



ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS:RELATÓRIO R1

**ATENDIMENTO ÀS REGIÕES DE
PANAMBI E DE CRUZ ALTA – RS**

DEZEMBRO DE 2025

■ Colaboradores

Relatório R1 - EPE-DEE-RE-043/2025-r0

Coordenação Geral

Reinaldo da Cruz Garcia

Coordenação Executiva

Thiago Dourado Martins

Coordenação Técnica

Daniel José Tavares de Souza (EPE)

Equipe Técnica

Rodrigo Ribeiro Ferreira (EPE)

Marco Antônio da Cunha Soveral (EPE)

Paulo Fernando de Matos Araujo (EPE)

João Alves da Silva Neto (EPE)

Bruno Scarpa Alves da Silveira (EPE)





VALOR PÚBLICO

COM ESTE RELATÓRIO, A EPE RECOMENDA UM CONJUNTO DE OBRAS PARA REFORÇO SISTÊMICO COM A CONSTRUÇÃO DE UMA NOVA SUBESTAÇÃO DE REDE BÁSICA DENOMINADA PANAMBI 3 NA REGIÃO DO MUNICÍPIO DE PANAMBI, LOCALIZADO NO CENTRO-NORTE DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL, LOCAL COM FORTE PRESENÇA DE CARGAS DE IRRIGAÇÃO.

OBJETIVANDO AUMENTAR A CONFIABILIDADE, CAPACIDADE E QUALIDADE DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA NA REGIÃO, O EMPREENDIMENTO VISA NÃO APENAS ATENDER À CRESCENTE DEMANDA DE CARGA, MAS TAMBÉM FOMENTAR O DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO LOCAL. A INICIATIVA PRETENDE ASSEGURAR UMA INFRAESTRUTURA ENERGÉTICA ROBUSTA E EFICIENTE, CAPAZ DE SUPORTAR O CRESCIMENTO ACELERADO DA REGIÃO E ESTIMULAR NOVOS INVESTIMENTOS E OPORTUNIDADES ECONÔMICAS, PROMOVENDO UM AMBIENTE MAIS DINÂMICO E SUSTENTÁVEL PARA EMPRESAS E COMUNIDADES.

PARA SOLUCIONAR AS RESTRIÇÕES DE TENSÃO E DE CARREGAMENTO DA REGIÃO, E SEGUINDO OS CRITÉRIOS E PROCEDIMENTOS PARA AS ANÁLISES DE MÍNIMO CUSTO GLOBAL PARA A EXPANSÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO, O PRESENTE ESTUDO PROPÕE UMA NOVA SUBESTAÇÃO DE REDE BÁSICA 230/69 kV PANAMBI 3, INTERLIGADA EM 230 kV COM AS SUBESTAÇÕES TAPERA 2 (230/69 kV) E SANTO ÂNGELO (525/230 kV). AINDA, O ESTUDO PROPÕE UMA NOVA CONEXÃO ENTRE AS SUBESTAÇÕES DE CAMPOS NOVOS (525/230/138 kV) E DE LAGOA VERMELHA 2 (230/138 kV).

CONSIDERANDO O FINAL DE VIDA ÚTIL DO AT1 230/138 kV (150/194 MVA) DA SE PASSO REAL, E A SOBRECARGA SOB CONTINGÊNCIA OBSERVADA NO AT2 230/138 kV (150/150 MVA), RECOMENDA-SE A SUBSTITUIÇÃO DOS AUTOTRANSFORMADORES POR NOVAS UNIDADES DE 225/270 MVA (SENDO A SUBSTITUIÇÃO DO AT2 NO HORIZONTE INDICATIVO) E A REVISÃO DA CAPACIDADE DE CARREGAMENTO DE LONGA DURAÇÃO DO AT2 EXISTENTE.

TAMBÉM SÃO PROPOSTOS REFORÇOS NAS DEMAIS INSTALAÇÕES DA TRANSMISSÃO – DIT CUJO USO É COMPARTILHADO ENTRE AS DISTRIBUIDORAS LOCAIS, GARANTINDO ATENDIMENTO ROBUSTO À REGIÃO CENTRO-NORTE DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL NO MÉDIO E LONGO PRAZO. ADEMAIS, APESAR DE ESTAR FORA DA REGIÃO FOCAL DO ESTUDO, A SUBSTITUIÇÃO POR FINAL DE VIDA ÚTIL DO TR4 138/23 kV DA SE CACHOEIRINHA 1 TAMBÉM É RECOMENDADA.

**MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA**



Ministro de Estado
Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo
Arthur Cerqueira Valerio

Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento
Gustavo Cerqueira Ataíde



Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

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

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Reinaldo da Cruz Garcia

**Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e
Biocombustíveis**

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Carlos Eduardo Cabral Carvalho

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

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO E OBJETIVO	6
1.1	Considerações Iniciais	6
1.2	Objetivos Gerais	9
2	CONCLUSÕES	10
3	RECOMENDAÇÕES	11
3.1	Solução Estrutural	11
3.2	Recomendações para R2, R3, R4 e R5	23
4	PREMISSAS E CRITÉRIOS	24
4.1	Critérios Básicos	24
4.2	Casos de Trabalho	24
4.3	Mercado	24
4.4	Cenários e Plano de Geração	24
4.5	Limites Operativos	24
4.5.1	Tensão	24
4.5.2	Carregamento	25
4.5.3	Fator de Potência	25
4.6	Parâmetros Econômicos	25
5	DIAGNÓSTICO DO SISTEMA	26
5.1	Barras em Subtensão (SDAT e DIT)	26
5.2	Circuitos em Sobrecarga (DIT – Demais Instalações de Transmissão)	28
5.3	Circuitos em Sobrecarga (Rede Básica e Rede Básica de Fronteira)	30
5.4	Barras em Subtensão (Rede Básica)	32
5.5	Equipamentos em final de vida útil	34
5.6	Resumo do Diagnóstico	36
6	ALTERNATIVAS	38
6.1	Obras Comuns às Alternativas	38
6.1.1	Construção da Nova SE 69/13,8 kV Panambi 4	38
6.1.2	Recondutoramento da LT 69 kV Cruz Alta 1 – Panambi 1 (DIT)	38
6.1.3	Substituição do TR2 e TR3 da SE Cruz Alta 1 (DIT)	39
6.1.4	Substituição do TR1 da SE Ijuí 1 (DIT)	39
6.1.5	Construção de novas Entradas de Linha 69 kV na SE Panambi 1	39
6.1.6	Ampliação da transformação 230/69 kV da SE Tapera 2	40
6.1.7	Instalação de Bancos de Capacitores nas SEs Carazinho 1 (ELETROCAR) e Tio Hugo (RGE) ...	40
6.1.8	Nova LT 69 kV Tapera 2 – Ibirubá 2	40
6.1.9	Nova SE Sarandi 2 e LTs associadas	40
6.1.10	Nova LT 138 kV Entre Rios do Sul 2 – Sarandi 2	41
6.1.11	Nova LT 230 kV Campos Novos – Lagoa Vermelha 2	41
6.1.12	Substituição AT1 230/138 kV – SE Passo Real	41
6.1.13	Substituição TR4 138/23 kV – SE Cachoeirinha 1	42
6.2	Alternativa A – Fronteiras existentes + Novo corredor 230 kV	44
6.3	Alternativa B - Nova SE Panambi 3 (seccionamento nova LT 230 kV Ijuí 2 - Tapera 2)	46
6.4	Alternativa C - Nova SE Panambi 3 (LTs 230 kV conectadas à Tapera 2 e Santo Ângelo)	48
6.5	Alternativa D – Fronteiras existentes + LT 230 kV Cruz Alta 2 – Tapera 2	50
7	ANÁLISE ECONÔMICA	52
8	ANÁLISE DE DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE	54
9	ANÁLISE DE SOBRETENSÕES À FREQUÊNCIA INDUSTRIAL 60 HZ	59
10	AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS	60
10.1	Dados e Premissas	60
10.2	Critérios Para Análises Elétricas e Comparações Econômicas	62
10.3	Avaliações Econômicas	62
10.3.1	Seleção dos cabos condutores – LT1: LT 230 kV Santo Ângelo – Panambi 3, C1	62

10.3.2	Seleção dos cabos condutores – LT2: LT 230 kV Panambi 3 – Tapera 2, C1	63
10.3.3	Seleção dos cabos condutores – LT3: LT 230 kV Campos Novos – Lagoa Vermelha 2, C1.....	64
10.4	Características Técnicas da Solução de Referência	65
10.4.1	Características elétricas – LT1: LT 230 kV Santo Ângelo – Panambi 3, C1.....	65
10.4.2	Características construtivas – LT1: LT 230 kV Santo Ângelo – Panambi 3, C1.....	66
10.4.3	Características elétricas – LT2: LT 230 kV Panambi 3 – Tapera 2, C1	66
10.4.4	Características construtivas – LT2: LT 230 kV Panambi 3 – Tapera 2, C1	67
10.4.5	Características elétricas – LT3: LT 230 kV Campos Novos – Lagoa Vermelha 2, C1	67
10.4.6	Características construtivas – LT3: LT 230 kV Campos Novos – Lagoa Vermelha 2, C1	68
10.4.7	Estimativas iniciais para faixa de segurança	68
11	CURTO-CIRCUITO.....	69
12	EQUIPE TÉCNICA.....	71
13	REFERÊNCIAS.....	72
14	ANEXOS	73
14.1	Fichas de consulta.....	73
14.1.1	SE Tapera 2 (ELETROBRAS)	73
14.1.2	SE Tapera 2 (CPFL-T)	78
14.1.3	SE Panambi 1 LT 69 kV Panambi – Cruz Alta.....	84
14.1.4	SE Cruz Alta 1 SE Ijuí 1 SE Panambi	99
14.1.5	SE Santo Ângelo SE Ijuí 2.....	119
14.1.6	SE Campos Novos	126
14.1.7	SE Lagoa Vermelha 2	131
14.1.8	SE Cachoeirinha 1	138
14.1.9	SE Passo Real	144
14.2	Fichas PET	166
14.3	Fichas PELP.....	176
14.4	Plano de Obras e Estimativa de Investimentos	178
14.5	Caracterização da nova subestação	186
14.6	Análise Socioambiental.....	187

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 – Área de interesse do estudo (região centro-norte do Rio Grande do Sul).....	6
Figura 1-2 – Diagrama eletrogeográfico e divisão política da região de interesse do estudo.	7
Figura 1-3 – Diagrama unifilar atual do sistema elétrico de interesse do estudo.....	8
Figura 3-1 – Diagrama unifilar com a recomendação de obras.	11
Figura 3-2 – Diagrama Unifilar do Conjunto de obras recomendadas.	12
Figura 3-3 – Diagrama Unifilar da SE Panambi 1.	20
Figura 5-1 - Níveis de tensão nas barras na região de Cruz Alta e Panambi.	26
Figura 5-2 - Níveis de tensão nas barras na região de Tapera, Carazinho e Ibirubá.	27
Figura 5-3 - Níveis de tensão nas barras na região de Foz do Chapecó e Sarandi.	28
Figura 5-4 – Carregamento dos transformadores da SE Cruz Alta 1.	28
Figura 5-5 – Carregamento da LT e TR da SE Panambi 1.	29
Figura 5-6 – Carregamento dos transformadores da SE Ijuí 1.....	29
Figura 5-7 – Carregamento normal/emergência para os TRs 230/69 kV da SE Cruz Alta 2.	30
Figura 5-8 - Carregamento normal/emergência para os TRs 230/69 kV da SE Tapera 2.	31
Figura 5-9 - Carregamento normal/emergência para os TRs 230/69 kV da SE Santa Marta.	31
Figura 5-10 - Carregamento normal/emergência para a LT 230 kV Sto Ângelo – Sto Ângelo 2.....	32
Figura 5-11 – Níveis de tensão em emergência nas barras 230 kV de Tapera 2 e Santa Marta durante contingência da LT 230 kV Passo Real – Tapera 2.	33
Figura 5-12 – Níveis de tensão em emergência nas barras 230 kV de Ijuí 2 e Cruz Alta 2 durante contingência da LT 230 kV Santo Ângelo 2 – Ijuí 2.....	33
Figura 5-13 – Níveis de tensão em emergência nas barras 230 kV de Santo Ângelo 2, Ijuí 2 e Cruz Alta 2 durante contingência da LT 230 kV Santo Ângelo – Santo Ângelo 2.	34
Figura 5-14 - Carregamento normal/emergência do AT1 230/138 kV SE Passo Real.	34
Figura 5-15 - Carregamento normal/emergência do AT2 230/138 kV SE Passo Real.	35
Figura 5-16 – Carregamento do transformador TR4 da SE Cachoeirinha 1.	35
Figura 6-1 – Novas LTs de Rede Básica previstas na Alternativa A.	44
Figura 6-2 – Diagrama unifilar das obras da Alternativa A.	45
Figura 6-3 - Novas LTs e SE de Rede Básica previstas na Alternativa B.	46
Figura 6-4 - Diagrama unifilar das obras da Alternativa B.	47
Figura 6-5 - Novas LTs e SE de Rede Básica previstas na Alternativa C.	48
Figura 6-6 – Diagrama unifilar das obras da Alternativa C.	49
Figura 6-7 – Novas LTs de Rede Básica previstas na Alternativa D.	50
Figura 6-8 – Diagrama unifilar das obras da Alternativa D.....	51
Figura 7-1 – Gráfico comparativo de custos para as alternativas.	53
Figura 8-1 – Diagrama unifilar do Anarede (.lst) utilizado para as simulações.	54
Figura 10-1 - Dados técnicos básicos da LT 230 kV Santo Ângelo - Panambi 3, C1.....	65
Figura 10-2 - Dados técnicos básicos da LT 230 kV Panambi 3 - Tapera 2, C1	66
Figura 10-3 - Dados técnicos básicos da LT 230 kV Campos Novos - Lagoa Vermelha 2, C1	67
Figura 13-1 – Diagrama unifilar previsto - SE 230/69 kV Panambi 3.....	186

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3-1 – Cronograma de obras recomendadas - Rede Básica	13
Tabela 3-2 – Cronograma de obras recomendadas - DIT	16
Tabela 3-3 - Cronograma de obras recomendadas – Rede de Distribuição	20
Tabela 3-4 - Solicitação de relatórios complementares	23
Tabela 4-1 – Limites operativos de tensão	25
Tabela 5-1 – Resumo das restrições de TENSÃO identificadas no diagnóstico	36
Tabela 5-2 – Resumo das restrições de CARREGAMENTO identificadas no diagnóstico	37
Tabela 6-1 – Resumo das Obras comuns às alternativas.	42
Tabela 6-2 – Obras no sistema 69 kV para atendimento ao município de Panambi na Alternativa A.	45
Tabela 6-3 – Obras no sistema 69 kV para atendimento ao município de Panambi na Alternativa B.....	46
Tabela 6-4 – Obras no sistema 69 kV para atendimento ao município de Panambi na Alternativa C.....	48
Tabela 6-5 - Obras no sistema 69 kV para atendimento ao município de Panambi na Alternativa D.	50
Tabela 7-1 – Comparação dos Rendimentos Necessários das Alternativas.	52
Tabela 7-2 – Custo Diferencial de Perdas.....	52
Tabela 7-3 – Comparação Econômica.	52
Tabela 8-1 – Tensão nas barras - Alternativa C – Condição Normal e Emergência.....	55
Tabela 8-2 - Fluxos nos circuitos - Alternativa C – Condição Normal e Emergência.	56
Tabela 10-1 - Novas Linhas de Transmissão	60
Tabela 10-2 - Dados do ambiente	60
Tabela 10-3 - Dados para avaliação econômica	61
Tabela 10-4 - Dados do sistema - Fluxos para cálculo de perdas.....	61
Tabela 10-5 - Dados do sistema - Fluxos máximos observados para diferentes condições de operação	61
Tabela 10-6 - Configurações com menor custo total - LT1.....	62
Tabela 10-7 - Configurações com menor custo total - LT2.....	63
Tabela 10-8 - Configurações com menor custo total - LT3.....	64
Tabela 10-9 - Características elétricas básicas da LT 230 kV Santo Ângelo - Panambi 3, C1	65
Tabela 10-10 - Coordenadas da silhueta típica da LT1 230 kV em CS.....	66
Tabela 10-11 - Características elétricas básicas da LT 230 kV Panambi 3 - Tapera 2, C1.....	66
Tabela 10-12 - Coordenadas da silhueta típica da LT2 230 kV em CS.....	67
Tabela 10-13 - Características elétricas básicas da LT 230 kV Campos Novos - Lagoa Vermelha 2, C1	67
Tabela 10-14 - Coordenadas da silhueta típica da LT3 230 kV em CS.....	68
Tabela 10-15 - Estimativas iniciais para faixa de segurança.....	68
Tabela 11-1 – Níveis de Curto-Circuito nas Barras da Região do Estudo.	69
Tabela 11-2 – Comparativo dos níveis de CC em relação à Menor Capacidade de Interrupção Simétrica dos Disjuntores.....	70
Tabela 13-1 - Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa A – Fronteiras existentes + Novo corredor 230 kV.....	178
Tabela 13-2 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa B – Nova SE Panambi 3 (seccionamento nova LT 230 kV Ijuí 2 - Tapera 2).....	180
Tabela 13-3 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa C – Nova SE Panambi 3 (seccionamento nova LT 230 kV Santo Ângelo - Tapera 2).	182
Tabela 13-4 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa D – Fronteiras existentes + LT 230 kV Cruz Alta 2 – Tapera 2.	184
Tabela 13-5 – Previsão de expansão da nova SE 230/69 kV Panambi 3.	186

1 INTRODUÇÃO E OBJETIVO

1.1 Considerações Iniciais

A região de Cruz Alta e Panambi está localizada no centro-norte do estado do Rio Grande do Sul, sendo atualmente abastecida pelas subestações da Rede Básica de Cruz Alta 2 230/69 kV, Ijuí 2 230/69 kV, Santo Ângelo 2 230/69 kV, Tapera 2 230/69 kV, Passo Real 230/138 kV, Santa Marta 230/69 kV e mais distante, porém ainda com influência na região, as subestações de Guarita 230/69 kV e Passo Fundo 230/138 kV. A Figura 1-1 apresenta o sistema elétrico de Rede Básica que atende a região de interesse.

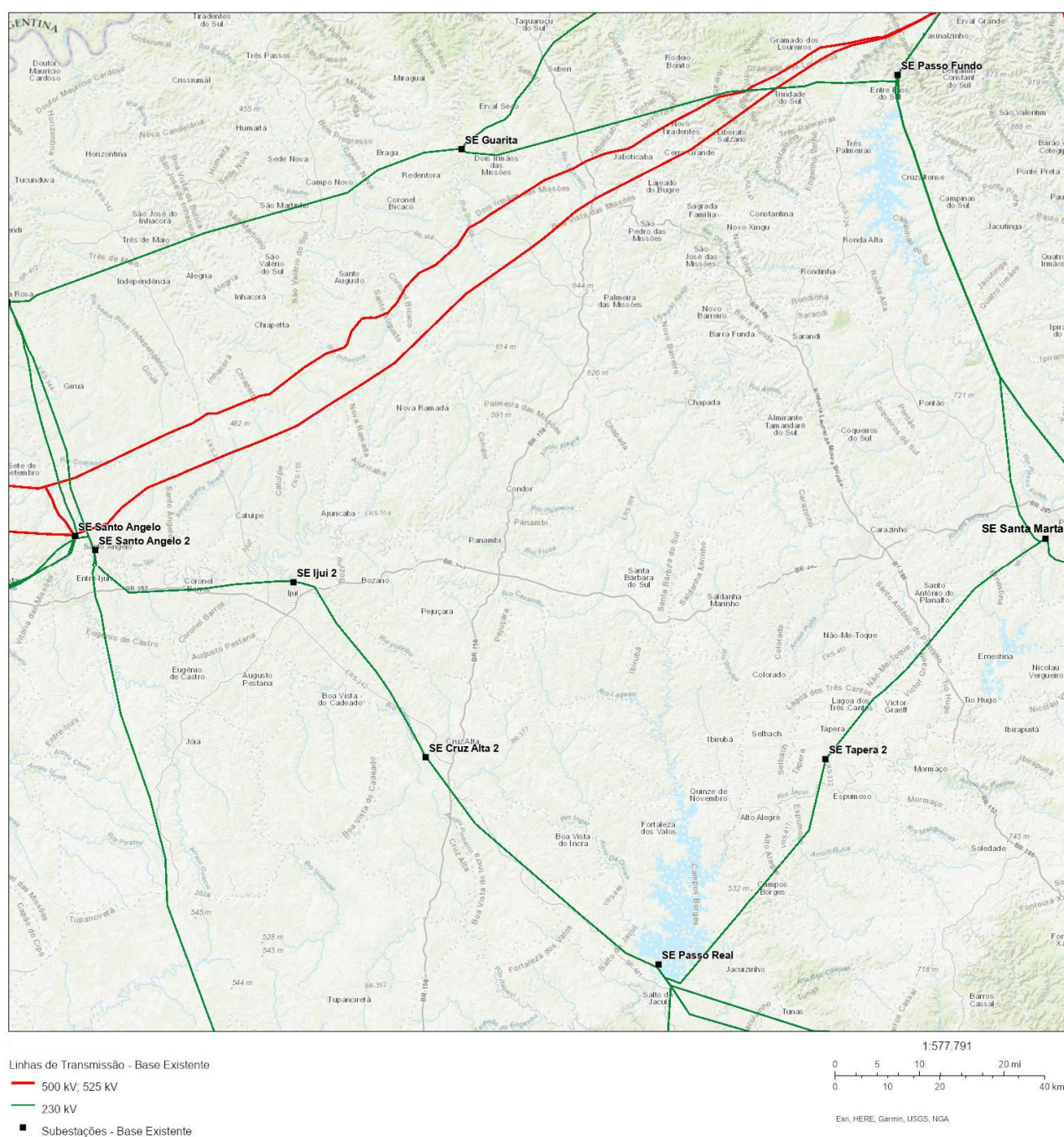


Figura 1-1 – Área de interesse do estudo (região centro-norte do Rio Grande do Sul).

O atendimento aos consumidores da região é realizado por várias distribuidoras, tais como as concessionárias RGE Sul, HIDROPAN, ELETROCAR e DEMEI e as permissionárias COPREL, CERILUZ e CRELUZ. Juntas, tais distribuidoras respondem pelo suprimento elétrico a um conjunto de mais de 100 municípios gaúchos localizados nesta macrorregião.

Conforme pode-se observar na Figura 1-2, existe uma área muito grande desde as subestações de Palmeira das Missões e Sarandi (norte) até Ibirubá (sul) e desde Panambi (oeste) até Carazinho (leste). Internamente a esta região, não existe nenhuma rede de transmissão da Rede Básica 230 kV. Sob o ponto de vista das distribuidoras, é uma área suprida por longas Linhas de Distribuição 69 kV e pelo sistema de Média Tensão com longas extensões, carecendo de novas fontes confiáveis para suprimento.

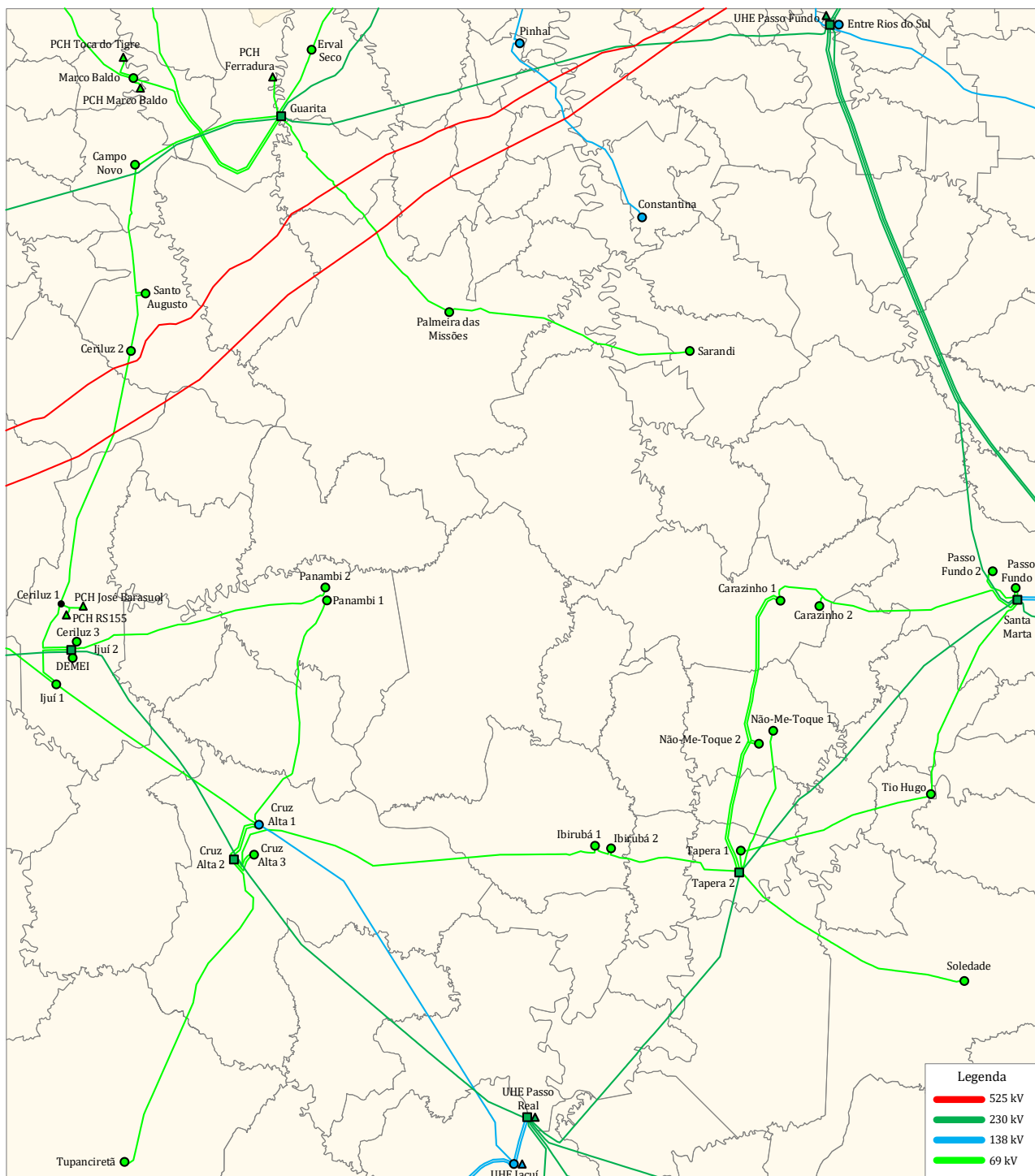


Figura 1-2 – Diagrama eletrogeográfico e divisão política da região de interesse do estudo.

que a SE UHE Jacuí (até então, única fonte anterior ao sistema de Cruz Alta) foi alagada e erodida pelas fortes correntezas do rio Jacuí, permanecendo fora de operação até os dias atuais.

Mesmo após tais importantes reforços no sistema elétrico, as taxas de crescimento de demanda acima da média na região ainda apontam restrições no fornecimento de médio e longo prazo, impulsionado pelo crescimento do setor agroindustrial (especialmente agricultura irrigada) e pelo crescimento do setor metalmeccânico. O município de Panambi é terceiro maior polo metalmeccânico do Estado do Rio Grande do Sul, e este setor acaba propagando a sua lucratividade e modo de produção por toda a região, impulsionando o consumo de energia elétrica.

No município de Panambi, o atendimento elétrico aos consumidores das distribuidoras COPREL e HIDROPAN já se encontra com graves limitações, com instalações sobrecarregadas e restrições de tensão de fornecimento, além de ausência de confiabilidade, não satisfazendo as necessidades de aumento de carga solicitados por consumidores locais. Este município é atendido atualmente por duas subestações:

- **SE 69/13,8 kV Panambi 1:** DIT sob concessão da CPFL Transmissão, uso compartilhado entre as distribuidoras COPREL e HIDROPAN.
- **SE 69/13,8 kV Panambi 2:** Subestação de propriedade da distribuidora HIDROPAN.

Tanto a subestação Panambi 1 69/13,8 kV quanto a linha de 69 kV proveniente da subestação de Cruz Alta 1, são equipamentos de propriedade da Transmissora CPFL-T, caracterizadas, portanto, como DIT - Demais Instalações da Transmissora de uso compartilhado.

Importante ressaltar que as restrições no fornecimento de médio e longo prazo não se restringem apenas ao sistema de distribuição e DIT do município de Panambi, mas também a outras instalações DIT (SE Cruz Alta 1 e SE Ijuí 1), instalações integrantes da Rede Básica de Fronteira (SEs 230/69 kV Santa Marta, Tapera 2 e Cruz Alta 2) e instalações de Rede Básica (LT 230 kV Santo Ângelo – Santo Ângelo 2 e Barras 230 kV de Tapera 2, Santa Marta, Cruz Alta 2 e Ijuí 2).

Diante do exposto, com um crescimento anual acima da média, foi identificada a necessidade de um diagnóstico mais robusto para a região, preparando o sistema para atender este crescimento da demanda com fornecimento de energia de qualidade e confiabilidade.

1.2 Objetivos Gerais

O objetivo deste estudo é, portanto, definir uma solução estrutural para atendimento ao sistema de distribuição de energia para suprimento das cargas nos municípios de Cruz Alta e Panambi, na região do centro-norte do Rio Grande do Sul, atendendo ao critério N-1 para Rede Básica e aumento de confiabilidade aos agentes de distribuição das diversas concessionárias e permissionárias da região, com o propósito de atendimento às cargas até o ano de 2037, de acordo com as premissas de planejamento vigentes.

2 CONCLUSÕES

Neste estudo, foram analisadas alternativas que proporcionam melhorias na qualidade e confiabilidade do sistema de distribuição de energia na região centro-norte do estado do Rio Grande do Sul, com especial atenção aos municípios de Panambi e Cruz Alta. Esta região é atendida por diversas distribuidoras, tais como as concessionárias RGE Sul, HIDROPAN, ELETROCAR e DEMEI e as permissionárias COPREL, CERILUZ e CRELUZ. Juntas, tais distribuidoras respondem pelo suprimento elétrico a um conjunto de mais de 100 municípios gaúchos localizados nesta macrorregião.

Foram consideradas alternativas tecnicamente equivalentes, tanto com ampliações dos pontos de fronteira existentes quanto com a construção de novas subestações e linhas de transmissão. Além disso, dentre as soluções propostas, avaliaram-se diversos reforços no sistema de distribuição, nas instalações DIT e na Rede Básica de Transmissão.

Após a avaliação das alternativas, considerando aspectos técnicos, econômicos e socioambientais, foi selecionada a alternativa que contempla a construção da nova subestação de Rede Básica **Panambi 3**, com transformações de 230/69 kV – 2 x 83/100 MVA de potência instalada, conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) através da **LT 230 kV Santo Ângelo – Panambi 3** e da **LT 230 kV Panambi 3 – Tapera 2**. Além disso, foi recomendada a **nova LT 230 kV Campos Novos – Lagoa Vermelha 2** com intuito de resolver sobrecargas na LT 230 kV Passo Fundo – Santa Marta e melhorar o perfil de tensão na região norte do Rio Grande do Sul. Ainda, para atendimento às distribuidoras locais, prevê-se a construção de novas subestações e linhas de distribuição, fornecendo novas fontes de suprimento das subestações nos municípios de Panambi, Ibirubá e Sarandi, além de reforços nas instalações DIT e Rede Básica que suprem os municípios de Cruz Alta, Ijuí, Tapera, Passo Fundo, e, apesar de fora da região focal do estudo, Cachoeirinha.

A transmissora responsável cadastrou, recentemente, a necessidade de substituição do TR4 138/23 kV da SE Cachoeirinha 1 (15 MVA) e do AT1 230/138 kV da SE Passo Real, por final de vida útil. No entanto, visto que existe sobrecarga em regime normal para o TR4 de Cachoeirinha 1 e restrições de futuros geradores em Passo Real, recomendou-se a substituição do TR4 de Cachoeirinha 1 por maior capacidade – 42 MVA – compatível com transformador remanescente (TR7) e a substituição do AT1 de Passo Real por maior capacidade - 225 MVA, além da adequação da capacidade de emergência do AT2.

A Figura 3-2 apresenta o diagrama unifilar do sistema da região com as obras recomendadas neste estudo.

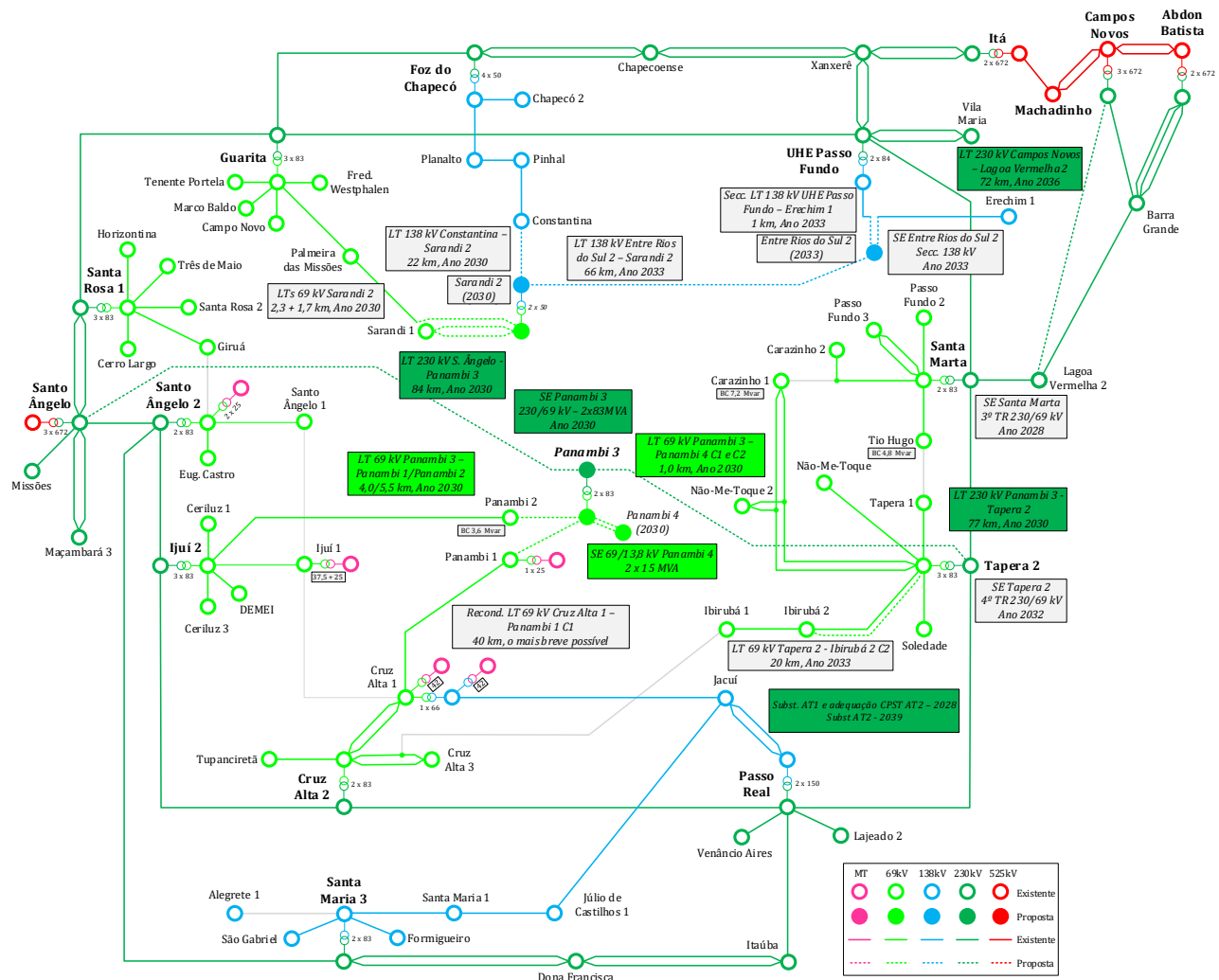


Figura 3-2 – Diagrama Unifilar do Conjunto de obras recomendadas.

A Tabela 3-1 e a Tabela 3-2 apresentam descritivo e cronograma das obras recomendadas em Rede Básica e DIT, enquanto a Tabela 3-3 apresenta o cronograma de obras recomendadas no sistema de distribuição.

Tabela 3-1 – Cronograma de obras recomendadas - Rede Básica

Ano	Obra	Descrição	Observações
2028	SE 230/138 kV PASSO REAL (Ampliação / Adequação)	Subst. AT1 230/138 kV, 3+1R x 75 MVA 1Φ (Atual: 3+1R x 50 MVA – final de vida útil) * <i>Subst. CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD5 **</i> <i>Subst. CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT **</i> <i>Subst. IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD5</i> <i>Subst. IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT ***</i> <i>MIM 138 kV</i> Revisão do CPST com adequação viável no limite de emergência do AT2 para 451 A (180 MVA)	* Será necessária a adequação da infraestrutura civil existente, com a instalação de caixa coletora de óleo e paredes corta-fogo, atualmente inexistentes. CPFL-T informou que essas intervenções civis, somadas à substituição do banco de autotransformadores, exigirão a indisponibilidade do equipamento por, no mínimo, quatro meses ininterruptos. ** Além da substituição dos CTs 230 e 138 kV, também será necessário a substituição do Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS), com sua instalação no novo Prédio de Comando da CPFL-T, em virtude da segregação da infraestrutura atualmente pertencente à CSN Energia e compartilhada entre as empresas; *** Substituição do IB 138 kV com instalação em nova posição, sendo necessário 1 (um) Módulo de Infraestrutura de Manobra (MIM) 138 kV, de modo a viabilizar a solução provisória que utilizará o futuro IB 138 kV, durante a execução da obra, como um módulo de conexão de transformador (CT) temporário para a ligação do autotransformador de força provisório, destinado a mitigar os impactos do desligamento prolongado do ATF1. Ressalta-se que o módulo atual se encontra em final de vida útil e, no caso dos Transformadores de Corrente (TCs) e da rede aérea, encontra-se superado. Além disso, a instalação do novo IB 138 kV em posição distinta viabilizará futura e eventual implantação de 01 (uma) nova Entrada de Linha (EL) 138 kV.

Ano	Obra	Descrição	Observações
2030	SE 230/69 kV PANAMBI 3 (Nova)	1º e 2º TR 230/69 kV, 2 x 83/100 MVA 3Φ 2x CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4 2x CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT 1x IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4 1x IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT	Nada a observar
2030	LT 230 kV SANTO ÂNGELO - PANAMBI 3 (Nova)	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 84 km 1x EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 na SE 525/230 kV Santo Ângelo 1x EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 na SE 230/69 kV Panambi 3	Nada a observar
2030	LT 230 kV PANAMBI 3 – TAPERA 2 (Nova)	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 77 km 1x EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 na SE 230/69 kV Panambi 3 1x EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 na SE 230/69 kV Tapera 2	Nada a observar
2032	SE 230/69 kV TAPERA 2 (Ampliação / Adequação)	4º TR 230/69 kV, 1 x 83/100 MVA 3Φ 1x CT (Conexão de Transformador) 230 kV, arranjo BD4 1x CT (Conexão de Transformador) 69 kV, arranjo BPT	Nada a observar

Ano	Obra	Descrição	Observações
2036	LT 230 kV CAMPOS NOVOS – LAGOA VERMELHA 2 (Nova)	* Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 72 km 1x EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 na SE 230/69 kV Campos Novos ** 1x EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 na SE 230/69 kV Lagoa Vermelha 2	* Devido à proximidade da nova LT 230 kV Campos Novos – Lagoa Vermelha 2 C1 e a LT 230 kV Barra Grande – Lagoa Vermelha 2 C1 (existente), estimou-se, inicialmente, um afastamento mínimo de 65 m entre os circuitos, de forma a assegurar que a queda de uma torre não afete o outro circuito. A nível de projeto, esse valor está sujeito a variações dependendo da real alocação das torres, dentre outros aspectos. ** Para conexão de nova entrada de linha no setor de 230 kV é necessária a aquisição de terreno contíguo a SE Lagoa Vermelha 2 (em torno de 1700 m²), conforme croqui informado no Anexo 14.1.7.
2039	SE 230/138 kV PASSO REAL (Ampliação / Adequação)	Subst. AT2 230/138 kV, 3+1R x 75 MVA 1Φ (Atual: 3+1R x 50 MVA) * Subst. CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD5 ** Subst. CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT ***	* Atentar que a substituição foi postergada para horizonte indicativo, visto que foi recomendado, no início do horizonte do estudo, a revisão do CPST com ganho de 20 % no limite de emergência com aumento viável para 451 A (180 MVA). ** Em relação ao CT 230 kV, não são necessárias adequações além da execução das novas conexões das buchas do autotransformador e da substituição do Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS) para instalação no novo prédio de comando da CPFL-T. *** Em relação ao CT 138 kV, será necessária a substituição integral da rede aérea, com instalação de cabos de maior bitola e troca dos TCs, e da substituição do Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS) para instalação no novo prédio de comando da CPFL-T.

Tabela 3-2 – Cronograma de obras recomendadas - DIT.

Ano	Obra	Descrição	Observações
Imediato	SE 138/23 kV CACHOEIRINHA 1 (Ampliação / Adequação)	* Subst. TR4 138/23 kV, 1 x 42 MVA 3Φ (Atual: 1x 15 MVA – final de vida útil) ** Adequação 1x CT (Conexão de Transformador) 138 kV, arranjo BS *** Adequação 1x CT (Conexão de Transformador) 23 kV, arranjo BPT <u>Módulo Geral 23 kV</u> - Instalação de um módulo de interligação de semi-barras P1 e P2 de 23 kV, composto por disjuntor, 2 chaves seccionadores e sistema de proteção e controle. - Instalação de sistema de transferência automática de carga entre transformador TR7 existente e o novo transformador 138/23 kV 42 MVA.	* Necessidade de substituição da caixa coletora de óleo e parede corta-fogo ** Substituição de 100 m de cabos da rede aérea devido a superação por corrente nominal (incluindo conectores e demais acessórios) *** Substituição de 210 m de cabos isolados devido a superação por corrente nominal (incluindo muflas e demais acessórios).

Ano	Obra	Descrição	Observações
2028	LT 69 kV CRUZ ALTA 1 – PANAMBI 1 <i>Recapacitação</i> (Ampliação / Adequação)	* Recondutoramento para 1 x ACCC Liverpool (Ø 11,96 mm), ampliando a capacidade para 67/81 MVA (atual: 1x CAA 2/0 AWG Quail) ** Subst. 1x EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BS (HGIS) // SE Panambi 1	* Detalhamento da recapacitação - Substituição dos cabos condutores por 1 x ACCC Liverpool ao longo dos 41 km (100%) de extensão da linha de transmissão. - Substituição de 100% das cadeias de isoladores. - Substituição de 52 estruturas de madeira remanescentes por concreto (26% do total da LT). - Substituição dos cabos para-raios existentes por 1 x HS 3/8" e 1 x OPGW 24FO, bem como os conjuntos de ferragens. - Instalação do sistema de aterramento das estruturas a serem substituídas. - Conformação do trecho urbano da LT (aproximadamente 4 km), com instalação de novas estruturas. ** Adequação de equipamentos terminais - Devido à restrição de espaço disponível, substituição da entrada de linha da LT 69 kV Cruz Alta 1 - Panambi C-1, atualmente em arranjo convencional, por novo módulo de entrada de linha 69 kV do tipo híbrido, isolado a gás SF₆, com arranjo em barra simples (BS), na SE Panambi 1. - Instalação de novo módulo de entrada de linha híbrido, isolado a gás SF₆, em arranjo BS; - Desativação do módulo de entrada de linha existente, também em arranjo BS. - Além disso, serão necessárias diversas adequações na subestação Panambi 1, conforme descrito abaixo.

Ano	Obra	Descrição	Observações
2028	SE 69/13,8 kV PANAMBI 1 (Ampliação / Adequação)	Substituição do TR1 69/13,8 kV, 1 x 42 MVA 3Φ (atual 25 MVA) <i>* Recapacitação da Conexão de Transformador de 69 kV para TR1 de 42 MVA, arranjo BS a 3 chaves</i> <i>* Subst. 1x CT (Conexão de transformador) 13,8 kV, Arranjo BS a 3 chaves</i> <u>Módulo Geral 13,8 kV</u> <i>* Substituição do barramento principal de 13,8 kV, em função do aumento da capacidade do transformador TR-1</i> <u>Módulo Geral 69 kV</u> - Substituição de Transformadores de Potencial da barra de 69 kV; - Adequação do Módulo de Infraestrutura Geral (MIG), incluindo a ampliação do Prédio de Comando, execução de terraplanagem e embritamento, substituição do sistema de radiocomunicação via estação UHF por novo sistema com estação via fibra óptica, reposicionamento do Transformador de Serviço Auxiliar com instalação de conduto/canaleta, e ampliação do Sistema de Serviços Auxiliares, com a instalação de Grupo Motor-Gerador (GMG) e de novos painéis de serviços auxiliares; - Ampliação de Caixa Separadora de Óleo. - Instalação de módulos provisórios, abrangendo: transformador de força 69/13,8 kV, respectivos módulos de conexão e caixa coletora de óleo. - Desativação de módulos provisórios, abrangendo: transformador de força 69/13,8 kV, respectivos módulos de conexão e caixa coletora de óleo.	- A subestação conta com apenas um transformador de serviços auxiliares (TSA) e não possui gerador de emergência, logo o TSA ficará indisponível durante os desligamentos e será necessário instalar um gerador de emergência (com as devidas adequações na sala de comando). - A substituição do TR-1 69/13,8 kV exigirá a utilização de um arranjo provisório com necessidade de uso de um dos futuros módulos híbridos que serão instalados para LTs 69 kV. Vide Figura 3-3 para melhor interpretação das alterações informadas acima e maiores informações na carta enviada pela CPFL-T que consta no Anexo 14.1.3.
2028	SE 138/69/23 kV CRUZ ALTA 1 (Ampliação / Adequação)	Substituição do TR3 69/23 kV, 1 x 42 MVA 3Φ (atual 25 MVA) <i>* Necessidade de substituição do módulo de conexão em 23 kV</i> Substituição do TR2 138/23 kV, 1 x 42 MVA 3Φ (atual 25 MVA) <i>* Necessidade de substituição do módulo de conexão em 23 kV</i> <u>Módulo Geral 138 kV</u> <i>Instalação de Sistema de Radiocomunicação via Estação de Fibra Ótica *</i>	<i>* Devido à instalação de cabo cobertura OPGW na LT 69 kV Cruz Alta 1 – Panambi*, é necessária a Instalação de Sistema de Radiocomunicação composto da Estação de Fibra Ótica.</i>

Ano	Obra	Descrição	Observações
2035	SE 69/23 kV IJUÍ 1 (Ampliação / Adequação)	* Substituição do TR1 69/23 kV - 1 x 37,5 MVA 3Φ (atual 25 MVA) * CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BS com chave de by-pass (BS a 3 chaves) * Adequação do CT (Conexão de Transformador) 23 kV, Arranjo BS com chave de by-pass (BS a 3 chaves) MIM 69 kV ** Instalação de lógica de transferência automática de carga entre o TR1 e o TR2	* Para mitigação de longo e ininterrupto desligamento do TR-1, faz-se necessária a instalação do novo TR-1 69/23 kV – 37,5 MVA (3Ø) e de seu respectivo módulo de conexão de transformador 69 kV (CT 69 kV + MIM 69 kV), em arranjo Barra Simples com chave de by-pass (BS a 3 chaves), em área posterior ao arranjo existente, ou seja, ambos em nova posição. Adicionalmente, será necessária a adequação do CT 23 kV, arranjo Barra Simples com chave de by-pass (BS a 3 chaves), incluindo a recapacitação da interconexão entre o CT 23 kV e o TR-1 69/23 kV, bem como a integração do Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS). ** Como os transformadores TR-1 e TR-2, não poderão operar em paralelo, devido às diferenças de potência e de impedância, será necessário adequar os Sistemas de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS) existentes do Interligador de Semi-barras (IB3) 23 kV para instalação e incorporação do Sistema de Transferência Automática de Carga – STAC.

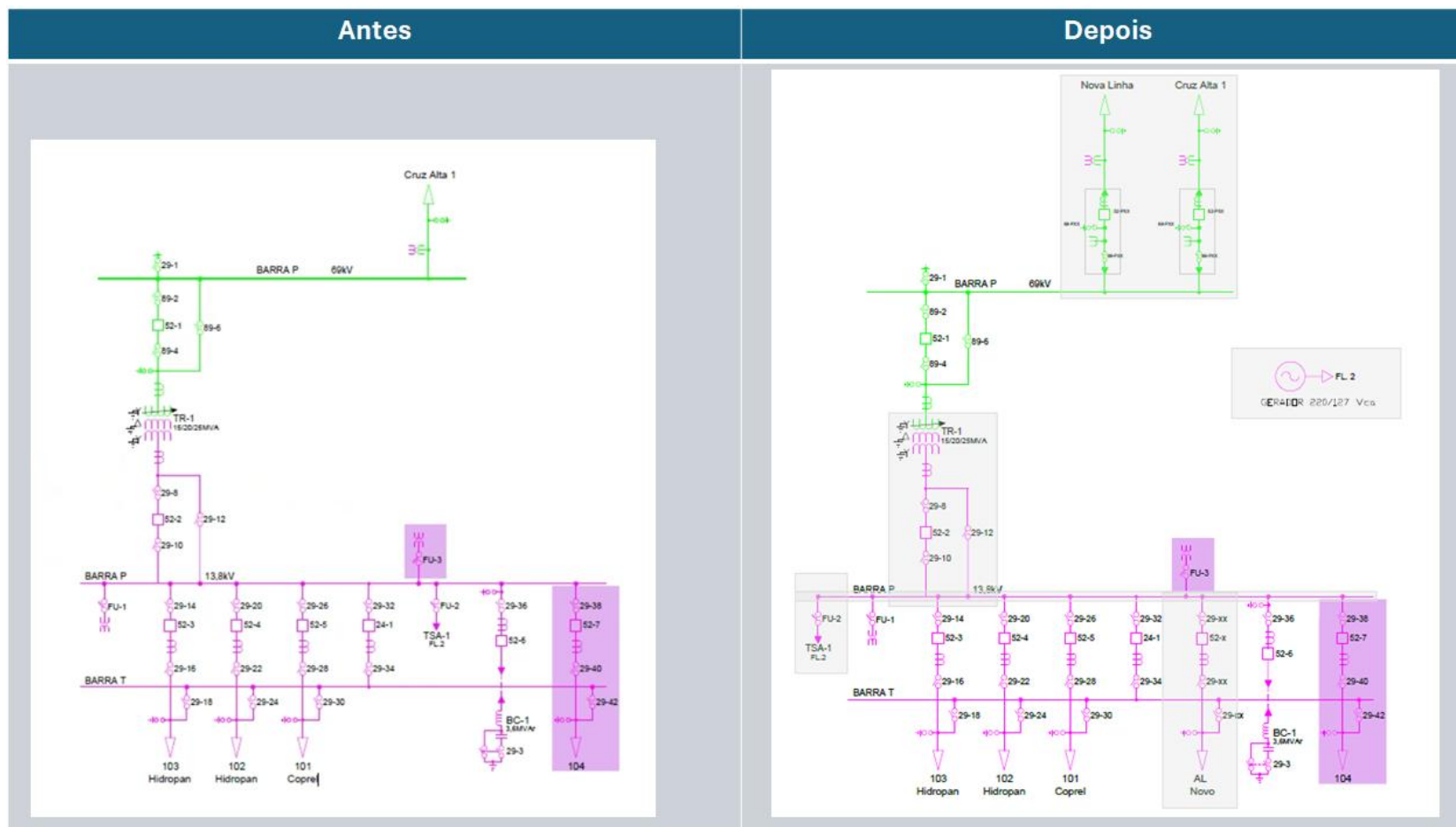


Figura 3-3 – Diagrama Unifilar da SE Panambi 1.

Tabela 3-3 - Cronograma de obras recomendadas – Rede de Distribuição.

Ano	Obra	Distribuidora / Concessionária / Permissionária	Descrição	Observações
2028	SE 69/13,8 kV PANAMBI 2 (Ampliação / Adequação)	HIDROPAN	1º Banco de Capacitores 13,8 kV, 1 x 3,6 Mvar 1x CCD (Conexão de Capacitor em Derivação) 13,8 kV, BPT	Nada a observar
2028	SE 69/13,8 kV CARAZINHO 1 (Ampliação / Adequação)	ELETOCAR	1º Banco de Capacitores 13,8 kV, 1 x 7,2 Mvar 1x CCD (Conexão de Capacitor em Derivação) 13,8 kV, BPT	Nada a observar
2028	SE 69/13,8 kV TIO HUGO (Ampliação / Adequação)	RGE	1º Banco de Capacitores 13,8 kV, 1 x 4,8 Mvar 1x CCD (Conexão de Capacitor em Derivação) 13,8 kV, BPT	Nada a observar
2030	SE 69/13,8 kV PANAMBI 4 (Ampliação / Adequação)	COPREL	1º e 2º TR 69/13,8 kV, 2 x 15 MVA 3Φ	Nada a observar
2030	LT 69 kV PANAMBI 3 – PANAMBI 4 C1 e C2 (Ampliação / Adequação)	COPREL	Circuito Duplo 69 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 1 km 2x EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // SE Panambi 3 2x EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // SE Panambi 4	Nada a observar
2030	LT 69 kV PANAMBI 3 – PANAMBI 2 C1 (Ampliação / Adequação)	COPREL/HIDROPAN	Circuito Simples 69 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 4 km 1x EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // SE Panambi 3 1x EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BS // SE Panambi 2 *	Nada a observar
2030	LT 69 kV PANAMBI 3 – PANAMBI 1 C1 (Ampliação / Adequação)	COPREL/HIDROPAN	Circuito Simples 69 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 5,5 km 1x EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // SE Panambi 3 * 1x EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BS (HGIS) // SE Panambi 1	* Devido à restrição de espaço disponível, será utilizado módulo de conexão híbrido compacto isolado a gás SF ₆ para nova EL 69 kV em Panambi 1. Além disso, serão necessárias diversas adequações na subestação Panambi 1, conforme descrito na Tabela 3-2.
2030	SECC (CD) LT 69 kV PALMEIRA DAS MISSÕES - SARANDI 1 NA SE SARANDI 2 (Ampliação / Adequação)	RGE	Circuito Duplo 69 kV, 1 x 477 MCM (Hawk), 1,7 km 2x EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // SE Sarandi 2	Nada a observar

Ano	Obra	Distribuidora / Concessionária / Permissionária	Descrição	Observações
2033	LT 69 kV TAPERA 2 – IBIRUBÁ 2 C1 (Ampliação / Adequação)	RGE	Circuito Simples 69 kV, 1 x 477 MCM (Hawk), 20 km 1x EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // SE Tapera 2 1x EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // SE Ibirubá	Nada a observar
2033	SE 138 kV ENTRE RIOS DO SUL (Ampliação / Adequação)	RGE	SE 138 kV (seccionadora), 3x ELs 138 kV	Nada a observar
2033	SECC (CD) LT 138 kV PASSO FUNDO – ERECHIM 1 NA SE ENTRE RIOS DO SUL 2 (Ampliação / Adequação)	RGE	Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (Hawk), 1,0 km 2x EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Nada a observar
2033	LT 138 kV ENTRE RIOS DO SUL 2 – SARANDI 2 C1 (Ampliação / Adequação)	RGE	Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (Hawk), 66 km 1x EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // SE Entre Rios do Sul 2 1x EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // SE Sarandi 2	Nada a observar

Conforme informado no Capítulo 6.4, tanto a LT 69 kV Cruz Alta 1 – Panambi 1 e a LT 69 kV Ijuí 2 – Panambi 2 passam a operar normalmente abertas (NA), sendo utilizadas em condições de contingência das novas interligações a partir da entrada da nova SE 230/69 kV Panambi 3.

3.2 Recomendações para R2, R3, R4 e R5

Sugere-se que os Relatórios R2, R3, R4 e R5 sejam solicitados conforme tabela abaixo:

Tabela 3-4 - Solicitação de relatórios complementares

INSTALAÇÕES	R2 *	R3	R4	R5
SE 230/69 kV PANAMBI 3 1º e 2º TR 230/69 kV, 2 x 83/100 MVA 3Φ	✗	✓	✗	✓
LT 230 kV SANTO ÂNGELO - PANAMBI 3, C1	✗	✓	✓ Tipo A Terminal Santo Ângelo	✓
LT 230 kV PANAMBI 3 – TAPERA 2, C1	✗	✓	✓ Tipo A Terminal Tapera 2	✓
LT 230 kV CAMPOS NOVOS – LAGOA VERMELHA 2, C1	✗	✓	✓ Tipo A Ambos os Terminais	✓

* R2 – Dentre as novas instalações deste estudo, não foram identificadas instalações com necessidade de elaboração de estudos de Transitórios Eletromagnéticos de Manobra (TEM) nesta fase de planejamento. Logo, recomenda-se a dispensa de elaboração dos relatórios R2 associados. Entretanto, sugere-se que, caso sejam identificadas nos estudos desenvolvidos nas etapas posteriores elevadas sobretensões, correntes e/ou energias nos para-raios de óxido metálico, bem como algum fenômeno de interação relevante entre o elemento objeto dos estudos e a rede elétrica adjacente e/ou equipamentos, seja considerada a adoção de medidas mitigatórias para redução dos impactos dos TEM como, por exemplo, dispositivos sincronizadores.

4 PREMISSAS E CRITÉRIOS

4.1 Critérios Básicos

O presente estudo foi elaborado em conformidade com os critérios usuais de planejamento definidos no documento CCPE “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão” [1]. Quando aplicável, foram respeitados ainda os requisitos do submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS [2] e dos Procedimentos de Distribuição/resoluções específicas da ANEEL.

4.2 Casos de Trabalho

Foram adotados os casos de trabalho do Plano Decenal da Transmissão 2032. O horizonte do estudo foi o período entre 2028 e 2037.

4.3 Mercado

As projeções de demanda consideradas na área de interesse tiveram como base as expectativas de novas cargas e taxa de crescimento esperada para o horizonte de estudo.

4.4 Cenários e Plano de Geração

Serão avaliadas somente as condições de intercâmbio, carga e geração mais críticas para o sistema da região de interesse. Para o cálculo de perdas, foram analisados os patamares de carga média e leve, os quais representam adequadamente as condições mais críticas do sistema. A geração adotada foi a dos casos de trabalho do Plano Decenal da Transmissão 2032.

4.5 Limites Operativos

4.5.1 Tensão

Como critério de análise do perfil de tensão, admitiu-se que os barramentos de carga da Rede Básica não deveriam exceder as faixas estabelecidas nos Procedimentos de Rede para classificação adequada, conforme apresentadas na Tabela 4-1.

