,09</b>	<b>13.303,11</b>	<b>1.488,58</b>	<b>8.435,98</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 2 km		2027	2,0	1,0	620,97	1.241,94	985,89	110,32	625,19
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2027	2,0	1,0	7032,54	14.065,08	11.165,31	1.249,36	7.080,33
MIM - 138 kV		2027	1,0	1,0	1451,07	1.451,07	1.151,91	128,89	730,47
<b>SE 230/138 kV VILA MARIA (Ampliação/Adequação)</b>						<b>34.557,42</b>	<b>23.519,20</b>	<b>3.069,65</b>	<b>13.050,69</b>
3° TF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ		2029	1,0	1,0	16419,96	16.419,96	11.175,15	1.458,54	6.201,03

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	9524,20	9.524,20	6.482,01	846,01	3.596,84
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2029	1,0	1,0	6753,46	6.753,46	4.596,29	599,89	2.550,46
MIM - 230 kV		2029	1,0	1,0	1134,26	1.134,26	771,96	100,75	428,36
MIM - 138 kV		2029	1,0	1,0	725,54	725,54	493,79	64,45	274,00
<b>SE 138/69/13,8 kV SANTA MARIA 1 (Ampliação/Adequação)</b>						<b>25.344,21</b>	<b>20.119,05</b>	<b>2.251,26</b>	<b>12.758,21</b>
1° TF 138/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ		2025	1,0	1,0	8484,04	8.484,04	6.734,90	753,62	4.270,84
1° TF 138/13,8 kV, 1 x 25 MVA 3Φ		2025	1,0	1,0	6332,76	6.332,76	5.027,15	562,52	3.187,90
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	1,0	6753,46	6.753,46	5.361,11	599,89	3.399,67
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS		2025	1,0	1,0	2721,79	2.721,79	2.160,64	241,77	1.370,14
MIM - 138 kV		2025	1,0	1,0	725,54	725,54	575,96	64,45	365,24
MIM - 13,8 kV		2025	1,0	1,0	326,62	326,62	259,28	29,01	164,42

**12.1.2 Alternativa B – Erechim 3 525/138 kV**

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>339.237,40</b>	<b>265.383,99</b>	<b>30.133,59</b>	<b>166.425,83</b>
<b>SECC LT 525 kV ITÁ - CAIXAS NORTE, C1, NA SE ERECHIM RB (Nova)</b>						<b>34.900,36</b>	<b>27.705,03</b>	<b>3.100,11</b>	<b>17.568,75</b>
Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km		2027	2,0	1,0	4450,53	8.901,06	7.065,95	790,66	4.480,77
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM		2027	2,0	1,0	12999,65	25.999,30	20.639,08	2.309,45	13.087,98
<b>SE 525/138 kV ERECHIM RB (Nova)</b>						<b>210.919,23</b>	<b>167.434,49</b>	<b>18.735,41</b>	<b>106.176,21</b>
1° e 2° ATF 525/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ		2027	7,0	1,0	9554,42	66.880,94	53.092,25	5.940,86	33.667,70
CT (Conexão de Transformador) 525 kV, Arranjo DJM		2027	2,0	1,0	14822,27	29.644,54	23.532,79	2.633,25	14.922,99
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2027	2,0	1,0	6593,97	13.187,94	10.469,01	1.171,45	6.638,78
IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM		2027	2,0	1,0	14229,35	28.458,70	22.591,43	2.527,91	14.326,04
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2027	1,0	1,0	5370,80	5.370,80	4.263,51	477,07	2.703,65
MIM - 525 kV		2027	1,0	1,0	7988,51	7.988,51	6.341,54	709,60	4.021,40
MIM - 138 kV		2027	1,0	1,0	2074,67	2.074,67	1.646,94	184,29	1.044,38
MIG (Terreno Rural)		2027	1,0	1,0	23101,39	23.101,39	18.338,63	2.052,04	11.629,18
1° Reator de Barra 525 kV, (3+1R) x 30 Mvar 1Φ		2027	4,0	1,0	5646,34	22.585,36	17.928,99	2.006,20	11.369,41
CRB (Conexão de Reator de Barra) 525 kV, Arranjo DJM		2027	1,0	1,0	11626,38	11.626,38	9.229,40	1.032,74	5.852,69
<b>SECC LT 138 kV ERECHIM 1 - ERECHIM 2, C1, NA SE ERECHIM RB (Nova)</b>						<b>16.758,09</b>	<b>13.303,11</b>	<b>1.488,58</b>	<b>8.435,98</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 2 km		2027	2,0	1,0	620,97	1.241,94	985,89	110,32	625,19
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2027	2,0	1,0	7032,54	14.065,08	11.165,31	1.249,36	7.080,33
MIM - 138 kV		2027	1,0	1,0	1451,07	1.451,07	1.151,91	128,89	730,47
<b>SECC LT 138 kV ERECHIM 2 - TAPEJARA, C1, NA SE ERECHIM RB (Nova)</b>						<b>16.758,09</b>	<b>13.303,11</b>	<b>1.488,58</b>	<b>8.435,98</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 2 km		2027	2,0	1,0	620,97	1.241,94	985,89	110,32	625,19
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2027	2,0	1,0	7032,54	14.065,08	11.165,31	1.249,36	7.080,33
MIM - 138 kV		2027	1,0	1,0	1451,07	1.451,07	1.151,91	128,89	730,47
<b>SE 230/138 kV VILA MARIA (Ampliação/Adequação)</b>						<b>34.557,42</b>	<b>23.519,20</b>	<b>3.069,65</b>	<b>13.050,69</b>
3° TF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ		2029	1,0	1,0	16419,96	16.419,96	11.175,15	1.458,54	6.201,03
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	9524,20	9.524,20	6.482,01	846,01	3.596,84
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2029	1,0	1,0	6753,46	6.753,46	4.596,29	599,89	2.550,46
MIM - 230 kV		2029	1,0	1,0	1134,26	1.134,26	771,96	100,75	428,36
MIM - 138 kV		2029	1,0	1,0	725,54	725,54	493,79	64,45	274,00
<b>SE 138/69/13,8 kV SANTA MARIA 1 (Ampliação/Adequação)</b>						<b>25.344,21</b>	<b>20.119,05</b>	<b>2.251,26</b>	<b>12.758,21</b>
1° TF 138/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ		2025	1,0	1,0	8484,04	8.484,04	6.734,90	753,62	4.270,84
1° TF 138/13,8 kV, 1 x 25 MVA 3Φ		2025	1,0	1,0	6332,76	6.332,76	5.027,15	562,52	3.187,90
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	1,0	6753,46	6.753,46	5.361,11	599,89	3.399,67
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS		2025	1,0	1,0	2721,79	2.721,79	2.160,64	241,77	1.370,14
MIM - 138 kV		2025	1,0	1,0	725,54	725,54	575,96	64,45	365,24
MIM - 13,8 kV		2025	1,0	1,0	326,62	326,62	259,28	29,01	164,42

**12.1.3 Alternativa C – Campos Novos 230 kV**

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>360.230,91</b>	<b>282.049,32</b>	<b>31.998,39</b>	<b>176.993,91</b>
<b>LT 230 kV CAMPOS NOVOS - LAGOA VERMELHA, C1 (Nova)</b>						<b>135.165,17</b>	<b>107.298,47</b>	<b>12.006,38</b>	<b>68.041,81</b>
Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 79 km		2027	79,0	1,0	1346,91	106.405,89	84.468,43	9.451,76	53.564,46
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Campos Novos	2027	1,0	1,0	10331,98	10.331,98	8.201,86	917,76	5.201,09
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Lagoa Vermelha	2027	1,0	1,0	10331,98	10.331,98	8.201,86	917,76	5.201,09
MIM - 230 kV	Lagoa Vermelha	2027	1,0	1,0	1076,04	1.076,04	854,20	95,58	541,68
MIM - 230 kV	Campos Novos	2027	1,0	1,0	1076,04	1.076,04	854,20	95,58	541,68
MIG-A	Lagoa Vermelha	2027	1,0	1,0	2971,62	2.971,62	2.358,97	263,96	1.495,91
MIG-A	Campos Novos	2027	1,0	1,0	2971,62	2.971,62	2.358,97	263,96	1.495,91
<b>LT 138 kV ERECHIM 2 - LAGOA VERMELHA 2, C1 (Nova)</b>						<b>96.049,29</b>	<b>76.247,02</b>	<b>8.531,81</b>	<b>48.350,97</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 105 km		2027	105,0	1,0	738,25	77.516,25	61.534,90	6.885,57	39.021,49
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Erechim 2	2027	1,0	1,0	7032,54	7.032,54	5.582,66	624,68	3.540,16
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Lagoa Vermelha 2	2027	1,0	1,0	7032,54	7.032,54	5.582,66	624,68	3.540,16
MIM - 138 kV	Erechim 2	2027	1,0	1,0	725,54	725,54	575,96	64,45	365,24
MIM - 138 kV	Lagoa Vermelha 2	2027	1,0	1,0	725,54	725,54	575,96	64,45	365,24
MIG-A	Erechim 2	2027	1,0	1,0	3016,88	3.016,88	2.394,90	267,98	1.518,69
<b>SE 230/138 kV PASSO FUNDO (Ampliação/Adequação)</b>						<b>69.114,82</b>	<b>54.865,57</b>	<b>6.139,29</b>	<b>34.792,23</b>
1° e 2° TF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ		2027	2,0	1,0	16419,96	32.839,92	26.069,39	2.917,09	16.531,53
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2027	2,0	1,0	9524,20	19.048,40	15.121,23	1.692,02	9.588,92
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2027	2,0	1,0	6753,46	13.506,92	10.722,23	1.199,79	6.799,35
MIM - 230 kV		2027	1,0	1,0	2268,51	2.268,51	1.800,82	201,51	1.141,96
MIM - 138 kV		2027	1,0	1,0	1451,07	1.451,07	1.151,91	128,89	730,47
<b>SE 230/138 kV VILA MARIA (Ampliação/Adequação)</b>						<b>34.557,42</b>	<b>23.519,20</b>	<b>3.069,65</b>	<b>13.050,69</b>
3° TF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ		2029	1,0	1,0	16419,96	16.419,96	11.175,15	1.458,54	6.201,03
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	9524,20	9.524,20	6.482,01	846,01	3.596,84
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2029	1,0	1,0	6753,46	6.753,46	4.596,29	599,89	2.550,46
MIM - 230 kV		2029	1,0	1,0	1134,26	1.134,26	771,96	100,75	428,36
MIM - 138 kV		2029	1,0	1,0	725,54	725,54	493,79	64,45	274,00
<b>SE 138/69/13,8 kV SANTA MARIA 1 (Ampliação/Adequação)</b>						<b>25.344,21</b>	<b>20.119,05</b>	<b>2.251,26</b>	<b>12.758,21</b>
1° TF 138/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ		2025	1,0	1,0	8484,04	8.484,04	6.734,90	753,62	4.270,84
1° TF 138/13,8 kV, 1 x 25 MVA 3Φ		2025	1,0	1,0	6332,76	6.332,76	5.027,15	562,52	3.187,90
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	1,0	6753,46	6.753,46	5.361,11	599,89	3.399,67
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS		2025	1,0	1,0	2721,79	2.721,79	2.160,64	241,77	1.370,14
MIM - 138 kV		2025	1,0	1,0	725,54	725,54	575,96	64,45	365,24
MIM - 13,8 kV		2025	1,0	1,0	326,62	326,62	259,28	29,01	164,42

**12.1.4 Alternativa D – Mato Castelhanao 230/138 kV**

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>451.792,36</b>	<b>354.733,75</b>	<b>40.131,56</b>	<b>223.085,71</b>
<b>LT 230 kV ITÁ - MATO CASTELHANO, C1 (Nova)</b>						<b>186.042,63</b>	<b>147.686,64</b>	<b>16.525,69</b>	<b>93.653,39</b>
Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 121 km		2027	121,0	1,0	1230,14	148.846,94	118.159,50	13.221,69	74.929,18
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Itá	2027	2,0	1,0	10331,98	20.663,96	16.403,72	1.835,53	10.402,19
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Mato Castelhanao	2027	1,0	1,0	10331,98	10.331,98	8.201,86	917,76	5.201,09
MIG-A	Itá	2027	1,0	1,0	2971,62	2.971,62	2.358,97	263,96	1.495,91
MIM - 230 kV	Itá	2027	1,0	1,0	2152,09	2.152,09	1.708,40	191,16	1.083,36
MIM - 230 kV	Mato Castelhanao	2027	1,0	1,0	1076,04	1.076,04	854,20	95,58	541,68
<b>SE 230/138 kV MATO CASTELHANO (Nova)</b>						<b>132.180,79</b>	<b>104.929,37</b>	<b>11.741,28</b>	<b>66.539,48</b>
1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ		2027	7,0	1,0	9620,35	67.342,45	53.458,61	5.981,86	33.900,02
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2027	2,0	1,0	9351,81	18.703,62	14.847,54	1.661,39	9.415,36
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2027	2,0	1,0	6593,97	13.187,94	10.469,01	1.171,45	6.638,78
MIM - 230 kV		2027	1,0	1,0	3228,13	3.228,13	2.562,59	286,75	1.625,03
MIM - 138 kV		2027	1,0	1,0	2074,67	2.074,67	1.646,94	184,29	1.044,38
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2027	1,0	1,0	7406,39	7.406,39	5.879,43	657,89	3.728,36
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2027	1,0	1,0	5370,80	5.370,80	4.263,51	477,07	2.703,65
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			3,0						
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			3,0						
MIG (Terreno Rural)		2027	1,0	1,0	14866,79	14.866,79	11.801,74	1.320,58	7.483,90
<b>SECC LT 230 kV SANTA MARTA - LAGOA VERMELHA 2, C1, NA SE MATO CASTELHANO (Nova)</b>						<b>25.409,29</b>	<b>20.170,71</b>	<b>2.257,04</b>	<b>12.790,97</b>
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 1,3 km		2027	1,3	1,0	1994,80	2.593,24	2.058,60	230,35	1.305,43
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2027	2,0	1,0	10331,98	20.663,96	16.403,72	1.835,53	10.402,19
MIM - 230 kV		2027	1,0	1,0	2152,09	2.152,09	1.708,40	191,16	1.083,36
<b>LT 138 kV MATO CASTELHANO - PASSO FUNDO, C1 (Nova)</b>						<b>8.431,92</b>	<b>6.693,53</b>	<b>748,99</b>	<b>4.244,61</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 1 km		2027	1,0	1,0	673,84	673,84	534,92	59,86	339,21
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Mato Castelhanao	2027	1,0	1,0	7032,54	7.032,54	5.582,66	624,68	3.540,16
MIM - 138 kV	Mato Castelhanao	2027	1,0	1,0	725,54	725,54	575,96	64,45	365,24
<b>LT 138 kV MATO CASTELHANO - MARAU, C1 (Nova)</b>						<b>725,54</b>	<b>575,96</b>	<b>64,45</b>	<b>365,24</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 1 km		2027	1,0						
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Mato Castelhanao	2027	1,0						
MIM - 138 kV	Mato Castelhanao	2027	1,0	1,0	725,54	725,54	575,96	64,45	365,24
<b>LT 138 kV MATO CASTELHANO - TAPEJARA, C1 (Nova)</b>						<b>39.100,56</b>	<b>31.039,29</b>	<b>3.473,20</b>	<b>19.683,12</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 35 km		2027	35,0	1,0	673,84	23.584,40	18.722,06	2.094,94	11.872,33
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Mato Castelhanao	2027	1,0	1,0	7032,54	7.032,54	5.582,66	624,68	3.540,16

EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Tapejara	2027	1,0	1,0	7032,54	7.032,54	5.582,66	624,68	3.540,16
MIM - 138 kV	Mato Castelhana	2027	1,0	1,0	725,54	725,54	575,96	64,45	365,24
MIM - 138 kV	Tapejara	2027	1,0	1,0	725,54	725,54	575,96	64,45	365,24
<b>SE 230/138 kV VILA MARIA (Ampliação/Adequação)</b>						<b>34.557,42</b>	<b>23.519,20</b>	<b>3.069,65</b>	<b>13.050,69</b>
3° TF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ		2029	1,0	1,0	16419,96	16.419,96	11.175,15	1.458,54	6.201,03
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	9524,20	9.524,20	6.482,01	846,01	3.596,84
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2029	1,0	1,0	6753,46	6.753,46	4.596,29	599,89	2.550,46
MIM - 230 kV		2029	1,0	1,0	1134,26	1.134,26	771,96	100,75	428,36
MIM - 138 kV		2029	1,0	1,0	725,54	725,54	493,79	64,45	274,00
<b>SE 138/69/13,8 kV SANTA MARIA 1 (Ampliação/Adequação)</b>						<b>25.344,21</b>	<b>20.119,05</b>	<b>2.251,26</b>	<b>12.758,21</b>
1° TF 138/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ		2025	1,0	1,0	8484,04	8.484,04	6.734,90	753,62	4.270,84
1° TF 138/13,8 kV, 1 x 25 MVA 3Φ		2025	1,0	1,0	6332,76	6.332,76	5.027,15	562,52	3.187,90
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	1,0	6753,46	6.753,46	5.361,11	599,89	3.399,67
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS		2025	1,0	1,0	2721,79	2.721,79	2.160,64	241,77	1.370,14
MIM - 138 kV		2025	1,0	1,0	725,54	725,54	575,96	64,45	365,24
MIM - 13,8 kV		2025	1,0	1,0	326,62	326,62	259,28	29,01	164,42

## 12.2 Anexo 2 – Plano de Obras das Alternativas – Região Oeste

### 12.2.1 Alternativa 1 – Campo Novo 230/69 kV

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>376.774,19</b>	<b>292.564,77</b>	<b>33.467,88</b>	<b>182.415,84</b>
<b>SE 230/69 kV CAMPO NOVO 2 (Nova)</b>						<b>107.674,43</b>	<b>85.475,43</b>	<b>9.564,44</b>	<b>54.203,04</b>
1° e 2° TF 230/69 kV, (6+1R) x 33,33 MVA 1Φ		2027	7,0	1,0	7.711,18	53.978,26	42.849,68	4.794,75	27.172,52
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2027	2,0	1,0	9.351,81	18.703,62	14.847,54	1.661,39	9.415,36
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2027	2,0	1,0	3.425,48	6.850,96	5.438,51	608,55	3.448,76
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2027	1,0	1,0	7.406,39	7.406,39	5.879,43	657,89	3.728,36
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2027	1,0	1,0	2.740,46	2.740,46	2.175,47	243,43	1.379,54
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2,0						
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			4,0						
MIM - 230 kV		2027	1,0	1,0	3.228,13	3.228,13	2.562,59	286,75	1.625,03
MIM - 69 kV		2027	1,0	1,0	935,47	935,47	742,61	83,10	470,91
MIG (Terreno Rural)		2027	1,0	1,0	13.831,14	13.831,14	10.979,60	1.228,58	6.962,56
<b>SECC LT 230 kV GUARITA - SANTA ROSA, C1, NA SE CAMPO NOVO 2 (Nova)</b>						<b>24.810,85</b>	<b>19.695,65</b>	<b>2.203,88</b>	<b>12.489,72</b>
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 1 km		2027	1,0	1,0	1.994,80	1.994,80	1.583,54	177,19	1.004,18
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2027	2,0	1,0	10.331,98	20.663,96	16.403,72	1.835,53	10.402,19
MIM - 230 kV		2027	1,0	1,0	2.152,09	2.152,09	1.708,40	191,16	1.083,36
<b>SECC LT 69 kV CAMPO NOVO - BOA VISTA DO BURICÁ, C1 e C2 (CD), NA SE CAMPO NOVO 2 (Nova)</b>						<b>18.206,65</b>	<b>14.453,03</b>	<b>1.617,25</b>	<b>9.165,18</b>
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km		2027	1,0	1,0	1.096,24	1.096,24	870,23	97,38	551,84
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km		2027	1,0	1,0	1.096,24	1.096,24	870,23	97,38	551,84
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT		2027	4,0	1,0	3.691,72	14.766,88	11.722,43	1.311,70	7.433,61
MIM - 69 kV		2027	1,0	1,0	1.247,29	1.247,29	990,14	110,79	627,88
<b>SE 69 kV TRÊS PASSOS 2 (Nova)</b>						<b>10.602,11</b>	<b>8.416,30</b>	<b>941,76</b>	<b>5.337,08</b>
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2027	1,0	1,0	2.806,53	2.806,53	2.227,91	249,30	1.412,80
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			6,0						
MIM - 69 kV		2027	1,0	1,0	326,62	326,62	259,28	29,01	164,42
MIG (Terreno Rural)		2027	1,0	1,0	7.468,96	7.468,96	5.929,10	663,45	3.759,86
<b>SECC LT 69 kV MARCO BALDO - TRÊS PASSOS, C1 e C2 (CD), NA SE TRÊS PASSOS 2 (Nova)</b>						<b>9.374,48</b>	<b>7.441,76</b>	<b>832,71</b>	<b>4.719,09</b>
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 2 km		2027	2,0	1,0	907,58	1.815,16	1.440,93	161,24	913,75
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT		2027	2,0	1,0	3.779,66	7.559,32	6.000,83	671,47	3.805,34
<b>SE 69/23 kV CRISSIUMAL (Nova)</b>						<b>32.564,92</b>	<b>25.851,08</b>	<b>2.892,66</b>	<b>16.393,10</b>
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2027	1,0	1,0	2.806,53	2.806,53	2.227,91	249,30	1.412,80
IB (Interligação de Barras) 13,8 kV, Arranjo BPT		2027	1,0	1,0	2.307,11	2.307,11	1.831,46	204,93	1.161,39
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			2,0						

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )					
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN	
<i>EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT</i>					4,0					
1° e 2° TF 69/13,8 kV, 2 x 6,25 MVA 3Φ		2027	2,0	1,0	2.919,78	5.839,56	4.635,63	518,71	2.939,62	
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2027	2,0	1,0	3.507,87	7.015,74	5.569,32	623,19	3.531,71	
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2027	2,0	1,0	2.904,63	5.809,26	4.611,58	516,02	2.924,37	
MIG (Terreno Rural)		2027	1,0	1,0	7.541,04	7.541,04	5.986,32	669,85	3.796,14	
1° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 1,8 Mvar 3Φ		2027	1,0	1,0	1.245,68	1.245,68	988,86	110,65	627,07	
<b>LT 69 kV TRÊS PASSOS 2 - CRISSIUMAL, C1 e C2 (CD) (Nova)</b>						<b>33.459,74</b>	<b>26.561,42</b>	<b>2.972,14</b>	<b>16.843,55</b>	
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 18 km		2027	18,0	1,0	1.018,95	18.341,10	14.559,76	1.629,19	9.232,86	
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Três Passos 2	2027	2,0	1,0	3.779,66	7.559,32	6.000,83	671,47	3.805,34	
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Crissiumal	2027	2,0	1,0	3.779,66	7.559,32	6.000,83	671,47	3.805,34	
<b>LT 69 kV CAMPO NOVO 2 - TRÊS PASSOS 2, C1 e C2 (CD) (Nova)</b>						<b>44.302,48</b>	<b>35.168,74</b>	<b>3.935,28</b>	<b>22.301,76</b>	
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 28 km		2027	28,0	1,0	1.018,95	28.530,60	22.648,51	2.534,30	14.362,23	
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Campo Novo 2	2027	2,0	1,0	3.779,66	7.559,32	6.000,83	671,47	3.805,34	
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Três Passos 2	2027	2,0	1,0	3.779,66	7.559,32	6.000,83	671,47	3.805,34	
MIM - 69 kV	Campo Novo 2	2027	1,0	1,0	653,24	653,24	518,56	58,03	328,84	
<b>LT 69 kV BOA VISTA DO BURICÁ - HORIZONTALINA 2, C1 e C2 (CD) (Nova)</b>						<b>38.188,78</b>	<b>25.990,64</b>	<b>3.392,21</b>	<b>14.422,08</b>	
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 22 km		2029	22,0	1,0	1.018,95	22.416,90	15.256,57	1.991,24	8.465,79	
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Boa Vista do Buricá	2029	2,0	1,0	3.779,66	7.559,32	5.144,75	671,47	2.854,79	
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Horizontalina 2	2029	2,0	1,0	3.779,66	7.559,32	5.144,75	671,47	2.854,79	
MIM - 69 kV	Boa Vista do Buricá	2029	1,0	1,0	653,24	653,24	444,58	58,03	246,70	
<b>SE 69 kV HORIZONTALINA 2 (Nova)</b>						<b>10.246,66</b>	<b>6.973,70</b>	<b>910,18</b>	<b>3.869,67</b>	
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2029	1,0	1,0	2.806,53	2.806,53	1.910,08	249,30	1.059,89	
<i>EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT</i>					4,0					
MIG (Terreno Rural)		2029	1,0	1,0	7.440,13	7.440,13	5.063,63	660,89	2.809,78	
<b>SECC LT 69 kV SANTA ROSA 1 - HORIZONTALINA, C1, NA SE HORIZONTALINA 2 (Nova)</b>						<b>9.231,51</b>	<b>6.282,81</b>	<b>820,01</b>	<b>3.486,30</b>	
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km		2029	1,0	1,0	1.018,95	1.018,95	693,48	90,51	384,81	
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT		2029	2,0	1,0	3.779,66	7.559,32	5.144,75	671,47	2.854,79	
MIM - 69 kV		2029	1,0	1,0	653,24	653,24	444,58	58,03	246,70	
<b>SE 230/69 kV GUARITA (Ampliação/Adequação)</b>						<b>25.407,72</b>	<b>20.169,47</b>	<b>2.256,90</b>	<b>12.790,18</b>	
1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 83 MVA 3Φ		2025	2,0	1,0	12.703,86	25.407,72	20.169,47	2.256,90	12.790,18	
<b>SE 230/69 kV SANTA ROSA (Ampliação/Adequação)</b>						<b>12.703,86</b>	<b>10.084,73</b>	<b>1.128,45</b>	<b>6.395,09</b>	
1° TF 230/69 kV, 1 x 83 MVA 3Φ		2025	1,0	1,0	12.703,86	12.703,86	10.084,73	1.128,45	6.395,09	

