



**ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA
DE ALTERNATIVAS:RELATÓRIO R1**

**ESTUDO DE INTERLIGAÇÃO
INTERNACIONAL BRASIL -
BOLÍVIA (ETAPA I)**

SETEMBRO DE 2025

Coordenação Geral

Reinaldo da Cruz Garcia

Superintendência de Transmissão de Energia – STE

Coordenação Executiva

Thiago Dourado Martins

Coordenação Técnica

Daniel José Tavares de Souza

Equipe Técnica

Rodrigo Ribeiro Ferreira

Arthur Soares da Cunha Reis

Fabiano Schmidt

Bruno Scarpa Alves da Silveira

João Alves da Silva Neto

Superintendência de Geração de Energia – SGR

Coordenação Executiva

Gustavo Pires da Ponte

Caio Monteiro Leocadio

Coordenação Técnica

Renata de Azevedo Moreira da Silva

Renato Haddad Simões Machado

Equipe Técnica

Andre Makishi

Diego Pinheiro de Almeida

Gianpiero Camargo Bedin



VALOR PÚBLICO

COM ESTE RELATÓRIO, A EPE RECOMENDA UM CONJUNTO DE OBRAS PARA O REFORÇO SISTÊMICO NO ESTADO DE MATO GROSSO DO SUL, POR MEIO DA CONSTRUÇÃO DE NOVAS LINHAS DE TRANSMISSÃO E SUBESTAÇÕES, OBJETIVANDO O AUMENTO DE MARGEM PARA A CONEXÃO DE NOVAS FONTES DE GERAÇÃO NESSE SISTEMA, INCLUSIVE A CONEXÃO INTERNACIONAL COM A BOLÍVIA.

SEGUINDO OS CRITÉRIOS E PROCEDIMENTOS DE ANÁLISE DE MÍNIMO CUSTO GLOBAL PARA A EXPANSÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO, ESTE ESTUDO PROPÕE A INTRODUÇÃO DE UM NOVO NÍVEL DE TENSÃO NA REDE BÁSICA DO ESTADO DE MATO GROSSO DO SUL: 500 kV, ALÉM DA NOVA TECNOLOGIA EM VSC (*VOLTAGE SOURCE CONVERTER*) PARA O CONVERSOR DE FREQUÊNCIA A SER IMPLANTADO PARA A INTERCONEXÃO ENTRE BRASIL E BOLÍVIA, QUE É INÉDITA NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL.

AS SOLUÇÕES PROPOSTAS NESTE ESTUDO VISAM NÃO APENAS ATENDER AO AUMENTO DA MARGEM DE ESCOAMENTO DE ENERGIA, MAS TAMBÉM FOMENTAR O DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO NO ESTADO. COM ISSO, BUSCA-SE ASSEGURAR UMA INFRAESTRUTURA ENERGÉTICA ROBUSTA PARA ESTIMULAR NOVOS INVESTIMENTOS E OPORTUNIDADES, PROMOVENDO UM AMBIENTE ATRATIVO E SUSTENTÁVEL PARA EMPRESAS E COMUNIDADES.

**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

SUMÁRIO	2
ÍNDICE DE FIGURAS	5
ÍNDICE DE TABELAS	7
1 INTRODUÇÃO E OBJETIVO	9
1.1 Considerações Iniciais	9
1.2 Objetivos Gerais	10
2 CONCLUSÕES	11
3 RECOMENDAÇÕES.....	13
3.1 Solução Estrutural Sistêmica	14
3.2 Solução Estrutural para atendimento à conexão internacional	22
3.3 Recomendações para relatórios complementares	24
4 PREMISSAS E CRITÉRIOS	26
4.1 Critérios Básicos	26
4.2 Casos de Trabalho	26
4.3 Mercado	26
4.4 Cenários e Plano de Geração	26
4.5 Limites Operativos.....	27
4.6 Sistema Elétrico de Interesse	28
4.7 Parâmetros Econômicos.....	30
5 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA	31
5.1 Desempenho Elétrico da Rede	31
6 ALTERNATIVAS	40
6.1 Obras Comuns	41
6.1.1 Motivação para as obras de capacidade remanescente para escoamento de geração de energia 42	
6.1.2 Motivação para as obras da conexão internacional.....	42
6.2 Alternativa 1	44
6.3 Alternativa 2	45
6.4 Alternativa 3	46
6.5 Alternativas VSC e LCC	47
7 ANÁLISE ECONÔMICA	49
7.1 Comparação Econômica.....	49
7.2 Definição da Alternativa de Referência	51
8 ANÁLISE DE DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE	52
8.1 Alternativa 1 – Rio Verde Norte – Chapadão – Rio Brilhante – Sarandi	52
9 ANÁLISE DE SOBRETENSÕES À FREQUÊNCIA INDUSTRIAL 60 HZ.....	63
9.1 LT 500 kV Rio Verde Norte – Chapadão C1	63
9.1.1 Energização.....	63
9.1.2 Rejeição	64
9.2 LT 500 kV Chapadão – Rio Brilhante C1	64
9.2.1 Energização.....	64
9.2.2 Rejeição	65
9.3 LT 500 kV Rio Brilhante – Sarandi C1/C2.....	65
9.3.1 Energização C1 com C2 ligada	65
9.3.2 Energização C1 com C2 desligada.....	65