Para as barras de 69 kV e 138 kV das subestações de Rede Básica de Fronteira (barras com controle de tensão através da comutação dos tapes dos transformadores), a tensão sempre foi ajustada para sua tensão nominal (1,000 pu).

Tabela 4-1 – Limites operativos de tensão.

Limites de Tensão				
Tensão	Condição Normal		Condição de Emergência	
kV	min	Max	Min	Max
<=138	0,950	1,050	0,900	1,050
230	0,950	1,050	0,900	1,050
345	0,950	1,050	0,900	1,050
440	0,950	1,046	0,900	1,046
500	1,000	1,100	1,000	1,100
525	0,950	1,050	0,950	1,050
765	0,900	1,046	0,900	1,046

4.5.2 Carregamento

Para as linhas de transmissão existentes na Rede Básica, foram utilizados, em regime normal e de emergências, os limites de carregamentos constantes do Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST). Para as linhas da rede de distribuição, foram observados os limites usuais utilizados pelo planejamento e operação da empresa.

Para os transformadores existentes, foram utilizados os limites de curta e longa duração informados pelas empresas proprietárias dos equipamentos no CPST. No caso de transformadores novos, foi considerada a capacidade operativa de curta duração (4 horas) correspondente a 120% da capacidade nominal do equipamento.

4.5.3 Fator de Potência

Na fronteira com a Rede Básica ou DIT, foi considerado fator de potência mínimo de 0,95.

4.6 Parâmetros Econômicos

Para o custeamento das novas instalações, foram utilizados os preços referenciais da ANEEL de 01/2025. Salienta-se que esses valores são de referência, compostos por custos médios de mercado e utilizados apenas para comparação de alternativas em estudos de planejamento, não servindo como base para orçamentos executivos do empreendimento.

Foram considerados ainda:

- Custo marginal de expansão (custos das perdas): R\$ 199,96/MWh;
- Taxa de desconto: 8% a.a.;
- Ano de referência: 2025;
- Tempo de vida útil das instalações: 30 anos;
- Ano horizonte: 2036; e
- Empate entre alternativas: diferença de custos inferior a 5 % (requer análises adicionais).

Para o cálculo dos custos das perdas foram considerados os patamares de carga Média e Leve e os intercâmbios Norte Seco e Norte Úmido do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2032.

5 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA

Esse capítulo apresenta as análises de regime permanente realizadas sobre o sistema elétrico que atende à Região de Cruz Alta e Panambi. O suprimento às distribuidoras locais é realizado por um conjunto de instalações integrantes da Rede Básica e por Demais Instalações de Transmissão – DIT, em sua maioria de uso compartilhado entre os diversos agentes de distribuição. Para facilitar a análise, os resultados são apresentados por conjunto de instalações semelhantes (RB ou DIT+SDAT – Sistema de Distribuição de Alta Tensão) e eletricamente relacionadas.

As próximas sessões apresentam os problemas observados no cenário mais crítico, o cenário dimensionador deste estudo (carga MÉDIA, no cenário de geração NORTE ÚMIDO). Cumpre ressaltar que as simulações de fluxo de potência foram realizadas considerando os pontos de fronteira da região ajustados em sua tensão nominal (1,000 pu), conforme premissas deste estudo.

5.1 Barras em Subtensão (SDAT e DIT)

Conforme Figura 5-1, o barramento 69 kV da SE Cruz Alta 1 apresenta excelente suporte de tensão ao longo de todo o horizonte de análise, consequência da forte interligação com a SE 230/69 kV Cruz Alta 2 e da transformação 138/69 kV local, que possui capacidade de comutação automática de tape para ajuste da tensão na barra 69 kV. Por outro lado, observa-se a degradação dos níveis de tensão no barramento 138 kV da SE Cruz Alta 1, sendo previstos níveis de tensão precários para esta barra ao longo do horizonte de análise.

Para as subestações de Panambi a condição é crítica, especialmente para o barramento 69 kV da SE Panambi 1, onde estão previstos níveis de tensão críticos a partir de 2030, com rápido declínio ao longo do estudo, indicando tendência de colapso de tensão para este sistema. Para a SE Panambi 2 (suprida a partir da fronteira 230/69 kV Ijuí 2), são esperados níveis de tensão precários durante todo o horizonte de análise.

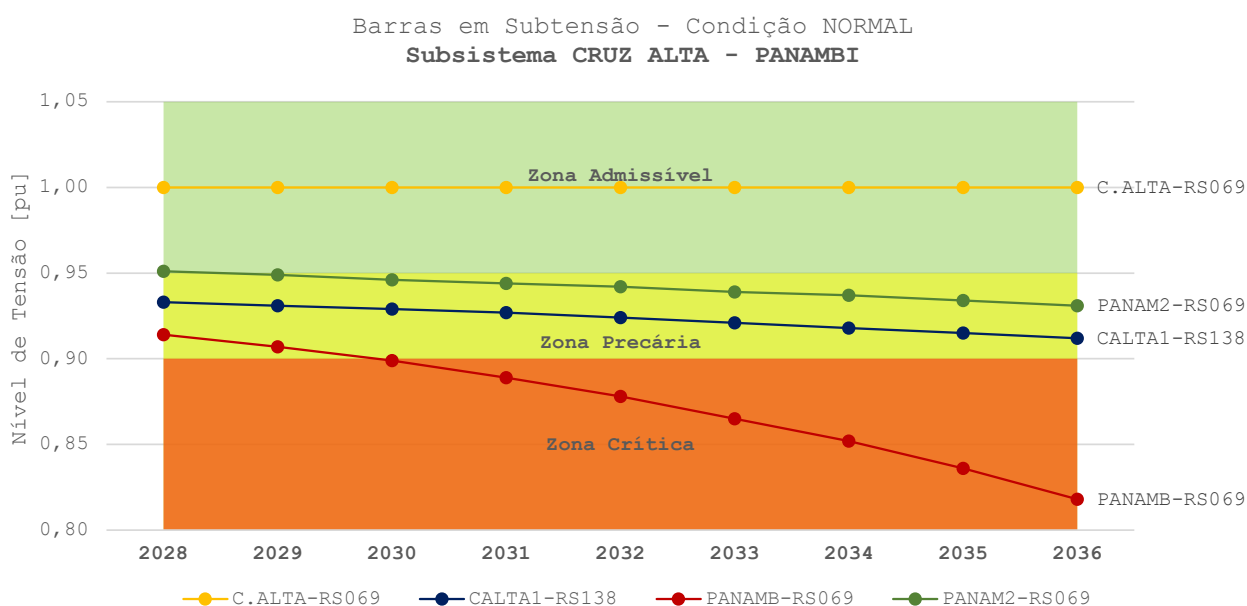


Figura 5-1 - Níveis de tensão nas barras na região de Cruz Alta e Panambi.

Para o sistema 69 kV suprido pelas subestações de Tapera 2 e Santa Marta, são previstos níveis de tensão precários nas barras de Carazinho 1, Tio Hugo, Ibirubá 1 e Ibirubá 2, conforme mostra a Figura 5-2.

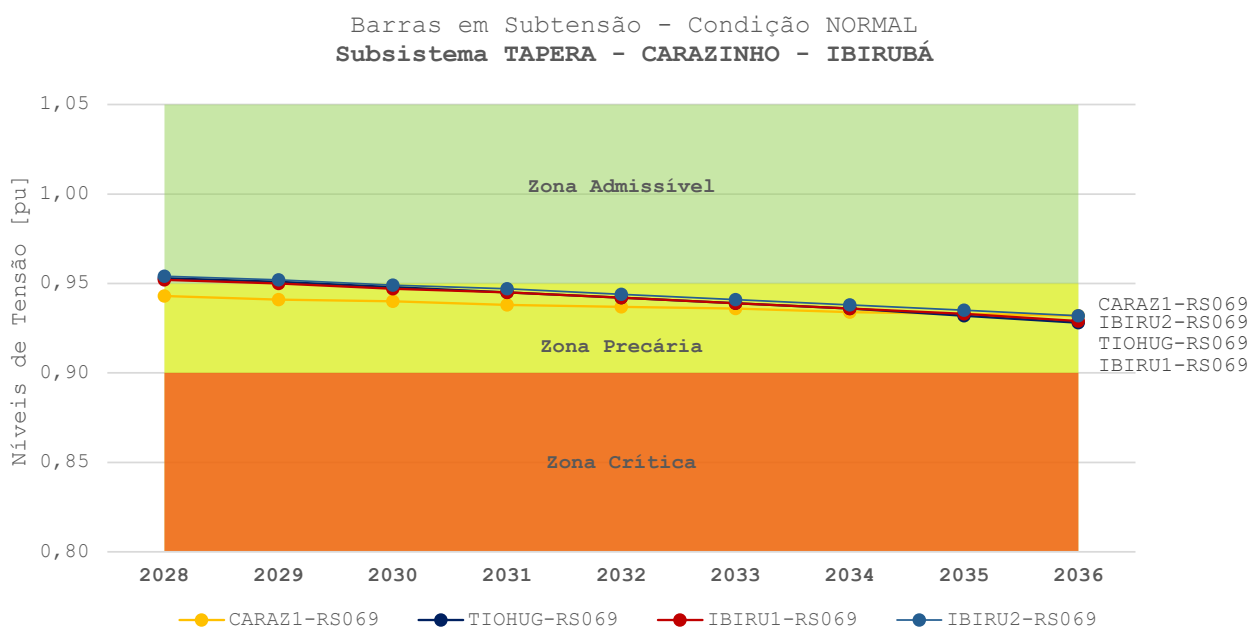


Figura 5-2 - Níveis de tensão nas barras na região de Tapera, Carazinho e Ibirubá.

No sistema mais ao norte, suprido pelos pontos de fronteira de Guarita e Foz do Chapecó, estão previstas restrições de tensão críticas no barramento 69 kV das SEs Sarandi e Palmeira das Missões até o ano de 2030. Destaca-se a criticidade desta condição operativa prevista até 2030, onde é previsto colapso de tensão para o sistema 69 kV que atende estas subestações.

Após a interligação com o sistema 138 kV proveniente da SE Foz do Chapecó (construção da LT 138 kV Constantina – Sarandi 2 e LT 69 kV Sarandi 2 – Sarandi 1 previstas pela RGE), será possível realizar o controle de tensão no 69 kV de Sarandi através da comutação das transformações 138/69 kV – 2x50 MVA instaladas na SE Sarandi 2. Ainda, a transferência da carga da SE Sarandi alivia o sistema 69 kV proveniente da SE Guarita, garantindo níveis de tensão adequados na SE Palmeira das Missões.

Todavia, a tomada expressiva de carga no sistema 138 kV provoca o afundamento de tensão neste sistema, sendo previstos níveis de tensão precários para os barramentos 138 kV de Constantina e Sarandi 2, conforme mostra a Figura 5-3.

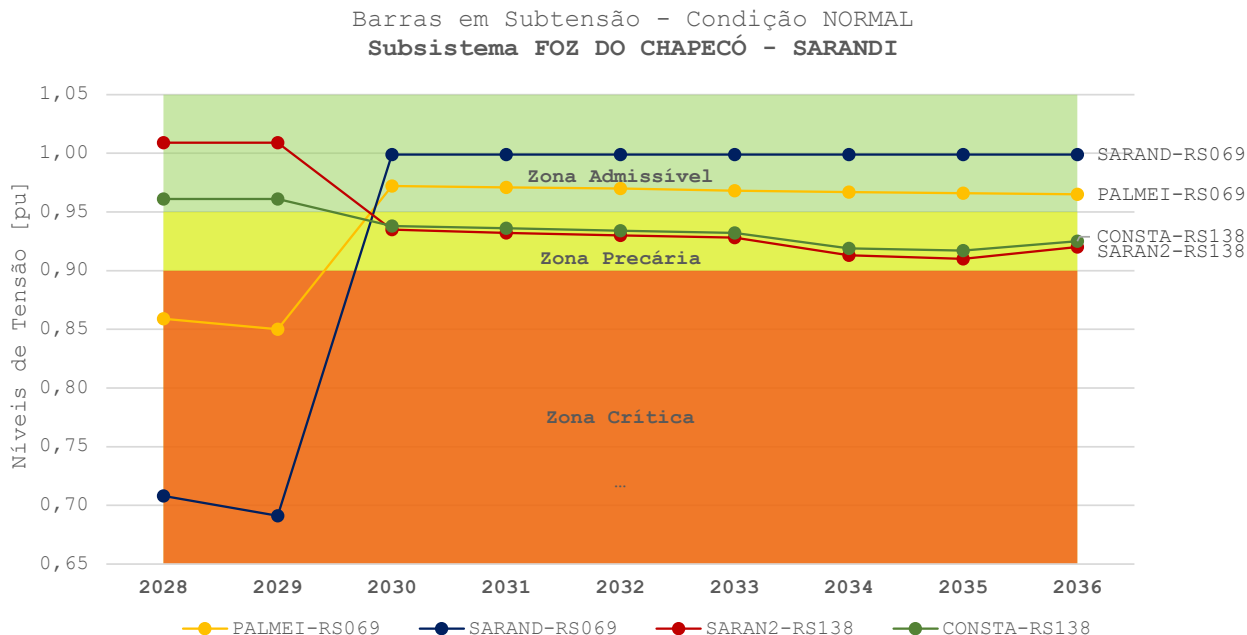


Figura 5-3 - Níveis de tensão nas barras na região de Foz do Chapecó e Sarandi.

5.2 Circuitos em Sobrecarga (DIT – Demais Instalações de Transmissão)

A Figura 5-4 mostra os carregamentos previstos para os transformadores da SE Cruz Alta 1, onde são esperados níveis de carregamento críticos para os transformadores AT/MT ao longo do horizonte de análise. Por outro lado, a transformação 138/69 kV – 66 MVA opera em níveis de carregamentos adequados, consequência da operação em anel entre as subestações de Rede Básica de Cruz Alta 2 e Passo Real/UHE Jacuí.

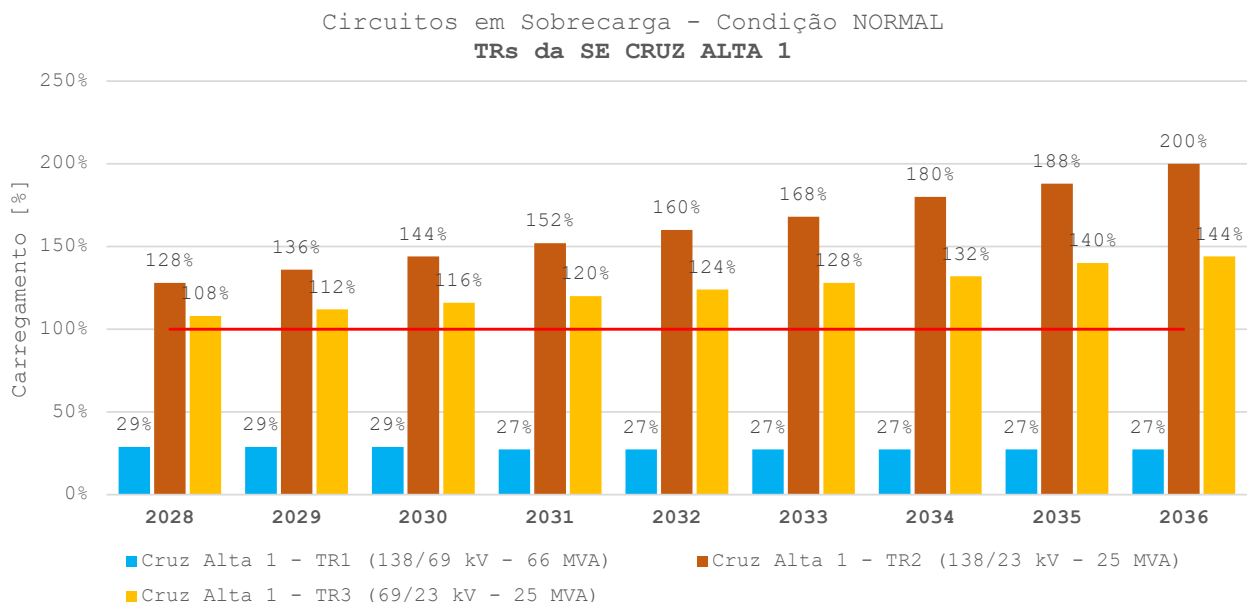


Figura 5-4 – Carregamento dos transformadores da SE Cruz Alta 1.

Para o sistema de Panambi, as condições de carregamento ao longo do horizonte são mostradas na Figura 5-5, onde pode-se observar o esgotamento deste sistema.

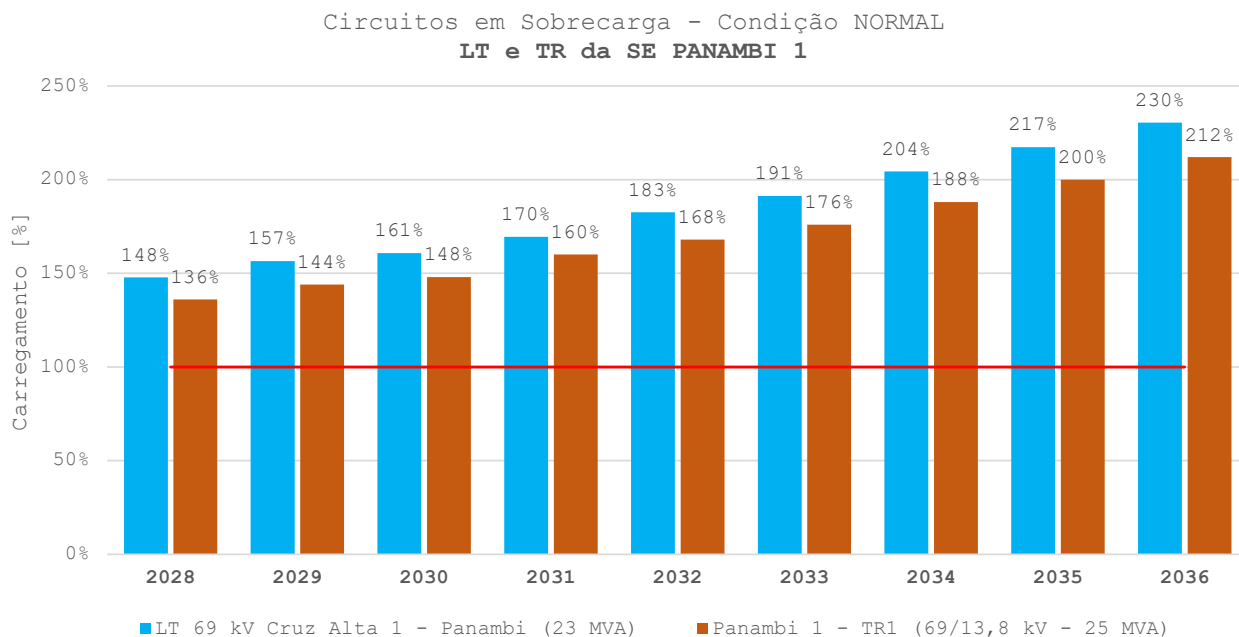


Figura 5-5 – Carregamento da LT e TR da SE Panambi 1.

Para os TRs 69/23 kV da SE Ijuí 1 as condições de carregamento previstas são menos críticas, conforme mostra a Figura 5-6. Destaca-se que a concessionária DEMEI considerou uma transferência parcial de carga da SE Ijuí 1 para a SE própria no ano de 2030 em diante, o que postergou a entrada em sobrecarga do Ijuí 1 – TR1 para o ano de 2035.

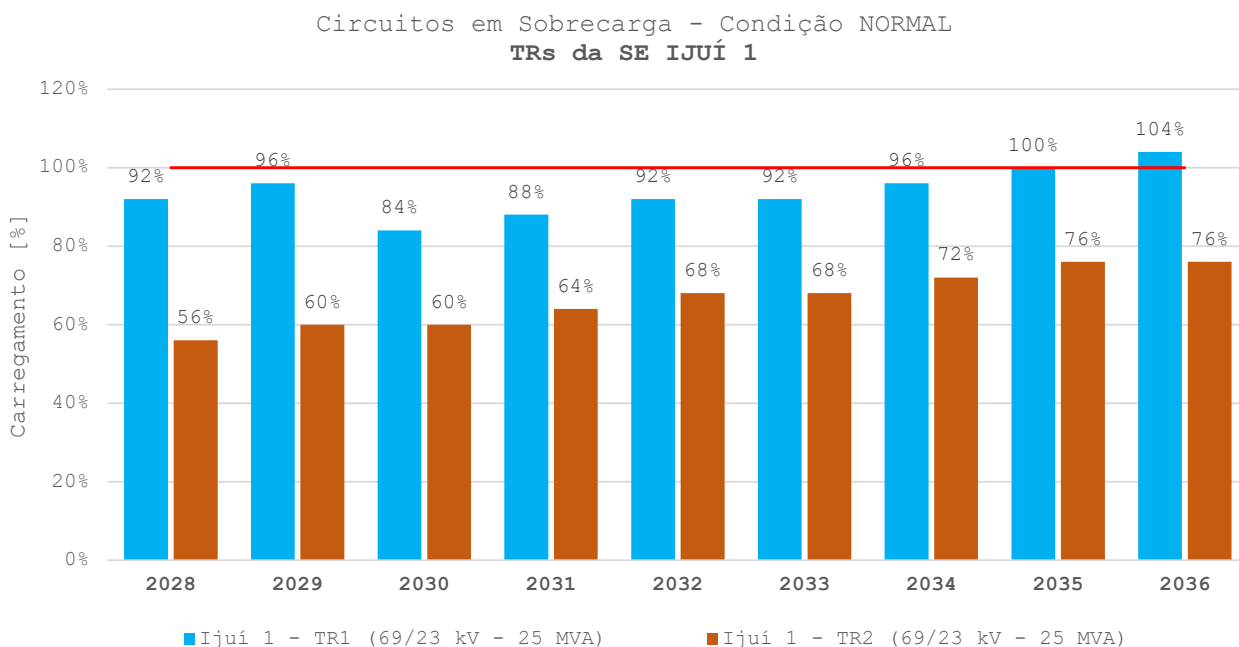


Figura 5-6 – Carregamento dos transformadores da SE Ijuí 1.

5.3 Circuitos em Sobrecarga (Rede Básica e Rede Básica de Fronteira)

Neste item é realizado um diagnóstico das instalações pertencentes à Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, para os quais é necessário avaliar as condições operativas previstas em regime normal de operação (CNO) e em condições de contingências (EME), considerando as capacidades normal/emergência dos equipamentos, respectivamente.

Para as subestações de Ijuí 2, Passo Real, Santo Ângelo 2, Guarita, Foz do Chapecó, UHE Passo Fundo não estão previstas restrições de carregamento, tanto em regime normal de operação quanto em emergência, motivo pelo qual não estão mostrados gráficos específicos para estas subestações.

A Figura 5-7 mostra os carregamentos previstos para os transformadores 230/69 kV da SE Cruz Alta 2, onde estão previstas sobrecargas na emergência a partir de 2035.

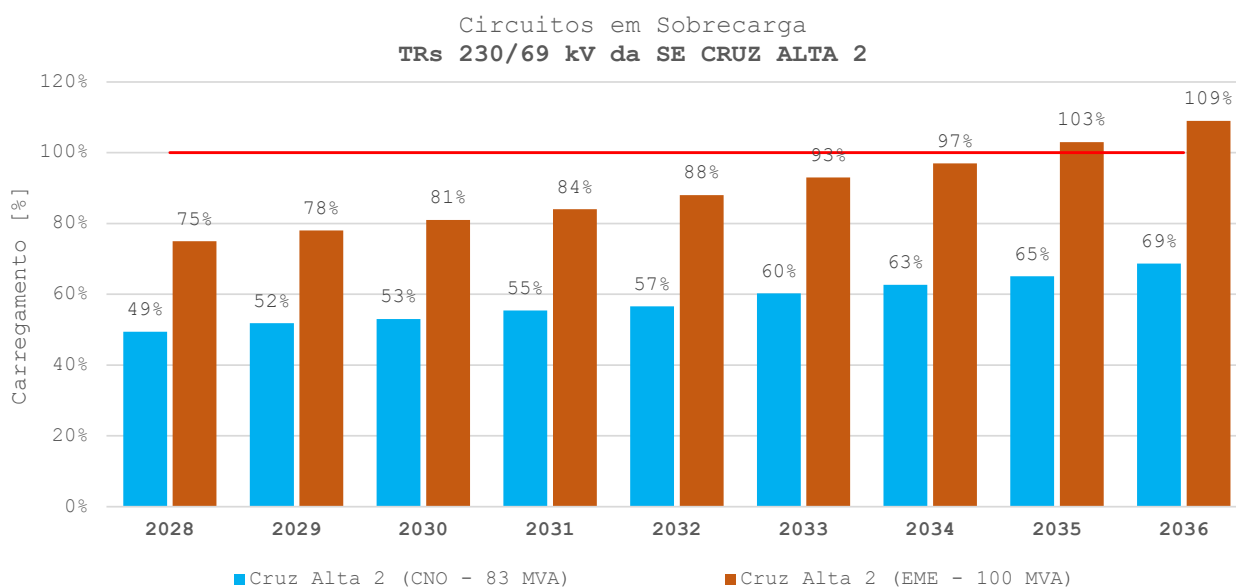


Figura 5-7 – Carregamento normal/emergência para os TRs 230/69 kV da SE Cruz Alta 2.

A Figura 5-8 mostra os carregamentos previstos para os transformadores 230/69 kV da SE Tapera 2, onde estão previstas sobrecargas em emergência a partir de 2032. Destaca-se a ausência de capacidade de emergência para os transformadores 1 e 2 desta subestação.

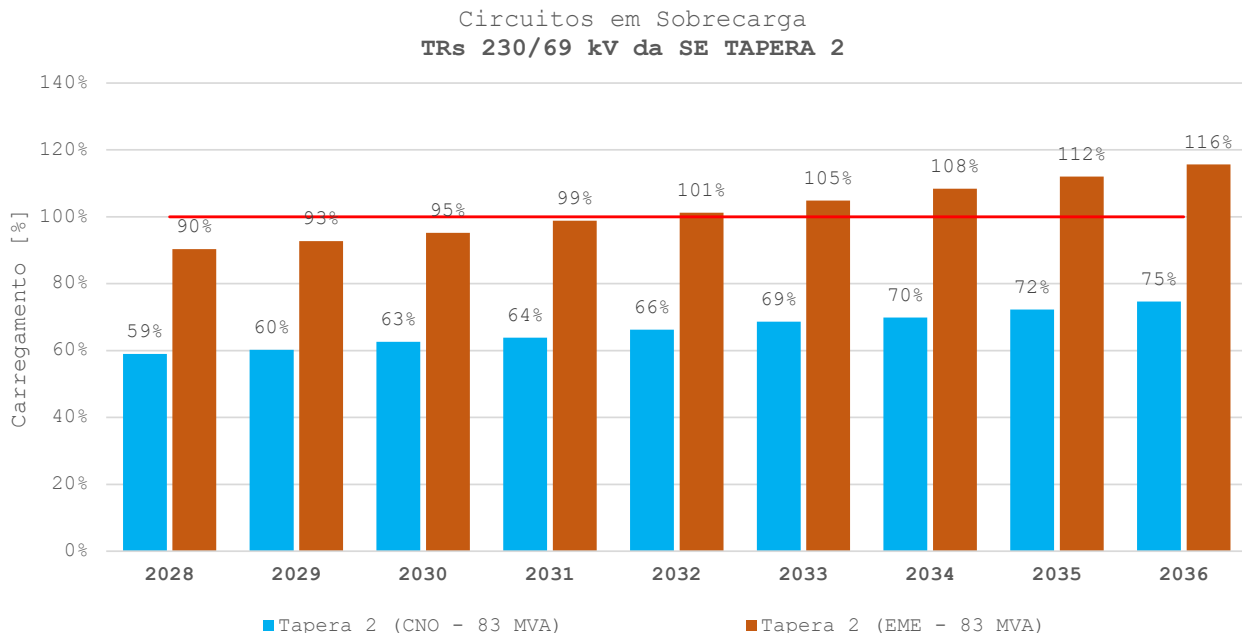


Figura 5-8 - Carregamento normal/emergência para os TRs 230/69 kV da SE Tapera 2.

Para o caso da SE 230/69 kV Santa Marta estão previstas restrições em emergência desde o primeiro ano de análise (2028), atingindo 94% em regime normal de operação no ano de 2036, conforme mostra a Figura 5-9. No entanto, a transmissora (proprietária da subestação) cadastrou a necessidade de substituição, por final de vida útil, de uma entre as duas unidades de transformação 230/69kV. O estudo EPE-DEE-NT-065-2024 “Adequações – Subestação Santa Marta” já havia recomendado uma terceira unidade, no entanto, deve ser revisado considerando o fato novo de que uma das unidades está em final de vida útil.

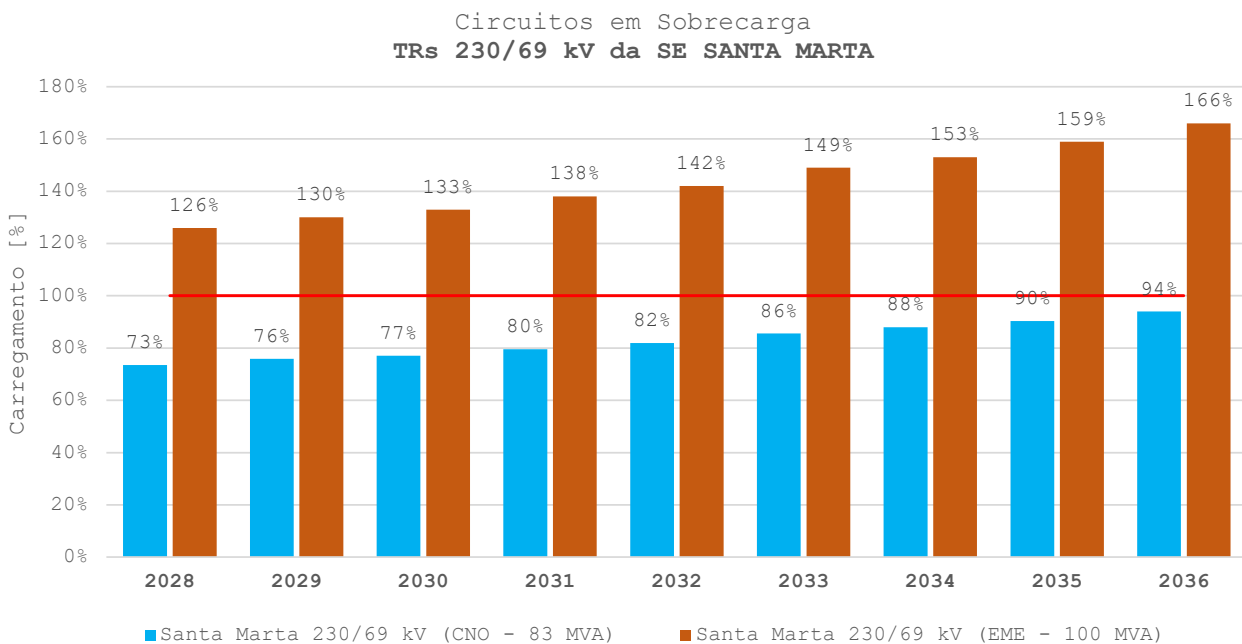


Figura 5-9 - Carregamento normal/emergência para os TRs 230/69 kV da SE Santa Marta.

A LT 230 kV Santo Ângelo – Santo Ângelo 2 apresenta sobrecarga em regime normal de operação a partir do ano de 2033, conforme mostra a Figura 5-10. Para esta linha de transmissão estão previstos

carregamentos em emergência da ordem de 97% no ano de 2036, em situações de contingência dos seguintes circuitos:

- LT 230 kV Cruz Alta 2 – Passo Real
- LT 230 kV Passo Real – Tapera 2
- LT 230 kV Santa Marta – Tapera 2
- LT 230 kV UHE Passo Fundo – Santa Marta

As contingências acima apresentam uma condição comum, onde a abertura de circuitos no eixo das subestações Santa Marta – Tapera – Passo Real – Cruz Alta – Ijuí forçam um incremento do fluxo de potência a partir da SE 525/230 kV Santo Ângelo e do circuito 230 kV que interliga com a SE Santo Ângelo 2.

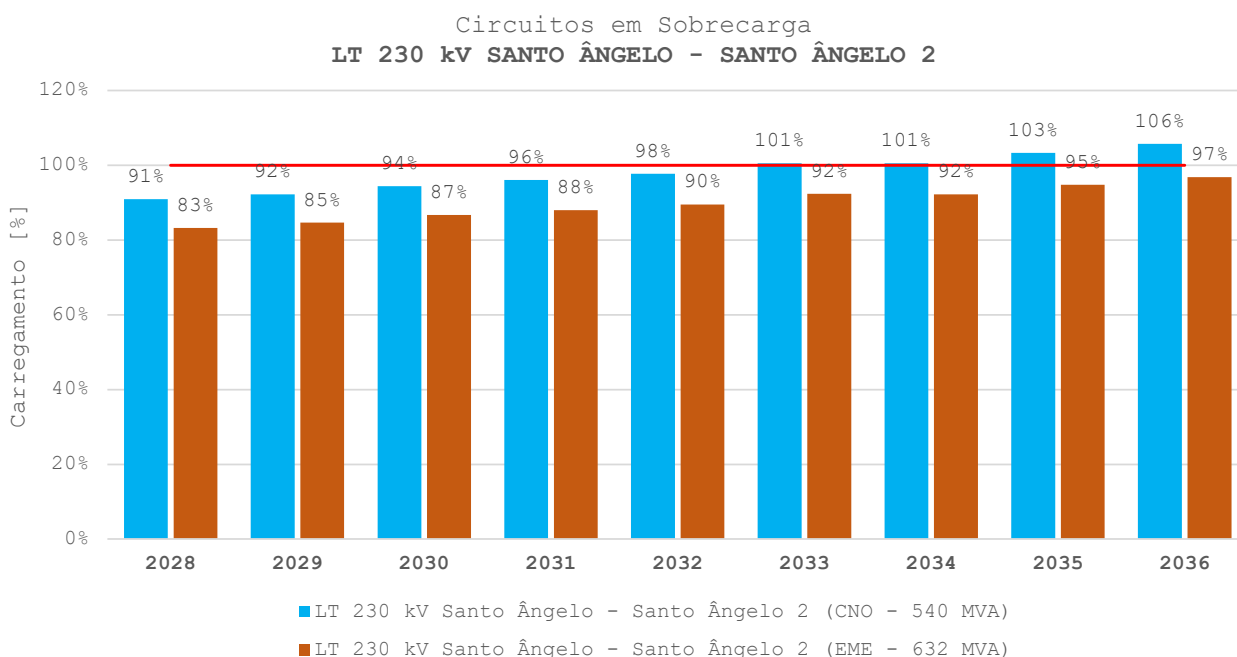


Figura 5-10 - Carregamento normal/emergência para a LT 230 kV Sto Ângelo – Sto Ângelo 2.

5.4 Barras em Subtensão (Rede Básica)

As restrições de carregamento verificadas para o eixo Santa Marta – Tapera 2 – Passo Real – Cruz Alta 2 – Ijuí 2 também se traduzem em restrições de níveis de tensão 230 kV das barras destas subestações em condições de contingência de linhas deste eixo.

A Figura 5-11 apresenta os níveis de tensão nas barras 230 kV das subestações Tapera 2 e Santa Marta em condições de contingência da LT 230 kV Passo Real – Tapera 2. Ressalta-se que a partir de 2035 torna-se impossível obter a convergência dos casos base diante desta contingência, indicando o colapso de tensão no suprimento à carga da região.

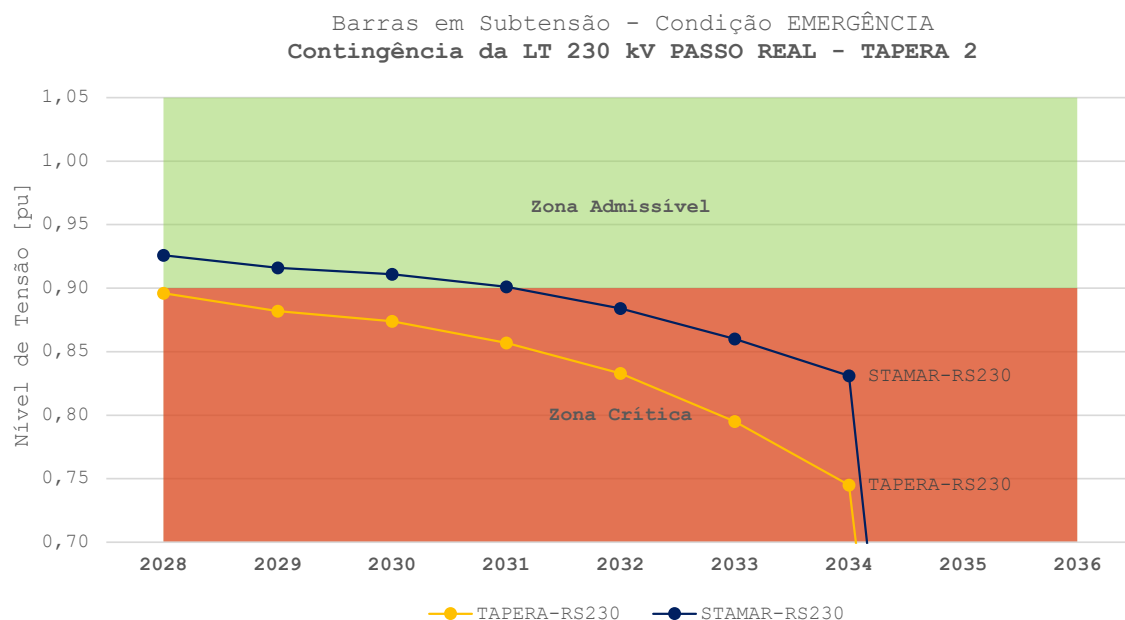


Figura 5-11 – Níveis de tensão em emergência nas barras 230 kV de Tapera 2 e Santa Marta durante contingência da LT 230 kV Passo Real – Tapera 2.

A Figura 5-12 apresenta os níveis de tensão previstos para as barras 230 kV das subestações de Ijuí 2 e Cruz Alta 2 diante da contingência da LT 230 kV Santo Ângelo 2 – Ijuí 2, indicando limitações para operação dentro da faixa admissível de tensão após o ano de 2030.

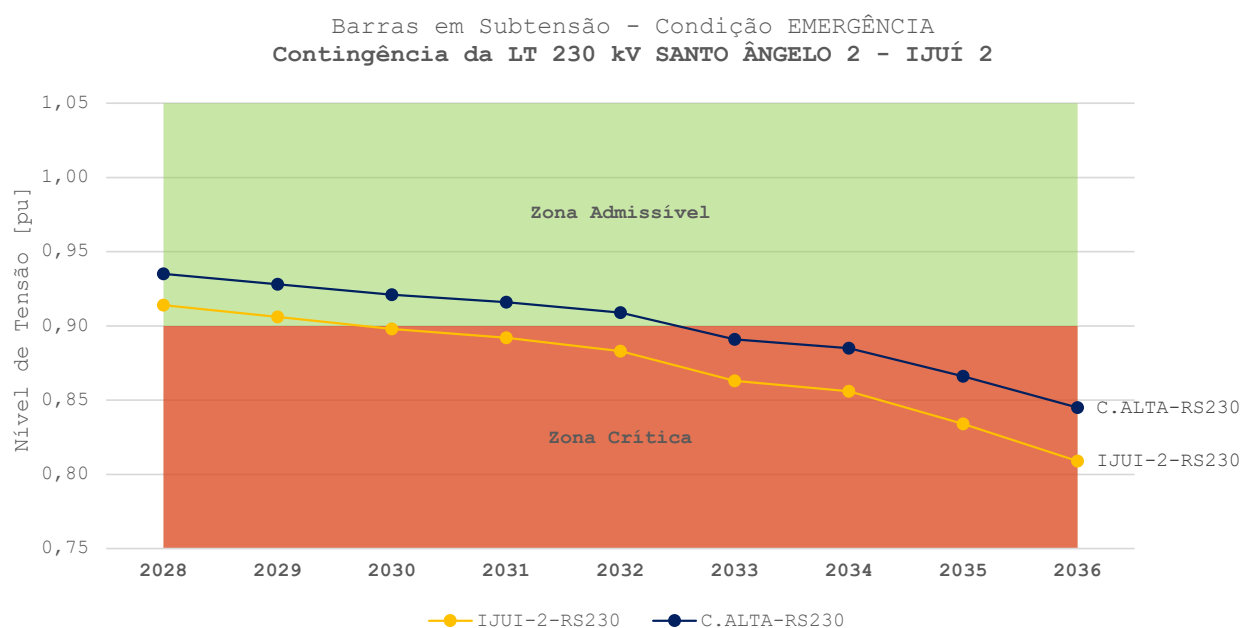


Figura 5-12 – Níveis de tensão em emergência nas barras 230 kV de Ijuí 2 e Cruz Alta 2 durante contingência da LT 230 kV Santo Ângelo 2 – Ijuí 2.

Por fim, a contingência da LT 230 kV Santo Ângelo – Santo Ângelo 2 também provoca afundamento de tensão nas barras 230 kV das SEs Santo Ângelo 2, Ijuí 2 e Cruz Alta 2, conforme resultados mostrados na Figura 5-13. A partir de 2036, são previstos níveis de tensão críticos para a barra 230 kV da SE Ijuí 2.

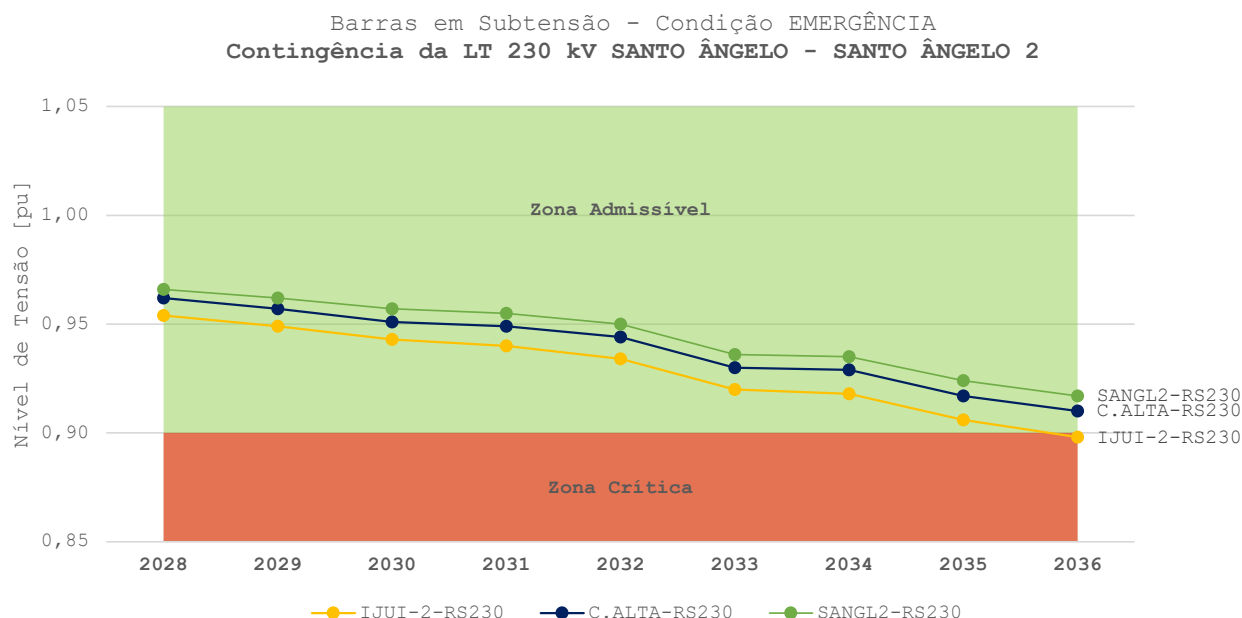


Figura 5-13 – Níveis de tensão em emergência nas barras 230 kV de Santo Ângelo 2, Ijuí 2 e Cruz Alta 2 durante contingência da LT 230 kV Santo Ângelo – Santo Ângelo 2.

5.5 Equipamentos em final de vida útil

A SE Passo Real 230/138 kV opera atualmente com dois autotransformadores (AT1: 150/194 MVA e AT2: 150/150 MVA). A transmissora responsável cadastrou, recentemente, a necessidade de substituição do AT1, por final de vida útil. No entanto, existem restrições para conexão de futuros geradores em Passo Real, visto que, em caso de substituição pela mesma capacidade, o novo AT1 teria uma capacidade de curta duração reduzida para 180 MVA. Além disso, o AT2 continuaria sendo limitante pelo fato de não possuir limite de emergência.

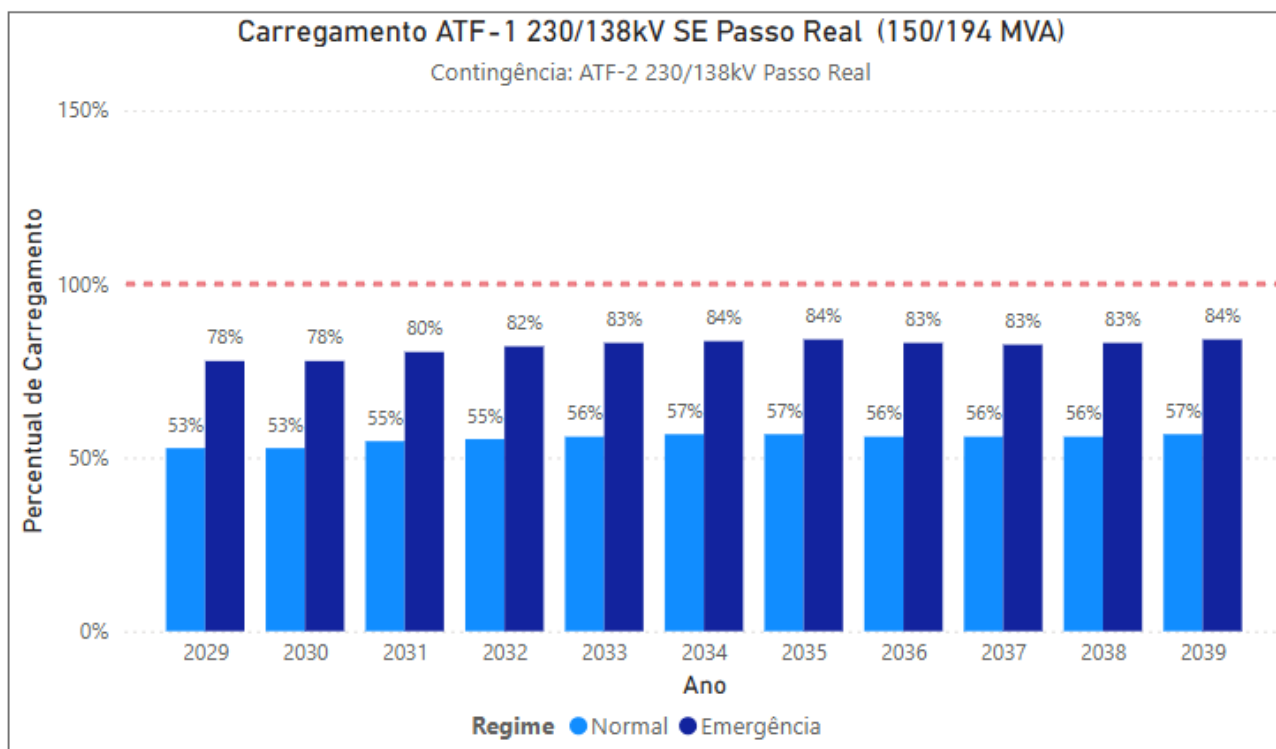


Figura 5-14 - Carregamento normal/emergência do AT1 230/138 kV SE Passo Real.

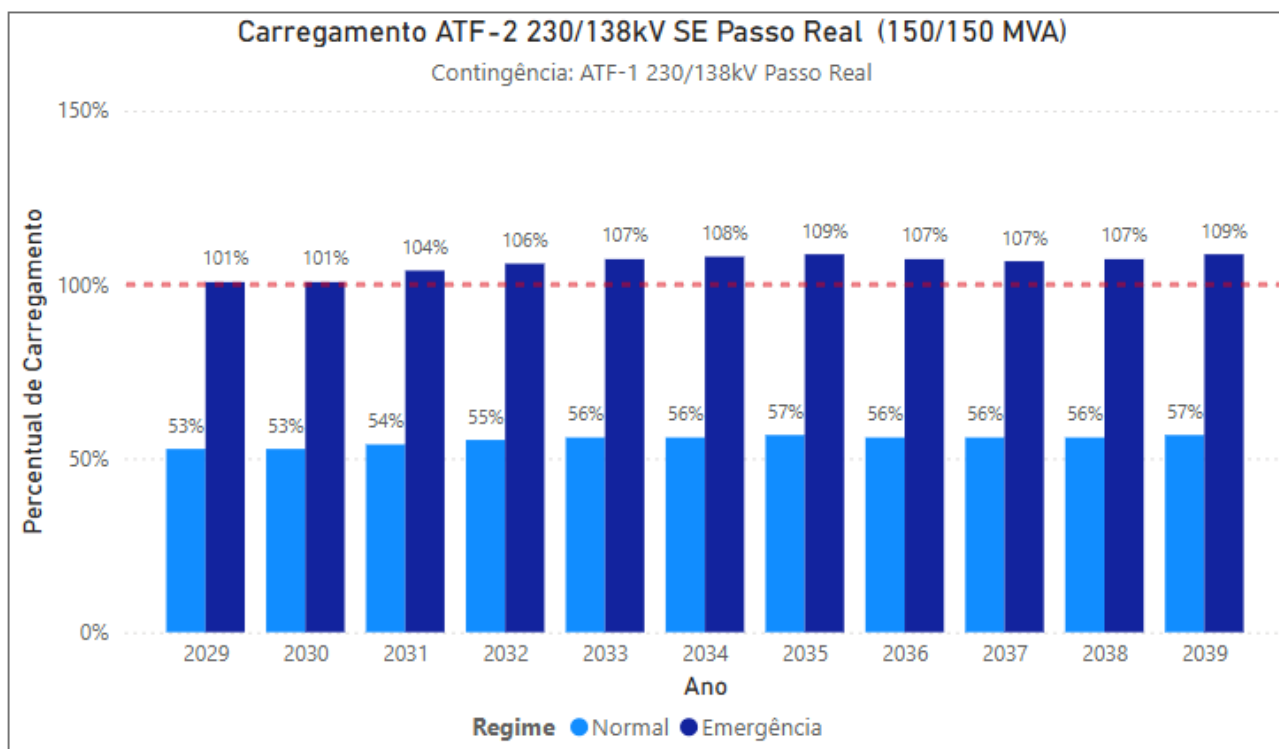


Figura 5-15 - Carregamento normal/emergência do AT2 230/138 kV SE Passo Real.

A SE Cachoeirinha 1 138/23 kV opera atualmente com dois transformadores (TR4: 1x15 MVA e TR7: 1x42 MVA). A transmissora (proprietária da subestação) cadastrou, recentemente, a necessidade de substituição do TR4, por final de vida útil. No entanto, em condições normais de operação, o TR4 (de menor capacidade), apresentaria sobrecarga a partir de 2032, conforme resultado apresentado na Figura 5-16.

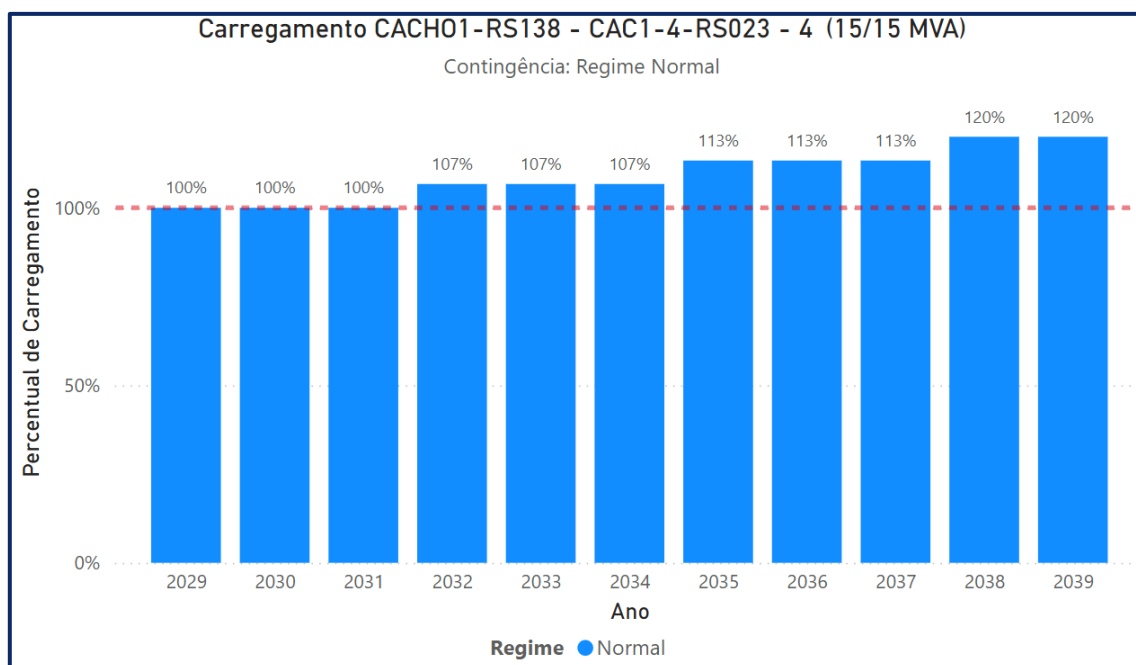


Figura 5-16 – Carregamento do transformador TR4 da SE Cachoeirinha 1.

5.6 Resumo do Diagnóstico

A Tabela 5-1 apresenta um resumo das restrições de tensão identificadas no diagnóstico da região, sendo classificadas como PRECÁRIA para níveis de tensão entre 0,95 e 0,90 pu e CRÍTICA para níveis de tensão inferiores a 0,90 pu. A Tabela 5-2 apresenta um resumo das restrições de carregamento dos circuitos. A proposição das alternativas deverá considerar a solução para todas as restrições mencionadas nestas tabelas.

Tabela 5-1 – Resumo das restrições de TENSÃO identificadas no diagnóstico.

Barras em Subtensão		Condição Operativa	Faixa de Tensão	Período
8331	CALTA1-RS138	Normal	Precária	Todo horizonte de análise
8336	PANAMB-RS069	Normal	Precária	2028 a 2029
			Crítica	2030 em diante
8341	PANAM2-RS069	Normal	Precária	Todo horizonte de análise
80007	IBIRU2-RS069	Normal	Precária	Todo horizonte de análise
80008	IBIRU1-RS069	Normal	Precária	Todo horizonte de análise
8337	CARAZ1-RS069	Normal	Precária	Todo horizonte de análise
48352	TIOHUG-RS069	Normal	Precária	Todo horizonte de análise
8349	SARAND-RS069	Normal	Crítica	2028 a 2029
8348	PALMEI-RS069	Normal	Crítica	2028 a 2029
8351	SARAN2-RS138	Normal	Precária	2030 em diante
8350	CONSTA-RS138	Normal	Precária	2030 em diante
9310	TAPERA-RS230	Contingência LT 230 kV Passo Real - Tapera 2	Crítica	Todo horizonte de análise
9290	STAMAR-RS230	Contingência LT 230 kV Passo Real - Tapera 2	Crítica	2031 em diante
9264	IJUI-2-RS230	Contingência LT 230 kV Santo Ângelo 2 - Ijuí 2	Crítica	2030 em diante
		Contingência da LT 230 kV Santo Ângelo - Santo Ângelo 2	Crítica	2036 em diante
9266	C.ALTA-RS230	Contingência LT 230 kV Santo Ângelo 2 - Ijuí 2	Crítica	2033 em diante
9180	LVERME-RS230	Contingência LT 230 kV Barra Grande – Lagoa Vermelha 2	Precária	2036 em diante

Tabela 5-2 – Resumo das restrições de CARREGAMENTO identificadas no diagnóstico.

Circuitos em Sobrecarga					Classif.	Condição Operativa	Período
De	Para	De	Para	ID			
8331	80011	CALTA1-RS138	CALTR2-RS023	TR-2	DIT	Normal	Todo horizonte de análise
8332	80012	CALTA1-RS069	CALTR3-RS023	TR-3	DIT	Normal	Todo horizonte de análise
8332	8336	CALTA1-RS069	PANAMB-RS069	LT-1	DIT	Normal	Todo horizonte de análise
8336	80015	PANAMB-RS069	PANTR1-RS013	TR-1	DIT	Normal	Todo horizonte de análise
8334	80013	IJUI1--RS069	IJUTR1-RS023	TR-1	DIT	Normal	2035 em diante
9290	8292	STAMAR-RS230	SMARTA-RS069	TR-2	RBF	Contingência do TR-1 230/69 kV Santa Marta	Todo horizonte de análise
9310	8280	TAPERA-RS230	TAPERA-RS069	TR-1	RBF	Contingência do TR-2 ou TR-3 230/69 kV Tapera 2	2032 em diante
9266	9267	C.ALTA-RS230	C.ALTA-RS069	TR-1	RBF	Contingência do TR-1 230/69 kV Cruz Alta 2	2035 em diante
7922	9265	S.ANGE-RS230	SANGL2-RS230	LT-1	RB	Normal	2033 em diante

6 ALTERNATIVAS

Neste capítulo são apresentadas as alternativas analisadas como solução aos problemas diagnosticados no sistema elétrico em estudo. Em todas as alternativas, o ponto para implantação da nova subestação de Rede Básica (quando aplicável) foi o mesmo.

6.1 Obras Comuns às Alternativas

Por se tratar de um estudo com interações em diversos pontos de fronteira, aquelas restrições que representam pouca influência no diagnóstico da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira foram tratadas localmente, limitando assim o número de combinações possíveis na formação das alternativas.

6.1.1 Construção da Nova SE 69/13,8 kV Panambi 4

O diagnóstico prevê que o único transformador 69/13,8 kV – 25 MVA da SE Panambi 1 opere em sobrecarga desde o primeiro ano do estudo (2028). Para solução deste problema e também para redistribuir os circuitos 13,8 kV, a distribuidora COPREL sinalizou que deverá construir nova subestação no município de Panambi, denominada **SE 69/13,8 kV Panambi 4**, com capacidade instalada de 2x15 MVA. A SE Panambi 4 deverá ser construída até o ano de 2030, sendo que o atendimento elétrico a esta nova subestação varia de acordo com a alternativa estudada.