**12.2.2 Alternativa 2 – Crissiumal 230/69 kV**

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>412.348,47</b>	<b>316.595,34</b>	<b>36.627,86</b>	<b>195.649,91</b>
<b>SE 230/69 kV CRISSIUMAL 2 (Nova)</b>						<b>107.674,43</b>	<b>85.475,43</b>	<b>9.564,44</b>	<b>54.203,04</b>
1° e 2° TF 230/69 kV, (6+1R) x 33,33 MVA 1Φ		2027	7,00	1,00	7.711,18	53.978,26	42.849,68	4.794,75	27.172,52
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2027	2,00	1,00	9.351,81	18.703,62	14.847,54	1.661,39	9.415,36
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2027	2,00	1,00	3.425,48	6.850,96	5.438,51	608,55	3.448,76
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2027	1,00	1,00	7.406,39	7.406,39	5.879,43	657,89	3.728,36
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2027	1,00	1,00	2.740,46	2.740,46	2.175,47	243,43	1.379,54
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2,00						
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			4,00						
MIM - 230 kV		2027	1,00	1,00	3.228,13	3.228,13	2.562,59	286,75	1.625,03
MIM - 69 kV		2027	1,00	1,00	935,47	935,47	742,61	83,10	470,91
MIG (Terreno Rural)		2027	1,00	1,00	13.831,14	13.831,14	10.979,60	1.228,58	6.962,56
<b>SECC LT 230 kV GUARITA - SANTA ROSA, C1, NA SE CRISSIUMAL 2 (Nova)</b>						<b>69.693,85</b>	<b>55.325,23</b>	<b>6.190,73</b>	<b>35.083,71</b>
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 23,5 km		2027	23,5	1,00	1.994,80	46.877,80	37.213,11	4.164,03	23.598,17
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2027	2,00	1,00	10.331,98	20.663,96	16.403,72	1.835,53	10.402,19
MIM - 230 kV		2027	1,00	1,00	2.152,09	2.152,09	1.708,40	191,16	1.083,36
<b>LT 69 kV CRISSIUMAL 2 - CRISSIUMAL, C1 e C2 (CD) (Nova)</b>						<b>20.866,63</b>	<b>16.564,60</b>	<b>1.853,53</b>	<b>10.504,21</b>
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 5 km		2027	5,00	1,00	1.018,95	5.094,75	4.044,38	452,55	2.564,68
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Crissiumal 2	2027	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	6.000,83	671,47	3.805,34
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Crissiumal	2027	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	6.000,83	671,47	3.805,34
MIM - 69 kV	Crissiumal	2027	1,00	1,00	653,24	653,24	518,56	58,03	328,84
<b>SE 69 kV TRÊS PASSOS 2 (Nova)</b>						<b>10.573,28</b>	<b>8.393,41</b>	<b>939,20</b>	<b>5.322,56</b>
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2027	1,00	1,00	2.806,53	2.806,53	2.227,91	249,30	1.412,80
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			4,00						
MIM - 69 kV		2027	1,00	1,00	326,62	326,62	259,28	29,01	164,42
MIG (Terreno Rural)		2027	1,00	1,00	7.440,13	7.440,13	5.906,22	660,89	3.745,34
<b>SECC LT 69 kV MARCO BALDO - TRÊS PASSOS, C1 e C2 (CD), NA SE TRÊS PASSOS 2 (Nova)</b>						<b>9.374,48</b>	<b>7.441,76</b>	<b>832,71</b>	<b>4.719,09</b>
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 2 km		2027	2,00	1,00	907,58	1.815,16	1.440,93	161,24	913,75
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT		2027	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	6.000,83	671,47	3.805,34
<b>SE 69/23 kV CRISSIUMAL (Nova)</b>						<b>32.564,92</b>	<b>25.851,08</b>	<b>2.892,66</b>	<b>16.393,10</b>
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2027	1,00	1,00	2.806,53	2.806,53	2.227,91	249,30	1.412,80
IB (Interligação de Barras) 13,8 kV, Arranjo BPT		2027	1,00	1,00	2.307,11	2.307,11	1.831,46	204,93	1.161,39
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			2,00						
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			4,00						
1° e 2° TF 69/13,8 kV, 2 x 6,25 MVA 3Φ		2027	2,00	1,00	2.919,78	5.839,56	4.635,63	518,71	2.939,62

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2027	2,00	1,00	3.507,87	7.015,74	5.569,32	623,19	3.531,71
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2027	2,00	1,00	2.904,63	5.809,26	4.611,58	516,02	2.924,37
MIG (Terreno Rural)		2027	1,00	1,00	7.541,04	7.541,04	5.986,32	669,85	3.796,14
1° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 1,8 Mvar 3Φ		2027	1,00	1,00	1.245,68	1.245,68	988,86	110,65	627,07
<b>LT 69 kV TRÊS PASSOS 2 - CRISSIUMAL, C1 e C2 (CD) (Nova)</b>						<b>33.459,74</b>	<b>22.772,14</b>	<b>2.972,14</b>	<b>12.636,15</b>
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 18 km		2029	18,00	1,00	1.018,95	18.341,10	12.482,64	1.629,19	6.926,56
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Três Passos 2	2029	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	5.144,75	671,47	2.854,79
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Crissiumal	2029	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	5.144,75	671,47	2.854,79
<b>LT 69 kV CRISSIUMAL 2 - BOA VISTA DO BURICÁ 2, C1 e C2 (CD) (Nova)</b>						<b>28.652,52</b>	<b>22.745,29</b>	<b>2.545,13</b>	<b>14.423,61</b>
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 12 km		2027	12,00	1,00	1.018,95	12.227,40	9.706,50	1.086,13	6.155,24
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Crissiumal 2	2027	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	6.000,83	671,47	3.805,34
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Boa Vista do Buricá 2	2027	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	6.000,83	671,47	3.805,34
MIM - 69 kV	Crissiumal 2	2027	1,00	1,00	653,24	653,24	518,56	58,03	328,84
MIM - 69 kV	Boa Vista do Buricá 2	2027	1,00	1,00	653,24	653,24	518,56	58,03	328,84
<b>LT 69 kV CRISSIUMAL 2 - HORIZONTINA 2, C1 e C2 (CD) (Nova)</b>						<b>41.898,87</b>	<b>28.515,67</b>	<b>3.721,77</b>	<b>15.823,20</b>
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 25 km		2029	25,00	1,00	1.018,95	25.473,75	17.337,01	2.262,77	9.620,22
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Crissiumal 2	2029	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	5.144,75	671,47	2.854,79
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Horizontina 2	2029	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	5.144,75	671,47	2.854,79
MIM - 69 kV	Crissiumal 2	2029	1,00	1,00	653,24	653,24	444,58	58,03	246,70
MIM - 69 kV	Horizontina 2	2029	1,00	1,00	653,24	653,24	444,58	58,03	246,70
<b>SE 69 kV HORIZONTINA 2 (Nova)</b>						<b>10.246,66</b>	<b>6.973,70</b>	<b>910,18</b>	<b>3.869,67</b>
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2029	1,00	1,00	2.806,53	2.806,53	1.910,08	249,30	1.059,89
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			4,00						
MIG (Terreno Rural)		2029	1,00	1,00	7.440,13	7.440,13	5.063,63	660,89	2.809,78
<b>SECC LT 69 kV SANTA ROSA 1 - HORIZONTINA, C1, NA SE HORIZONTINA 2 (Nova)</b>						<b>9.231,51</b>	<b>6.282,81</b>	<b>820,01</b>	<b>3.486,30</b>
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km		2029	1,00	1,00	1.018,95	1.018,95	693,48	90,51	384,81
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT		2029	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	5.144,75	671,47	2.854,79
MIM - 69 kV		2029	1,00	1,00	653,24	653,24	444,58	58,03	246,70
<b>SE 230/69 kV GUARITA (Ampliação/Adequação)</b>						<b>25.407,72</b>	<b>20.169,47</b>	<b>2.256,90</b>	<b>12.790,18</b>
1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 83 MVA 3Φ		2025	2,00	1,00	12.703,86	25.407,72	20.169,47	2.256,90	12.790,18
<b>SE 230/69 kV SANTA ROSA (Ampliação/Adequação)</b>						<b>12.703,86</b>	<b>10.084,73</b>	<b>1.128,45</b>	<b>6.395,09</b>
1° TF 230/69 kV, 1 x 83 MVA 3Φ		2025	1,00	1,00	12.703,86	12.703,86	10.084,73	1.128,45	6.395,09

**12.2.3 Alternativa 3 – São Martinho 230/69 kV**

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>384.368,97</b>	<b>294.730,49</b>	<b>34.142,51</b>	<b>181.949,49</b>
<b>SE 230/69 kV SÃO MARTINHO (Nova)</b>						<b>107.674,43</b>	<b>85.475,43</b>	<b>9.564,44</b>	<b>54.203,04</b>
1° e 2° TF 230/69 kV, (6+1R) x 33,33 MVA 1Φ		2027	7,00	1,00	7.711,18	53.978,26	42.849,68	4.794,75	27.172,52
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2027	2,00	1,00	9.351,81	18.703,62	14.847,54	1.661,39	9.415,36
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2027	2,00	1,00	3.425,48	6.850,96	5.438,51	608,55	3.448,76
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2027	1,00	1,00	7.406,39	7.406,39	5.879,43	657,89	3.728,36
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2027	1,00	1,00	2.740,46	2.740,46	2.175,47	243,43	1.379,54
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2,00						
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			4,00						
MIM - 230 kV		2027	1,00	1,00	3.228,13	3.228,13	2.562,59	286,75	1.625,03
MIM - 69 kV		2027	1,00	1,00	935,47	935,47	742,61	83,10	470,91
MIG (Terreno Rural)		2027	1,00	1,00	13.831,14	13.831,14	10.979,60	1.228,58	6.962,56
<b>SECC LT 230 kV GUARITA - SANTA ROSA, C1, NA SE SÃO MARTINHO (Nova)</b>						<b>27.204,61</b>	<b>21.595,90</b>	<b>2.416,52</b>	<b>13.694,73</b>
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 2,2 km		2027	2,2	1,00	1.994,80	4.388,56	3.483,78	389,82	2.209,19
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2027	2,00	1,00	10.331,98	20.663,96	16.403,72	1.835,53	10.402,19
MIM - 230 kV		2027	1,00	1,00	2.152,09	2.152,09	1.708,40	191,16	1.083,36
<b>SECC LT 69 kV CAMPO NOVO - BOA VISTA DO BURICÁ, C1 e C2 (CD), NA SE SÃO MARTINHO (Nova)</b>						<b>31.361,53</b>	<b>24.895,79</b>	<b>2.785,76</b>	<b>15.787,32</b>
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 7 km		2027	7,00	1,00	1.096,24	7.673,68	6.091,61	681,63	3.862,91
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 7 km		2027	7,00	1,00	1.096,24	7.673,68	6.091,61	681,63	3.862,91
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT		2027	4,00	1,00	3.691,72	14.766,88	11.722,43	1.311,70	7.433,61
MIM - 69 kV		2027	1,00	1,00	1.247,29	1.247,29	990,14	110,79	627,88
<b>SE 69 kV TRÊS PASSOS 2 (Nova)</b>						<b>10.573,28</b>	<b>8.393,41</b>	<b>939,20</b>	<b>5.322,56</b>
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2027	1,00	1,00	2.806,53	2.806,53	2.227,91	249,30	1.412,80
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			4,00						
MIM - 69 kV		2027	1,00	1,00	326,62	326,62	259,28	29,01	164,42
MIG (Terreno Rural)		2027	1,00	1,00	7.440,13	7.440,13	5.906,22	660,89	3.745,34
<b>SECC LT 69 kV MARCO BALDO - TRÊS PASSOS, C1 e C2 (CD), NA SE TRÊS PASSOS 2 (Nova)</b>						<b>9.374,48</b>	<b>7.441,76</b>	<b>832,71</b>	<b>4.719,09</b>
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 2 km		2027	2,00	1,00	907,58	1.815,16	1.440,93	161,24	913,75
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT		2027	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	6.000,83	671,47	3.805,34
<b>SE 69/23 kV CRISSIUMAL (Nova)</b>						<b>32.564,92</b>	<b>25.851,08</b>	<b>2.892,66</b>	<b>16.393,10</b>
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2027	1,00	1,00	2.806,53	2.806,53	2.227,91	249,30	1.412,80
IB (Interligação de Barras) 13,8 kV, Arranjo BPT		2027	1,00	1,00	2.307,11	2.307,11	1.831,46	204,93	1.161,39
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			2,00						
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			4,00						
1° e 2° TF 69/13,8 kV, 2 x 6,25 MVA 3Φ		2027	2,00	1,00	2.919,78	5.839,56	4.635,63	518,71	2.939,62

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2027	2,00	1,00	3.507,87	7.015,74	5.569,32	623,19	3.531,71
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2027	2,00	1,00	2.904,63	5.809,26	4.611,58	516,02	2.924,37
MIG (Terreno Rural)		2027	1,00	1,00	7.541,04	7.541,04	5.986,32	669,85	3.796,14
1° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 1,8 Mvar 3Φ		2027	1,00	1,00	1.245,68	1.245,68	988,86	110,65	627,07
<b>SECC LT 69 kV CRISSUIMAL - TRÊS PASSOS 2, C2, NA SE SÃO MARTINHO (Nova)</b>						<b>35.724,21</b>	<b>28.359,03</b>	<b>3.173,29</b>	<b>17.983,48</b>
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 27 km		2027	27,00	1,00	1.018,95	27.511,65	21.839,63	2.443,79	13.849,30
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT		2027	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	6.000,83	671,47	3.805,34
MIM - 69 kV		2027	1,00	1,00	653,24	653,24	518,56	58,03	328,84
<b>LT 69 kV BOA VISTA DO BURICÁ - HORIZONTALINA 2, C1 e C2 (CD) (Nova)</b>						<b>38.842,02</b>	<b>26.435,23</b>	<b>3.450,24</b>	<b>14.668,78</b>
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 22 km		2029	22,00	1,00	1.018,95	22.416,90	15.256,57	1.991,24	8.465,79
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Boa Vista do Buricá	2029	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	5.144,75	671,47	2.854,79
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Horizontalina 2	2029	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	5.144,75	671,47	2.854,79
MIM - 69 kV	Boa Vista do Buricá	2029	1,00	1,00	653,24	653,24	444,58	58,03	246,70
MIM - 69 kV	Horizontalina 2	2029	1,00	1,00	653,24	653,24	444,58	58,03	246,70
<b>SE 69 kV HORIZONTALINA 2 (Nova)</b>						<b>10.246,66</b>	<b>6.973,70</b>	<b>910,18</b>	<b>3.869,67</b>
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2029	1,00	1,00	2.806,53	2.806,53	1.910,08	249,30	1.059,89
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			4,00						
MIG (Terreno Rural)		2029	1,00	1,00	7.440,13	7.440,13	5.063,63	660,89	2.809,78
<b>SECC LT 69 kV SANTA ROSA 1 - HORIZONTALINA, C1, NA SE HORIZONTALINA 2 (Nova)</b>						<b>9.231,51</b>	<b>6.282,81</b>	<b>820,01</b>	<b>3.486,30</b>
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km		2029	1,00	1,00	1.018,95	1.018,95	693,48	90,51	384,81
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT		2029	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	5.144,75	671,47	2.854,79
MIM - 69 kV		2029	1,00	1,00	653,24	653,24	444,58	58,03	246,70
<b>LT 69 kV TRÊS PASSOS 2 - CRISSUIMAL, C1 e C2 (CD) (Nova)</b>						<b>33.459,74</b>	<b>22.772,14</b>	<b>2.972,14</b>	<b>12.636,15</b>
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 18 km		2029	18,00	1,00	1.018,95	18.341,10	12.482,64	1.629,19	6.926,56
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Três Passos 2	2029	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	5.144,75	671,47	2.854,79
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Crissiumal	2029	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	5.144,75	671,47	2.854,79
<b>SE 230/69 kV GUARITA (Ampliação/Adequação)</b>						<b>25.407,72</b>	<b>20.169,47</b>	<b>2.256,90</b>	<b>12.790,18</b>
1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 83 MVA 3Φ		2025	2,00	1,00	12.703,86	25.407,72	20.169,47	2.256,90	12.790,18
<b>SE 230/69 kV SANTA ROSA (Ampliação/Adequação)</b>						<b>12.703,86</b>	<b>10.084,73</b>	<b>1.128,45</b>	<b>6.395,09</b>
1° TF 230/69 kV, 1 x 83 MVA 3Φ		2025	1,00	1,00	12.703,86	12.703,86	10.084,73	1.128,45	6.395,09

**12.2.4 Alternativa 4 – Sede Nova 230/69 kV**

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>392.846,62</b>	<b>301.460,32</b>	<b>34.895,56</b>	<b>186.217,11</b>
<b>SE 230/69 kV SEDE NOVA (Ampliação/Adequação)</b>						<b>107.833,04</b>	<b>85.601,34</b>	<b>9.578,53</b>	<b>54.282,88</b>
1° e 2° TF 230/69 kV, (6+1R) x 33,33 MVA 1Φ		2027	7,00	1,00	7.711,18	53.978,26	42.849,68	4.794,75	27.172,52
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2027	2,00	1,00	9.351,81	18.703,62	14.847,54	1.661,39	9.415,36
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2027	2,00	1,00	3.425,48	6.850,96	5.438,51	608,55	3.448,76
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2027	1,00	1,00	7.406,39	7.406,39	5.879,43	657,89	3.728,36
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2027	1,00	1,00	2.740,46	2.740,46	2.175,47	243,43	1.379,54
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			6,00						
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			11,00						
MIM - 230 kV		2027	1,00	1,00	3.228,13	3.228,13	2.562,59	286,75	1.625,03
MIM - 69 kV		2027	1,00	1,00	935,47	935,47	742,61	83,10	470,91
MIG (Terreno Rural)		2027	1,00	1,00	13.989,75	13.989,75	11.105,51	1.242,67	7.042,41
<b>SECC LT 230 kV GUARITA - SANTA ROSA, C1, NA SE SEDE NOVA (Nova)</b>						<b>47.751,05</b>	<b>37.906,32</b>	<b>4.241,60</b>	<b>24.037,76</b>
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 12,5 km		2027	12,5	1,00	1.994,80	24.935,00	19.794,21	2.214,91	12.552,22
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2027	2,00	1,00	10.331,98	20.663,96	16.403,72	1.835,53	10.402,19
MIM - 230 kV		2027	1,00	1,00	2.152,09	2.152,09	1.708,40	191,16	1.083,36
<b>SECC LT 69 kV CAMPO NOVO - BOA VISTA DO BURICÁ, C1 e C2 (CD), NA SE SEDE NOVA (Nova)</b>						<b>31.361,53</b>	<b>24.895,79</b>	<b>2.785,76</b>	<b>15.787,32</b>
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km		2027	7,00	1,00	1.096,24	7.673,68	6.091,61	681,63	3.862,91
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km		2027	7,00	1,00	1.096,24	7.673,68	6.091,61	681,63	3.862,91
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT		2027	4,00	1,00	3.691,72	14.766,88	11.722,43	1.311,70	7.433,61
MIM - 69 kV		2027	1,00	1,00	1.247,29	1.247,29	990,14	110,79	627,88
<b>SE 69 kV TRÊS PASSOS 2 (Nova)</b>						<b>10.573,28</b>	<b>8.393,41</b>	<b>939,20</b>	<b>5.322,56</b>
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2027	1,00	1,00	2.806,53	2.806,53	2.227,91	249,30	1.412,80
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			4,00						
MIM - 69 kV		2027	1,00	1,00	326,62	326,62	259,28	29,01	164,42
MIG (Terreno Rural)		2027	1,00	1,00	7.440,13	7.440,13	5.906,22	660,89	3.745,34
<b>SECC LT 69 kV MARCO BALDO - TRÊS PASSOS, C1 e C2 (CD), NA SE TRÊS PASSOS 2 (Nova)</b>						<b>9.374,48</b>	<b>7.441,76</b>	<b>832,71</b>	<b>4.719,09</b>
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 2 km		2027	2,00	1,00	907,58	1.815,16	1.440,93	161,24	913,75
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT		2027	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	6.000,83	671,47	3.805,34
<b>LT 69 kV TRÊS PASSOS 2 - CRISSIUMAL, C1 e C2 (CD) (Nova)</b>						<b>33.459,74</b>	<b>22.772,14</b>	<b>2.972,14</b>	<b>12.636,15</b>
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 18 km		2029	18,00	1,00	1.018,95	18.341,10	12.482,64	1.629,19	6.926,56
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Três Passos 2	2029	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	5.144,75	671,47	2.854,79
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Crissiumal	2029	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	5.144,75	671,47	2.854,79
<b>SE 69/23 kV CRISSIUMAL (Nova)</b>						<b>32.564,92</b>	<b>25.851,08</b>	<b>2.892,66</b>	<b>16.393,10</b>

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2027	1,00	1,00	2.806,53	2.806,53	2.227,91	249,30	1.412,80
IB (Interligação de Barras) 13,8 kV, Arranjo BPT		2027	1,00	1,00	2.307,11	2.307,11	1.831,46	204,93	1.161,39
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			2,00						
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			4,00						
1° e 2° TF 69/13,8 kV, 2 x 6,25 MVA 3Φ		2027	2,00	1,00	2.919,78	5.839,56	4.635,63	518,71	2.939,62
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2027	2,00	1,00	3.507,87	7.015,74	5.569,32	623,19	3.531,71
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2027	2,00	1,00	2.904,63	5.809,26	4.611,58	516,02	2.924,37
MIG (Terreno Rural)		2027	1,00	1,00	7.541,04	7.541,04	5.986,32	669,85	3.796,14
1° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 1,8 Mvar 3Φ		2027	1,00	1,00	1.245,68	1.245,68	988,86	110,65	627,07
<b>SECC LT 69 kV CRISSUIMAL - TRÊS PASSOS 2, C2, NA SE SEDE NOVA (Nova)</b>						<b>23.496,81</b>	<b>18.652,53</b>	<b>2.087,16</b>	<b>11.828,24</b>
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 15 km		2027	15,00	1,00	1.018,95	15.284,25	12.133,13	1.357,66	7.694,05
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT		2027	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	6.000,83	671,47	3.805,34
MIM - 69 kV		2027	1,00	1,00	653,24	653,24	518,56	58,03	328,84
<b>LT 69 kV BOA VISTA DO BURICÁ - HORIZONTALINA 2, C1 e C2 (CD) (Nova)</b>						<b>38.842,02</b>	<b>26.435,23</b>	<b>3.450,24</b>	<b>14.668,78</b>
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 22 km		2029	22,00	1,00	1.018,95	22.416,90	15.256,57	1.991,24	8.465,79
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Boa Vista do Buricá	2029	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	5.144,75	671,47	2.854,79
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Horizontalina 2	2029	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	5.144,75	671,47	2.854,79
MIM - 69 kV	Boa Vista do Buricá	2029	1,00	1,00	653,24	653,24	444,58	58,03	246,70
MIM - 69 kV	Horizontalina 2	2029	1,00	1,00	653,24	653,24	444,58	58,03	246,70
<b>SE 69 kV HORIZONTALINA 2 (Nova)</b>						<b>10.246,66</b>	<b>6.973,70</b>	<b>910,18</b>	<b>3.869,67</b>
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2029	1,00	1,00	2.806,53	2.806,53	1.910,08	249,30	1.059,89
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			4,00						
MIG (Terreno Rural)		2029	1,00	1,00	7.440,13	7.440,13	5.063,63	660,89	2.809,78
<b>SECC LT 69 kV SANTA ROSA 1 - HORIZONTALINA, C1, NA SE HORIZONTALINA 2 (Nova)</b>						<b>9.231,51</b>	<b>6.282,81</b>	<b>820,01</b>	<b>3.486,30</b>
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km		2029	1,00	1,00	1.018,95	1.018,95	693,48	90,51	384,81
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT		2029	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	5.144,75	671,47	2.854,79
MIM - 69 kV		2029	1,00	1,00	653,24	653,24	444,58	58,03	246,70
<b>SE 230/69 kV GUARITA (Ampliação/Adequação)</b>						<b>25.407,72</b>	<b>20.169,47</b>	<b>2.256,90</b>	<b>12.790,18</b>
1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 83 MVA 3Φ		2025	2,00	1,00	12.703,86	25.407,72	20.169,47	2.256,90	12.790,18
<b>SE 230/69 kV SANTA ROSA (Ampliação/Adequação)</b>						<b>12.703,86</b>	<b>10.084,73</b>	<b>1.128,45</b>	<b>6.395,09</b>
1° TF 230/69 kV, 1 x 83 MVA 3Φ		2025	1,00	1,00	12.703,86	12.703,86	10.084,73	1.128,45	6.395,09