9.3.3	Rejeição	66
9.4	LT 230 kV Anastácio – Imbirussú	66
9.4.1	Energização	66
9.4.2	Rejeição	67
10	CURTO-CIRCUITO	68
10.1	Curto mínimo	68
10.2	Curto máximo	69
11	SUPERAÇÃO DE BARRAMENTOS	71
	Subestação Rio Brilhante	71
	Subestação Chapadão	72
12	AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS	73
12.1	Dados e Premissas	73
12.2	Critérios Para Análises Elétricas e Comparações Econômicas	75
12.3	Avaliações Econômicas	75
12.3.1	Seleção dos cabos condutores – LT1: LT 230 kV Anastácio – Imbirussú C1	75
12.3.2	Seleção dos cabos condutores – LT2: LT 500 kV Rio Verde Norte – Chapadão C1	76
12.3.3	Seleção dos cabos condutores – LT3: LT 500 kV Chapadão – Rio Brilhante C1	76
12.3.4	Seleção dos cabos condutores – LT4: LT 500 kV Rio Brilhante – Sarandi C1/C2	77
12.4	Características Técnicas da Solução de Referência	77
12.4.1	Características elétricas – LT1: LT 230 kV Anastácio – Imbirussú C1	77
12.4.2	Características construtivas – LT1: LT 230 kV Anastácio – Imbirussú C1	78
12.4.3	Características elétricas – LT2: LT 500 kV Rio Verde Norte – Chapadão C1	79
12.4.4	Características construtivas – LT2: LT 500 kV Rio Verde Norte – Chapadão C1	80
12.4.5	Características elétricas – LT3: LT 500 kV Chapadão – Rio Brilhante C1	80
12.4.6	Características construtivas – LT3: LT 500 kV Chapadão – Rio Brilhante C1	81
12.4.7	Características elétricas – LT4: LT 500 kV Rio Brilhante – Sarandi C1/C2	81
12.4.8	Características construtivas – LT4: LT 500 kV Rio Brilhante – Sarandi C1/C2	82
12.4.9	Características elétricas – LT5: LT 500 kV Corumbá 2 (50 Hz) – Fronteira C1	83
12.4.10	Características construtivas – LT5: LT 500 kV Corumbá 2 (50 Hz) – Fronteira C1	84
12.4.11	Estimativas iniciais para faixa de segurança	85
13	DESEMPENHO DINÂMICO	86
13.1	Simulações de eventos dinâmicos	86
13.1.1	Verificação de estabilidade eletromecânica após fechamento de anel	87
13.1.2	Perda dupla LT 500 kV Rio Brilhante – Sarandi C1 e C2, 2029	89
13.1.3	Perda dupla LT 500 kV Rio Brilhante – Sarandi C1 e C2, 2039	92
13.1.4	Interrupção na exportação da B2B (falha no lado boliviano)	94
13.1.5	Interrupção na importação da B2B (falha no lado boliviano)	96
14	ESTUDOS ENERGÉTICOS E ECONÔMICOS DA INTERCONEXÃO BRASIL-BOLÍVIA	99
14.1	Contextualização	99
14.2	Os riscos de déficit do Brasil: visão PDE 2034	99
14.3	Segurança energética	100
14.4	Análise dos preços de importação da Argentina e Uruguai	102
14.5	Diversificação e Confiabilidade de suprimento	103
15	REFERÊNCIAS	105
16	ANEXO 1: PLANO DE OBRAS E ESTIMATIVA DE INVESTIMENTOS	106
17	ANEXO 2: FORMULÁRIOS DE CONSULTAS SOBRE A VIABILIDADE DE EXPANSÕES DA SUBESTAÇÃO	114
	SE 440/230 kV Ilha Solteira 2	114
	SE 230/138 kV Imbirussú	118
	SE 230/138 kV Anastácio	122

SE 230/138 kV Chapadão	125
SE 230/138 kV Corumbá 2	129
SE 500/230/138 kV Rio Brilhante.....	133
SE 500/230 kV Rio Verde Norte	137
18 ANEXO 3: CARACTERIZAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES NOVAS	141
19 ANEXO 4: PARÂMETROS ELÉTRICOS DAS INSTALAÇÕES NOVAS	144
20 ANEXO 5: FICHAS DE OBRAS PARA O PET/PELP.....	145
21 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL	158

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1 Soluções estruturais para abertura de capacidade remanescente para escoamento de geração de energia.....	16
Figura 3-2 Adequações no entorno da SE Rio Brilhante.....	17
Figura 3-3 Soluções estruturais para abertura de capacidade remanescente para escoamento de geração de energia.....	20
Figura 3-4 Adequações no entorno da SE Chapadão.....	21
Figura 3-5 Soluções estruturais para conexão internacional.....	23
Figura 4-1 Sistema elétrico de interesse – Diagrama.	29
Figura 5-1 Desempenho do sistema – ATFs-1 a 3, 440/230 kV SE Nova Porto Primavera.....	32
Figura 5-2 Desempenho do sistema – ATFs-1 a 4, 440/230 kV SE Ilha Solteira 2.....	32
Figura 5-3 Desempenho do sistema – LT 440 kV Taquaruçu – Capivara C1.....	33
Figura 5-4 Desempenho do sistema – LT 440 kV Taquaruçu – Nova Porto Primavera C1.	33
Figura 5-5 Desempenho do sistema – LT 230 kV Iguatemi 2 – Dourados C1.	34
Figura 5-6 Desempenho do sistema – ATF-1 e 2 525/230 kV SE Sarandi.	34
Figura 5-7 Desempenho do sistema – ATF-1 e 2 230/138 kV SE Anastácio.	36
Figura 5-8 Desempenho do sistema – LT 138 kV Anastácio – Aquidauana C1.....	36
Figura 5-9 Desempenho do sistema – LT 230 kV Iguatemi 2 – Dourados C1.	37
Figura 5-10 Desempenho do sistema – TFs 1 a 2 da SE Marechal Rondon.	38
Figura 5-11 Desempenho do sistema – ATFs 1 a 3 da SE Nova Porto Primavera.....	38
Figura 5-12 Desempenho do sistema – ATF 1 da SE Jupia.....	39
Figura 6-1 Proposta para operar a LT 138 kV Corumbá 2 – Aquidauana desligada.	43
Figura 6-2 Alternativa 1 – Diagrama 1.	44
Figura 6-3 Alternativa 2 – Diagrama 1.	45
Figura 6-4 Alternativa 3 – Diagrama 1.	46
Figura 7-1 Comparação econômica das alternativas.....	50
Figura 7-2 Comparação econômica das alternativas, VSC x LCC.	51
Figura 8-1 Desempenho do sistema – ATF-1 a 3 440/230 kV SE Nova Porto Primavera.	52
Figura 8-2 Desempenho do sistema – ATF-1 a 5 440/230 kV SE Ilha Solteira 2.	53
Figura 8-3 Desempenho do sistema – LT 440 kV Taquaruçu – Capivara C1.....	53
Figura 8-4 Desempenho do sistema – LT 440 kV Taquaruçu – Nova Porto Primavera C1.	54
Figura 8-5 Desempenho do sistema – LT 230 kV Iguatemi 2 – Dourados C1.	54
Figura 8-6 Desempenho do sistema – ATFs 1 a 4 525/230 kV SE Sarandi.....	55
Figura 8-7 Desempenho do sistema – ATFs 1 e 2 230/138 kV SE Anastácio.	56
Figura 8-8 Desempenho do sistema – LT 138 kV Anastácio – Aquidauana C1.....	56
Figura 8-9 Desempenho do sistema – LT 230 kV Anastácio – Sidrolândia 2 C1.	57
Figura 8-10 Desempenho do sistema – LT 230 kV Dourados – Anastácio C1.....	58
Figura 8-11 Desempenho do sistema – LT 230 kV Corumbá 2 – Anastácio C1.	58
Figura 8-12 Desempenho do sistema – LT 230 kV Sidrolândia 2 – Imbirussú C1.	59
Figura 8-13 Desempenho do sistema – Nova LT 230 kV Anastácio – Imbirussú C1.	59
Figura 8-14 Desempenho do sistema – LT 230 kV Iguatemi 2 – Dourados C1.	60
Figura 8-15 Desempenho do sistema – TF-1 440/138 kV Marechal Rondon.	61
Figura 8-16 Desempenho do sistema – ATF-1 440/230 kV Nova Porto Primavera.....	61
Figura 8-17 Desempenho do sistema – TF-1 440/138 kV Jupia.....	62
Figura 9-1 Energização da LT 500 kV Rio Verde Norte – Chapadão C1.	64
Figura 9-2 Rejeição da LT 500 kV Rio Verde Norte – Chapadão C1.	64
Figura 9-3 Energização da LT 500 kV Chapadão – Rio Brilhante C1.....	64
Figura 9-4 Rejeição da LT 500 kV Chapadão – Rio Brilhante C1.	65
Figura 9-5 Energização da LT 500 kV Rio Brilhante – Sarandi C1 C2 ligada.	65
Figura 9-6 Energização da LT 500 kV Rio Brilhante – Sarandi C1 C2 desligada.	66
Figura 9-7 Rejeição da LT 500 kV Rio Brilhante – Sarandi C1/C2.....	66
Figura 9-8 Energização da LT 230 kV Anastácio - Imbirussú.....	67