Conforme análises da distribuidora COPREL, para evitar sobrecargas no transformador 69/13,8 kV da SE Panambi 1 até a entrada em operação da SE Panambi 4, poderá ser realizada transferência de carga da ordem de 5 MW da SE Panambi 1 para a SE Panambi 2 via sistema de distribuição 13,8 kV, permitindo ao sistema suportar o atendimento ao mercado até a entrada em operação da solução definitiva. Entretanto, esta transferência de carga provoca níveis de tensão precários na barra 69 kV da SE Panambi 2 (HIDROPAN), motivando necessidade de instalação de um banco de capacitores em derivação no ano de 2028, a ser conectado ao setor 13,8 kV da SE Panambi 2, com capacidade de 3,6 Mvar.

6.1.2 Recondutoramento da LT 69 kV Cruz Alta 1 – Panambi 1 (DIT)

A LT 69 kV Cruz Alta 1 – Panambi 1 continua sendo o elemento limitante para o atendimento à carga da SE Panambi 1. Esta LT é construída com condutor CAA 2/0 AWG (Quail), limitando a capacidade da subestação em 23 MVA (capacidade do circuito) e resultando em níveis de tensão precários no barramento 69 kV da SE Panambi 1. Como solução, para todas as alternativas, foi proposto o recondutoramento em toda a extensão da linha, com a substituição do cabo condutor 1 x CAA 2/0 AWG Quail ($\varnothing$ 11,34 mm) por 1 x ACCC Liverpool ($\varnothing$ 11,96 mm), com 67/81 MVA para as novas capacidades de longa e curta duração, respectivamente.

Conforme consulta realizada à transmissora CPFL-T, originalmente esta LT era composta por estruturas tipo H, em postes de madeira. A CPFL-T já substituiu parcialmente os postes de madeira (74% das estruturas da LT) por concreto, sendo necessário substituir os remanescentes devido ao fim da vida útil.

Também será necessário o remanejo do trecho a partir da estrutura 189, de aproximadamente 4 km e localizado em trecho urbano, devido ao grande número de intrusões (com incremento de 1 km

na extensão total da LT). Considera-se a substituição dos cabos para-raios HS 1/4" por 1 x HS 3/8" e 1 x OPGW 55 mm² 24 FO ao longo de toda a extensão da linha de transmissão.

6.1.3 Substituição do TR2 e TR3 da SE Cruz Alta 1 (DIT)

Conforme item 5.2 deste relatório, é previsto que tanto o TR2 138/23 kV – 25 MVA quanto o TR3 69/23 kV – 25 MVA da SE Cruz Alta 1 operem em sobrecarga já no primeiro ano do estudo (2028). Para solucionar tal restrição, foi prevista a substituição dos equipamentos existentes por novas unidades de 42 MVA cada, permanecendo com a configuração atual (um transformador conectado ao setor 138 kV e outro ao setor 69 kV).

De acordo com consulta realizada à transmissora CPFL-T, para esta ampliação não há necessidade de aquisição de terreno adicional, tampouco necessidade de adequação do arranjo da subestação. Todavia, a ampliação da capacidade dos equipamentos provoca a superação da capacidade nominal dos equipamentos existentes nos módulos de conexão de 23 kV, exigindo também a substituição completa dos equipamentos destes módulos CTs.

6.1.4 Substituição do TR1 da SE Ijuí 1 (DIT)

Para a subestação Ijuí 1 é previsto que o TR1 69/23 kV – 25 MVA opere em sobrecarga a partir do ano de 2035. Diante disso, foi proposta a substituição deste equipamento por nova unidade de 37,5 MVA como solução comum às alternativas deste estudo.

De acordo com consulta realizada à transmissora CPFL-T, para esta ampliação não há necessidade de aquisição de terreno adicional, tampouco necessidade de adequação do arranjo da subestação. A carga atual da subestação é superior à capacidade de um único transformador de 25 MVA, portanto, para a substituição do TR1 há necessidade de instalar o novo TR de 37,5 MVA antes de desativar o transformador que será substituído. Adicionalmente, devido ao arranjo e espaço físico na subestação, é necessária a construção de um novo CT 69 kV para conectar o novo transformador de 37,5 MVA ao lado do CT 69 kV do TR1 existente.

6.1.5 Construção de novas Entradas de Linha 69 kV na SE Panambi 1

Para todas as alternativas é prevista a conexão de nova LT 69 kV na SE Panambi 1, ou seja, faz-se necessária a construção de 2 novas Entrada de Linha 69 kV, sendo uma para conexão da atual LT 69 kV Cruz Alta 1 C1 e outra para nova LT 69 kV (cuja fonte varia de acordo com cada alternativa). A conexão de nova LT nesta subestação soluciona as restrições de tensão no setor 69 kV e fornece confiabilidade no atendimento.

Conforme consulta realizada à transmissora CPFL-T, a subestação possui limitações físicas para ampliação, sendo necessária a adoção de tecnologias isolado a gás SF6. A seguir são detalhadas as necessidades para construção de cada nova EL 69 kV na SE Panambi 1:

EL 69 kV para LT Cruz Alta 1

- Devido às restrições de espaço físico é necessária a utilização de módulo de conexão de 69 kV do tipo híbrido compacto isolado a gás SF6;
- Deslocar os transformadores de potencial da barra de 69 kV;
- Instalar o módulo híbrido de 69 kV e para-raios embaixo dos cabos da linha próximos à barra;

- Instalar novo Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS);
- Deslocar os para-raios do pórtico atual e instalar próximos ao módulo híbrido;
- Conectar a linha aos novos equipamentos;
- Devido ao espaço limitado da subestação e a instalação do módulo híbrido reduzindo ainda mais o espaço no pátio é necessário nivelar o terreno ao fundo da subestação para que seja possível manobrar veículos e equipamentos.

EL 69 kV para nova LT (varia de acordo com a Alternativa)

- Construir novo pórtico para ancorar a linha de transmissão;
- Instalar módulo de conexão de 69 kV do tipo híbrido compacto isolado a gás SF6 e para-raios no mesmo alinhamento do módulo de conexão da LT 69 kV Cruz Alta 1;
- Instalar novo Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS).

6.1.6 Ampliação da transformação 230/69 kV da SE Tapera 2

Conforme item 5.3, é prevista sobrecarga em emergência para os transformadores 230/69 kV da SE Tapera 2 a partir do ano de 2032. Como solução, foi prevista a instalação da 4ª unidade 230/69 kV – 83 MVA e módulos de conexão associados. De acordo com a consulta realizada à CGT Eletrosul, a instalação do 4º transformador é viável, sem necessidade de aquisição de terreno e de adequação dos barramentos principais.

6.1.7 Instalação de Bancos de Capacitores nas SEs Carazinho 1 (ELETROCAR) e Tio Hugo (RGE)

Para solucionar as restrições de tensão previstas nas barras 69 kV de Carazinho 1 e Tio Hugo (ambas a partir de 2028), e considerando que estas subestações já possuem confiabilidade no atendimento, foi proposta a instalação de bancos de capacitores com capacidade de 7,2 Mvar e 4,8 Mvar, respectivamente. Estes bancos de capacitores deverão ser conectados ao setor 13,8 kV das subestações.

6.1.8 Nova LT 69 kV Tapera 2 – Ibirubá 2

Para solucionar a ausência de confiabilidade para as subestações que atendem ao município de Ibirubá, a RGE informou que é prevista a construção de nova LT 69 kV Tapera 2 – Ibirubá 2, com extensão prevista de 20 km, circuito simples, condutor CAA 477 kcmil Hawk. Esta nova LT e módulos de conexão associados foi prevista para o ano de 2033.

6.1.9 Nova SE Sarandi 2 e LTs associadas

Outra obra comum às alternativas consiste na construção da nova SE Sarandi 2, suprida inicialmente através de interligação com a SE Constantina. Esta obra importante, prevista pela RGE para 2030, soluciona as graves restrições de tensão no sistema 69 kV que atende as SEs Palmeira das Missões e Sarandi 1, evitando o colapso de tensão na região suprida pelas subestações de Guarita e Foz do Chapecó.

6.1.10 Nova LT 138 kV Entre Rios do Sul 2 – Sarandi 2

A construção da SE Sarandi 2 em 2030 pela RGE soluciona as graves restrições de tensão para o setor 69 kV da região. Entretanto, são previstos níveis de tensão precários no sistema 138 kV proveniente da SE 230/138 kV Foz do Chapecó, além de ausência de confiabilidade. Diante disso, e considerando a inviabilidade física para conexão de novos circuitos 138 kV na SE UHE Passo Fundo (CGT Eletrosul), foi prevista a construção da nova SE 138 kV Entre Rios do Sul 2 no ano de 2033, conectada através do seccionamento da LT 138 kV UHE Passo Fundo – Erechim 1. A nova LT 138 kV Entre Rios do Sul 2 – Sarandi 2, com extensão de 66 km e condutor 1 x CAA 477 kcmil Hawk também foi prevista para o ano de 2033.

6.1.11 Nova LT 230 kV Campos Novos – Lagoa Vermelha 2

Por fim, as análises de longo prazo mostraram um afundamento de tensão nas barras de 230 kV das SEs Lagoa Vermelha 2 e Santa Marta na perda da LT 230 kV Barra Grande – Lagoa Vermelha 2 e carregamento elevado (98%) na LT 230 kV Santa Marta – UHE Passo Fundo em 2036 na perda da LT 230 kV Barra Grande – Lagoa Vermelha 2. Para a solução desta restrição, foi proposta a construção da nova LT 230 kV Campos Novos – Lagoa Vermelha 2, com extensão prevista de 72 km.

6.1.12 Substituição AT1 230/138 kV – SE Passo Real

A SE Passo Real 230/138 kV opera atualmente com dois autotransformadores (AT1: 150/194 MVA e AT2: 150/150 MVA). A transmissora responsável cadastrou, recentemente, a necessidade de substituição do AT1 230/138 kV (150/194 MVA) da SE Passo Real, por final de vida útil. Devido as restrições de conexão de novos geradores nesta subestação e sobrecargas detectadas no AT2, recomendamos que a substituição ocorra em duas etapas:

Etapas 1

- Substituição do AT1 de 150 MVA (bancos monofásicos de 3+1R de 50 MVA cada) por novas unidades de 225 MVA (3+1R de 75 MVA). Além disso, será necessário substituir, por superação de corrente nominal, o CT e o IB de 230 kV e 138 kV.
- Conforme CPST, o AT2 possui capacidade de curta duração de somente 377 A (similar a capacidade de longa duração). Neste caso, solicitamos a revisão do CPST com indicação da capacidade de curta duração de 451 A adotada pela operação conforme documento do ONS - CD-CT.S.2RS.02 - Módulo 5 - Submódulo 5.11 - CADASTRO DE LIMITES OPERACIONAIS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E TRANSFORMADORES DA ÁREA 230 kV DO RIO GRANDE DO SUL. Conforme Anexo 14.1.9, a transmissora já iniciou as tratativas com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para o ajuste do CPST.

Etapas 2

- Em caso de conexão de novos geradores em Passo Real, recomendamos, de forma indicativa, a futura substituição do AT2 de 150 MVA (bancos monofásicos de 3+1R de 50 MVA cada) por novas unidades de 225 MVA (3+1R de 75 MVA). Além disso, será necessário substituir,

por superação de corrente nominal, os CTs 230 e 138 kV. Considerando que a análise foi realizada com base nos casos do PDE2034, cujo último ano de avaliação do horizonte indicativo é 2039, esta foi a data de referência adotada para a obra.

6.1.13 Substituição TR4 138/23 kV – SE Cachoeirinha 1

A SE Cachoeirinha 1 138/23 kV opera atualmente com dois transformadores (TR4: 1x15 MVA e TR7: 1x42 MVA). A transmissora (proprietária da subestação) cadastrou, recentemente, a necessidade de substituição do TR4, por final de vida útil. No entanto, em condições normais de operação, o TR4 (de menor capacidade), apresentaria sobrecarga a partir de 2032, conforme resultado apresentado na Figura 5-16. Dito isso, recomendaremos a substituição por maior capacidade – 42 MVA – compatível com TR7 (existente).

A Tabela 6-1 apresenta um resumo das obras comuns às alternativas propostas.

Tabela 6-1 – Resumo das Obras comuns às alternativas.

Obra	Classificação	Ano	Descrição
SE 230/138 kV PASSO REAL	Rede Básica de Fronteira (CPFL-T)	2028	Subst. AT1 230/138 kV, 3+1R x 75 MVA 1Φ (Atual: 3+1R x 50 MVA – final de vida útil) Subst. CT 230 kV, Arranjo BD5 Subst. CT 138 kV, Arranjo BPT Subst. IB 230 kV, Arranjo BD5 Subst. IB 138 kV, Arranjo BPT
LT 69 kV CRUZ ALTA 1 – PANAMBI 1	DIT Compartilhada (CPFL-T)	2028	Recondutoramento de CAA 2/0 AWG (Quail) para 1 x ACCC Liverpool (Ø 11,96 mm), ampliando a capacidade para 67/81 MVA.
SE 138/69/23 kV CRUZ ALTA 1	DIT Compartilhada (CPFL-T)	2028	TR2 138/23 kV, 1 x 42 MVA 3Φ (Reforço - Substituição do TR2 atual de 25 MVA por nova unidade de 42 MVA, incluindo substituição de equipamentos do CT 23 kV) TR3 69/23 kV, 1 x 42 MVA 3Φ (Reforço - Substituição do TR3 atual de 25 MVA por nova unidade de 42 MVA, incluindo substituição de equipamentos do CT 23 kV)
SE 138/23 kV CACHOEIRINHA 1	DIT Compartilhada (CPFL-T)	2028	Subst. TR4 138/23 kV, 1 x 42 MVA 3Φ (Atual: 1x 15 MVA – final de vida útil) Adequação 1x CT 138 kV, arranjo BS Adequação 1x CT 23 kV, arranjo BPT Adequações no módulo geral 23 kV
SE 69/13,8 kV PANAMBI 2	Distribuição (HIDROPAN)	2028	Banco de Capacitores 13,8 kV - 1 x 3,6 Mvar
SE 69/13,8 kV CARAZINHO 1	Distribuição (ELETROCAR)	2028	Banco de Capacitores 13,8 kV - 1 x 7,2 Mvar
SE 69/13,8 kV TIO HUGO	Distribuição (RGE)	2028	Banco de Capacitores 13,8 kV - 1 x 4,8 Mvar
SE 69/13,8 kV PANAMBI 1	DIT Compartilhada (CPFL-T)	2030	Construção de 2 EL 69 kV utilizando módulos híbridos compactos isolados a gás SF6.
SE 69/13,8 kV PANAMBI 4 (nova)	DISTRIBUIÇÃO (COPREL)	2030	1º e 2º TR 69/13,8 kV, 2 x 15 MVA 3Φ
SE 138/69 kV SARANDI 2 (nova)	Distribuição (RGE)	2030	1º e 2º TR 138/69 kV, 2 x 50 MVA 3Φ
LT 138 kV CONSTANTINA - SARANDI 2 (nova)	Distribuição (RGE)	2030	Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (Hawk), 22 km

Obra	Classificação	Ano	Descrição
LT 69 kV SARANDI 2 - SARANDI 1 (nova)	Distribuição (RGE)	2030	Circuito Simples 69 kV, 1 x 477 MCM (Hawk), 2,3 km
SECC (CD) LT 69 kV PALMEIRA DAS MISSÕES - SARANDI 1 NA SE SARANDI 2 (nova)	Distribuição (RGE)	2030	Circuito Duplo 69 kV, 1 x 477 MCM (Hawk), 1,7 km
SE 230/69 kV TAPERA 2	Rede Básica de Fronteira (CGT Eletrosul)	2032	4º TR 230/69 kV, 1 x 83 MVA 3Φ 1x CT 230 kV, arranjo BPT 1x CT 69 kV, arranjo BPT
LT 69 kV TAPERA 2 – IBIRUBÁ 2 (nova)	Distribuição (RGE)	2033	Circuito Simples 69 kV, 1 x 477 MCM (Hawk), 20 km
SE 138 kV ENTRE RIOS DO SUL (nova)	Distribuição (RGE)	2033	SE 138 kV (seccionadora) 3 ELs 138 kV
SECC (CD) LT 138 kV UHE PASSO FUNDO – ERECHIM 1 NA SE ENTRE RIOS DO SUL 2 (nova)	Distribuição (RGE)	2033	Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (Hawk), 1,0 km
LT 138 kV ENTRE RIOS DO SUL 2 – SARANDI 2	Distribuição (RGE)	2033	Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (Hawk), 66 km
SE 69/23 kV IJUÍ 1	DIT Compartilhada (CPFL-T)	2035	TR1 69/23 kV - 1 x 37,5 MVA 3Φ (Reforço - Substituição do TR1 atual de 25 MVA por nova unidade de 37,5 MVA, incluindo construção de novo CT 69 kV)
LT 230 kV CAMPOS NOVOS – LAGOA VERMELHA 2	Rede Básica (sem concessão definida)	2036	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 77,5 km
SE 230/138 kV PASSO REAL	Rede Básica de Fronteira (CPFL-T)	2039	Subst. AT2 230/138 kV, 6+2R x 75 MVA 1Φ (Atual: 3+1R x 50 MVA) Subst. CT 230 kV, Arranjo BD5 Subst. CT 138 kV, Arranjo BPT

6.2 Alternativa A – Fronteiras existentes + Novo corredor 230 kV

Esta alternativa considera um conjunto de reforços no sistema elétrico existente, seja no âmbito de distribuição ou de transmissão, que permitam fornecer um suprimento adequado utilizando apenas as subestações de Rede Básica de Fronteira existentes atualmente. Considerando esta premissa, faz-se necessário construir novas linhas de transmissão 230 kV interligando tais subestações, pois não há alívio de carga para outros pontos.

Conforme diagnóstico, a contingência da LT 230 kV Passo Real – Tapera 2 provoca afundamento crítico da tensão no 230 kV da SE Tapera 2 (em todo o horizonte de análise) e no 230 kV da SE Santa Marta (a partir de 2031), culminando no colapso de tensão a partir do ano de 2035. Ainda, a contingência da LT 230 kV Santo Ângelo 2 – Ijuí 2 provoca níveis de tensão críticos nas barras de Ijuí 2 (a partir de 2030) e Cruz Alta 2 (a partir de 2033). Estas duas contingências simples expõem a fragilidade dos “corredores” 230 kV que interligam, por um lado, as SEs Santa Marta – Tapera 2 – Passo Real e por outro as SEs Santo Ângelo 2 – Ijuí 2 – Cruz Alta 2 – Passo Real.

Diante disso, esta alternativa propõe a construção de nova LT 230 kV interligando a SE 525/230 kV Santo Ângelo (fonte para o 230 kV da região) à SE Ijuí 2 e à SE Tapera 2, criando um “corredor” 230 kV alternativo para atendimento às SEs da região. Este novo corredor foi considerado com as seguintes novas LTs:

- LT 230 kV Santo Ângelo – Ijuí 2 (extensão 46 km)
- LT 230 kV Ijuí 2 – Tapera 2 (extensão 109 km)

Ressalta-se que a duplicação do circuito 230 kV Passo Real – Tapera 2 não pôde ser adotada como solução, dada ausência de espaço físico na SE Passo Real para nova Entrada de Linha 230 kV.

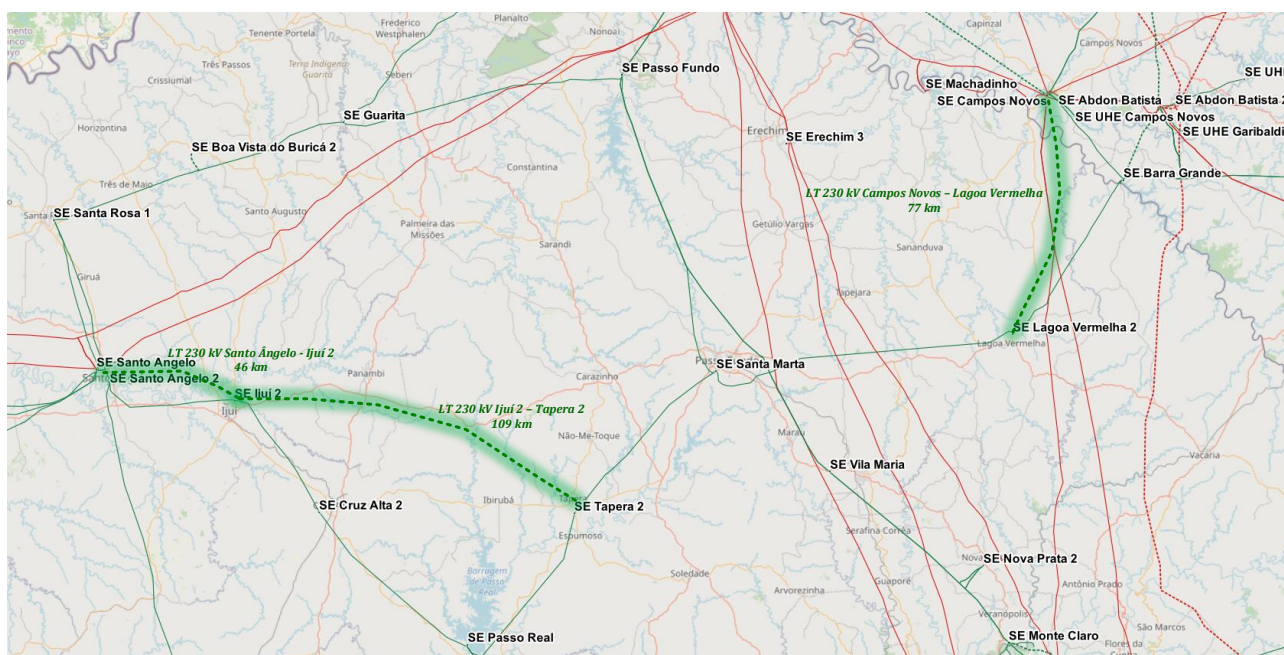


Figura 6-1 – Novas LTs de Rede Básica previstas na Alternativa A.

Para atendimento às necessidades de confiabilidade requeridos, assim como suporte de tensão no horizonte do estudo para o município de Panambi, são necessários os reforços em 69 kV mostrados na Tabela 6-2 além das obras comuns já informadas no item 6.1.

Tabela 6-2 – Obras no sistema 69 kV para atendimento ao município de Panambi na Alternativa A.

Obra	Extensão [km]	Ano	Objetivo
LT 69 kV CRUZ ALTA 1 – PANAMBI 1 C2 (nova)	40	2028	Confiabilidade e suporte de tensão para a SE Panambi 1
LT 69 kV IJUÍ 2 – PANAMBI 2 C2 (nova)	41	2028	Confiabilidade e suporte de tensão para a SE Panambi 2
LT 69 kV IJUÍ 2 – PANAMBI 4 C1 e C2 (nova)	42	2030	Atendimento à nova SE Panambi 4 (COPREL)

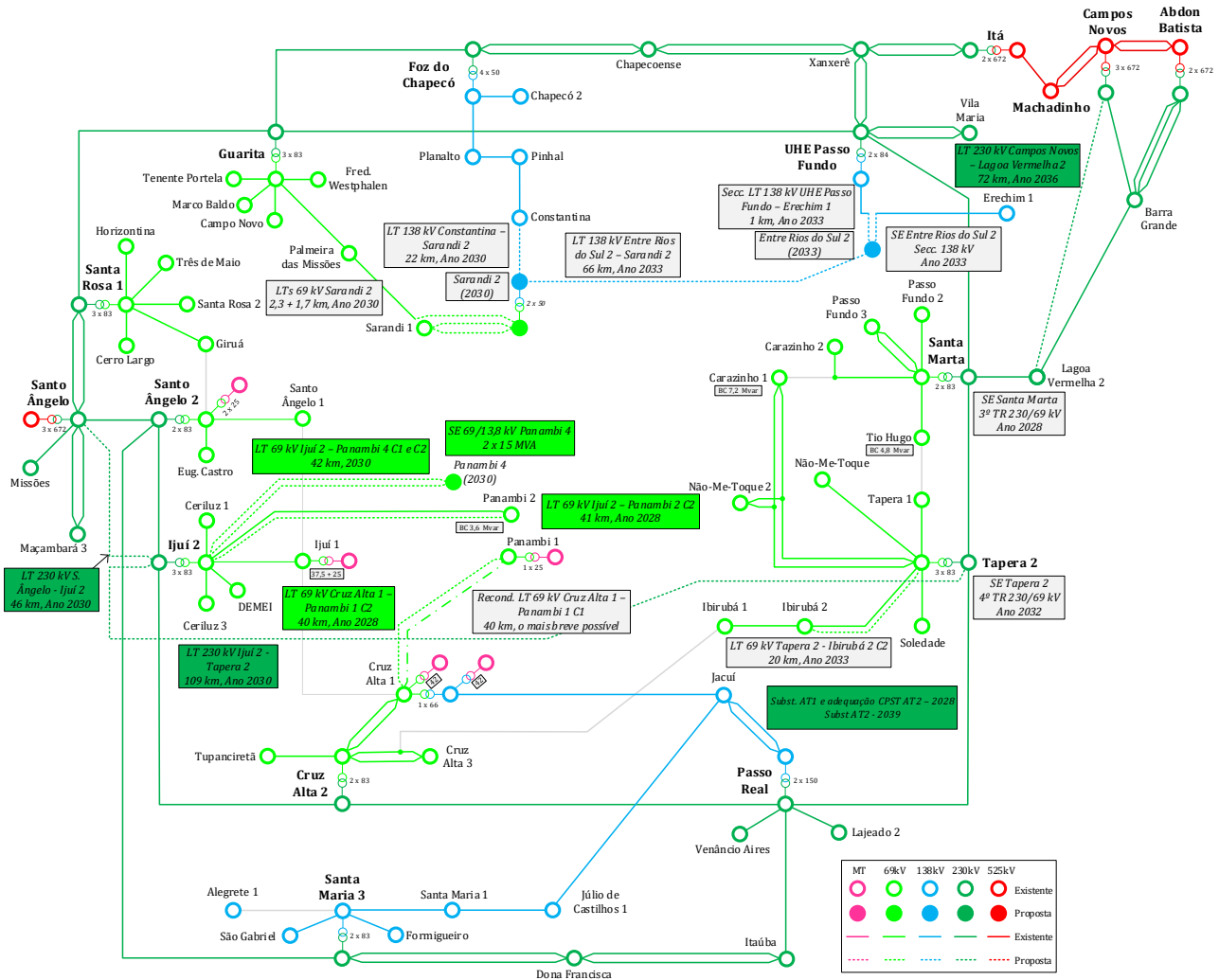


Figura 6-2 – Diagrama unifilar das obras da Alternativa A.

Esta alternativa considera a solução de Rede Básica apresentada na Alternativa A, ou seja, construção do novo corredor 230 kV através da LT 230 kV Santo Ângelo – Ijuí 2 e da LT 230 kV Tapera 2 – Ijuí 2. Entretanto, para atendimento ao sistema 69 kV do município de Panambi foi considerada a construção de nova subestação de fronteira 230/69 kV localizada ao norte da zona urbana do município (coordenadas Lat.: 28°15'1.18" Sul e Long.: 53°30'19.03" Oeste), denominada **SE 230/69 kV Panambi 3**. A integração desta nova subestação foi prevista através do seccionamento da nova LT 230 kV Ijuí 2 – Tapera 2, ou seja, LT 230 kV Ijuí 2 – Panambi 3 (42 km) e LT 230 kV Panambi 3 – Tapera 2 (78,5 km), conforme Figura 6-3.

[illegible]

Para atendimento às necessidades de confiabilidade requeridos, assim como suporte de tensão no horizonte do estudo para o município de Panambi, são necessários os reforços em 69 kV mostrados na Tabela 6-3. Nesta solução, tanto a LT 69 kV Cruz Alta 1 – Panambi 1 e Ijuí 2 – Panambi 2 passam a operar normalmente abertas (NA), sendo utilizadas em condições de contingência das novas interligações com a SE Panambi 3 além das obras comuns já informadas no item 6.1.

Obra	Extensão [km]	Ano	Objetivo
LT 69 kV PANAMBI 3 – PANAMBI 1 C1 (nova)	5,5	2030	Atendimento em regime normal, confiabilidade e suporte de tensão para a SE Panambi 1
LT 69 kV PANAMBI 3 – PANAMBI 2 C1 (nova)	4,0	2030	Atendimento em regime normal, confiabilidade e suporte de tensão para a SE Panambi 2
LT 69 kV PANAMBI 3 – PANAMBI 4 C1 e C2 (nova)	1,0	2030	Atendimento à nova SE Panambi 4 (COPREL)



6.4 Alternativa C - Nova SE Panambi 3 (LTs 230 kV conectadas à Tapera 2 e Santo Ângelo)

Considerando que a transferência das SEs Panambi 1 e Panambi 2 para uma nova subestação 230/69 kV no município de Panambi promove um alívio na carga suprida no eixo 230 kV Santo Ângelo 2 – Ijuí 2 – Cruz Alta 2 – Passo Real, a contingência da LT 230 kV Santo Ângelo 2 – Ijuí 2 deixa de ser crítica. Diante disso, esta alternativa propõe que o novo corredor 230 kV não seja interligado à SE Ijuí 2. Diante disso, a integração da nova **SE 230/69 kV Panambi 3** foi considerada através de duas novas linhas de transmissão: LT 230 kV Santo Ângelo - Panambi 3 (84 km) e LT 230 kV Panambi 3 – Tapera 2 (77 km), conforme Figura 6-5.

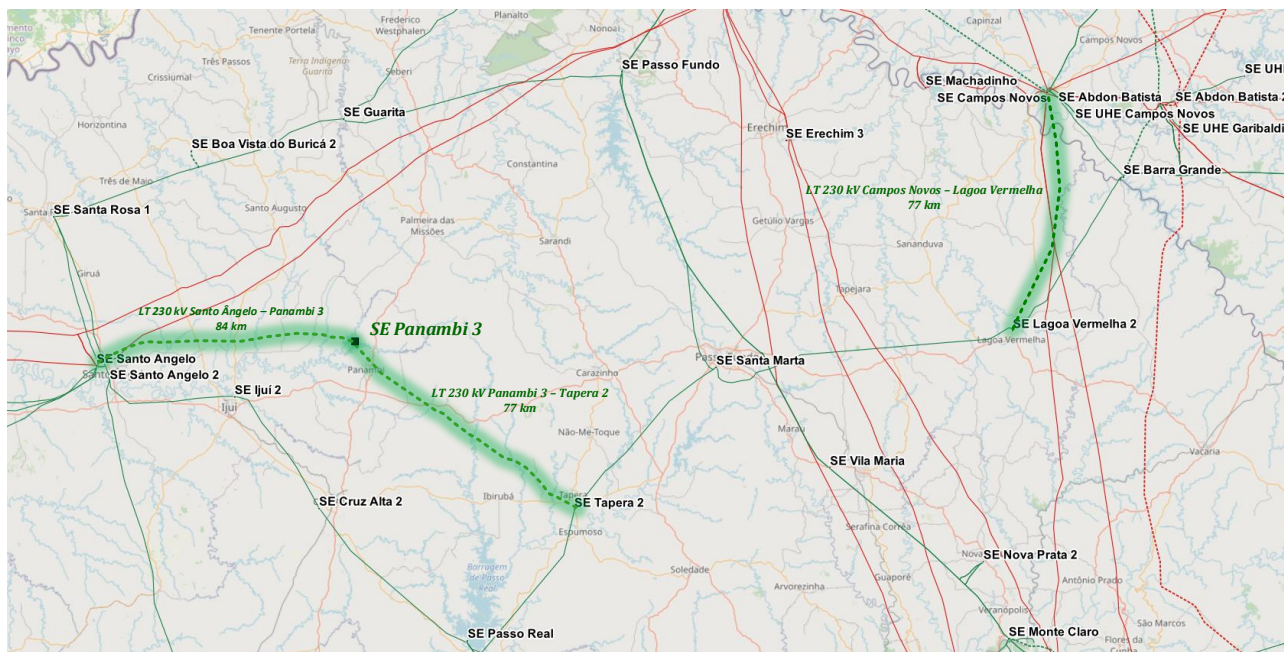


Figura 6-5 - Novas LTs e SE de Rede Básica previstas na Alternativa C.

Assim como na Alternativa B, a transferência das SEs Panambi 1 e Panambi 2 para a nova SE 230/69 kV Panambi 3 promove um alívio na carga suprida pelas SEs Cruz Alta 2 e Ijuí 2, respectivamente. Para atendimento às necessidades de confiabilidade requeridos, assim como suporte de tensão no horizonte do estudo para o município de Panambi, são necessários os reforços em 69 kV mostrados na Tabela 6-4 além das obras comuns já informadas no item 6.1. Nesta solução, tanto a LT 69 kV Cruz Alta 1 – Panambi 1 e Ijuí 2 – Panambi 2 passam a operar normalmente abertas (NA), sendo utilizadas em condições de contingência das novas interligações com a SE Panambi 3.

Tabela 6-4 – Obras no sistema 69 kV para atendimento ao município de Panambi na Alternativa C.

Obra	Extensão [km]	Ano	Objetivo
LT 69 kV PANAMBI 3 – PANAMBI 1 C1 (nova)	5,5	2030	Atendimento em regime normal, confiabilidade e suporte de tensão para a SE Panambi 1
LT 69 kV PANAMBI 3 – PANAMBI 2 C1 (nova)	4,0	2030	Atendimento em regime normal, confiabilidade e suporte de tensão para a SE Panambi 2
LT 69 kV PANAMBI 3 – PANAMBI 4 C1 e C2 (nova)	1,0	2030	Atendimento à nova SE Panambi 4 (COPREL)

Esta alternativa é idêntica à Alternativa A no que tange ao atendimento em 69 kV para as subestações de Panambi, ou seja, considera apenas os pontos de fronteira 230/69 kV existentes atualmente. Entretanto, difere na solução 230 kV proposta para a região, onde ao invés de propor a construção da LT 230 kV Ijuí 2 – Tapera 2 (109 km), propõe-se a construção da LT 230 kV Cruz Alta 2 – Tapera 2, com extensão de 79 km, conforme Figura 6-7.



Tabela 6-5 - Obras no sistema 69 kV para atendimento ao município de Panambi na Alternativa D.

50

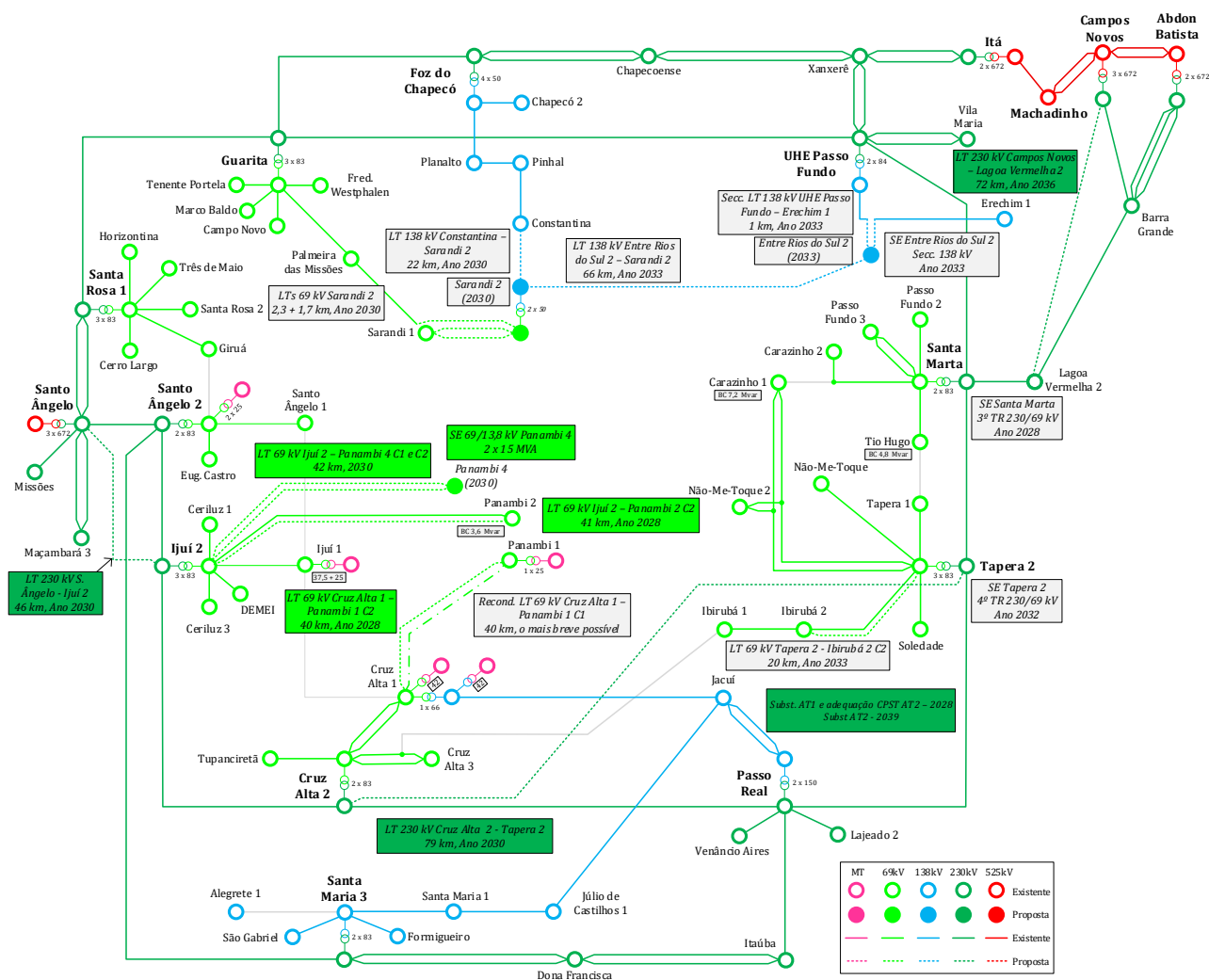


Figura 6-8 – Diagrama unifilar das obras da Alternativa D.

7 ANÁLISE ECONÔMICA

A estimativa dos custos relacionados às obras propostas para as alternativas foi realizada com base nos critérios descritos no item 4. O detalhamento dos investimentos é apresentado no Anexo 14.1.

As tabelas a seguir indicam, respectivamente, os rendimentos necessários dos investimentos, o diferencial de custos de perdas elétricas e os custos totais associados a cada alternativa para efeitos de comparação.

Tabela 7-1 – Comparação dos Rendimentos Necessários das Alternativas.

Rendimentos Necessários			
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
A - Fronteiras existentes + LT Ijuí 2 - Tapera 2	260.210,31	103,2%	3º
B - SE Panambi 3 (secc. LT Ijuí 2 - Tapera 2)	266.369,56	105,6%	4º
C - SE Panambi 3 (LT Santo Ângelo + LT Tapera 2)	252.161,04	100,0%	1º
D - Fronteiras existentes + LT Cruz Alta 2 - Tapera 2	254.792,36	101,0%	2º

Tabela 7-2 – Custo Diferencial de Perdas.

Perdas			
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	Diferencial	Ordem
A - Fronteiras existentes + LT Ijuí 2 - Tapera 2	43.412.838,82	7.362,35	3º
B - SE Panambi 3 (secc. LT Ijuí 2 - Tapera 2)	43.405.476,47	0,00	1º
C - SE Panambi 3 (LT Santo Ângelo + LT Tapera 2)	43.406.898,87	1.422,40	2º
D - Fronteiras existentes + LT Cruz Alta 2 - Tapera 2	43.420.719,50	15.243,03	4º

Tabela 7-3 – Comparação Econômica.

Rendimentos Necessários + Perdas			
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
A - Fronteiras existentes + LT Ijuí 2 - Tapera 2	267.572,65	105,5%	3º
B - SE Panambi 3 (secc. LT Ijuí 2 - Tapera 2)	266.369,56	105,0%	2º
C - SE Panambi 3 (LT Santo Ângelo + LT Tapera 2)	253.583,44	100,0%	1º
D - Fronteiras existentes + LT Cruz Alta 2 - Tapera 2	270.035,39	106,5%	4º

De acordo com os resultados mostrados na Tabela 7-1, a Alternativa C foi vencedora do ponto de vista econômico. Sobre esta solução, destaca-se:

- a Alternativa C representa a solução com 2º melhor desempenho de custos de perdas técnicas;
- a pulverização de subestações supridoras em regiões com densidade de carga crescente é benéfica para a expansão do sistema da região no médio e longo prazo, ampliando a possibilidade de soluções futuras (além do horizonte deste estudo) para ampliação da Transmissão e da Distribuição.

Diante disso, é recomendada a Alternativa C, que corresponde à construção da nova SE 230/69 kV Panambi 3 conectada através das novas LTs 230 kV Santo Ângelo – Panambi 3 e Panambi 3 – Tapera 2.

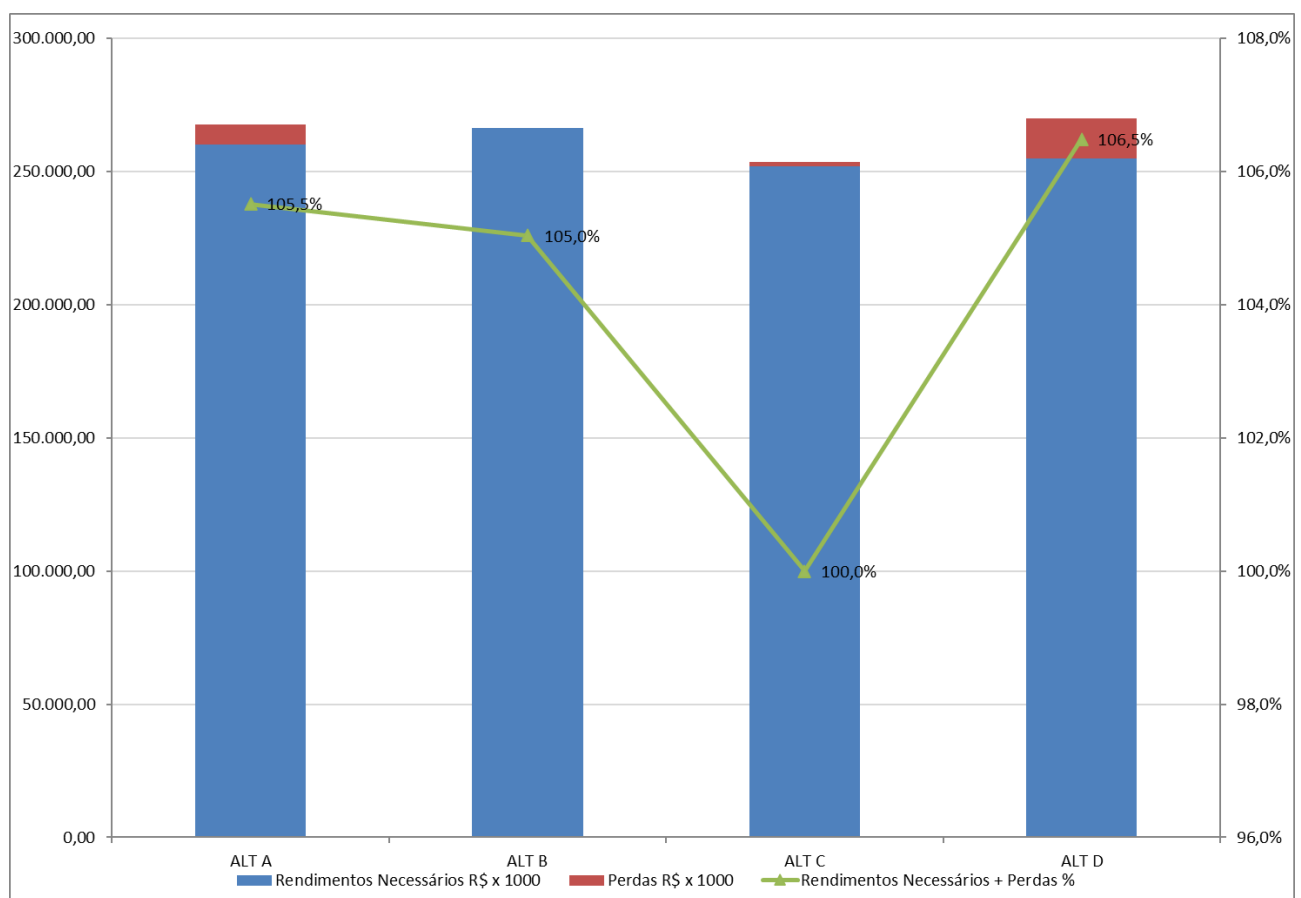


Figura 7-1 – Gráfico comparativo de custos para as alternativas.

8 ANÁLISE DE DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE

Essa etapa tem por objetivo mostrar o desempenho da alternativa recomendada, comprovando que os problemas verificados na etapa de diagnóstico foram totalmente solucionados em todo o horizonte de simulação do estudo, que vai até 2036. Os resultados apresentados neste capítulo foram gerados a partir da alternativa recomendada (Alternativa C) simulada no cenário mais crítico (dimensionador), ou seja, carga MÉDIA no cenário de geração NORTE ÚMIDO. A Figura 8-1 apresenta o diagrama unifilar do software Anarede (.lst), utilizado para as simulações.

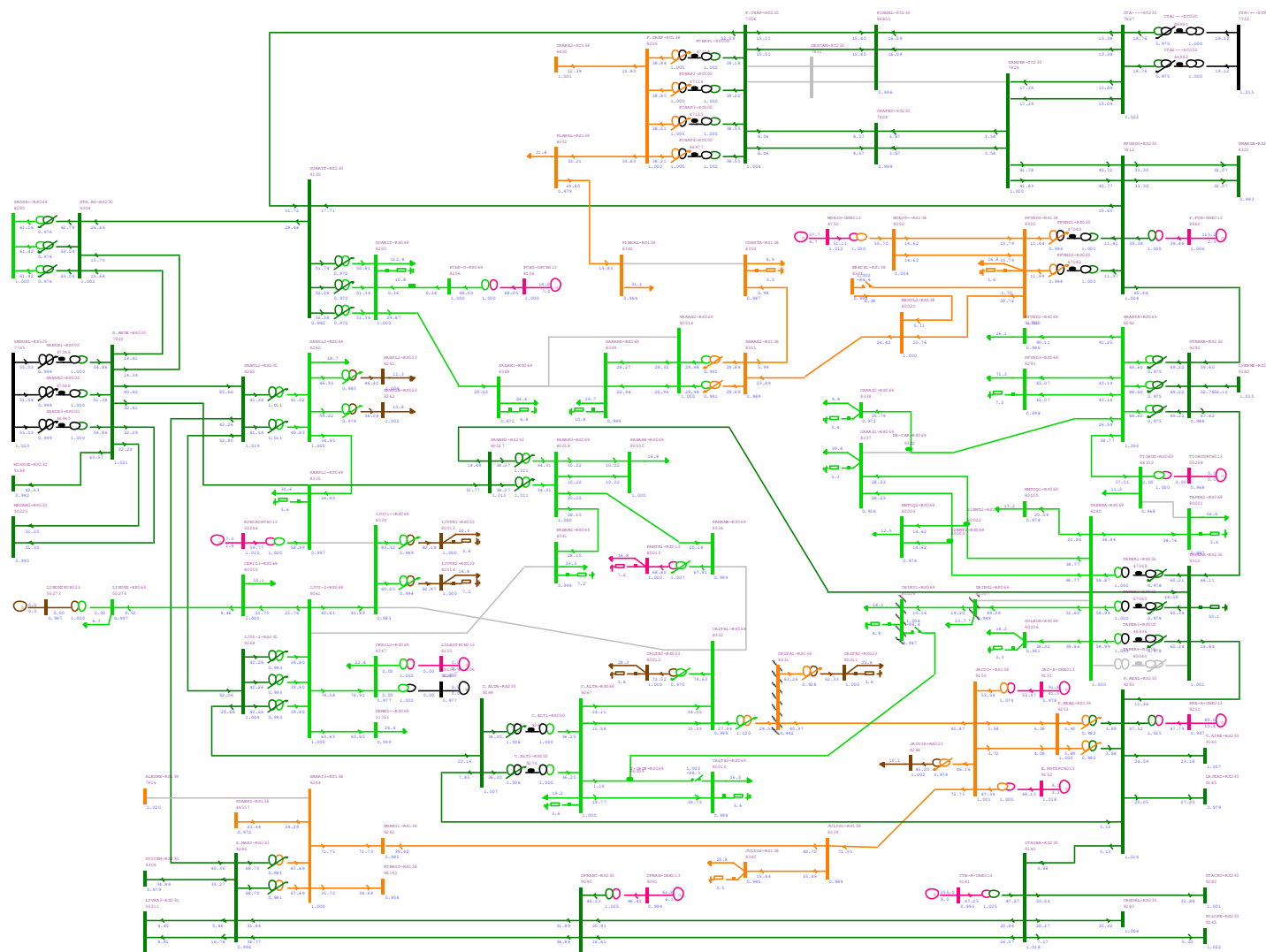


Figura 8-1 – Diagrama unifilar do Anarede (.lst) utilizado para as simulações.

A Tabela 8-1 e Tabela 8-2 apresentam, respectivamente, os valores de tensão nas barras e os valores de fluxos nos circuitos, considerando todas as obras indicadas para Alternativa C até o final do horizonte no patamar de carga MÉDIA cenário Norte Úmido. Para facilitar a visualização, foram ocultados os resultados sem problemas na emergência e os resultados sem variação em relação à condição normal de operação.

Destaca-se que as obras previstas já para o ano de 2028 resolvem restrições existentes já desde o primeiro ano de simulação, motivo pelo qual tais restrições não aparecem nas tabelas a seguir.

A alternativa recomendada apresenta desempenho satisfatório no horizonte de simulação do estudo. Diante do diagnóstico do sistema, a solução proposta (Figura 3-2) atende os problemas

signalizados, principalmente com relação ao nível de tensão nas barras do sistema de distribuição em 69 kV (regime normal de operação) e nas barras 230 kV em condições de contingência simples.

Tabela 8-1 – Tensão nas barras - Alternativa C – Condição Normal e Emergência.

CONTINGÊNCIA	SUBESTAÇÃO	28	29	30	31	32	33	34	35	36
Condição Normal	C.ALTA-RS230	99,6%	99,4%	100,0%	100,1%	100,6%	99,7%	100,2%	100,0%	99,5%
	C.ALTA-RS069	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
	CALTA1-RS138	98,2%	98,1%	98,4%	98,2%	98,2%	97,9%	97,8%	97,6%	97,5%
	CALTA1-RS069	98,7%	98,6%	98,9%	98,8%	98,8%	98,7%	98,7%	98,6%	98,5%
	CALTR2-RS023	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	99,7%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
	CALTR3-RS023	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,3%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
	PANAM3-RS230	100,0%	100,0%	101,0%	101,0%	101,3%	100,7%	101,3%	101,0%	100,4%
	PANAM3-RS069	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
	PANAM4-RS069	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	99,9%	99,9%
	PANAMB-RS069	95,8%	95,5%	99,9%	99,9%	99,8%	99,8%	99,8%	99,7%	99,7%
	PANTR1-RS013	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	99,8%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
	PANAM2-RS069	95,1%	94,8%	99,9%	99,9%	99,9%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%
	IJUI-2-RS230	99,5%	99,4%	100,0%	100,0%	100,4%	99,8%	100,2%	100,2%	99,5%
	IJUI-2-RS069	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	101,9%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
	IJUI1--RS069	98,1%	98,0%	98,3%	98,1%	100,0%	97,9%	97,8%	97,7%	97,6%
	IJUTR1-RS023	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,1%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
	IJUTR2-RS023	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,4%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
	CERIL3-RS069	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	101,9%	100,0%	100,0%	99,9%	99,9%
	CERILU-RS069	97,8%	97,8%	97,7%	97,6%	99,6%	97,5%	97,4%	97,4%	97,3%
	DEMEI--RS069	99,9%	99,9%	99,9%	99,9%	101,8%	99,9%	99,9%	99,9%	99,9%
	LINONZ-RS069	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	101,6%	99,7%	99,7%	99,7%	99,6%
	SANGEL-RS525	103,2%	102,6%	102,1%	102,4%	102,2%	99,4%	102,4%	99,9%	100,7%
	S.ANGE-RS230	101,9%	102,0%	102,1%	102,1%	102,2%	102,2%	102,7%	103,0%	102,1%
	SANGL1-RS069	99,8%	99,7%	99,7%	99,6%	99,7%	99,5%	99,3%	99,2%	99,0%
	SANGL2-RS230	101,7%	101,7%	101,8%	101,9%	102,0%	101,9%	102,4%	102,6%	101,8%
	SANGL2-RS069	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,3%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
	TAPERA-RS230	100,7%	100,5%	100,1%	100,2%	100,9%	99,7%	100,2%	99,8%	99,5%
	TAPERA-RS069	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
	TAPER1-RS069	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%
	IBIRU2-RS069	95,4%	95,2%	94,9%	94,7%	94,4%	97,4%	97,2%	97,1%	97,0%
	IBIRU1-RS069	95,2%	95,0%	94,7%	94,5%	94,2%	97,2%	97,0%	96,9%	96,8%
	SOLEDA-RS069	96,3%	96,2%	96,1%	96,0%	95,9%	95,8%	95,7%	95,6%	95,5%
	NMTOQ1-RS069	97,9%	97,9%	97,8%	97,8%	97,7%	97,7%	97,6%	97,6%	97,5%
	NMTOQ2-RS069	97,6%	97,5%	97,4%	97,3%	97,2%	97,1%	97,1%	97,0%	96,9%
	CARAZ1-RS069	95,9%	95,7%	95,6%	95,4%	95,3%	95,2%	95,0%	94,9%	94,8%
	P.REAL-RS230	101,6%	101,6%	101,7%	102,0%	103,0%	101,7%	102,2%	102,0%	102,1%
	P.REAL-RS138	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
	JACUI--RS138	100,3%	100,3%	100,3%	100,3%	100,4%	100,3%	100,3%	100,4%	100,4%
	STAMAR-RS230	99,5%	99,2%	98,8%	98,8%	99,3%	98,2%	98,5%	98,2%	98,0%
	SMARTA-RS138	102,0%	102,0%	102,0%	102,0%	100,6%	102,0%	101,0%	101,0%	102,0%
	SMARTA-RS069	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	102,5%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
	PFUND2-RS069	98,7%	98,7%	98,6%	98,5%	100,9%	98,4%	98,3%	98,2%	98,1%
	PFUND3-RS069	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%	102,3%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%
	CARAZ2-RS069	97,3%	97,3%	97,2%	97,2%	99,7%	97,1%	97,0%	97,0%	96,9%

CONTINGÊNCIA	SUBESTAÇÃO	28	29	30	31	32	33	34	35	36
	TIOHUG-RS069	97,4%	97,1%	96,8%	96,6%	98,9%	95,9%	95,6%	95,2%	94,8%
	PFUNDO-RS230	100,9%	100,7%	100,4%	100,8%	101,5%	100,6%	101,0%	100,9%	100,7%
	PFUNDO-RS138	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	99,9%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
	LVERME-RS230	101,3%	101,2%	101,0%	100,8%	101,1%	100,4%	100,8%	100,7%	101,5%
	LVERM2-RS138	102,2%	102,2%	102,2%	102,2%	102,4%	102,2%	103,5%	103,5%	102,2%
	B.GRAN-SC230	101,8%	101,8%	101,9%	101,8%	102,0%	101,8%	102,1%	102,4%	102,7%
	ERECH1-RS138	99,1%	99,1%	99,3%	99,2%	99,5%	99,2%	99,2%	99,1%	99,2%
	ERSUL2-RS138	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	99,8%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
	SARAN2-RS138	100,9%	100,9%	98,9%	98,8%	98,6%	98,6%	97,9%	97,8%	98,4%
	CONSTA-RS138	96,1%	96,1%	98,7%	98,6%	98,5%	98,5%	97,7%	97,7%	98,2%
	SARAN2-RS069	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,7%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
	SARAND-RS069	99,6%	99,0%	99,9%	99,9%	100,6%	99,9%	99,9%	99,9%	99,9%
	PALMEI-RS069	97,4%	97,3%	97,2%	97,1%	97,9%	96,8%	96,7%	96,6%	96,5%
	GUARIT-RS230	99,3%	99,1%	99,0%	99,2%	99,8%	99,0%	99,4%	99,5%	99,0%
	GUARIT-RS069	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,9%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
	STA.RO-RS230	100,3%	100,2%	100,2%	100,2%	100,4%	100,2%	100,7%	100,8%	100,0%
	ITA----SC525	102,0%	101,7%	101,5%	101,9%	102,4%	99,9%	102,8%	101,0%	101,5%
	ITA----SC230	102,1%	102,1%	102,2%	102,1%	104,0%	102,2%	103,4%	103,4%	102,2%
S.ANGE-RS230 - SANGL2-RS230	IJUI-2-RS230	95,4%	94,8%	96,3%	96,3%	96,9%	95,0%	95,1%	94,4%	93,9%
SANGL2-RS230 - IJUI-2-RS230	C.ALTA-RS230	93,4%	92,7%	95,4%	95,4%	96,4%	94,2%	94,3%	93,6%	93,3%
	IJUI-2-RS230	91,4%	90,6%	93,8%	93,7%	94,6%	92,3%	92,3%	91,5%	91,1%
B.GRAN-SC230 - LVERME-RS230	STAMAR-RS230	97,4%	96,9%	96,0%	95,8%	96,5%	94,6%	94,8%	94,0%	97,8%
	LVERME-RS230	98,2%	97,4%	96,2%	95,9%	96,5%	94,2%	94,3%	93,2%	100,5%
C.ALTA-RS069 - CALTA1-RS069	PANAMB-RS069	94,6%	94,1%	99,9%	99,9%	99,8%	99,8%	99,8%	99,7%	99,7%
JACUI--RS138 - CALTA1-RS138	CALTA1-RS138	96,3%	96,1%	96,1%	95,9%	95,6%	95,2%	94,8%	94,4%	94,0%

Tabela 8-2 - Fluxos nos circuitos - Alternativa C – Condição Normal e Emergência.