**12.2.5 Alternativa 5 – Boa Vista do Buricá 230/69 kV**

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					<b>384.976,75</b>	<b>295.212,97</b>	<b>34.196,50</b>	<b>182.255,44</b>	
<b>SE 230/69 kV BOA VISTA DO BURICÁ 2 (Nova)</b>					<b>107.833,04</b>	<b>85.601,34</b>	<b>9.578,53</b>	<b>54.282,88</b>	
1° e 2° TF 230/69 kV, (6+1R) x 33,33 MVA 1Φ		2027	7,00	1,00	7.711,18	53.978,26	42.849,68	4.794,75	27.172,52
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2027	2,00	1,00	9.351,81	18.703,62	14.847,54	1.661,39	9.415,36
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2027	2,00	1,00	3.425,48	6.850,96	5.438,51	608,55	3.448,76
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2027	1,00	1,00	7.406,39	7.406,39	5.879,43	657,89	3.728,36
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2027	1,00	1,00	2.740,46	2.740,46	2.175,47	243,43	1.379,54
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			6,00						
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			11,00						
MIM - 230 kV		2027	1,00	1,00	3.228,13	3.228,13	2.562,59	286,75	1.625,03
MIM - 69 kV		2027	1,00	1,00	935,47	935,47	742,61	83,10	470,91
MIG (Terreno Rural)		2027	1,00	1,00	13.989,75	13.989,75	11.105,51	1.242,67	7.042,41
<b>SECC LT 230 kV GUARITA - SANTA ROSA, C1, NA SE BOA VISTA DO BURICÁ 2 (Nova)</b>					<b>41.766,65</b>	<b>33.155,71</b>	<b>3.710,02</b>	<b>21.025,23</b>	
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 9,5 km		2027	9,5	1,00	1.994,80	18.950,60	15.043,60	1.683,33	9.539,68
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2027	2,00	1,00	10.331,98	20.663,96	16.403,72	1.835,53	10.402,19
MIM - 230 kV		2027	1,00	1,00	2.152,09	2.152,09	1.708,40	191,16	1.083,36
<b>SECC LT 69 kV CAMPO NOVO - BOA VISTA DO BURICÁ, C1 e C2 (CD), NA SE BOA VISTA DO BURICÁ 2 (Nova)</b>					<b>18.206,65</b>	<b>14.453,03</b>	<b>1.617,25</b>	<b>9.165,18</b>	
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km		2027	1,00	1,00	1.096,24	1.096,24	870,23	97,38	551,84
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km		2027	1,00	1,00	1.096,24	1.096,24	870,23	97,38	551,84
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT		2027	4,00	1,00	3.691,72	14.766,88	11.722,43	1.311,70	7.433,61
MIM - 69 kV		2027	1,00	1,00	1.247,29	1.247,29	990,14	110,79	627,88
<b>SE 69 kV TRÊS PASSOS 2 (Nova)</b>					<b>10.573,28</b>	<b>8.393,41</b>	<b>939,20</b>	<b>5.322,56</b>	
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2027	1,00	1,00	2.806,53	2.806,53	2.227,91	249,30	1.412,80
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			4,00						
MIM - 69 kV		2027	1,00	1,00	326,62	326,62	259,28	29,01	164,42
MIG (Terreno Rural)		2027	1,00	1,00	7.440,13	7.440,13	5.906,22	660,89	3.745,34
<b>SECC LT 69 kV MARCO BALDO - TRÊS PASSOS, C1 e C2 (CD), NA SE TRÊS PASSOS 2 (Nova)</b>					<b>9.374,48</b>	<b>7.441,76</b>	<b>832,71</b>	<b>4.719,09</b>	
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 2 km		2027	2,00	1,00	907,58	1.815,16	1.440,93	161,24	913,75
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT		2027	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	6.000,83	671,47	3.805,34
<b>LT 69 kV TRÊS PASSOS 2 - CRISSIUMAL, C1 e C2 (CD) (Nova)</b>					<b>33.459,74</b>	<b>22.772,14</b>	<b>2.972,14</b>	<b>12.636,15</b>	
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 18 km		2029	18,00	1,00	1.018,95	18.341,10	12.482,64	1.629,19	6.926,56
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Três Passos 2	2029	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	5.144,75	671,47	2.854,79
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Crissiumal	2029	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	5.144,75	671,47	2.854,79
<b>SE 69/23 kV CRISSIUMAL (Nova)</b>					<b>32.564,92</b>	<b>25.851,08</b>	<b>2.892,66</b>	<b>16.393,10</b>	

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2027	1,00	1,00	2.806,53	2.806,53	2.227,91	249,30	1.412,80
IB (Interligação de Barras) 13,8 kV, Arranjo BPT		2027	1,00	1,00	2.307,11	2.307,11	1.831,46	204,93	1.161,39
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			2,00						
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			4,00						
1° e 2° TF 69/13,8 kV, 2 x 6,25 MVA 3Φ		2027	2,00	1,00	2.919,78	5.839,56	4.635,63	518,71	2.939,62
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2027	2,00	1,00	3.507,87	7.015,74	5.569,32	623,19	3.531,71
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2027	2,00	1,00	2.904,63	5.809,26	4.611,58	516,02	2.924,37
MIG (Terreno Rural)		2027	1,00	1,00	7.541,04	7.541,04	5.986,32	669,85	3.796,14
1° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 1,8 Mvar 3Φ		2027	1,00	1,00	1.245,68	1.245,68	988,86	110,65	627,07
<b>LT 69 kV CRISSIUMAL - BOA VISTA DO BURICÁ, C1 e C2 (CD) (Nova)</b>						<b>34.766,22</b>	<b>27.598,55</b>	<b>3.088,19</b>	<b>17.501,23</b>
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 18 km		2027	18,00	1,00	1.018,95	18.341,10	14.559,76	1.629,19	9.232,86
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Crissiumal	2027	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	6.000,83	671,47	3.805,34
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Boa Vista do Buricá	2027	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	6.000,83	671,47	3.805,34
MIM - 69 kV	Crissiumal	2027	1,00	1,00	653,24	653,24	518,56	58,03	328,84
MIM - 69 kV	Boa Vista do Buricá	2027	1,00	1,00	653,24	653,24	518,56	58,03	328,84
<b>LT 69 kV BOA VISTA DO BURICÁ - HORIZONTALINA 2, C1 e C2 (CD) (Nova)</b>						<b>38.842,02</b>	<b>26.435,23</b>	<b>3.450,24</b>	<b>14.668,78</b>
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 22 km		2029	22,00	1,00	1.018,95	22.416,90	15.256,57	1.991,24	8.465,79
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Boa Vista do Buricá	2029	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	5.144,75	671,47	2.854,79
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Horizontalina 2	2029	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	5.144,75	671,47	2.854,79
MIM - 69 kV	Boa Vista do Buricá	2029	1,00	1,00	653,24	653,24	444,58	58,03	246,70
MIM - 69 kV	Horizontalina 2	2029	1,00	1,00	653,24	653,24	444,58	58,03	246,70
<b>SE 69 kV HORIZONTALINA 2 (Nova)</b>						<b>10.246,66</b>	<b>6.973,70</b>	<b>910,18</b>	<b>3.869,67</b>
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2029	1,00	1,00	2.806,53	2.806,53	1.910,08	249,30	1.059,89
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			4,00						
MIG (Terreno Rural)		2029	1,00	1,00	7.440,13	7.440,13	5.063,63	660,89	2.809,78
<b>SECC LT 69 kV SANTA ROSA 1 - HORIZONTALINA, C1, NA SE HORIZONTALINA 2 (Nova)</b>						<b>9.231,51</b>	<b>6.282,81</b>	<b>820,01</b>	<b>3.486,30</b>
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km		2029	1,00	1,00	1.018,95	1.018,95	693,48	90,51	384,81
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT		2029	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	5.144,75	671,47	2.854,79
MIM - 69 kV		2029	1,00	1,00	653,24	653,24	444,58	58,03	246,70
<b>SE 230/69 kV GUARITA (Ampliação/Adequação)</b>						<b>25.407,72</b>	<b>20.169,47</b>	<b>2.256,90</b>	<b>12.790,18</b>
1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 83 MVA 3Φ		2025	2,00	1,00	12.703,86	25.407,72	20.169,47	2.256,90	12.790,18
<b>SE 230/69 kV SANTA ROSA (Ampliação/Adequação)</b>						<b>12.703,86</b>	<b>10.084,73</b>	<b>1.128,45</b>	<b>6.395,09</b>
1° TF 230/69 kV, 1 x 83 MVA 3Φ		2025	1,00	1,00	12.703,86	12.703,86	10.084,73	1.128,45	6.395,09

**12.3 Anexo 3 – Plano de Obras da Alternativa Vencedora – 5B**

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>724.214,15</b>	<b>560.596,96</b>	<b>64.330,08</b>	<b>348.681,27</b>
<b>SE 230/69 kV BOA VISTA DO BURICÁ 2 (Nova)</b>						<b>107.833,04</b>	<b>85.601,34</b>	<b>9.578,53</b>	<b>54.282,88</b>
1° e 2° TF 230/69 kV, (6+1R) x 33,33 MVA 1Φ		2027	7,00	1,00	7.711,18	53.978,26	42.849,68	4.794,75	27.172,52
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2027	2,00	1,00	9.351,81	18.703,62	14.847,54	1.661,39	9.415,36
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2027	2,00	1,00	3.425,48	6.850,96	5.438,51	608,55	3.448,76
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2027	1,00	1,00	7.406,39	7.406,39	5.879,43	657,89	3.728,36
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2027	1,00	1,00	2.740,46	2.740,46	2.175,47	243,43	1.379,54
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			6,00						
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			11,00						
MIM - 230 kV		2027	1,00	1,00	3.228,13	3.228,13	2.562,59	286,75	1.625,03
MIM - 69 kV		2027	1,00	1,00	935,47	935,47	742,61	83,10	470,91
MIG (Terreno Rural)		2027	1,00	1,00	13.989,75	13.989,75	11.105,51	1.242,67	7.042,41
<b>SECC LT 230 kV GUARITA - SANTA ROSA, C1, NA SE BOA VISTA DO BURICÁ 2 (Nova)</b>						<b>41.766,65</b>	<b>33.155,71</b>	<b>3.710,02</b>	<b>21.025,23</b>
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 9,5 km		2027	9,5	1,00	1.994,80	18.950,60	15.043,60	1.683,33	9.539,68
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2027	2,00	1,00	10.331,98	20.663,96	16.403,72	1.835,53	10.402,19
MIM - 230 kV		2027	1,00	1,00	2.152,09	2.152,09	1.708,40	191,16	1.083,36
<b>SECC LT 69 kV CAMPO NOVO - BOA VISTA DO BURICÁ, C1 e C2 (CD), NA SE BOA VISTA DO BURICÁ 2 (Nova)</b>						<b>18.206,65</b>	<b>14.453,03</b>	<b>1.617,25</b>	<b>9.165,18</b>
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km		2027	1,00	1,00	1.096,24	1.096,24	870,23	97,38	551,84
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km		2027	1,00	1,00	1.096,24	1.096,24	870,23	97,38	551,84
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT		2027	4,00	1,00	3.691,72	14.766,88	11.722,43	1.311,70	7.433,61
MIM - 69 kV		2027	1,00	1,00	1.247,29	1.247,29	990,14	110,79	627,88
<b>SE 69 kV TRÊS PASSOS 2 (Nova)</b>						<b>10.573,28</b>	<b>8.393,41</b>	<b>939,20</b>	<b>5.322,56</b>
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2027	1,00	1,00	2.806,53	2.806,53	2.227,91	249,30	1.412,80
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			4,00						
MIM - 69 kV		2027	1,00	1,00	326,62	326,62	259,28	29,01	164,42
MIG (Terreno Rural)		2027	1,00	1,00	7.440,13	7.440,13	5.906,22	660,89	3.745,34
<b>SECC LT 69 kV MARCO BALDO - TRÊS PASSOS, C1 e C2 (CD), NA SE TRÊS PASSOS 2 (Nova)</b>						<b>9.374,48</b>	<b>7.441,76</b>	<b>832,71</b>	<b>4.719,09</b>
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 2 km		2027	2,00	1,00	907,58	1.815,16	1.440,93	161,24	913,75
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT		2027	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	6.000,83	671,47	3.805,34
<b>LT 69 kV TRÊS PASSOS 2 - CRISSIUMAL, C1 e C2 (CD) (Nova)</b>						<b>33.459,74</b>	<b>22.772,14</b>	<b>2.972,14</b>	<b>12.636,15</b>
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 18 km		2029	18,00	1,00	1.018,95	18.341,10	12.482,64	1.629,19	6.926,56
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Três Passos 2	2029	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	5.144,75	671,47	2.854,79
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Crissiumal	2029	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	5.144,75	671,47	2.854,79
<b>SE 69/23 kV CRISSIUMAL (Nova)</b>						<b>32.564,92</b>	<b>25.851,08</b>	<b>2.892,66</b>	<b>16.393,10</b>

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2027	1,00	1,00	2.806,53	2.806,53	2.227,91	249,30	1.412,80
IB (Interligação de Barras) 13,8 kV, Arranjo BPT		2027	1,00	1,00	2.307,11	2.307,11	1.831,46	204,93	1.161,39
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			2,00						
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			4,00						
1° e 2° TF 69/13,8 kV, 2 x 6,25 MVA 3Φ		2027	2,00	1,00	2.919,78	5.839,56	4.635,63	518,71	2.939,62
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2027	2,00	1,00	3.507,87	7.015,74	5.569,32	623,19	3.531,71
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2027	2,00	1,00	2.904,63	5.809,26	4.611,58	516,02	2.924,37
MIG (Terreno Rural)		2027	1,00	1,00	7.541,04	7.541,04	5.986,32	669,85	3.796,14
1° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 1,8 Mvar 3Φ		2027	1,00	1,00	1.245,68	1.245,68	988,86	110,65	627,07
<b>LT 69 kV CRISSIUMAL - BOA VISTA DO BURICÁ, C1 e C2 (CD) (Nova)</b>						<b>34.766,22</b>	<b>27.598,55</b>	<b>3.088,19</b>	<b>17.501,23</b>
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 18 km		2027	18,00	1,00	1.018,95	18.341,10	14.559,76	1.629,19	9.232,86
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Crissiumal	2027	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	6.000,83	671,47	3.805,34
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Boa Vista do Buricá	2027	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	6.000,83	671,47	3.805,34
MIM - 69 kV	Crissiumal	2027	1,00	1,00	653,24	653,24	518,56	58,03	328,84
MIM - 69 kV	Boa Vista do Buricá	2027	1,00	1,00	653,24	653,24	518,56	58,03	328,84
<b>LT 69 kV BOA VISTA DO BURICÁ - HORIZONTALINA 2, C1 e C2 (CD) (Nova)</b>						<b>38.842,02</b>	<b>26.435,23</b>	<b>3.450,24</b>	<b>14.668,78</b>
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 22 km		2029	22,00	1,00	1.018,95	22.416,90	15.256,57	1.991,24	8.465,79
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Boa Vista do Buricá	2029	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	5.144,75	671,47	2.854,79
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Horizontalina 2	2029	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	5.144,75	671,47	2.854,79
MIM - 69 kV	Boa Vista do Buricá	2029	1,00	1,00	653,24	653,24	444,58	58,03	246,70
MIM - 69 kV	Horizontalina 2	2029	1,00	1,00	653,24	653,24	444,58	58,03	246,70
<b>SE 69 kV HORIZONTALINA 2 (Nova)</b>						<b>10.246,66</b>	<b>6.973,70</b>	<b>910,18</b>	<b>3.869,67</b>
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2029	1,00	1,00	2.806,53	2.806,53	1.910,08	249,30	1.059,89
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			4,00						
MIG (Terreno Rural)		2029	1,00	1,00	7.440,13	7.440,13	5.063,63	660,89	2.809,78
<b>SECC LT 69 kV SANTA ROSA 1 - HORIZONTALINA, C1, NA SE HORIZONTALINA 2 (Nova)</b>						<b>9.231,51</b>	<b>6.282,81</b>	<b>820,01</b>	<b>3.486,30</b>
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km		2029	1,00	1,00	1.018,95	1.018,95	693,48	90,51	384,81
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT		2029	2,00	1,00	3.779,66	7.559,32	5.144,75	671,47	2.854,79
MIM - 69 kV		2029	1,00	1,00	653,24	653,24	444,58	58,03	246,70
<b>SE 230/69 kV GUARITA (Ampliação/Adequação)</b>						<b>25.407,72</b>	<b>20.169,47</b>	<b>2.256,90</b>	<b>12.790,18</b>
1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 83 MVA 3Φ		2025	2,00	1,00	12.703,86	25.407,72	20.169,47	2.256,90	12.790,18
<b>SE 230/69 kV SANTA ROSA (Ampliação/Adequação)</b>						<b>12.703,86</b>	<b>10.084,73</b>	<b>1.128,45</b>	<b>6.395,09</b>
1° TF 230/69 kV, 1 x 83 MVA 3Φ		2025	1,00	1,00	12.703,86	12.703,86	10.084,73	1.128,45	6.395,09
<b>SECC LT 525 kV ITÁ - CAIXAS NORTE, C1, NA SE ERECHIM RB (Nova)</b>						<b>34.900,36</b>	<b>27.705,03</b>	<b>3.100,11</b>	<b>17.568,75</b>
Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km		2027	2,00	1,00	4.450,53	8.901,06	7.065,95	790,66	4.480,77
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM		2027	2,00	1,00	12.999,65	25.999,30	20.639,08	2.309,45	13.087,98

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
<b>SE 525/138 kV ERECHIM RB (Nova)</b>						<b>210.919,23</b>	<b>167.434,49</b>	<b>18.735,41</b>	<b>106.176,21</b>
1° e 2° ATF 525/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ		2027	7,00	1,00	9.554,42	66.880,94	53.092,25	5.940,86	33.667,70
CT (Conexão de Transformador) 525 kV, Arranjo DJM		2027	2,00	1,00	14.822,27	29.644,54	23.532,79	2.633,25	14.922,99
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2027	2,00	1,00	6.593,97	13.187,94	10.469,01	1.171,45	6.638,78
IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM		2027	2,00	1,00	14.229,35	28.458,70	22.591,43	2.527,91	14.326,04
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2027	1,00	1,00	5.370,80	5.370,80	4.263,51	477,07	2.703,65
MIM - 525 kV		2027	1,00	1,00	7.988,51	7.988,51	6.341,54	709,60	4.021,40
MIM - 138 kV		2027	1,00	1,00	2.074,67	2.074,67	1.646,94	184,29	1.044,38
MIG (Terreno Rural)		2027	1,00	1,00	23.101,39	23.101,39	18.338,63	2.052,04	11.629,18
1° Reator de Barra 525 kV, (3+1R) x 30 Mvar 1Φ		2027	4,00	1,00	5.646,34	22.585,36	17.928,99	2.006,20	11.369,41
CRB (Conexão de Reator de Barra) 525 kV, Arranjo DJM		2027	1,00	1,00	11.626,38	11.626,38	9.229,40	1.032,74	5.852,69
<b>SECC LT 138 kV ERECHIM 1 - ERECHIM 2, C1, NA SE ERECHIM RB (Nova)</b>						<b>16.758,09</b>	<b>13.303,11</b>	<b>1.488,58</b>	<b>8.435,98</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 2 km		2027	2,00	1,00	620,97	1.241,94	985,89	110,32	625,19
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2027	2,00	1,00	7.032,54	14.065,08	11.165,31	1.249,36	7.080,33
MIM - 138 kV		2027	1,00	1,00	1.451,07	1.451,07	1.151,91	128,89	730,47
<b>SECC LT 138 kV ERECHIM 2 - TAPEJARA, C1, NA SE ERECHIM RB (Nova)</b>						<b>16.758,09</b>	<b>13.303,11</b>	<b>1.488,58</b>	<b>8.435,98</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 2 km		2027	2,00	1,00	620,97	1.241,94	985,89	110,32	625,19
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2027	2,00	1,00	7.032,54	14.065,08	11.165,31	1.249,36	7.080,33
MIM - 138 kV		2027	1,00	1,00	1.451,07	1.451,07	1.151,91	128,89	730,47
<b>SE 230/138 kV VILA MARIA (Ampliação/Adequação)</b>						<b>34.557,42</b>	<b>23.519,20</b>	<b>3.069,65</b>	<b>13.050,69</b>
3° TF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ		2029	1,00	1,00	16.419,96	16.419,96	11.175,15	1.458,54	6.201,03
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,00	1,00	9.524,20	9.524,20	6.482,01	846,01	3.596,84
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2029	1,00	1,00	6.753,46	6.753,46	4.596,29	599,89	2.550,46
MIM - 230 kV		2029	1,00	1,00	1.134,26	1.134,26	771,96	100,75	428,36
MIM - 138 kV		2029	1,00	1,00	725,54	725,54	493,79	64,45	274,00
<b>SE 138/69/13,8 kV SANTA MARIA 1 (Ampliação/Adequação)</b>						<b>25.344,21</b>	<b>20.119,05</b>	<b>2.251,26</b>	<b>12.758,21</b>
1° TF 138/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ		2025	1,00	1,00	8.484,04	8.484,04	6.734,90	753,62	4.270,84
1° TF 138/13,8 kV, 1 x 25 MVA 3Φ		2025	1,00	1,00	6.332,76	6.332,76	5.027,15	562,52	3.187,90
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2025	1,00	1,00	6.753,46	6.753,46	5.361,11	599,89	3.399,67
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS		2025	1,00	1,00	2.721,79	2.721,79	2.160,64	241,77	1.370,14
MIM - 138 kV		2025	1,00	1,00	725,54	725,54	575,96	64,45	365,24
MIM - 13,8 kV		2025	1,00	1,00	326,62	326,62	259,28	29,01	164,42

## 12.4 Anexo 4 – Fichas de Consulta de Viabilidade

### 12.4.1 SE Guarita



GAB/DT – 048/2020

Porto Alegre, 20 de maio de 2020.

Ilmo. Sr.  
**José Marcos Bressane**  
Superintendente de Transmissão de Energia  
Empresa de Pesquisa Energética – EPE  
Av. Rio Branco, 1 - 11º Andar  
20.090-003, Rio de Janeiro-RJ

**Referência:** Ofício nº 00217/2020/DEE/EPE, de 30 de março de 2020

**Assunto:** Consulta sobre a viabilidade de expansão nas SEs Santa Rosa 1 e Guarita, envolvidas no Estudo de Atendimento à Região Norte e Oeste do RS.

Prezado Senhor,

Ao cumprimentá-lo cordialmente, em atendimento à solicitação constante no Ofício nº 00217/2020/DEE/EPE, informamos que há viabilidade de instalação de 2 Módulo de Entrada de Linha 69 kV na SE Santa Rosa 1, entretanto, dos 2 Módulos de Entrada de Linha 69 kV consultados na SE Guarita, há viabilidade para apenas 1 módulo.

Sendo o que se tinha para o momento, coloco a Assessoria de Planejamento e Gestão da Diretoria de Transmissão à disposição para quaisquer esclarecimentos ou informações complementares.

Atenciosamente.

  
Marco da Camino Ancona Lopez Soligo  
Diretor de Transmissão

Anexos:

Formulário da SE Santa Rosa 1 preenchido e assinado

Formulário da SE Guarita preenchido e assinado

Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT  
Diretoria de Transmissão  
Av. Joaquim Porto Villanova, 201 Prédio A1, Módulo 2 - Sala 640  
Bairro Jardim Carvalho – Porto Alegre – RS – Brasil – CEP 91.410-400  
Fone (51) 3382 2798



 Empresa de Pesquisa Energética	<b>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</b>
---	--

Data: 30/03/2020
Revisão:
Página: 2 - 4

**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

EL    Quantidade: 1    Tensão (kV): 69    Arranjo: BS

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    \_\_\_\_\_

*F*    *82*

 <p>Empresa de Pesquisa Energética</p>	<p><b>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</b></p>
---	---

Data: 30/03/2020
Revisão:
Página: 3 - 4

**INFORMAÇÕES ADICIONAIS**

**5. Observações da EPE**

**6. Observações da CEEE-GT**

Há viabilidade física para apenas 1 EL 69 KV nesta subestação. Para a instalação deste módulo será necessária a construção de pórticos de 69kV, correções de interferências de bases com áreas pavimentadas e trabalho abaixo de barramento de 69kV energizado.