Figura 9-9 Rejeição da LT 230 kV Anastácio - Imbirussú.....	67
Figura 12-1 Dados técnicos básicos da LT 230 kV Anastácio – Imbirussú C1	78
Figura 12-2 Dados técnicos básicos da LT 500 kV Rio Verde Norte – Chapadão C1.....	79
Figura 12-3 Dados técnicos básicos da LT 500 kV Chapadão – Rio Brilhante C1.....	81
Figura 12-4 Dados técnicos básicos da LT 500 kV Rio Brilhante – Sarandi C1/C2	82
Figura 12-5 Dados técnicos básicos da LT 500 kV Corumbá 2 (50 Hz) - Fronteira.....	84
Figura 13-1 Ângulo de potência – Máquinas síncronas MS – Simulação 1.	87
Figura 13-2 Frequência – Máquinas síncronas MS – Simulação 1.....	88
Figura 13-3 Potência acelerante – Máquinas síncronas MS – Simulação 1, parte 1.....	88
Figura 13-4 Potência acelerante – Máquinas síncronas MS – Simulação 1, parte 2.....	89
Figura 13-5 Potência acelerante – Máquinas síncronas MS – Simulação 1, parte 3.....	89
Figura 13-6 Ângulo de potência – Máquinas síncronas MS – Simulação 2.	90
Figura 13-7 Frequência – Máquinas síncronas MS – Simulação 2.....	90
Figura 13-8 Tensão – Barras 230 kV MS – Simulação 2.	91
Figura 13-9 Tensão – Barras 500 kV MS – Simulação 2.	91
Figura 13-10 Ângulo de potência – Máquinas síncronas MS – Simulação 3.	92
Figura 13-11 Frequência – Máquinas síncronas MS – Simulação 3.....	93
Figura 13-12 Tensão – Barras 230 kV MS – Simulação 3.	93
Figura 13-13 Tensão – Barras 500 kV MS – Simulação 3.	94
Figura 13-14 Ângulo de potência – Máquinas síncronas MS – Simulação 4.	94
Figura 13-15 Frequência – Máquinas síncronas MS – Simulação 4.....	95
Figura 13-16 Tensão – Barras 230 kV MS – Simulação 4.	95
Figura 13-17 Tensão – Barras 500 kV MS – Simulação 4.	96
Figura 13-18 Ângulo de carga – Máquinas síncronas MS – Simulação 5.....	97
Figura 13-19 Frequência – Máquinas síncronas MS – Simulação 5.....	97
Figura 13-20 Tensão – Barras 230 kV MS – Simulação 5.	98
Figura 13-21 Tensão – Barras 500 kV MS – Simulação 5.	98
Figura 14-1	100
Figura 14-2	100
Figura 14-3	101
Figura 14-4	102
Figura 18-1 Expansão SE Rio Brilhante 500/230 kV.	142
Figura 18-2 Expansão SE Corumbá 2 - 230 kV / 60 Hz – 500 kV / 50 Hz.....	142
Figura 18-3 Expansão SE Chapadão 500/230 kV.....	143