CONTINGÊNCIA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM NC LIM.	28	29	30	31	32	33	34	35	36
			MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
Condição Normal	SANGEL-RS525	1	358 23	362 29	368 33	374 34	378 28	385 50	384 54	394 64	395 59
	SANGE1-RS000	672	52%	53%	54%	54%	55%	58%	56%	59%	59%
	S.ANGE-RS230	1	40 23	39 26	38 27	39 27	38 26	34 32	33 34	31 36	30 34
	STA.RO-RS230	329	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%
	S.ANGE-RS230	1	478 0	486 6	463 -1	470 -2	478 -8	491 15	492 19	505 30	509 24
	SANGL2-RS230	540	87%	88%	84%	85%	87%	89%	89%	91%	92%
	S.ANGE-RS230	1			106 -11	108 -10	111 -14	114 -6	110 -6	118 -0	114 -3
	PANAM3-RS230	329			32%	33%	33%	34%	33%	35%	34%
	PANAM3-RS230	1			47 -4	48 -5	47 -9	48 -3	52 -2	48 1	41 -2
	TAPERA-RS230	329			14%	14%	15%	15%	16%	14%	12%
	S.MARI-RS230	1	-206 8	-209 8	-213 7	-215 9	-218 13	-224 5	-224 3	-230 1	-231 7
	SANGL2-RS230	528	39%	40%	41%	41%	41%	43%	43%	44%	44%
	SANGL2-RS230	1	197 18	201 21	174 12	177 12	179 7	186 18	187 20	193 25	193 21
	IJUI-2-RS230	329	59%	60%	52%	53%	53%	56%	56%	57%	58%
	IJUI-2-RS230	1	72 -17	72 -17	74 -17	73 -18	73 -24	75 -16	73 -15	75 -12	71 -17

CONTINGÊNCIA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM NC LIM.	28	29	30	31	32	33	34	35	36
			MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
	C.ALTA-RS230	329	22%	22%	23%	23%	23%	23%	22%	23%	22%
	C.ALTA-RS230	1	-6 -37	-7 -38	12 -35	9 -37	7 -45	8 -38	5 -39	5 -38	-0 -45
	P.REAL-RS230	329	11%	12%	11%	12%	14%	12%	12%	12%	14%
	ITAUBA-RS230	1	-3 0	-3 3	-10 3	-4 9	-2 12	-3 13	1 18	2 16	-1 26
	P.REAL-RS230	290	1%	1%	3%	3%	4%	4%	6%	6%	9%
	P.REAL-RS230	1	-30 20	-30 24	-11 27	-7 31	-3 37	-7 33	-3 34	-2 36	-9 46
	TAPERA-RS230	250	14%	15%	12%	12%	14%	13%	13%	14%	18%
	STAMAR-RS230	1	101 -48	103 -50	110 -52	109 -52	110 -55	116 -56	112 -57	118 -57	138 -58
	TAPERA-RS230	179	63%	64%	69%	68%	69%	73%	71%	75%	85%
	STAMAR-RS230	1	-148 9	-149 8	-154 8	-156 10	-156 13	-160 10	-153 7	-159 6	-197 9
	LVERME-RS230	292	51%	52%	53%	54%	54%	56%	53%	55%	69%
	LVERME-RS230	1									-130 2
	CNOVOS-SC230										22%
	B.GRAN-SC230	1	241 -11	243 -8	250 -3	254 -2	256 -4	261 5	256 4	263 10	174 3
	LVERME-RS230	380	62%	63%	65%	66%	66%	68%	66%	68%	44%
	STAMAR-RS230	1	-115 6	-119 7	-125 7	-126 4	-131 2	-138 3	-144 5	-150 4	-136 -1
	PFUNDO-RS230	210	55%	57%	60%	61%	63%	67%	70%	73%	66%
	GUARIT-RS230	1	-32 -17	-32 -17	-28 -15	-26 -18	-26 -20	-26 -18	-26 -18	-26 -16	-30 -18
	PFUNDO-RS230	179	20%	20%	18%	18%	18%	18%	18%	17%	20%
	GUARIT-RS230	1	61 -29	66 -32	70 -32	70 -31	73 -26	83 -34	86 -36	93 -37	95 -34
	STA.RO-RS230	270	25%	27%	29%	29%	29%	34%	35%	37%	38%
	F.CHAP-SC230	1	155 -3	160 -5	169 -2	174 -0	180 6	191 2	194 0	203 1	205 5
	GUARIT-RS230	321	48%	50%	52%	54%	55%	59%	60%	63%	63%
	SANGL2-RS230	1	34 5	34 5	34 6	35 6	36 7	35 7	36 8	36 8	37 9
	SANGL2-RS069	83	41%	41%	41%	42%	42%	42%	42%	43%	45%
	IJUI-2-RS230	1	41 9	42 10	32 8	34 8	35 9	36 9	37 10	38 10	40 10
	IJUI-2-RS069	83	51%	52%	40%	42%	43%	45%	46%	48%	49%
	C.ALTA-RS230	1	38 12	39 13	31 11	32 12	32 13	33 14	34 14	35 15	35 16
	C.ALT1-RS000	83	48%	51%	40%	41%	41%	43%	45%	46%	47%
	P.REAL-RS138	1	-3 15	-2 14	2 16	4 16	6 21	6 14	8 15	10 17	11 18
	P.REAL-RS230	150	10%	10%	11%	11%	15%	10%	11%	13%	14%
	TAPERA-RS230	1	45 13	47 14	48 15	49 16	38 12	38 11	39 12	40 12	41 13
	TAPER1-RS000	83	57%	58%	60%	61%	47%	48%	49%	51%	52%
	PANAM3-RS230	1			28 -0	30 0	31 0	32 1	28 1	34 2	36 2
	PANAM3-RS069	83			34%	35%	36%	39%	34%	41%	42%
	STAMAR-RS230	1	38 8	39 9	40 9	41 10	42 10	43 11	44 11	45 12	47 13
	SMARTA-RS069	83	47%	48%	49%	51%	52%	54%	55%	58%	59%
	PFUNDO-RS230	1	-9 -9	-10 -9	7 -7	6 -7	5 -5	6 -7	8 -4	7 -5	8 -7
	PFUND1-RS000	84	15%	15%	12%	11%	8%	11%	11%	10%	13%
	GUARIT-RS230	1	41 13	41 13	41 13	42 13	43 14	43 14	43 14	43 13	45 14
	GUARIT-RS069	83	52%	52%	52%	53%	54%	54%	54%	55%	57%
	C.ALTA-RS069	1	20 8	21 8	13 8	13 8	13 8	14 9	14 10	14 10	15 11
	CALTA1-RS069	84	25%	26%	18%	18%	19%	19%	20%	21%	21%
	CALTA1-RS069	1	-9 2	-9 2	-2 2	-2 2	-2 3	-2 3	-3 4	-3 4	-3 4
	CALTA1-RS138	66	14%	15%	5%	5%	6%	6%	6%	8%	8%
	CALTA1-RS138	1	23 6	24 6	25 7	27 8	28 8	29 9	31 10	32 11	34 11
	CALTR2-RS023	42	57%	62%	64%	67%	71%	74%	79%	83%	88%

CONTINGÊNCIA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM NC LIM.	28	29	30	31	32	33	34	35	36
			MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
	CALTA1-RS069	1	27 12	27 13	28 14	29 14	30 15	31 16	32 17	33 17	34 18
	CALTR3-RS023	42	71%	74%	76%	79%	81%	83%	86%	90%	93%
	JACUI--RS138	1	-3 14	-2 14	2 15	4 15	6 20	6 14	8 15	10 16	11 17
	P.REAL-RS138	96	16%	15%	17%	16%	22%	16%	18%	20%	21%
	JACUI--RS138	1	33 2	34 3	28 2	29 3	31 4	32 4	34 5	36 5	38 6
	CALTA1-RS138	96	34%	35%	29%	30%	32%	33%	35%	38%	40%
	CALTA1-RS069	1	24 1	25 2							
	PANAMB-RS069	62	40%	42%							
	PANAM3-RS069	1			8 2	9 2	9 2	9 2	5 2	10 2	11 2
	PANAM4-RS069	84			11%	11%	11%	12%	6%	12%	13%
	PANAM3-RS069	1			17 -3	17 -2	18 -2	19 -2	20 -1	20 -1	21 -1
	PANAMB-RS069	84			20%	21%	21%	23%	24%	24%	25%
	PANAM3-RS069	1			23 -4	24 -4	25 -3	26 -3	27 -3	28 -3	29 -3
	PANAM2-RS069	84			29%	29%	30%	31%	32%	33%	35%
	IJUI-2-RS069	1	31 1	32 2							
	PANAM2-RS069	60	52%	53%							
	IJUI-2-RS069	1	36 4	37 4	36 3	37 4	38 4	39 5	41 5	42 5	44 6
	IJUI1--RS069	84	43%	45%	43%	44%	45%	48%	49%	51%	52%
	IJUI1--RS069	1	22 5	23 6	20 5	21 5	22 5	22 5	23 6	24 6	24 6
	IJUTR1-RS023	25/38	92%	96%	84%	88%	88%	92%	96%	66%	68%
	IJUI1--RS069	1	14 -3	14 -3	15 -3	15 -3	16 -3	17 -3	17 -2	18 -2	19 -2
	IJUTR2-RS023	25	56%	60%	60%	64%	64%	68%	72%	76%	76%
	SANGL2-RS069	1	25 -5	24 -4	24 -4	25 -4	26 -2	25 -3	25 -1	25 -0	27 0
	SANGL1-RS069	69	36%	36%	35%	36%	38%	36%	36%	36%	39%
	PFUNDO-RS138	1			35 1	36 2	37 -2	40 2	46 5	47 5	52 0
	ERSUL2-RS138	167			21%	22%	22%	24%	28%	28%	31%
	ERSUL2-RS138	1			-6 6	-5 6	-5 3	-3 6	3 5	3 5	7 3
	ERECH1-RS138	167			5%	5%	3%	4%	3%	4%	5%
	ERSUL2-RS138	1			40 -5	41 -5	42 -4	42 -4	43 -0	44 0	44 -3
	SARAN2-RS138	167			25%	25%	25%	26%	26%	26%	26%
	SARAN2-RS138	1			15 -1	15 -1	15 -1	16 -1	16 1	16 1	16 -1
	SARAN2-RS069	50			30%	30%	32%	32%	32%	32%	34%
B.GRAN-SC230 - LVERME-RS230	STAMAR-RS230	1	-226 34	-231 34	-240 33	-244 30	-250 30	-258 29	-262 28	-270 26	-156 5
	PFUNDO-RS230	298	79%	81%	85%	86%	88%	92%	93%	97%	54%
TAPERA-RS230 - TAPER2-RS000	TAPERA-RS230	1	68 23	70 24	72 25	73 27	50 17	51 16	52 17	54 18	55 19
	TAPER1-RS000	83	86%	89%	92%	94%	63%	65%	66%	69%	70%
C.ALTA-RS069 - CALTA1-RS069	CALTA1-RS069	1	27 12	27 13	28 14	29 14	30 15	31 16	32 17	33 17	34 18
	CALTR3-RS023	42	71%	74%	76%	79%	81%	86%	88%	90%	95%
JACUI--RS138 - CALTA1-RS138	CALTA1-RS138	1	23 6	24 7	26 7	27 8	28 9	30 9	31 10	33 11	34 12
	CALTR2-RS023	42	60%	62%	67%	69%	74%	79%	81%	86%	90%
	CALTA1-RS069	1	27 12	27 13	28 14	29 14	30 15	31 16	32 17	33 17	34 18
	CALTR3-RS023	42	71%	74%	76%	79%	81%	83%	88%	90%	93%

9 ANÁLISE DE SOBRETENSÕES À FREQUÊNCIA INDUSTRIAL 60 HZ

Por se tratar de Linhas de Transmissão relativamente curtas para a qualidade de energia e rejeição das novas linhas de transmissão, não houve a necessidade de fazer estas avaliações.

10 AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS

Neste capítulo são apresentadas as análises técnicas e de otimização visando definir as especificações básicas das novas Linhas de Transmissão (LT) aéreas, em Circuito Simples (CS), conforme descrito na Tabela 10-1.

Tabela 10-1 - Novas Linhas de Transmissão

	Linha	Tensão	Tipo	Comprimento [km]
LT1	LT Santo Ângelo – Panambi 3, C1	230 kV	CS	84
LT2	LT Panambi 3 – Tapera 2, C1	230 kV	CS	77
LT3	LT Campos Novos – Lagoa Vermelha 2, C1	230 kV	CS	72

Os resultados obtidos nas análises foram extraídos diretamente do programa ELEKTRA, desenvolvido pelo CEPEL [3].

10.1 Dados e Premissas

Os dados ambientais predominantes e preliminares para as análises técnicas e definição das capacidades de corrente estão dispostos na Tabela 10-2. Nota-se que a temperatura do ar corresponde à maior máxima média mensal registrada nas estações de medição localizadas mais próximas da LT em questão [4].

Tabela 10-2 - Dados do ambiente

	LT1	LT2	LT3
Temperatura do ar [°C]	30	30	27
Vento p/ cálculo de temperatura [m/s]	1	1	1
Radiação solar [W/m²]	1000	1000	1000
Altitude média [m]	340	445	775
Altitude máxima [m]	460	529	915
DRA¹ [p.u.]	0,94	0,93	0,90
Vento p/ balanço [km/h] (50 anos, 30 s, 10 m)	129	129	133

⁽¹⁾ Densidade Relativa do Ar adotada para verificação de efeito corona visual.

Na Tabela 10-3 estão apresentados os parâmetros econômicos considerados na otimização. Os fluxos e fator de perdas utilizados estão apresentados na Tabela 10-4. Já a Tabela 10-5 apresenta os carregamentos máximos verificados nos estudos de fluxo de potência em condição normal de operação e em emergência, decorrente de contingência no sistema, conforme resultados apresentados no Capítulo 8.

Tabela 10-3 - Dados para avaliação econômica

Custo das perdas de energia [R\$/MWh]	199,96
Período [anos]	30
Taxa de desconto anual [%]	8
Banco de preços	Ref. ANEEL – 2025/01 ¹

Tabela 10-4 - Dados do sistema - Fluxos para cálculo de perdas

	LT1		LT2		LT3	
Duração [Anos]	Fluxo¹ [MVA]	Fator de Perdas	Fluxo¹ [MVA]	Fator de Perdas	Fluxo¹ [MVA]	Fator de Perdas
1	104,0	0,57	47,0	0,43	127,0	0,39
1	107,0	0,58	47,0	0,42	128,0	0,39
1	109,0	0,61	48,0	0,43	128,0	0,40
1	111,0	0,64	48,0	0,47	129,0	0,41
1	107,0	0,70	51,0	0,54	124,0	0,43
1	115,0	0,75	47,0	0,67	127,0	0,44
24	112,0	0,81	51,0	0,54	128,0	0,46

Tabela 10-5 - Dados do sistema - Fluxos máximos observados para diferentes condições de operação

	Fluxo¹ [MVA]	
	Normal	Emergência
LT1	115	185
LT2	51	124
LT3	128	255

⁽¹⁾ Fluxos verificados à tensão nominal.

Nessas análises, adotou-se estruturas com geometria de fases triangular. Na Seção 1.4 constam as coordenadas finais, após a otimização, dos cabos na torre e flechas para a silhueta típica. Por fim, considerou-se apenas cabos condutores tipo CAA, com diferentes bitolas e formações, e cabos para-raios EAR 3/8” e OPGW 13,3 mm.

¹ Atualizado pela EPE conforme [3].

10.2 Critérios Para Análises Elétricas e Comparações Econômicas

Na definição das capacidades de corrente, os valores a serem especificados devem atender minimamente aos fluxos observados no estudo, em condição normal e emergência. Adicionalmente, para as novas LT, deve-se buscar adotar 65 °C como limite superior de temperatura nos cabos condutores em condição normal de operação e 90 °C em condição de emergência. Com relação aos níveis de emissão eletromagnética, esses devem observar os requisitos mínimos definidos em [5]. Essas restrições, juntamente com o balanço dos cabos, devem ser observadas de forma a definir uma estimativa inicial para a faixa de segurança e o conjunto de cabos condutores tecnicamente viáveis.

As configurações com custos totais, de instalação e perdas, com diferenças de até 3 % são consideradas economicamente equivalentes. Como critérios de desempate, pode-se considerar, por exemplo, os custos de instalação, a padronização com soluções existentes e a robustez da solução.

10.3 Avaliações Econômicas

10.3.1 Seleção dos cabos condutores – LT1: LT 230 kV Santo Ângelo – Panambi 3, C1

Inicialmente, cumpre-se destacar que foram avaliadas configurações possuindo um e dois cabos por fase para a LT1. Quanto aos cabos considerados, salienta-se que foi considerada uma ampla gama de possibilidades de condutores CAA, com distintas bitolas e formações.

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que as soluções economicamente equivalentes, dentre as soluções candidatas, são aquelas apresentadas na Tabela 10-6.

Como pode se verificar, a configuração de menor custo total é a configuração 1 x RUDDY (900 MCM). No entanto, por possuir um menor custo de instalação, escolhe-se a configuração 1 x TERN (795 MCM).

Tabela 10-6 - Configurações com menor custo total - LT1

Cabo condutor		Custos (1000 x R\$/km)			Relação entre custo total e o menor custo total [%]
Nome	Nº de subcond. por fase	Instalação	Perdas	Total	
RUDDY	1	950,6	266,5	1217,1	100,0
RAIL	1	973,9	250,0	1223,9	100,6
TERN	1	922,2	305,5	1227,8	100,9
ORTOLAN	1	1000,7	229,2	1229,9	101,0
BLUEJAY	1	1025,8	211,6	1237,5	101,7
DRAKE	1	942,0	296,4	1238,5	101,8
BUNTING	1	1050,4	196,8	1247,1	102,5

10.3.2 Seleção dos cabos condutores – LT2: LT 230 kV Panambi 3 – Tapera 2, C1

Para a LT2, cumpre-se destacar que foram avaliadas configurações possuindo um e dois cabos por fase. Quanto aos cabos considerados, salienta-se que foi considerada uma ampla gama de possibilidades de condutores CAA, com distintas bitolas e formações.

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que as soluções economicamente equivalentes, dentre as soluções candidatas, são aquelas apresentadas na Tabela 10-7.

Como pode se verificar, a configuração de menor custo total é a configuração 1 x TERN (795 MCM). Desse modo, essa será a configuração recomendada para utilização nesta LT.

Tabela 10-7 - Configurações com menor custo total - LT2

Cabo condutor		Custos (1000 x R\$/km)			Relação entre custo total e o menor custo total [%]
Nome	Nº de subcond. por fase	Instalação	Perdas	Total	
TERN	1	919,7	105,9	1025,6	100,0
RUDDY	1	948,3	88,8	1037,0	101,1
DRAKE	1	940,9	96,9	1037,8	101,2
OSTRICH	2	914,4	125,4	1039,9	101,4
PARTRIDGE	2	891,4	148,8	1040,2	101,4
STARLING	1	936,0	112,5	1048,5	102,2
LINNET	2	943,8	105,8	1049,6	102,3
RAIL	1	971,5	81,6	1053,1	102,7

10.3.3 Seleção dos cabos condutores – LT3: LT 230 kV Campos Novos – Lagoa Vermelha 2, C1

Por fim, para a LT3, foram avaliadas configurações possuindo um e dois cabos por fase. Quanto aos cabos considerados, salienta-se que foi considerada uma ampla gama de possibilidades de condutores CAA, com distintas bitolas e formações.

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que as soluções economicamente equivalentes, dentre as soluções candidatas, são aquelas apresentadas na Tabela 10-8.

Como pode se verificar, a configuração de menor custo total é a configuração 1 x RUDDY (900 MCM). No entanto, visando um eventual ganho de escala para os empreendimentos e pelo fato de estar inserida nas soluções economicamente equivalentes, escolhe-se também a configuração 1 x TERN (795 MCM).

Tabela 10-8 - Configurações com menor custo total - LT3

Cabo condutor		Custos (1000 x R\$/km)			Relação entre custo total e o menor custo total [%]
Nome	Nº de subcond. por fase	Instalação	Perdas	Total	
RUDDY	1	952,9	250,4	1203,3	100,0
RAIL	1	976,2	233,8	1209,9	100,6
ORTOLAN	1	1002,9	213,1	1216,0	101,1
BLUEJAY	1	1028,0	195,6	1223,7	101,7
TERN	1	936,9	289,9	1226,7	101,9
BUNTING	1	1052,5	181,0	1233,4	102,5

10.4 Características Técnicas da Solução de Referência

10.4.1 Características elétricas – LT1: LT 230 kV Santo Ângelo – Panambi 3, C1

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades de corrente especificadas para esta LT estão sumarizados na Tabela 10-9.

Tabela 10-9 - Características elétricas básicas da LT 230 kV Santo Ângelo - Panambi 3, C1

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω /km]	x [Ω /km]	b [μ S/km]
Circuito Simples	CAA 1 x TERN (795 MCM)	820	1050	+	0,0820	0,4856	3,4115
				0	0,4232	1,4328	2,2099
				mut.0	-	-	-

A Figura 10-1, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da nova LT em CS, incluindo o vão médio de 450 m utilizado na análise referencial.

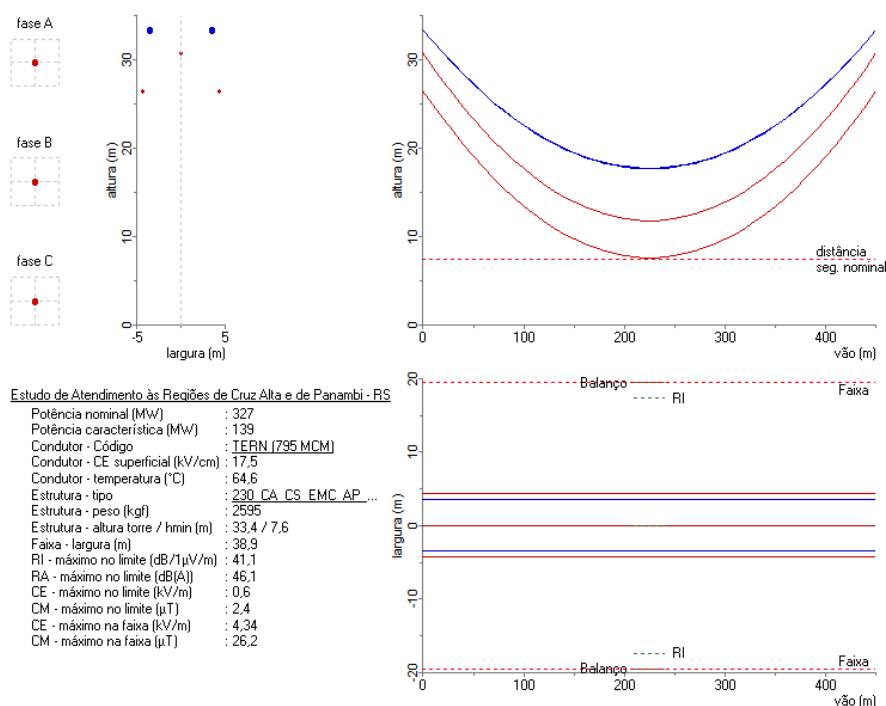


Figura 10-1 - Dados técnicos básicos da LT 230 kV Santo Ângelo - Panambi 3, C1

10.4.2 Características construtivas – LT1: LT 230 kV Santo Ângelo – Panambi 3, C1

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas da silhueta típica e as respectivas flechas estão apresentadas na Tabela 10-10.

Tabela 10-10 - Coordenadas da silhueta típica da LT1 230 kV em CS

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Fase A	-4,3	26,5	18,9
Fase B	0,0	30,7	18,9
Fase C	4,3	26,5	18,9
Para-raios 1	-3,5	33,4	15,8
Para-raios 2	3,5	33,4	15,8

10.4.3 Características elétricas – LT2: LT 230 kV Panambi 3 – Tapera 2, C1

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades de corrente especificadas para esta LT estão sumarizados na Tabela 10-11.

Tabela 10-11 - Características elétricas básicas da LT 230 kV Panambi 3 - Tapera 2, C1

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω /km]	x [Ω /km]	b [μ S/km]
Circuito Simples	CAA 1 x TERN (795 MCM)	820	1050	+	0,0820	0,4856	3,4115
				0	0,4232	1,4328	2,2097
				mut.0	-	-	-

A Figura 10-2, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da nova LT em CS, incluindo o vão médio de 450 m utilizado na análise referencial.

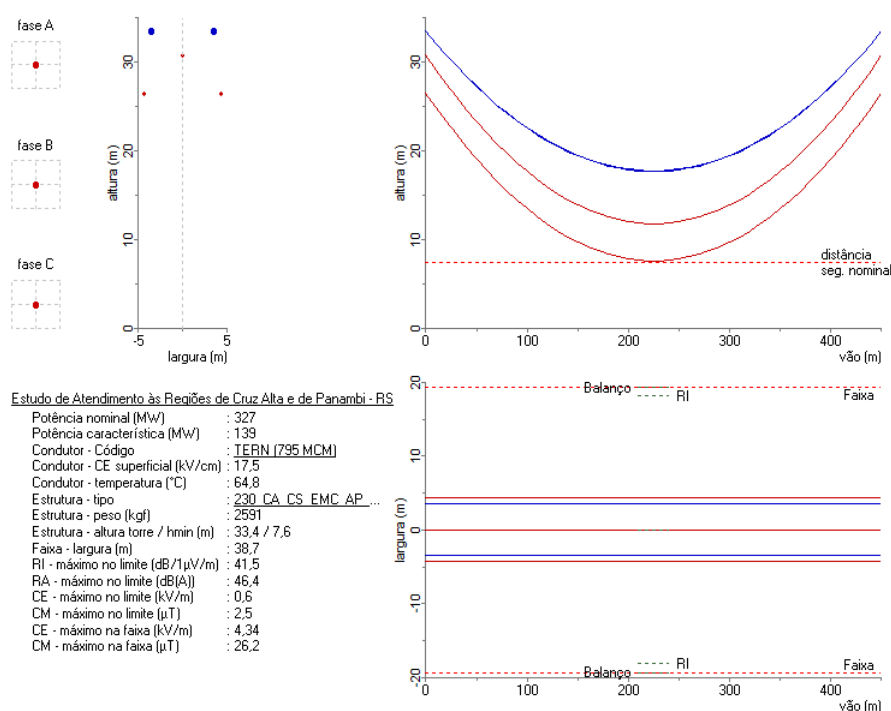


Figura 10-2 - Dados técnicos básicos da LT 230 kV Panambi 3 - Tapera 2, C1

10.4.4 Características construtivas – LT2: LT 230 kV Panambi 3 – Tapera 2, C1

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas da silhueta típica e as respectivas flechas estão apresentadas na Tabela 10-12.

Tabela 10-12 - Coordenadas da silhueta típica da LT2 230 kV em CS

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Fase A	-4,3	26,5	18,9
Fase B	0,0	30,7	18,9
Fase C	4,3	26,5	18,9
Para-raios 1	-3,5	33,4	15,8
Para-raios 2	3,5	33,4	15,8

10.4.5 Características elétricas – LT3: LT 230 kV Campos Novos – Lagoa Vermelha 2, C1

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades de corrente especificadas para esta LT estão sumarizados na Tabela 10-13.

Tabela 10-13 - Características elétricas básicas da LT 230 kV Campos Novos - Lagoa Vermelha 2, C1

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω /km]	x [Ω /km]	b [μ S/km]
Circuito Simples	CAA 1 x TERN (795 MCM)	850	1070	+	0,0820	0,4856	3,4113
				0	0,4230	1,4331	2,2079
				mut.0	-	-	-

A Figura 10-3, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da nova LT em CS, incluindo o vão médio de 450 m utilizado na análise referencial.

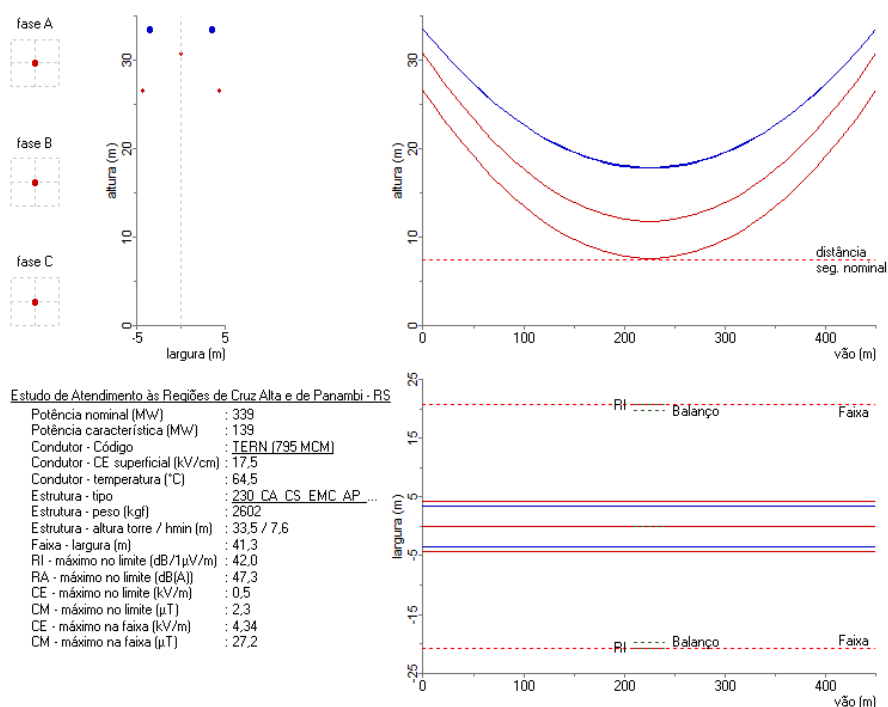


Figura 10-3 - Dados técnicos básicos da LT 230 kV Campos Novos - Lagoa Vermelha 2, C1

10.4.6 Características construtivas – LT3: LT 230 kV Campos Novos – Lagoa Vermelha 2, C1

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas da silhueta típica e as respectivas flechas estão apresentadas na Tabela 10-14 - Coordenadas da silhueta típica da LT3 230 kV em CS.

Tabela 10-14 - Coordenadas da silhueta típica da LT3 230 kV em CS

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Fase A	-4,3	26,6	19,1
Fase B	0,0	30,8	19,1
Fase C	4,3	26,6	19,1
Para-raios 1	-3,5	33,5	15,8
Para-raios 2	3,5	33,5	15,8

10.4.7 Estimativas iniciais para faixa de segurança

Com relação à faixa de segurança, a Tabela 10-15 apresenta o valor calculado pelo ELEKTRA, juntamente com a restrição técnica que a definiu. Não obstante, tendo em vista as incertezas nas premissas e metodologias de cálculo, foram realizadas análises de sensibilidade, variando-se alguns parâmetros e, por segurança, nesta fase, recomenda-se a adoção referencial do valor conforme coluna “Faixa Adotada”.

Tabela 10-15 - Estimativas iniciais para faixa de segurança

	Faixa calculada [m]	Restrição	Faixa Adotada [m]
LT 230 kV Santo Ângelo – Panambi 3, C1	38,9	Balanco de Condutores	42,0
LT 230 kV Panambi 3 – Tapera 2, C1	38,7	Balanco de Condutores	42,0
LT 230 kV Campos Novos – Lagoa Vermelha 2, C1	41,3	Radiointerferência	42,0

11 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. Foi utilizada a base de dados para estudos de curto-circuito – PD2034, adicionando uma representação da topologia do sistema 69 kV e 138 kV da região do estudo.

Foram analisadas as correntes de curto-circuito trifásicas, monofásicas e bifásicas nos barramentos de subestações na região de interesse nos anos de 2030 (antes e depois das obras) e 2036 considerando a solução completa recomendada neste estudo, conforme resultados da Tabela 11-1.

Tabela 11-1 – Níveis de Curto-Circuito nas Barras da Região do Estudo.

Identificação			2030 sem Obras			2030 com Obras			2036 com Obras		
Nº	Subestação	kV	3Φ [kA]	1Φ [kA]	2Φ [kA]	3Φ [kA]	1Φ [kA]	2Φ [kA]	3Φ [kA]	1Φ [kA]	2Φ [kA]
7765	SANGEL-RS525	525	8,09	8,69	8,49	8,35	8,94	8,75	8,51	9,06	8,89
7922	S.ANGE-RS230	230	16,59	17,92	17,55	17,33	18,65	18,31	17,68	18,92	18,59
9265	SANGL2-RS230	230	14,36	14,85	14,95	14,82	15,23	15,38	15,08	15,42	15,59
8260	SANGL2-RS069	69	8,39	9,34	8,99	8,43	9,38	9,03	8,45	9,40	9,05
9266	C.ALTA-RS230	230	5,53	4,39	5,23	5,53	4,38	5,22	5,61	4,42	5,29
9267	C.ALTA-RS069	69	7,69	8,47	8,30	7,70	8,44	8,27	7,75	8,49	8,32
8332	CALTA1-RS069	69	6,23	6,47	6,42	6,23	6,35	6,33	6,27	6,37	6,36
8331	CALTA1-RS138	138	2,78	3,09	3,06	2,78	3,09	3,06	2,80	3,11	3,08
8336	PANAMB-RS069	69	1,56	1,90	1,89	4,91	3,98	4,74	4,92	3,98	4,75
8341	PANAM2-RS069	69	1,81	1,07	1,68	5,38	2,73	4,81	5,39	2,73	4,82
9061	IJUI-2-RS069	69	10,25	11,01	11,04	10,26	11,01	11,04	10,31	11,06	11,10
9264	IJUI-2-RS230	230	6,25	5,14	6,00	6,26	5,14	6,00	6,33	5,17	6,06
8334	IJUI1--RS069	69	3,80	4,32	4,27	3,80	4,32	4,27	3,81	4,46	4,39
9150	JACUI--RS138	138	10,41	10,66	10,71	10,51	10,74	10,80	10,90	11,34	11,28
9253	P.REAL-RS138	138	11,71	12,05	12,05	11,87	12,17	12,20	12,30	12,83	12,71
9250	P.REAL-RS230	230	11,15	11,28	11,34	11,48	11,53	11,64	12,04	12,52	12,38
9310	TAPERA-RS230	230	5,23	4,73	5,02	6,48	5,75	6,24	6,57	6,00	6,35
8280	TAPERA-RS069	69	8,12	8,95	8,66	8,92	9,79	9,52	10,53	11,67	11,28
9290	STAMAR-RS230	230	5,72	6,05	5,98	6,07	6,32	6,28	6,12	6,35	6,33
8292	SMARTA-RS069	69	8,82	11,23	10,87	9,04	11,47	11,09	9,08	11,51	11,12
8290	SMARTA-RS138	138	4,04	4,35	4,24	4,13	4,43	4,33	4,15	4,43	4,34
7812	PFUNDO-RS230	230	11,94	12,98	12,68	11,98	13,03	12,72	12,35	11,75	12,18
8300	PFUNDO-RS138	138	12,21	14,12	13,56	12,23	14,21	13,66	12,62	14,18	13,84
8301	ERECH1-RS138	138	7,70	5,64	7,51	7,70	5,64	7,51	7,75	5,65	7,55
8349	SARAND-RS069	69	0,81	0,44	0,74	2,59	0,03	2,24	2,60	0,03	2,25
8348	PALMEI-RS069	69	1,66	1,01	1,53	1,66	1,02	1,53	1,67	1,02	1,54
8200	GUARIT-RS069	69	9,44	13,73	15,07	9,44	13,74	15,08	9,53	13,85	15,20
9130	GUARIT-RS230	230	6,51	8,03	7,86	6,51	8,03	7,86	6,65	8,16	7,98
7306	F.CHAP-SC230	230	15,03	16,22	15,80	15,03	16,22	15,80	16,87	18,71	18,13
8220	F.CHAP-SC138	138	7,63	8,06	7,90	7,63	8,06	7,90	7,87	8,32	8,16
8352	PLANAL-RS138	138	3,35	3,11	3,25	3,35	3,12	3,25	3,39	3,15	3,29
8345	PINHAL-RS138	138	2,07	1,47	1,95	2,07	1,48	1,95	2,09	1,49	1,96
8350	CONSTA-RS138	138	1,37	0,85	1,27	1,53	1,45	1,53	1,53	1,45	1,54
80017	PANAM3-RS230	230	-	-	-	4,50	4,81	4,79	4,53	4,84	4,81
80018	PANAM3-RS069	69	-	-	-	7,24	3,56	6,45	7,26	3,57	6,47
80030	PANAM4-RS069	69	-	-	-	6,94	3,43	6,19	6,96	3,44	6,21
80020	ERSUL2-RS138	138	-	-	-	11,79	12,95	12,81	12,15	12,93	13,00
8351	SARAN2-RS138	138	-	-	-	1,95	2,44	2,44	1,96	2,45	2,45
80016	SARAN2-RS069	69	-	-	-	2,69	0,03	2,33	2,70	0,03	2,34

Nas análises de superação, foram considerados como superados os disjuntores de subestações existentes cujos níveis de curto-circuito se mostraram acima de 100% em relação à menor capacidade de interrupção simétrica dos disjuntores instalados por nível de tensão e, como em alerta, os disjuntores com 90% a 100% dessa capacidade.

Tabela 11-2 – Comparativo dos níveis de CC em relação à Menor Capacidade de Interrupção Simétrica dos Disjuntores.

Identificação			Máxima Corrente de CC				% Em relação à Menor Capacidade de Interrupção Simétrica		
			2030 sem Obras	2030 com Obras	2036 com Obras	Disj. [kA]	2030 sem Obras	2030 com Obras	2036 com Obras
Nº	Subestação	kV							
7765	SANGEL-RS525	525	8,69	8,94	9,06	40,0	22%	22%	23%
7922	S.ANGE-RS230	230	17,92	18,65	18,92	40,0	45%	47%	47%
9265	SANGL2-RS230	230	14,95	15,38	15,59	25,0	60%	62%	62%
8260	SANGL2-RS069	69	9,34	9,38	9,40	31,5	30%	30%	30%
9266	C.ALTA-RS230	230	5,53	5,53	5,61	40,0	14%	14%	14%
9267	C.ALTA-RS069	69	8,47	8,44	8,49	31,5	27%	27%	27%
8332	CALTA1-RS069	69	6,47	6,35	6,37	13,0	50%	49%	49%
8331	CALTA1-RS138	138	3,09	3,09	3,11	7,7	40%	40%	40%
8336	PANAMB-RS069	69	1,90	4,91	4,92	13,0	15%	38%	38%
8341	PANAM2-RS069	69	1,81	5,38	5,39	20,0	9%	27%	27%
9061	IJUI-2-RS069	69	11,04	11,04	11,10	31,5	35%	35%	35%
9264	IJUI-2-RS230	230	6,25	6,26	6,33	50,0	13%	13%	13%
8334	IJUI1--RS069	69	4,32	4,32	4,46	13,0	33%	33%	34%
9150	JACUI--RS138	138	10,71	10,80	11,34	13,5	79%	80%	84%
9253	P.REAL-RS138	138	12,05	12,20	12,83	20,0	60%	61%	64%
9250	P.REAL-RS230	230	11,34	11,64	12,52	23,6	48%	49%	53%
9310	TAPERA-RS230	230	5,23	6,48	6,57	40,0	13%	16%	16%
8280	TAPERA-RS069	69	8,95	9,79	11,67	31,5	28%	31%	37%
9290	STAMAR-RS230	230	6,05	6,32	6,35	23,6	26%	27%	27%
8292	SMARTA-RS069	69	11,23	11,47	11,51	31,5	36%	36%	37%
8290	SMARTA-RS138	138	4,35	4,43	4,43	14,5	30%	31%	31%
7812	PFUNDO-RS230	230	12,98	13,03	12,35	20,0	65%	65%	62%
8300	PFUNDO-RS138	138	14,12	14,21	14,18	23,0	61%	62%	62%
8301	ERECH1-RS138	138	7,70	7,70	7,75	20,0	39%	39%	39%
8349	SARAND-RS069	69	0,81	2,59	2,60	25,0	3%	10%	10%
8348	PALMEI-RS069	69	1,66	1,66	1,67	31,5	5%	5%	5%
8200	GUARIT-RS069	69	15,07	15,08	15,20	20,0	75%	75%	76%
9130	GUARIT-RS230	230	8,03	8,03	8,16	23,6	34%	34%	35%
7306	F.CHAP-SC230	230	16,22	16,22	18,71	50,0	32%	32%	37%
8220	F.CHAP-SC138	138	8,06	8,06	8,32	40,0	20%	20%	21%
8352	PLANAL-RS138	138	3,35	3,35	3,39	40,0	8%	8%	8%
8345	PINHAL-RS138	138	2,07	2,07	2,09	31,5	7%	7%	7%
8350	CONSTA-RS138	138	1,37	1,53	1,54	31,5	4%	5%	5%

Conforme resultados mostrados na Tabela 11-2, não é prevista a superação de nenhum disjuntor das subestações existentes, tanto antes quanto depois das obras de expansão previstas neste estudo. Dessa forma, este estudo não propõe substituições de equipamentos motivados por níveis de curto-circuito. Todavia, recomenda-se que os novos pátios considerem a configuração do último ano do horizonte para estimar a capacidade de seus disjuntores.

12 EQUIPE TÉCNICA

Reinaldo Ruaro (consultor externo)

Rodrigo Ribeiro Ferreira (EPE)

Marco Antônio da Cunha Soveral (EPE)

Paulo Fernando de Matos Araujo (EPE)

João Alves da Silva Neto (EPE)

Bruno Scarpa Alves da Silveira (EPE)

13 REFERÊNCIAS

- [1] CCPE, *Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão*, <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-482/Crit%C3%A9rios%20de%20Planejamento%20de%20Expans%C3%A3o%20-%20ccpe-ctet056.pdf>, 2002.
- [2] ONS, *Procedimentos de Rede – Submódulo 2.3 – Premissas, Critérios e Metodologias Para Estudos Elétricos*, 2022.
- [3] CEPEL, *Programa ELEKTRA*, <https://www.cepel.br/produtos/elektra/>.
- [4] INMET, *Normal Climatológico do Brasil 1981-2020: Temperatura Máxima.*, <http://www.inmet.gov.br/portal/>.
- [5] ONS, *Procedimentos de Rede – Submódulo 2.7 – Requisitos Mínimos Para Linhas de Transmissão.*, 2022.
- [6] ONS, *Diretrizes para a Elaboração de Projetos Básicos para Empreendimentos de Transmissão: Estudos elétricos, especificação das instalações, de equipamentos e de linhas de transmissão*, 2013.
- [7] H.-J. Haubrich, G. Hosemann e R. Thomas, “Single-phase auto-reclosing in EHV Systems,” *CIGRE 1974, paper 31-09*, 1974.

14 ANEXOS

14.1 Fichas de consulta

14.1.1 SE Tapera 2 (ELETROBRAS)

DocuSign Envelope ID: 8B86C35B-D10F-43AD-A782-4DCC413227A6



Centrais Elétricas Brasileiras S/A
Vice-Presidência de Engenharia
de Expansão - VEE
Av. Graça Aranha, 26 / 4º andar
20030-000 - Rio de Janeiro - RJ
Tel.: (21) 2514-5020 - 5792

CTA-EEEP-00229/2024

Rio de Janeiro, 15 de fevereiro de 2024.

Ao Senhor,

Thiago Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Praça Pio X, 54 - Centro

20091-040 - Rio de Janeiro - RJ

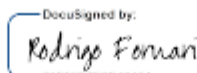
Assunto: Consulta sobre viabilidade de expansão da Subestação Tapera 2

Referência: Processo 48002.000169/2024-51

Senhor Superintendente,

Em atenção à solicitação enviada por meio do Ofício n. 0033/2024/DEE/EPE, de 22 de janeiro de 2024, encaminhamos os formulários preenchidos em anexo com informações sobre potencial de viabilidade de expansão da subestação Tapera 2.

Atenciosamente,

DocuSigned by:

Rodrigo Daniel Mendes Fornari
Gerente-Executivo
Ativos de Produção de Engenharia Aplicada-EEEP

Anexos: 1. Consulta_SE_Tapera_2_ELETROSUL
2. S100-405-0001-Arranjo

Classificação: Pública



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 22/01/2024

Revisão:

Página: 1 - 3

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Atendimento às regiões de Cruz Alta e Panambi - RS

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Tapera 2

Concessionária Proprietária: CGT ELETROSUL

1. Módulos de Manobra

☒ CT Quantidade: 1 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 230/69 Arranjo Prim.: BD4 Sec.: BPT

2. Módulos de Equipamentos

☒ Transformadores Quantidade: 1 Potência (MVA): 83 Tensão Prim./Sec. (kV) 230/69 Fase: 3

OBS: O transformador solicitado (TR e Conexões) é novo.



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 22/01/2024

Revisão:

Página: 2 - 3

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

☒ CT Quantidade: 1 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 230/69 Arranjo Prim.: BD4 Sec.: BPT Ter.: -

2. Módulos de Equipamentos

☒ Transformadores Quantidade: 1 Potência (MVA): 83 Tensão Prim./Sec. (kV) 230/69 Fase: 3

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).

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? ☐ Sim Área Prevista: _____
☒ Não



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 22/01/2024

Revisão:

Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo?

☐

Sim Equipamentos Necessários: _____

☒

Não _____

Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos bays disponíveis na subestação?

☐ Sim

☐ Não

Caso positivo, caracterizar como é o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.

Não se aplica.

5. Observações

Na SE Tapera 2 é possível a implantação de mais um módulo de conexão de transformador 230/69 kV, 83 MVA, dentro da área de propriedade da subestação.

Para tanto será necessário:

- 1 - Deslocamento das seguintes construções: Guarita e Almoxarifado;
- 2 - Remanejamento de Sistema de Espuma para Combate a Incêndio, composto por Casa de Bombas e 3 Reservatórios;
- 3 - Remanejamento de ramal externo em 23 kV;
- 4 - Deslocamento do arruamento de acesso a subestação;
- 5 - Terraplenagem, ampliação da malha de terra, drenagem, britamento e cercas de áreas energizadas.
- 6 - Ampliação de barramentos e construção de pórticos e parede corta fogo;

Outrossim, informamos que não foram avaliadas necessidades de adequações dos barramentos principais e dos módulos de transferência existentes, dos setores de 69 e 230 kV, quanto a ampacidade e curto-circuito.

22/01/2024

Data da Solicitação

Thiago de Faria
Rocha Dourado
Martins

Assinado de forma digital por
Thiago de Faria Rocha Dourado
Martins
Dados: 2024.01.22 17:21:37 -03'00'

Thiago Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Florianópolis, 09/02/2024

Data da Entrega do Formulário

Documento assinado digitalmente

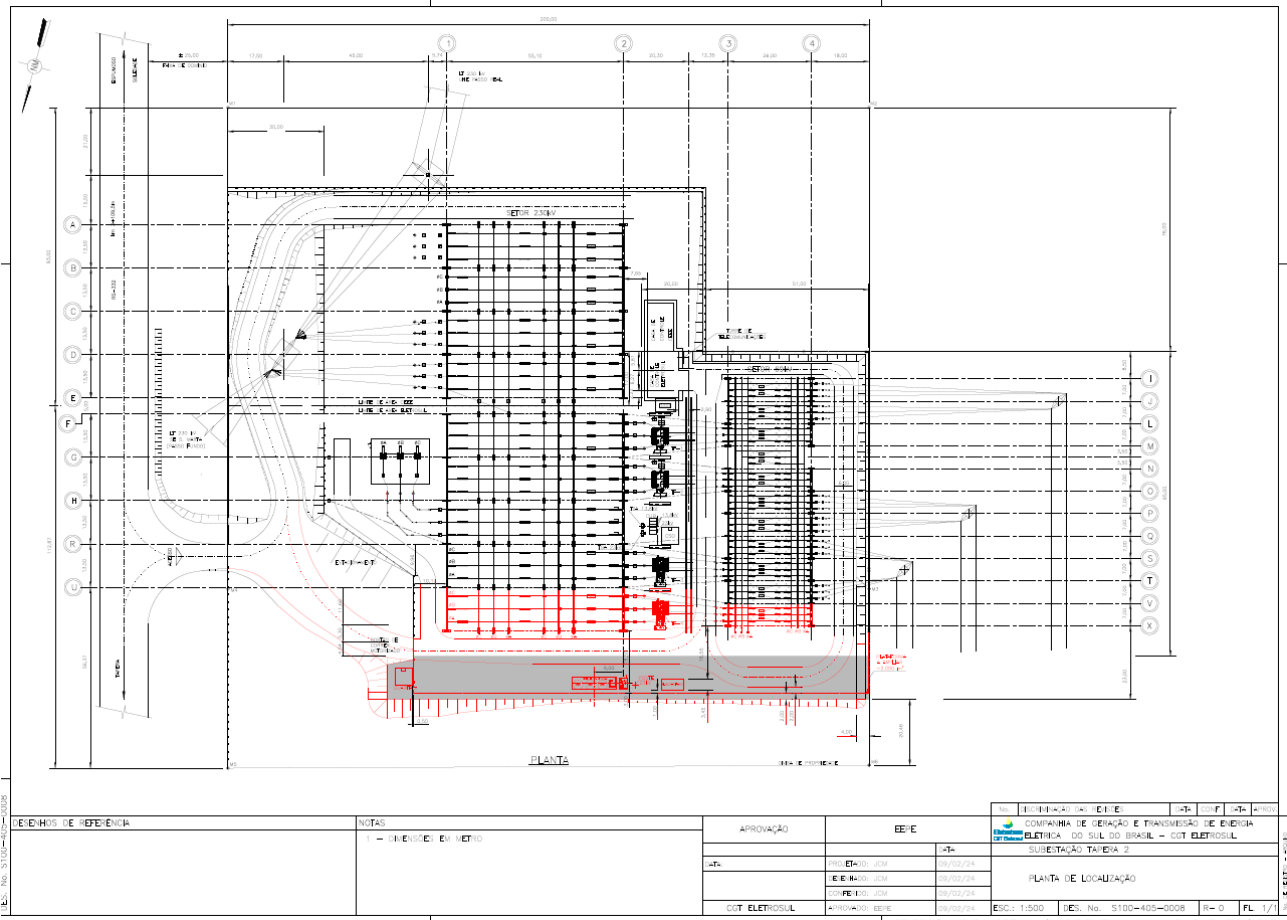
gov.br

JULIANO CALAZANS MARQUES
Data: 09/02/2024 10:01:50-0300
Verifique em <https://validar.jd.gov.br>

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: Juliano Calazans Marques

Cargo: Engenheiro de Projetos
CGT Eletrosul PR.S/FR.S/EECP.S



14.1.2 SE Tapera 2 (CPFL-T)

Uso Público CPFL



Carta nº 053/2025/NT/CPFL

Porto Alegre, 13 de junho de 2025.

Ilmo. Sr.
Thiago Dourado Martins
Superintendente de Transmissão de Energia
Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Praça Pio X, nº 54, Centro
20091-040, Rio de Janeiro, RJ.

Referência: Ofício n. 0006/2025/DEE/EPE, de 3
de janeiro de 2025
48002.000021/2025-06.

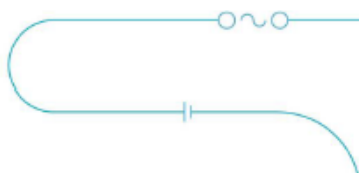
Assunto: Consulta sobre viabilidade de
expansão da subestação Tapera 2.

Prezado Superintendente,

1. Ao cumprimentá-lo cordialmente, a CPFL Transmissão S.A. ("CPFL-T"), em resposta à consulta de viabilidade formalizada no Ofício nº 0006/2025/DEE/EPE, de 03/01/2025, apresenta na forma do ANEXO a esta carta, as informações sobre a viabilidade de expansão das Subestações Tapera 2, sob concessão da CPFL Transmissão.
2. A seguir, são destacados os principais pontos da análise de viabilidade realizada pela CPFL Transmissão que integram os ANEXOS.
3. Quanto à alternativa de planejamento contida no "*Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações*", informa-se que:

3.1. **SE Tapera 2: Há viabilidade física de implementação de uma nova Entrada de Linha 230 kV.** Entretanto, destacam-se alguns pontos essenciais:

- 3.1.1. **Necessidade de instalação de um Módulo de Infraestrutura Geral para Acessantes (MIG-A)**, o que inclui, mas não se limita a prédio de comando, canaletas, serviços auxiliares etc.;



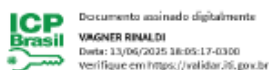
CPFL Transmissão S.A.
Rua Dr. João Inácio, 859, Navegantes
CEP 90230-181 • Porto Alegre • RS
www.cpfl.com.br
Página 1 de 2



3.1.2. Deve-se observar, conforme já indicado no ANEXO 1, a provável necessidade de cruzamentos com outras Linhas de Transmissão/Distribuição de diferentes níveis de tensão.

4. Por fim, o Especialista em Regulação, Rodrigo Bastos de Oliveira – rodrigo.oliveira@cpfl.com.br, permanece à disposição para quaisquer esclarecimentos ou informações complementares.

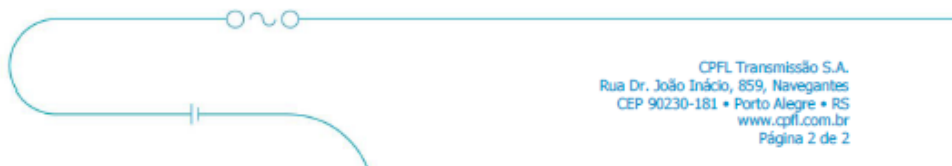
Cordialmente,



Vagner Rinaldi
(por procuração)
Gerente de Regulação da Transmissão
Presidência / CPFL Transmissão

Relação de ANEXOS que acompanham esta Carta:

ANEXO 1. SE Tapera 2 (CPFL Transmissão): Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações



CPFL Transmissão S.A.
Rua Dr. João Inácio, 859, Navegantes
CEP 90230-181 • Porto Alegre • RS
www.cpfl.com.br
Página 2 de 2



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 03/01/2025

Revisão:

Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Atendimento às regiões de Cruz Alta e Panambi - RS

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Tapera 2

Concessionária Proprietária: CPFL-T

1. Módulos de Manobra

☒ EL Quantidade: 1 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4

Obs.1: EL 230 kV para uma nova saída LT em direção a cidade de Panambi.

Obs.2: Foi informado que não há espaço para uma nova EL 230 kV (no sentido oeste) no pátio da CGT-ELETROSUL e solicitamos confirmar a viabilidade no pátio da CPFL-T – vide conexão de referência em anexo.

2. Módulos de Equipamentos

N/A

3. Diagrama Unifilar

Vide ANEXO.

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: 03/01/2025

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: 01 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4

2. Módulos de Equipamentos

N/A

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 _____

Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos bays disponíveis na subestação? ☒ Sim
☐ Não

Caso positivo, caracterizar como é o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.

- Considerando que a nova linha sairá à oeste da subestação, conforme indicado no Anexo, caso seja necessário que a mesma vire em direção ao norte, haverá cruzamento com as Linhas de Distribuição de 69 kV existentes.



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 03/01/2025

Revisão:

Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

- Há viabilidade física para instalação de um novo módulo de linha 230 kV na Subestação Tapera 2;

- Deverá ser prevista a instalação ou complementação dos seguintes módulos: 01 Módulo de Infraestrutura de Manobra, 01 Módulo de Manobra e 01 Módulo de Infraestrutura Geral para Acessantes (MIG-A), que abrange prédio de comando, canaletas, serviços auxiliares, entre outros.

Módulo	Descrição Necessidades
MIG-A	- Todos os itens referentes ao MIG-A.
Novo EL 230kV	- Todos os equipamentos e materiais referentes a um módulo completo de linha 230kV

03/01/2025

Data da Solicitação

MARCOS VINICIUS
GONCALVES DA SILVA
FARINHA:10325496706

Assinado de forma digital por
MARCOS VINICIUS GONCALVES DA
SILVA FARINHA:10325496706
Dados: 2025.01.03 15:16:28 -03'00'

Marcos Vinícius G. da Silva Farinha

Superintendente Adjunto de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

02/06/2025

Data da Entrega do Formulário

documento assinado digitalmente
 **RODRIGO BASTOS DE OLIVEIRA**
Data: 02/06/2025 13:45:35-0300
Verifique em <https://validar.it.gov.br>

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: Rodrigo Bastos de Oliveira

Cargo: Especialista em Regulação

ANEXO



14.1.3 SE Panambi 1 | LT 69 kV Panambi – Cruz Alta

Uso Público CPFL



Carta nº 073/2025/NT/CPFL

Porto Alegre, 08 de agosto de 2025.

Ilmo. Sr.
Thiago Dourado Martins
Superintendente de Transmissão de Energia
Empresa de Pesquisa Energética - EPE

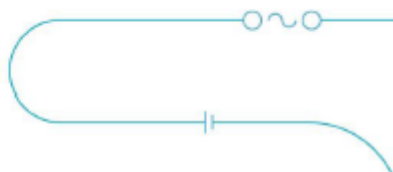
Praça Pio X, nº 54, Centro
20091-040, Rio de Janeiro, RJ.

Referência: Ofício n. 0813/2024/DEE/EPE, de 5 de dezembro de 2024, 48002.003385/2024-59.
Ofício n. 0578/2023/DEE/EPE, de 17 de outubro de 2023, 48002.001916/2023-98.

Assunto: Consulta sobre viabilidade de expansão de subestações na região de Cruz Alta e Panambi – Rio Grande do Sul – e Consulta sobre viabilidade de alteração de capacidade da LT 69 kV Cruz Alta 1 – Panambi (DIT).

Prezado Superintendente,

1. Ao cumprimentá-lo cordialmente, a CPFL Transmissão S.A. – “CPFL-T” –, em resposta à solicitação de revisão das informações previamente encaminhadas por meio das respostas protocoladas aos Ofícios nº 0813/2024/DEE/EPE, de 05/09/2024, e nº 0578/2023/DEE/EPE, de 17/10/2023, apresenta, nos ANEXOS desta carta, as informações atualizadas acerca da viabilidade de expansão da Subestação Panambi 1 e da Linha de Transmissão 69 kV Cruz Alta 1 – Panambi, ambas sob concessão da CPFL Transmissão.
2. A seguir, são destacados os principais pontos da análise de viabilidade realizada pela CPFL Transmissão que integram os ANEXOS.



CPFL Transmissão S.A.
Rua Dr. João Inácio, 859, Navegantes
CEP 90230-181 • Porto Alegre • RS
www.cpfl.com.br
Página 1 de 4



3. Quanto às alternativas de planejamento contida no “*Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações*” e no “*Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs*”, informa-se que há viabilidade de implementação das seguintes intervenções:

3.1. Subestação Panambi 1:

- 3.1.1. Aumento de Capacidade do TR-1 69/13,8 kV de 25 MVA para 42 MVA;
- 3.1.2. Adequação de 01 (um) módulo de conexão de transformador (CT) 69 kV convencional, em arranjo Barra Simples (BS) a 3 chaves;
- 3.1.3. Substituição de 01 (um) módulo de conexão de transformador (CT) 13,8 kV convencional, em arranjo Barra Simples (BS) a 3 chaves;
- 3.1.4. Instalação de 02 (duas) novas Entradas de Linha (EL) de 69 kV híbrido, isolado a gás SF₆, em arranjo Barra Simples (BS), sem chave de by-pass; e
- 3.1.5. Instalação de 01 (um) novo Alimentador (AL) de 13,8 kV convencional, em arranjo Barra Principal e Transferência (BPT).