30 de março de 2020  
Data da Solicitação



José Marcos Bressane  
Superintendente de Transmissão de Energia  
STE/DEE/EPE

20 de maio de 2020  
Data da Entrega do Formulário

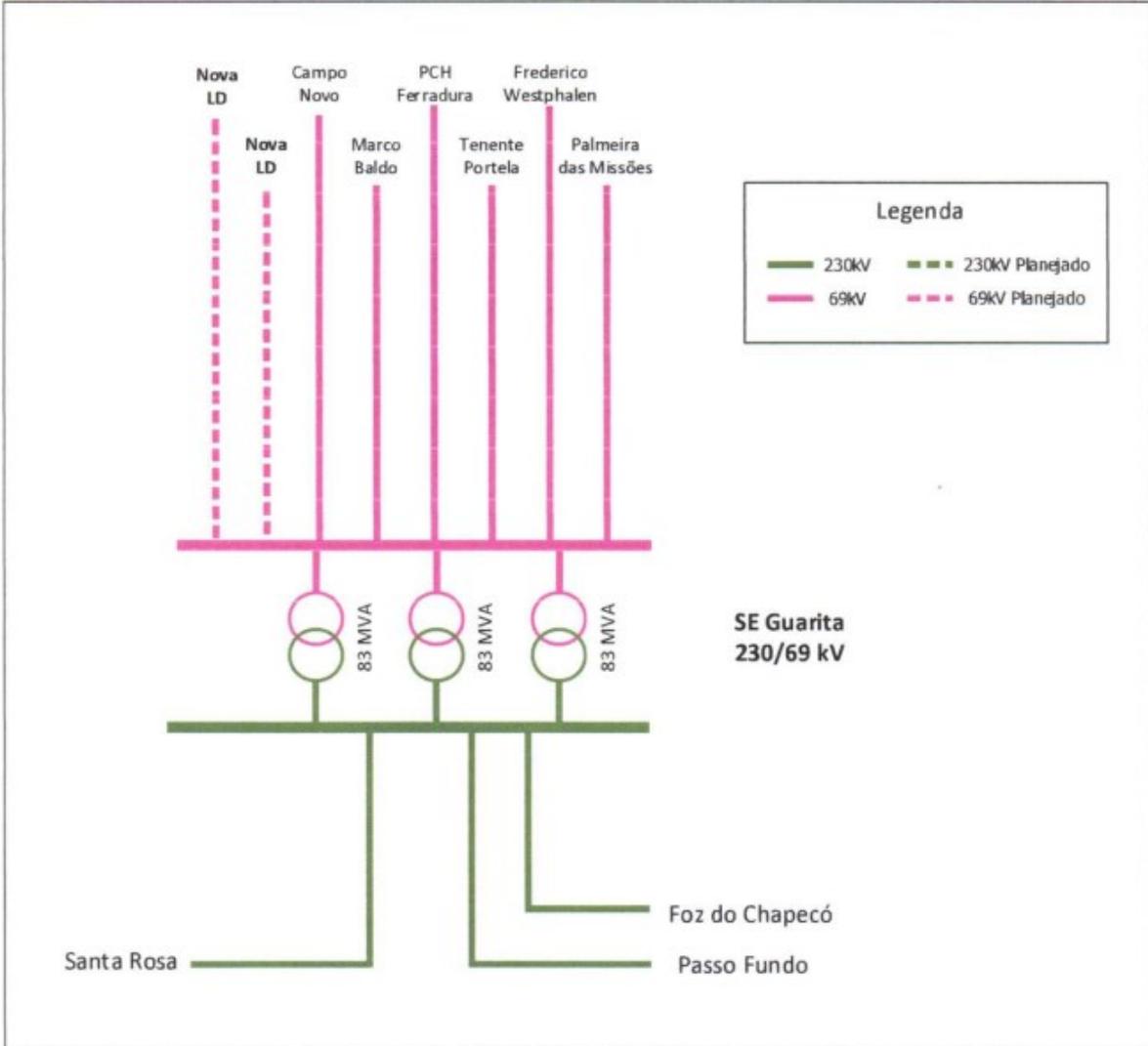


Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas  
Nome: Marcos Keizo Morikami  
Cargo: Chefe da Equipe de Planejamento Sistemico  
Assessoria de Planejamento e Gestão

**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**

Data: 30/03/2020  
 Revisão:  
 Página: 4 - 4

**ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA**



*K* *JD*

**12.4.2SE Santa Rosa**

GAB/DT – 048/2020

Porto Alegre, 20 de maio de 2020.

Ilmo. Sr.  
**José Marcos Bressane**  
Superintendente de Transmissão de Energia  
Empresa de Pesquisa Energética – EPE  
Av. Rio Branco, 1 - 11º Andar  
20.090-003, Rio de Janeiro-RJ

**Referência:** Ofício nº 00217/2020/DEE/EPE, de 30 de março de 2020

**Assunto:** Consulta sobre a viabilidade de expansão nas SEs Santa Rosa 1 e Guarita, envolvidas no Estudo de Atendimento à Região Norte e Oeste do RS.

Prezado Senhor,

Ao cumprimentá-lo cordialmente, em atendimento à solicitação constante no Ofício nº 00217/2020/DEE/EPE, informamos que há viabilidade de instalação de 2 Módulos de Entrada de Linha 69 kV na SE Santa Rosa 1, entretanto, dos 2 Módulos de Entrada de Linha 69 kV consultados na SE Guarita, há viabilidade para apenas 1 módulo.

Sendo o que se tinha para o momento, coloco a Assessoria de Planejamento e Gestão da Diretoria de Transmissão à disposição para quaisquer esclarecimentos ou informações complementares.

Atenciosamente.

  
Marco da Camino Ancona Lopez Soligo  
Diretor de Transmissão

Anexos:

Formulário da SE Santa Rosa 1 preenchido e assinado

Formulário da SE Guarita preenchido e assinado

Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT  
Diretoria de Transmissão  
Av. Joaquim Porto Villanova, 201 Prédio A1, Módulo 2 - Sala 640  
Bairro Jardim Carvalho – Porto Alegre – RS – Brasil – CEP 91.410-400  
Fone (51) 3382 2798

Página 1 de 1

 Empresa de Pesquisa Energética	<b>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</b>
	Data: 30/03/2020
	Revisão:

Data: 30/03/2020
Revisão:
Página: 1 - 4

**INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)**

**ESTUDO:** Atendimento às Regiões Norte e Oeste do Rio Grande do Sul

**ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO**

**Subestação:** Santa Rosa      **Concessionária Proprietária:** CEEE-GT

1. Módulos de Manobra

<input checked="" type="checkbox"/>	EL	Quantidade: 2	Tensão (kV): 69	Arranjo: BS
-------------------------------------	----	---------------	-----------------	-------------

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). **ARRANJO:** Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BD4), ANEL (AN), Disjuntor e Meio (DJM).



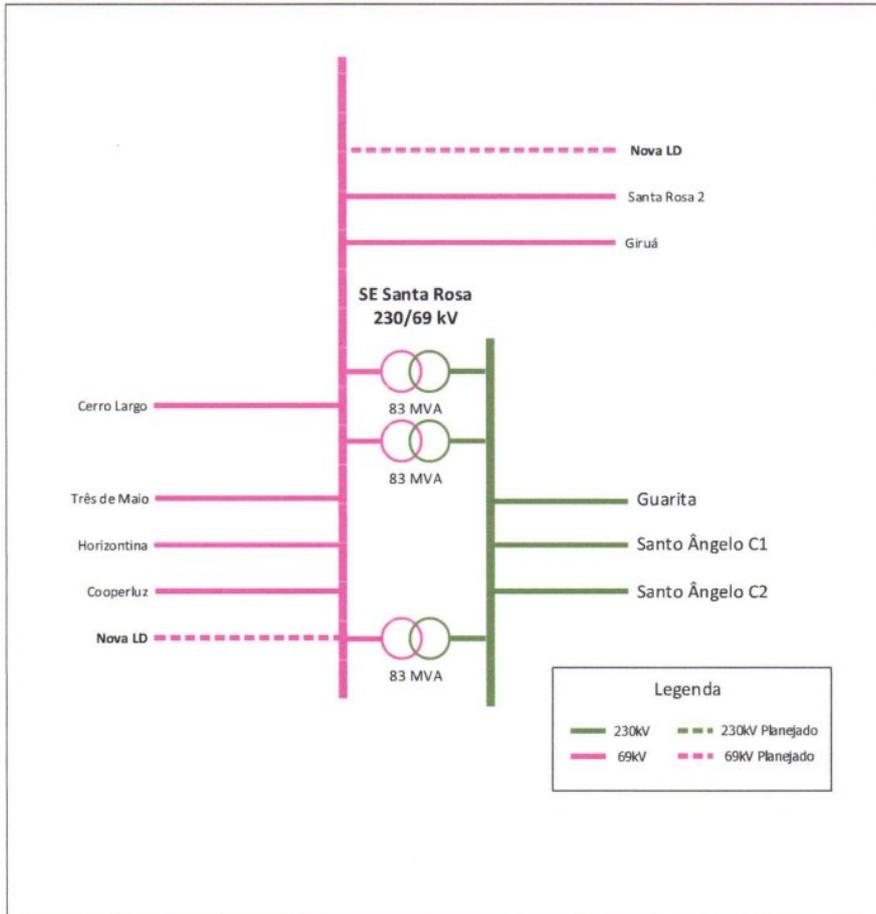




**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**

Data: 30/03/2020
Revisão:
Página: 4 - 4

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA



*Handwritten initials: K and J*

### 12.4.3 SE Passo Fundo



Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil  
- Eletrobras CGT Eletrosul

Rua Deputado Antônio Edu Vieira 999-CP 5091-Pantanal  
CEP:88040-901-FLORIANÓPOLIS-SC

**CE AEE-0004/2020**

Florianópolis, 16 de abril de 2020

Ao Senhor  
José Marcos Bressane  
Superintendente de Transmissão de Energia  
Empresa de Pesquisa Energética - EPE  
Av. Rio Branco, nº 1, 11º andar - Centro  
20090-003 - Rio de Janeiro (RJ)

Ref.: Ofícios nº 0215 e 0216/2020/DEE/EPE - Consulta sobre a viabilidade de expansão nas subestações Passo Fundo e Campos Novos

Prezado Senhor,

Em atenção aos Ofícios em epígrafe, segue anexo formulários preenchidos com a viabilidade de expansão das subestações Passo Fundo e Campos Novos.

2. No caso da SE Passo Fundo, a equipe técnica da CGT Eletrosul entende que não há viabilidade para implantação de novos módulos de manobra de linhas.

3. Sendo o que se apresenta para o momento, colocamo-nos à disposição para esclarecimentos adicionais que se façam necessários.

Atenciosamente,



Luis Ricardo Zenker  
Gerente da Assessoria de Estruturação de Projetos de Engenharia

cc. ASP/AD/Área: ADE, ASE, DEEC, DES  
cc. Empresa Externa:  
cc. Empregado(s): Doris Kühlkamp de Barros  
cc. Outros Usuários:  
cc. Grupo: Empregados AEE

Anexos:



Formulário de Consulta - Expansão da SE Passo Fundo-Preenchida.pdf

 <p>Empresa de Pesquisa Energética</p>	<p><b>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</b></p>
---	---

Data: 30/03/2020
Revisão:
Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

**ESTUDO:** Atendimento às Regiões Norte e Oeste do Rio Grande do Sul

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

**Subestação:** Passo Fundo **Concessionária Proprietária:** ELETROSUL

1. Módulos de Manobra

■	EL	Quantidade: 1	Tensão (kV): 230	Arranjo: BD4
■	EL	Quantidade: 1	Tensão (kV): 138	Arranjo: BPT

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). **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: 30/03/2020
Revisão:
Página: 3 - 4

**INFORMAÇÕES ADICIONAIS**

**5. Observações da EPE**

**6. Observações da ELETROSUL**

Como pode-se perceber na figura anexa, o terreno da ELETROSUL não comporta ampliação dos pátios da subestação (linha em azul representa o limite da área de propriedade da ELETROSUL). Pelas características do terreno no entorno da subestação, a aquisição de terreno para a ampliação da plataforma não se configura numa solução viável, uma vez que demandaria uma estrutura muito pesada, considerando os desníveis do terreno. Dessa forma, a ELETROSUL informa não ser viável a instalação de vãos de entrada de linha na SE Passo Fundo.

30 de março de 2020  
Data da Solicitação



José Marcos Bressane  
Superintendente de Transmissão de Energia  
STE/DEE/EPE

Florianópolis, 13 de abril de 2020  
Data da Entrega do Formulário



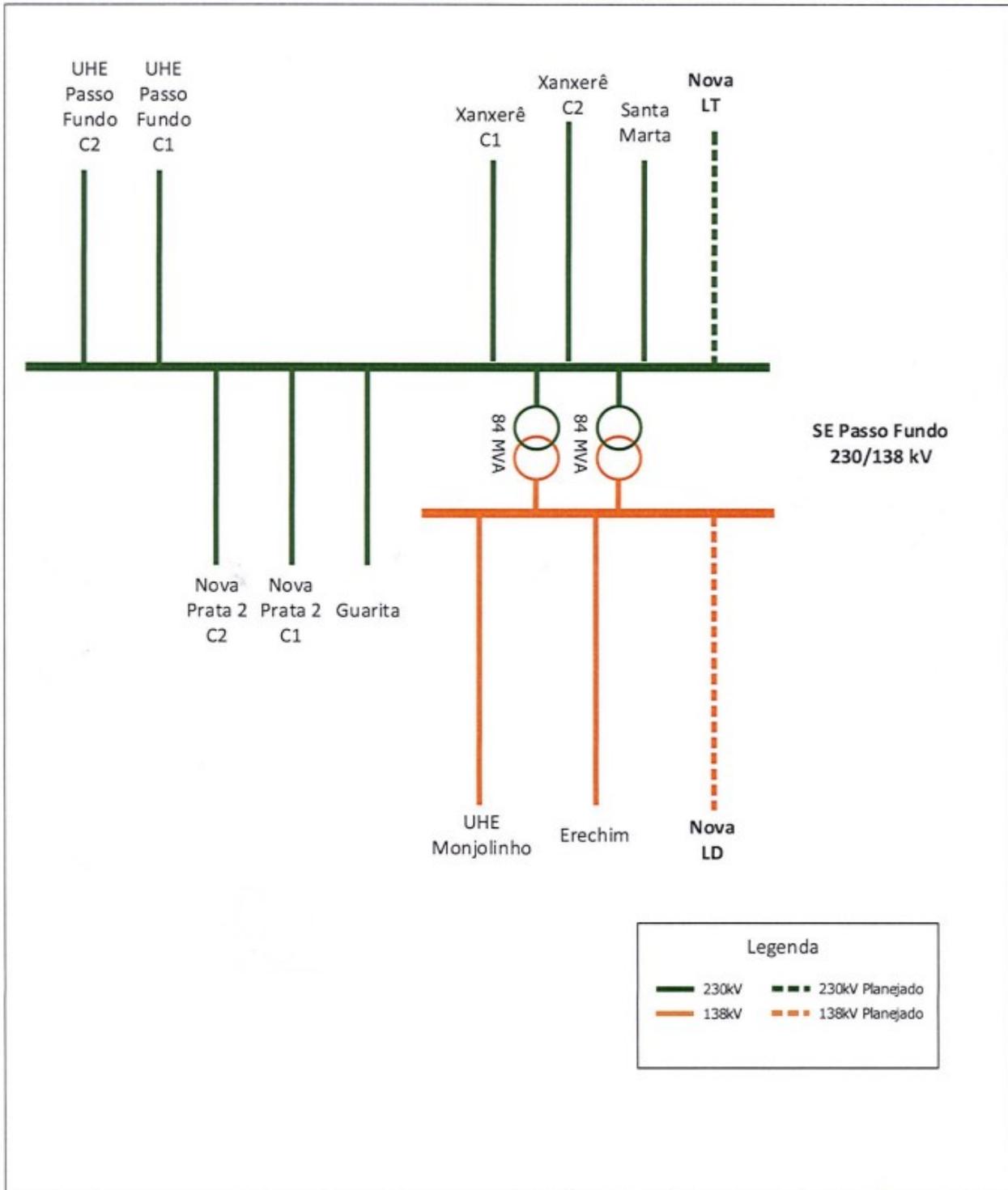
Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas  
Nome: Dóris Kühlkamp de Barros  
Cargo: Engenheira de projetos

*Adilson Souza da Silva*  
Gerente do Departamento de Engenharia do Sistema - DES

**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**

Data: 30/03/2020
Revisão:
Página: 4 - 4

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA



**SE PASSO FUNDO**

**Legenda**

- LIMITE ÁREA ELETROSUL
- SE PASSO FUNDO



## 12.4.4 SE Campos Novos



Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil  
- Eletrobras CGT Eletrosul

Rua Deputado Antônio Edu Vieira 999-CP 5091-Pantanal  
CEP:88040-901-FLORIANÓPOLIS-SC

**CE AEE-0004/2020**

Florianópolis, 16 de abril de 2020

Ao Senhor  
José Marcos Bressane  
Superintendente de Transmissão de Energia  
Empresa de Pesquisa Energética - EPE  
Av. Rio Branco, nº 1, 11º andar - Centro  
20090-003 - Rio de Janeiro (RJ)

Ref.: Ofícios nº 0215 e 0216/2020/DEE/EPE - Consulta sobre a viabilidade de expansão nas subestações Passo Fundo e Campos Novos

Prezado Senhor,

Em atenção aos Ofícios em epígrafe, segue anexo formulários preenchidos com a viabilidade de expansão das subestações Passo Fundo e Campos Novos.

2. No caso da SE Passo Fundo, a equipe técnica da CGT Eletrosul entende que não há viabilidade para implantação de novos módulos de manobra de linhas.

3. Sendo o que se apresenta para o momento, colocamo-nos à disposição para esclarecimentos adicionais que se façam necessários.

Atenciosamente,



Luis Ricardo Zenker  
Gerente da Assessoria de Estruturação de Projetos de Engenharia

cc. ASP/AD/Área: ADE, ASE, DEEC, DES  
cc. Empresa Externa:  
cc. Empregado(s): Doris Kühlkamp de Barros  
cc. Outros Usuários:  
cc. Grupo: Empregados AEE

Anexos:



Formulário de Consulta - Expansão da SE Passo Fundo-Preenchida.pdf

 <p>Empresa de Pesquisa Energética</p>	<p><b>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</b></p>
---	---

Data: 30/03/2020
Revisão:
Página: 1 - 4

**INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)**

**ESTUDO:** Atendimento às Regiões Norte e Oeste do Rio Grande do Sul

**ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO**

**Subestação:** Campos Novos                      **Concessionária Proprietária:** ELETROSUL

1. Módulos de Manobra

<input type="checkbox"/>	EL	Quantidade: 1	Tensão (kV): 230	Arranjo: BD4
<input type="checkbox"/>	EL	Quantidade: 1	Tensão (kV): 138	Arranjo: BPT

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). **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: 30/03/2020
Revisão:
Página: 3 - 4

**INFORMAÇÕES ADICIONAIS**

**5. Observações da EPE**

**6. Observações da ELETROSUL**

**OBSERVAÇÕES IMPORTANTES:**

- 1 - No pátio de 230 kV, a subestação possui condições para instalação de mais um vão de entrada de linha, no sentido leste, em área já terraplenada, pórticos existentes e barramento principal existente.
- 2 - No pátio de 138 kV, a subestação possui espaço para instalação de mais um vão de entrada de linha, no sentido sul, em área terraplenada, com a necessidade de instalação de pórticos e ampliação dos barramentos intermediários do pátio.
- 3 - Para confirmação das condições para as entradas de linhas, na SE indicada neste documento, será necessário um levantamento em campo para avaliação das restrições ambientais, patrimoniais e interferências outras não contempladas nas documentações/desenhos existentes.

30 de março de 2020  
Data da Solicitação



José Marcos Bressane  
Superintendente de Transmissão de Energia  
STE/DEE/EPE

Florianópolis, 09 de abril de 2020  
Data da Entrega do Formulário



Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas  
Nome: Dóris Kühlkamp de Barros  
Cargo: Engenheira de Projetos

*Adilson Souza da Silva*  
Gerente do Departamento de Engenharia do Sistema - DES

**12.4.5SE Lagoa Vermelha 2**

Rio de Janeiro, 28 de abril de 2020

TAESA 082/2020

À

**EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA**

Avenida Rio Branco, nº 1 – 11º Andar

Centro – Rio de Janeiro/RJ

CEP: 20090-003 – Rio de Janeiro – RJ

A/C Senhor:

**José Marcos Bressane**

Superintendente de Transmissão de Energia Elétrica

**Assunto:** Resposta à consulta sobre a viabilidade de expansão da Subestação Lagoa Vermelha 2.**Referência:** Ofício nº 0291/2020/DEEE/EPE

Prezado Senhor,

Acerca das informações solicitadas na carta referência, encaminhamos em anexo o formulário ora encaminhado, agora preenchido.

Renovando nossos votos de estima e consideração, colocamo-nos à disposição para eventuais esclarecimentos que se fizerem necessário.

Atenciosamente,

**Jose Aloise Ragone Filho**

Diretor de Desenvolvimento de Novos Negócios

Taesa - Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A.  
Praça XV de Novembro, 20 6º andar - Centro - Rio de Janeiro-RJ - 20010-010  
tel + 55 (21) 2212 6000 - fax + 55 (21) 2212 6040 - www.taesa.com.br

 <p>Departamento de Resposta Emergencial</p>	<p><b>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</b></p>
---	---

Data: 30/03/2020
Revisão:
Página: 1 - 4

**INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)**

**ESTUDO:** Atendimento às Regiões Norte e Oeste do Rio Grande do Sul

**ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO**

**Subestação:** Lagoa Vermelha 2                      **Concessionária Proprietária:** ETAU

1. Módulos de Manobra

<input type="checkbox"/>	EL	Quantidade: 1	Tensão (kV): 230	Arranjo: BD4
<input type="checkbox"/>	EL	Quantidade: 1	Tensão (kV): 138	Arranjo: BPT
<input type="checkbox"/>	CT	Quantidade: 1	Tensão (kV): 230	Arranjo: BD4
<input type="checkbox"/>	CT	Quantidade: 1	Tensão (kV): 138	Arranjo: BPT

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). **ARRANJO:** Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BD4), ANEL (AN), Disjuntor e Meio (DJM).



 <small>Empresa de Pesquisa Energética</small>	<b>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</b>
--	--

Data: 30/03/2020
Revisão:
Página: 2 - 4

**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

- |                                     |    |                      |                         |                     |
|-------------------------------------|----|----------------------|-------------------------|---------------------|
| <input checked="" type="checkbox"/> | EL | Quantidade: <u>1</u> | Tensão (kV): <u>138</u> | Arranjo: <u>BPT</u> |
| <input checked="" type="checkbox"/> | EL | Quantidade: <u>3</u> | Tensão (kV): <u>230</u> | Arranjo: <u>BD4</u> |
| <input checked="" type="checkbox"/> | CT | Quantidade: <u>1</u> | Tensão (kV): <u>138</u> | Arranjo: <u>BPT</u> |
| <input checked="" type="checkbox"/> | CT | Quantidade: <u>1</u> | Tensão (kV): <u>230</u> | Arranjo: <u>BD4</u> |

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 \_\_\_\_\_



 <p>Empresa de Pesquisa Energética</p>	<p><b>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</b></p>
---	---

<p>Data: 30/03/2020</p>
<p>Revisão:</p>
<p>Página: 3 - 4</p>

**INFORMAÇÕES ADICIONAIS**

5. Observações da EPE

6. Observações da ETAU

---

---

---

---

---

---

---

---

30 de março de 2020  
Data da Solicitação

\_\_\_\_\_  
Data da Entrega do Formulário



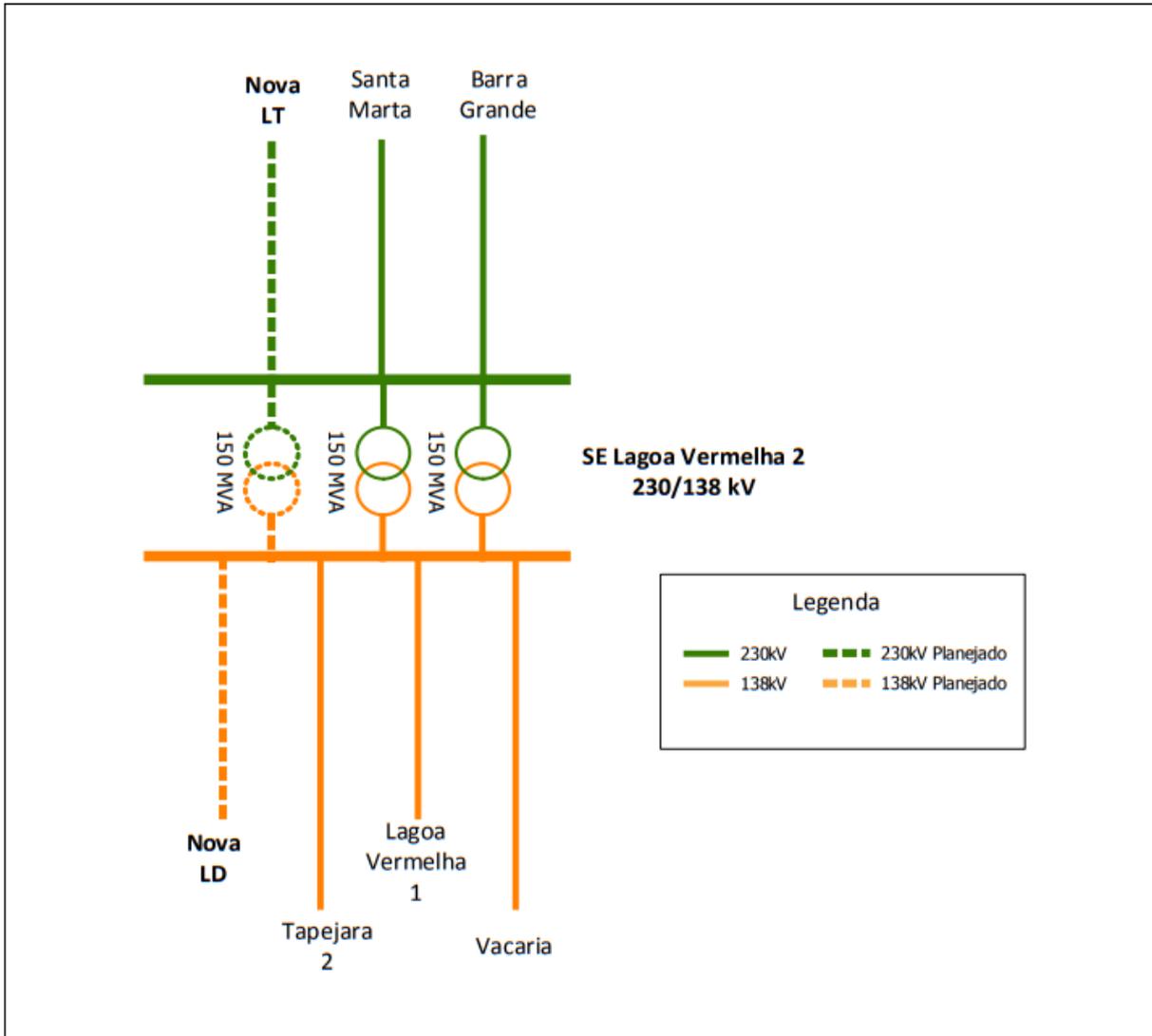
**José Marcos Bressane**  
Superintendente de Transmissão de Energia  
STE/DEE/EPE

**Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas**  
Nome:  
Cargo:

**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**

Data: 30/03/2020
Revisão:
Página: 4 - 4

**ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA**



**12.4.6SE Itá****CARTA nº 055/2020/GC**

Campinas, 27 de abril de 2020.