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3-1 Programa de obras sistêmicas de rede básica - 2029	14
Tabela 3-2 Programa de obras sistêmicas da rede básica – 2034 em diante.....	18
Tabela 3-3 Programa de obras de rede básica – Interligação Brasil - Bolívia	22
Tabela 3-4 Programa de Rede de Distribuição.	22
Tabela 4-1 Limites operativos de tensão.	28
Tabela 6-1 Programa de obras recomendadas em Linhas de transmissão (obras comuns).	41
Tabela 6-2 Programa de obras recomendadas em subestações (obras comuns).	41
Tabela 6-3 Comparação entre as tecnologias LCC e VSC.....	47
Tabela 7-1 Comparação dos Rendimentos Necessários das Alternativas.	49
Tabela 7-2 Custo Diferencial de Perdas.	49
Tabela 7-3 Comparação Econômica.....	49
Tabela 7-4 Comparação Econômica VSC x LCC.	50
Tabela 10-1 Níveis de Curto-Circuito Mínimo.....	69
Tabela 10-2 Níveis de Curto-Circuito Máximo.	70
Tabela 11-1 Níveis de corrente no barramento 230 kV da SE Rio Brilhante.	71
Tabela 11-2 Níveis de corrente no barramento 230 kV da SE Chapadão.....	72
Tabela 12-1 Novas Linhas de Transmissão	73
Tabela 12-2 Dados do ambiente	73
Tabela 12-3 Dados para avaliação econômica.....	74
Tabela 12-4 Dados do sistema – Fluxos para cálculo de perdas.....	74
Tabela 12-5 Dados do sistema – Fluxos máximos observados para diferentes condições de operação	74
Tabela 12-6 Configurações com menor custo total – LT1	76
Tabela 12-7 Configurações com menor custo total – LT2	76
Tabela 12-8 Configurações com menor custo total – LT3	76
Tabela 12-9 Configurações com menor custo total – LT4	77
Tabela 12-10 Características elétricas básicas da LT 230 kV Anastácio – Imbirussú C1.....	77
Tabela 12-11 Coordenadas da silhueta típica da LT1 230 kV em CS	78
Tabela 12-12 Características elétricas básicas da LT 500 kV Rio Verde Norte – Chapadão C1	79
Tabela 12-13 Coordenadas da silhueta típica da LT2 500 kV em CS	80
Tabela 12-14 Características elétricas básicas da LT 500 kV Chapadão – Rio Brilhante C1	80
Tabela 12-15 Coordenadas da silhueta típica da LT3 500 kV em CS	81
Tabela 12-16 Características elétricas básicas da LT 500 kV Rio Brilhante – Sarandi C1/C2.....	82
Tabela 12-17 Coordenadas da silhueta típica da LT4 500 kV em CD.....	83
Tabela 12-18 Características elétricas básicas da LT 500 kV Corumbá 2 (50 Hz) - Fronteira	83
Tabela 12-19 Coordenadas da silhueta típica da LT5 500 kV em CS	84
Tabela 12-20 Estimativas iniciais para faixa de segurança	85
Tabela 13-1 Lista das máquinas síncronas verificadas	86
Tabela 13-2 Lista dos eventos.....	86
Tabela 14-1 Preços na referência de dez/24.	103
Tabela 16-1 Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 1.1 (vencedora).	106
Tabela 16-2 Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 1.2.	108
Tabela 16-3 Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 2.	110
Tabela 16-4 Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 3.	112
Tabela 18-1 Previsão de expansão das subestações novas	141
Tabela 19-1 Parâmetros elétricos dos transformadores de Rede Básica adotados	144
Tabela 19-2 Parâmetros elétricos e capacidades de corrente de projeto das linhas de transmissão de Rede Básica adotadas.	144
Tabela 19-3 Parâmetros elétricos e capacidades de corrente de projeto das linhas de transmissão de Rede Básica adotadas – 50 Hertz.....	144

Tabela 19-4 Parâmetros elétricos e capacidades dos capacitores série de Rede Básica adotados.
.....144

1 INTRODUÇÃO E OBJETIVO

1.1 Considerações Iniciais

Atualmente, o atendimento elétrico ao estado de Mato Grosso do Sul é composto por instalações nos níveis de tensão 230 kV e 138 kV, contando com oito subestações de fronteira 230/138 kV (Campo Grande 2, Imbirussú, Corumbá 2, Anastácio, Sidrolândia 2, Dourados, Paraíso 2 e Ivinhema 2) e duas ICGs (Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada) – Rio Brilhante e Chapadão – que, de acordo com os contratos de concessão, migraram para Rede Básica em julho de 2025.

Cumpre notar que a distribuição do carregamento no sistema de transmissão em 230 kV e 138 kV que abastece o estado é determinado não somente pelas solicitações do mercado local, mas também pelas condições de intercâmbio entre as regiões sudeste/centro-oeste e sul e do montante de geração local.

Nesse contexto, vale dizer que tanto a EPE quanto o ONS já previram, em seus respectivos documentos de referência setorial, problemas elétricos no atendimento à região para os próximos anos. Os itens a seguir descrevem os principais problemas:

- Sobrecarga na DIT 138 kV Campo Grande 2 – Mimoso 2 – Jupiá;
- Sobrecarga na transformação 440/230 kV de Ilha Solteira 2;
- Sobrecarga na LT 230 kV Dourados – Guaíra.

Diante dos problemas técnicos mencionados, especialmente as restrições à conexão de novos empreendimentos de geração, torna-se evidente a necessidade de ações estruturantes de planejamento de longo prazo para garantir o atendimento elétrico adequado ao Mato Grosso do Sul. Nesse contexto, iniciativas de cooperação internacional vêm sendo discutidas no âmbito do planejamento energético nacional. O trecho a seguir, extraído do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034, apresenta uma dessas iniciativas, envolvendo a interligação elétrica entre o Brasil e Bolívia, com potencial de gerar benefícios para os dois países.

“Em julho de 2024, o MME assinou memorandos de entendimento com a Bolívia. Um deles prevê a interconexão dos sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica.

O objetivo do plano de conexão via sistema de distribuição é o de fornecer energia elétrica a localidades no norte da Bolívia, cujas redes elétricas atualmente operam de forma isolada. Essa interligação com o Brasil poderá contribuir na descarbonização de parte da Amazônia entre os dois países, e se dará entre as subestações Guajará-Mirim (RO/Brasil) e Guayaramerin (Bolívia), e entre as subestações Eptaciolândia (AC/Brasil) e Cobija (Bolívia). O plano está dividido em duas fases: a primeira envolve a conexão em tensão de 34,5 kV e a segunda, a conexão em mais alta tensão (138 kV).

No que diz respeito ao plano de interligação elétrica com a Rede Básica do SIN, a Bolívia apresentou uma proposta também compreendendo duas fases: i) interconexão elétrica de Brechas (BOL) -

Germán Busch (BOL) - Corumbá 2 (BR) (até 420 MW); e ii) análise de alternativas de interconexão em corrente contínua de Germán Busch (BOL) até à SE Corumbá 2 (BR) ou SE Rio Verde (BR) (+ 500 MW). Ao final da fase II, a proposta da Bolívia consiste na transferência de 920 MW de energia entre os dois países. Cabe ressaltar que essas propostas ainda serão validadas por estudos técnicos brasileiros.

As tratativas com a Bolívia para esse tópico seguem abertas e são objeto de discussão em reuniões periódicas entre as equipes técnicas do governo Boliviano, ENDE, e do Ministério de Minas e Energia, no Brasil [1]”

Devido aos problemas mencionados que impactam no escoamento do excedente de geração do estado, somados à necessidade de atendimento à fase I da interligação elétrica entre Brasil e Bolívia, na SE Corumbá 2 com capacidade de 420 MW, tornou-se necessária a realização de um estudo de planejamento de longo prazo para o Mato Grosso do Sul. Esse estudo visa garantir a adequação do atendimento elétrico frente ao crescimento de geração local e às novas demandas da conexão internacional.