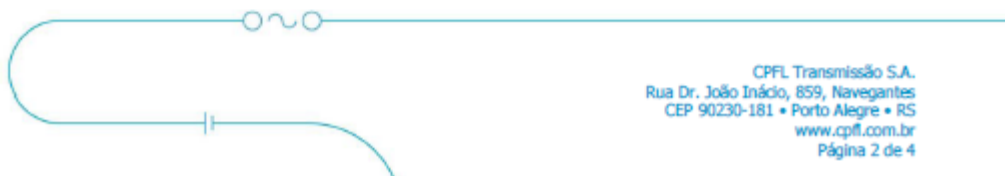
3.2. Linha de Transmissão 69 kV Cruz Alta 1 – Panambi:

- 3.2.1. Recapitação da linha, com aumento dos limites de transmissão de 25/25 MVA (Normal/Emergência) para 67/81 MVA, com cabo ACCC Liverpool (termorresistente), incluindo a conformação do traçado para atender a nova capacidade da LT.

4. Todavia, merecem destaque os seguintes pontos:

4.1. LT 69 kV Cruz Alta 1 – Panambi

- 4.1.1. Será necessária a substituição de 52 estruturas de madeira, atualmente em fim de vida útil, por estruturas de concreto. Adicionalmente, a conformação do traçado em trecho urbano — onde predominam estruturas de madeira que também deverão ser substituídas — implicará em um acréscimo de aproximadamente 1 km na extensão total da linha de transmissão; e



CPFL Transmissão S.A.
Rua Dr. João Inácio, 859, Navegantes
CEP 90230-181 • Porto Alegre • RS
www.cpfl.com.br
Página 2 de 4



4.1.2. Atualmente, a Linha de Transmissão conta com dois cabos cobertura de aço (HS 1/4"). Contudo, será necessária a substituição dos 2 (dois) cabos de cobertura (Para-raios) devido às alterações nos parâmetros elétricos da linha e da subestação, sendo que (i) um dos cabos de cobertura em aço será substituído por um novo (bitola a definir), enquanto o (ii) outro cabo de aço será substituído por um cabo OPGW (Optical Ground Wire), também com bitola a definir.

4.2. SE Panambi 1

4.2.1. Será necessária a instalação de Transformador de Força e Módulos de Conexão provisórios em 69kV e 13,8kV, a fim de mitigar a indisponibilidade da subestação durante as obras;

4.2.2. Será necessária a adequação do Módulo de Infraestrutura Geral, contemplando a ampliação do Prédio de Comando, bem como a substituição e/ou ampliação do Sistema de Serviços Auxiliares, incluindo a instalação de um Grupo Motor-Gerador (GMG); e

4.2.3. Com a instalação do cabo OPGW na LT 69 kV Cruz Alta 1 – Panambi, será necessária a substituição do atual sistema de radiocomunicação via Estação UHF por um novo sistema via Estação Fibra Ótica.

4.3. SE Cruz Alta 1

4.3.1. Com a instalação do cabo OPGW na LT 69 kV Cruz Alta 1 – Panambi, será necessária a instalação do sistema de radiocomunicação via Estação Fibra Ótica na subestação Cruz Alta 1.

5. Como ponto de atenção, necessário realizar estudos de suportabilidade às correntes de curto-circuito dos equipamentos dos módulos de manobra da subestação Panambi, considerando a futura conexão da nova Linha de Distribuição em 69 kV (este estudo não foi objeto de avaliação da CPFL-T).



CPFL Transmissão S.A.
Rua Dr. João Inácio, 859, Navegantes
CEP 90230-181 • Porto Alegre • RS
www.cpfl.com.br
Página 3 de 4



6. Informamos que as análises e o preenchimento das fichas foram realizados concomitantemente e de maneira integrada, sendo, portanto, interdependentes. Dessa forma, devem ser avaliadas e autorizadas em conjunto, caso a alternativa que as contempla seja a vencedora.

7. Por fim, os Especialistas em Regulação, Rodrigo Bastos de Oliveira – rodrigo.oliveira@cpfl.com.br – e Marcos Keizo Morikami – marcos.morikami@cpfl.com.br, permanecem à disposição para quaisquer esclarecimentos ou informações complementares.

Cordialmente,



Vagner Rinaldi
(por procuração)
Gerente de Regulação da Transmissão
Presidência / CPFL Transmissão

Relação de ANEXOS que acompanham esta Carta:

- ANEXO 1. SE Panambi 1 (CPFL Transmissão): Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações;
- ANEXO 2. LT 69 kV Cruz Alta 1 – Panambi 1 (CPFL Transmissão): Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs;
- ANEXO 3. Diagrama Unifilar Futuro – SE Panambi 1.



	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 08/08/2025
		Revisão:
		Página: 1 - 6

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Atendimento às regiões de Cruz Alta e Panambi - RS

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: PANAMBI 1

Concessionária Proprietária: CPFL-T

1. Módulos de Manobra

- | | | | | |
|-------------------------------------|----|-----------------------|---|--|
| ☒ | CT | Quantidade: <u>1*</u> | Tensão Prim./Sec./Ter (kV) <u>69/23</u> | Arranjo Prim.: <u>BS</u> Sec.: <u>BS</u> |
| ☒ | EL | Quantidade: <u>2</u> | Tensão (kV) <u>69</u> | Arranjo.: <u>BS</u> |
| ☒ | EL | Quantidade: <u>1</u> | Tensão (kV) <u>13,8</u> | Arranjo.: <u>BPT</u> |

** Avaliar necessidade de substituição dos CTs existentes devido ao aumento de capacidade após substituição do transformador 69/23 kV de 25 MVA para 42 MVA.*

2. Módulos de Equipamentos

- | | | | | |
|-------------------------------------|-----------------|----------------------|---------------------------|--|
| ☒ | Transformadores | Quantidade: <u>1</u> | Potência (MVA): <u>42</u> | Tensão Prim./Sec. (kV) <u>69/13,8</u> Fase: <u>3</u> |
|-------------------------------------|-----------------|----------------------|---------------------------|--|

** Visto que, na carta nº 010/2024/PR/CPFL, a CPFL-T informou que não há viabilidade para um 2º TR 69/23kV de 25 MVA e de novos alimentadores em 23 kV, solicitamos então a avaliação da substituição do TR 69/23kV existente por nova unidade de 42 MVA.*

OBS: Das 2 ELs 69 kV solicitadas, uma é para a adequação da LT existente e a segunda para uma nova linha.

3. Diagrama

Unifilar N/A

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: 08/08/2025

Revisão:

Página: 2 - 6

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

- ☒ CT Quantidade: 2 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 69 Arranjo Prim.: BS Sec.: 13,8 Ter: 13,8
☒ EL Quantidade: 2 Tensão (kV) 69 Arranjo.: BS
☒ EL Quantidade: 1 Tensão (kV) 13,8 Arranjo.: BPT

2. Módulos de Equipamentos

- ☒ Transformadores Quantidade: 1 Potência (MVA): 42 Tensão Prim./Sec. (kV) 69/13,8 Fase: 3

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: Conforme item 5. Observações.
☐ Não _____

INFORMAÇÕES ADICIONAIS**5. Observações****5.1. Instalação de novo transformador 69/13,8 kV – 42 MVA em substituição ao TR-1 (25 MVA):**

- 5.1.1. Substituição do barramento principal de 13,8 kV (atualmente de 2.1/2") devido à sua limitação frente à potência nominal da nova unidade transformadora;
- 5.1.2. Substituição dos cabos dos módulos de conexão de 69 kV (atualmente CA 336,4 MCM) e de 13,8 kV (atualmente 2x CA 954 MCM), também por limitação frente à nova potência;
- 5.1.3. Substituição do Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS) do transformador TR-1;
- 5.1.4. Substituição dos equipamentos do módulo de conexão de 13,8 kV do TR-1 (disjuntor, chaves seccionadoras e transformadores de corrente) devido à nova potência nominal;
- 5.1.5. Para viabilizar a substituição do barramento de 13,8 kV, serão necessários desligamentos programados em finais de semana;
- 5.1.6. A subestação conta com apenas um transformador de serviços auxiliares (TSA) e não possui gerador de emergência. Como o TSA ficará indisponível durante os desligamentos, será necessário instalar um gerador de emergência, novos painéis auxiliares (compatíveis com o gerador) e ampliar a sala de comando para acomodar esses novos painéis e os painéis de linha;
- 5.1.7. A substituição do transformador exigirá a utilização de um arranjo provisório. O módulo híbrido que será instalado para as linhas será temporariamente utilizado como módulo de conexão do novo transformador. O transformador existente deverá ser movido para nova posição na linha de transferência. Para viabilizar a entrada da nova unidade, será necessário ampliar essa linha, instalar uma bacia coletora provisória e realizar a conexão do secundário ao módulo de 13,8 kV com cabos isolados;
- 5.1.8. Será necessária a adequação civil da base do transformador, da caixa coletora e da caixa separadora, devido ao maior volume de óleo da nova unidade;
- 5.1.9. Para atendimento às exigências do PPCI, a caixa coletora deve ser 50 cm maior que a área do transformador. Para isso, será necessário o deslocamento dos para-raios do campo de transformação (CT) 69 kV para mais próximo dos TCs do CT.

5.2. Substituição de módulo de Entrada de Linha da LT 69 kV Cruz Alta 1:

- 5.2.1. Devido à restrição de espaço disponível, será utilizado módulo de conexão híbrido compacto isolado a gás SF₆;
- 5.2.2. Substituição dos transformadores de potencial (TPs) da barra de 69 kV;
- 5.2.3. Instalação do módulo híbrido de 69 kV e dos para-raios sob os cabos da linha, próximos à barra;
- 5.2.4. Instalação de novo Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS);
- 5.2.5. Deslocamento dos para-raios do pórtico atual e reinstalação junto ao módulo híbrido;
- 5.2.6. Conexão da linha aos novos equipamentos;
- 5.2.7. Devido ao espaço restrito e à ocupação adicional pelo módulo híbrido, será necessário nivelar o terreno no fundo da subestação para viabilizar a circulação de veículos e equipamentos.

5.3. Instalação de novo módulo de entrada de linha 69 kV:

- 5.3.1. Construção de novo pórtico para ancoragem da linha de transmissão;
- 5.3.2. Instalação de módulo de conexão híbrido compacto isolado a gás SF₆ e para-raios, no mesmo alinhamento do módulo da LT 69 kV Cruz Alta 1;
- 5.3.3. Instalação de novo Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS);
 - Ressalta-se que, neste momento, não foi possível avaliar eventual superação de capacidade de curto-circuito dos módulos da SE Panambi em função da integração da segunda LT, dada a ausência de informações sobre os novos pontos de conexão.

5.4. Instalação de novo alimentador 13,8 kV:

- 5.4.1. Remanejamento do TSA atualmente instalado na barra de 13,8 kV para nova posição, junto ao banco de capacitores;
- 5.4.2. Nivelamento do terreno na nova posição do TSA;
- 5.4.3. Conexão do TSA à barra de 13,8 kV por meio de cabos isolados;
 - Instalação de módulo completo de alimentador na posição hoje ocupada pelo TSA.

5.5. Substituição do Sistema de Radiocomunicação via Estação de Fibra Ótica:

- 5.5.1. Na ficha, "LT 69 kV Cruz Alta 1 – Panambi 1 (CPFL Transmissão): Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs", é indicada a instalação de Cabo Cobertura OPGW. Portanto, caso a alternativa da recapacitação da LT seja a vencedora, deverá ser autorizada, em conjunto:
 - SE Panambi: Substituição do Sistema de Radiocomunicação via Estação UHF existente por um novo Sistema via Estação Fibra Ótica, contemplando: desmontagem do rádio, da torre de telecomunicações e da repetidora de rádio de Panambi;
 - SE Cruz Alta 1: Instalação de Sistema de Radiocomunicação via Estação de Fibra Ótica.

5.6. Desligamentos:

- 5.6.1. Ao longo das obras, serão necessários desligamentos mais longos, com duração máxima estimada entre 7 e 10 dias, além de interrupções programadas nos finais de semana.

5.7. Quadro resumo das necessidades da obra:

5.7.1. SE Cruz Alta 1:

Módulo	Revitalização	Descrição Necessidades
MG 138 kV CRUZ ALTA 1 MG1 R5 IdeMdl 17746	• Instalação de Sistema de Radiocomunicação via Estação de Fibra Ótica.	- Devido à instalação de cabo cobertura OPGW na LT 69 kV Cruz Alta 1 – Panambi*, é necessária a Instalação de Sistema de Radiocomunicação composto da Estação de Fibra Ótica. *ANEXO 2. LT 69 kV Cruz Alta 1 – Panambi 1 (CPFL Transmissão): Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs;

5.7.2. SE Panambi:

Módulo	Revitalização	Descrição Necessidades
MG 69 kV PANAMBI MG1 R5 IdeMdl 18014	• Substituição de Transformadores de Potencial da barra de 69 kV; • Adequação do Módulo de Infraestrutura Geral (MIG), incluindo a ampliação do Prédio de Comando, execução de terraplanagem e embritamento, substituição do sistema de radiocomunicação via estação UHF por novo sistema com estação via fibra ótica, reposicionamento do Transformador de Serviço Auxiliar com instalação de conduto/canaleta, e ampliação do Sistema de Serviços Auxiliares, com a instalação de Grupo Motor-Gerador (GMG) e de novos painéis de serviços auxiliares; • Ampliação de Caixa Separadora de Óleo.	- Substituição dos transformadores de potencial da barra de 69 kV; - Ampliação da Prédio de comando; - Terraplanagem e embritamento das áreas sul e oeste da subestação, entre a área já britada e o muro perimetral; - Instalação de Sistema de Radiocomunicação composto da Estação de Fibra Ótica, devido à instalação de cabo cobertura OPGW na LT 69 kV Cruz Alta 1 – Panambi*; - Desativação do Sistema de Radiocomunicação composto da Estação de UHF, ou seja, desmontagem do rádio, da torre de telecomunicações e da repetidora de rádio de Panambi; - Instalação de gerador de emergência (GMG); - Instalação de novos painéis de serviços auxiliares; - Instalação de nova estrutura para o transformador de serviços auxiliares (TSA); - Reposicionamento do TSA para a nova posição; - Instalação de conduto/canaleta, cabos isolados e duas chaves faca entre o barramento de 13,8 kV e a nova posição do TSA; - Ampliação da caixa separadora de óleo; - Ampliação da linha de transferência (trilhos e vias de rolamento). *ANEXO 2. LT 69 kV Cruz Alta 1 – Panambi 1 (CPFL Transmissão): Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs;

Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 08/08/2025

Revisão:

Página: 5 - 6

MG 69 kV PANAMBI MG1 RS IdeMdl 18014	• Instalação de módulos provisórios, abrangendo: transformador de força 69/13,8 kV, respectivos módulos de conexão e caixa coletora de óleo. • Desativação de módulos provisórios, abrangendo: transformador de força 69/13,8 kV, respectivos módulos de conexão e caixa coletora de óleo.	- Instalação e Desativação de transformador de força 69/13,8 kV provisório; - Instalação e Desativação de módulos de conexão provisórios; - Instalação e Desativação de caixa coletora provisória.
TR 69/13,8 kV PANAMBI TR1 RS IdeMdl 18015	• Obra de Substituição Completa: Substituição do Transformador de Potência TR1 Trifásico 69/13,8 kV de 25 MVA por Transformador Trifásico de 42 MVA na SE Panambi 1 (Rotina-Substituição - IdeMdl 18015);	- Desativação de Transformador de Força 69/13,8 kV 25 MVA; - Instalação de Transformador 69/13,8 kV 42 MVA; - Instalação de Infraestrutura associada (base e caixa coletora de óleo existente).
MC 69 kV TR 69/13,8 kV PANAMBI TR1 RS IdeMdl 20251	• Obra de Substituição Incompleta: Recapacitação da Conexão de Transformador de 69 kV para TR1 de 42 MVA, arranjo BS a 3 chaves, e Substituição do Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS) na SE Panambi 1 (Rotina-Substituição - IdeMdl 20251).	- Substituição dos cabos da rede aérea devido à limitação frente à potência nominal da nova unidade transformadora, incluindo conectores e demais acessórios; - Reposicionamento dos para-raios e instalação de novas estruturas de suporte; - Substituição do Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS).
MC 13,8 kV TR 69/13,8 kV PANAMBI TR1 RS IdeMdl 20253	• Obra de Substituição Completa: Substituição da Conexão de Transformador de 13,8 kV para TR1 de 42 MVA, arranjo BS a 3 chaves, na SE Panambi 1 (Rotina-Substituição - IdeMdl 10765).	- Desativação de Módulo de Conexão de 13,8 kV do TR1; - Substituição do disjuntor por superação; - Substituição das 3 (três) chaves seccionadoras por superação; - Substituição dos transformadores de corrente por superação; - Substituição dos cabos da rede aérea devido a superação pela potência nominal do novo TR, incluindo conectores e demais acessórios; - Substituição do barramento principal de 13,8 kV.
EL 69 kV PANAMBI LT 69 kV CRUZ ALTA 1/PANAMBI C-1 RS IdeMdl 41760	• Obra de Substituição Completa: Substituição da entrada de linha da LT 69 kV Cruz Alta 1/Panambi C-1, atualmente em arranjo convencional, por novo módulo de entrada de linha 69 kV do tipo híbrido, isolado a gás SF₆, com arranjo em barra simples (BS), na SE Panambi 1. - o Instalação de novo módulo de entrada de linha híbrido, isolado a gás SF₆, em arranjo BS; - o Desativação do módulo de entrada de linha existente, também em arranjo BS.	- Desativação de Módulo de Entrada de Linha; - Instalação de Módulo de Entrada de Linha híbrido isolado a gás SF₆; - Reposicionamento de Para-raios; - Substituição do Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS); - Instalação do serviço de telecomunicações da EL 69 kV CAL 1.
EL 69 kV FUTURO (NOVO) IdeMdl NOVO	• Instalação de Novo Módulo de Entrada de Linha 69 kV, híbrido isolado a gás SF₆, na SE Panambi 1, de arranjo BS.	- Instalação de Módulo de Entrada de Linha 69 kV híbrido isolado a gás SF₆; - Instalação de Para-raios (PR) de 69 kV; - Instalação de pórtico de ancoragem; - Instalação do Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS).
EL 13,8 kV PANAMBI AL-NOVO IdeMdl NOVO	• Instalação de Novo Módulo de Entrada de Linha 13,8 kV na SE Panambi 1, de arranjo BPT;	- Instalação do Disjuntor (DJ) 13,8 kV; - Instalação das 3 (três) Chaves Seccionadoras (CH) 13,8 kV; - Instalação dos Transformadores de Corrente (TC) 13,8 kV; - Instalação dos Para-Raios (PR) 13,8 kV; - Instalação dos cabos da rede aérea, incluindo conectores e demais acessórios; - Instalação de barramento 13,8 kV; - Instalação do Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS).
EL 13,8 kV PANAMBI AL-101 IdeMdl 18017	• Substituição do barramento principal de 13,8 kV, em função do aumento da capacidade do transformador TR-1;	- Substituição do barramento principal de 13,8 kV.
EL 13,8 kV PANAMBI AL-102 IdeMdl 18018	• Substituição do barramento principal de 13,8 kV, em função do aumento da capacidade do transformador TR-1;	- Substituição do barramento principal de 13,8 kV.
EL 13,8 kV PANAMBI AL-103 IdeMdl 18019	• Substituição do barramento principal de 13,8 kV, em função do aumento da capacidade do transformador TR-1;	- Substituição do barramento principal de 13,8 kV.



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 08/08/2025

Revisão:

Página: 6 - 6

14/02/2025

Data da Solicitação

08/08/2025

Data da Entrega do Formulário

Thiago Dourado Martins
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome: Rodrigo Bastos de Oliveira
Cargo: Especialista em Regulação

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE
gov.br JOÃO ADENILSON OLIVEIRA DA SILVA
Data: 08/08/2025 16:10:00-0300
Verifique em <https://validar.jo.gov.br>

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
CPFL-NEIP (Engenharia)
Nome: João Adenilson Oliveira Da Silva
Cargo: Engenheiro Eletricista

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Atendimento elétrico às regiões de Cruz Alta e Panambi

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Linha de Transmissão: LT 69 kV Cruz Alta 1 – Panambi 1

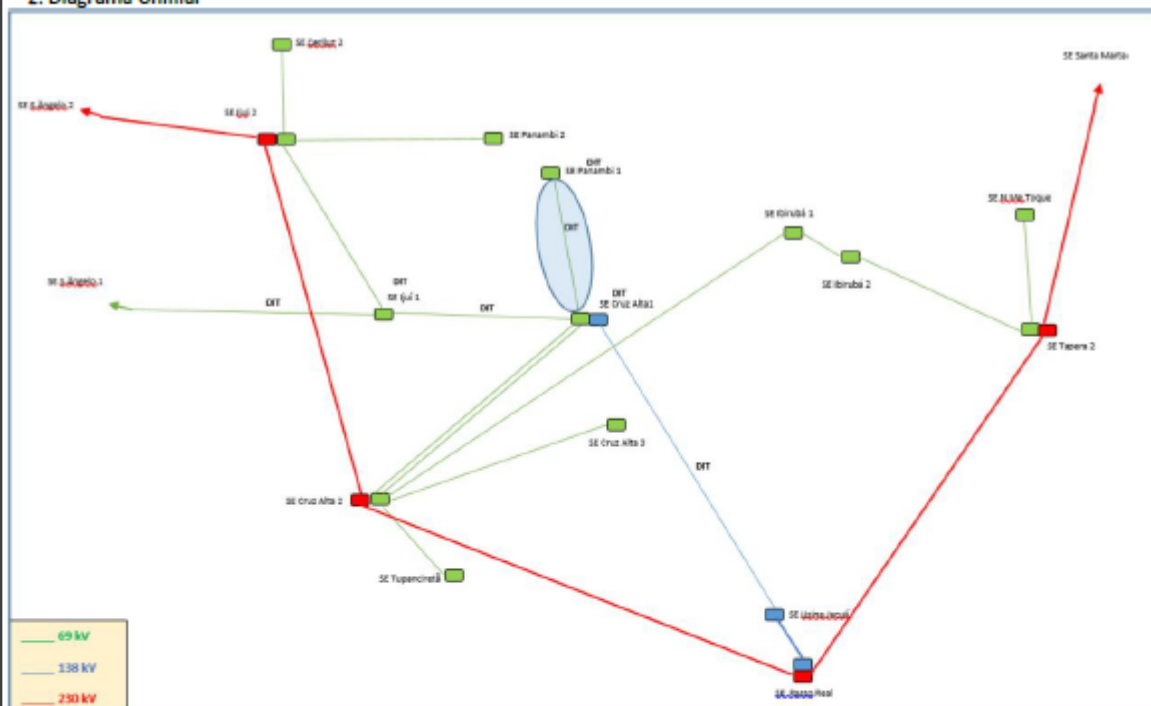
Concessionária Proprietária: CPFL-T

1. Novos limites de transmissão requeridos:

Limite Normal (MVA) para cada circuito: 67

Limite de Emergência (MVA) para cada circuito: 81

2. Diagrama Unifilar



RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

1. Informações atuais sobre a linha de transmissão

- a) No de subcondutores/fase: 1
- b) Cabo adotado: CAA 2/0 AWG QUAIL (Ø = 11,34 mm)
- c) Temperatura de projeto: 50°C

2. A alteração proposta pelo planejamento é:

- ☒ Viável
- ☐ Inviável

3. Caso a alteração proposta seja viável:

a) Caracterizar as adequações necessárias (recondutoramento, elevação de estruturas...):

Para atender aos novos limites de transmissão requeridos, será necessária a substituição do cabo condutor atual 1 x CAA 2/0 AWG Quail (Ø 11,34 mm) por 1 x ACCC Liverpool (Ø 11,96 mm).

Originalmente, a LT era composta por estruturas do tipo H, em postes de madeira. A CPFL-T já substituiu parcialmente os postes de madeira (74% das estruturas da LT) por concreto, sendo necessário substituir os remanescentes devido ao fim da vida útil.

Também será necessário a conformação de um trecho urbano de aproximadamente 4 km, a partir da estrutura 189, com incremento de 1 km na extensão total da LT. Considera-se a substituição dos cabos para-raios HS 1/4" por 1 x HS 3/8" e 1 x OPGW 55 mm² 24 FO ao longo de toda a extensão da linha de transmissão.

O detalhamento destas adequações é apresentado no item 5 – Observações.

LT	DESCRIÇÃO
LT 69 kV CAL1 - PAN	Substituição dos cabos condutores por 1 x ACCC Liverpool ao longo dos 41 km (100%) de extensão da linha de transmissão.
	Substituição de 100% das cadeias de isoladores.
	Substituição de 52 estruturas de madeira remanescentes por concreto (26% do total da LT).
	Substituição dos cabos para-raios existentes por 1 x HS 3/8" e 1 x OPGW 24FO, bem como os conjuntos de ferragens.
	Instalação do sistema de aterramento das estruturas a serem substituídas.
	Conformação do trecho urbano da LT (aproximadamente 4 km), com instalação de novas estruturas.

b) Informar os novos limites de transmissão relacionados à adequação descrita no item 3a:

67 / 81 MVA (Normal/Emergência).

c) Informar o custo estimado para a construção de uma nova linha de transmissão com as mesmas características da LT existente: R\$ 34.222 x 1000

d) Informar o custo estimado à adequação descrita no item 3a, de forma relativa ao custo apresentado no item 3c: 100 %

e) Informar o tempo estimado para a implantação das obras necessárias à adequação descrita no item 3a: 36 meses

4. Caso a alteração proposta seja inviável, especificar o motivo impeditivo: N/A

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

A seguir, detalhamos as adequações necessárias para o atendimento dos limites propostos:

1. Contextualização das obras anteriores:

Originalmente, a LT possuía 201 estruturas, sendo 200 do tipo H em postes de madeira.

A CPFL-T foi autorizada a fazer diversas melhorias na LT, conforme detalhado na Tabela 1:

Tabela 1 – Melhorias executadas na LT.

SGPMR	DESCRIÇÃO	APROVEITAMENTO	OBSERVAÇÕES
0000479/2009	Substituição de 49 km de cabo para ralo na LT Cruz Alta - Panambi.	Não aproveitável	A obra substituiu os cabos para-raios em fim de vida útil por novos de mesmo diâmetro. Para a obra de recapitação, será necessário recalcular os parâmetros elétricos da LT e da SE e atualizar estes cabos para os novos valores de corrente curto-circuito.
0002172/2018	Substituição cabo cobertura vãos 20 km.	Não aproveitável	Idem anterior.
0002174/2018	Troca de postes e cruzetas ao longo da LT.	Aproveitável	A obra substituiu parcialmente postes de madeira, que estavam em fim de vida útil, por concreto armado. Este serviço poderá ser aproveitado para a obra de recapitação.
0008577/2022	Substituição de contrapesos do Sistema de Aterramento.	Aproveitável	A obra reformou o sistema de aterramento das estruturas. Este serviço poderá ser aproveitado para a obra de recapitação.

Atualmente, como resultado dessas obras, a LT possui 148 estruturas de concreto armado, representando 74% do total de estruturas. Ainda restam 52 (26%) estruturas de madeira que deverão ser substituídas na obra de recapitação.

2. Substituição de cabos condutores:

Para suportar os limites de transmissão requeridos e aproveitando-se todos os melhoramentos em estruturas, já realizados na LT, é necessário o uso do cabo ACCC Liverpool, operando a uma temperatura de 121°C, que oferece um desempenho de 67 MVA. Em regime de emergência, a capacidade será de 81 MVA, limitada pela distância vertical de segurança na temperatura-limite em sobrecorrente da NBR 5422/2024.

3. Substituição de cadeias de isoladores:

Devido à troca do cabo condutor, todas as ferragens deverão ser substituídas. Os isoladores, por sua vez, também precisarão ser substituídos, pois estão em fim de sua vida útil.

4. Substituição de estruturas:

Com a utilização do cabo de baixa flecha ACCC, não será necessário elevar nenhuma estrutura. Desta forma, prevê-se a troca apenas das estruturas em madeira remanescentes na LT, por final de vida útil, que perfaz um total de 52 estruturas.

5. Substituição de cabos para-raios:

Devido às alterações nos parâmetros elétricos da linha e da subestação, será necessário substituir os dois cabos para-raios da LT, bem como seus conjuntos. Os cabos atualmente instalados são do tipo HS 1/4". Para fins de simulação, foram adotados os cabos HS 3/8" e OPGW 55 mm² 24FO, sendo necessário verificar essa definição durante a etapa de projeto executivo.

6. Sistema de aterramento:

Devido às escavações necessárias para substituição dos postes, prevê-se que o sistema de aterramento das novas estruturas deverá ser integralmente refeito. Os aterramentos recentemente reformados das demais estruturas poderão ser mantidos.

7. Faixa de passagem:

A faixa de passagem atual, de 19 m, é suficiente para atender à obra de recapitação com cabo ACCC Liverpool. Os cálculos, realizados com base na nova NBR 5422/2024, resultaram numa faixa de 17,93 m. Portanto, não serão considerados custos fundiários de indenização de faixa no orçamento da obra de recapitação.

8. Desligamentos:

A LT, por ser radial, não pode ser desligada por longos períodos. Desta forma, a obra deve prever a construção de variantes provisórias, de forma a diminuir a indisponibilidade da Função Transmissão. Portanto, com os provisórios, os desligamentos serão restritos aos finais de semana.



**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade
de Alteração dos Limites de Transmissão
(MVA) de LTs**

Data: 04/04/2025

Revisão: 02

Página: 4 - 4

17/10/2023

Data da Solicitação

21/07/2025

Data da Entrega do Formulário

Tiago Dourado Martins
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

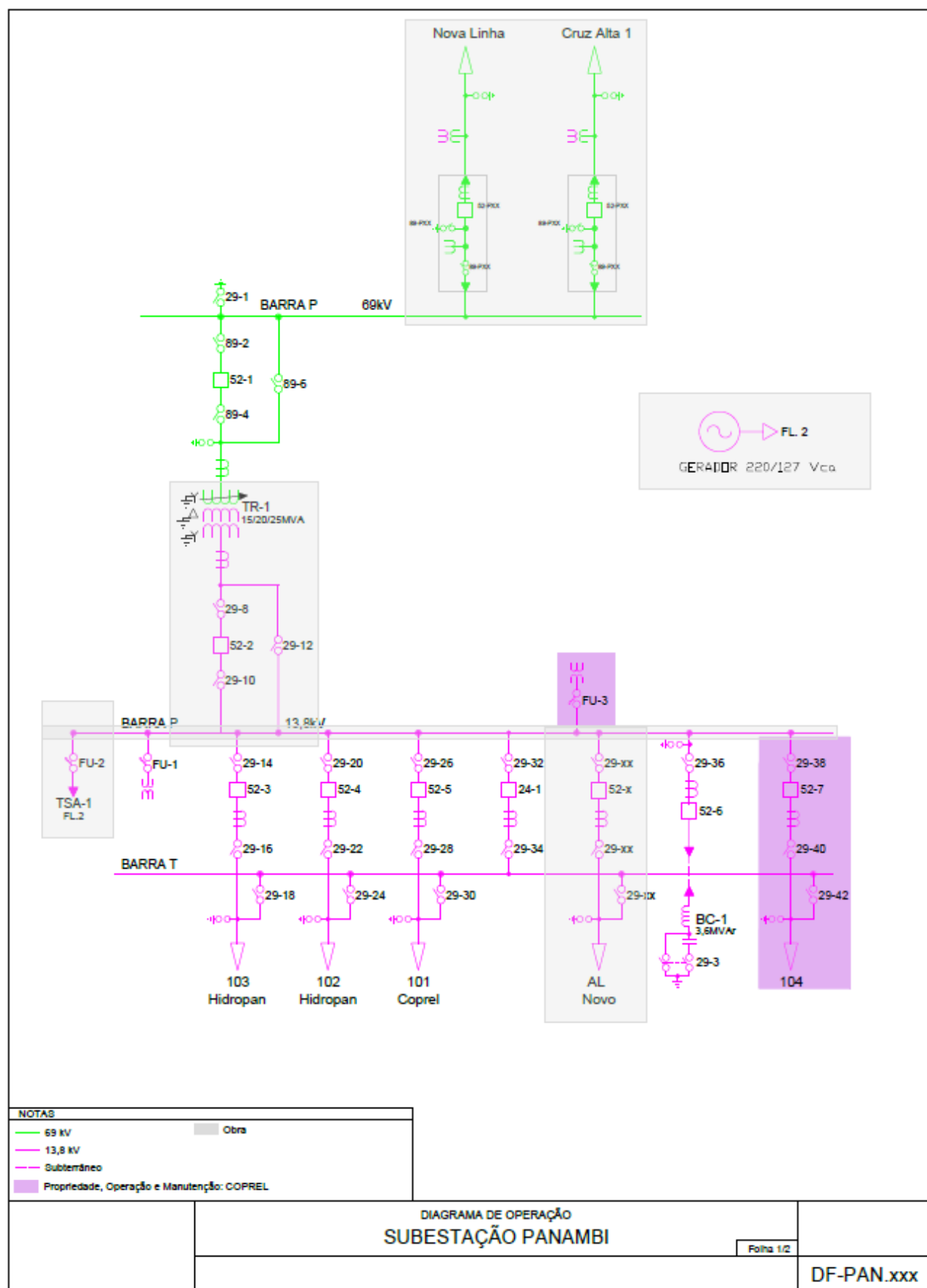
Assinatura do Responsável pela Informações Solicitadas
Nome: Rodrigo Bastos de Oliveira
Cargo: Especialista em Regulação
CPFL-T/NTRT

Documento assinado digitalmente
gov.br RODRIGO BASTOS DE OLIVEIRA
Data: 21/07/2025 17:58:58-0900
Verifique em <https://validar.it.gov.br>

Assinatura do Responsável pela Informações Solicitadas
Nome: Augusto Carlos Dias
Cargo: Engenheiro Civil
CPFL-T/NEIP-LTA

Documento assinado digitalmente
gov.br AUGUSTO CARLOS DIAS
Data: 21/07/2025 16:54:33-0900
Verifique em <https://validar.it.gov.br>

* VÁLIDO SOMENTE PARA VISUALIZAÇÃO EM TELA*



14.1.4 SE Cruz Alta 1 | SE Ijuí 1 | SE Panambi

Uso Público CPFL



Carta nº 010/2024/PR/CPFL

Porto Alegre, 22 de fevereiro de 2024.

Ilmo. Sr.
Thiago Dourado Martins
Superintendente de Transmissão de Energia
Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Praça Pio X, nº 54, Centro
20091-040, Rio de Janeiro, RJ.

Referência: Ofício n. 0032/2024/DEE/EPE, de 22 de janeiro de 2024
48002.000168/2024-15

Assunto: Consulta sobre viabilidade de expansão das subestações Cruz Alta 1, Ijuí 1, Panambi e Santa Marta – RS.

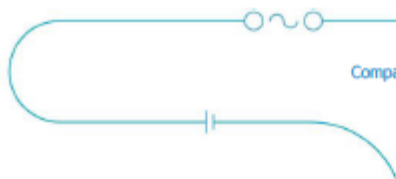
Prezado Superintendente,

1. Ao cumprimentá-lo cordialmente, em atendimento à consulta de viabilidade contida no Ofício nº 0032/2024/DEE/EPE, de 22 de janeiro de 2024, encaminham-se as informações – na forma dos ANEXOS a esta carta – relativas à viabilidade de expansão de instalações sob concessão da Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica (“CEEE-T” ou “CPFL TRANSMISSÃO”) com vistas a subsidiar o estudo de planejamento das regiões de Cruz Alta e Panambi, ambas no Rio Grande do Sul.

2. Apresentamos abaixo os resultados das análises de viabilidade, extraíndo os pontos mais relevantes dos ANEXOS:

2.1. Cruz Alta 1:

- a. A execução de LT 138 kV é viável, desde que seja liberado espaço com o desmantelamento de uma construção existente.
- b. Por conta da superação de corrente nominal, nos módulos de conexão de 23 kV dos TRs 138/23 kV e 69/23 kV, advinda da substituição desses



Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica – CPFL TRANSMISSÃO
Rua Dr. João Inácio, 859, Navegantes
CEP 90230-181 • Porto Alegre • RS
www.cpfl.com.br
Página 1 de 4



equipamentos, com o aumento da capacidade de 25 MVA para 42 MVA, haverá a necessidade de substituição completa dos equipamentos desses CTs.

2.2. Ijuí 1:

- a. A subestação possui atualmente 2 transformadores 69/23 kV de 25 MVA que suprem a carga de 7 alimentadores. A carga atual desses 7 alimentadores é superior à capacidade de um único transformador de 25 MVA, portanto, para a substituição do TR1, há a necessidade de instalar o novo TR de 37,5 MVA antes de desativar o transformador que será substituído.
- b. Adicionalmente, devido ao arranjo e espaço físico na subestação, é necessária a construção de um novo CT 69 kV para conectar o novo transformador de 37,5 MVA ao lado CT 69 kV do TR1 existente.

2.3. Panambi:

- a. A instalação de um novo TR 69/23 kV e Alimentadores não é viável, pois a subestação não tem espaço físico interno. Também não há viabilidade para uma eventual expansão da subestação, já que está circundada por casas e ruas, não sendo possível a aquisição de terreno adjacente.
- b. Para viabilizar a instalação de LT 69 kV, bem como a adequação da LT 69 kV existente, há a necessidade de instalação de equipamentos híbridos (compactos).
- c. O prédio de comando atual não comporta a ampliação almejada e, portanto, é necessária a sua expansão para a instalação dos novos painéis.

2.4. Santa Marta:

- a. A viabilidade de instalação do novo TR 230/69 kV é condicionada à adequação dos módulos de conexão dos ATs 1 e 2 (230/138 kV) e de todo o setor de 138 kV. É necessário ainda o reposicionamento dos ATs 1 e 2 (230/138 kV) para a liberação de espaço físico a fim de instalar o novo TR 230/69 kV.



Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica – CPFL TRANSMISSÃO
Rua Dr. João Inácio, 859, Navegantes
CEP 90230-181 • Porto Alegre • RS
www.cpfl.com.br
Página 2 de 4

- b. Para a instalação do CT 69 kV associado ao novo TR 230/69 kV planejado, se faz necessária a desativação de parte do setor de 13,8 kV.

3. Por fim, coloco os colaboradores Diogo da Silva Costa – diogo.costa@cpfl.com.br e Rodrigo Bastos de Oliveira – rodrigo.oliveira@cpfl.com.br, da Gerência de Regulação da Transmissão, à disposição para quaisquer esclarecimentos ou informações complementares.

Cordialmente,

ANDRE LUIZ
GOMES DA
SILVA:2467442586
7

Assinado de forma digital
por ANDRE LUIZ GOMES
DA SILVA:24674425867
Dados: 2024.02.22
17:19:20 -03'00'

Andre Luiz Gomes Da Silva
Diretor Presidente
Presidência / CEEE-T



Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica – CPFL TRANSMISSÃO
Rua Dr. João Inácio, 859, Navegantes
CEP 90230-181 • Porto Alegre • RS
www.cpfl.com.br
Página 3 de 4



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 22/01/2024

Revisão:

Página: 1 - 3

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Atendimento às regiões de Cruz Alta e Panambi - RS

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Cruz Alta 1

Concessionária Proprietária: CPFL Transmissão

1. Módulos de Manobra

- ☒ EL Quantidade: 1 Tensão (kV): 69 Arranjo: BS
- ☒ EL Quantidade: 1 Tensão (kV): 138 Arranjo: BS

2. Módulos de Equipamentos

- ☒ Transformadores Quantidade: 1 Potência (MVA): 42 Tensão Prim./Sec. (kV) 69/23 Fase: 3
- ☒ Transformadores Quantidade: 1 Potência (MVA): 42 Tensão Prim./Sec. (kV) 138/23 Fase: 3

OBS: Os Transformadores de 42 MVA citados são em substituição aos atuais de 25 MVA. Informar se será necessário substituir algum CT junto com os transformadores.

As ELs de 69 e 138 kV são para a conexão de novas linhas.



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 22/01/2024

Revisão:

Página: 2 - 3

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): 138 Arranjo: BS com chave de contorno
- ☒ EL Quantidade: 1 Tensão (kV): 69 Arranjo: BS com chave de contorno
- ☒ CT Quantidade: 1 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 138/23 Arranjo Prim.: BS Sec.: BPT Ter.: _____
- ☒ CT Quantidade: 1 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 69/23 Arranjo Prim.: BS Sec.: BPT Ter.: _____

2. Módulos de Equipamentos

- ☒ Transformadores Quantidade: 1 Potência (MVA): 42 Tensão Prim./Sec. (kV) 138/23 Fase: 3
- ☒ Transformadores Quantidade: 1 Potência (MVA): 42 Tensão Prim./Sec. (kV) 69/23 Fase: 3

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).

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? ☐ Sim Área Prevista: _____

☒ Não



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 22/01/2024

Revisão:

Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? ☐ Sim Equipamentos Necessários: _____
☒ Não _____

Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos bays disponíveis na subestação? ☒ Sim
☐ Não

Caso positivo, caracterizar como é o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.

Haverá um cruzamento de uma LT 69 kV, entretanto, não haverá problemas em executar esse cruzamento.

5. Observações

- Para executar a LT de 138 kV, será necessário o desmantelamento de uma construção existente.
- Devido à substituição dos transformadores de 138/23 kV e 69/23 kV, com aumento de capacidade de 25 MVA para 42 MVA, haverá a superação da capacidade nominal dos equipamentos existentes nos módulos de conexão de 23 kV desses TRs. Assim, será necessária a substituição completa dos equipamentos desses CTs.

22/01/2024

Data da Solicitação

Thiago de Faria
Rocha Dourado
Martins

Assinado de forma digital por
Thiago de Faria Rocha Dourado
Martins
Dados: 2024.01.22 17:17:28 -03'00'

Thiago Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

22/02/2024

Data da Entrega do Formulário

Documento assinado digitalmente
gov.br RODRIGO BASTOS DE OLIVEIRA
Data: 22/02/2024 17:01:18-03'00'
Verifique em <https://validar.rn.gov.br>

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: Rodrigo Bastos de Oliveira

Cargo: Especialista em Regulação (CPFL-T)



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 22/01/2024

Revisão:

Página: 1 - 3

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Atendimento às regiões de Cruz Alta e Panambi - RS

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Ijuí 1

Concessionária Proprietária: CPFL Transmissão

1. Módulos de Equipamentos

☒ Transformadores Quantidade: 1 Potência (MVA): 37,5 Tensão Prim./Sec. (kV) 69/23 Fase: 3

OBS: Transformador de 37,5 MVA em substituição do TR-1 atual de 25 MVA. Informar se será necessário substituir algum CT junto com os transformadores.



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 22/01/2024

Revisão:

Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? ☐ Sim Equipamentos Necessários: _____
☒ Não _____

Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos bays disponíveis na subestação? ☐ Sim
☒ Não

Caso positivo, caracterizar como é o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.

5. Observações

A subestação possui atualmente 2 transformadores 69/23 kV de 25 MVA que suprem a carga de 7 alimentadores. A carga atual desses 7 alimentadores é superior à capacidade de um único transformador de 25 MVA, portanto, para a substituição do TR1, há a necessidade de instalar o novo TR de 37,5 MVA antes de desativar o transformador que será substituído. Adicionalmente, devido ao arranjo e espaço físico na subestação, é necessária a construção de um novo CT 69 kV para conectar o novo transformador de 37,5 MVA ao lado CT 69 kV do TR1 existente.

22/01/2024

Data da Solicitação

Thiago de Faria
Rocha Dourado
Martins

Assinado de forma digital por
Thiago de Faria Rocha Dourado
Martins
Dados: 2024.01.22 17:16:58
-03'00'

Thiago Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

22/02/2024

Data da Entrega do Formulário

Documento assinado digitalmente
gov.br RODRIGO BASTOS DE OLIVEIRA
Data: 22/02/2024 17:05:08-0300
Verifique em <https://validar.rs.gov.br>

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: Rodrigo Bastos de Oliveira

Cargo: Especialista em Regulação (CPFL-T)



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 22/01/2024

Revisão:

Página: 1 - 3

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Atendimento às regiões de Cruz Alta e Panambi - RS

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Panambi 1

Concessionária Proprietária: CPFL Transmissão

1. Módulos de Manobra

- ☒ EL Quantidade: 2 Tensão (kV): 69 Arranjo: BS
- ☒ EL Quantidade: 5 Tensão (kV): 13,8 Arranjo: BS
- ☒ CT Quantidade: 1 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 69/13,8 Arranjo Prim.: BS Sec.: BS

2. Módulos de Equipamentos

- ☒ Transformadores Quantidade: 1 Potência (MVA): 25 Tensão Prim./Sec. (kV) 69/13,8 Fase: 3

OBS: Das 2 ELs 69 kV solicitadas, uma é para a adequação da LT existente e a segunda para uma nova linha.

O TR de 25 MVA solicitado (assim com a CT) é novo, assim como as 5 ELs de 13,8 kV são para conectar novos circuitos.

Favor confirmar os arranjos.



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 22/01/2024

Revisão:

Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo?

☐

Sim

Equipamentos Necessários: _____

☒

Não

Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos bays disponíveis na subestação?

☐

Sim

☒

Não

Caso positivo, caracterizar como é o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.

5. Observações

- A subestação está circundada por casas e ruas. Desta forma, não é possível a compra de terreno para ampliação da mesma. Devido a isto, e ao espaço restrito na área interna da subestação, não há viabilidade para instalar um novo transformador 80/23 kV ou os alimentadores 23 kV.
- Tanto para a adequação da LT 80 kV existente quanto para a nova LT 80 kV, há a necessidade de instalação de novos ELs 80 kV compactos (híbridos).
- O prédio de comando atual não comporta a ampliação, portanto, há a necessidade de sua expansão para a instalação dos novos painéis.

22/01/2024

Data da Solicitação

Thiago de Faria
Rocha Dourado
Martins

Assinado de forma digital por
Thiago de Faria Rocha Dourado
Martins
Dados: 2024.01.22 17:16:36 -03'00'

Thiago Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

22/02/2024

Data da Entrega do Formulário



Documento assinado digitalmente
RODRIGO BASTOS DE OLIVEIRA
Data: 22/02/2024 17:05:06-0300
Verifique em <https://validar.rli.gov.br>

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: Rodrigo Bastos de Oliveira

Cargo: Especialista em Regulação (CPFL-T)



Carta nº 102/2025/NT/CPFL

Porto Alegre, 14 de novembro de 2025.

Ilmo. Sr.

Thiago de Faria Rocha Dourado Martins
Superintendente de Transmissão de Energia
Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Praça Pio X, nº 54, Centro
20091-040, Rio de Janeiro, RJ.

Referência: Ofício n. 0032/2024/DEE/EPE, de
22 de janeiro de 2024
48002.000168/2024-15

Assunto: Consulta sobre viabilidade de
expansão das subestações Cruz Alta
1, Ijuí 1, Panambi e Santa Marta –
RS.

Prezado Superintendente,

1. Ao cumprimentá-lo cordialmente, a CPFL Transmissão S.A., em complemento à Carta nº 010/2024/NT/CPFL encaminhada para atendimento à consulta de viabilidade formalizada no Ofício nº 0032/2024/DEE/EPE, de 22/01/2024, apresenta na forma de ANEXO a esta carta, uma revisão das informações sobre a viabilidade de expansão da subestação Ijuí 1 69/23 kV, sob concessão da CPFL Transmissão, destinadas a subsidiar o Estudo de Atendimento às regiões de Cruz Alta e Panambi - RS.
2. Cabe destacar que a relevante diferença entre a proposta de viabilidade apresentada na forma dos ANEXOS da Carta nº 010/2024/NT/CPFL e a aqui revisada, reside na solução executiva para mitigação de desligamentos de longa duração durante as obras.
3. A seguir, são destacados os principais pontos da análise de viabilidade realizada pela CPFL Transmissão integrantes do ANEXO.



4. Quanto às informações contidas na revisão 1 do “Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações”, informa-se que há viabilidade de implementação, na SE Ijuí1, da substituição com aumento de capacidade do Transformador de Força TR-1 69/23 kV — passando de 25 MVA (3Ø) para 37,5 MVA (3Ø). Entretanto, é importante destacar os seguintes pontos:

4.1. Substituição do TR1 69/23 kV - de 25 MVA (3Ø) para 37,5 MVA (3Ø):

4.1.1. Para mitigação de longo e ininterrupto desligamento do TR-1, faz-se necessária a instalação do novo TR-1 69/23 kV – 37,5 MVA (3Ø) e de seu respectivo módulo de conexão de transformador 69 kV (CT 69 kV + MIM 69 kV), em arranjo Barra Simples com chave de by-pass (BS a 3 chaves), em área posterior ao arranjo existente, ou seja, ambos em nova posição. Adicionalmente, será necessária a adequação do CT 23 kV, arranjo Barra Simples com chave de by-pass (BS a 3 chaves), incluindo a recapacitação da interconexão entre o CT 23 kV e o TR-1 69/23 kV, bem como a integração do Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS).

4.2. Instalação de Sistema de Transferência Automática de Carga (STAC) e Adequação do Interligador de Semi-barra (IB3) 23 kV:

4.2.1. Como os Transformadores de Força TR-1 e TR-2, não poderão operar em paralelo, devido às diferenças de potência e de impedância, será necessário adequar os Sistemas de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS) existentes do Interligador de Semi-barras (IB3) 23 kV para instalação e incorporação do Sistema de Transferência Automática de Carga – STAC.

5. Por fim, coloco os Especialistas em Regulação, Rodrigo Bastos de Oliveira – rodrigo.oliveira@cpfl.com.br – e Marcos Keizo Morikami – marcos.morikami@cpfl.com.br, à disposição para quaisquer esclarecimentos ou informações complementares.



Cordialmente,



Documento assinado digitalmente

VAGNER RINALDI

Data: 14/11/2025 18:30:39-0300

Verifique em <https://validar.ri.gov.br>

Vagner Rinaldi

(por procuração)

Gerente de Regulação da Transmissão

Presidência / CPFL Transmissão

Relação de ANEXOS que acompanham esta Carta:

ANEXO I. SE Cruz Alta 1 (CPFL Transmissão): Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações.

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 22/01/2024
		Revisão: 01
		Página: 1- 5

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Atendimento às regiões de Cruz Alta e Panambi - RS

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Juí 1

Concessionária Proprietária: CPFL Transmissão

1. Módulos de Equipamentos

☒ Transformadores Quantidade: 1 Potência (MVA): 37,5 Tensão Prim./Sec. (kV) 69/23 Fase: 3

OBS: Transformador de 37,5 MVA em substituição do TR-1 atual de 25 MVA. Informar se será necessário substituir algum CT junto com os transformadores.

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

☒ CT Quantidade: 1 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 69 Arranjo Prim.: BS Sec.: BPT Ter: _____

2. Módulos de Equipamentos

☒ Transformadores Quantidade: 1 Potência (MVA): 37,5 Tensão Prim./Sec. (kV) 69/23 Fase: 3

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).

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? ☐ Sim Área Prevista: _____
☒ Não

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? ☒ Sim Equipamentos Necessários: Conforme Campo 5.Observações
☐ Não _____

Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos bays disponíveis na subestação? ☐ Sim
☒ Não

Caso positivo, caracterizar como é o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.

5. Observações

I. Escopo do Empreendimento

- Substituição do Transformador Força TR-1 69/23 kV – de 25 MVA (3Ø), por nova unidade de 37,5 MVA (3Ø);
- Instalação de novo Módulo de Conexão de Transformador (CT) em 69kV;
- Substituição dos cabos isolados da interconexão entre o TR-1 69/23 kV e o CT 23 kV por cabos de rede aérea, incluindo novos pórticos;
- Adequação do Módulo de Conexão de Transformadores (CT) em 23 kV do TR-1;

II. Substituição do Transformador de Força TR-1 69/23 kV – de 25 MVA (3Ø) para 37,5 MVA (3Ø)

Devido à carga atualmente instalada no setor de 23 kV, o TR-1 existente não pode ser desligado para substituição. Para viabilizar a substituição do TR-1 69/23 kV – 25 MVA (3Ø), já em final de vida útil, por uma nova unidade de 37,5 MVA (3Ø), prevê-se a instalação do novo Transformador de Força 69/23 kV em posição adjacente ao módulo de conexão (CT) 69 kV atual, localizada na área posterior ao arranjo existente.

Para tanto, será necessária substituição do Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS) e a construção de um novo Módulo de Conexão de Transformador 69 kV completo (CT 69 kV + MIM 69 kV), em arranjo BS a 3 chaves, bem como de nova infraestrutura civil para o TR-1 de 37,5 MVA (3Ø), incluindo equipamentos (disjuntor, chaves seccionadoras, transformadores de corrente (TCs) e para-raios), rede aérea, pórticos, linha de transferência, caixa coletora, caixa separadora, estruturas e fundações. Devido à nova posição do CT 69 kV, também será necessário o reposicionamento dos Transformadores de Potencial de Barramento 69 kV (TPs de barra) existentes.

No CT 23 kV do TR-1, será necessária a substituição, por superação, do cabo isolado que interliga o secundário do Transformador de Força ao respectivo módulo de conexão. Considerando que esses cabos se encontram superados e que a nova posição do transformador permite a utilização de rede aérea, essa será a solução adotada, ou seja, a substituição dos cabos isolados por condutores aéreos. Para análise da superação, considerou-se que o novo Transformador de Força operará até seu limite nominal, sem capacidade de emergência.

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

Como o novo TR-1 69/23 kV – 37,5 MVA (3Ø) e o TR-2 69/23 kV – 25 MVA (3Ø) existente não poderão operar em paralelo, devido às diferenças de potência e de impedância, será necessário adequar os sistemas de proteção existentes do Interligador de Semi-barras (IB) 23 kV para incorporação de um STAC – Sistema de Transferência Automática de Carga.

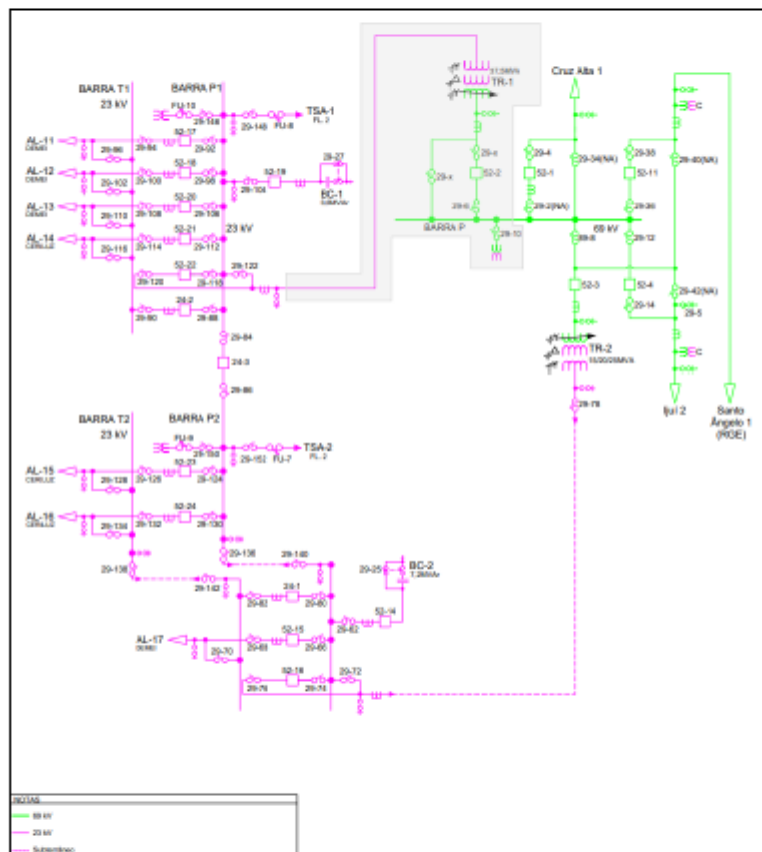


Figura 1: Novo TR-1 69/23 kV – 37,5 MVA (3Ø) e seus módulos de conexão

III. Capacidade Operativa do novo Transformador de Força TR-1 69/23 kV

Ressalta-se que adotamos como premissa, para o novo Transformador de Força TR1 69/23 kV de 37,5 MVA (3Ø), as seguintes capacidades operativas:

Transformadores de Força	Nominal	Emergência de Curta Duração	Emergência de Longa Duração
TR-1	37,5 MVA	37,5 MVA	37,5 MVA

Em caso de alteração desta premissa, será necessário reavaliar o dimensionamento do módulo de conexão e barramento de 23 kV.

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

IV. Quadro resumo das necessidades da obra:

Tabela 1 – Relação Modular da Solução Proposta para SE Cruz Alta 1

Módulo	Revitalização	Observações
MG 69 kV UII MG1 RS <i>IdaMdl 17997</i>	Reposicionamento dos Transformadores de Potencial do Barramento de 69 kV (TPs de Barra), incluindo adequações eletromecânicas e civis necessárias.	Reposicionamento dos TPs para nova posição incluindo novas estruturas e fundações.
TR 69/23 kV UII TR1 RS <i>IdaMdl 17998</i>	Substituição, por final de vida útil, do TR1 69/23 kV – 25 MVA (3Ø), incluindo adequações civis, por TR 69/23 kV – 37,5 MVA (3Ø)	- Transformador 37,5 MVA; - Instalação de Transformador 37,5 MVA; - Execução de fundações, incluindo caixa coletora e caixa separadora de óleo; - Construção de linha de transferência; - Desinstalação do Transformador existente.
MC 23 kV TR 69/23 kV UII TR1 RS <i>IdaMdl 18008</i>	- Recapitação da conexão do CT 23 kV do TR1, em função do aumento de capacidade do TR1 69/23 kV – de 25 MVA (3Ø) para 37,5 MVA (3Ø) - Adequação do módulo de conexão de transformador (CT) 23 kV, arranjo BS a 3 chaves, para atendimento ao novo Transformador de Força (TR1) 69/23 kV – 37,5 MVA (3Ø), incluindo integração do Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS)	Substituir a conexão em cabos isolados por rede aérea, incluindo condutores, cadeias, pórticos e demais acessórios;
MC 69 kV TR 69/23 kV UII TR1 RS <i>IdaMdl 18009</i>	- Substituição 1 x CT 69 kV para o 1º TF (TR-1) 69/23 kV – 37,5 MVA, arranjo BS a 3 chaves, que será instalado em nova posição - Instalação de 01 (um) Módulo de Infraestrutura de Manobra (MIM) de 69 kV, associado ao novo CT 69 kV do TR-1, que será implantado em posição distinta da atual	1 disjuntor; 3 chaves seccionadoras; 3 TCs; 3 para-raios; - Rede aérea; - Suportes e estruturas para equipamentos e barramentos; - SPCS; - MIM 69 kV.
IB 23 kV MG 69 kV UII MG1 RS IB3 <i>IdaMdl 23204</i>	- Adequação do Interligador de Barras 23 kV para integração do Sistema de Transferência Automática de Carga (STAC) - Instalação de Sistema de Transferência Automática de Carga (STAC)	Adequações nos Sistemas de Proteção para implementação de STAC.