Ilustríssimo Senhor  
**José Marcos Bressane**  
Superintendência de Transmissão de Energia Elétrica  
Empresa de Pesquisa Energética – EPE  
Rio de Janeiro – RJ

**Assunto:** Consulta sobre a viabilidade de expansão da subestação Itá 230 kV

**Ref.:** Ofício n. 0218/2020/DEE/EPE

Prezado Senhor,

A **CPFL TRANSMISSÃO DE ENERGIA SUL I LTDA. ("CPFL SUL I")**, inscrita no Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica do Ministério da Fazenda, CNPJ/MF, sob o nº 33.062.635/0001-72, titular do Contrato de Concessão nº 05/2019, em atendimento ao solicitado no ofício supracitado e conforme suas diretrizes, apresenta os formulários em Anexo.

Permanecemos à disposição para os esclarecimentos complementares que se fizerem necessários por meio do contato do Sr. Sidnei Leopoldo da Silva, e-mail: [sidneils@cpfl.com.br](mailto:sidneils@cpfl.com.br); telefone: (19) 3756 8585.

Atenciosamente,



**Mayara Angolini Groppo**  
Gerente de Regulação e Comercialização da Geração



**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**

Data: 30/03/2020

Revisão:

Página: 1 - 4

**INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)**

**ESTUDO:** Atendimento às Regiões Norte e Oeste do Rio Grande do Sul

**ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO**

**Subestação:** Itá **Concessionária Proprietária:** CPFL

1. Módulos de Manobra

■ EL Quantidade: 2 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4

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). **ARRANJO:** Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BD4), ANEL (AN), Disjuntor e Meio (DJM).



 <p>Empresa de Pesquisa Energética</p>	<p><b>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</b></p>
---	---

<p>Data: 30/03/2020</p>
<p>Revisão:</p>
<p>Página: 2 - 4</p>

**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

EL      Quantidade: 02      Tensão (kV): 230 kV      Arranjo: BD4

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      \_\_\_\_\_



	<p><b>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</b></p>
---	---

Data: 30/03/2020
Revisão:
Página: 3 - 4

**INFORMAÇÕES ADICIONAIS**

**5. Observações da EPE**

**6. Observações da CPFL**

Estas informações são baseadas no projeto básico, que encontra-se em análise do ONS.

Vide anexo "YTA-YTA-500-01-PB-EL-DI-DU-0001" - Diagrama Unifilar Simplicado do Setor 230kV

30 de março de 2020  
Data da Solicitação

\_\_\_\_\_  
Data da Entrega do Formulário



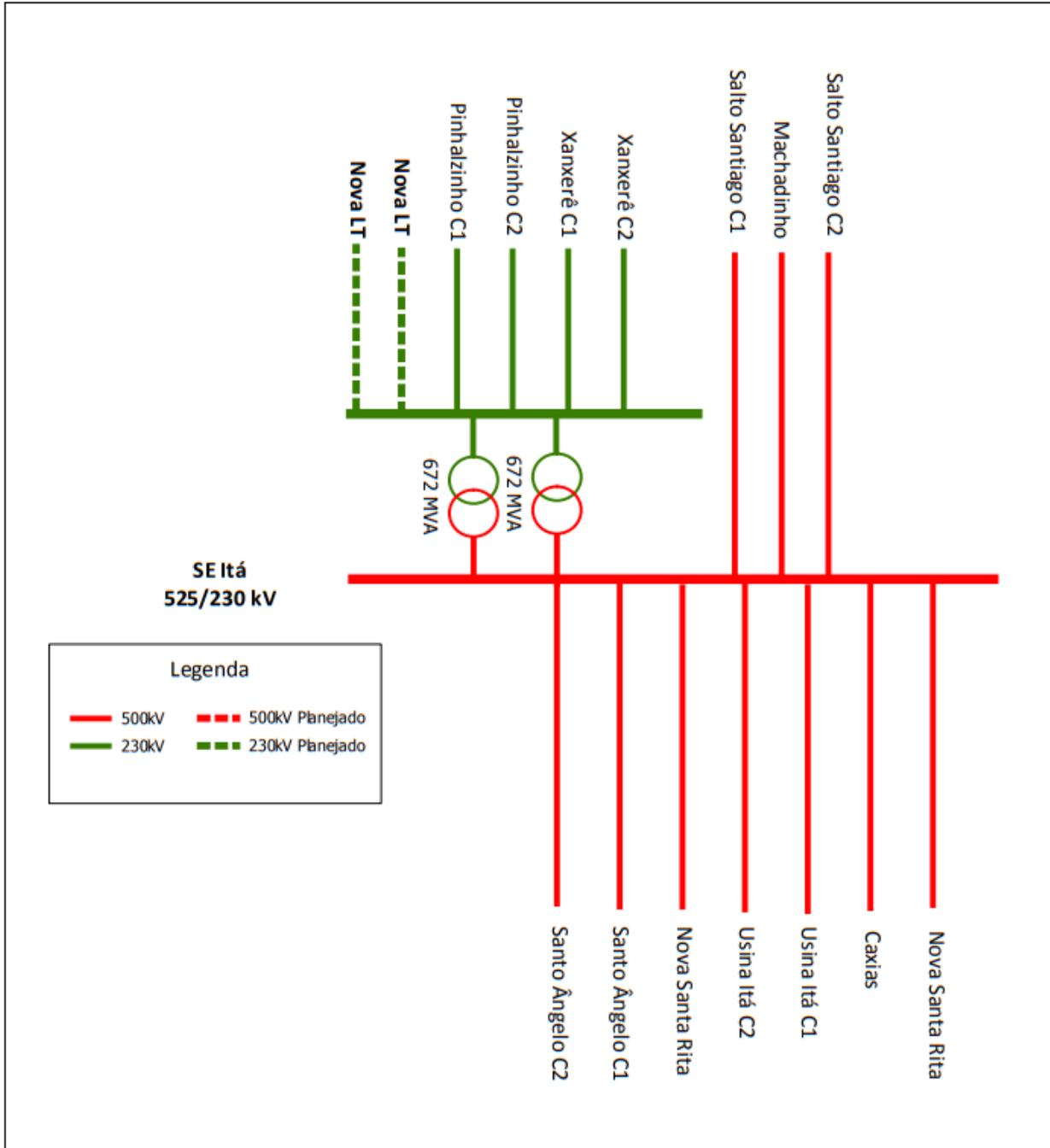
**José Marcos Bressane**  
Superintendente de Transmissão de Energia  
STE/DEE/EPE

**Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas**  
Nome:  
Cargo:

**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**

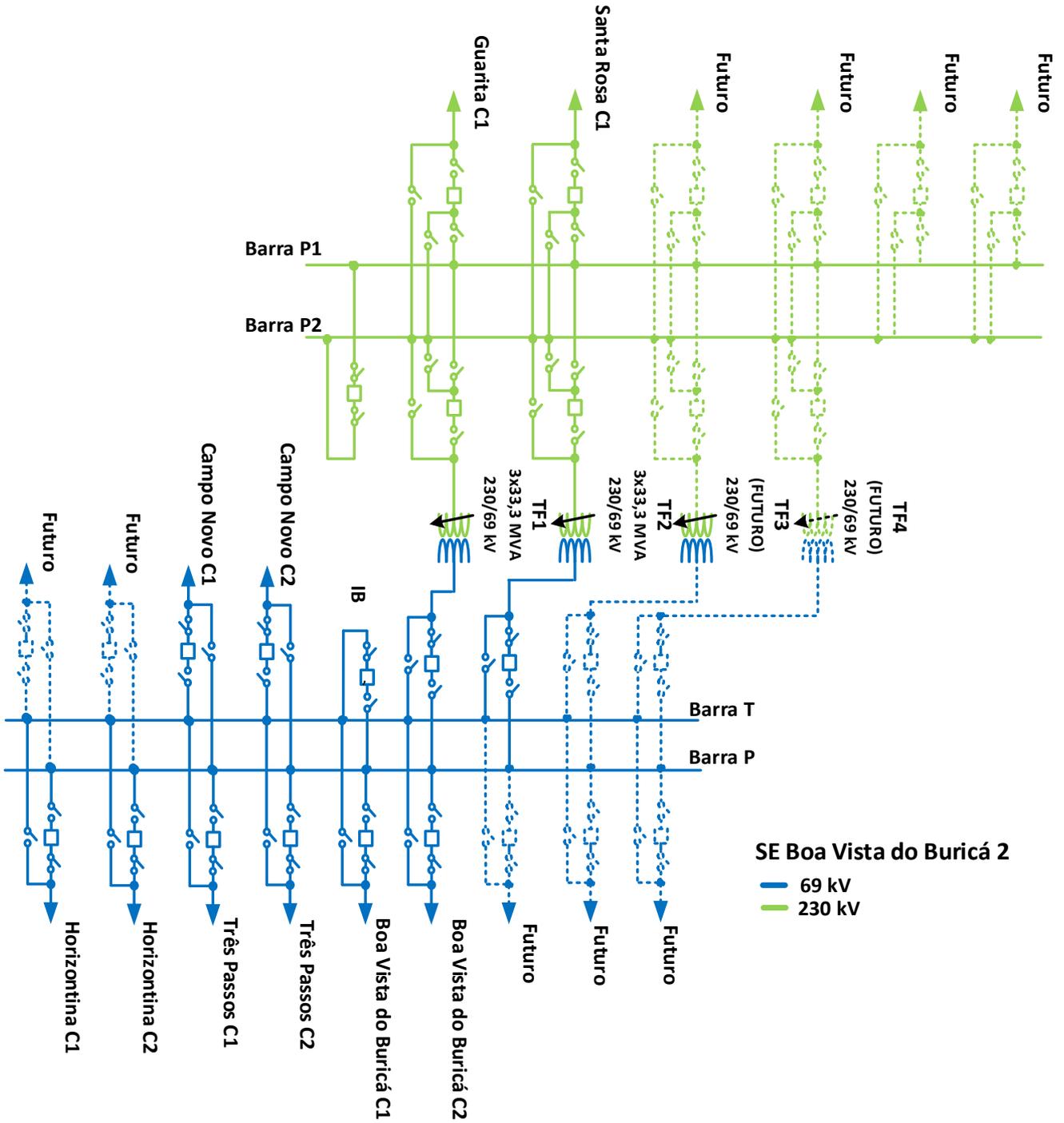
Data: 30/03/2020
Revisão:
Página: 4 - 4

**ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA**

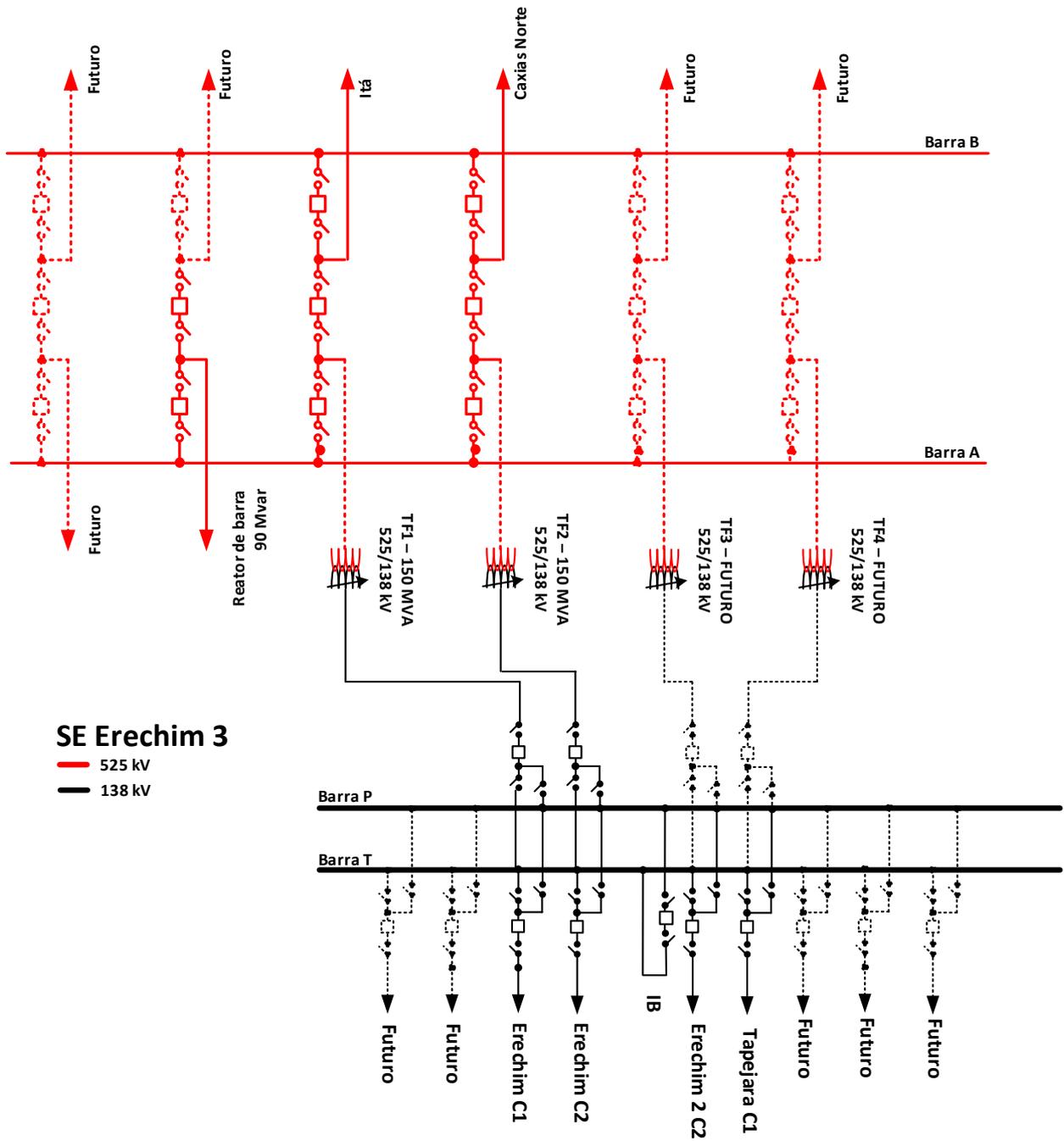


## 12.5 Anexo 5 – Diagramas Unifilares das Subestações Recomendadas

### 12.5.1 Boa Vista do Buricá 2 230/69 kV



### 12.5.2 Erechim 525/138 kV



## 12.6 Fichas PET/PELP

### INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

#### Sistema Interligado da Região SUL

<b>Empreendimento:</b>	UF: <b>RS</b>
<b>SE 230/69 kV GUARITA (Ampliação/Adequação)</b>	DATA DE NECESSIDADE: <b>Jan/2025</b>
	PRAZO DE EXECUÇÃO: <b>36 meses</b>

**Justificativa:**

Substituição por final de vida útil

**Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)**

1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 83 MVA 3Φ	25.407,72
-------------------------------------	-----------

**Total de Investimentos Previstos:** **25.407,72**

**Situação atual:**

**Observações:**

**Documentos de referência:**

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2023.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

**Sistema Interligado da Região SUL**

<b>Empreendimento:</b>	UF: <b>RS</b>
<b>SE 230/69 kV SANTA ROSA (Ampliação/Adequação)</b>	DATA DE NECESSIDADE: <b>Jan/2025</b>
	PRAZO DE EXECUÇÃO: <b>36 meses</b>

**Justificativa:**

Substituição por final de vida útil

**Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)**

1° TF 230/69 kV, 1 x 83 MVA 3Φ	12.703,86
--------------------------------	-----------

**Total de Investimentos Previstos:** **12.703,86**

**Situação atual:**

**Observações:**

**Documentos de referência:**

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2023.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

**Sistema Interligado da Região SUL**

<b>Empreendimento:</b>  <b>SE 138/69/13,8 kV SANTA MARIA 1 (Ampliação/Adequação)</b>	<b>UF: RS</b>
	<b>DATA DE NECESSIDADE: Jan/2025</b>
	<b>PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 meses</b>
<b>Justificativa:</b>  Substituição por final de vida útil	

**Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)**

1° TF 138/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ	8.484,04
1° TF 138/13,8 kV, 1 x 25 MVA 3Φ	6.332,76
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	6.753,46
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS	2.721,79
MIM - 138 kV	725,54
MIM - 13,8 kV	326,62

**Total de Investimentos Previstos: 25.344,21**

**Situação atual:**

**Observações:**

**Documentos de referência:**

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2023.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

**Sistema Interligado da Região SUL**

<b>Empreendimento:</b>	UF: <b>RS</b>
<b>SE 230/69 kV BOA VISTA DO BURICÁ 2 (Nova)</b>	DATA DE NECESSIDADE: <b>Jan/2027</b>
	PRAZO DE EXECUÇÃO: <b>60 meses</b>

**Justificativa:**

Atendimento às cargas da região noroeste do Rio Grande do Sul e aumento de confiabilidade

**Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)**

1° e 2° TF 230/69 kV, (6+1R) x 33,33 MVA 1Φ	53.978,26
2 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	18.703,62
2 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	6.850,96
1 IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	7.406,39
1 IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT	2.740,46
MIM - 230 kV	3.228,13
MIM - 69 kV	935,47
MIG (Terreno Rural)	13.989,75

**Total de Investimentos Previstos:** **107.833,04**

**Situação atual:**

**Observações:**

**Documentos de referência:**

[2] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2023.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

**Sistema Interligado da Região SUL**

<b>Empreendimento:</b>  <b>SECC LT 230 kV GUARITA - SANTA ROSA, C1, NA SE BOA VISTA DO BURICÁ 2 (Nova)</b>	UF: <b>RS</b>
	DATA DE NECESSIDADE: <b>Jan/2027</b>
	PRAZO DE EXECUÇÃO: <b>60 meses</b>

**Justificativa:**

Atendimento às cargas da região noroeste do Rio Grande do Sul e aumento de confiabilidade

**Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)**

Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 9,5 km	18.950,60
2 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	20.663,96
MIM - 230 kV	2.152,09

**Total de Investimentos Previstos: 41.766,65**

**Situação atual:**

**Observações:**

**Documentos de referência:**

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2023.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

**Sistema Interligado da Região SUL**

<b>Empreendimento:</b>	UF: <b>RS</b>
<b>SE 525/138 kV ERECHIM 3 (Nova)</b>	DATA DE NECESSIDADE: <b>Jan/2027</b>
	PRAZO DE EXECUÇÃO: <b>60 meses</b>

**Justificativa:**

Atendimento às cargas da região noroeste do Rio Grande do Sul e aumento de confiabilidade

**Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)**

1° e 2° ATF 525/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ	66.880,94
2 CT (Conexão de Transformador) 525 kV, Arranjo DJM	29.644,54
2 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	13.187,94
2 IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM	28.458,70
1 IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	5.370,80
MIM - 525 kV	7.988,51
MIM - 138 kV	2.074,67
MIG (Terreno Rural)	23.101,39
1° Reator de Barra 525 kV, (3+1R) x 30 Mvar 1Φ	22.585,36
1 CRB (Conexão de Reator de Barra) 525 kV, Arranjo DJM	11.626,38

**Total de Investimentos Previstos: 210.919,23**

**Situação atual:**

**Observações:**

**Documentos de referência:**

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2023.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

**Sistema Interligado da Região SUL**

<b>Empreendimento:</b>  <b>SECC LT 525 kV ITÁ - CAIXAS NORTE, C1, NA SE ERECHIM 3 (Nova)</b>	UF: <b>SC</b>
	DATA DE NECESSIDADE: <b>Jan/2027</b>
	PRAZO DE EXECUÇÃO: <b>60 meses</b>

**Justificativa:**

Atendimento às cargas da região noroeste do Rio Grande do Sul e aumento de confiabilidade

**Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)**

Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km	8.901,06
2 EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	25.999,30

**Total de Investimentos Previstos:** **34.900,36**

**Situação atual:**

**Observações:**

**Documentos de referência:**

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2023.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

**Sistema Interligado da Região SUL**

<b>Empreendimento:</b>	UF: <b>RS</b>
<b>SE 230/138 kV VILA MARIA (Ampliação/Adequação)</b>	DATA DE NECESSIDADE: <b>Jan/2029</b>
	PRAZO DE EXECUÇÃO: <b>60 meses</b>

**Justificativa:**

Atendimento ao N-1

**Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)**

3° TF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	16.419,96
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	9.524,20
1 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	6.753,46
MIM - 230 kV	1.134,26
MIM - 138 kV	725,54

**Total de Investimentos Previstos: 34.557,42**

**Situação atual:**

**Observações:**

**Documentos de referência:**

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2023.

## **12.7 Nota Técnica EPE-DEA-SMA 006/2023-rev0: Análise Socioambiental do Estudo de Atendimento à Região Noroeste do Rio Grande do Sul**

A nota técnica a seguir apresenta a análise socioambiental preliminar das novas linhas de transmissão e subestações indicados no Item 3 RECOMENDAÇÕES.



Empresa de Pesquisa Energética

NOTA TÉCNICA EPE/DEA/SMA 006/2023

**Análise Socioambiental  
do Estudo de Atendimento à  
Região Noroeste do Rio Grande do  
Sul**

**(Relatório R1)**



**GOVERNO FEDERAL**  
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA  
MME/SPE

**Ministério de Minas e Energia**

**Ministro**  
Alexandre Silveira de Oliveira

**Secretária Executiva**  
Efrain Pereira da Cruz

**Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético**  
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira



Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

**Presidente**  
Angela Livino (interina)

**Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais**  
Giovani Vitória Machado

**Diretor de Estudos de Energia Elétrica**  
Giovani Vitória Machado (interino)

**Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível**  
Heloísa Borges Esteves

**Diretor de Gestão Corporativa**  
Angela Livino

URL: <http://www.epe.gov.br>

**Sede**  
Esplanada dos Ministérios Bloco "U" - Ministério de Minas e Energia - Sala 744 - 7º andar  
Brasília - DF - CEP: 70.065-900  
**Escritório Central**  
Praça Pio X, nº 54 - 5º Andar  
Rio de Janeiro - RJ - CEP: 20090-003

NOTA TÉCNICA EPE/DEA/SMA  
006/2023

## **Análise Socioambiental do Estudo de Atendimento à Região Noroeste do Rio Grande do Sul**

**(Relatório R1)**

**Coordenação Geral**  
Angela Livino (interina)

**Coordenação Executiva**  
Elisângela Medeiros de Almeida

**Equipe Técnica**  
André Cassino Ferreira  
Brenda Casanova Novaes (estagiária)  
Paula Cunha Coutinho de Andrade  
Thiago Galvão

NT EPE/DEA/SMA 006/2023  
26 de abril de 2023

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)

## IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO E REVISÕES

<i>EXECUÇÃO</i>  Empresa de Pesquisa Energética		
<i>PROJETO</i> <b>ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO</b>		
<i>ÁREA DE ESTUDO</i> <b>ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL</b>		
<i>NOTA TÉCNICA</i> <b>NT EPE-DEA-SMA 006/2023</b>		
<i>PRODUTO</i> <b>ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL DO ESTUDO DE ATENDIMENTO À REGIÃO NOROESTE DO RIO GRANDE DO SUL</b>		
<i>REVISÕES</i>	<i>DATA</i>	<i>DESCRIÇÃO SUCINTA</i>
<b>Rev0</b>	<b>26/04/2023</b>	<b>Emissão Original</b>

## SUMÁRIO

<b>SIGLÁRIO</b>	<b>6</b>
<b>1 INTRODUÇÃO</b>	<b>8</b>
<b>2 PROCEDIMENTOS</b>	<b>10</b>
2.1 ÁREAS, TERRENOS E TRAÇADOS REFERENCIAIS PARA SUBESTAÇÕES E SECCIONAMENTOS DE LINHA	10
2.3 BASE DE DADOS UTILIZADA	12
<b>3 CARACTERIZAÇÃO DOS EMPRENDIMENTOS PLANEJADOS</b>	<b>13</b>
3.1 SUBESTAÇÃO SE 230/69 kV BOA VISTA DO BURICÁ 2 E SECCIONAMENTO DA LT 230 kV GUARITA - SANTA ROSA 1, C1 NA SE BOA VISTA DO BURICÁ 2	13
3.2 SUBESTAÇÃO SE 525/138 kV ERECHIM 3 E SECCIONAMENTO DA LT 525 kV CAXIAS - ITÁ, C1 NA SE ERECHIM 3	20
<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>27</b>
<b>APÊNDICE A - PARÂMETROS UTILIZADOS PARA A SUPERFÍCIE DE CUSTO DA SE BOA VISTA DO BURICÁ/RS</b>	<b>30</b>
<b>APÊNDICE B - PARÂMETROS UTILIZADOS PARA A SUPERFÍCIE DE CUSTO DA SE ERECHIM/RS</b>	<b>31</b>
<b>APÊNDICE C - FICHA RESUMO DA SUBESTAÇÃO BOA VISTA DO BURICÁ 2</b>	<b>32</b>
<b>APÊNDICE D - FICHA RESUMO DA SUBESTAÇÃO ERECHIM 3</b>	<b>33</b>
<b>APÊNDICE E - FICHA RESUMO DO SECCIONAMENTO DA LT 230 KV GUARITA - SANTA ROSA 1, C1 NA SE BOA VISTA DO BURICÁ 2</b>	<b>34</b>
<b>APÊNDICE F - FICHA RESUMO DO SECCIONAMENTO DA LT KV 525 CAXIAS - ITÁ, C1 NA SE ERECHIM 3</b>	<b>36</b>

## SIGLÁRIO

Anac	Agência Nacional de Aviação Civil
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANM	Agência Nacional de Mineração
APP	Área de Preservação Permanente
CANIE	Cadastro Nacional de Informações Espeleológicas
CAR	Cadastro Ambiental Rural
Cecav	Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas
CPRM	Serviço Geológico do Brasil
C1	1º circuito
C2	2º circuito
CD	Circuito duplo
CS	Circuito simples
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FCP	Fundação Cultural Palmares
Funai	Fundação Nacional do Índio
GASBOL	Gasoduto Brasil-Bolívia
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICA	Instrução do Comando da Aeronáutica
ICMBio	Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade
Iphan	Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional
Incra	Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária
Inpe	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
LT	Linha de Transmissão
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
OSM	Open Street Map
PA	Projeto de Assentamento Rural
R1	Viabilidade técnico-econômica e socioambiental
R3	Definição da diretriz de traçado e análise socioambiental para linhas de transmissão e subestações
R5	Estimativa de Custos Fundiários
RS	Rio Grande do Sul
SE	Subestação de Energia

SIG	Sistema de Informações Geográficas
SIGEL	Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico
SMA	Superintendência de Meio Ambiente
STE	Superintendência de Transmissão de Energia Elétrica
TI	Terra Indígena
TQ	Terra Quilombola
UHE	Usina Hidrelétrica
UC	Unidade de Conservação

## 1 INTRODUÇÃO

O presente documento apresenta a análise socioambiental da solução de transmissão indicada para atendimento à região noroeste do Rio Grande do Sul, sendo parte integrante do respectivo Relatório R1.