1.2 Objetivos Gerais

O presente estudo teve por objetivo identificar e recomendar obras estruturais para o sistema elétrico que supre o estado de Mato Grosso do Sul, visando aumentar a capacidade remanescente para escoamento de geração de energia (viabilizando novos projetos de geração e interligações internacionais), dentro do horizonte 2039, conforme as condições de qualidade e confiabilidade requeridas no Sistema Interligado Nacional (SIN).

O conceito de capacidade remanescente ou “margem” é a folga, existente ou futura, no sistema de transmissão para acomodar uma quantidade adicional de geração que poderá ser injetada nos pontos de conexão, por um ou mais novos agentes geradores interessados em se conectar no Sistema Interligado Nacional.

2 CONCLUSÕES

Para resolver os problemas da região em questão, foram vislumbradas diversas alternativas de transmissão considerando a manutenção da rede de 230 kV (predominante no estado de Mato Grosso do Sul) e a inserção dos níveis de tensão de 440 kV e/ou 500 kV, cada qual composta por obras comuns e específicas.

No entanto, somente as alternativas de 500 kV apresentaram desempenho satisfatório e efetivo para eliminar os problemas técnicos identificados durante o diagnóstico do sistema. Do ponto de vista econômico, entre as três alternativas avaliadas, a Alternativa [1 - VSC](#) foi definida como a vencedora do estudo por apresentar maiores benefícios à sociedade.

A respeito dessa alternativa de referência:

- As análises complementares de curto-circuito, de sobretensões à frequência industrial e de desempenho dinâmico, confirmaram o bom desempenho do plano de obras definido.
- As análises socioambientais preliminares, apresentadas ao final deste relatório, não demonstraram qualquer impossibilidade para a implantação das obras vislumbradas.
- É importante mencionar que, exclusivamente para o caso da tecnologia *Line Commutated Converter* (LCC), considerou-se a aplicação de compensação síncrona para aumentar os níveis de curto-circuito locais, de forma que o barramento 230 kV da SE Corumbá 2 tivesse uma relação *Short Circuit Ratio* (SCR) de pelo menos 3, quando utilizado como referência a potência máxima de 420 MW nas conversoras. Também foi considerada a aplicação de compensação síncrona no lado do sistema boliviano, levando-se em conta que o SCR no ponto de conexão com o país vizinho também é inferior a 3. Esses equipamentos acabaram por aumentar os investimentos totais da alternativa com a tecnologia LCC, tornando-a menos competitiva.
- Portanto, considerando os ganhos técnicos inerentes à tecnologia VSC, especialmente em redes com baixo nível de curto-circuito, pode-se concluir que a alternativa com este tipo de conversor apresenta-se mais favorável em uma análise técnico-econômica.
- Adicionalmente, é importante ressaltar que os fabricantes consultados apresentaram um prazo de fornecimento de aproximadamente cinco anos para os conversores *back-to-back*, o que enseja a análise de qual o endereçamento de curto/médio prazo a ser dado para a operação da interligação elétrica Brasil-Bolívia.
- Os investimentos estimados para a implantação da Alternativa 1 - VSC são de R\$ 7,06 bilhões, sendo R\$ 2,79 bilhões exclusivamente para conexão internacional (contemplando o custo de R\$ 2,23 bilhões para a conversora *back-to-back*) e R\$ 4,27 bilhões para obras sistêmicas necessárias para aumento da capacidade remanescente para escoamento de geração elétrica e confiabilidade do sistema elétrico do estado do Mato Grosso do Sul. Os valores foram obtidos por meio de consultas aos principais fabricantes, sendo realizada uma média simples dos valores fornecidos, custeados a uma cotação de 5,59 R\$/US\$, conforme taxa do fechamento do câmbio

do Banco Central de 28/07/2025. Os valores fornecidos consideram a implantação da estação conversora em território brasileiro.

- Por fim, cumpre ressaltar que o detalhamento da conversora deverá ser estabelecido no relatório R2, com base em estudos a serem elaborados a partir de modelos validados em PSCAD e da complementação de informações do sistema boliviano para montagem da rede equivalente neste software.

3 RECOMENDAÇÕES

Recomenda-se a implantação do plano de obras que caracteriza a Alternativa 1 do estudo, pois o conjunto de obras nela previsto é o mais atrativo do ponto de vista técnico-econômico e permite solucionar, de forma mais robusta, até o ano 2039, os problemas existentes no estado de Mato Grosso do Sul.

A solução recomendada se divide em dois grupos:

1) Solução Estrutural Sistêmica

- Obras previstas para 2029;
- Obras previstas de 2034 em diante.

2) Solução Estrutural para atendimento à conexão internacional

- Essa solução é efetiva somente em conjunto com as obras previstas para o ano de 2029 do item 1.

3.1 Solução Estrutural Sistêmica

Obras previstas para 2029

A Tabela 3-1 apresenta o cronograma de obras associadas à abertura de capacidade remanescente para escoamento de geração elétrica constantes na Alternativa 1, bem como a Figura 3-1 apresenta parte da solução aplicada ao sistema de interesse.

Tabela 3-1 Programa de obras sistêmicas de rede básica - 2029

Obra	Ano	Descrição	Observações
SE 500/230/138 kV RIO BRILHANTE (Nova) * Novo pátio 500 kV	2029	1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 400 MVA 1Φ 1° Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-200/+300) Mvar 1° Reator de Barra 500 kV, (3 +1R) x 58,3 Mvar 1Φ	Obs.1: A fase reserva do reator de barra deverá ser especificada e implantada de forma a viabilizar o compartilhamento com os reatores de linha a serem instalados nos vãos da LT 500 kV Chapadão - Rio Brilhante C1 ou C2. Obs.2: Com intuito de evitar cruzamentos de LTs, sugere-se que a disposição dos equipamentos neste novo pátio de 500 kV esteja conforme ANEXO 3: Caracterização das subestações novas. Obs.3: Com intuito de reduzir os impactos ambientais no entorno da subestação, sugere-se que o setor de 500 kV seja instalado afastado do setor de 230 kV em torno de 500 m. Neste caso, sugere-se também que os ATFs 500/230 kV sejam instalados próximos ao setor de 230 kV e interligados com barramento de 500 kV por meio de pequenos trechos de LTs de 500 kV (atendendo, pelo menos, as capacidades de longa duração e de curta duração de 30 min – 140 % da capacidade do ATF), conforme Figura 3-2. Obs.4: Devido à capacidade dos ATFs 500/230 kV, recomenda-se que a corrente