22/01/2024

Data da Solicitação

14/11/2025

Data da Entrega do Formulário

Documento assinado digitalmente
gov.br
JOÃO ADENILSON OLIVEIRA DA SILVA
Data: 14/11/2025 16:46:57-0300
Verifique em <https://validar.6.gov.br>

Thiago de Faria R. Dourado Martins
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome: João Adenilson Oliveira da Silva
Cargo: Engenheiro Eletricista
CPFL-T/NEIP-LTA

14.1.5 SE Santo Ângelo | SE Ijuí 2

Docusign Envelope ID: 83EA4CDE-0F0D-4041-B39A-D1F551513B0D



Centrais Elétricas Brasileiras S/A
Vice-Presidência de Engenharia
de Expansão - VEE
Av. Graça Aranha, 26 / 20º andar
20030-000 - Rio de Janeiro - RJ
Tel.: (21) 2514-5020 - 5792

CTA-EETA-02434-2024

Rio de Janeiro, 16 de dezembro de 2024

Ao Senhor,

THIAGO DOURADO MARTINS
Superintendente de Transmissão de Energia
Empresa de Pesquisa Energética - EPE
Praça Pio X, 54 - Centro
20091-040 - Rio de Janeiro - RJ

Assunto: Ofício nº 0814/2024/DEE/EPE - Consulta sobre Viabilidade de
Expansão de Subestações na Região de Cruz Alta e Panambi -
Rio Grande do Sul

Referência: Processo 48002.003386/2024-01

Senhor Superintendente,

Em atenção à solicitação enviada por meio do Ofício nº 0814/2024/DEE/EPE, de 05 de dezembro de 2024, encaminhamos os formulários preenchidos em anexo com informações sobre potencial de viabilidade de implantação de expansão.

Atenciosamente,

PEDRO MARCONDES DE BRITO

Pedro Marcondes de Brito
Gerente Executivo
Engenharia Aplicada de Transmissão - EETA

Anexos: 1. Formulário de Consulta Viabilidade Expansão Ijuí 2
2. Formulário de Consulta Viabilidade Expansão Santo Ângelo
3. Formulário de Consulta Viabilidade Expansão Tapera 2

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 05/12/2024
		Revisão:
		Página: 1 - 3

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Atendimento às regiões de Cruz Alta e Panambi - RS

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: SANTO ÂNGELO

Concessionária Proprietária: ELETOBRAS (ELETROSUL)

1. Módulos de Manobra

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

Obs: ELs 230 kV para nova saída de LT, em direção a cidade de Ijuí, e outro em direção a SE de Santo Ângelo 2.

2. Módulos de Equipamentos

N/A

3. Diagrama Unifilar

N/A

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: 05/12/2024

Revisão:

Página: 2 - 3

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: 2 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4

2. Módulos de Equipamentos

N/A

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 _____Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos bays disponíveis na subestação? ☐ Sim☐ Não

Caso positivo, caracterizar como é o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.

Observação 3



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 05/12/2024

Revisão:

Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

- 1- A SE Santo Ângelo 2 possui disponibilidade para conexão de mais dois (2) vãos de entrada de linha 230 kV no sentido sul da subestação. Para tanto será necessário ampliação de barramentos e pórticos.
- 2- Para confirmação das novas entradas de linhas, solicitadas neste documento, será necessário um levantamento em campo para avaliação das restrições ambientais, patrimoniais e interferências outras não contempladas nas documentações/desenhos existentes.
- 3- Da mesma forma, a indicação de possíveis cruzamentos das linhas novas com as linhas existentes ou já planejadas, exigirá avaliação e levantamentos em campo para indicar o acesso das novas linhas para minimizar ou evitar o cruzamento. Em uma avaliação inicial as LTs 230 kV previstas neste relatório irão cruzar as LTs existentes de 230.
- 4- Outrossim, informamos que não foram avaliadas necessidades de adequações dos barramentos principais e dos módulos de transferência existentes, dos setores de 69 e 230 kV, quanto a ampacidade e curto-circuito.
- 5- Anexo Planta de Localização da Subestação com os vãos futuros identificados.

05/12/2024

Data da Solicitação

Thiago de Faria Rocha
Dourado MartinsAssinado de forma digital por
Thiago de Faria Rocha Dourado
Martins
Dados: 2024.12.05 14:55:25 -03'00'

Thiago Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

16/12/2024

Data da Entrega do Formulário

Juliano Calazans Marques

Marcelo Guimarães dos Santos

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: Juliano Calazans Marques /
Marcelo Guimarães dos SantosCargo: Engenheiro de Projetos de Subestação /
Gerente Projetos Eletromecânicos Transmissão



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 05/12/2024

Revisão:

Página: 1 - 3

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Atendimento às regiões de Cruz Alta e Panambi - RS

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: IJUI 2

Concessionária Proprietária: ELETROBRAS (ELETROSUL)

1. Módulos de Manobra

- ☒ EL Quantidade: 2 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4
- ☒ EL Quantidade: 2 Tensão (kV): 69 Arranjo: BPT

Obs: *ELs 230 kV são para 2 novas saídas de LTs, 1 EL proveniente da cidade de Santo Ângelo e outro EL na direção da cidade de Panambi. ELs de 69 kV serão ambos para a direção da cidade de Panambi.*

2. Módulos de Equipamentos

N/A

3. Diagrama Unifilar

N/A

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: 05/12/2024

Revisão:

Página: 2 - 3

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: 2 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4

☒ EL Quantidade: 2 Tensão (kV): 69 Arranjo: BPT

2. Módulos de Equipamentos

N/A

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 _____

Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos bays disponíveis na subestação? ☒ Sim

Não

Caso positivo, caracterizar como é o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.

Observação 3



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 05/12/2024

Revisão:

Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

1- A SE Ijuí 2 possui disponibilidade para conexão de mais dois (2) vãos de entrada de linha 230 kV no sentido oeste da subestação, e mais dois (2) vãos de entrada de linha 69 kV no sentido leste da subestação. Para tanto será necessário ampliação da plataforma, malha de terra, drenagem, britamento, cercas, canaletas, barramentos e pórticos.

2- Para confirmação das novas entradas de linhas, solicitadas neste documentos, será necessário um levantamento em campo para avaliação das restrições ambientais, patrimoniais e interferências outras não contempladas nas documentações/desenhos existentes.

3- Da mesma forma, a indicação de possíveis cruzamentos das linhas novas com as linhas existentes ou já planejadas, exigirá avaliação e levantamentos em campo para indicar o acesso das novas linhas para minimizar ou evitar o cruzamento. Em uma avaliação inicial as LTs 69 e 230 kV previstas neste relatório irão cruzar as LTs existentes 230 kV Santo Ângelo 2 e Cruz Alta 2 e LT 69 kV DEMEI.

4- Outrossim, informamos que não foram avaliadas necessidades de adequações dos barramentos principais e dos módulos de transferência existentes, dos setores de 69 e 230 kV, quanto a ampacidade e curto-circuito.

5- Anexo Planta de Localização da Subestação com os vãos futuros identificados.

05/12/2024

16/12/2024

Data da Solicitação

Data da Entrega do Formulário

Thiago de Faria
Rocha Dourado
Martins

Assinado de forma digital por
Thiago de Faria Rocha Dourado
Martins
Dados: 2024.12.05 14:55:04 -03'00'

Juliano Calazans Marques

Marcelo Guimarães dos Santos

Thiago Dourado Martins

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

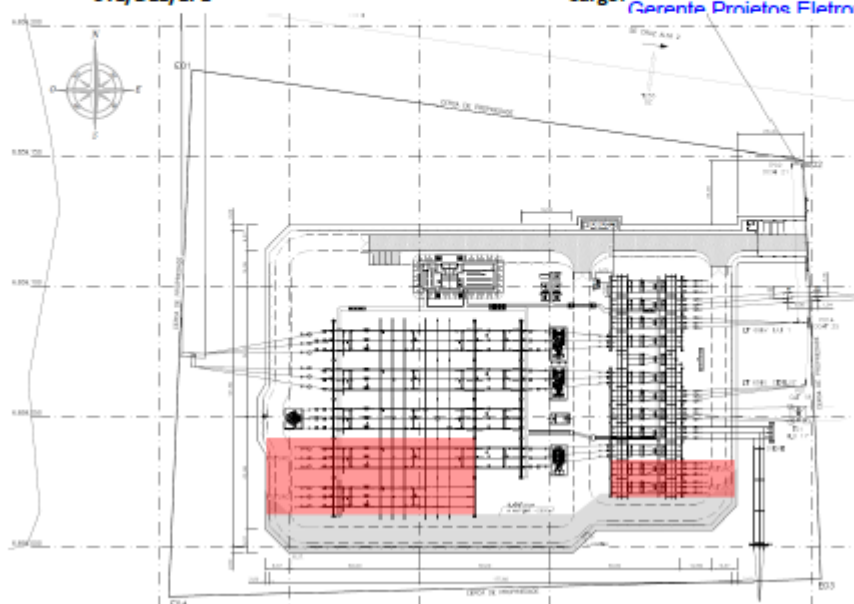
Juliano Calazans Marques /

Nome: Marcelo Guimarães dos Santos

Cargo: Engenheiro de Projetos de Subestação /
Gerente Projetos Eletromecânicos Transmissão

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE



14.1.6 SE Campos Novos

Docusign Envelope ID: 2B1B295A-F471-4CE8-A64E-A1D88A7DB109



Centrais Elétricas Brasileiras S/A
Vice-Presidência de Engenharia
de Expansão - VEE
Av. Graça Aranha, 26 / 12º andar
20030-000 - Rio de Janeiro - RJ
Tel.: (21) 2514- 5792

CTA-EETA-00365-2025

Rio de Janeiro, 17 de março de 2025

Ao Senhor,

THIAGO DOURADO MARTINS
Superintendente de Transmissão de Energia
Empresa de Pesquisa Energética - EPE
Praça Pio X, 54 - Centro
20091-040 - Rio de Janeiro - RJ

Assunto: Ofício nº 0288/2025/DEE/EPE - Consulta sobre viabilidade de
expansão da subestação Campos Novos

Referência: Processo 48002.000688/2025-09

Senhor Superintendente,

Em atenção à solicitação enviada por meio do Ofício nº 0288/2025/DEE/EPE, de 10 de
março de 2025, encaminhamos o formulário preenchido em anexo com informações sobre
disponibilidade de vão nas subestações da Eletrosul.

Atenciosamente,

PEDRO MARCONDES DE BRITO

Pedro Marcondes de Brito
Gerente Executivo
Engenharia Aplicada de Transmissão - EETA

Anexo: 1. Consulta SE Campos Novos ELETROSUL

Classificação: Pública



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 10/03/2025

Revisão:

Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Atendimento às regiões de Cruz Alta e Panambi - RS

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Campos Novos

Concessionária Proprietária: ELETROSUL

1. Módulos de Manobra

☒ EL Quantidade: 1 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4

Obs.1: EL 230 kV para uma nova saída de LT em direção a SE Lagoa Vermelha.

2. Módulos de Equipamentos

N/A

3. Diagrama Unifilar

Vide imagem, em anexo, com proposta de localização da futura conexão em 230 kV.

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: 10/03/2025

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): 230 Arranjo: BD4

2. Módulos de Equipamentos

N/A

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 _____

Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos bays disponíveis na subestação? ☒ Sim

☐ Não

Caso positivo, caracterizar como é o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.

Observação 3



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 10/03/2025

Revisão:

Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

1- A SE Campos Novos possui disponibilidade para conexão de mais um (1) vão de entrada de linha 230 kV no sentido leste da subestação. O outro vão disponível está no PET/PELP Ciclo 2024 reservado para a LT Concórdia conforme estudo EPE-DEE-RE-49/2017-rev0.

2- Para confirmação das novas entradas de linhas, solicitadas neste documentos, será necessário um levantamento em campo para avaliação das restrições ambientais, patrimoniais e interferências outras não contempladas nas documentações/desenhos existentes.

3- Da mesma forma, a indicação de possíveis cruzamentos das linhas novas com as linhas existentes ou já planejadas, exigirá avaliação e levantamentos em campo para indicar o acesso das novas linhas para minimizar ou evitar o cruzamento. Em uma avaliação inicial a LT Lagoa Vermelha 230 kV prevista neste relatório irá cruzar todas as LTs existentes de 138 kV.

4- Outrossim, informamos que não foram avaliadas necessidades de adequações dos barramentos principais e dos módulos de transferência existentes, do setor de 230 kV, quanto a ampacidade e curto-circuito.

10/03/2025

Data da Solicitação

Thiago de Faria
Rocha Dourado
Martins

Assinado de forma digital por
Thiago de Faria Rocha Dourado
Martins
Dados: 2025.03.10 16:53:45
+03'00'

Thiago de Faria Rocha Dourado Martins
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

17/03/2025

Data da Entrega do Formulário

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome: Luciano Ribeiro do Vale Jardelino da Costa
Cargo: Gerente Projetos Eletromecânicos Transmissão

ANEXO



14.1.7 SE Lagoa Vermelha 2

Docusign Envelope ID: 3CAE5745-0B58-4A13-B8E7-D07A5053BB29



Rio de Janeiro, 09 de abril de 2025.

ETAU nº 010/2025

À

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE

Diretoria de Estudos de Energia Elétrica - DEE

Praça Pio X, nº 54, 5º andar - Centro

CEP nº 20.091-040 - Rio de Janeiro/RJ

Atenção: Sr. Thiago de Faria Rocha Dourado Martins
Superintendente de Transmissão de Energia

Assunto: Resposta ao Ofício nº 289/2025-DEE/EPE - Consulta sobre viabilidade de expansão da subestação Lagoa Vermelha 2.

Referência: Processo nº 48002.000689/2025-45

Anexos: Doc. 01 – Croqui da Subestação Lagoa Vermelha 2; e
Doc. 02 – Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações preenchido.

Senhor Superintendente,

A EMPRESA DE TRANSMISSÃO DO ALTO URUGUAI S.A. ("ETAU"), concessionária de serviço público de transmissão de energia elétrica, com sede na cidade e estado do Rio de Janeiro, situada na Av. das Américas, nº 2480 – Bloco 6, Barra da Tijuca, CEP 22.640-101, inscrita no Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas ("CNPJ/MF") sob o nº 05.063.249/0001-60, vem, perante, a DIRETORIA DE ESTUDOS DE ENERGIA ELÉTRICA da EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA ("DEE/EPE"), apresentar resposta ao Ofício nº 289/2025-DEE/EPE.

Primeiramente, é importante salientar a tempestividade da presente, tendo em vista que tomamos conhecimento do referido Ofício somente em 08 de abril de 2025, uma vez que o Ofício não foi encaminhado pelos meios adequados, conforme já orientado à essa EPE.

GERG - RCA

Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A.
Av. das Américas, 2480, bloco 6 – Barra da Tijuca - Rio de Janeiro / RJ
Tel. (21) 2212-6000 / Fax (21) 2212-6040





Fis. 2/2 - Carta ETAU nº 010/2025, de 09 de abril de 2025.

Neste sentido, a ETAU reitera, por gentileza, que as correspondências enviadas por essa Empresa de Pesquisa Energética sejam direcionadas ao Portal de Cartas da Cia. Este procedimento garantirá o devido recebimento das correspondências, assegurando as respostas nos prazos estabelecidos, com segurança de rastreio. Trata-se de endereço eletrônico específico para recebimentos de Ofícios e Cartas, a saber: CEDOC@taesa.com.br.

Adicionalmente, conforme se verifica, por meio do referido Ofício, foi solicitado à ETAU, informações sobre a viabilidade de expansão da subestação Lagoa Vermelha 2.

Desta forma, em integral atendimento à solicitação da DEE/EPE, realizada por intermédio do Ofício nº 289/2025, encaminhamos, em anexo, Formulário de Consulta preenchido e o Croqui da Subestação Lagoa Vermelha 2 com as indicações necessárias.

Sendo o que cumpria para o momento, a ETAU coloca-se à inteira disposição para prestar quaisquer informações e/ou esclarecimentos que se fizerem necessários.

Atenciosamente,

Desoligand by

Gliender Pereira de Mendonça

GLIENDER PEREIRA MENDONÇA
Gerente Executivo Regulatório e
Institucional

Desoligand by

Emmanuel Pasqua de Moraes

EMMANUEL PASQUA DE MORAES
Gerente Executivo de Planejamento e
Expansão

GERG - RCA

Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A.
Av. das Américas, 2480, bloco 6 – Barra da Tijuca – Rio de Janeiro / RJ
Tel. (21) 2212-6000 / Fax (21) 2212-6040





Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 10/03/2025

Revisão:

Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Atendimento às regiões de Cruz Alta e Panambi - RS

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Lagoa Vermelha 2

Concessionária Proprietária: ETAU

1. Módulos de Manobra

☒ EL Quantidade: 1 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4

Obs.1: EL 230 kV para uma nova saída de LT em direção a SE Campos Novos.

2. Módulos de Equipamentos

N/A

3. Diagrama Unifilar

Vide imagem, em anexo, com duas propostas iniciais de localização da futura conexão em 230 kV. Opção A (vão oposto a conexão do AT-1 - sem necessidade de aquisição de terreno) e opção B (novo vão - com aquisição de terreno).

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: 10/03/2025

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): 230 Arranjo: BD4

2. Módulos de Equipamentos

N/A

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno?

Sim Área Prevista: 1700 m²



Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo?



Sim Equipamentos Necessários: _____



Não _____

Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos bays disponíveis na subestação?



Sim



Não

Caso positivo, caracterizar como é o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.

Atualmente há duas saídas de linha para aproximadamente o Norte. Entretanto, uma segue aproximadamente para nordeste e outra para noroeste.

Para mitigar eventuais cruzamentos de linhas próximo a subestação, o traçado da nova Linha não deve chegar pelo norte. Uma possibilidade é sair da subestação no sentido leste / nordeste.



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 10/03/2025

Revisão:

Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

Conforme pode ser observado no arranjo eletromecânico, em cada vão é possível instalar apenas uma função de transmissão. Neste caso, o vão identificado como "A" já está sendo utilizado pelo ATR1, não sendo possível instalar uma entrada de linha neste local.

Para conexão de nova entrada de linha no setor de 230 kV é necessária a aquisição de terreno conforme croqui anexo.

Cabe ressaltar que se trata de uma área com vegetação.

10/03/2025

Data da Solicitação

Thiago de Faria
Rocha Dourado
Martins

Assinado de forma digital por
Thiago de Faria Rocha Dourado
Martins
Dados: 2025.03.10 17:05:27 -0200

Thiago de Faria Rocha Dourado Martins
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

Data da Entrega do Formulário

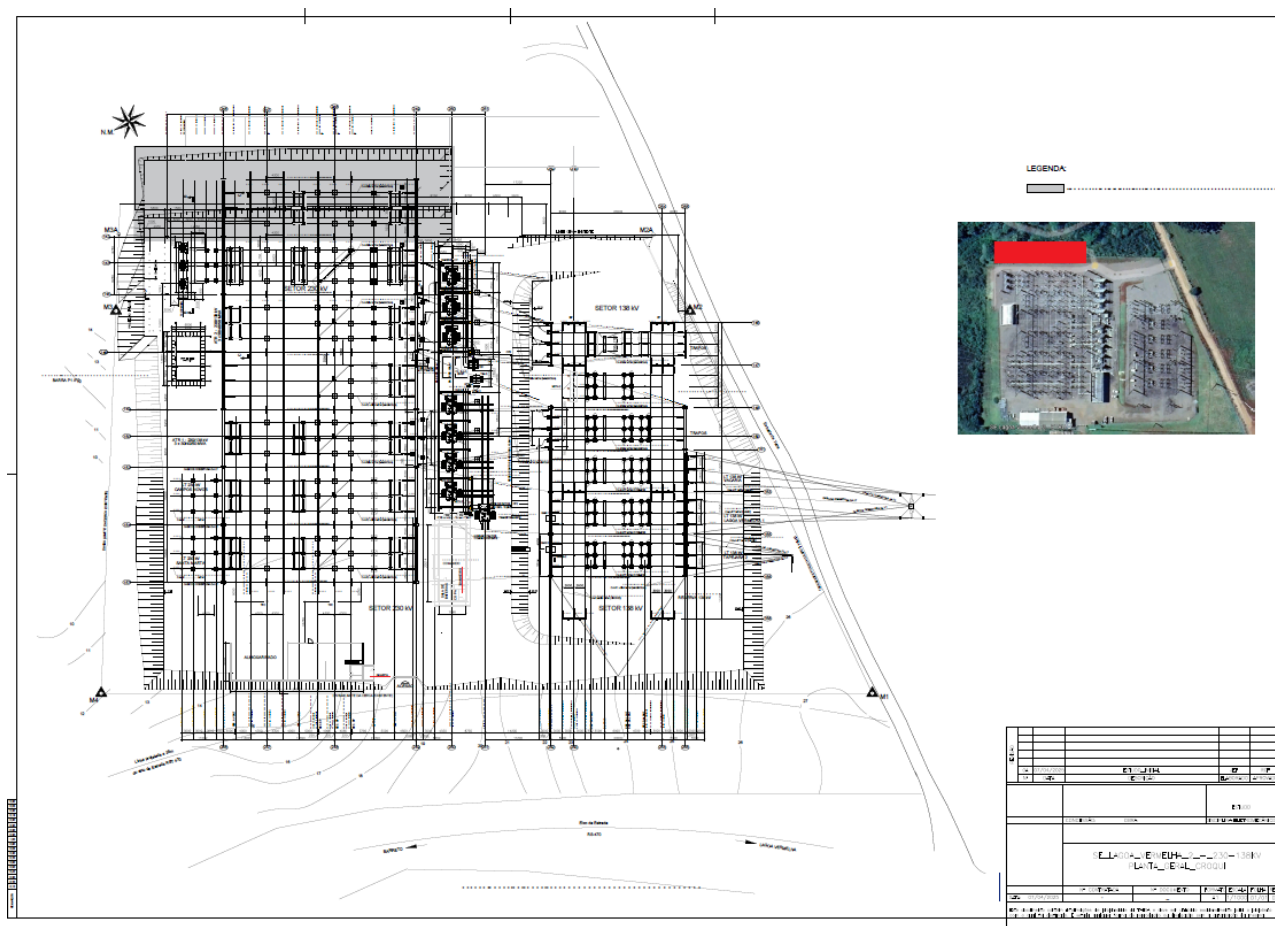
Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: José Ernesto Viqueti Fassarela
Renato de Carvalho França

Cargo: Engenheiro de Transmissão Sr.
Engenheiro de Transmissão Pl.

ANEXO





14.1.8 SE Cachoeirinha 1

Uso Público CPFL



Carta nº 007/2025/NT/CPFL

Porto Alegre, 15 de janeiro de 2025.

Ilmo. Sr.
Thiago de Faria Rocha Dourado Martins
Superintendente de Transmissão de Energia
Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Praça Pio X, nº 54, Centro
20091-040, Rio de Janeiro, RJ.

Referência: Ofício n. 0715/2024/DEE/EPE, de
29 de outubro de 2024
48002.002960/2024-04.

Assunto: Consulta sobre viabilidade de
expansão da SE Cachoeirinha 1.

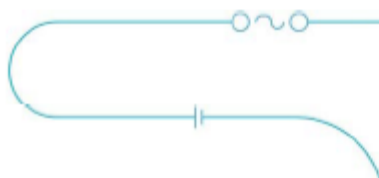
Prezado Superintendente,

1. Ao cumprimentá-lo cordialmente, a CPFL Transmissão S.A. (antiga Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica) – “CPFL Transmissão” –, em resposta à consulta de viabilidade formalizada no Ofício nº 0715/2024/DEE/EPE, de 29/10/2024, apresenta na forma de ANEXO a esta carta, as informações sobre a viabilidade de expansão da subestação Cachoeirinha 1, sob concessão da CPFL Transmissão, destinadas a subsidiar o estudo de atendimento ao estado do Rio Grande do Sul.

2. A seguir, são destacados os principais pontos da análise de viabilidade realizada pela CPFL Transmissão integrantes do ANEXO.

3. Quanto às informações contidas no “Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações”, tópico “Informações Solicitadas (Preenchidas pela EPE)”, item “1. Módulos de Manobra”, a CPFL Transmissão esclarece que:

3.1. O barramento do setor 138 kV opera com arranjo Barra Simples (BS); e



CPFL Transmissão S.A.
Rua Dr. João Inácio, 859, Navegantes
CEP 90230-181 • Porto Alegre • RS
www.cpfl.com.br
Página 1 de 2



- 3.2. O texto menciona o TR-7, porém, o transformador de força 138/23 kV analisado é o TR-4, com capacidade de 15 MVA, que necessita de substituição devido ao término de sua vida útil (conforme SGPMR ONS nº 259/2024).
4. Quanto às obras de substituição do TR 138/23 kV (TR4) de 15 MVA para 42 MVA, informamos que há viabilidade de implantação. Entretanto, é importante destacar os seguintes pontos:
- 4.1. Devido ao aumento de capacidade do novo TR-4 e às características dos condutores, torna-se imprescindível a substituição dos condutores dos módulos de conexão do transformador, incluindo tanto os condutores da rede aérea (138kV), quanto os condutores isolados (23kV).
- 4.2. Para execução das obras de substituição do TR-4 e dos condutores dos respectivos módulos de conexão, se faz necessário o desligamento e transferência de toda a carga do barramento de 23 kV para o TR-7. Caso o TR-7 seja submetido a sobrecarga, deverão, usando os módulos e espaço disponíveis, ser implementadas Instalações Provisórias para mitigação.
5. Por fim, coloco o Especialista em Regulação, Rodrigo Bastos de Oliveira – rodrigo.oliveira@cpfl.com.br, à disposição para quaisquer esclarecimentos ou informações complementares.

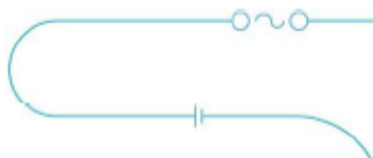
Cordialmente,



Vagner Rinaldi
(por procuração)
Gerência de Regulação da Transmissão
Presidência / CPFL Transmissão

Relação de ANEXOS que acompanham esta Carta:

ANEXO SE Cachoeirinha 1 (CPFL Transmissão): Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações.



CPFL Transmissão S.A.
Rua Dr. João Inácio, 859, Navegantes
CEP 90230-181 • Porto Alegre • RS
www.cpfl.com.br
Página 2 de 2



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 29/10/2024

Revisão:

Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: ESTUDO DE ATENDIMENTO AO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: CACHOEIRINHA 1

Concessionária Proprietária: CPFL-T

1. Módulos de Manobra

☒ CT Quantidade: 1* Tensão (kV): 138 Arranjo: BPT

☒ CT Quantidade: 1* Tensão (kV): 23 Arranjo: BPT

* Devido a recomendação de substituição do TR-7 de 15 MVA por unidade de maior capacidade. Solicitamos avaliar a necessidade de aproveitamento do CT atual ou aquisição de nova unidade.

2. Módulos de Equipamentos

☒ Transformador Quantidade: 1* Potência (Mvar): 42 Tensão (kV): 138/23 Fase: 3

* Necessidade de substituição do TR 138/23 kV (TR-4) de 15 MVA por final de vida útil, conforme SGPMR nº 259/2024. No entanto, devido ao carregamento elevado, solicitamos a avaliação da substituição por nova unidade de maior capacidade - 42 MVA – similar ao TR-7.

** Solicitamos também a avaliação de viabilidade de remanejamento de carga automático entre o TR-4 e TR-7, caso seja necessário.

3. Diagrama Unifilar

Diagrama da subestação em anexo.

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: 29/10/2024

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

☒ CT Quantidade: 1* Tensão (kV): 138 Arranjo: BS

☒ CT Quantidade: 1** Tensão (kV): 23 Arranjo: BPT

*Substituição dos cabos aéreos de cobre nus.

**Substituição dos cabos isolados (3 x 240mm²)

2. Módulos de Equipamentos

☒ Transformador Quantidade: 1 Potência (Mvar): 42 Tensão (kV): 138/23 Fase: 3

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 _____



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 29/10/2024

Revisão:

Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações da Proprietária

Há viabilidade para a execução das obras mencionadas. Contudo, é importante destacar os seguintes pontos:

Substituição do TR-4 e Instalação de Caixa Coletora - A substituição do TR-4 exigirá seu desligamento e a transferência de toda a carga do barramento de 23 kV para o TR-7.

Substituição de Cabos dos Módulos de Conexão -

138kV: Substituição dos cabos aéreos de cobre nu fora do padrão atual, que seria alumínio.

23kV: Substituição dos cabos isolados (3 x 240mm²) por superação, pois não possuem suportabilidade para 42MVA mais 40% de sobrecarga.

Instalação de um Interligador de Barras e Sistema de Transferência Automática de Carga (STAC) - Será necessário instalar um disjuntor e duas chaves seccionadoras, formando um Interligador de Barras, para viabilizar a instalação de um STAC para os transformadores TR-4 e TR-7. Essa configuração é indispensável, pois as barras P1 e P2 do barramento de 23 kV deverão continuar operando em paralelo.

Errata da Ficha EPE - Foram identificadas algumas inconsistências, portanto, seguem esclarecimentos:

No item 1 - Módulos de Manobra - (i) O arranjo do barramento de 138 kV na subestação é barra simples (BS); e (ii) Cita-se o TR-7, entretanto, o transformador analisado, com 15 MVA de potência e em final de vida útil, é o TR-4.

Quadro Resumo:

Módulo	Descrição Necessidades
TR-4	- Equipamento Transformador 138/23 kV - 42 MVA - Caixa coletora de óleo e parede corta-fogo
CT 138 kV	- Substituição de 100 metros (33m por fase) de cabos da rede aérea devido a superação por corrente nominal, incluindo conectores e demais acessórios.
CT 23 kV	- Substituição de 210 metros (70m por fase) de cabos isolados devido a superação por corrente nominal, incluindo mufas e demais acessórios
Módulo Geral 230 kV	- Instalação de um módulo de inteligência de semi-barras P1 e P2 de 23 kV, composto por disjuntor, 2 chaves seccionadoras e sistema de proteção e controle; - Instalação do sistema de transferência automática de carga entre o transformador TR-7 existente e o novo transformador 138/23 kV 42 MVA

Thiago de Faria Rocha
Dourado Martins

Assinado de forma digital por Thiago de Faria Rocha Dourado Martins
Dados: 2024.10.30 14:36:38 -03'00'

Thiago de Faria R. Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE



Documento assinado digitalmente

RODRIGO BASTOS DE OLIVEIRA
Data: 14/01/2025 12:09:53-0300
Verifique em <https://validar.jti.gov.br>

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
CPFL TRANSMISSÃO / Gerência de Regulação

Nome: Rodrigo Bastos de Oliveira
Cargo: Especialista em Regulação



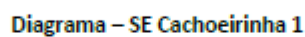
Documento assinado digitalmente
JOÃO ADENILSON OLIVEIRA DA SILVA
Data: 13/01/2025 13:56:43-0300
Verifique em <https://validar.jti.gov.br>

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
CPFL - NEIP (Engenharia)

Nome: João Adenilson Oliveira da Silva

Cargo: Engenheiro Eletricista

ANEXO → DIAGRAMA SIMPLIFICADO DA REGIÃO EM ANÁLISE.



14.1.9 SE Passo Real



Carta nº 092/2025/NT/CPFL

Porto Alegre, 31 de outubro de 2025.

Ilmo. Sr.

Thiago de Faria Rocha Dourado Martins
Superintendente de Transmissão de Energia
Empresa de Pesquisa Energética - EPE

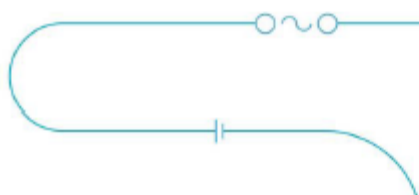
Praça Pio X, nº 54, Centro
20091-040, Rio de Janeiro, RJ.

Referência: Ofício n. 0846/2025/DEE/EPE, de
24/09/2025

Assunto: Resposta à consulta sobre a
viabilidade de expansão da SE UHE
Passo Real.

Prezado Superintendente,

1. Ao cumprimentá-lo cordialmente, a CPFL Transmissão S.A., em atendimento à consulta de viabilidade formalizada no Ofício nº 0846/2025/DEE/EPE, de 24/09/2025, apresenta na forma de ANEXO a esta carta, as informações sobre a viabilidade de expansão da Subestação UHE Passo Real, sob concessão da CPFL Transmissão, destinadas a subsidiar o estudo de Atendimento às Regiões de Cruz Alta e de Panambi - RS.
2. A seguir, são destacados os principais pontos da análise de viabilidade realizada pela CPFL Transmissão integrantes do ANEXO.
3. Quanto à alternativa de planejamento contida no "*Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações*", informa-se que há viabilidade de implementação, na SE UHE Passo Real, da substituição dos 02 (dois) Bancos de Autotransformadores de Força (ATF-1 e ATF-2) 230/138 kV, de 6+2R x 50 MVA cada (1Ø) para 6+2R x 75 MVA cada (1Ø). Merecem destaque os seguintes pontos:



CPFL Transmissão S.A.
Rua Dr. João Inácio, 859, Navegantes
CEP 90230-181 • Porto Alegre • RS
www.cpfl.com.br
Página 1 de 6

I. DA VIABILIDADE

- 3.1. **Substituição do 1º Banco de Autotransformador de Força (ATF-1) 230/138 kV – de 3+1R x 50 MVA cada (1Ø) para 3+1R x 75 MVA cada (1Ø):**
- 3.1.1. Será necessária a adequação da infraestrutura civil existente, com a instalação de caixa coletora de óleo e paredes corta-fogo, atualmente inexistentes.
- 3.1.2. Essas intervenções civis, somadas à substituição do banco de autotransformadores, exigirão a indisponibilidade do equipamento por, no mínimo, quatro meses ininterruptos.
- 3.2. **Substituição do 2º Banco de Autotransformador de Força (ATF-2) 230/138 kV – de 3+1R x 50 MVA (1Ø) para 3+1R x 75 MVA (1Ø):**
- 3.2.1. A substituição do 2º banco de autotransformadores não demanda adequações de infraestrutura civil, tampouco grandes intervenções nos módulos de manobra, sendo necessária apenas a recapacitação da rede aérea do módulo de conexão de transformador 138 kV e a substituição do equipamento, com posterior integração ao futuro ATF-1 230/138 kV – 3+1R x 75 MVA.
- 3.2.2. Em razão do escopo reduzido, a execução da substituição poderá ocorrer em aproximadamente um mês.
- 3.2.3. Destaca-se que o equipamento atual foi energizado em 2018, possuindo ainda vida útil remanescente superior à metade do ciclo regulatório.
- 3.2.4. Na hipótese da substituição do ATF-2 (prevista para 1 mês) ser concorrente com a substituição do ATF-1 (prevista para no mínimo 4 meses) – mesma datas de necessidade –, o ATF-2 existente poderá ser utilizado como unidade provisória quando da substituição do ATF-1, viabilizada pela conexão provisória via IB



230 kV e IB 138 kV. Ou seja, essa configuração permitirá que a subestação opere com duas unidades transformadoras durante a substituição do ATF-1 ("N-1").

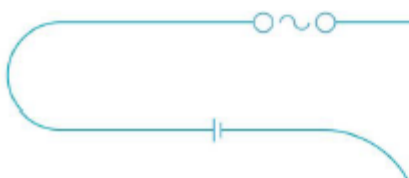
3.2.5. Nesta hipótese – mencionada no item 3.2.4 –, necessário que a substituição dos dois Autotransformadores de Força (ATF-1 e ATF-2) 230/138 kV, bem como de suas respectivas fases reservas, seja autorizada de forma conjunta, com o seguinte tratamento regulatório para o ATF-2 e a fase reserva atualmente existentes, considerando sua vida útil remanescente:

3.2.5.1. 1ª Opção: desativação do ATF-2 e da fase reserva existentes, com a devida indenização do Valor Base de Remuneração (VBR) remanescente;

3.2.5.2. 2ª Opção: estabelecimento de nova Receita Anual Permitida (RAP) com amortização correspondente (UC + CA + COM), mediante o adequado acondicionamento e preservação dos equipamentos — não necessariamente na SE UHE Passo Real —, mantendo-os disponíveis para eventual retorno à operação, caracterizando-os como **reserva fria sistêmica**.

II. DAS ALTERNATIVAS DE IMPLEMENTAÇÃO

4. Conforme explorado acima, a(s) substituição(ões) do ATF-1 e do ATF-2 é(são) viável(is), mas sob a premissa operacional estabelecida quanto à necessidade de mitigação da Indisponibilidade Prolongada da Condição N-1 da Transformação 230/138 kV da SE UHE Passo Real, faz-se necessário dispor de instalações provisórias para a sua implementação.



5. As instalações provisórias serão compostas por equipamentos, estruturas, condutores e acessórios, com o objetivo de mitigar os impactos do desligamento ininterrupto do ATF-1 (período de indisponibilidade ininterrupta mínima de 4 meses). Adicionalmente, tal configuração permitirá a execução de desligamentos programados e fracionados, evitando longos períodos ininterruptos de indisponibilidade. Para tanto, a CPFL Transmissão propõe, mediante autorização com direito a RAP, nos moldes do item I.3.28 do empreendimento T2022-170 da REA nº 11.200/2022.

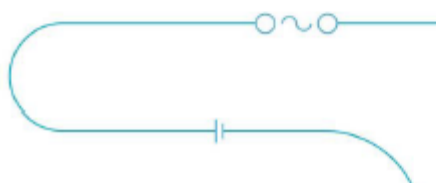
6. Foram identificadas três alternativas de implementação conforme disposto na Tabela 1 a seguir:

Tabela 1. Alternativas viabilidade de Implementação da substituição do ATF-1 e/ou ATF-2.

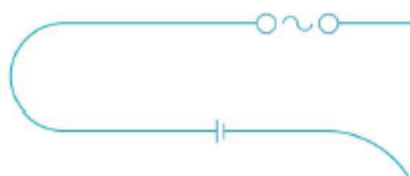
Alternativa	ESCOPO		PROVISÓRIOS	DESLIGAMENTOS (Indisponibilidade N-1)		TRATAMENTO REGULATÓRIO
	ATF1	ATF2		ATF1	ATF2	
	Subst. por 3 + 1R x 75 MVA					
A	<i>Justificativa: Final de Vida Útil e Aumento de Capacidade para Atendimento à Geração</i> Subst. por 3 + 1R x 75 MVA	-	-	≈ 4 meses	-	-
			ATF1 existente			
B	<i>Justificativa: Final de Vida Útil e Aumento de Capacidade para Atendimento à Geração</i> Subst. por 3 + 1R x 75 MVA	-	CT 230 kV: IB 230 kV CT 138 kV: novo IB 138 kV	≈ 2 meses	-	-
		Subst. por 3 + 1R x 75 MVA	ATF2 existente			ATF2 existente
C	<i>Justificativa: Final de Vida Útil e Aumento de Capacidade para Atendimento à Geração</i>	<i>Justificativa: Aumento de Capacidade para Atendimento à Geração</i>	CT 230 kV: IB 230 kV CT 138 kV: novo IB 138 kV	-	≈ 1 mês	a. Indenização; ou b. Reserva Fria

7. Além das considerações de viabilidade apresentadas, torna-se necessária a individualização do Prédio de Comando atualmente de propriedade da Usina Hidrelétrica, sob outorga da CSN Energia.

8. Então, para a implementação de Módulo de Infraestrutura Geral (MIG) na SE UHE Passo Real, destaca-se:



- 8.1. A necessidade requerida em 24/10/2024, quando da assinatura do Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão nº 50000313 com a geradora Companhia Siderúrgica Nacional – CSN (antiga CEEE-G), detentora da Usina Hidrelétrica Passo Real, no qual as partes se comprometeram a apresentar um plano de ação para a segregação dos ativos da infraestrutura compartilhada, de forma a garantir a independência operativa de cada instalação e a liberação física dos espaços na Casa de Força da Usina.
- 8.2. Como a infraestrutura atual é de propriedade da Geradora CSN (antiga CEEE-G), será necessária a construção de um novo Prédio de Comando, bem como a instalação de novos Sistemas de Serviços Auxiliares, Telecomunicações, Aterramento e Proteção contra Descargas Atmosféricas.
- 8.3. Além disso, será necessária a substituição dos Sistemas de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS) dos módulos de manobra dos setores de 230 kV e 138 kV, atualmente instalados na Casa de Força da Usina, uma vez que os sistemas existentes são do tipo cubículo (vagão), fisicamente acoplados aos SPCS da usina e sem viabilidade de remanejamento.
- 8.4. Dessa forma, as novas instalações atenderão exclusivamente à Transmissora, garantindo a segregação elétrica e operacional entre as instalações da usina e da CPFL Transmissão, considerando que o sistema atualmente em operação pertence à Geradora CSN Energia.



9. Por fim, coloco os Especialistas em Regulação, Rodrigo Bastos de Oliveira – rodrigo.oliveira@cpfl.com.br – e Marcos Keizo Morikami – marcos.morikami@cpfl.com.br, à disposição para quaisquer esclarecimentos ou informações complementares.

Cordialmente,



Documento assinado digitalmente
VAGNER RINALDI
Data: 31/10/2025 18:59:08-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Vagner Rinaldi
(por procuração)
Gerente de Regulação da Transmissão
Presidência / CPFL Transmissão

Relação de ANEXOS que acompanham esta Carta:

ANEXO SE UHE Passo Real (CPFL Transmissão): Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações.



CPFL Transmissão S.A.
Rua Dr. João Inácio, 859, Navegantes
CEP 90230-181 • Porto Alegre • RS
www.cpfl.com.br
Página 6 de 6



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 24/09/2025

Revisão:

Página: 1-9

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Atendimento às Regiões de Cruz Alta e de Panambi - RS

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Passo Real

Concessionária Proprietária: CPFL Transmissão

1. Módulos de Manobra

- ☒ CT Quantidade: 2 Tensão Prim/Sec (kV) 230/138¹ Arranjo Prim.: BD5 Sec.: BPT
- ☒ IB Quantidade: 1 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD5
- ☒ IB Quantidade: 1 Tensão (kV): 138 Arranjo: BPT

2. Módulos de Equipamentos

- ☒ Autotransformadores Quantidade: 6+2R Potência (MVA): 75 Tensão Prim./Sec. (kV) 230/138 Fase: 1

OBS.1: A substituição dos ATs deverá ocorrer em duas etapas:

Etapas 1 – Substituição do AT1 de 150 MVA (bancos monofásicos de 3+1R de 50 MVA cada) por novas unidades de 225 MVA (3+1R de 75 MVA). Além disso, favor informar caso seja necessária a substituição dos CTs e dos IBs por superação de capacidade.

Conforme CPST, o AT2 possui capacidade de curta duração de somente 377 A (similar a capacidade de longa duração). Neste caso, solicitamos avaliar a possibilidade de revisão do CPST com indicação da capacidade de curta duração de 451 A adotada pela operação conforme documento do ONS - CD-CT.5.2RS.02 - Módulo 5 - Submódulo 5.11 - CADASTRO DE LIMITES OPERACIONAIS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E TRANSFORMADORES DA ÁREA 230 kV DO RIO GRANDE DO SUL.

Etapas 2 – Substituição do AT2 de 150 MVA (bancos monofásicos de 3+1R de 50 MVA cada) por novas unidades de 225 MVA (3+1R de 75 MVA). Além disso, favor informar caso seja necessária a substituição dos CTs e dos IBs por superação de capacidade.

Obs.: Considerar como encaminhamento de substituição futura do AT2 (além de 2039), dependente de conexão de novos geradores em Passo Real.

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).

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

- ☒ CT Quantidade: 2 Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 230/138 Arranjo Prim.: BD5 Sec.: BPT Ter: 13.8
- ☒ IB Quantidade: 1 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD5
- ☒ IB Quantidade: 1 Tensão (kV): 138 Arranjo: BPT

2. Módulos de Equipamentos

- ☒ Autotransformadores Quantidade: 6+2R Potência (MVA): 230 Tensão Prim./Sec. (kV) 138 Fase: 1

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? ☐ Sim Área Prevista: _____

☒ Não

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).

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? ☐ Sim Equipamentos Necessários: _____

☒ Não _____

Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos bays disponíveis na subestação? ☐ Sim

☐ Não

Caso positivo, caracterizar como é o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.

Há viabilidade para instalação de novas Entradas de Linha em 138 kV. Entretanto, devido a não ser alvo da consulta, não feita verificação da possibilidade de cruzamento de linhas.

Verificamos que há espaço físico para 01 (um) novo módulo de Entrada de Linha em 138 kV. Há, também, um bay vago ao lado da LT 138 kV UHE Jacuí C1. Com a substituição do IB 138 kV com instalação em nova posição, será disponibilizada uma 3ª Entrada de Linha 138 kV.

Na eventualidade de serem instaladas, a Barra Principal de 138 kV precisará ser também reavaliada.

5. Observações

I. Escopo do Empreendimento

- Substituição do atual Autotransformador de Força (ATF1) 230/138 kV (3 + 1R x 50 MVA) por nova unidade de 3 + 1R x 75 MVA;
- Adequação dos Módulos de Conexão de Transformador (CTs) em 230 kV e 138 kV do ATF1 230/138 kV;
- Substituição dos Interligadores de Barras (IBs) 230 kV e 138 kV;
- Substituição do atual Autotransformador de Força (ATF2) 230/138 kV (3 + 1R x 50 MVA) por nova unidade de 3 + 1R x 75 MVA;
- Adequação dos Módulos de Conexão de Transformador (CTs) em 230 kV e 138 kV do ATF2 230/138 kV;
- Solução Provisória – Plano de Contingência;
- Individualização do Sistema de Alimentação de Energia e do Prédio de Comando.

II. Substituição do Autotransformador ATF1 (3 + 1R x 50 MVA) por nova unidade 3 + 1R x 75 MVA

A substituição do ATF1 exigirá adequações nas estruturas civis existentes, uma vez que o local não dispõe de caixa coletora de óleo, paredes corta-fogo nem linha de transferência.

Além disso, será necessária a instalação de novos sistemas associados à operação do transformador, incluindo:

- Sistema de monitoramento;
- Sistema de paralelismo;
- Demais sistemas complementares de controle e proteção.

Durante a substituição do ATF1, em razão das adequações civis necessárias, será indispensável o desligamento do equipamento por aproximadamente quatro meses, período em que a subestação operará apenas com o 2º Autotransformador de Força (ATF2) 230/138 kV.

Para mitigar o impacto decorrente do desligamento prolongado, será necessária autorização para a instalação provisória de um Auto/Transformador 230/138 kV adicional — de propriedade da CPFL-T —, bem como dos equipamentos de manobra, estruturas de suporte, condutores e acessórios associados, prevendo-se sua posterior desativação e retirada ao término da obra.

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

III. Adequação dos Módulos de Conexão de Transformador (CTs) em 230 kV e 138 kV do ATF1 230/138 kV

- **CT 230 kV:** substituição necessária em razão do final de vida útil das chaves seccionadoras. Será também necessária a execução das novas conexões das buchas do novo autotransformador, bem como a substituição do Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS), com sua instalação no novo Prédio de Comando da CPFL-T, em virtude da segregação da infraestrutura atualmente pertencente à CSN Energia e compartilhada entre as empresas;
- **CT 138 kV:** substituição necessária em razão do final de vida útil das chaves seccionadoras e, no caso dos transformadores de corrente (TCs) e da rede aérea, por superação dos equipamentos e condutores. Assim como no CT 230 kV, será necessária a substituição e reinstalação do Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS) no novo Prédio de Comando da CPFL-T, devido à segregação da infraestrutura hoje de propriedade da CSN Energia e compartilhada com a CPFL-T.

IV. Substituição dos Interligadores de Barra (IB) 230 kV e 138 kV

- **IB 230 kV:** substituição necessária em razão do final de vida útil do módulo de interligação de barras em 230 kV, mantendo-se o disjuntor existente, energizado em 2014. Para viabilizar a conexão provisória durante a substituição do ATF-1, será necessária a instalação temporária de três Transformadores de Corrente (TCs), bem como de um sistema provisório de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS).
- **IB 138 kV:** substituição com instalação em nova posição — sendo necessário 1 (um) Módulo de Infraestrutura de Manobra (MIM) 138 kV —, de modo a viabilizar a solução provisória que utilizará o futuro IB 138 kV, durante a execução da obra, como um módulo de conexão de transformador (CT) temporário para a ligação do Autotransformador de Força provisório, destinado a mitigar os impactos do desligamento prolongado do ATF1. Ressalta-se que o módulo atual se encontra em final de vida útil e, no caso dos Transformadores de Corrente (TCs) e da rede aérea, encontra-se superado. Além disso, a instalação do novo IB 138 kV em posição distinta viabilizará futura e eventual implantação de 01 (uma) nova Entrada de Linha (EL) 138 kV.

V. Substituição do atual Autotransformador ATF2 230/138 kV – 3 + 1R x 50 MVA – por nova unidade de 3 + 1R x 75 MVA

A substituição do ATF2 não requer adequações nas estruturas civis existentes, uma vez que a área já dispõe de caixa coletora de óleo, paredes corta-fogo e linha de transferência.

Será, contudo, necessária a instalação de novos sistemas associados à operação do novo transformador, incluindo:

- Sistema de monitoramento;
- Sistema de paralelismo;
- Demais sistemas complementares de controle e proteção.

Em razão do escopo reduzido, a execução da substituição poderá ocorrer em aproximadamente um mês.

Entretanto, cabe destacar que o equipamento atual foi energizado em 2018, possuindo ainda vida útil (VU) residual superior à metade do ciclo regulatório – 35 anos de VU.

Na hipótese da autorização concorrente das substituições dos ATFs 1 e 2, solicita-se que sejam dados os seguintes tratamentos regulatórios para o ATF2 e fase reserva existentes, considerando a sua vida útil remanescente:

- 1ª Opção: desativação do ATF-2 e da fase reserva existentes, com a devida indenização do Valor Base de Remuneração (VBR) remanescente.
- 2ª Opção: estabelecimento de nova Receita Anual Permitida (RAP) com amortização correspondente (UC + CA + COM), mediante o adequado acondicionamento e preservação dos equipamentos — não necessariamente na SE UHE Passo Real —, mantendo-os disponíveis para eventual retorno à operação, caracterizando-os como reserva fria sistêmica.

VI. Adequação dos CTs 230 kV e 138 kV do ATF2

- **CT 230 kV:** não são necessárias adequações além da execução das novas conexões das buchas do autotransformador e da substituição do Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS) para instalação no novo prédio de comando da CPFL-T.
- **CT 138 kV:** será necessária a substituição integral da rede aérea, com instalação de cabos de maior bitola e troca dos TCs, e da substituição do Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS) para instalação no novo prédio de comando da CPFL-T.

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

VII. Solução Provisória – Plano de Contingência

Considerando a viabilidade técnica de substituição de ambos os Autotransformadores de Força e a necessidade de um período prolongado de indisponibilidade do ATF-1, foram definidas três alternativas de implementação, descritos a seguir:

- **Alternativa A**
 - Substituição do ATF-1 com desligamento do equipamento existente por aproximadamente quatro meses, em função das adequações civis necessárias. Durante esse período, a subestação operará apenas com o 2º Autotransformador de Força (ATF-2) 230/138 kV – 3 + 1R x 50 MVA (150 MVA).
 - **Alternativa B**
 - Substituição do ATF-1 com solução provisória utilizando o próprio ATF-1 existente. Com o objetivo de mitigar os impactos operacionais decorrentes da indisponibilidade de cerca de quatro meses do ATF-1 230/138 kV, propõe-se a instalação provisória — seguida de posterior desinstalação — do equipamento atual em nova posição dentro da subestação. O autotransformador será conectado, no lado de 230 kV, ao Interligador de Barras (IB) 230 kV, mediante instalação provisória de três Transformadores de Corrente (TCs) e de um sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS) completo — painel, cabos de controle e acessórios. No lado de 138 kV, a conexão será realizada por meio do novo IB 138 kV. Adicionalmente, serão necessárias estruturas metálicas, um painel de proteção provisório (de propriedade da CPFL-T), além dos condutores e acessórios correspondentes.
 - **Alternativa C**
 - Substituição simultânea dos Autotransformadores de Força ATF-1 e ATF-2, com solução provisória utilizando o ATF-2 existente. Para reduzir o impacto operacional decorrente da indisponibilidade prolongada do ATF-1, propõe-se que a substituição do ATF-2 seja autorizada e executada conjuntamente, aproveitando o equipamento atualmente em operação como unidade provisória. O desligamento estimado do ATF-2 é de aproximadamente um mês, período no qual o equipamento poderá ser reposicionado na subestação e conectado provisoriamente — na alta (230 kV), ao IB 230 kV, e na baixa (138 kV), ao novo IB 138 kV. Durante essa configuração provisória:
 - o setor de 230 kV deverá operar sem interligador de barras, uma vez que o IB 230 kV permanecerá indisponível até a conclusão da substituição do ATF-1;
 - no setor de 138 kV, haverá dois módulos de Interligador de Barras — o existente e o futuro —, sendo o novo IB 138 kV utilizado provisoriamente como módulo de conexão do Autotransformador de Força provisório.
- Assim, a subestação permanecerá operando com duas unidades transformadoras — o novo ATF-2 (3 + 1R x 75 MVA) e o ATF-2 existente (3 x 50 MVA) — energizadas e disponíveis até a conclusão integral da obra

Na Tabela 1, abaixo, apresentamos resumidamente as três alternativas de implementação:

Tabela 1 – Alternativas viabilidade de Implementação da substituição do ATF-1 e/ou ATF-2

ALTERNATIVA	ESCOPO		PROVISÓRIOS	DESLIGAMENTOS (Indisponibilidade n-1)		TRATAMENTO REGULATÓRIO
	ATF1	ATF2		ATF1	ATF2	
	Subst. por 3 + 1R x 75 MVA					
A	Justificativa: Final de Vida Útil e Aumento de Capacidade para Atendimento à Geração	-	-	≈ 4 meses	-	-
	Subst. por 3 + 1R x 75 MVA					
B	Justificativa: Final de Vida Útil e Aumento de Capacidade para Atendimento à Geração	-	ATF1 existente CT 230 kV: IB 230 kV CT 138 kV: novo IB 138 kV	≈ 2 meses	-	-
	Subst. por 3 + 1R x 75 MVA	Subst. por 3 + 1R x 75 MVA				
C	Justificativa: Final de Vida Útil e Aumento de Capacidade para Atendimento à Geração	Justificativa: Aumento de Capacidade para Atendimento à Geração	ATF2 existente CT 230 kV: IB 230 kV CT 138 kV: novo IB 138 kV	-	≈ 1 mês	a. Indenização; ou b. Reserva Fria

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

VIII. Individualização do Sistema de Alimentação de Energia (Serviço Auxiliar) e Implantação do Novo Prédio de Comando

O Prédio de Comando e os Sistemas de Alimentação de Energia e Serviço Auxiliar atualmente em operação pertencem à CSN (antiga CEEE-G), sendo, portanto, compartilhados com a CPFL Transmissão. No Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT) nº 50000313 de uso exclusivo da Geradora CSN (antiga CEEE-G), as PARTES se comprometeram com a apresentação de um plano de ação para segregação dos ativos (listada na Figura 1), de forma a garantir a independência operativa de cada instalação.

	CCT ENCARGOS Nº 50000313 USO EXCLUSIVO	
ANEXO IV. INFRAESTRUTURA COMPARTILHADA ENTRE AS PARTES		
Instalação	Propriedade	Infraestrutura Compartilhada
UHE Passo Real	CEEE-G	Casa de força da usina (espaço físico para
		arcondicionamento de painéis, canalizações, acesso, etc.)
		Fornecimento de serviços auxiliares em CA e CC
		Guarda/Vigilância Armada
O compartilhamento de infraestrutura listado acima deve ser considerado como uma solução temporária. As PARTES se comprometem em até 6 meses após a assinatura deste instrumento em apresentar um plano de ação para estudo da segregação dos ativos, de forma a garantir a independência operativa de cada instalação.		

Figura 1 - CCT Encargos nº 50000313 - ANEXO IV. INFRAESTRUTURA COMPARTILHADA ENTRE AS PARTES

Assim, em consequência do plano de ação definido, a CPFL Transmissão, visando à devida individualização das instalações e o atendimento aos Procedimentos de Rede — este posterior à entrada em operação da Usina Hidrelétrica Passo Real e da Subestação UHE Passo Real — indica a implantação de um novo Prédio de Comando em área do terreno da subestação, bem como a instalação de um novo Sistema de Alimentação de Energia e Serviço Auxiliar, tendo em vista que o suprimento atual é proveniente do sistema da usina, de propriedade da CSN (antiga CEEE-G).

Nesse novo edifício deverão ser instalados novos Sistemas de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS), tendo em vista que os existentes se encontram no prédio da usina, de propriedade da CSN (antiga CEEE-G), e são do tipo vagão, impossibilitando o devido remanejamento.

O novo sistema deverá ser totalmente independente, assegurando a segregação elétrica e operacional entre as instalações da usina e da transmissora.

Dessa forma, para viabilizar as obras de segregação e regularização, destacam-se as seguintes intervenções:

- Sistema de Alimentação de Energia e Serviços Auxiliares: atualmente suprido pela CSN (antiga CEEE-G), deverá ser integralmente implantado de forma independente;
- Sistema de Telecomunicações: deverá ser substituído, com instalação no novo prédio;
- Sistemas de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS): deverá ser substituído, com instalação no novo prédio, considerando que diversos painéis se encontram instalados em coluna única do tipo vagão, sem possibilidade de remanejamento;
- Sistema de aterramento específico do prédio;
- Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA).