Os estudos realizados pela Superintendência de Transmissão de Energia (STE) da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) recomendaram a implantação de duas novas subestações (SE) de rede básica e dois seccionamentos de linha e uma linha de transmissão (LT), além de obras de distribuição para aumentar a confiabilidade e a qualidade do atendimento na região.

As tabelas e a figura a seguir apresentam os empreendimentos de rede básica planejados.

*Tabela 1 – Subestações planejadas*

<b>Subestação planejada</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>Município / Estado</b>
Boa Vista do Buricá 2	230/69	Boa Vista do Buricá / RS
Erechim 3	525/138	Erechim / RS

*Tabela 2 – Seccionamentos planejados*

<b>Seccionamento de Linha de Transmissão</b>	<b>Extensão aproximada (km)</b>
Seccionamento da LT 230 kV Guarita - Santa Rosa 1, C1 na SE Boa Vista do Buricá 2	5,5
Seccionamento da LT 525 kV Caxias - Itá, C1 na SE Erechim 3	1,5

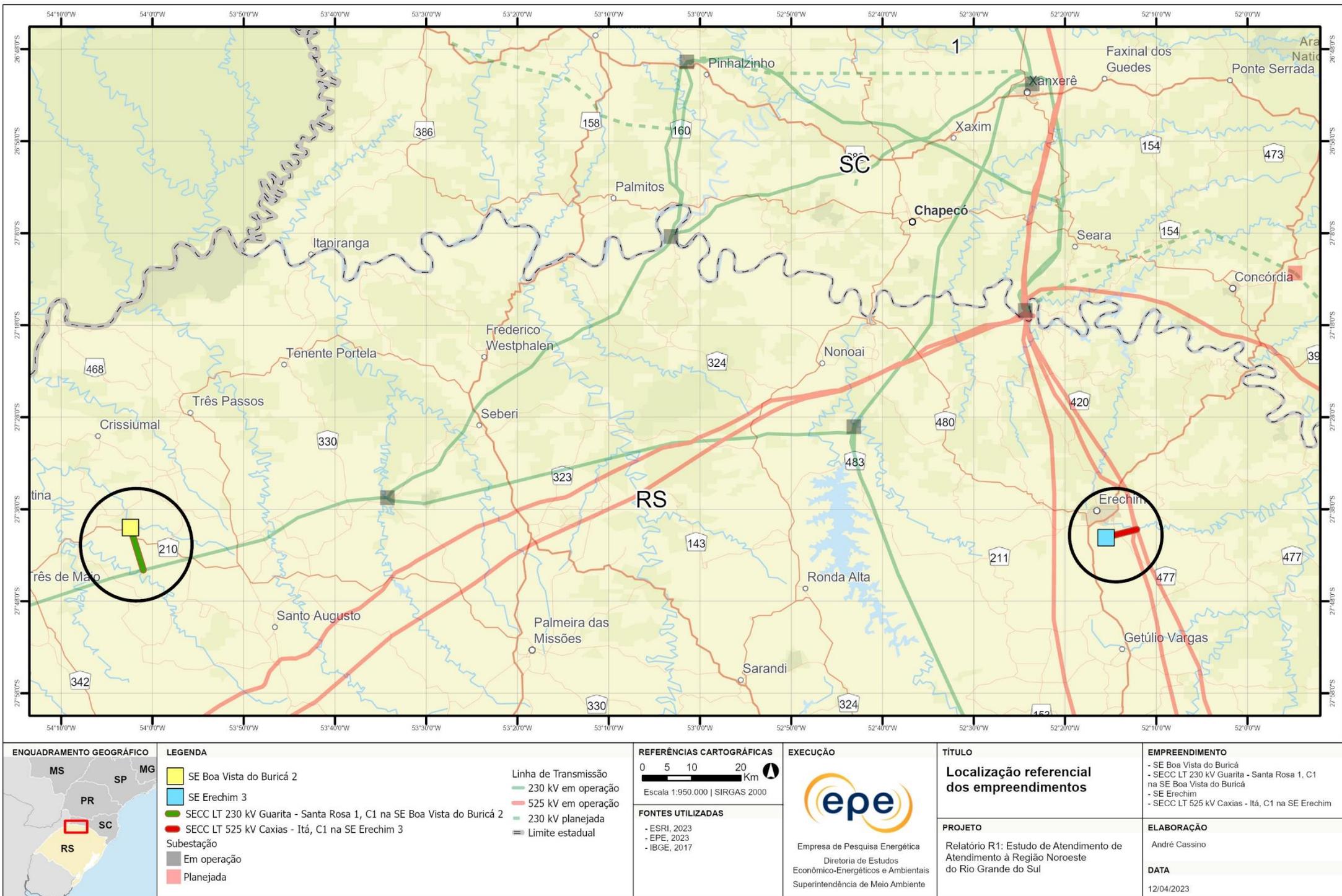


Figura 1 – Localização referencial dos empreendimentos

## 2 PROCEDIMENTOS

Nos relatórios R1, as análises socioambientais possuem caráter preliminar e focam na região de ocorrência dos empreendimentos para a definição de corredores de estudo para LTs e de áreas referenciais para SEs e seccionamentos, utilizando dados secundários como base.

*Destaca-se que após análise da equipe técnica da EPE, optou-se pela dispensa de elaboração de Relatórios R3 para os empreendimentos do estudo. Os principais fatores que embasaram a decisão estão elencados a seguir:*

- *Ampla disponibilidade de terrenos para construção das novas subestações e passagem dos seccionamentos de linha nas regiões de implantação dos empreendimentos, situadas em zonas rurais;*
- *Ausência de áreas protegidas ou com restrições socioambientais relevantes; e*
- *Curta extensão dos seccionamentos de linha (< 10 km).*

*Portanto, além das áreas referenciais, a análise aponta terrenos e traçados referenciais para as subestações e para os seccionamentos contemplados nesse estudo.*

### 2.1 Áreas, terrenos e traçados referenciais para subestações e seccionamentos de linha

As áreas referenciais para SEs e seccionamentos de linha delimitam locais que, de acordo com as premissas adotadas e informações disponíveis, são considerados mais adequados para a seleção de alternativas de terrenos e opções de traçados para os seccionamentos.

Sua localização está vinculada aos estudos elétricos, que indicam pontos preliminares que conferem o melhor desempenho elétrico da alternativa de interligação de acordo com a configuração da rede. Esses locais são o ponto de partida para os estudos socioambientais, buscando-se, nos arredores, áreas preferencialmente sem restrições socioambientais e com aspectos físicos favoráveis para a construção da subestação e seccionamento.

Nesse Estudo, para a definição das áreas mais promissoras para a implantação das subestações e dos seccionamentos, foi utilizada uma ferramenta do software *ArcGIS Pro*

3.0.0, denominada *Suitability Modeler*<sup>1</sup>. A partir de pesos definidos pelos analistas para os elementos das camadas (*layers*) dos aspectos socioambientais considerados mais relevantes da região, tais como áreas protegidas, uso do solo, acessos e declividade, foi gerada uma superfície de custo, que indica os locais mais ou menos aptos para implantação dos empreendimentos. A Figura 2 apresenta os resultados obtidos para as áreas potenciais de implantação das subestações e seccionamentos deste Estudo, em que os tons esverdeados indicam alta aptidão, tons amarelados denotam média aptidão e os tons avermelhados sinalizam baixa aptidão. A tabela com os pesos definidos para cada uma das camadas utilizadas para gerar as superfícies pode ser consultada nos apêndices A e B do documento.



Figura 2 – Superfícies de custo para as áreas de estudo de Boa Vista do Buricá (esquerda) e Erechim (direita) geradas a partir da ferramenta *Suitability Modeler*, do *ArcGIS Pro*. Os polígonos pretos indicam alternativas de terreno avaliadas.

Em acréscimo, foram feitas interpretações por meio de imagens de satélite com vistas a ratificar o potencial das áreas indicadas pela superfície de custo e sugerir terrenos para a melhor alocação da SE, considerando as dimensões pré-estabelecidas pela equipe da STE. Com base nesse conjunto de procedimentos, foram definidos os terrenos e traçados para as subestações e seccionamentos do estudo.

***Destaca-se o caráter referencial dessas indicações, que têm como principais objetivos fornecer insumos básicos para: i) a caracterização socioambiental da área de estudo; ii) a estimativa do custo de implantação dos empreendimentos; iii) a elaboração do Relatório R5. Essas indicações foram desenvolvidas em ambiente de escritório, sem campanha de campo, portanto, não impedem as adequações ou novas proposições em fases posteriores.***

<sup>1</sup> O *Suitability Modeler* é um ambiente exploratório interativo para criar e avaliar um modelo de aptidão, disponível a partir da versão *ArcGIS Pro* 2.6 ou superior, condicionada a uma licença da extensão *Spatial Analyst* (*FOREST-GIS*, 2020).

O item 3 do documento apresenta a caracterização das regiões de implantação dos empreendimentos, detalhando os principais aspectos socioambientais e interferências, com auxílio de tabelas, mapas e figuras. Nos apêndices C a F são apresentadas as fichas-resumo das subestações e seccionamentos.

### 2.3 Base de dados utilizada

Para a elaboração da análise foram consultadas e/ou utilizadas informações das seguintes bases de dados:

- Aeródromos Públicos e Privados (Anac, 2020 e ICA, 2018)
- Base Map (ESRI, 2023)
- Cadastro Ambiental Rural (CAR, 2023)
- Cavidades Naturais Subterrâneas (ICMBio/CANIE, 2022)
- Declividade em Percentual do Relevo Brasileiro (CPRM, 2010)
- Limites Municipais e Estaduais Brasileiros (IBGE, 2021)
- Linhas de transmissão e subestações existentes e planejadas (EPE, 2023)
- Mapa da Área de Aplicação da Lei da Mata Atlântica (IBGE, 2008)
- Mapeamento do uso do solo do território brasileiro (MapBiomias, 2021)
- Processos Minerários (ANM, 2023)
- Projetos de Assentamento Rural (Incra, 2023)
- Rede Viária (OSM, 2021)
- Relevo sombreado (Inpe, 2011)
- Sítios arqueológicos georreferenciados (Iphan, 2023)
- Terras Indígenas (Funai, 2022)
- Terras Quilombolas (Incra, 2022)
- Unidades de Conservação Federais, Estaduais e Municipais (MMA, 2022; Eletrobras, 2020; ICMBio, 2020)

### 3 CARACTERIZAÇÃO DOS EMPRENDIMENTOS PLANEJADOS

Os subitens seguintes apresentam a caracterização das áreas, terrenos e traçados referenciais indicados para as SEs e seccionamentos de linha.

#### 3.1 Subestação SE 230/69 kV Boa Vista do Buricá 2 e Seccionamento da LT 230 kV Guarita - Santa Rosa 1, C1 na SE Boa Vista do Buricá 2

Como mencionado, devido a sua curta extensão e localização muito próxima a SE planejada Boa Vista do Buricá 2, o seccionamento da LT 230 kV Guarita - Santa Rosa 1, C1 na SE Boa Vista do Buricá 2 será descrito de forma conjunta com esta subestação.

Para a indicação da área da SE Boa Vista do Buricá 2 e do seccionamento, foram determinantes os seguintes aspectos: proximidade com a linha de transmissão e de distribuição a serem seccionadas; proximidade com os centros de carga e disponibilidade de terrenos, que permitam a implantação e expansão da subestação, além da chegada de novas linhas.

#### Infraestrutura e localização

A área definida para a subestação, considerando futuras ampliações, é de 64.000 m<sup>2</sup> (L = 250m x C=256m). O seccionamento será realizado em torres de circuito duplo (CD), com faixa de servidão estimada de 50 metros, e seu traçado referencial possui 5,5 km.

A área referencial proposta para a implantação da SE Boa Vista do Buricá 2 e do seccionamento da LT 230 kV Guarita - Santa Rosa 1, C1 na SE Boa Vista do Buricá 2 abrange sete municípios<sup>2</sup> do noroeste do Rio Grande do Sul. O traçado do seccionamento atravessa dois municípios, partindo de São Martinho e chegando em Boa Vista do Buricá, no terreno referencial definido para a subestação (Figura 3). A tabela abaixo apresenta as coordenadas dos pontos referenciais estabelecidos para a subestação e seccionamento.

*Tabela 3 – Coordenadas dos pontos referenciais da subestação e seccionamento*

Subestação / seccionamento	Latitude	Longitude
SE Boa Vista do Buricá 2	27°41'53,15"S	54° 2'8,55"O
Ponto do seccionamento da LT 230 kV Guarita - Santa Rosa 1, C1 na SE Boa Vista do Buricá 2	27°44'34,74"S	54° 0'51,17"O

A rodovia estadual RS-210 consiste no principal apoio viário da área, distando cerca de 1,3 km do terreno referencial indicado para a implantação da SE Boa Vista do Buricá 2.

<sup>2</sup> Alegria, Boa Vista do Buricá, Humaitá, Nova Candelária, São José do Inhacorá, São Martinho e Sede Nova.

A maioria das demais vias inseridas na área não são pavimentadas, o que poderá demandar melhoria nos acessos na fase de obras. O traçado referencial do seccionamento realiza cerca de 10 cruzamentos com vias não pavimentadas.

No interior da área, além do núcleo urbano do município de São Martinho, observa-se a presença de benfeitorias rurais e pequenas localidades. O traçado do seccionamento foi estabelecido evitando-se interferência direta em edificações, tendo como base imagens de satélites de julho de 2021 disponíveis no software *Google Earth Pro*.

De acordo com a base de dados consultada não há ferrovias, dutos ou aeródromos no interior da área referencial.

### Vegetação e uso do solo

O uso do solo na área referencial indicada para implantação da SE e seccionamento é caracterizado pelo amplo predomínio do cultivo de soja, desenvolvido em pequenas e médias propriedades. Com menor representatividade, ocorrem áreas com formação florestal, silvicultura, agricultura e pastagem. Destaca-se também o núcleo urbano do município de São Martinho, na porção sudeste da área (Figura 4).

O terreno referencial proposto para a subestação está integralmente inserido em área de cultivo de soja, impactando em duas propriedades, conforme informações do Cadastro Ambiental Rural (CAR, 2023). O traçado definido para o seccionamento percorre também áreas de cultivo de soja e pequenos trechos com formação florestal, conforme detalhado na Tabela 4. Com base nos dados do CAR, a faixa de servidão estimada da diretriz (50 m) impacta em 19 propriedades rurais, sendo 15 em São Martinho e quatro em Boa Vista do Buricá.

*Tabela 4 – Classes de uso do solo na faixa de servidão do traçado referencial do seccionamento da LT 230 kV Guarita - Santa Rosa 1, C1 na SE Boa Vista do Buricá 2*

Classe de uso do solo	Área (m <sup>2</sup> )	Área (%)
Soja	265.556,49	96
Formação Florestal	11.134,57	4
<b>TOTAL</b>	<b>276.691,06</b>	<b>100</b>

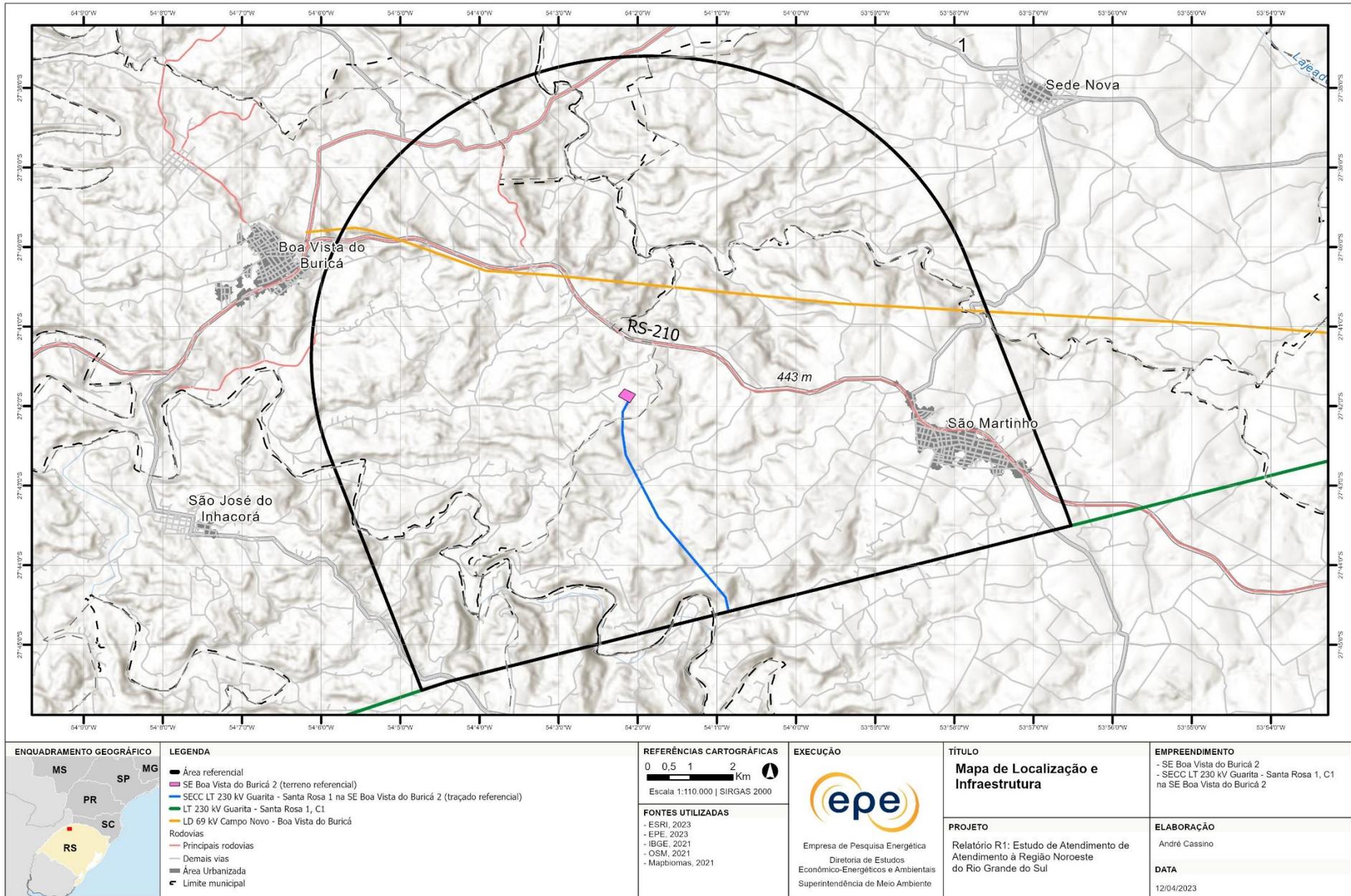


Figura 3 – Localização e infraestrutura na área proposta para implantação dos empreendimentos

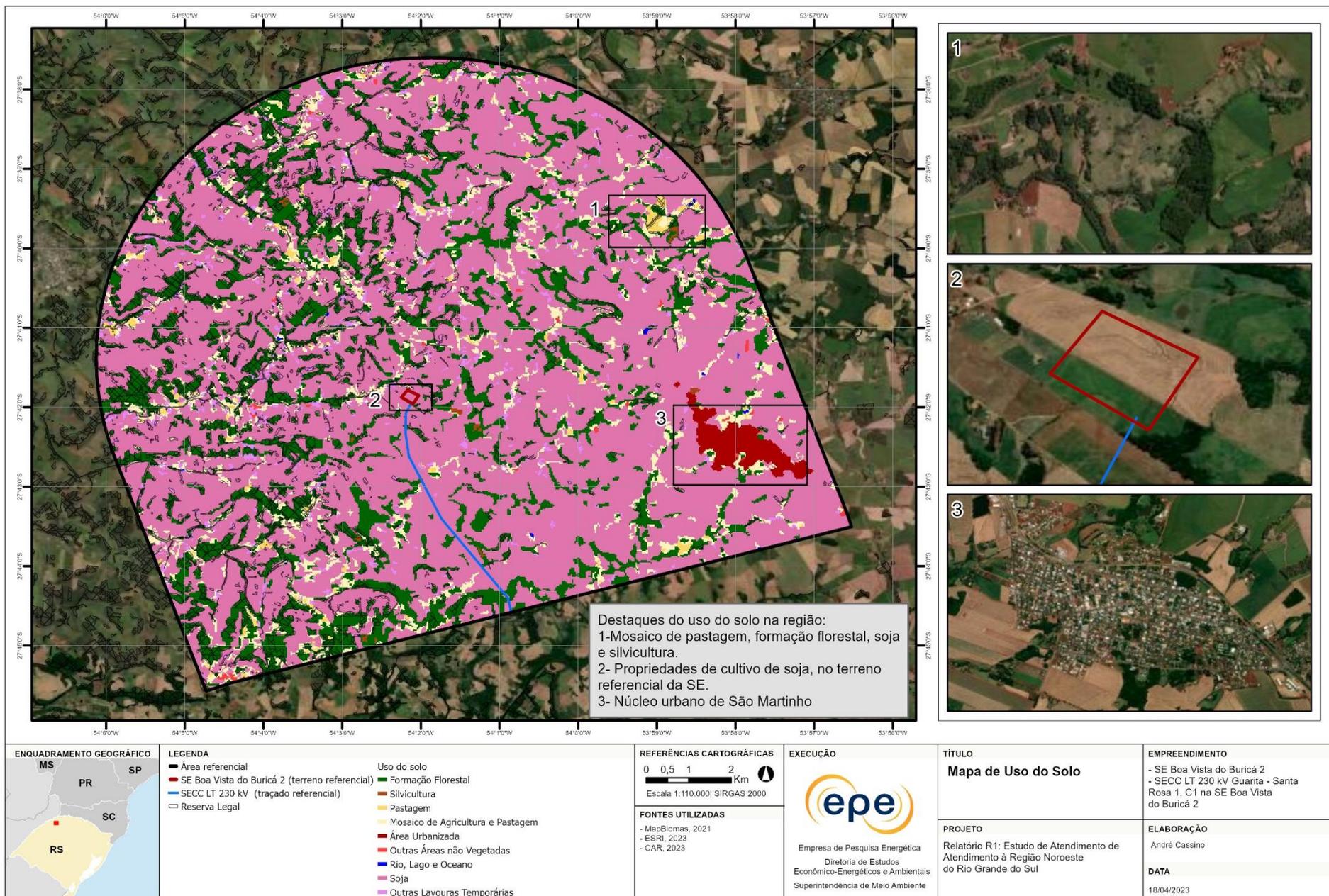


Figura 4 – Uso do solo na área proposta para implantação dos empreendimentos

## Meio físico e Processos Minerários

Do ponto de vista geral, a área referencial apresenta relevo de morros baixos e colinas (CPRM, 2010) com declividades variando de plana (0 a 3%), suave ondulado (3 a 8%), ondulado (8 a 20%) e forte ondulado (20 a 45%). Com relação aos aspectos topográficos, as áreas de relevo forte ondulado oferecem restrições. Ao mesmo tempo, há espaços dentro da área de referência para a indicação de terrenos da SE. De acordo com a base de dados consultada (OSM, 2021), os cursos d'água Reuno Inhacorá e Lajeado Almeida cortam a área de referência e devem ser considerados no processo de seleção de terrenos da SE. Para o seccionamento, essa configuração do meio físico não representa maiores complexidades.

A área abrange 16 polígonos de processos minerários registrados na ANM (2023), estando 13 na fase de registro de extração e três na fase de licenciamento, relacionados às substâncias saibro, com 14 processos, e basalto, com dois processos. Esses polígonos são de reduzidas dimensões, não oferecendo maiores restrições para seleção de terrenos da SE (Figura 5). Destaca-se que o terreno e o traçado referencial definidos para a subestação e seccionamento, respectivamente, não interferem nesses polígonos.