Obra	Ano	Descrição	Observações
			nominal dos novos disjuntores e chaves seccionadoras de 500 e 230 kV não sejam fatores limitantes na capacidade dos novos equipamentos. Caso necessário, haverá necessidade de adequação desta mesma capacidade para o disjuntor interligador de barra (IB) de 230 kV existente. Obs.5: Os barramentos de 230 kV devem atender minimamente os valores indicados no capítulo 11.
LT 500 kV RIO BRILHANTE - SARANDI C1 e C2 (CD) (Nova)	2029	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 310 km 2x Reatores de Linha Fixos 500 kV, (6+1R) x 58,3 Mvar 1Φ // Rio Brilhante 2x Reatores de Linha Fixos 500 kV, (6+1R) x 58,3 Mvar 1Φ // Sarandi	
SE 525/230 kV SARANDI (Ampliação e Adequação)	2029	3° ATF 525/230 kV, 3 x 224 MVA 1Φ	
SE 440/230 kV ILHA SOLTEIRA 2 (Ampliação e Adequação)	2029	5° ATF 440/230 kV, 3 x 150 MVA 1Φ	
SE 230/138 kV CHAPADÃO (Ampliação e Adequação)	2029	3° ATF 230/138 kV, 1 x 225 MVA 3Φ	

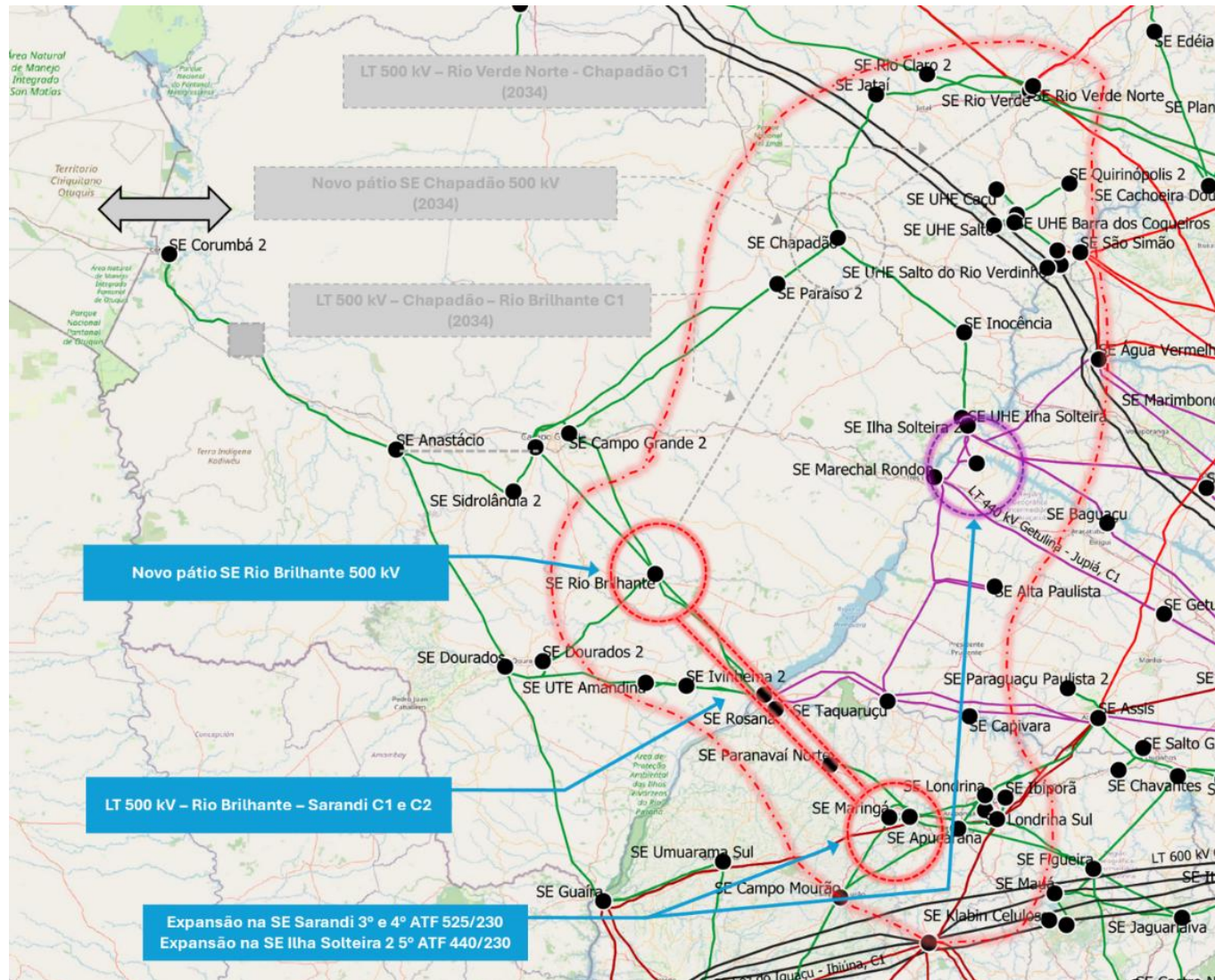


Figura 3-1 Soluções estruturais para abertura de capacidade remanescente para escoamento de geração de energia.



Figura 3-2 Adequações no entorno da SE Rio Brilhante.

Obras previstas para 2034 em diante

A Tabela 3-2 apresenta o cronograma de obras associadas à abertura de capacidade remanescente para escoamento de geração de energia elétrica constantes na Alternativa 1, bem como a Figura 3-3 apresenta parte da solução aplicada ao sistema de interesse.