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

Tabela 1 – Relação Modular da Solução Proposta para SE UHE Passo Real 230/138 kV

Módulo	Revitalização	Necessidade
TR 230/138 kV PASSO REAL AT1 RS <i>IdoMdl 11297</i>	Substituição do 1º ATF 230/138 kV – 3 x 75 MVA (1Ø), incluindo adequações civis, em substituição ao ATF-1 230/138 kV – 3 + 1R x 50 MVA (1Ø), por final de vida útil	- Instalação de Autotransformador 3 x 75 MVA; - Execução de fundações, incluindo caixa coletora de óleo; - Instalação de parede corta-fogo; - Construção de linha de transferência; - Implementação dos sistemas de paralelismo e de monitoramento.
TR 230/138 kV PASSO REAL ATR2 RS <i>IdoMdl 42251</i>	Substituição do 1º ATF reserva 230/138 kV – 1R x 75 MVA (1Ø), incluindo adequações civis, em substituição ao ATF-1 230/138 kV – 3 + 1R x 50 MVA (1Ø), por final de vida útil	- Autotransformador fase reserva 75 MVA; - Fundações, incluindo caixa coletora; - Parede corta-fogo; - Linha de transferência; - Sistema de paralelismo; - Sistema de monitoramento.
MC 230 kV TR 230/138 kV PASSO REAL AT1 RS <i>IdoMdl 11298</i>	- Adequação do módulo de conexão de transformador (CT) 230 kV para atendimento ao novo ATF (AT1) 230/138 kV – 3 + 1R x 75 MVA, arranjo BD5, incluindo substituição, por final de vida útil, das 3 (três) chaves seccionadoras - Substituição do Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS), incluindo cabos de controle e acessórios	- Substituir chaves seccionadoras; - Painel de SPCS, incluindo cabos de controle e acessórios.
MC 138 kV TR 230/138 kV PASSO REAL AT1 RS <i>IdoMdl 11299</i>	- Recapacitação da rede aérea do CT 138 kV do ATF-1, em função do aumento de capacidade do ATF-1 230/138 kV – 3 x 75 MVA (1Ø) - Adequação do CT 138 kV para atender ao novo ATF (AT1), arranjo BPT, incluindo substituição, por superação, dos 3 (três) TCs e, por final de vida útil, das 3 (três) chaves seccionadoras - Substituição do SPCS, incluindo cabos de controle e acessórios	- Substituir rede aérea; - Substituir transformadores de corrente; - Substituir chaves seccionadoras; - Painel de SPCS, incluindo cabos de controle e acessórios.
TR 230/138 kV PASSO REAL AT2 RS <i>IdoMdl 22102</i>	Substituição do 2º ATF 230/138 kV – 3 x 75 MVA (1Ø), incluindo adequações civis, em substituição ao ATF-2 230/138 kV – 3 + 1R x 50 MVA (1Ø), por final de vida útil	- Autotransformador 3 x 75 MVA; - Sistema de paralelismo; - Sistema de monitoramento.
TR 230/138 kV PASSO REAL ATR1 RS <i>IdoMdl 22172</i>	Substituição do 2º ATF reserva 230/138 kV – 1R x 75 MVA (1Ø), incluindo adequações civis, em substituição ao ATF-2 230/138 kV – 3 + 1R x 50 MVA (1Ø), por final de vida útil	- Autotransformador fase reserva 75 MVA; - Sistema de paralelismo; - Sistema de monitoramento.
MC 230 kV TR 230/138 kV PASSO REAL AT2 RS <i>IdoMdl 22103</i>	- Adequação do módulo de conexão de transformador (CT) 230 kV para atendimento ao novo ATF (AT2) 230/138 kV – 3 + 1R x 75 MVA, arranjo BD5 - Substituição do SPCS, incluindo cabos de controle e acessórios	- Painel de SPCS, incluindo cabos de controle e acessórios.
MC 138 kV TR 230/138 kV PASSO REAL AT2 RS <i>IdoMdl 22104</i>	- Recapacitação da rede aérea do CT 138 kV do ATF-2, em função do aumento de capacidade do ATF-2 230/138 kV – 3 x 75 MVA (1Ø) - Adequação do CT 138 kV para atendimento ao novo ATF (AT2), arranjo BPT, incluindo substituição, por superação, dos 3 (três) TCs - Substituição do SPCS, incluindo cabos de controle e acessórios	- Substituir rede aérea; - Substituir transformadores de corrente; - Painel de SPCS, incluindo cabos de controle e acessórios.
IB 230 kV MG 230 kV PASSO REAL MG1 RS IB1 <i>IdoMdl 41761</i>	Substituição, por final de vida útil, do módulo de interligação de barras (IB) em 230 kV, arranjo BD5, mantendo-se o disjuntor existente	- Substituir rede aérea; - Substituir chaves seccionadoras; - Painel de SPCS, incluindo cabos de controle e acessórios.

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

Tabela 1 – Relação Modular da Solução Proposta para SE UHE Passo Real 230/138 kV

Módulo	Revitalização	Necessidade
IB 138 kV MG 230 kV PASSO REAL MG1 RS IB1 IdoMdl 16560	- Substituição do módulo de interligação de barras (IB) em 138 kV, arranjo BPT, com instalação em nova posição. - Instalação de um Módulo de Infraestrutura de Manobra (MIM) 138 kV.	- Substituir rede aérea; - Substituir transformadores de corrente (TCs); - Substituir disjuntor; - Substituir chaves seccionadoras; - Substituir painel de SPCS, incluindo cabos de controle e acessórios; - Instalar MIM 138 kV.
MG 230 kV PASSO REAL MG1 RS IdoMdl 5944	- Construção de novo Módulo Geral (MG) 230 kV, contemplando novo Prédio de Comando, ampliação da malha de aterramento e do sistema de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA). - Instalação do Sistema de Serviços Auxiliares (SSA), composto por 2 (dois) Transformadores de Serviço Auxiliar (TSA) 13,8/0,22 kV e respectivos módulos de conexão (cubículos e chaves seccionadoras), incluindo cabos de controle, painéis de serviços auxiliares (CA e CC), cabos isolados para conexão aos terciários dos Autotransformadores de Força 230/138/13,8 kV, 2 (dois) bancos de baterias 125 Vcc, 2 (dois) retificadores 125 Vcc e 1 (um) grupo motogerador (GMG). - Instalação do Sistema de Telecomunicações, incluindo 2 (dois) retificadores 48 Vcc, 2 (dois) bancos de baterias 48 Vcc, 1 (um) painel de supervisão e 1 (um) painel de oscilografia. - Reposicionamento do Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS) do diferencial de barras no novo prédio de comando, com substituição dos cabos de controle e acessórios. - Instalação de estruturas, equipamentos (autotransformador e equipamentos de manobra), condutores, conectores e demais acessórios provisórios, destinados a preservar a disponibilidade de 2 (dois) Autotransformadores — o provisório e o ATF2 — durante a execução da obra, com posterior desinstalação após a energização definitiva do novo ATF1.	- Construção de novo prédio de comando; - Ampliação da malha de aterramento; - Ampliação do SPDA; - Instalação de 2 transformadores de serviços auxiliares (TSA); - Instalação de 2 cubículos de terciário para conexão dos TSAs; - Painéis de serviços auxiliares (CA e CC); - Cabos isolados para conexão aos terciários dos TSAs; 12 para-raios 21 kV para os cabos isolados; 12 chaves-faca para conexão dos TSAs; 2 bancos de baterias 125 Vcc; 2 retificadores 125 Vcc; 1 grupo motogerador (GMG); - Sistema de telecomunicações; 2 retificadores 48 Vcc (telecom); 2 bancos de baterias 48 Vcc (telecom); 1 painel de supervisão; 1 painel de oscilografia; - Estruturas e equipamentos provisórios; - Serviços para montagem e desmontagem das instalações provisórias.
EL 230 kV PASSO REAL LT 230 kV PASSO REAL / CRUZ ALTA 2 C-1 RS IdoMdl 4118	Substituição do Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS), incluindo cabos de controle e demais acessórios.	Painel de SPCS, incluindo cabos de controle e acessórios.
EL 230 kV PASSO REAL LT 230 kV PASSO REAL / V. AIRES C-1 RS IdoMdl 4124	Substituição do Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS), incluindo cabos de controle e demais acessórios.	Painel de SPCS, incluindo cabos de controle e acessórios.
EL 230 kV PASSO REAL LT 230 kV PASSO REAL / TAPERA 2 C-1 RS IdoMdl 4121	Substituição do Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS), incluindo cabos de controle e demais acessórios.	Painel de SPCS, incluindo cabos de controle e acessórios.
EL 230 kV PASSO REAL LT 230 kV ITAÚBA / PASSO REAL C-1 RS IdoMdl 4104	Substituição do Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS), incluindo cabos de controle e demais acessórios.	Painel de SPCS, incluindo cabos de controle e acessórios.
EL 138 kV PASSO REAL LT 138 kV JACUÍ / PASSO REAL C-1 RS IdoMdl 4110	Substituição do Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS), incluindo cabos de controle e demais acessórios.	Painel de SPCS, incluindo cabos de controle e acessórios.
EL 138 kV PASSO REAL LT 138 kV JACUÍ / PASSO REAL C-2 RS IdoMdl 4113	Substituição do Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS), incluindo cabos de controle e demais acessórios.	Painel de SPCS, incluindo cabos de controle e acessórios.



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

Data: 29/10/2025

Revisão:

Página: 9- 9

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

24/09/2025

Data da Solicitação

29/10/2025

Data da Entrega do Formulário

Thiago de Faria R. Dourado Martins
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome: João Adenilson Oliveira da Silva
Cargo: Engenheiro Eletricista
CPFL-T/NEIP-LTA

Alexander de Azevedo Bach

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome: Alexander de Azevedo Bach
Cargo: Engenheiro Civil
CPFL-T/NEIP-LTA



RE: [SGPMR] Substituição TRs - CPFL-T

De Marcos Vilas Boas da Silva Filho <marcos.filho@cpfl.com.br>

Data Seg, 2025-10-06 22:02

Para Rodrigo Ribeiro Ferreira <rodrigo.ferreira@epe.gov.br>; Marco Antonio da Cunha Soveral <marco.soveral@epe.gov.br>

Cc Rodrigo Bastos de Oliveira <rodrigo.oliveira@cpfl.com.br>; Vagner Rinaldi <vagner.rinaldi@cpfl.com.br>; Daniel José Tavares de Souza <daniel.souza@epe.gov.br>

Uso Interno CPFL

Prezados, boa noite!

Em atendimento às questões apresentadas, encaminhamos abaixo, em azul, as respostas disponíveis até o momento. Informo que já estamos conduzindo a análise dos novos escopos e, por essa razão, as dúvidas relacionadas à expansão proposta para as SEs Bagé 2 e Uruguaiana 5 ainda não estão plenamente esclarecidas. Quanto à ficha referente à expansão da SE UHE Passo Real, esta será encaminhada até amanhã.

Atenciosamente,

Marcos Vilas Boas da Silva Filho

Gerência de Regulação da Transmissão (NTR)

Presidência / CPFL Transmissão

marcos.filho@cpfl.com.br

www.cpfl.com.br

De: Rodrigo Ribeiro Ferreira <rodrigo.ferreira@epe.gov.br>

Enviado: terça-feira, 23 de setembro de 2025 07:30

Para: Vagner Rinaldi <vagner.rinaldi@cpfl.com.br>

Cc: Marcos Vilas Boas da Silva Filho <marcos.filho@cpfl.com.br>; Rodrigo Bastos de Oliveira <rodrigo.oliveira@cpfl.com.br>; Daniel José Tavares de Souza <daniel.souza@epe.gov.br>; Marco Antonio da Cunha Soveral <marco.soveral@epe.gov.br>

Assunto: [SGPMR] Substituição TRs - CPFL-T

CUIDADO! Este e-mail foi originado de fora da organização. Não clique em links ou abra anexos, a menos que reconheça o remetente e saiba que o conteúdo é seguro.

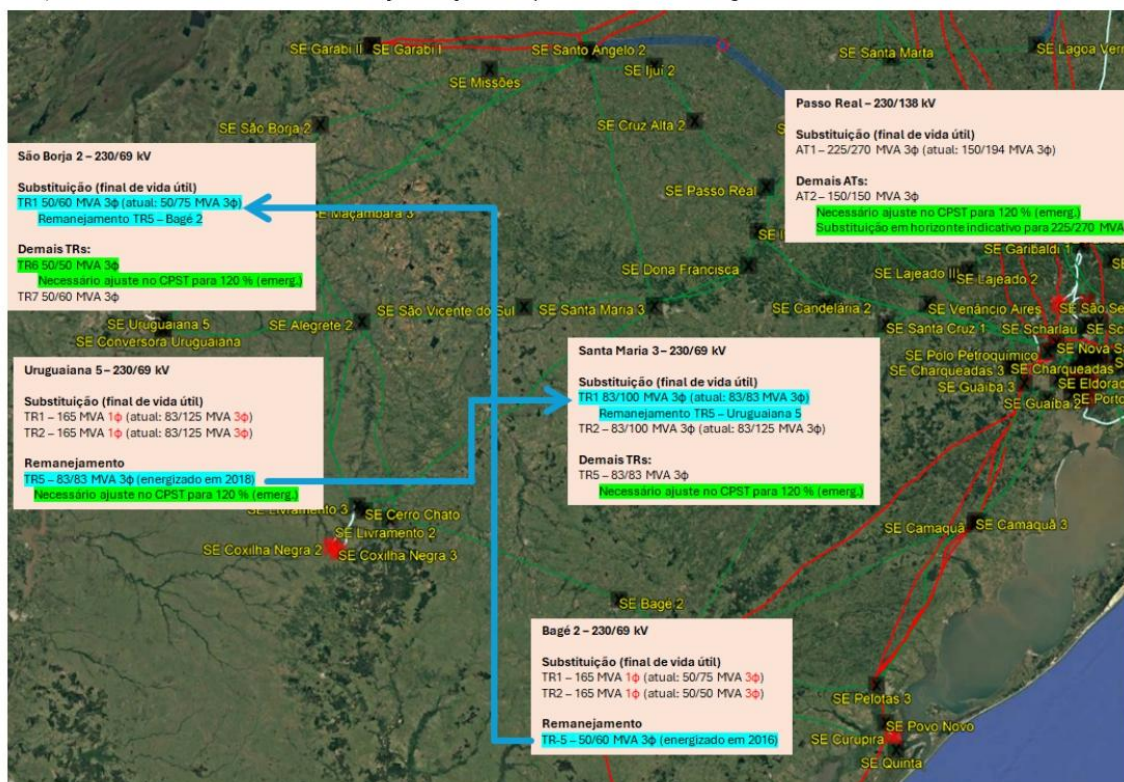
Prezado Vagner,

Segue proposta de substituição dos TRs em final de vida útil após conversa com a CPFL-T, visando longevidade dos novos equipamentos e padronização.

Devido ao grande volume de obras e com intuito de não enviar fichas de consulta de viabilidade com questionamentos incompletos, gostaríamos de, primeiramente, alinhar a viabilidade das obras abaixo e confirmar quais adequações devem ser necessárias.

Assim que convergirmos para uma solução comum, enviaremos as fichas para formalizar a solicitação.

Destacamos de **vermelho** algumas dúvidas para cada item abaixo:



Dúvida 1: No caso de substituição por transformadores de mesma capacidade, também será necessário, por fim de vida útil, substituir os equipamentos terminais (CT e/ou IB)?

Resposta:

- SE Santa Maria 3
 - CT 230 kV: será necessária a indicação;
 - CT 69 kV: será necessária a indicação;
 - IB 230 kV: será necessária a indicação;
 - IB 69 kV: será necessária a indicação;
- SE São Borja 2:
 - CT 230 kV: não será necessária a indicação;
 - CT 69 kV: não será necessária a indicação;
 - IB 230 kV: não será necessária a indicação;
 - IB 69 kV: não será necessária a indicação;

Dúvida 2: No caso de transformadores que não possuem capacidade de curta duração (4h) cadastrada no CPST, a recomendação de aumento de capacidade de curta duração poderia ser realizada diretamente no CPST? Ou haveria necessidade de adequações no equipamento? Em caso de inviabilidade, precisaremos rever o encaminhamento dado ao equipamento.

- SE Santa Maria 3 – TR5 83/83 MVA 3Ø
- SE Uruguaiana 5 – TR5 83/83 MVA 3Ø
- SE São Borja 2 – TR6 50/50 MVA 3Ø
- SE Passo Real – AT2 150/150 MVA 3Ø

Resposta:

Subestação	Equipamento	Limites Operacionais - Cadastro de Informações Operacionais (ONS)	Ajuste Solicitado (EPE)	Aptidão para Ajuste (CPFL Transmissão)
SE Santa Maria 3	TR5 83/83 MVA 3Ø (com vida útil elevada)	Regime: 83 MVA / Longa Duração: 125 MVA (150%) / Curta Duração: N.P.	Ganho mínimo de 120 % na capacidade de curta duração (e se possível os 150 % utilizados pela operação atualmente)	Não Apto (limitação do TR)
SE Uruguaiana 5	TR5 83/83 MVA 3Ø (com vida útil elevada)	Regime: 83 MVA / Longa Duração: 100 MVA (120%) / Curta Duração: 116 MVA (140%)	Ganho mínimo de 120 % na capacidade de curta duração	Apto
SE São Borja 2	TR6 50/50 MVA 3Ø	Regime: 50 MVA / Longa Duração: 75 MVA (149%) / Curta Duração: N.P.	Ganho mínimo de 120 % na capacidade de curta duração (e se possível os 149 % utilizados pela operação atualmente)	Apto
SE Passo Real	AT2 150/150 MVA 3 x 1Ø	Regime: 150 MVA / Longa Duração: 180 MVA (120%) / Curta Duração 210 MVA (140%)	Ganho mínimo de 120 % na capacidade de curta duração	Apto

Para os Transformadores de Força (TR) que estão aptos, já iniciamos as tratativas com ONS para o devido ajuste do CPST.

Dúvida 3: Ao substituir por unidades monofásicas (6+1R de 55 MVA) será necessário substituir os equipamentos terminais (CT e/ou IB) devido à nova capacidade de corrente nominal? Além disso, também será necessário ajustes nos barramentos de 230 e/ou 69 kV? Haverá espaço disponível para um 3º banco monofásico de 165 MVA?

- SE Bagé 2
- SE Uruguiana 5

Resposta:

- **SE Bagé 2:** ainda está em fase de estudo. Assim que estiver concebida a solução, retornarei com as devidas respostas aos questionamentos.
- **SE Uruguiana 5:** ainda está em fase de estudo. Assim que estiver concebida a solução, retornarei com as devidas respostas aos questionamentos.

Dúvida 4: Ao substituir por unidades trifásicas de 225 MVA será necessário substituir os equipamentos terminais (CT e/ou IB) devido à nova capacidade de corrente nominal? Além disso, também será necessário ajustes nos barramentos de 230 e/ou 138 kV? Haverá espaço disponível para um 3º ATF de 225 MVA?

- SE Passo Real

Resposta:

- **SE Passo Real**
 - **CT 138 kV:** Necessária a substituição dos Transformadores de Corrente (TC).
 - **CT 138 kV:** Necessária recapitação da rede aérea.
 - **IB 138 kV:** Necessária a substituição dos Transformadores de Corrente (TC).
 - **IB 138 kV:** Necessária recapitação da rede aérea.

Considerando os dados abaixo (PAR/PEL 2024 – Ciclo 2025 a 2029 e Diagnóstico PDE2034) sugerimos a seguinte substituição/adequação:

- **Santa Maria 3**
 - **TR1 83/83 MVA 3Ø** (recomendada substituição no SGPMR por final de vida útil)
 - Substituição, por final de vida útil - 83/100 MVA 3Ø – pelo TR-5 proveniente da SE Uruguiana 5
 - **TR2 83/125 MVA 3Ø** (recomendada substituição no SGPMR por final de vida útil)
 - Substituição, por final de vida útil - 83/100 MVA 3Ø – novo TR
 - **TR5 83/83 MVA 3Ø**
 - Necessário ajuste no CPST para ganho mínimo de 120 % na capacidade de curta duração (e se possível os 150 % utilizados pela operação atualmente) (Não é possível, pois o Transformador de Força não está apto)
 - Não alterar
- **Uruguiana 5**
 - **TR1 83/125 MVA 3Ø** (recomendada substituição no SGPMR por final de vida útil)
 - Substituição, por final de vida útil - 165/198 MVA 1Ø – novo TR
 - **TR2 83/125 MVA 3Ø** (recomendada substituição no SGPMR por final de vida útil)
 - Substituição, por final de vida útil - 165/198 MVA 1Ø – novo TR
 - **TR6 83/83 MVA 3Ø**
 - Remanejamento para substituição do TR1 na SE Santa Maria 3.
 - Antes do remanejamento, será necessário ajuste no CPST para ganho mínimo de 120 % na capacidade de curta duração.
- **São Borja 2**
 - **TR1 50/60 MVA 3Ø** (recomendada substituição no SGPMR por final de vida útil)
 - Substituição, por final de vida útil - 50/60 MVA 3Ø – pelo TR-5 proveniente da SE Bagé 2
 - **TR6 50/50 MVA 3Ø**
 - Necessário ajuste no CPST para ganho mínimo de 120 % na capacidade de curta duração (e se possível os 149 % utilizados pela operação atualmente)
 - **TR7 50/60 MVA 3Ø**
 - Não alterar.
- **Bagé 2**
 - **TR1 50/60 MVA 3Ø** (recomendada substituição no SGPMR por final de vida útil)
 - Substituição, por final de vida útil - 165/198 MVA 1Ø – novo TR
 - **TR2 50/50 MVA 3Ø** (recomendada substituição no SGPMR por final de vida útil)
 - Substituição, por final de vida útil - 165/198 MVA 1Ø – novo TR
 - **TR5 50/60 MVA 3Ø**
 - Remanejamento para substituição do TR1 na SE São Borja 2.
- **SE Passo Real**
 - **AT1 – 150/194 MVA 3Ø** (recomendada substituição no SGPMR por final de vida útil)
 - Substituição, por final de vida útil - 225/270 MVA 3Ø – novo TR
 - **AT2 – 150/150 MVA 3Ø**
 - Etapa I - Necessário ajuste no CPST para ganho mínimo de 120 % na capacidade de curta duração
 - Etapa II - Recomendação futura (indicativa) de substituição por unidade de 225/270 MVA, em caso de conexão de novos geradores em Passo Real.

Resumos abaixo os carregamentos encontrados no PAR/PEL 2024 – Ciclo 2025 a 2029 e Diagnóstico PDE2034 e apresentamos os carregamentos dos transformadores após substituição indicada acima.

Ficamos à disposição em caso de dúvidas e esclarecimentos.

DADOS ONS

PAR/PEL 2024 - Ciclo 2025 a 2029 - Volume III - Tomo 01 - RS	
Santa Maria 3	
Condições de atendimento à carga	Condições de escoamento de geração

Subestação								Concessionárias Envolvidas		Conf.	2025	2026	2027	2028	2029
SANTA MARIA 3 230/69 kV TR-1 e TR-5 (*) 2 x 83/83 MVA (100%) TR-2 1 x 83/125 MVA (150%) (Região Centro)								RGE CPFL-T	(1)	108%	110%	113%	90%	92%	
Descrição: Percentuais de carregamento na carga máxima noturna de verão, com despacho nulo nas PCHs Salto do Guassupi (12,2 MW), Quebra Dentes (22,4 MW), Cachoeira Cinco Veados (16,2 MW) e Rincão São Miguel (9,8 MW) e na UTE Biotérmica Energia SA (1,0 MW). Em condição normal de operação são esperados carregamentos de 70%, 73%, 74%, 60% e 61%, nos verões 2025, 2026, 2027, 2028 e 2029. A redução de carregamento registrada a partir de 2028 reflete o remanejamento de carga da SE São Gabriel da RGE, atendida pelo setor de 69 kV da SE Santa Maria 3, para o setor de 138 kV desta subestação.															
Solução Conjuntural: Permancem válidas as estratégias operativas detalhadas nos estudos para a elaboração das Diretrizes para Operação Elétrica de Curto Prazo.															
Solução Estrutural: As obras outorgadas ou indicadas no Plano de Outorgas da Transmissão de Energia Elétrica – POTEE não solucionam o problema descrito acima.															
Observação: (*) No âmbito da operação os transformadores TR-1 e TR-5 possuem limite de emergência de longa duração por 4h de 314 A e 313 A (125 MVA ou 150%) (Referência: CD-CT.S.2RS.02-Rev. 229).															

Subestação						Concessionárias Envolvidas		Conf.	2025	2026	2027
SANTA MARIA 3 230/69 kV TR-1 e TR-5 (*) 2 x 83/83 MVA (100%) TR-2 1 x 83/125 MVA (150%) (Região Centro)						RGE CPFL-T	(1)	28%	29%	29%	
Descrição: Percentuais de carregamento na carga mínima diurna de inverno, com despacho pleno Guassupi (12,2 MW), Quebra Dentes (22,4 MW), Cachoeira Cinco Veados (16,2 MW) e na UTE Biotérmica Energia SA (1,0 MW). Em condição normal de operação são esperados carregamentos entre 19% e 23%, nos i 2027, 2028 e 2029.											
Solução Conjuntural: Nada a registrar.											
Solução Estrutural: Nada a registrar.											
Observação: Cenário de inversão de fluxo, com escoamento do setor de baixa para alta tensão do tr (*) No âmbito da operação os transformadores TR-1 e TR-5 possuem limite de emergên por 4h de 314 A e 313 A (125 MVA ou 150%) (Referência: CD-CT.S.2RS.02-Rev. 229).											

Uruguaiana 5

Condições de atendimento à carga									
Subestação		Concessionárias Envolvidas		Conf.	2025	2026	2027	2028	2029
URUGUAIANA 5 230/69 kV TR-1 e TR-2 2 x 83/125 MVA (150%) TR-5 (*) 1 x 83/83 MVA (100%) (Região Oeste)		RGE CPFL-T		(1)	66%	66%	67%	68%	69%
Descrição: Percentuais de carregamento na carga máxima noturna de verão, no período de levante hidráulico. Em condição normal de operação são esperados carregamentos de 43%, 44%, 44%, 45% e 45%, nos verões 2025, 2026, 2027, 2028 e 2029.									
Solução Conjuntural: Nada a registrar.									
Solução Estrutural: Nada a registrar.									
Observação: (*) No âmbito da operação o transformador TR-5 possui limite de emergência de longa duração por 4h de 250 A (100 MVA ou 120%) (Referência: CD-CT.S.2RS.02-Rev. 229).									

Subestação						Concessionárias Envolvidas		Conf.	2025	2026	2027
SÃO BORJA 2 230/69 kV TR-1 1 x 50/75 MVA (150%) TR-6 (*) 1 x 50/50 MVA (100%) TR-7 1 x 50/60 MVA (120%) (Região Oeste)						RGE CPFL-T		(1)	15%	16%	15%
Descrição: Percentuais de carregamento na carga mínima diurna de inverno, com despacho pleno (12,5 MW). Em condição normal de operação são esperados carregamentos em torno de 10%, nos 2027, 2028 e 2029.											
Solução Conjuntural: Nada a registrar.											
Solução Estrutural: Nada a registrar.											
Observação: Cenário de inversão de fluxo, com escoamento do setor de baixa para alta tensão do tr (*) No âmbito da operação o transformador TR-6 possui limite de emergência de long 188 A (75 MVA ou 149%) (Referência: CD-CT.S.2RS.02-Rev. 229).											

São Borja 2

Condições de atendimento à carga									
Subestação		Concessionárias Envolvidas		Conf.	2025	2026	2027	2028	2029
SÃO BORJA 2 230/69 kV TR-1 1 x 50/75 MVA (150%) TR-6 (*) 1 x 50/50 MVA (100%) TR-7 1 x 50/60 MVA (120%) (Região Oeste)		RGE CPFL-T		(1)	56%	56%	57%	57%	58%
Descrição: Percentuais de carregamento na carga máxima noturna de verão, no período de levante hidráulico, com despacho nulo na UTE São Borja (12,5 MW). Em condição normal de operação são esperados carregamentos de 37%, 37%, 38%, 38% e 38%, nos verões 2025, 2026, 2027, 2028 e 2029.									
Solução Conjuntural: Nada a registrar.									
Solução Estrutural: Nada a registrar.									
Observação: (*) No âmbito da operação o transformador TR-6 possui limite de emergência de longa duração por 4h de 188 A (75 MVA ou 149%) (Referência: CD-CT.S.2RS.02-Rev. 229).									

Subestação						Concessionárias Envolvidas		Conf.	2025	2026	2027
SÃO BORJA 2 230/69 kV TR-1 1 x 50/75 MVA (150%) TR-6 (*) 1 x 50/50 MVA (100%) TR-7 1 x 50/60 MVA (120%) (Região Oeste)						RGE CPFL-T		(1)	15%	16%	15%
Descrição: Percentuais de carregamento na carga mínima diurna de inverno, com despacho pleno (12,5 MW). Em condição normal de operação são esperados carregamentos em torno de 10%, nos 2027, 2028 e 2029.											
Solução Conjuntural: Nada a registrar.											
Solução Estrutural: Nada a registrar.											
Observação: Cenário de inversão de fluxo, com escoamento do setor de baixa para alta tensão do tr (*) No âmbito da operação o transformador TR-6 possui limite de emergência de longa 188 A (75 MVA ou 149%) (Referência: CD-CT.S.2RS.02-Rev. 229).											

Bagé 2

Condições de atendimento à carga							
----------------------------------	--	--	--	--	--	--	--

Subestação						Concessionárias Envolvidas		Conf.	2025	2026	2027
------------	--	--	--	--	--	----------------------------	--	-------	------	------	------

Subestação	Concessionárias Envolvidas	Conf.	2025	2026	2027	2028	2029
BAGE 2 230/69 kV TR-1 1 x 50/75 MVA (150%) TR-2 (*) 1 x 50/50 MVA (100%) TR-5 1 x 50/60 MVA (120%) (Região Sul)	CEEE-O EQUATORIAL CPFL-T	(1)	91%	93%	95%	97%	100%
Descrição: Percentuais de carregamento na carga máxima noturna de verão, no período de levante hidráulico. Em condição normal de operação são esperados carregamentos de 59%, 60%, 61%, 63% e 64%, nos verões 2025, 2026, 2027, 2028 e 2029. Solução Conjuntural: Nada a registrar. Solução Estrutural: Nada a registrar. Observação: (*) No âmbito da operação o transformador TR-2 possui limite de emergência de longa duração por 4h de 168 A (75 MVA ou 150%) (Referência: CD-CT.S.2RS.02-Rev. 229).							

N/A

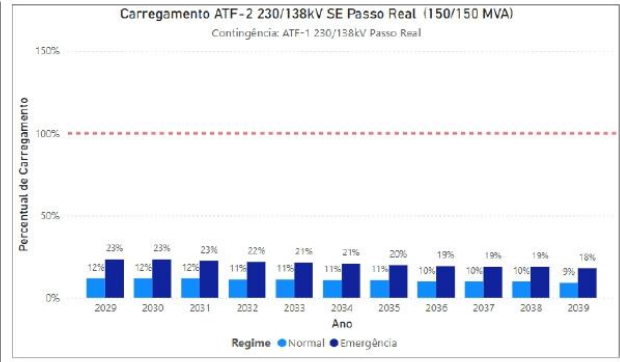
SE Passo Real

Condições de atendimento à carga								Condições de escoamento de geração					
Subestação	Concessionárias Envolvidas	Conf.	2025	2026	2027	2028	2029	Subestação	Concessionárias Envolvidas	Conf.	2025	2026	2027
PASSO REAL 230/138 kV AT-1 1 x 150/194 MVA (130%) AT-2 (*) 1 x 150/150 MVA (100%) (Bancos Monofásicos) (Região Centro)	RGE CPFL-T	(1)	43%	44%	45%	49%	50%	PASSO REAL 230/138 kV AT-1 1 x 150/194 MVA (130%) AT-2 (*) 1 x 150/150 MVA (100%) (Bancos Monofásicos) (Região Centro)	RGE CPFL-T	(1)	113%	113%	113%
Descrição: Percentuais de carregamento na carga máxima noturna de verão, com despacho nulo na UHE Jacuí (180 MW), nas PCHs Ernesto Jorge Dreher (17,9 MW) e Henrique Kotzian (13,0 MW) e na CGH Ivaí (0,7 MW). Em condição normal de operação são esperados carregamentos em torno de 23%, 24%, 24%, 27% e 27%, nos verões 2025, 2026, 2027, 2028 e 2029. Solução Conjuntural: Nada a registrar. Solução Estrutural: Nada a registrar. Observação: (*) No âmbito da operação o transformador AT-2 possui limite de emergência de longa duração por 4h de 451 A (180 MVA ou 120%) (Referência: CD-CT.S.2RS.02-Rev. 229).								Descrição: Percentuais de carregamento na carga mínima diurna de inverno, com despacho 1 (180 MW), nas PCHs Ernesto Jorge Dreher (17,9 MW) e Henrique Kotzian (13,0 MW) e na CGH Ivaí (0,7 MW). Em condição normal de operação são esperados carregamentos entre 61% e 62%, nos verões 2027, 2028 e 2029. Solução Conjuntural: Reduzir geração da UHE Jacuí. Solução Estrutural: As obras outorgadas ou indicadas no Plano de Outorgas da Transmissão de Energia E solucionam o problema descrito acima. Observação: Cenário de inversão de fluxo, com escoamento do setor de baixa para alta tensão do tr (*) No âmbito da operação o transformador AT-2 possui limite de emergência de longa duração por 4h de 451 A (180 MVA ou 120%) (Referência: CD-CT.S.2RS.02-Rev. 229).					

DADOS EPE

Diagnóstico EPE											
SE Santa Maria 3											
Condições de atendimento à carga						Condições de escoamento de geração					
Carregamento TF-1 230/69kV SE Santa Maria 3 (83/83 MVA) Contingência: TF-2 230/69kV Santa Maria 3 Regime: Normal (blue), Emergência (dark blue)						Carregamento TF-1 230/69kV SE Santa Maria 3 (83/83 MVA) Contingência: TF-3 230/69kV Santa Maria 3 Regime: Normal (blue), Emergência (dark blue)					
SE Uruguaiana 5											
Condições de atendimento à carga						Condições de escoamento de geração					

Carregamento TF-3 230/69kV SE Uruguiana 5 (83/83 MVA) Contingência: TF-1 230/69kV Uruguiana 5 <table><tr><th>Ano</th><th>Regime Normal</th><th>Regime Emergência</th></tr><tr><td>2029</td><td>51%</td><td>77%</td></tr><tr><td>2030</td><td>52%</td><td>80%</td></tr><tr><td>2031</td><td>53%</td><td>81%</td></tr><tr><td>2032</td><td>54%</td><td>82%</td></tr><tr><td>2033</td><td>55%</td><td>84%</td></tr><tr><td>2034</td><td>57%</td><td>86%</td></tr><tr><td>2035</td><td>58%</td><td>88%</td></tr><tr><td>2036</td><td>58%</td><td>89%</td></tr><tr><td>2037</td><td>60%</td><td>92%</td></tr><tr><td>2038</td><td>61%</td><td>94%</td></tr><tr><td>2039</td><td>63%</td><td>95%</td></tr></table>		Ano	Regime Normal	Regime Emergência	2029	51%	77%	2030	52%	80%	2031	53%	81%	2032	54%	82%	2033	55%	84%	2034	57%	86%	2035	58%	88%	2036	58%	89%	2037	60%	92%	2038	61%	94%	2039	63%	95%	N/A	
Ano	Regime Normal	Regime Emergência																																					
2029	51%	77%																																					
2030	52%	80%																																					
2031	53%	81%																																					
2032	54%	82%																																					
2033	55%	84%																																					
2034	57%	86%																																					
2035	58%	88%																																					
2036	58%	89%																																					
2037	60%	92%																																					
2038	61%	94%																																					
2039	63%	95%																																					
SE São Borja 2																																							
Condições de atendimento à carga Carregamento TF-3 230/69kV SE São Borja 2 (50/60 MVA) Contingência: TF-1 230/69kV São Borja 2 <table><tr><th>Ano</th><th>Regime Normal</th><th>Regime Emergência</th></tr><tr><td>2029</td><td>40%</td><td>52%</td></tr><tr><td>2030</td><td>42%</td><td>53%</td></tr><tr><td>2031</td><td>42%</td><td>53%</td></tr><tr><td>2032</td><td>42%</td><td>55%</td></tr><tr><td>2033</td><td>44%</td><td>55%</td></tr><tr><td>2034</td><td>44%</td><td>57%</td></tr><tr><td>2035</td><td>46%</td><td>59%</td></tr><tr><td>2036</td><td>46%</td><td>59%</td></tr><tr><td>2037</td><td>48%</td><td>62%</td></tr><tr><td>2038</td><td>48%</td><td>62%</td></tr><tr><td>2039</td><td>49%</td><td>62%</td></tr></table>	Ano	Regime Normal	Regime Emergência	2029	40%	52%	2030	42%	53%	2031	42%	53%	2032	42%	55%	2033	44%	55%	2034	44%	57%	2035	46%	59%	2036	46%	59%	2037	48%	62%	2038	48%	62%	2039	49%	62%	Condições de escoamento de geração		
Ano	Regime Normal	Regime Emergência																																					
2029	40%	52%																																					
2030	42%	53%																																					
2031	42%	53%																																					
2032	42%	55%																																					
2033	44%	55%																																					
2034	44%	57%																																					
2035	46%	59%																																					
2036	46%	59%																																					
2037	48%	62%																																					
2038	48%	62%																																					
2039	49%	62%																																					
SE Bagé 2																																							
Condições de atendimento à carga Carregamento TF-2 230/69kV SE Bagé 2 (50/50 MVA) Contingência: TF-3 230/69kV Bagé 2 <table><tr><th>Ano</th><th>Regime Normal</th><th>Regime Emergência</th></tr><tr><td>2029</td><td>66%</td><td>100%</td></tr><tr><td>2030</td><td>66%</td><td>102%</td></tr><tr><td>2031</td><td>68%</td><td>104%</td></tr><tr><td>2032</td><td>70%</td><td>108%</td></tr><tr><td>2033</td><td>70%</td><td>110%</td></tr><tr><td>2034</td><td>72%</td><td>112%</td></tr><tr><td>2035</td><td>74%</td><td>114%</td></tr><tr><td>2036</td><td>74%</td><td>116%</td></tr><tr><td>2037</td><td>76%</td><td>118%</td></tr><tr><td>2038</td><td>80%</td><td>124%</td></tr><tr><td>2039</td><td>82%</td><td>126%</td></tr></table>	Ano	Regime Normal	Regime Emergência	2029	66%	100%	2030	66%	102%	2031	68%	104%	2032	70%	108%	2033	70%	110%	2034	72%	112%	2035	74%	114%	2036	74%	116%	2037	76%	118%	2038	80%	124%	2039	82%	126%	Condições de escoamento de geração		N/A
Ano	Regime Normal	Regime Emergência																																					
2029	66%	100%																																					
2030	66%	102%																																					
2031	68%	104%																																					
2032	70%	108%																																					
2033	70%	110%																																					
2034	72%	112%																																					
2035	74%	114%																																					
2036	74%	116%																																					
2037	76%	118%																																					
2038	80%	124%																																					
2039	82%	126%																																					
SE Passo Real																																							
Condições de atendimento à carga	Condições de escoamento de geração Carregamento ATF-1 230/138kV SE Passo Real (150/194 MVA) Contingência: ATF-2 230/138kV Passo Real <table><tr><th>Ano</th><th>Regime Normal</th><th>Regime Emergência</th></tr><tr><td>2029</td><td>53%</td><td>76%</td></tr><tr><td>2030</td><td>53%</td><td>76%</td></tr><tr><td>2031</td><td>55%</td><td>80%</td></tr><tr><td>2032</td><td>55%</td><td>82%</td></tr><tr><td>2033</td><td>56%</td><td>83%</td></tr><tr><td>2034</td><td>57%</td><td>84%</td></tr><tr><td>2035</td><td>57%</td><td>84%</td></tr><tr><td>2036</td><td>56%</td><td>83%</td></tr><tr><td>2037</td><td>56%</td><td>83%</td></tr></table>		Ano	Regime Normal	Regime Emergência	2029	53%	76%	2030	53%	76%	2031	55%	80%	2032	55%	82%	2033	56%	83%	2034	57%	84%	2035	57%	84%	2036	56%	83%	2037	56%	83%							
Ano	Regime Normal	Regime Emergência																																					
2029	53%	76%																																					
2030	53%	76%																																					
2031	55%	80%																																					
2032	55%	82%																																					
2033	56%	83%																																					
2034	57%	84%																																					
2035	57%	84%																																					
2036	56%	83%																																					
2037	56%	83%																																					



Atenciosamente,

Rodrigo Ribeiro Ferreira
Analista de Pesquisa Energética – DEE\STE
Praça Pio X, n. 54
Centro – Rio de Janeiro – RJ
CEP: 20091-040 – Tel: 21 3512-3427
e-mail: rodrigo.ferreira@epe.gov.br
"Informação e inteligência pública que geram valor".

[f /epe.brasil](#) [@epe_brasil](#) [@epe_brasil](#) [/EPEBrasil](#) [in](#) Empresa de Pesquisa Energética

Esta mensagem e eventuais anexos podem conter informações privilegiadas, confidenciais e/ou protegidas por sigilo legal e por direitos autorais. A divulgação, distribuição, reprodução ou qualquer forma de utilização do teor deste documento depende de autorização do emissor, sujeitando-se o infrator às sanções legais. O emissor desta mensagem utiliza este recurso no exercício do seu trabalho ou em razão dele, eximindo-se o empregador de qualquer responsabilidade por utilização indevida ou pessoal. Caso esta comunicação tenha sido recebida por engano, por favor avisar imediatamente ao emissor respondendo esta mensagem. Este ambiente está sujeito a monitoração.

This message and any of its attachments may contain information that is privileged, confidential and/or protected by legal secrecy and copyright laws, being the violator subject to legal prosecution. The dissemination, distribution, reproduction or any use of the content of this document may be done upon written authorization of the issuer. The sender uses this electronic mailing system in the course of his/her work or on its account, being the employer exempted from any responsibility for inappropriate or personal use. If this communication has been received in error please immediately notify the sender by replying this message. This environment is subject to monitoring.

"Esta mensagem (incluindo anexos, se houver) pode conter dados e informações confidenciais, e/ou confidenciais para o destinatário e é protegida pelas leis aplicáveis. Caso tenha recebido esta mensagem erroneamente, por favor notifique o remetente e providencie imediata exclusão da original e de qualquer cópia, sendo estritamente proibida qualquer divulgação, cópia ou distribuição desta mensagem."

"This message (including any attachments) may contain confidential information and data, and/or confidential to the recipient, and is protected by applicable laws. If you have received this message in error, please notify the sender and promptly delete the original message and any copy, is strictly prohibited any disclosure, copying or distribution of this message."

14.2 Fichas PET

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUL

Empreendimento:	UF: RS
SE 230/138 kV PASSO REAL (AMPLIAÇÃO/ADEQUAÇÃO)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2028
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 meses

Justificativa:

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

Subst. AT1 230/138 kV, (3+1R) x 75 MVA 1Φ (Atual: 3+1R x 50 MVA)	41.094,04
1x Subst. CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD5	10.080,23
1x Subst. CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	7.170,91
1x Subst. IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	5.829,02
1x Subst. IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD5	7.966,10
MIM - 138 kV	1.591,99

Total de Investimentos Previstos: **132.077,47**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-RE-043-2025-rev0 - Região de Cruz Alta e Panambi - RS

Sistema Interligado da Região SUL

Empreendimento: SE 230/69 kV PANAMBI 3 (NOVA)	UF: RS
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2030
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Nova fonte para atendimento à Região Centro-norte do Rio Grande do Sul.

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

1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 83 MVA 3Φ	31.949,70
2 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	19.790,84
2 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	7.273,92
1 IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	7.814,26
1 IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT	2.901,08
MIG (Terreno Rural)	15.122,79
MIM - 230 kV	3.541,63
MIM - 69 kV	1.026,32

Total de Investimentos Previstos: **89.420,54**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [3] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [4] EPE-DEE-RE-043-2025-rev0 - Região de Cruz Alta e Panambi - RS

Sistema Interligado da Região SUL

Empreendimento:	UF: RS
LT 230 kV SANTO ÂNGELO - PANAMBI 3, C1 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2030
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Interligação da nova SE 230/69 kV Panambi 3 ao SIN.

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

Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 84 km	92.090,04
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Santo Ângelo	10.949,10
MIM - 230 kV // Santo Ângelo	1.180,54
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Panambi 3	10.949,10
MIM - 230 kV // Panambi 3	1.180,54

Total de Investimentos Previstos: 116.349,32

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-RE-043-2025-rev0 - Região de Cruz Alta e Panambi - RS

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUL

Empreendimento:	UF: RS
LT 230 kV PANAMBI 3 - TAPER 2, C1 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2030
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Interligação da nova SE 230/69 kV Panambi 3 ao SIN.

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

Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 77 km	84.415,87
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Panambi 3	10.949,10
MIM - 230 kV // Panambi 3	1.180,54
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Taper 2	10.949,10
MIM - 230 kV // Taper 2	1.180,54

Total de Investimentos Previstos: 108.675,15

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-RE-043-2025-rev0 - Região de Cruz Alta e Panambi - RS

Sistema Interligado da Região SUL

Empreendimento:	UF: RS
SE 230/69 kV TAPERA 2 (AMPLIAÇÃO/ADEQUAÇÃO)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2032
4º TR 230/69 kV - 83 MVA	PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 meses

Justificativa:

Eliminar sobrecargas previstas nos TRs 230/69 kV – 3x83 MVA da SE Tapera 2

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

4º TF 230/69 kV, 1 x 83 MVA 3Φ	13.646,13
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	10.080,23
MIM - 230 kV	1.244,41
1 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	3.725,47
MIM - 69 kV	358,34

Total de Investimentos Previstos: 29.054,58

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-RE-043-2025-rev0 - Região de Cruz Alta e Panambi - RS

Sistema Interligado da Região SUL

Empreendimento:	UF: RS
LT 69 kV CRUZ ALTA 1 - PANAMBI 1, C1 (RECAPACITAÇÃO)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2028
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 meses

Justificativa:

Eliminar sobrecarga existente na LT 69 kV Cruz Alta 1 – Panambi 1 e melhoria do perfil de tensão na SE Panambi 1

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

Circuito Simples 69 kV, 1 x ACCC Liverpool (Ø 11,96 mm), 40 km	32.320,50
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BS (HGIS)	3.479,24

Total de Investimentos Previstos: 35.799,74

Situação atual:

Observações:

Recapacitação.

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-RE-043-2025-rev0 - Região de Cruz Alta e Panambi - RS

Sistema Interligado da Região SUL

Empreendimento:	UF: RS
SE 69/13,8 kV PANAMBI 1 (AMPLIAÇÃO/ADEQUAÇÃO)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2028
SUBST. TR1 POR MAIOR CAPACIDADE – 42 MVA	PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 meses

Justificativa:

Eliminar sobrecargas previstas no TR2 (138/23 kV – 25 MVA) e no TR3 (69/23 kV – 25 MVA)

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

Subst. TR1 69/13,8 kV, 1 x 42 MVA 3Φ (atual 25 MVA)	8.762,64
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BS 3 chaves	3.474,02
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS 3 chaves	2.879,71
MIM - 69 kV	716,68
MIM - 13,8 kV	716,68
Adequações no módulo geral 69 kV	
Adequações no módulo geral 13,8 kV	

Total de Investimentos Previstos: 16.549,73

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-RE-043-2025-rev0 - Região de Cruz Alta e Panambi - RS

Sistema Interligado da Região SUL

Empreendimento:

UF: **RS**

SE 138/69/23 kV CRUZ ALTA 1 (AMPLIAÇÃO/ADEQUAÇÃO)

DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**

SUBST. TR2 E TR3

PRAZO DE EXECUÇÃO: **36 meses**

Justificativa:

Eliminar sobrecargas previstas no TR2 (138/23 kV – 25 MVA) e no TR3 (69/23 kV – 25 MVA)

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

Subst. 1° TF 138/23 kV, 1 x 42 MVA 3Φ (Atual 1 x 25 MVA)	9.021,07
Subst 1° TF 69/23 kV, 1 x 42 MVA 3Φ (Atual 1 x 25 MVA)	7.092,09
2 CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	5.676,16
Adequações no módulo geral 138 kV	

Total de Investimentos Previstos:

21.789,32

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [3] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [4] EPE-DEE-RE-043-2025-rev0 - Região de Cruz Alta e Panambi - RS

Sistema Interligado da Região SUL

Empreendimento:	UF: RS
SE 138/23 kV CACHOEIRINHA 1 (AMPLIAÇÃO/ADEQUAÇÃO)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2028
SUBST. TR4 POR MAIOR CAPACIDADE – 42 MVA	PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 meses

Justificativa:

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

Subst. TR4 138/23 kV, 1 x 42 MVA 3Φ (Atual: 15 MVA)	8.458,42
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BS (Adequação)	6.914,46
CT (Conexão de Transformador) 23 kV, Arranjo BPT (Adequação)	3.069,52
Adequações no módulo geral 23 kV	

Total de Investimentos Previstos: **18.442,40**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-RE-043-2025-rev0 - Região de Cruz Alta e Panambi - RS

Sistema Interligado da Região SUL

Empreendimento:	UF: RS
SE 69/23 kV IJUÍ 1 (AMPLIAÇÃO/ADEQUAÇÃO)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2035
SUBST. TR1	PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 meses

Justificativa:

Eliminar sobrecarga prevista no TR1 existente (25 MVA).

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

Subst. 1° TF 69/23 kV, 1 x 37,5 MVA 3Φ (Atual TR1 1 x 25 MVA)	6.769,22
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BS a 3 chaves	3.215,94
Adequação - CT (Conexão de Transformador) 23 kV, Arranjo BS a 3 chaves	2.662,58
MIM - 69 kV	663,44
Lógica de Transferência Automática de Carga	0,00

Total de Investimentos Previstos: 13.311,18

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-RE-043-2025-rev0 - Região de Cruz Alta e Panambi - RS

14.3 Fichas PELP

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUL

Empreendimento:	UF: SC
LT 230 kV CAMPOS NOVOS - LAGOA VERMELHA 2, C1 (NOVA)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2036
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Eliminar restrições de tensão no sistema 230 kV diante de contingências simples

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

Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 72 km	78.934,32
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Campos Novos	10.949,10
MIM - 230 kV // Campos Novos	1.180,54
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Lagoa Vermelha 2	10.949,10
MIM - 230 kV // Lagoa Vermelha 2	1.180,54

Total de Investimentos Previstos: 103.193,60

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-RE-043-2025-rev0 - Região de Cruz Alta e Panambi - RS

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUL

Empreendimento:	UF: RS
SE 230/138 kV PASSO REAL (AMPLIAÇÃO/ADEQUAÇÃO)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2039
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 meses

Justificativa:

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

Subst. AT2 230/138 kV, (3+1R) x 75 MVA 1Φ (Atual: 3+1R x 50 MVA)	41.094,04
1x Subst. CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD5	10.080,23
1x Subst. CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	7.170,91

Total de Investimentos Previstos: 58.345,18

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-RE-043-2025-rev0 - Região de Cruz Alta e Panambi - RS

14.4 Plano de Obras e Estimativa de Investimentos

Tabela 14-1 - Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa A – Fronteiras existentes + Novo corredor 230 kV

Descrição	Terminal	Ano	Qlde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual
						911.466,71	596.307,27	80.963,25
								260.210,31
SE 138/69/23 kV CRUZ ALTA 1 (Ampliação/Adequação)						21.789,32	17.297,06	1.935,49
Subst. 1° TF 138/23 kV, 1 x 42 MVA 3Φ (Atual 1 x 25 MVA)		2028	1,0	1,0	9021,07	9.021,07	7.161,22	801,32
Subst 1° TF 69/23 kV, 1 x 42 MVA 3Φ (Atual 1 x 25 MVA)		2028	1,0	1,0	7092,09	7.092,09	5.629,93	629,97
CT (Conexão de Transformador) 23 kV, Arranjo BPT		2028	2,0	1,0	2838,08	5.676,16	4.505,92	504,20
Adequações no módulo geral 138 kV		2028	1,0	1,0				2.500,31
SE 69/23 kV IJUÍ 1 (Ampliação/Adequação)						13.311,18	6.165,65	1.182,40
Subst. 1° TF 69/23 kV, 1 x 37,5 MVA 3Φ (Atual TR1 1 x 25 MVA)		2035	1,0	1,0	6769,22	6.769,22	3.135,46	601,29
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BS a 3 chaves		2035	1,0	1,0	3215,94	3.215,94	1.489,60	285,66
Adequação CT (Conexão de Transformador) 23 kV, Arranjo BS a 3 che		2035	1,0	1,0	2662,58	2.662,58	1.233,29	236,51
MIM - 69 kV		2035	1,0	1,0	663,44	663,44	307,30	58,93
Lógica de Transferência Automática de Carga		2035	1,0	1,0				48,68
LT 69 kV TAPERA 2 - IBIRUBÁ 2, C2 (Nova)						21.486,28	11.608,37	1.908,57
Circuito Simples 69 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 20 km		2033	20,0	1,0	637,49	12.749,80	6.888,32	1.132,53
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	TAPERA 2	2033	1,0	1,0	4009,90	4.009,90	2.166,42	356,19
MIM - 69 kV	TAPERA 2	2033	1,0	1,0	358,34	358,34	193,60	31,83
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	IBIRUBÁ 2	2033	1,0	1,0	4009,90	4.009,90	2.166,42	356,19
MIM - 69 kV	IBIRUBÁ 2	2033	1,0	1,0	358,34	358,34	193,60	31,83
SE 230/69 kV TAPERA 2 (Ampliação/Adequação)						29.054,58	16.953,07	2.580,84
4° TF 230/69 kV, 1 x 83 MVA 3Φ		2032	1,0	1,0	13646,13	13.646,13	7.962,39	1.212,15
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	10080,23	10.080,23	5.881,72	895,40
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	1244,41	1.244,41	726,10	110,54
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2032	1,0	1,0	3725,47	3.725,47	2.173,78	330,92
MIM - 69 kV		2032	1,0	1,0	358,34	358,34	209,09	31,83
SE 138 kV ENTRE RIOS DO SUL 2 SE seccionadora 138 kV (Nova)						19.192,70	13.062,23	1.704,84
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			3,0					
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2030	1,0	1,0	5829,02	5.829,02	3.967,13	517,78
MIG (Terreno Rural)		2030	1,0	1,0	12567,68	12.567,68	8.553,35	1.116,35
MIM - 138 kV		2030	1,0	1,0	796,00	796,00	541,74	70,71
SECC LT 138 kV UHE PASSO FUNDO - ERECHIM 1, C1, NA SE ENTRE RIOS DO SUL 2 (Nova)						17.627,66	11.997,09	1.565,82
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 1 km		2030	1,0	1,0	1086,19	1.086,19	739,24	96,48
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2030	2,0	1,0	7474,74	14.949,48	10.174,36	1.327,92
MIM - 138 kV		2030	1,0	1,0	1591,99	1.591,99	1.083,48	141,41
LT 138 kV ENTRE RIOS DO SUL 2 - SARANDI 2, C1 (Nova)						64.161,80	43.667,44	5.699,33
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 66 km		2030	66,0	1,0	721,52	47.620,32	32.409,59	4.229,99
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	ENTRE RIOS DO SUL 2	2030	1,0	1,0	7474,74	7.474,74	5.087,18	663,96
MIM - 138 kV	ENTRE RIOS DO SUL 2	2030	1,0	1,0	796,00	796,00	541,74	70,71
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	SARANDI 2	2030	1,0	1,0	7474,74	7.474,74	5.087,18	663,96
MIM - 138 kV	SARANDI 2	2030	1,0	1,0	796,00	796,00	541,74	70,71
SE 69/13,8 kV CARAZINHO 1 (Ampliação/Adequação)						4.429,84	3.516,55	393,49
1° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ		2028	1,0	1,0	1550,13	1.550,13	1.230,54	137,69
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 13,8 kV, Arranjo BS		2028	1,0	1,0	2879,71	2.879,71	2.286,01	255,80
SE 69/13,8 kV TIO HUGO (Ampliação/Adequação)						4.358,60	3.460,00	387,16
1° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 4,8 Mvar 3Φ		2028	1,0	1,0	1478,89	1.478,89	1.173,99	131,37
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 13,8 kV, Arranjo BS		2028	1,0	1,0	2879,71	2.879,71	2.286,01	255,80
LT 69 kV CRUZ ALTA 1 - PANAMBI, C1 (Ampliação/Adequação)						35.799,74	28.418,99	3.180,00
Circuito Simples 69 kV, 1 x ACCC Liverpool (Ø 11,96 mm), 40 km		2028	40,0	0,9	897,79	32.320,50	25.657,06	2.870,95
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BS (HGIS)	PANAMBI	2028	1,0	1,0	3479,24	3.479,24	2.761,93	309,05
LT 230 kV CAMPOS NOVOS - LAGOA VERMELHA 2, C1 (Nova)						103.193,60	44.257,97	9.166,42
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	CAMPOS NOVOS	2036	1,0	1,0	10949,10	10.949,10	4.695,88	972,58
MIM - 230 kV	CAMPOS NOVOS	2036	1,0	1,0	1180,54	1.180,54	506,31	104,86
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	LAGOA VERMELHA 2	2036	1,0	1,0	10949,10	10.949,10	4.695,88	972,58
MIM - 230 kV	LAGOA VERMELHA 2	2036	1,0	1,0	1180,54	1.180,54	506,31	104,86
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 72 km		2036	72,0	1,0	1096,31	78.934,32	33.853,58	7.011,53
LT 230 kV SANTO ÂNGELO - IJUÍ 2, C1 (Nova)						74.817,28	50.919,38	6.645,83
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 46 km		2030	46,0	1,0	1096,31	50.430,26	34.321,99	4.479,59
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	SANTO ÂNGELO	2030	1,0	1,0	10949,10	10.949,10	7.451,77	972,58
MIM - 230 kV	SANTO ÂNGELO	2030	1,0	1,0	1244,41	1.244,41	846,92	110,54
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	IJUÍ 2	2030	1,0	1,0	10949,10	10.949,10	7.451,77	972,58
MIM - 230 kV	IJUÍ 2	2030	1,0	1,0	1244,41	1.244,41	846,92	110,54
LT 230 kV IJUÍ 2 - TAPERA 2, C1 (Nova)						143.884,81	97.925,58	12.780,92
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 109 km		2030	109,0	1,0	1096,31	119.497,79	81.328,19	10.614,68
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	IJUÍ 2	2030	1,0	1,0	10949,10	10.949,10	7.451,77	972,58
MIM - 230 kV	IJUÍ 2	2030	1,0	1,0	1244,41	1.244,41	846,92	110,54
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	TAPERA 2	2030	1,0	1,0	10949,10	10.949,10	7.451,77	972,58
MIM - 230 kV	TAPERA 2	2030	1,0	1,0	1244,41	1.244,41	846,92	110,54