## Áreas protegidas e com restrições legais

De acordo com as bases de dados consultadas, não há unidades de conservação, terras indígenas, terras quilombolas, projetos de assentamento rural, sítios arqueológicos ou cavernas no interior da área referencial. Conforme informações do Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos (Iphan, 2023b), no município de São Martinho há um sítio (Gláucia Cechin) que não se encontra na base georreferenciada do Iphan. Portanto, em fases subsequentes, deve ser avaliada sua localização.

No interior da área referencial há centenas de áreas de reserva legal das propriedades rurais (Figura 4), devendo-se, quando possível, evitar a interferência direta no momento da definição do traçado definitivo do seccionamento e terreno da subestação.

Destaca-se que a empresa que for construir os empreendimentos estará sujeita às implicações da Lei da Mata Atlântica (Lei nº 11.428, de 22 de dezembro de 2006, regulamentada pelo Decreto nº 6.660/08), que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa no bioma. Além disso, devem também ser consideradas legislações estaduais que tratem de reposição florestal e compensação ambiental, para auxiliar na estimativa do custo de implantação do projeto.

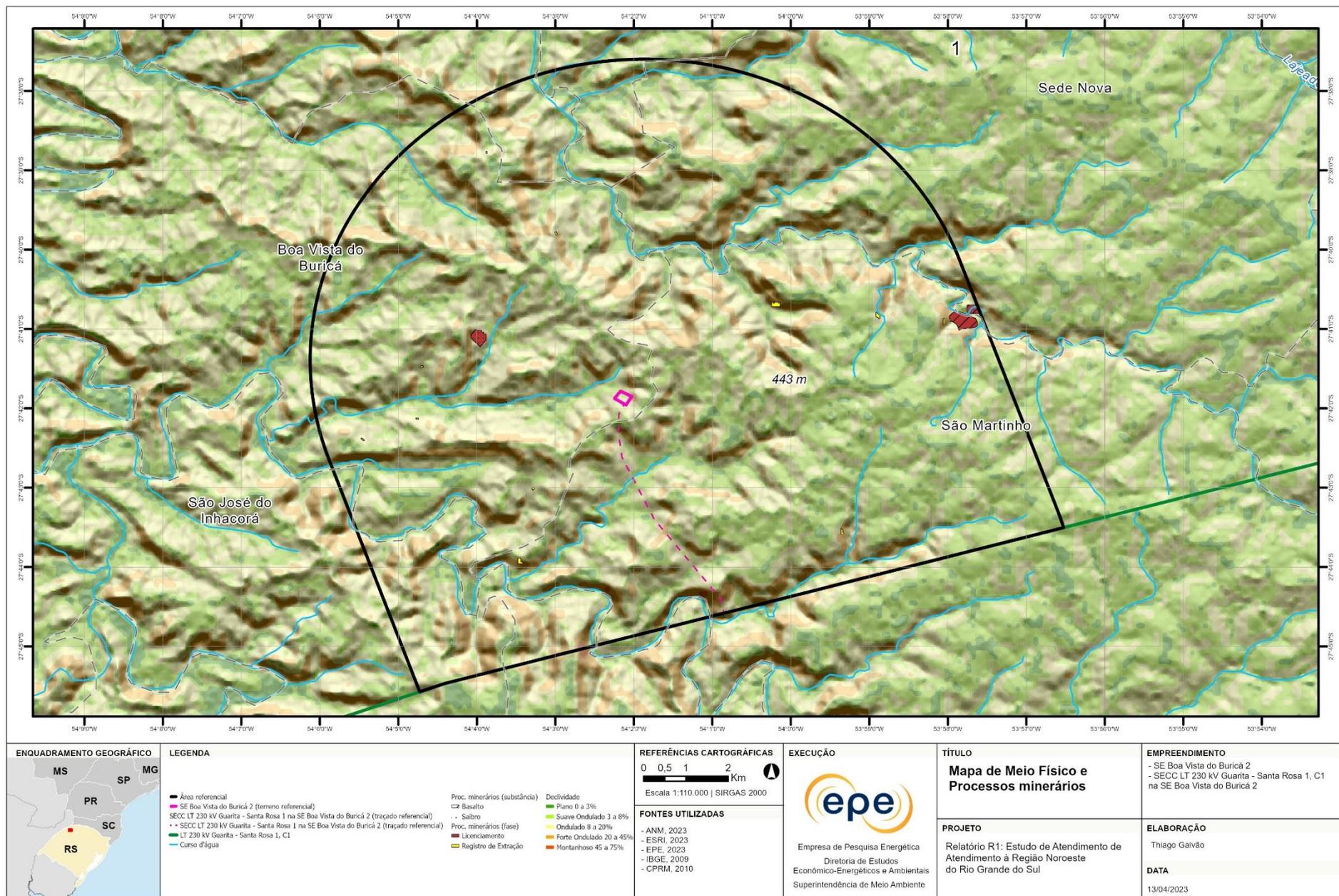


Figura 5 – Meio físico e processos minerários na área proposta para implantação dos empreendimentos

## Recomendações para as próximas etapas

Deverão ser avaliadas opções de terreno para a SE e de traçados para o seccionamento, escolhendo-se a alternativa mais viável do ponto de vista socioambiental, fundiário e construtivo. A seguir, são apresentadas recomendações a serem consideradas:

- Evitar interferência com habitações e benfeitorias situadas nas propriedades rurais.
- Minimizar, sempre que possível, interferência nas áreas de formação florestal, reservas legais e áreas de preservação permanente. Devem ser priorizadas áreas já antropizadas, observando-se as implicações da Lei da Mata Atlântica (Lei nº 11.428, de 22 de dezembro de 2006).
- Considerar o arranjo esquemático planejado da SE Boa Vista do Buricá 2 de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão do seccionamento planejado.
- Minimizar cruzamentos do seccionamento com cursos d'água presentes na área proposta.
- Consultar bases locais de registros do patrimônio arqueológico, verificando a presença ou não na área proposta para implantação da subestação e do seccionamento.
- Evitar a sobreposição com os processos minerários inseridos no interior da área referencial.

### 3.2 Subestação SE 525/138 kV Erechim 3 e Seccionamento da LT 525 kV Caxias - Itá, C1 na SE Erechim 3

Como informado, a caracterização da área da subestação e do seccionamento será realizada de forma conjunta.

Para a indicação da área da SE Erechim 3, foram determinantes os seguintes aspectos: proximidade com o centro de carga; proximidade com as linhas de transmissão e de distribuição a serem seccionada; e disponibilidade de terrenos que permitam a implantação e expansão da subestação, além da chegada de novas linhas.

#### Infraestrutura e localização

A área definida para a subestação, considerando futuras ampliações, é de 147.000 m<sup>2</sup> (L=295m x C=500m). O seccionamento será realizado em torres de circuito duplo (CD), com faixa de servidão estimada de 62 metros, e seu traçado referencial possui 1,5 km.

A área de estudo proposta para a implantação da SE Erechim 3 e do seccionamento da LT 525 kV Caxias - Itá, C1 na SE Erechim 3 está integralmente inserida no município de Erechim, a sudeste de seu núcleo urbano, próxima a zona industrial (Figura 6). A tabela a seguir apresenta as coordenadas dos pontos referenciais estabelecidos para a subestação e seccionamento.

*Tabela 5 – Coordenadas dos pontos referenciais da subestação e seccionamento*

Subestação / seccionamento	Latitude	Longitude
SE Erechim 3	27°40'9,96"S	52°13'6,78"O
Ponto do seccionamento da LT 525 kV Caxias - Itá, C1 na SE Erechim 3	27°39'59,12"S	52°12'10,13"O

A rodovia estadual RS-477 cruza a área referencial e representa o principal apoio viário, estando a cerca de 1,7 km do terreno referencial indicado para a subestação. As demais vias dentro da área não são pavimentadas, podendo haver necessidade de melhoria nos acessos para a construção dos empreendimentos. Conforme imagens de satélite consultadas, a diretriz não cruza com nenhuma via.

Dentro da área referencial observa-se a presença de benfeitorias rurais e localidades do município de Erechim, especialmente ao longo da RS-477. A diretriz do seccionamento foi definida evitando-se interferência direta em edificações, tendo como base imagens de satélites de abril de 2022 disponíveis no software *Google Earth Pro*.

O traçado do seccionamento cruza a LT 525 kV Caxias - Itá, C1. O terreno referencial da subestação situa-se a cerca de 350 metros das linhas de distribuição que serão também seccionadas.

De acordo com a base de dados consultada não há ferrovias, dutos ou aeródromos no interior da área referencial.

### Vegetação e uso do solo

Assim como na região de implantação da SE Boa Vista do Buricá e seccionamento associado, o cultivo de soja é a classe de uso mais representativa na área referencial da SE Erechim 3, desenvolvido majoritariamente em médias propriedades. São observados também importantes fragmentos com formação florestal, propriedades com desenvolvimento de silvicultura, agricultura, pastagem e algumas localidades do município de Erechim (Figura 7).

O terreno referencial definido para a SE está inserido em área de cultivo de soja, impactando em três propriedades, conforme dados do CAR. A diretriz definida para o seccionamento percorre áreas de cultivo de soja, atravessando também trecho com formação florestal e pequeno fragmento de silvicultura, conforme detalhado na Tabela 6. A faixa de servidão de referência da diretriz (62 m) impacta em cinco propriedades rurais.

*Tabela 6 – Classes de uso do solo na faixa de servidão do traçado referencial do seccionamento da LT 525 kV Caxias - Itá, C1 na SE Erechim 3*

Classe de uso do solo	Área (m <sup>2</sup> )	Área (%)
Soja	60.030,58	68
Formação Florestal	27.787,42	30
Silvicultura	1.605,76	2
<b>TOTAL</b>	<b>276.691,06</b>	<b>100</b>

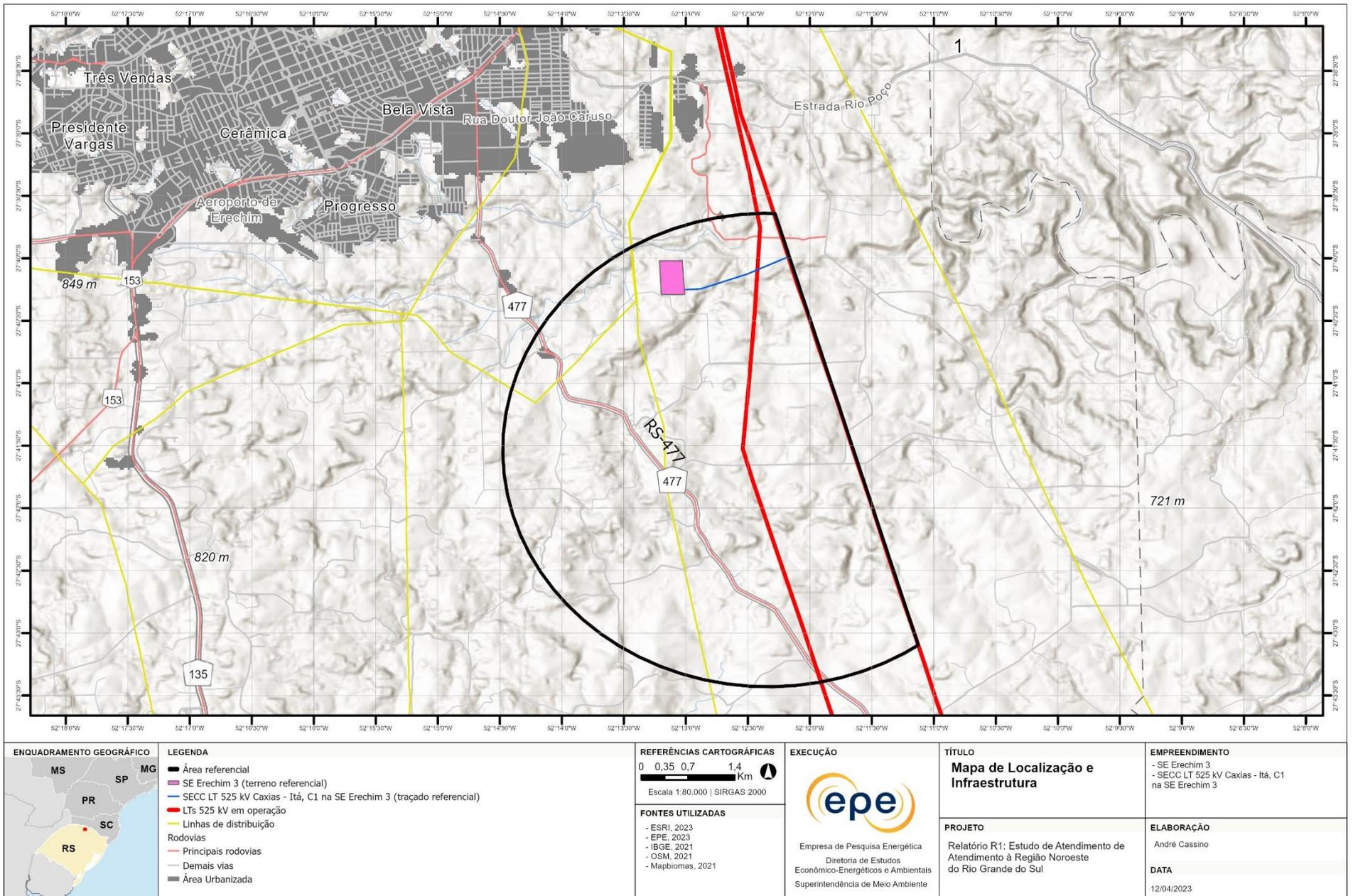


Figura 6 – Localização e infraestrutura na área proposta para implantação dos empreendimentos

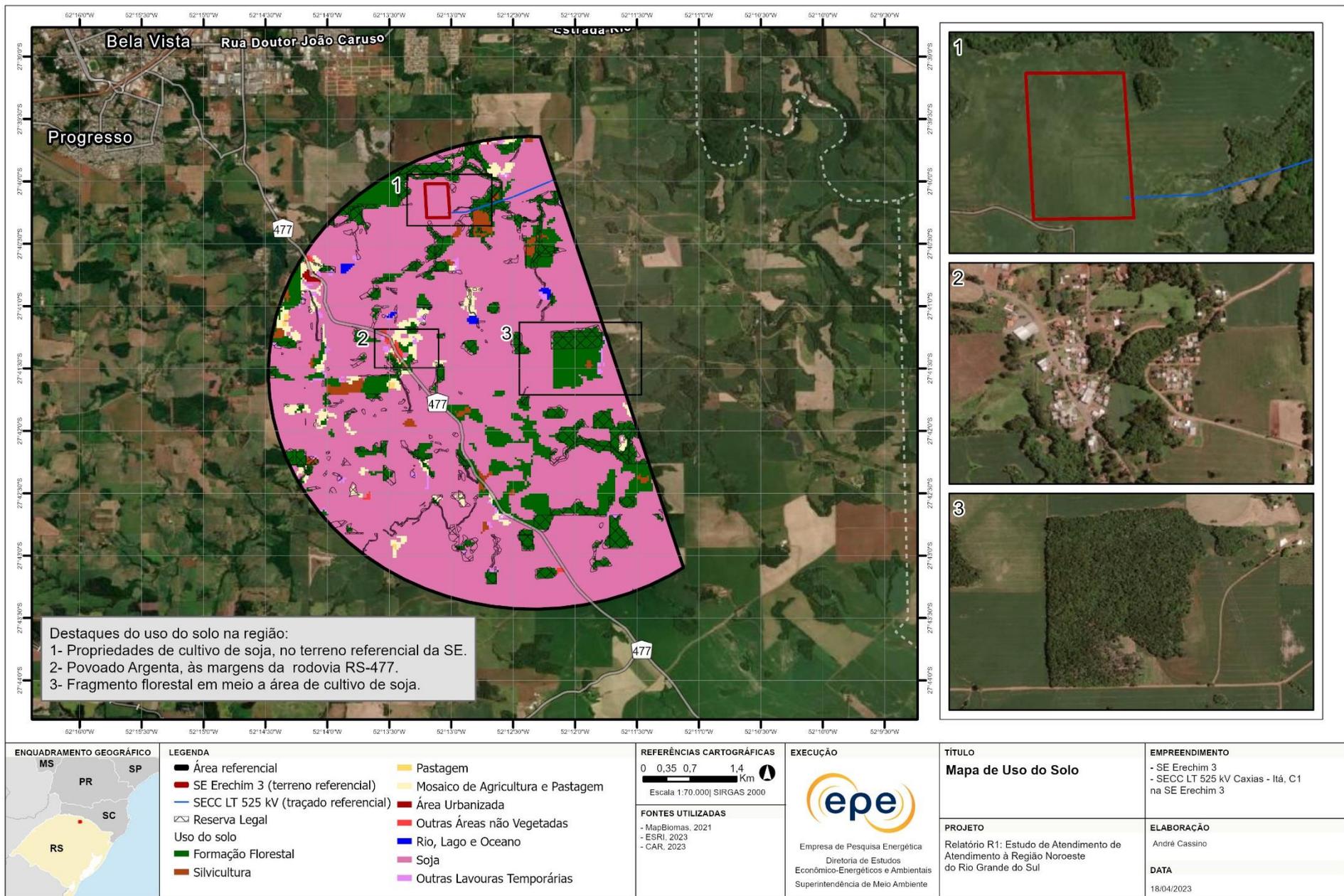


Figura 7 – Uso do solo na área proposta para implantação dos empreendimentos

## Meio físico e Processos Minerários

Do ponto de vista geral, a área referencial apresenta relevo de colinas e morros baixos (CPRM, 2010), com declividades variando de plana (0 a 3%), suave ondulado (3 a 8%) e ondulado (8 a 20%). Em relação aos aspectos topográficos, essa configuração permite a indicação de terrenos para a SE dentro da área de estudo.

A base de dados do CAR (2023) apresenta feições denominadas “banhados”, que consistem em ambientes saturados em água, à semelhança de brejos ou pântanos (Figura 8). Apesar de possuírem reduzidas dimensões, representam áreas de restrição presentes na região de estudo para a implantação da subestação.

De acordo com a base de dados consultada (OSM, 2021), o rio Peixe corta a porção norte da área de referência e deve ser considerado no processo de alocação da subestação.

Para o seccionamento, essa configuração do meio físico não representa maiores complexidades.

Não há sobreposição da área de referência com processos minerários, de acordo com a base de dados da ANM (2023).

## Áreas protegidas e com restrições legais

Conforme bases consultadas, não há unidades de conservação, terras indígenas, terras quilombolas, projetos de assentamento rural, sítios arqueológicos ou cavernas no interior da área referencial.

Nota-se a presença de reservas legais das propriedades rurais da região (Figura 7), devendo-se, quando possível, evitar interferência nessas áreas.

A empresa que for construir os empreendimentos estará, assim como no caso anterior, sujeita às implicações da Lei da Mata Atlântica (Lei nº 11.428, de 22 de dezembro de 2006, regulamentada pelo Decreto nº 6.660/08), que trata da utilização e proteção da vegetação nativa no bioma. Devem também ser consideradas legislações estaduais que abordem os temas de reposição florestal e compensação ambiental, com objetivo de auxiliar na estimativa do custo de implantação do projeto.

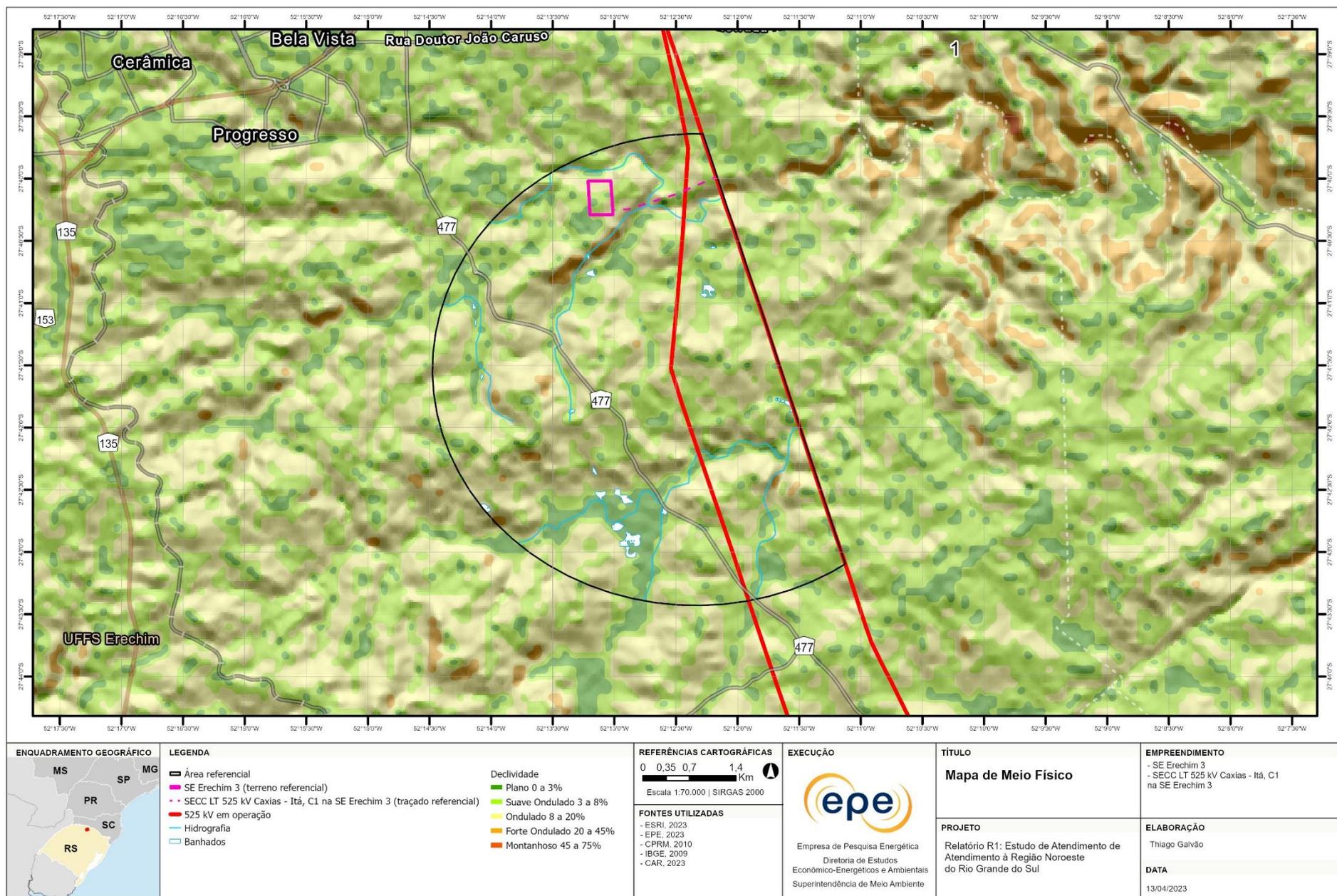


Figura 8 – Meio físico na área proposta para implantação dos empreendimentos

## Recomendações para as próximas etapas

Deverão ser avaliadas opções de terreno para a SE e de traçados para o seccionamento, escolhendo-se a alternativa mais viável do ponto de vista socioambiental, fundiário e construtivo. A seguir, são apresentadas recomendações a serem consideradas:

- Evitar interferência com habitações e benfeitorias situadas nas propriedades rurais.
- Minimizar, sempre que possível, interferência nas áreas de formação florestal, reservas legais e áreas de preservação permanente. Devem ser priorizadas áreas já antropizadas, observando-se as implicações da Lei da Mata Atlântica (Lei nº 11.428, de 22 de dezembro de 2006).
- Considerar o arranjo esquemático planejado da SE Erechim 3 de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão do seccionamento planejado.
- Minimizar cruzamentos do seccionamento com cursos d'água presentes na área proposta.
- Consultar bases locais de registros do patrimônio arqueológico, verificando a presença ou não na área proposta para implantação da subestação e do seccionamento.

## REFERÊNCIAS

Anac. Agência Nacional de Aviação Civil, 2020. Cadastro de Aeródromos públicos e privados. Disponível em: <http://www.anac.gov.br/assuntos/setor-regulado/aerodromos/cadastro-de-aerodromos-civis>. Acesso em: setembro de 2020.

Aneel. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2023. Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico – SIGEL. Disponível em: <https://sigel.aneel.gov.br/Down/>. Acesso: março de 2023.

ANM. Agência Nacional de Mineração, 2023. Processos Minerários (arquivos vetoriais). Disponível em: <https://geo.anm.gov.br/portal/apps/webappviewer/index.html?id=6a8f5ccc4b6a4c2bba79759aa952d908>. Acesso em: abril de 2023.

BRASIL, 2006. Lei nº 11.428, de 22 de dezembro de 2006. Dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa do Bioma Mata Atlântica, e dá outras providências. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/ato2004-2006/2006/lei/l11428.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2004-2006/2006/lei/l11428.htm). Acesso em: Julho de 2016.

BRASIL, 2008. Decreto nº 6.660, de 21 de novembro de 2008. Regulamenta dispositivos da Lei nº 11.428, de 22 de dezembro de 2006, que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa do Bioma Mata Atlântica. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/ato2007-2010/2008/decreto/d6660.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2007-2010/2008/decreto/d6660.htm). Acesso em: Julho de 2016.

CPRM. Serviço Geológico do Brasil, 2010a. Mapas de Geodiversidade Estaduais. Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/publique/Gestao-Territorial/Gestao-Territorial/Mapas-de-Geodiversidade-Estaduais-1339.html>. Acesso em: março de 2023.