Tabela 3-2 Programa de obras sistêmicas da rede básica – 2034 em diante

Obra	Ano	Descrição	Observações
SE 500/230/138 kV CHAPADÃO (Nova) * Novo pátio 500 kV	2034	1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 400 MVA 1Φ 1° Reator de Barra 500 kV, (3 + 1R) x 36,67 Mvar 1Φ	Obs.1: A fase reserva do reator de barra deverá ser especificada e implantada de forma a viabilizar o compartilhamento com o reator de linha a ser instalado no vão da LT 500 kV Rio Verde Norte – Chapadão, C1 ou C2. Obs.2: Com intuito de evitar cruzamentos de LTs, sugere-se que a disposição dos equipamentos neste novo pátio de 500 kV esteja conforme ANEXO 18 (Caracterização das subestações novas). Obs.3: Para construção do novo pátio 500 kV - contíguo ao setor de 230kV - existe a necessidade de realocação de LTs existentes (LT 230 kV Chapadão - Jataí C1 e C2) e alteração de traçados planejados por empreendedores de geração com conexão prevista no setor de 230 kV, vide Figura 3-4. Obs.4: Devido à capacidade dos ATFs 500/230 kV, recomenda-se que a corrente nominal dos novos disjuntores e chaves seccionadoras de 500 e 230 kV não sejam fatores limitantes na capacidade dos novos equipamentos. Caso necessário, haverá necessidade de adequação desta mesma capacidade

Obra	Ano	Descrição	Observações
			para o disjuntor interligador de barra (IB) de 230 kV existente. Obs.5: Os barramentos de 230 kV devem atender minimamente os valores indicados no capítulo 11.
LT 500 kV CHAPADÃO - RIO BRILHANTE C1 (Nova)	2034	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 330 km 1 Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 58,3 Mvar 1Φ // Chapadão 1 Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 58,3 Mvar 1Φ // Rio Brilhante	Obs.1: O reator de linha do terminal de Rio Brilhante deverá ser especificado e implantando de forma a viabilizar o uso da fase reserva do reator de barra dessa subestação.
LT 500 kV RIO VERDE NORTE - CHAPADÃO C1 (Nova)	2034	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 220 km 1 Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 36,67 Mvar 1Φ // Rio Verde Norte 1 Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 36,67 Mvar 1Φ // Chapadão	Obs.1: O reator de linha do terminal de Chapadão deverá ser especificado e implantando de forma a viabilizar o uso da fase reserva do reator de barra dessa subestação.
SE 525/230 kV SARANDI (Ampliação e Adequação)	2039	4º ATF 525/230 kV, 3 x 224 MVA 1Φ	



Figura 3-4 Adequações no entorno da SE Chapadão.

3.2 Solução Estrutural para atendimento à conexão internacional

A Tabela 3-3 apresenta o cronograma de obras associadas à conexão internacional com a Bolívia constantes na Alternativa 1, que é a de menor custo global e a recomendada neste estudo. A Figura 3-5 apresenta parte da solução aplicada ao sistema de interesse.

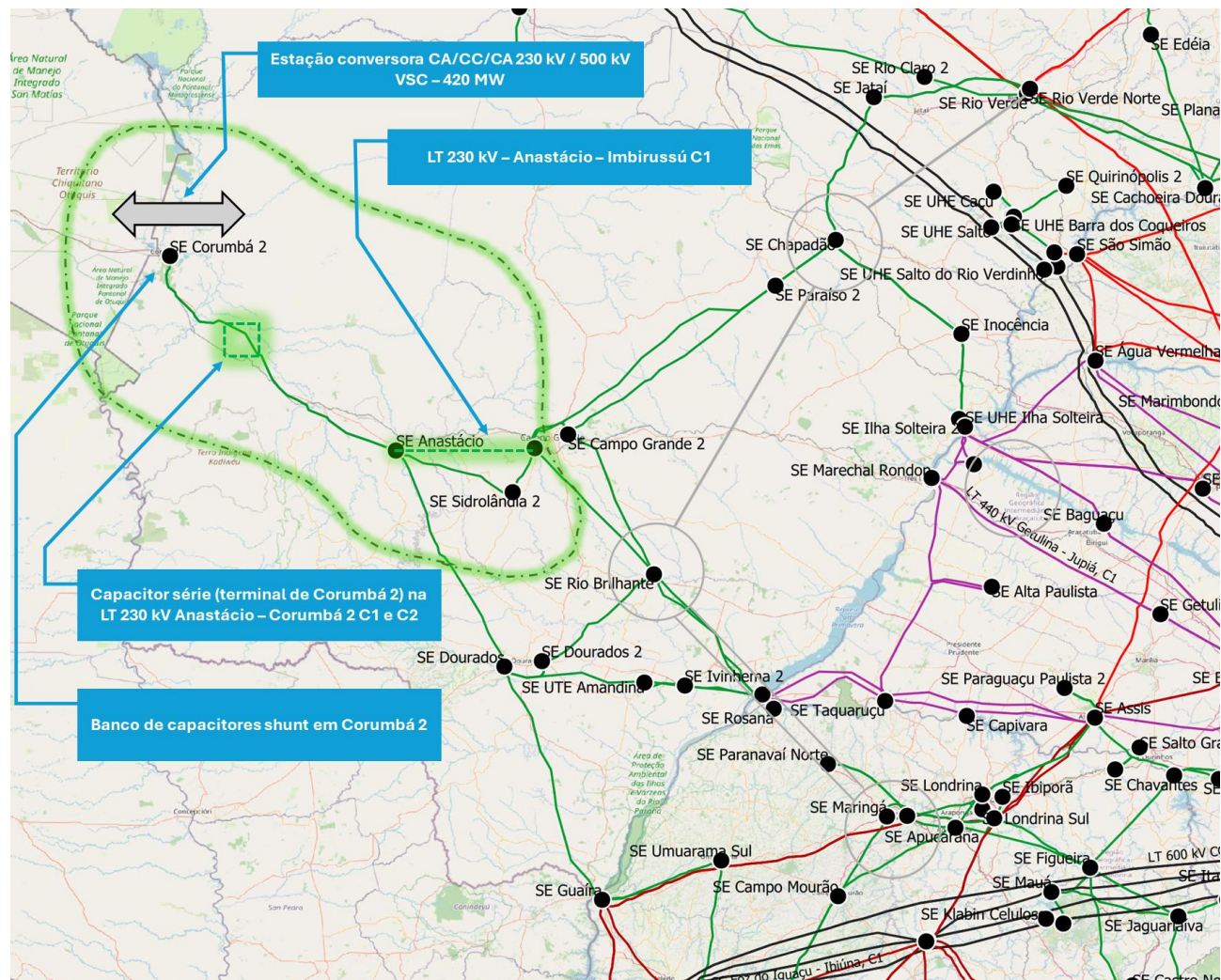
Tabela 3-3 Programa de obras de rede básica – Interligação Brasil - Bolívia

Obra	Ano	Descrição	Observações
SE 230/138 kV CORUMBÁ 2 (Nova)	2029	Estação conversora CA/CC/CA 230 kV / 500 kV 230 kV (Brasil) - 500 kV (Bolívia) VSC – 420 MW * 1° e 2° Capacitor em Derivação 230 kV, 2 x 100 Mvar 3Φ	
LT 230 kV ANASTÁCIO - IMBIRUSSÚ C1 (Nova)	2029	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (ROOK), 115 km	
LT 500 kV CORUMBÁ 2 – FRONTEIRA BOLÍVIA C1 (Nova)	2029	Circuito Simples, 500 kV, 50 Hz, 4 x 750 MCM (ACAR 18/19), 35 km	
LT 230 kV CORUMBÁ 2 - ANASTÁCIO C1 e C2 (CD) (Ampliação/Adequação)	2029	Capacitor Série 230 kV, 1 x 200,00 Mvar 3Φ // Corumbá 2	Obs.1: Visando evitar sobretensões sustentadas nos reatores de linha existentes, recomenda-se que os novos capacitores série sejam instalados no “lado linha”.