LT 69 kV CRUZ ALTA 1 - PANAMBI 1, C2 (Nova)					45.366,84	36.013,66	4.029,82	19.983,80	
Circuito Simples 69 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 40 km		2028	40,0	1,0	637,49	25.499,60	20.242,40	2.265,06	11.232,41
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BS	CRUZ ALTA 1	2028	1,0	1,0	3758,44	3.758,44	2.983,57	333,85	1.655,57
MIM - 69 kV	CRUZ ALTA 1	2028	1,0	1,0	358,34	358,34	284,46	31,83	157,85
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BS	PANAMBI 1	2028	2,0	2,0	3758,45	15.033,78	11.934,30	1.335,41	6.622,28
MIM - 69 kV	PANAMBI 1	2028	1,0	1,0	716,68	716,68	568,92	63,66	315,69
LT 69 kV IJUÍ 2 - PANAMBI 2, C2 (Nova)					38.738,89	30.752,18	3.441,08	17.064,23	
Circuito Simples 69 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 41 km		2028	41,0	1,0	637,49	26.137,09	20.748,46	2.321,69	11.513,22
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	IJUÍ 2	2028	1,0	1,0	4009,90	4.009,90	3.183,19	356,19	1.766,34
MIM - 69 kV	IJUÍ 2	2028	1,0	1,0	358,34	358,34	284,46	31,83	157,85
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BS	PANAMBI 2	2028	2,0	1,0	3758,44	7.516,88	5.967,14	667,71	3.311,14
MIM - 69 kV	PANAMBI 2	2028	1,0	1,0	716,68	716,68	568,92	63,66	315,69
SE 69/13,8 kV PANAMBI 4 (Nova)					48.793,37	33.207,95	4.334,19	15.357,63	
1° e 2° TF 69/13,8 kV, 2 x 15 MVA 3Φ		2030	2,0	1,0	4381,32	8.762,64	5.963,71	778,36	2.758,03
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2030	2,0	1,0	3725,47	7.450,94	5.070,98	661,85	2.345,17
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2030	2,0	1,0	3069,52	6.139,04	4.178,13	545,32	1.932,25
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2030	1,0	1,0	2971,93	2.971,93	2.022,65	263,99	935,41
IB (Interligação de Barras) 13,8 kV, Arranjo BPT		2030	1,0	1,0	2430,89	2.430,89	1.654,42	215,93	765,12
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BS			2,0						
EL (Entrada de Linha) 13,8 kV, Arranjo BPT			6,0						
MIG (Terreno Rural)		2030	1,0	1,0	16737,85	16.737,85	11.391,50	1.486,78	5.268,21
MIM - 69 kV		2030	1,0	1,0	2150,04	2.150,04	1.463,28	190,98	676,72
MIM - 13,8 kV		2030	1,0	1,0	2150,04	2.150,04	1.463,28	190,98	676,72
LT 69 kV IJUÍ 2 - PANAMBI 4, C1 (Nova)					58.390,62	39.739,67	5.186,69	18.378,35	
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 42 km		2030	42,0	1,0	974,23	40.917,66	27.847,87	3.634,61	12.878,76
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	IJUÍ 2	2030	2,0	1,0	4009,90	8.019,80	5.458,14	712,38	2.524,22
MIM - 69 kV	IJUÍ 2	2030	1,0	1,0	716,68	716,68	487,76	63,66	225,57
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	PANAMBI 4	2030	2,0	1,0	4009,90	8.019,80	5.458,14	712,38	2.524,22
MIM - 69 kV	PANAMBI 4	2030	1,0	1,0	716,68	716,68	487,76	63,66	225,57
SE 138/23 kV CACHOEIRINHA 1 (Ampliação/Adequação)					18.442,40	15.811,39	1.638,19	9.424,21	
Subst. TR4 138/23 kV, 1 x 42 MVA 3Φ (Atual: 15 MVA)		2027	1,0	1,0	8458,42	8.458,42	7.251,73	751,34	4.322,32
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BS (Adequação)		2027	1,0	1,0	6914,46	6.914,46	5.928,03	614,19	3.533,34
CT (Conexão de Transformador) 23 kV, Arranjo BPT (Adequação)		2027	1,0	1,0	3069,52	3.069,52	2.631,62	272,66	1.568,55
Adequações no módulo geral 23 kV		2027	1,0	1,0					
SE 69/13,8 kV PANAMBI 1 (Ampliação/Adequação)					16.549,73	13.137,71	1.470,07	7.290,05	
Subst. TR1 69/13,8 kV, 1 x 42 MVA 3Φ (atual 25 MVA)		2028	2,0	1,0	4381,32	8.762,64	6.956,07	778,36	3.859,89
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BS 3 chaves		2028	1,0	1,0	3474,02	3.474,02	2.757,79	308,59	1.530,28
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS 3 chaves		2028	1,0	1,0	2879,71	2.879,71	2.286,01	255,80	1.268,49
MIM - 69 kV		2028	1,0	1,0	716,68	716,68	568,92	63,66	315,69
MIM - 13,8 kV		2028	1,0	1,0	716,68	716,68	568,92	63,66	315,69
Adequações no módulo geral 69 kV		2028	1,0	1,0					
Adequações no módulo geral 13,8 kV		2028	1,0	1,0					
SE 230/138 kV PASSO REAL (Ampliação/Adequação)					132.077,47	78.395,33	11.732,10	28.808,46	
Subst. AT1 230/138 kV, (3+1R) x 75 MVA 1Φ (Atual: 3+1R x 50 MVA)		2028	4,0	1,0	10273,51	41.094,04	32.621,77	3.650,28	18.101,66
Subst. AT2 230/138 kV, (3+1R) x 75 MVA 1Φ (Atual: 3+1R x 50 MVA)		2039	4,0	1,0	10273,51	41.094,04	13.990,92	3.650,28	-2.584,98
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	1591,99	1.591,99	1.263,77	141,41	701,26
Subst. CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD5		2028	1,0	1,0	10080,23	10.080,23	8.002,01	895,40	4.440,28
Subst. CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD5		2039	1,0	1,0	10080,23	10.080,23	3.431,93	895,40	-634,09
Subst. CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2039	1,0	1,0	7170,91	7.170,91	2.441,42	636,97	-451,08
Subst. CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	7170,91	7.170,91	5.692,50	636,97	3.158,74
Subst. IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	5829,02	5.829,02	4.627,26	517,78	2.567,65
Subst. IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD5		2028	1,0	1,0	7966,10	7.966,10	6.323,75	707,61	3.509,02

Tabela 14-2 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa B – Nova SE Panambi 3 (seccionamento nova LT 230 kV Ijuí 2 - Tapera 2)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						962.913,78	622.284,78	85.533,16	266.369,56
SE 138/69/23 kV CRUZ ALTA 1 (Ampliação/Adequação)						21.789,32	17.297,06	1.935,49	9.598,06
Subst. 1° TF 138/23 kV, 1 x 42 MVA 3Φ (Atual 1 x 25 MVA)		2028	1,0	1,0	9021,07	9.021,07	7.161,22	801,32	3.973,72
Subst 1° TF 69/23 kV, 1 x 42 MVA 3Φ (Atual 1 x 25 MVA)		2028	1,0	1,0	7092,09	7.092,09	5.629,93	629,97	3.124,02
CT (Conexão de Transformador) 23 kV, Arranjo BPT		2028	2,0	1,0	2838,08	5.676,16	4.505,92	504,20	2.500,31
Adequações no módulo geral 138 kV		2028	1,0	1,0					
SE 69/23 kV IJUÍ 1 (Ampliação/Adequação)						13.311,18	6.165,65	1.182,40	976,66
Subst. 1° TF 69/23 kV, 1 x 37,5 MVA 3Φ (Atual TR1 1 x 25 MVA)		2035	1,0	1,0	6769,22	6.769,22	3.135,46	601,29	496,67
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BS a 3 chaves		2035	1,0	1,0	3215,94	3.215,94	1.489,60	285,66	235,96
Adequação CT (Conexão de Transformador) 23 kV, Arranjo BS a 3 chaves		2035	1,0	1,0	2662,58	2.662,58	1.233,29	236,51	195,36
MIM - 69 kV		2035	1,0	1,0	663,44	663,44	307,30	58,93	48,68
Lógica de Transferência Automática de Carga		2035	1,0	1,0					
LT 69 kV TAPERA 2 - IBIRUBÁ 2, C2 (Nova)						21.486,28	11.608,37	1.908,57	3.415,27
Circuito Simples 69 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 20 km		2033	20,0	1,0	637,49	12.749,80	6.888,32	1.132,53	2.026,60
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	TAPERA 2	2033	1,0	1,0	4009,90	4.009,90	2.166,42	356,19	637,38
MIM - 69 kV	TAPERA 2	2033	1,0	1,0	358,34	358,34	193,60	31,83	56,96
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	IBIRUBÁ 2	2033	1,0	1,0	4009,90	4.009,90	2.166,42	356,19	637,38
MIM - 69 kV	IBIRUBÁ 2	2033	1,0	1,0	358,34	358,34	193,60	31,83	56,96
SE 230/69 kV TAPERA 2 (Ampliação/Adequação)						29.054,58	16.953,07	2.580,84	6.012,61
4° TF 230/69 kV, 1 x 83 MVA 3Φ		2032	1,0	1,0	13646,13	13.646,13	7.962,39	1.212,15	2.823,96
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	10080,23	10.080,23	5.881,72	895,40	2.086,02
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	1244,41	1.244,41	726,10	110,54	257,52
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2032	1,0	1,0	3725,47	3.725,47	2.173,78	330,92	770,96
MIM - 69 kV		2032	1,0	1,0	358,34	358,34	209,09	31,83	74,16
SE 138 kV ENTRE RIOS DO SUL 2 SE seccionadora 138 kV (Nova)						19.192,70	13.062,23	1.704,84	6.040,87
<i>EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT</i>									
			3,0						
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2030	1,0	1,0	5829,02	5.829,02	3.967,13	517,78	1.834,67
MIG (Terreno Rural)		2030	1,0	1,0	12567,68	12.567,68	8.553,35	1.116,35	3.955,66
MIM - 138 kV		2030	1,0	1,0	796,00	796,00	541,74	70,71	250,54
SECC LT 138 kV UHE PASSO FUNDO - ERECHIM 1, C1, NA SE ENTRE RIOS DO SUL 2 (Nova)						17.627,66	11.997,09	1.565,82	5.548,28
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 1 km		2030	1,0	1,0	1086,19	1.086,19	739,24	96,48	341,88
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2030	2,0	1,0	7474,74	14.949,48	10.174,36	1.327,92	4.705,32
MIM - 138 kV		2030	1,0	1,0	1591,99	1.591,99	1.083,48	141,41	501,08
LT 138 kV ENTRE RIOS DO SUL 2 - SARANDI 2, C1 (Nova)						64.161,80	43.667,44	5.699,33	20.194,82
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 66 km		2030	66,0	1,0	721,52	47.620,32	32.409,59	4.229,99	14.988,41
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	ENTRE RIOS DO SUL 2	2030	1,0	1,0	7474,74	7.474,74	5.087,18	663,96	2.352,66
MIM - 138 kV	ENTRE RIOS DO SUL 2	2030	1,0	1,0	796,00	796,00	541,74	70,71	250,54
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	SARANDI 2	2030	1,0	1,0	7474,74	7.474,74	5.087,18	663,96	2.352,66
MIM - 138 kV	SARANDI 2	2030	1,0	1,0	796,00	796,00	541,74	70,71	250,54
SE 69/13,8 kV CARAZINHO 1 (Ampliação/Adequação)						4.429,84	3.516,55	393,49	1.951,32
1° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ		2028	1,0	1,0	1550,13	1.550,13	1.230,54	137,69	682,82
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 13,8 kV, Arranjo BS		2028	1,0	1,0	2879,71	2.879,71	2.286,01	255,80	1.268,49
SE 69/13,8 kV TIO HUGO (Ampliação/Adequação)						4.358,60	3.460,00	387,16	1.919,94
1° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 4,8 Mvar 3Φ		2028	1,0	1,0	1478,89	1.478,89	1.173,99	131,37	651,44
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 13,8 kV, Arranjo BS		2028	1,0	1,0	2879,71	2.879,71	2.286,01	255,80	1.268,49
LT 69 kV CRUZ ALTA 1 - PANAMBI, C1 (Ampliação/Adequação)						35.799,74	28.418,99	3.180,00	15.769,56
Circuito Simples 69 kV, 1 x ACCC Liverpool (Ø 11,96 mm), 40 km		2028	40,0	0,9	897,79	32.320,50	25.657,06	2.870,95	14.236,97
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BS (HGIS)	PANAMBI	2028	1,0	1,0	3479,24	3.479,24	2.761,93	309,05	1.532,58
LT 230 kV CAMPOS NOVOS - LAGOA VERMELHA 2, C1 (Nova)						103.193,60	44.257,97	9.166,42	3.640,11
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	CAMPOS NOVOS	2036	1,0	1,0	10949,10	10.949,10	4.695,88	972,58	386,23
MIM - 230 kV	CAMPOS NOVOS	2036	1,0	1,0	1180,54	1.180,54	506,31	104,86	41,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	LAGOA VERMELHA 2	2036	1,0	1,0	10949,10	10.949,10	4.695,88	972,58	386,23
MIM - 230 kV	LAGOA VERMELHA 2	2036	1,0	1,0	1180,54	1.180,54	506,31	104,86	41,64
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 72 km		2036	72,0	1,0	1096,31	78.934,32	33.853,58	7.011,53	2.784,38
LT 230 kV SANTO ÂNGELO - IJUÍ 2, C1 (Nova)						90.620,72	61.674,94	8.049,61	28.522,72
Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 46 km		2030	46,0	1,0	1442,64	66.361,44	45.164,48	5.894,72	20.887,15
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	SANTO ÂNGELO	2030	1,0	1,0	10949,10	10.949,10	7.451,77	972,58	3.446,21
MIM - 230 kV	SANTO ÂNGELO	2030	1,0	1,0	1180,54	1.180,54	803,46	104,86	371,57
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	IJUÍ 2	2030	1,0	1,0	10949,10	10.949,10	7.451,77	972,58	3.446,21
MIM - 230 kV	IJUÍ 2	2030	1,0	1,0	1180,54	1.180,54	803,46	104,86	371,57

SE 230/69 kV PANAMBI 3 (Nova)					89.420,54	60.858,12	7.943,00	28.144,96
1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 83 MVA 3Φ	2030	2,0	1,0	15974,85	31.949,70	21.744,43	2.838,01	10.056,11
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2030	2,0	1,0	9895,42	19.790,84	13.469,31	1.757,97	6.229,13
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2030	2,0	1,0	3636,96	7.273,92	4.950,51	646,12	2.289,45
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2030	1,0	1,0	7814,26	7.814,26	5.318,25	694,12	2.459,52
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT	2030	1,0	1,0	2901,08	2.901,08	1.974,43	257,70	913,11
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2,0						
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT		4,0						
MIG (Terreno Rural)	2030	1,0	1,0	15122,79	15.122,79	10.292,32	1.343,32	4.759,87
MIM - 230 kV	2030	1,0	1,0	3541,63	3.541,63	2.410,37	314,59	1.114,72
MIM - 69 kV	2030	1,0	1,0	1026,32	1.026,32	698,50	91,17	323,03
LT 230 kV IJUÍ 2 - PANAMBI 3, C1 (Nova)					70.368,17	47.891,39	6.250,62	22.148,26
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 42 km	2030	42,0	1,0	1096,31	46.045,02	31.337,47	4.090,06	14.492,59
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	IJUÍ 2	2030	1,0	10949,10	10.949,10	7.451,77	972,58	3.446,21
MIM - 230 kV	IJUÍ 2	2030	1,0	1244,41	1.244,41	846,92	110,54	391,68
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Panambi 3	2030	1,0	10949,10	10.949,10	7.451,77	972,58	3.446,21
MIM - 230 kV	Panambi 3	2030	1,0	1180,54	1.180,54	803,46	104,86	371,57
LT 230 kV PANAMBI 3 - TAPERA 2, C1 (Nova)					108.675,15	73.962,48	9.653,33	34.205,32
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	PANAMBI 3	2030	1,0	10949,10	10.949,10	7.451,77	972,58	3.446,21
MIM - 230 kV	PANAMBI 3	2030	1,0	1180,54	1.180,54	803,46	104,86	371,57
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	TAPERA 2	2030	1,0	10949,10	10.949,10	7.451,77	972,58	3.446,21
MIM - 230 kV	TAPERA 2	2030	1,0	1180,54	1.180,54	803,46	104,86	371,57
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 77 km	2030	77,0	1,0	1096,31	84.415,87	57.452,02	7.498,45	26.569,75
LT 69 kV PANAMBI 3 - PANAMBI 1, C1 (Nova)					23.624,90	16.078,71	2.098,54	7.435,90
Circuito Simples 69 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 5,5 km	2030	5,5	1,0	637,49	3.506,20	2.386,26	311,45	1.103,57
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	PANAMBI 3	2030	1,0	4009,90	4.009,90	2.729,07	356,19	1.262,11
MIM - 69 kV	PANAMBI 3	2030	1,0	358,34	358,34	243,88	31,83	112,79
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BS	PANAMBI 1	2030	2,0	3758,45	15.033,78	10.231,74	1.335,41	4.731,86
MIM - 69 kV	PANAMBI 1	2030	1,0	716,68	716,68	487,76	63,66	225,57
LT 69 kV PANAMBI 3 - PANAMBI 2, C1 (Nova)					15.654,68	10.654,31	1.390,57	4.927,28
Circuito Simples 69 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 4 km	2030	4,0	1,0	637,49	2.549,96	1.735,46	226,51	802,60
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	PANAMBI 3	2030	1,0	4009,90	4.009,90	2.729,07	356,19	1.262,11
MIM - 69 kV	PANAMBI 3	2030	1,0	358,34	358,34	243,88	31,83	112,79
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	PANAMBI 2	2030	2,0	4009,90	8.019,80	5.458,14	712,38	2.524,22
MIM - 69 kV	PANAMBI 2	2030	1,0	716,68	716,68	487,76	63,66	225,57
SE 69/13,8 kV PANAMBI 4 (Nova)					40.315,00	27.437,71	3.581,08	12.689,08
1° e 2° TF 69/13,8 kV, 2 x 15 MVA 3Φ	2030	2,0	1,0	4381,32	8.762,64	5.963,71	778,36	2.758,03
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2030	2,0	1,0	3725,47	7.450,94	5.070,98	661,85	2.345,17
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2030	2,0	1,0	3069,52	6.139,04	4.178,13	545,32	1.932,25
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT	2030	1,0	1,0	2971,93	2.971,93	2.022,65	263,99	935,41
IB (Interligação de Barras) 13,8 kV, Arranjo BPT	2030	1,0	1,0	2430,89	2.430,89	1.654,42	215,93	765,12
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT		2,0						
EL (Entrada de Linha) 13,8 kV, Arranjo BPT		6,0						
MIG (Terreno Rural)	2030	1,0	1,0	8259,48	8.259,48	5.621,26	733,67	2.599,66
MIM - 69 kV	2030	1,0	1,0	2150,04	2.150,04	1.463,28	190,98	676,72
MIM - 13,8 kV	2030	1,0	1,0	2150,04	2.150,04	1.463,28	190,98	676,72
LT 69 kV PANAMBI 3 - PANAMBI 4, C1 (Nova)					18.447,19	12.554,85	1.638,62	5.806,22
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 1 km	2030	1,0	1,0	974,23	974,23	663,04	86,54	306,64
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	PANAMBI 3	2030	2,0	4009,90	8.019,80	5.458,14	712,38	2.524,22
MIM - 69 kV	PANAMBI 3	2030	1,0	716,68	716,68	487,76	63,66	225,57
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	PANAMBI 4	2030	2,0	4009,90	8.019,80	5.458,14	712,38	2.524,22
MIM - 69 kV	PANAMBI 4	2030	1,0	716,68	716,68	487,76	63,66	225,57
SE 69/13,8 kV PANAMBI 2 (Ampliação/Adequação)					4.312,53	3.423,43	383,07	1.899,64
1° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 3,6 Mvar 3Φ	2028	1,0	1,0	1432,82	1.432,82	1.137,42	127,27	631,15
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 13,8 kV, Arranjo BS	2028	1,0	1,0	2879,71	2.879,71	2.286,01	255,80	1.268,49
SE 138/23 kV CACHOEIRINHA 1 (Ampliação/Adequação)					18.442,40	15.811,39	1.638,19	9.424,21
Subst. TR4 138/23 kV, 1 x 42 MVA 3Φ (Atual: 15 MVA)	2027	1,0	1,0	8458,42	8.458,42	7.251,73	751,34	4.322,32
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BS (Adequação)	2027	1,0	1,0	6914,46	6.914,46	5.928,03	614,19	3.533,34
CT (Conexão de Transformador) 23 kV, Arranjo BPT (Adequação)	2027	1,0	1,0	3069,52	3.069,52	2.631,62	272,66	1.568,55
Adequações no módulo geral 23 kV	2027	1,0	1,0					
SE 69/13,8 kV PANAMBI 1 (Ampliação/Adequação)					16.549,73	13.137,71	1.470,07	7.290,05
Subst. TR1 69/13,8 kV, 1 x 42 MVA 3Φ (atual 25 MVA)	2028	2,0	1,0	4381,32	8.762,64	6.956,07	778,36	3.859,89
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BS 3 chaves	2028	1,0	1,0	3474,02	3.474,02	2.757,79	308,59	1.530,28
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS 3 chaves	2028	1,0	1,0	2879,71	2.879,71	2.286,01	255,80	1.268,49
MIM - 69 kV	2028	1,0	1,0	716,68	716,68	568,92	63,66	315,69
MIM - 13,8 kV	2028	1,0	1,0	716,68	716,68	568,92	63,66	315,69
Adequações no módulo geral 69 kV	2028	1,0	1,0					
Adequações no módulo geral 13,8 kV	2028	1,0	1,0					
SE 230/138 kV PASSO REAL (Ampliação/Adequação)					132.077,47	78.395,33	11.732,10	28.808,46
Subst. AT1 230/138 kV, (3+1R) x 75 MVA 1Φ (Atual: 3+1R x 50 MVA)	2028	4,0	1,0	10273,51	41.094,04	32.621,77	3.650,28	18.101,66
Subst. AT2 230/138 kV, (3+1R) x 75 MVA 1Φ (Atual: 3+1R x 50 MVA)	2039	4,0	1,0	10273,51	41.094,04	13.990,92	3.650,28	-2.584,98
MIM - 138 kV	2028	1,0	1,0	1591,99	1.591,99	1.263,77	141,41	701,26
Subst. CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD5	2028	1,0	1,0	10080,23	10.080,23	8.002,01	895,40	4.440,28
Subst. CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD5	2039	1,0	1,0	10080,23	10.080,23	3.431,93	895,40	-634,09
Subst. CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2039	1,0	1,0	7170,91	7.170,91	2.441,42	636,97	-451,08
Subst. CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2028	1,0	1,0	7170,91	7.170,91	5.692,50	636,97	3.158,74
Subst. IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2028	1,0	1,0	5829,02	5.829,02	4.627,26	517,78	2.567,65
Subst. IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD5	2028	1,0	1,0	7966,10	7.966,10	6.323,75	707,61	3.509,02

Tabela 14-3 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa C – Nova SE Panambi 3 (seccionamento nova LT 230 kV Santo Ângelo - Tapera 2).

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					(sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN	
							917.771,29	591.561,56	81.523,27	252.161,04
SE 138/69/23 kV CRUZ ALTA 1 (Ampliação/Adequação)							21.789,32	17.297,06	1.935,49	9.598,06
Subst. 1° TF 138/23 kV, 1 x 42 MVA 3Φ (Atual 1 x 25 MVA)		2028	1,0	1,0	9021,07	9.021,07	7.161,22	801,32	3.973,72	
Subst 1° TF 69/23 kV, 1 x 42 MVA 3Φ (Atual 1 x 25 MVA)		2028	1,0	1,0	7092,09	7.092,09	5.629,93	629,97	3.124,02	
CT (Conexão de Transformador) 23 kV, Arranjo BPT		2028	2,0	1,0	2838,08	5.676,16	4.505,92	504,20	2.500,31	
Adequações no módulo geral 138 kV		2028	1,0	1,0						
SE 69/23 kV IJUÍ 1 (Ampliação/Adequação)							13.311,18	6.165,65	1.182,40	976,66
Subst. 1° TF 69/23 kV, 1 x 37,5 MVA 3Φ (Atual TR1 1 x 25 MVA)		2035	1,0	1,0	6769,22	6.769,22	3.135,46	601,29	496,67	
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BS a 3 chaves		2035	1,0	1,0	3215,94	3.215,94	1.489,60	285,66	235,96	
Adequação CT (Conexão de Transformador) 23 kV, Arranjo BS a 3 che		2035	1,0	1,0	2662,58	2.662,58	1.233,29	236,51	195,36	
MIM - 69 kV		2035	1,0	1,0	663,44	663,44	307,30	58,93	48,68	
Lógica de Transferência Automática de Carga		2035	1,0	1,0						
LT 69 kV TAPERA 2 - IBIRUBÁ 2, C2 (Nova)							21.486,28	11.608,37	1.908,57	3.415,27
Circuito Simples 69 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 20 km		2033	20,0	1,0	637,49	12.749,80	6.888,32	1.132,53	2.026,60	
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	TAPERA 2	2033	1,0	1,0	4009,90	4.009,90	2.166,42	356,19	637,38	
MIM - 69 kV	TAPERA 2	2033	1,0	1,0	358,34	358,34	193,60	31,83	56,96	
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	IBIRUBÁ 2	2033	1,0	1,0	4009,90	4.009,90	2.166,42	356,19	637,38	
MIM - 69 kV	IBIRUBÁ 2	2033	1,0	1,0	358,34	358,34	193,60	31,83	56,96	
SE 230/69 kV TAPERA 2 (Ampliação/Adequação)							29.054,58	16.953,07	2.580,84	6.012,61
4° TF 230/69 kV, 1 x 83 MVA 3Φ		2032	1,0	1,0	13646,13	13.646,13	7.962,39	1.212,15	2.823,96	
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	10080,23	10.080,23	5.881,72	895,40	2.086,02	
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	1244,41	1.244,41	726,10	110,54	257,52	
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2032	1,0	1,0	3725,47	3.725,47	2.173,78	330,92	770,96	
MIM - 69 kV		2032	1,0	1,0	358,34	358,34	209,09	31,83	74,16	
SE 138 kV ENTRE RIOS DO SUL 2 SE seccionadora 138 kV (Nova)							19.192,70	13.062,23	1.704,84	6.040,87
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT										
			3,0							
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2030	1,0	1,0	5829,02	5.829,02	3.967,13	517,78	1.834,67	
MIG (Terreno Rural)		2030	1,0	1,0	12567,68	12.567,68	8.553,35	1.116,35	3.955,66	
MIM - 138 kV		2030	1,0	1,0	796,00	796,00	541,74	70,71	250,54	
SECC LT 138 kV UHE PASSO FUNDO - ERECHIM 1, C1, NA SE ENTRE RIOS DO SUL 2 (Nova)							17.627,66	11.997,09	1.565,82	5.548,28
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 1 km		2030	1,0	1,0	1086,19	1.086,19	739,24	96,48	341,88	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2030	2,0	1,0	7474,74	14.949,48	10.174,36	1.327,92	4.705,32	
MIM - 138 kV		2030	1,0	1,0	1591,99	1.591,99	1.083,48	141,41	501,08	
LT 138 kV ENTRE RIOS DO SUL 2 - SARANDI 2, C1 (Nova)							64.161,80	43.667,44	5.699,33	20.194,82
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 66 km		2030	66,0	1,0	721,52	47.620,32	32.409,59	4.229,99	14.988,41	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	ENTRE RIOS DO SUL 2	2030	1,0	1,0	7474,74	7.474,74	5.087,18	663,96	2.352,66	
MIM - 138 kV	ENTRE RIOS DO SUL 2	2030	1,0	1,0	796,00	796,00	541,74	70,71	250,54	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	SARANDI 2	2030	1,0	1,0	7474,74	7.474,74	5.087,18	663,96	2.352,66	
MIM - 138 kV	SARANDI 2	2030	1,0	1,0	796,00	796,00	541,74	70,71	250,54	
SE 69/13,8 kV CARAZINHO 1 (Ampliação/Adequação)							4.429,84	3.516,55	393,49	1.951,32
1° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ		2028	1,0	1,0	1550,13	1.550,13	1.230,54	137,69	682,82	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 13,8 kV, Arranjo BS		2028	1,0	1,0	2879,71	2.879,71	2.286,01	255,80	1.268,49	
SE 69/13,8 kV TIO HUGO (Ampliação/Adequação)							4.358,60	3.460,00	387,16	1.919,94
1° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 4,8 Mvar 3Φ		2028	1,0	1,0	1478,89	1.478,89	1.173,99	131,37	651,44	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 13,8 kV, Arranjo BS		2028	1,0	1,0	2879,71	2.879,71	2.286,01	255,80	1.268,49	
LT 69 kV CRUZ ALTA 1 - PANAMBI, C1 (Ampliação/Adequação)							35.799,74	28.418,99	3.180,00	15.769,56
Circuito Simples 69 kV, 1 x ACCC Liverpool (Ø 11,96 mm), 40 km		2028	40,0	0,9	897,79	32.320,50	25.657,06	2.870,95	14.236,97	
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BS (HGIS)	PANAMBI	2028	1,0	1,0	3479,24	3.479,24	2.761,93	309,05	1.532,58	
LT 230 kV CAMPOS NOVOS - LAGOA VERMELHA 2, C1 (Nova)							103.193,60	44.257,97	9.166,42	3.640,11
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	CAMPOS NOVOS	2036	1,0	1,0	10949,10	10.949,10	4.695,88	972,58	386,23	
MIM - 230 kV	CAMPOS NOVOS	2036	1,0	1,0	1180,54	1.180,54	506,31	104,86	41,64	
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	LAGOA VERMELHA 2	2036	1,0	1,0	10949,10	10.949,10	4.695,88	972,58	386,23	
MIM - 230 kV	LAGOA VERMELHA 2	2036	1,0	1,0	1180,54	1.180,54	506,31	104,86	41,64	
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 72 km		2036	72,0	1,0	1096,31	78.934,32	33.853,58	7.011,53	2.784,38	
LT 230 kV SANTO ÂNGELO - PANAMBI 3, C1 (Nova)							116.349,32	79.185,39	10.335,01	36.620,75
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	SANTO ÂNGELO	2030	1,0	1,0	10949,10	10.949,10	7.451,77	972,58	3.446,21	
MIM - 230 kV	SANTO ÂNGELO	2030	1,0	1,0	1180,54	1.180,54	803,46	104,86	371,57	
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	PANAMBI 3	2030	1,0	1,0	10949,10	10.949,10	7.451,77	972,58	3.446,21	
MIM - 230 kV	PANAMBI 3	2030	1,0	1,0	1180,54	1.180,54	803,46	104,86	371,57	
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 84 km		2030	84,0	1,0	1096,31	92.090,04	62.674,93	8.180,12	28.985,18	
LT 230 kV PANAMBI 3 - TAPERA 2, C1 (Nova)							108.675,15	73.962,48	9.653,33	34.205,32
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	PANAMBI 3	2030	1,0	1,0	10949,10	10.949,10	7.451,77	972,58	3.446,21	
MIM - 230 kV	PANAMBI 3	2030	1,0	1,0	1180,54	1.180,54	803,46	104,86	371,57	
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	TAPERA 2	2030	1,0	1,0	10949,10	10.949,10	7.451,77	972,58	3.446,21	
MIM - 230 kV	TAPERA 2	2030	1,0	1,0	1180,54	1.180,54	803,46	104,86	371,57	
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 77 km		2030	77,0	1,0	1096,31	84.415,87	57.452,02	7.498,45	26.569,75	

SE 230/69 kV PANAMBI 3 (Nova)					89.420,54	60.858,12	7.943,00	28.144,96
1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 83 MVA 3Φ	2030	2,0	1,0	15974,85	31.949,70	21.744,43	2.838,01	10.056,11
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2030	2,0	1,0	9895,42	19.790,84	13.469,31	1.757,97	6.229,13
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2030	2,0	1,0	3636,96	7.273,92	4.950,51	646,12	2.289,45
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2030	1,0	1,0	7814,26	7.814,26	5.318,25	694,12	2.459,52
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT	2030	1,0	1,0	2901,08	2.901,08	1.974,43	257,70	913,11
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2,0						
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT		4,0						
MIG (Terreno Rural)	2030	1,0	1,0	15122,79	15.122,79	10.292,32	1.343,32	4.759,87
MIM - 230 kV	2030	1,0	1,0	3541,63	3.541,63	2.410,37	314,59	1.114,72
MIM - 69 kV	2030	1,0	1,0	1026,32	1.026,32	698,50	91,17	323,03
LT 69 kV PANAMBI 3 - PANAMBI 1, C1 (Nova)					23.624,90	16.078,71	2.098,54	7.435,90
Circuito Simples 69 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 5,5 km	2030	5,5	1,0	637,49	3.506,20	2.386,26	311,45	1.103,57
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	PANAMBI 3	2030	1,0	4009,90	4.009,90	2.729,07	356,19	1.262,11
MIM - 69 kV	PANAMBI 3	2030	1,0	358,34	358,34	243,88	31,83	112,79
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BS	PANAMBI 1	2030	2,0	3758,45	15.033,78	10.231,74	1.335,41	4.731,86
MIM - 69 kV	PANAMBI 1	2030	1,0	716,68	716,68	487,76	63,66	225,57
LT 69 kV PANAMBI 3 - PANAMBI 2, C1 (Nova)					15.151,76	10.312,03	1.345,89	4.768,99
Circuito Simples 69 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 4 km	2030	4,0	1,0	637,49	2.549,96	1.735,46	226,51	802,60
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	PANAMBI 3	2030	1,0	4009,90	4.009,90	2.729,07	356,19	1.262,11
MIM - 69 kV	PANAMBI 3	2030	1,0	358,34	358,34	243,88	31,83	112,79
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BS	PANAMBI 2	2030	2,0	3758,44	7.516,88	5.115,86	667,71	2.365,93
MIM - 69 kV	PANAMBI 2	2030	1,0	716,68	716,68	487,76	63,66	225,57
SE 69/13,8 kV PANAMBI 4 (Nova)					40.315,00	27.437,71	3.581,08	12.689,08
1° e 2° TF 69/13,8 kV, 2 x 15 MVA 3Φ	2030	2,0	1,0	4381,32	8.762,64	5.963,71	778,36	2.758,03
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2030	2,0	1,0	3725,47	7.450,94	5.070,98	661,85	2.345,17
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2030	2,0	1,0	3069,52	6.139,04	4.178,13	545,32	1.932,25
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT	2030	1,0	1,0	2971,93	2.971,93	2.022,65	263,99	935,41
IB (Interligação de Barras) 13,8 kV, Arranjo BPT	2030	1,0	1,0	2430,89	2.430,89	1.654,42	215,93	765,12
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT		2,0						
EL (Entrada de Linha) 13,8 kV, Arranjo BPT		6,0						
MIG (Terreno Rural)	2030	1,0	1,0	8259,48	8.259,48	5.621,26	733,67	2.599,66
MIM - 69 kV	2030	1,0	1,0	2150,04	2.150,04	1.463,28	190,98	676,72
MIM - 13,8 kV	2030	1,0	1,0	2150,04	2.150,04	1.463,28	190,98	676,72
LT 69 kV PANAMBI 3 - PANAMBI 4, C1 (Nova)					18.447,19	12.554,85	1.638,62	5.806,22
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 1 km	2030	1,0	1,0	974,23	974,23	663,04	86,54	306,64
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	PANAMBI 3	2030	2,0	4009,90	8.019,80	5.458,14	712,38	2.524,22
MIM - 69 kV	PANAMBI 3	2030	1,0	716,68	716,68	487,76	63,66	225,57
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	PANAMBI 4	2030	2,0	4009,90	8.019,80	5.458,14	712,38	2.524,22
MIM - 69 kV	PANAMBI 4	2030	1,0	716,68	716,68	487,76	63,66	225,57
SE 69/13,8 kV PANAMBI 2 (Ampliação/Adequação)					4.312,53	3.423,43	383,07	1.899,64
1° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 3,6 Mvar 3Φ	2028	1,0	1,0	1432,82	1.432,82	1.137,42	127,27	631,15
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 13,8 kV, Arranjo BS	2028	1,0	1,0	2879,71	2.879,71	2.286,01	255,80	1.268,49
SE 138/23 kV CACHOEIRINHA 1 (Ampliação/Adequação)					18.442,40	15.811,39	1.638,19	9.424,21
Subst. TR4 138/23 kV, 1 x 42 MVA 3Φ (Atual: 15 MVA)	2027	1,0	1,0	8458,42	8.458,42	7.251,73	751,34	4.322,32
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BS (Adequação)	2027	1,0	1,0	6914,46	6.914,46	5.928,03	614,19	3.533,34
CT (Conexão de Transformador) 23 kV, Arranjo BPT (Adequação)	2027	1,0	1,0	3069,52	3.069,52	2.631,62	272,66	1.568,55
Adequações no módulo geral 23 kV	2027	1,0	1,0					
SE 69/13,8 kV PANAMBI 1 (Ampliação/Adequação)					16.549,73	13.137,71	1.470,07	7.290,05
Subst. TR1 69/13,8 kV, 1 x 42 MVA 3Φ (atual 25 MVA)	2028	2,0	1,0	4381,32	8.762,64	6.956,07	778,36	3.859,89
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BS 3 chaves	2028	1,0	1,0	3474,02	3.474,02	2.757,79	308,59	1.530,28
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS 3 chaves	2028	1,0	1,0	2879,71	2.879,71	2.286,01	255,80	1.268,49
MIM - 69 kV	2028	1,0	1,0	716,68	716,68	568,92	63,66	315,69
MIM - 13,8 kV	2028	1,0	1,0	716,68	716,68	568,92	63,66	315,69
Adequações no módulo geral 69 kV	2028	1,0	1,0					
Adequações no módulo geral 13,8 kV	2028	1,0	1,0					
SE 230/138 kV PASSO REAL (Ampliação/Adequação)					132.077,47	78.395,33	11.732,10	28.808,46
Subst. AT1 230/138 kV, (3+1R) x 75 MVA 1Φ (Atual: 3+1R x 50 MVA)	2028	4,0	1,0	10273,51	41.094,04	32.621,77	3.650,28	18.101,66
Subst. AT2 230/138 kV, (3+1R) x 75 MVA 1Φ (Atual: 3+1R x 50 MVA)	2039	4,0	1,0	10273,51	41.094,04	13.990,92	3.650,28	-2.584,98
MIM - 138 kV	2028	1,0	1,0	1591,99	1.591,99	1.263,77	141,41	701,26
Subst. CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD5	2028	1,0	1,0	10080,23	10.080,23	8.002,01	895,40	4.440,28
Subst. CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD5	2039	1,0	1,0	10080,23	10.080,23	3.431,93	895,40	-634,09
Subst. CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2039	1,0	1,0	7170,91	7.170,91	2.441,42	636,97	-451,08
Subst. CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2028	1,0	1,0	7170,91	7.170,91	5.692,50	636,97	3.158,74
Subst. IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2028	1,0	1,0	5829,02	5.829,02	4.627,26	517,78	2.567,65
Subst. IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD5	2028	1,0	1,0	7966,10	7.966,10	6.323,75	707,61	3.509,02

Tabela 14-4 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa D – Fronteiras existentes + LT 230 kV Cruz Alta 2 – Tapera 2.

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						894.253,11	584.591,98	79.434,21	254.792,36
SE 138/69/23 kV CRUZ ALTA 1 (Ampliação/Adequação)						21.789,32	17.297,06	1.935,49	9.598,06
Subst. 1° TF 138/23 kV, 1 x 42 MVA 3Φ (Atual 1 x 25 MVA)		2028	1,0	1,0	9021,07	9.021,07	7.161,22	801,32	3.973,72
Subst 1° TF 69/23 kV, 1 x 42 MVA 3Φ (Atual 1 x 25 MVA)		2028	1,0	1,0	7092,09	7.092,09	5.629,93	629,97	3.124,02
CT (Conexão de Transformador) 23 kV, Arranjo BPT		2028	2,0	1,0	2838,08	5.676,16	4.505,92	504,20	2.500,31
Adequações no módulo geral 138 kV		2028	1,0	1,0					
SE 69/23 kV IJUÍ 1 (Ampliação/Adequação)						13.311,18	6.165,65	1.182,40	976,66
Subst. 1° TF 69/23 kV, 1 x 37,5 MVA 3Φ (Atual TR1 1 x 25 MVA)		2035	1,0	1,0	6769,22	6.769,22	3.135,46	601,29	496,67
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BS a 3 chaves		2035	1,0	1,0	3215,94	3.215,94	1.489,60	285,66	235,96
Adequação CT (Conexão de Transformador) 23 kV, Arranjo BS a 3 chaves		2035	1,0	1,0	2662,58	2.662,58	1.233,29	236,51	195,36
MIM - 69 kV		2035	1,0	1,0	663,44	663,44	307,30	58,93	48,68
Lógica de Transferência Automática de Carga		2035	1,0	1,0					
LT 69 kV TAPERÁ 2 - IBIRUBÁ 2, C2 (Nova)						21.486,28	11.608,37	1.908,57	3.415,27
Circuito Simples 69 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 20 km		2033	20,0	1,0	637,49	12.749,80	6.888,32	1.132,53	2.026,60
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	TAPERÁ 2	2033	1,0	1,0	4009,90	4.009,90	2.166,42	356,19	637,38
MIM - 69 kV	TAPERÁ 2	2033	1,0	1,0	358,34	358,34	193,60	31,83	56,96
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	IBIRUBÁ 2	2033	1,0	1,0	4009,90	4.009,90	2.166,42	356,19	637,38
MIM - 69 kV	IBIRUBÁ 2	2033	1,0	1,0	358,34	358,34	193,60	31,83	56,96
SE 230/69 kV TAPERÁ 2 (Ampliação/Adequação)						29.054,58	16.953,07	2.580,84	6.012,61
4° TF 230/69 kV, 1 x 83 MVA 3Φ		2032	1,0	1,0	13646,13	13.646,13	7.962,39	1.212,15	2.823,96
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	10080,23	10.080,23	5.881,72	895,40	2.086,02
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	1244,41	1.244,41	726,10	110,54	257,52
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2032	1,0	1,0	3725,47	3.725,47	2.173,78	330,92	770,96
MIM - 69 kV		2032	1,0	1,0	358,34	358,34	209,09	31,83	74,16
SE 138 kV ENTRE RIOS DO SUL 2 SE seccionadora 138 kV (Nova)						19.192,70	13.062,23	1.704,84	6.040,87
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT						3,0			
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2030	1,0	1,0	5829,02	5.829,02	3.967,13	517,78	1.834,67
MIG (Terreno Rural)		2030	1,0	1,0	12567,68	12.567,68	8.553,35	1.116,35	3.955,66
MIM - 138 kV		2030	1,0	1,0	796,00	796,00	541,74	70,71	250,54
SECC LT 138 kV UHE PASSO FUNDO - ERECHIM 1, C1, NA SE ENTRE RIOS DO SUL 2 (Nova)						17.627,66	11.997,09	1.565,82	5.548,28
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 1 km		2030	1,0	1,0	1086,19	1.086,19	739,24	96,48	341,88
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2030	2,0	1,0	7474,74	14.949,48	10.174,36	1.327,92	4.705,32
MIM - 138 kV		2030	1,0	1,0	1591,99	1.591,99	1.083,48	141,41	501,08
LT 138 kV ENTRE RIOS DO SUL 2 - SARANDI 2, C1 (Nova)						64.161,80	43.667,44	5.699,33	20.194,82
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 66 km		2030	66,0	1,0	721,52	47.620,32	32.409,59	4.229,99	14.988,41
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	ENTRE RIOS DO SUL 2	2030	1,0	1,0	7474,74	7.474,74	5.087,18	663,96	2.352,66
MIM - 138 kV	ENTRE RIOS DO SUL 2	2030	1,0	1,0	796,00	796,00	541,74	70,71	250,54
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	SARANDI 2	2030	1,0	1,0	7474,74	7.474,74	5.087,18	663,96	2.352,66
MIM - 138 kV	SARANDI 2	2030	1,0	1,0	796,00	796,00	541,74	70,71	250,54
SE 69/13,8 kV CARAZINHO 1 (Ampliação/Adequação)						4.429,84	3.516,55	393,49	1.951,32
1° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ		2028	1,0	1,0	1550,13	1.550,13	1.230,54	137,69	682,82
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 13,8 kV, Arranjo BS		2028	1,0	1,0	2879,71	2.879,71	2.286,01	255,80	1.268,49
SE 69/13,8 kV TIO HUGO (Ampliação/Adequação)						4.358,60	3.460,00	387,16	1.919,94
1° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 4,8 Mvar 3Φ		2028	1,0	1,0	1478,89	1.478,89	1.173,99	131,37	651,44
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 13,8 kV, Arranjo BS		2028	1,0	1,0	2879,71	2.879,71	2.286,01	255,80	1.268,49
LT 69 kV CRUZ ALTA 1 - PANAMBI, C1 (Ampliação/Adequação)						35.799,74	28.418,99	3.180,00	15.769,56
Circuito Simples 69 kV, 1 x ACCC Liverpool (Ø 11,96 mm), 40 km		2028	40,0	0,9	897,79	32.320,50	25.657,06	2.870,95	14.236,97
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BS (HGIS)	PANAMBI	2028	1,0	1,0	3479,24	3.479,24	2.761,93	309,05	1.532,58
LT 230 kV CAMPOS NOVOS - LAGOA VERMELHA 2, C1 (Nova)						103.193,60	44.257,97	9.166,42	3.640,11
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	CAMPOS NOVOS	2036	1,0	1,0	10949,10	10.949,10	4.695,88	972,58	386,23
MIM - 230 kV	CAMPOS NOVOS	2036	1,0	1,0	1180,54	1.180,54	506,31	104,86	41,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	LAGOA VERMELHA 2	2036	1,0	1,0	10949,10	10.949,10	4.695,88	972,58	386,23
MIM - 230 kV	LAGOA VERMELHA 2	2036	1,0	1,0	1180,54	1.180,54	506,31	104,86	41,64
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 72 km		2036	72,0	1,0	1096,31	78.934,32	33.853,58	7.011,53	2.784,38
LT 230 kV SANTO ÂNGELO - IJUÍ 2, C1 (Nova)						90.620,72	61.674,94	8.049,61	28.522,72
Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 46 km		2030	46,0	1,0	1442,64	66.361,44	45.164,48	5.894,72	20.887,15
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	SANTO ÂNGELO	2030	1,0	1,0	10949,10	10.949,10	7.451,77	972,58	3.446,21
MIM - 230 kV	SANTO ÂNGELO	2030	1,0	1,0	1180,54	1.180,54	803,46	104,86	371,57
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	IJUÍ 2	2030	1,0	1,0	10949,10	10.949,10	7.451,77	972,58	3.446,21
MIM - 230 kV	IJUÍ 2	2030	1,0	1,0	1180,54	1.180,54	803,46	104,86	371,57
LT 230 kV CRUZ ALTA 2 - TAPERÁ 2, C1 (Nova)						110.867,77	75.454,74	9.848,10	34.895,44
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 79 km		2030	79,0	1,0	1096,31	86.608,49	58.944,28	7.693,21	27.259,87
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	CRUZ ALTA 2	2030	1,0	1,0	10949,10	10.949,10	7.451,77	972,58	3.446,21
MIM - 230 kV	CRUZ ALTA 2	2030	1,0	1,0	1180,54	1.180,54	803,46	104,86	371,57
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	TAPERÁ 2	2030	1,0	1,0	10949,10	10.949,10	7.451,77	972,58	3.446,21
MIM - 230 kV	TAPERÁ 2	2030	1,0	1,0	1180,54	1.180,54	803,46	104,86	371,57

LT 69 kV CRUZ ALTA 1 - PANAMBI 1, C2 (Nova)					45.366,84	36.013,66	4.029,82	19.983,80	
Circuito Simples 69 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 40 km		2028	40,0	1,0	637,49	25.499,60	20.242,40	2.265,06	11.232,41
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BS	CRUZ ALTA 1	2028	1,0	1,0	3758,44	3.758,44	2.983,57	333,85	1.655,57
MIM - 69 kV	CRUZ ALTA 1	2028	1,0	1,0	358,34	358,34	284,46	31,83	157,85
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BS	PANAMBI 1	2028	2,0	2,0	3758,45	15.033,78	11.934,30	1.335,41	6.622,28
MIM - 69 kV	PANAMBI 1	2028	1,0	1,0	716,68	716,68	568,92	63,66	315,69
LT 69 kV IJUÍ 2 - PANAMBI 2, C2 (Nova)					38.738,89	30.752,18	3.441,08	17.064,23	
Circuito Simples 69 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 41 km		2028	41,0	1,0	637,49	26.137,09	20.748,46	2.321,69	11.513,22
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	IJUÍ 2	2028	1,0	1,0	4009,90	4.009,90	3.183,19	356,19	1.766,34
MIM - 69 kV	IJUÍ 2	2028	1,0	1,0	358,34	358,34	284,46	31,83	157,85
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BS	PANAMBI 2	2028	2,0	1,0	3758,44	7.516,88	5.967,14	667,71	3.311,14
MIM - 69 kV	PANAMBI 2	2028	1,0	1,0	716,68	716,68	568,92	63,66	315,69
SE 69/13,8 kV PANAMBI 4 (Nova)					48.793,37	33.207,95	4.334,19	15.357,63	
1° e 2° TF 69/13,8 kV, 2 x 15 MVA 3φ		2030	2,0	1,0	4381,32	8.762,64	5.963,71	778,36	2.758,03
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2030	2,0	1,0	3725,47	7.450,94	5.070,98	661,85	2.345,17
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2030	2,0	1,0	3069,52	6.139,04	4.178,13	545,32	1.932,25
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2030	1,0	1,0	2971,93	2.971,93	2.022,65	263,99	935,41
IB (Interligação de Barras) 13,8 kV, Arranjo BPT		2030	1,0	1,0	2430,89	2.430,89	1.654,42	215,93	765,12
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BS			2,0						
EL (Entrada de Linha) 13,8 kV, Arranjo BPT			6,0						
MIG (Terreno Rural)		2030	1,0	1,0	16737,85	16.737,85	11.391,50	1.486,78	5.268,21
MIM - 69 kV		2030	1,0	1,0	2150,04	2.150,04	1.463,28	190,98	676,72
MIM - 13,8 kV		2030	1,0	1,0	2150,04	2.150,04	1.463,28	190,98	676,72
LT 69 kV IJUÍ 2 - PANAMBI 4, C1 (Nova)					58.390,62	39.739,67	5.186,69	18.378,35	
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 42 km		2030	42,0	1,0	974,23	40.917,66	27.847,87	3.634,61	12.878,76
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	IJUÍ 2	2030	2,0	1,0	4009,90	8.019,80	5.458,14	712,38	2.524,22
MIM - 69 kV	IJUÍ 2	2030	1,0	1,0	716,68	716,68	487,76	63,66	225,57
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	PANAMBI 4	2030	2,0	1,0	4009,90	8.019,80	5.458,14	712,38	2.524,22
MIM - 69 kV	PANAMBI 4	2030	1,0	1,0	716,68	716,68	487,76	63,66	225,57
SE 138/23 kV CACHOEIRINHA 1 (Ampliação/Adequação)					18.442,40	15.811,39	1.638,19	9.424,21	
Subst. TR4 138/23 kV, 1 x 42 MVA 3φ (Atual: 15 MVA)		2027	1,0	1,0	8458,42	8.458,42	7.251,73	751,34	4.322,32
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BS (Adequação)		2027	1,0	1,0	6914,46	6.914,46	5.928,03	614,19	3.533,34
CT (Conexão de Transformador) 23 kV, Arranjo BPT (Adequação)		2027	1,0	1,0	3069,52	3.069,52	2.631,62	272,66	1.568,55
Adequações no módulo geral 23 kV		2027	1,0	1,0					
SE 69/13,8 kV PANAMBI 1 (Ampliação/Adequação)					16.549,73	13.137,71	1.470,07	7.290,05	
Subst. TR1 69/13,8 kV, 1 x 42 MVA 3φ (atual 25 MVA)		2028	2,0	1,0	4381,32	8.762,64	6.956,07	778,36	3.859,89
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BS 3 chaves		2028	1,0	1,0	3474,02	3.474,02	2.757,79	308,59	1.530,28
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS 3 chaves		2028	1,0	1,0	2879,71	2.879,71	2.286,01	255,80	1.268,49
MIM - 69 kV		2028	1,0	1,0	716,68	716,68	568,92	63,66	315,69
MIM - 13,8 kV		2028	1,0	1,0	716,68	716,68	568,92	63,66	315,69
Adequações no módulo geral 69 kV		2028	1,0	1,0					
Adequações no módulo geral 13,8 kV		2028	1,0	1,0					
SE 230/138 kV PASSO REAL (Ampliação/Adequação)					132.077,47	78.395,33	11.732,10	28.808,46	
Subst. AT1 230/138 kV, (3+1R) x 75 MVA 1φ (Atual: 3+1R x 50 MVA)		2028	4,0	1,0	10273,51	41.094,04	32.621,77	3.650,28	18.101,66
Subst. AT2 230/138 kV, (3+1R) x 75 MVA 1φ (Atual: 3+1R x 50 MVA)		2039	4,0	1,0	10273,51	41.094,04	13.990,92	3.650,28	-2.584,98
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	1591,99	1.591,99	1.263,77	141,41	701,26
Subst. CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD5		2028	1,0	1,0	10080,23	10.080,23	8.002,01	895,40	4.440,28
Subst. CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD5		2039	1,0	1,0	10080,23	10.080,23	3.431,93	895,40	-634,09
Subst. CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2039	1,0	1,0	7170,91	7.170,91	2.441,42	636,97	-451,08
Subst. CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	7170,91	7.170,91	5.692,50	636,97	3.158,74
Subst. IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	5829,02	5.829,02	4.627,26	517,78	2.567,65
Subst. IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD5		2028	1,0	1,0	7966,10	7.966,10	6.323,75	707,61	3.509,02

14.5 Caracterização da nova subestação

A tabela abaixo apresenta o quantitativo de obras vislumbrado para a nova SE 230/69 kV Panambi 3, dentro e fora do horizonte do ano de 2037. Em seguida, na Figura 14-1 é apresentado o esquema preliminar previsto para a arquitetura dessa subestação.

Tabela 14-5 – Previsão de expansão da nova SE 230/69 kV Panambi 3.

Subestação	Expansões na subestação (informações acumulativas)		
	Configuração inicial - 2030 (a ser licitada)	Dentro do horizonte 2037	Após horizonte 2037 (porte final)
SE 230/69 kV Panambi 3 (área prevista de 47.520 m²; DJ 230kV: 40 kA; DJ 138kV: 31,5 kA)	• 2x ELs 230 kV • 1x IB 230 kV • 2x TRs 230/69 kV ○ 2x CTs 230 kV ○ 2x CTs 69 kV • 1x IB 69 kV • 4x ELs 69 kV	• Sem previsão	• 8x ELs 230 kV (2x + 6 futuros) • 1x IB 230 kV • 4x TRs 230/69 kV (2x + 2 futuros) ○ 4x CTs 230 kV (2x + 2 futuros) ○ 4x CTs 69 kV (2x + 2 futuros) • 1x IB 69 kV • 9x ELs 69 kV (4x + 5 futuros)

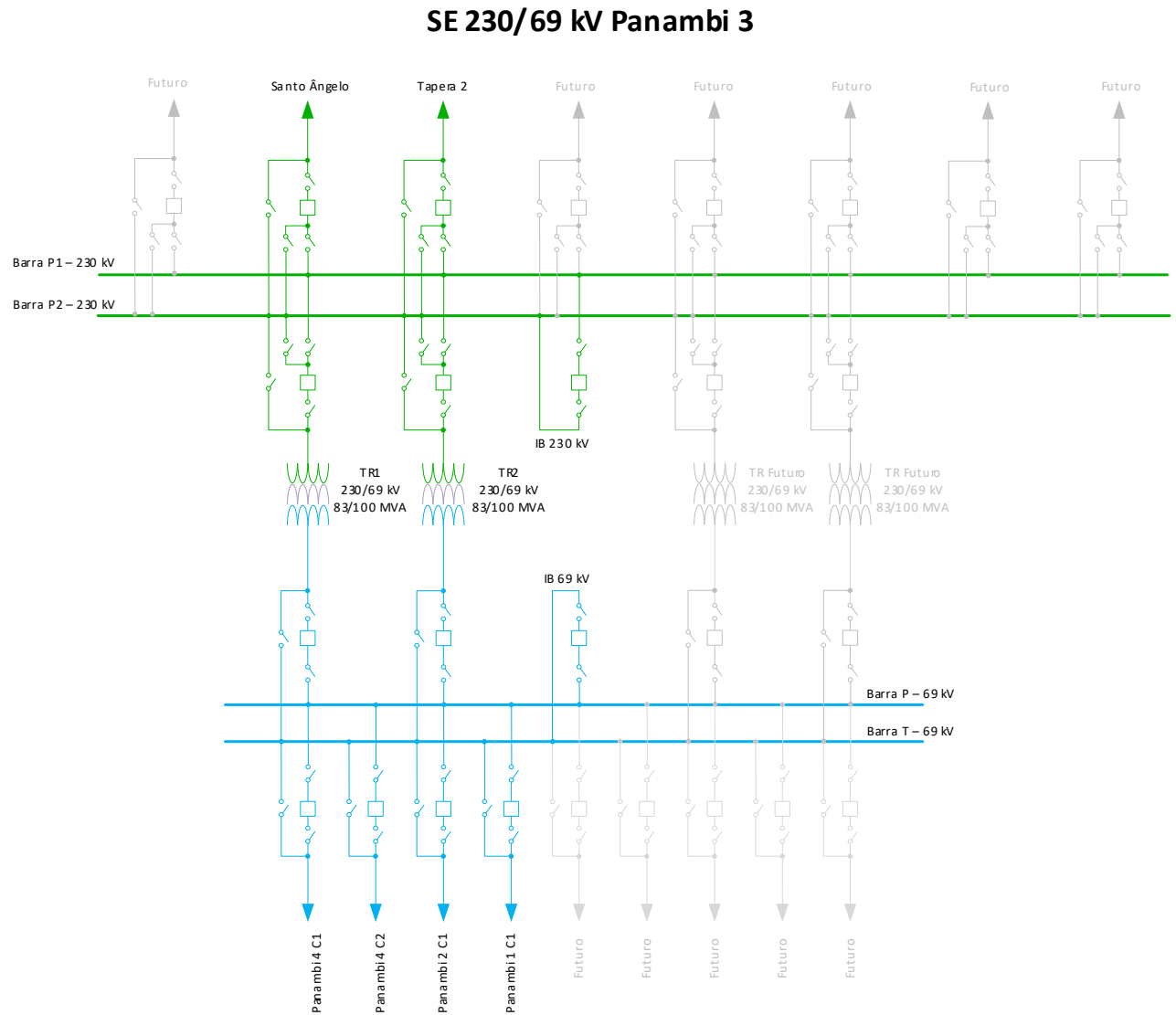


Figura 14-1 – Diagrama unifilar previsto - SE 230/69 kV Panambi 3.

14.6 Análise Socioambiental

As avaliações socioambientais preliminares referentes às novas instalações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira recomendadas neste estudo foram objeto da Nota Técnica DEA-SMA 011/2025 “Análise socioambiental do Atendimento às regiões de Panambi e Cruz Alta – RS”, que é parte integrante deste relatório R1.