\_\_\_\_\_. Serviço Geológico do Brasil, 2010b. Mapa de Declividade em Percentual do Relevo Brasileiro. Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/publique/Gestao-Territorial/Geodiversidade/Mapa-de-Declividade-em-Percentual-do-Relevo-Brasileiro-3497.html>. Acesso em: março de 2023.

Eletrobras. Centrais Elétricas Brasileiras, 2020. Mapoteca de Unidades de Conservação. [DE/EG/EGA]. Rio de Janeiro. versão: novembro de 2020.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética, 2018. Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro. Dutos - Web Map EPE. Disponível em: <https://gisepeprd.epe.gov.br/webmapepe/>. Acesso em: março de 2023.

\_\_\_\_. Empresa de Pesquisa Energética, 2023. Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro - Web Map EPE. Linhas de transmissão e subestações existentes e planejadas. Disponível em: <https://gisepeprd.epe.gov.br/webmapepe/>. Acesso em: março de 2023.

ESRI, 2023. Environmental Systems Research Institute. Arcgis Desktop 10.7.1. Disponível em: <https://www.esri.com/en-us/home>. Acesso em: março de 2023.

FCP. Fundação Cultural Palmares, 2023. Certificação Quilombola. Disponível em: [https://www.palmares.gov.br/?page\\_id=37551](https://www.palmares.gov.br/?page_id=37551). Acesso em: março de 2023.

FOREST-GIS. Suitability Modeler: A nova ferramenta do ArcGIS PRO facilita muito a modelagem de aptidão. Disponível em: <https://forest-gis.com/2020/08/suitability-modeler-a-nova-ferramenta-do-arcgis-pro-para-modelagem-de-aptidao.html/>. Acesso em abril de 2023.

FUNAI. Fundação Nacional do Índio. Delimitação das Terras Indígenas do Brasil. Arquivos em formato WFS. Disponível em: <https://geoserver.funai.gov.br/geoserver/ows?service=wfs&version=2.0.0&request=GetCapabilities> Acesso em: dezembro de 2022

Google. Google Earth Pro 7.3.3.7786. Disponível em: <https://www.google.com/earth/>. Acesso em: abril de 2023.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2021. Limite de Estados e Municípios Brasileiros. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/geociencias/organizacao-do-territorio/malhas-territoriais/15774-malhas.html?=&t=acesso-ao-produto>. Acesso em: agosto de 2022.

ICA. Instituto de Cartografia Aeronáutica, 2018. Arquivos geográficos de Aeródromos do Brasil. Disponível em: <http://www.aisweb.decea.gov.br/geoaisweb/#>. Acesso em: agosto de 2018.

ICMBIO. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, Cadastro Nacional de Informações Espeleológicas – CANIE, 2022. Arquivos em formato shapefile. Disponível em: [https://www.icmbio.gov.br/cecav/images/stories/downloads/Base\\_de\\_dados/Cavernas\\_canie\\_2021\\_geral.zip](https://www.icmbio.gov.br/cecav/images/stories/downloads/Base_de_dados/Cavernas_canie_2021_geral.zip) Acesso em: junho de 2022.

\_\_\_\_. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, 2020. Base de dados do Sistema Informatizado de Monitoria de Reservas Particulares do Patrimônio Natural – SIMRPPN. Disponível em: <http://sistemas.icmbio.gov.br/simrppn/publico/>. Acesso: junho de 2020.

Incra. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2023. Projetos de Assentamento. Disponível em: <http://acervofundiario.incra.gov.br/acervo/acv.php>. Acesso em: janeiro de 2022.

\_\_\_\_\_. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2022. Terras Quilombolas. Disponível em: <https://acervofundiario.incra.gov.br/acervo/acv.php>. Acesso em: janeiro de 2022.

INPE. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2011. Relevo sombreado. Disponível em: <http://www.dsr.inpe.br/topodata/acesso.php>. Acesso: junho de 2021.

Iphan. Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2023a. Centro Nacional de Arqueologia – Sítios Arqueológicos Georreferenciados. Disponível em: <http://portal.iphan.gov.br/pagina/detalhes/1227/>. Acesso: janeiro de 2023.

\_\_\_\_\_. Instituto Nacional do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2023b. Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos. Disponível em: <http://portal.iphan.gov.br/pagina/detalhes/1699/>. Acesso em: março de 2023.

Mapbiomas, 2021. Projeto MapBiomas – Coleção 3.1 da Série Anual de Mapas de Cobertura e Uso de Solo do Brasil. Disponível em: <https://mapbiomas.org>. Acesso em: abril de 2023.

MMA. Ministério do Meio Ambiente, 2022. Delimitação das Unidades de Conservação do Brasil. Arquivos em formato shapefile. Disponível em: <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm> Acesso em : novembro de 2022.

OSM. Open Street Map, 2021. Rede Viária. Disponível em: [https://wiki.openstreetmap.org/wiki/Pt: Bing\\_Maps](https://wiki.openstreetmap.org/wiki/Pt: Bing_Maps). Acesso em: novembro de 2021. OSM. Open Street Map, 2021d. Rede Ferroviária. Disponível em: [https://wiki.openstreetmap.org/wiki/Pt: Bing\\_Maps](https://wiki.openstreetmap.org/wiki/Pt: Bing_Maps). Acesso em: novembro de 2021.

CAR. Sistema de Informações do Cadastro Ambiental Rural, 2023. Disponível em: <http://www.car.gov.br/publico/imoveis/index>. Acesso em: março de 2023.

Wikimapia. Feições mapeadas e cadastradas em imagens de satélite. Disponível em: <http://wikimapia.org/>. Acesso em: março de 2023.

## APÊNDICE A – PARÂMETROS UTILIZADOS PARA A SUPERFÍCIE DE CUSTO DA SE BOA VISTA DO BURICÁ 2/RS

ASPECTO SOCIOAMBIENTAL	INDICADOR	ATRITO	PESO (%)
Áreas protegidas e de interesse ambiental	APPs	10	30%
	Reservas legais	10	
Estruturas econômicas	Concessão de lavra / lavra garimpeira	10	20%
	Requerimento de lavra	7	
	Autorização de pesquisa	5	
	Disponibilidade	1	
	Demais categorias (PMs)	3	
Meio Físico I	Relevo escarpado > 75%	10	20%
	Relevo montanhoso 45 a 75%	10	
	Relevo forte ondulado 20 a 45%	7	
	Relevo ondulado 8 a 20%	3	
	Relevo suave ondulado 3 a 8%	2	
	Relevo plano 0 a 3%	1	
Infraestrutura linear	Interferência	10	10%
	Acessos, LTs, LD até 100m	1	
	Acessos, LTs, LDs > 100m	2	
Uso do solo	Área urbanizada	10	20%
	Benfeitorias rurais (vetorizado por imagem de satélite)	10	
	Rio, lago e oceano	10	
	Outras áreas não vegetadas	10	
	Silvicultura	8	
	Formação florestal	8	
	Mosaico agricultura e pastagem	5	
	Outras lavouras temporárias	3	
	Outras formações não florestais	2	
	Soja	2	
	Pastagem	1	
<b>TOTAL</b>			<b>100%</b>

## APÊNDICE B – PARÂMETROS UTILIZADOS PARA A SUPERFÍCIE DE CUSTO DA SE ERECHIM 3/RS

ASPECTO SOCIOAMBIENTAL	INDICADOR	ATRITO	PESO (%)
Áreas protegidas e de interesse ambiental	APPs	10	30%
	Reservas legais	10	
Meio Físico I	Relevo escarpado > 75%	10	20%
	Relevo montanhoso 45 a 75%	10	
	Relevo forte ondulado 20 a 45%	7	
	Relevo ondulado 8 a 20%	3	
	Relevo suave ondulado 3 a 8%	2	
	Relevo plano 0 a 3%	1	
Meio Físico II	Massa d'água (banhados - CAR)	10	20%
Infraestrutura linear	Interferência	10	10%
	Acessos, LTs, LD até 100m	1	
	Acessos, LTs, LDs > 100m	2	
Uso do solo	Área urbanizada	10	20%
	Benfeitorias rurais (vetorizado por imagem de satélite)	10	
	Rio, lago e oceano	10	
	Outras áreas não vegetadas	10	
	Silvicultura	8	
	Formação florestal	8	
	Mosaico agricultura e pastagem	5	
	Outras lavouras temporárias	3	
	Outras formações não florestais	2	
	Soja	2	
	Pastagem	1	
<b>TOTAL</b>			<b>100%</b>

## APÊNDICE C - FICHA RESUMO DA SUBESTAÇÃO BOA VISTA DO BURICÁ 2

SE Boa Vista do Buricá 2					
<input checked="" type="checkbox"/> <b>Nova subestação</b>	Área, considerando expansões futuras (m <sup>2</sup> ) <b>64.000 m<sup>2</sup> (L = 250m x C=256m)</b>	Nº linhas planejadas/tensão que conectarão na subestação <b>2 / 230 kV</b>	Espaço para a ampliação da subestação <input checked="" type="checkbox"/> <b>Sim</b> · Não		
Infraestrutura					
<ul style="list-style-type: none"> <li>Interferência com zona de proteção de aeródromo</li> </ul>			Proximidade com infraestrutura subterrânea (dutos, redes de água, esgoto, gás): <ul style="list-style-type: none"> <li>&lt;100 m</li> <li>&lt;500 m</li> <li>&lt;1.000 m</li> </ul>		
Acessos					
<ul style="list-style-type: none"> <li>Necessidade de construção de acesso</li> </ul> Estimativa de extensão (km) ____			<ul style="list-style-type: none"> <li>Necessidade de construção de infraestrutura adicional para acesso (ex.: ponte)</li> </ul> Especificar: _____		
Uso do Solo					
<input checked="" type="checkbox"/> <b>Área rural</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Área urbana</li> <li>Área Periurbana</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Necessidade de supressão vegetal</li> </ul>	Número de propriedades impactadas Quantidade: <b>2</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Benfeitorias rurais, edificações e moradias afetadas</li> </ul> Quantidade: <b>0</b>	<input checked="" type="checkbox"/> <b>Agricultura mecanizada</b> Tipo de cultivo: <b>soja</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Previsão ou sinalização de investimentos na área (Produção Habitacional, estacionamentos, estabelecimentos comerciais, outros)</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>Proximidade com postos de gasolina, aterros sanitários, lixões</li> </ul> Distância (m): ____		
Condição dos terrenos					
Topografia <ul style="list-style-type: none"> <li>plana</li> <li><input checked="" type="checkbox"/> <b>suave ondulada</b></li> <li><input checked="" type="checkbox"/> <b>ondulada</b></li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>Presença de áreas úmidas (solos saturados com alto teor de matéria orgânica)</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>Presença de solos rasos ou afloramentos de rocha</li> </ul>	
Processos Destrutivos					
<ul style="list-style-type: none"> <li>Área sujeita a alagamentos ou inundações</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>Sinais de movimentação do terreno (trincas no solo, degraus de abatimento) ou evidências de processos erosivos (sulcos, ravinas)</li> </ul>		
Intervenções previstas no terreno					
<input checked="" type="checkbox"/> <b>Necessidade de movimentação de terra, terraplenagem</b> ou alteamento de terreno		<ul style="list-style-type: none"> <li>Provável necessidade de obras de estabilidade de taludes</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>Prováveis sobrecustos para a implantação de fundações</li> </ul>	
Interferências					
<ul style="list-style-type: none"> <li>Processos minerários</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reserva legal</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Unidade de Conservação</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Silvicultura</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>APP</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Outro: _____</li> </ul>

## APÊNDICE D - FICHA RESUMO DA SUBESTAÇÃO ERECHIM 3

SE Erechim 3					
<input checked="" type="checkbox"/> <b>Nova subestação</b>	Área, considerando expansões futuras (m <sup>2</sup> ) <b>147.000 m<sup>2</sup> (L=295m x C=500m)</b>	Nº linhas planejadas/tensão que conectarão na subestação <b>2 / 525 kV</b>		Espaço para a ampliação da subestação <input checked="" type="checkbox"/> <b>Sim</b> · Não	
Infraestrutura					
· Interferência com zona de proteção de aeródromo			Proximidade com infraestrutura subterrânea (dutos, redes de água, esgoto, gás): · <100 m · <500 m · <1.000 m		
Acessos					
· Necessidade de construção de acesso Estimativa de extensão (km) _____			· Necessidade de construção de infraestrutura adicional para acesso (ex.: ponte) Especificar: _____		
Uso do Solo					
<input checked="" type="checkbox"/> <b>Área rural</b> · Área urbana · Área Periurbana	· Necessidade de supressão vegetal	<b>Número de propriedades impactadas</b> <b>Quantidade: 3</b>	· Benfeitorias rurais, edificações e moradias afetadas Quantidade: _____	<input checked="" type="checkbox"/> <b>Agricultura mecanizada</b> Tipo de cultivo: <b>soja</b>	
· Previsão ou sinalização de investimentos na área (Produção Habitacional, estacionamentos, estabelecimentos comerciais, outros)			· Proximidade com postos de gasolina, aterros sanitários, lixões Distância (m): _____		
Condição dos terrenos					
<b>Topografia</b> <input checked="" type="checkbox"/> <b>plana</b> · <input checked="" type="checkbox"/> <b>suave ondulada</b> · <input checked="" type="checkbox"/> <b>ondulada</b>		· Presença de áreas úmidas (solos saturados com alto teor de matéria orgânica)	· Presença de solos rasos ou afloramentos de rocha		
Processos Destrutivos					
· Área sujeita a alagamentos ou inundações		· Sinais de movimentação do terreno (trincas no solo, degraus de abatimento) ou evidências de processos erosivos (sulcos, ravinas)			
Intervenções previstas no terreno					
<input checked="" type="checkbox"/> <b>Necessidade de movimentação de terra, terraplenagem</b> ou alteamento de terreno		· Provável necessidade de obras de estabilidade de taludes	· Prováveis sobrecustos para a implantação de fundações		
Interferências					
· Processos minerários	· Reserva legal	· Unidade de Conservação	· Silvicultura	· APP	· Outro: _____

## APÊNDICE E - FICHA RESUMO DO SECCIONAMENTO DA LT 230 KV GUARITA - SANTA ROSA 1, C1 NA SE BOA VISTA DO BURICÁ 2

Seccionamento da LT 230 kV Guarita - Santa Rosa 1, C1 na SE Boa Vista do Buricá 2						
Extensão (km) <b>5,5</b>			Nº de vértices: <b>7</b>			
Condições Especiais de implantação						
Linhas subterrâneas Extensão (km)___ / Percentual da diretriz ___		· Linhas compactas (monotubulares) Extensão (km)___ / Percentual da diretriz ___		· Linhas subaquáticas Extensão (km)___ / Percentual da diretriz ___		
Travessias / Cruzamentos						
· Linhas de Transmissão Quantidade ___	· Rodovias Quantidade ___	· Ferrovias Quantidade ___	· Dutos Quantidade ___	· BRT Quantidade ___	· Zonas de proteção de aeródromos Quantidade ___	· Corpos d'água Quantidade ___
Paralelismos e proximidades						
· Linhas de transmissão existentes Extensão da diretriz (km) ___ / Percentual (%) ___		· Extensão da diretriz com apoio viário (km) ___ / Percentual (%) ___		· Dutos (km) ___ / Percentual (%) ___		
Interferências para LTs subterrâneas						
· Rede de gás Quantidade ___		· Adutoras / subadutoras Quantidade ___		· Emissários / Coletor-tronco / Interceptores Quantidade ___		
Aspectos construtivos de LTs subterrâneas						
Estimativa de caixas de emenda Quantidade ___		Disposição dos circuitos · Circuito Horizontal · Circuito Vertical		Dimensionamento das valas (estimativas) Profundidade ___ Largura ___		
Trânsito (LTs subterrâneas)						
· Vias de trânsito rápido (80km/h) Extensão (km) ___	· Vias de trânsito rápido (60km/h) Extensão (km) ___	· Vias de trânsito rápido (40km/h) Extensão (km) ___	· Vias de trânsito rápido (30km/h) Extensão (km) ___			
Uso e ocupação do solo						
· Áreas urbanas Extensão da diretriz (km) ___ / Percentual (%) ___		· Áreas de expansão urbana Extensão da diretriz (km) ___ / Percentual (%) ___		■ <b>Formação florestal</b> Extensão da diretriz (km) <b>0,22</b> / Percentual (%) <b>4</b>		
· Formação campestre Extensão da diretriz (km) ___ / Percentual (%) ___		· Áreas de silvicultura Extensão da diretriz (km) ___ / Percentual (%) ___		■ <b>Agricultura mecanizada - soja</b> Extensão da diretriz (km) <b>5,28</b> / Percentual (%) <b>96</b>		
· Pequenas propriedades rurais Extensão da diretriz (km) ___ / Percentual (%) ___		· Benfeitorias rurais, edificações e moradias afetadas Quantidade ___		· Estimativa de relocação de população Quantidade ___		

Relevo (declividade) em %		
<b>■ Plano (<math>\leq 3\%</math>)</b> Extensão da diretriz (km) <b>0,03</b> / Percentual (%) <b>0,5</b>	<b>■ Suave ondulado (<math>&gt; 3\% a \leq 8\%</math>)</b> Extensão da diretriz (km) <b>1,08</b> / Percentual (%) <b>19,5</b>	<b>■ Ondulado (<math>&gt; 8\% a \leq 20\%</math>)</b> Extensão da diretriz (km) <b>3,99</b> / Percentual (%) <b>72,2</b>
<b>■ Forte ondulado (<math>&gt; 20\% a \leq 45\%</math>)</b> Extensão da diretriz (km) <b>0,43</b> / Percentual (%) <b>7,8</b>	· Montanhoso ( $> 45\% a \leq 75\%$ ) Extensão da diretriz (km) ____ / Percentual (%) ____	· Escarpado ( $> 75\%$ ) Extensão da diretriz (km) ____ / Percentual (%) ____
Condições dos terrenos		
· Áreas úmidas (solos saturados com alto teor de matéria orgânica) Extensão da diretriz (km) ____ / Percentual (%) ____	· Solos rasos e afloramentos de rocha Extensão da diretriz (km) ____ / Percentual (%) ____	
Processos Minerários		
· Interferência em processos minerários (fases mais avançadas) Concessão de lavra ____ Requerimento de lavra ____ Autorização de pesquisa ____	· Interferência em processos minerários (substâncias relevantes) Minerais metálicos, gemas e pedras ornamentais, material para brita, combustíveis fosseis sólidos ou rochas betuminosas	
Interferência em Unidades de Conservação (UCs)		
· Uso Sustentável Categoria(s) _____ Esfera(s) _____ Quantidade ____	· Proteção Integral Quantidade ____ Categoria(s) _____ Esfera(s) _____	· Zona(s) de Amortecimento de UCs Quantidade ____ Categoria(s) _____ Esfera(s) _____
Sobreposição e Proximidade com Terras Indígenas		
· Sobreposição em Terras Indígenas Quantidade ____	· Proximidade (limites estabelecidos no Anexo I da Portaria 60/2015) Quantidade ____	
Sobreposição ou Proximidade com Territórios Quilombolas / Comunidades Remanescentes de Quilombos Certificadas		
· Sobreposição em Territórios Quilombolas (RTID) Quantidade ____	· Proximidade com Territórios Quilombolas (limites estabelecidos no Anexo I da Portaria 60/2015) Quantidade ____	
· Interferência direta em comunidades remanescentes de quilombos certificadas Quantidade ____		
Sobreposição com Projetos de Assentamento		
Quantidade ____		
Número de sítios arqueológicos situados a até 1 km da diretriz	Número de cavidades naturais situadas a até 1 km da diretriz	
Quantidade ____	Quantidade ____	

## APÊNDICE F - FICHA RESUMO DO SECCIONAMENTO DA LT KV 525 CAXIAS - ITÁ, C1 NA SE ERECHIM 3

Seccionamento da LT 525 kV Caxias - Itá, C1 na SE Erechim 3						
Extensão (km) <b>1,5</b>				Nº de vértices <b>4</b>		
Condições Especiais de implantação						
Linhas subterrâneas Extensão (km)___ / Percentual da diretriz ___		· Linhas compactas (monotubulares) Extensão (km)___ / Percentual da diretriz ___		· Linhas subaquáticas Extensão (km)___ / Percentual da diretriz ___		
Travessias / Cruzamentos						
■ <b>Linhas de Transmissão</b> Quantidade <b>1</b>	· Rodovias Quantidade ___	· Ferrovias Quantidade ___	· Dutos Quantidade ___	· BRT Quantidade ___	· Zonas de proteção de aeródromos Quantidade ___	■ <b>Corpos d'água</b> Quantidade <b>1</b>
Paralelismos e proximidades						
· Linhas de transmissão existentes Extensão da diretriz (km) ___ / Percentual (%) ___		· Extensão da diretriz com apoio viário (km) ___ / Percentual (%) ___		· Dutos (km) ___ / Percentual (%) ___		
Interferências para LTs subterrâneas						
· Rede de gás Quantidade ___		· Adutoras / subadutoras Quantidade ___		· Emissários / Coletor-tronco / Interceptores Quantidade ___		
Aspectos construtivos de LTs subterrâneas						
Estimativa de caixas de emenda Quantidade ___		Disposição dos circuitos · Circuito Horizontal · Circuito Vertical		Dimensionamento das valas (estimativas) Profundidade ___ Largura ___		
Trânsito (LTs subterrâneas)						
· Vias de trânsito rápido (80km/h) Extensão (km) __	· Vias de trânsito rápido (60km/h) Extensão (km) __	· Vias de trânsito rápido (40km/h) Extensão (km) __	· Vias de trânsito rápido (30km/h) Extensão (km) __			
Uso e ocupação do solo						
· Áreas urbanas Extensão da diretriz (km) ___ / Percentual (%) ___		· Áreas de expansão urbana Extensão da diretriz (km) ___ / Percentual (%) ___		■ <b>Formação florestal</b> Extensão da diretriz (km) <b>0,45</b> / Percentual (%) <b>30</b>		
· Formação campestre Extensão da diretriz (km) ___ / Percentual (%) ___		■ <b>Áreas de silvicultura</b> Extensão da diretriz (km) <b>0,03</b> / Percentual (%) <b>2</b>		■ <b>Agricultura mecanizada - soja</b> Extensão da diretriz (km) <b>0,97</b> / Percentual (%) <b>68</b>		
· Pequenas propriedades rurais Extensão da diretriz (km) ___ / Percentual (%) ___		· Benfeitorias rurais, edificações e moradias afetadas Quantidade ___		· Estimativa de relocação de população Quantidade ___		
Relevo (declividade) em %						
■ <b>Plano (<math>\leq 3\%</math>)</b> Extensão da diretriz (km) <b>0,06</b> / Percentual (%) <b>4,2</b>		■ <b>Suave ondulado (<math>&gt; 3\% a \leq 8\%</math>)</b> Extensão da diretriz (km) <b>0,38</b> / Percentual (%) <b>25,6</b>		■ <b>Ondulado (<math>&gt; 8\% a \leq 20\%</math>)</b> Extensão da diretriz (km) <b>1,05</b> / Percentual (%) <b>70,2</b>		

<ul style="list-style-type: none"> <li>Forte ondulado (<math>&gt; 20\% a \leq 45\%</math>) Extensão da diretriz (km) ____ / Percentual (%) ____</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Montanhoso (<math>&gt; 45\% a \leq 75\%</math>) Extensão da diretriz (km) ____ / Percentual (%) ____</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Escarpado (<math>&gt; 75\%</math>) Extensão da diretriz (km) ____ / Percentual (%) ____</li> </ul>
<b>Condições dos terrenos</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>Áreas úmidas (solos saturados com alto teor de matéria orgânica) Extensão da diretriz (km) ____ / Percentual (%) ____</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Solos rasos e afloramentos de rocha Extensão da diretriz (km) ____ / Percentual (%) ____</li> </ul>	
<b>Processos Minerários</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>Interferência em processos minerários (fases mais avançadas) Concessão de lavra ____ Requerimento de lavra ____ Autorização de pesquisa ____</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Interferência em processos minerários (substâncias relevantes) Minerais metalíferos, gemas e pedras ornamentais, material para brita, combustíveis fósseis sólidos ou rochas betuminosas</li> </ul>	
<b>Interferência em Unidades de Conservação (UCs)</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>Uso Sustentável Categoria(s) _____ Esfera(s) _____ Quantidade ____</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Proteção Integral Quantidade ____ Categoria(s) _____ Esfera(s) _____</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zona(s) de Amortecimento de UCs Quantidade ____ Categoria(s) _____ Esfera(s) _____</li> </ul>
<b>Sobreposição e Proximidade com Terras Indígenas</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>Sobreposição em Terras Indígenas Quantidade ____</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Proximidade (limites estabelecidos no Anexo I da Portaria 60/2015) Quantidade ____</li> </ul>	
<b>Sobreposição ou Proximidade com Territórios Quilombolas / Comunidades Remanescentes de Quilombos Certificadas</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>Sobreposição em Territórios Quilombolas (RTID) Quantidade ____</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Proximidade com Territórios Quilombolas (limites estabelecidos no Anexo I da Portaria 60/2015) Quantidade ____</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Interferência direta em comunidades remanescentes de quilombos certificadas Quantidade ____</li> </ul>		
<b>Sobreposição com Projetos de Assentamento</b>		
Quantidade ____		
<b>Número de sítios arqueológicos situados a até 1 km da diretriz</b>		<b>Número de cavidades naturais situadas a até 1 km da diretriz</b>
Quantidade ____		Quantidade ____