* O conversor VSC oferece vantagens significativas em termos de flexibilidade operacional, menor impacto na rede elétrica e maior robustez frente a distúrbios. Sua capacidade de controle independente de potência, operação em redes fracas, menor exigência de espaço físico e possibilidade de execução de Black start (reenergizar a subestação de Corumbá 2 em casos de faltas e ilhamento, por exemplo) tornaram essa tecnologia especialmente adequada para a conexão internacional. Assim, considerando a melhor performance técnica e os benefícios associados, optou-se pela adoção da tecnologia VSC na estação conversora back-to-back, tornando a alternativa 1 - VSC a vencedora.

Tabela 3-4 Programa de Rede de Distribuição.

Obra	Ano	Descrição	Observações
LD 138 kV CORUMBÁ 2 - AQUIDAUANA C1 (Nova)	2029	Operar com a linha normalmente aberta.	Evitando assim paralelismo com a Rede Básica



A conversora B2B poderá ser construída tanto no lado brasileiro quando no lado boliviano. No entanto, este relatório adotou como solução referencial a implantação da conversora B2B no lado brasileiro. Todas as informações enviadas pelos fabricantes, por meio das fichas de consulta, referem-se a essa alternativa. Caso o acordo bilateral defina a construção da B2B no lado boliviano, este relatório deverá ser revisado quanto à definição das obras associadas.

3.3 Recomendações para relatórios complementares

Relatórios R2

Essas recomendações levam em conta: (i) características de cada instalação avaliada e da elétrica adjacente; (ii) condicionantes impostos pelo sistema; (iii) análises de detalhamento realizadas neste relatório R1 (avaliação técnico-econômica de Linhas de Transmissão (LT) e análises preliminares de ressonância e extinção de arco secundário, quando aplicável); e (iv) os resultados de relatórios R2 já realizados para instalações semelhantes [2]. Dessa forma, recomenda-se que sejam solicitados os relatórios R2 para as seguintes instalações:

- LT 500 kV Rio Verde Norte – Chapadão C1;
- LT 500 kV Chapadão – Rio Brilhante C1;
- LT 500 kV Rio Brilhante - Sarandi C1 e C2;
- Novos autotransformadores 500/230 kV da SE Chapadão;
- Novos autotransformadores 500/230 kV da SE Rio Brilhante;
- Estação conversora CA/CC/CA, 230 kV (Brasil) - 500 kV (Bolívia), VSC – 420 MW.

Por fim, para a LT 230 kV Anastácio – Imbirussú C1 e a LT 500 kV Corumbá 2 (BRA) – German Busch (BOL) C1 (50 Hz), recomenda-se a dispensa de elaboração do relatório R2 associado. Entretanto, sugere-se que, caso sejam identificadas nos estudos desenvolvidos nas etapas posteriores elevadas sobrecorrentes, sobretensões e/ou energias nos para-raios de óxido metálico, bem como algum fenômeno de interação relevante entre a LT 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.

Relatórios R3

Recomenda-se que sejam solicitados os relatórios R3 para as seguintes instalações:

- LT 230 kV Anastácio – Imbirussú C1;
- LT 500 kV Corumbá 2 – German Busch C1 (interligação internacional – trecho brasileiro) e ampliação da SE Corumbá 2 (Novo pátio – conversoras b2b);
- LT 500 kV Rio Verde Norte – Chapadão C1;
- LT 500 kV Chapadão – Rio Brilhante C1 e ampliação da SE Chapadão (Novo pátio 500 kV);
- LT 500 kV Rio Brilhante - Sarandi C1 e C2 (CD) e ampliação da SE Rio Brilhante (Novo pátio 500 kV);

Relatórios R4

Recomenda-se que sejam solicitados os relatórios R4 para as seguintes instalações:

- **Tipo A**
 - SE Anastácio
 - SE Chapadão (Novo pátio de 500 kV);
 - SE Corumbá 2 (Novo pátio – conversoras para interligação internacional);
 - SE Imbirussú
 - SE Rio Brilhante (Novo pátio de 500 kV);
 - SE Rio Verde Norte
 - SE Sarandi

Relatórios R5

Recomenda-se que sejam solicitados os relatórios R5 para as seguintes instalações:

- Ampliação da SE Corumbá 2 (Novo pátio – conversoras para interligação internacional);
- Ampliação da SE Rio Brilhante (Novo pátio de 500 kV);
- Ampliação da SE Chapadão (Novo pátio de 500 kV);
- LT 230 kV Anastácio – Imbirussú C1;
- LT 500 kV Corumbá 2 – German Busch C1 (interligação internacional – trecho brasileiro);
- LT 500 kV Rio Verde Norte – Chapadão C1;
- LT 500 kV Chapadão – Rio Brilhante C1;
- LT 500 kV Rio Brilhante - Sarandi C1 e C2 (CD);

4 PREMISSAS E CRITÉRIOS

4.1 Critérios Básicos

Para cada instalação aplicável deste relatório R1 apresenta-se a seguir a recomendação quanto à elaboração ou dispensa de elaboração do relatório R2. As análises têm foco principal nas solicitações impostas pelos Transitórios Eletromagnéticos de Manobra (TEM) que fazem parte do escopo dos relatórios R2.

O presente estudo foi elaborado em conformidade com os critérios usuais de planejamento definidos no documento CCPE – Volume II “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão” [3]. Quando aplicável, foram respeitados ainda os requisitos do submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede do ONS [4] 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 2034. O horizonte do estudo foi o período entre 2029 e 2039.

4.3 Mercado

As projeções de demanda consideradas foram aqueles referentes ao Plano Decenal da Transmissão 2034.

4.4 Cenários e Plano de Geração

Foram analisados os patamares de carga máxima e mínima, diurna e noturna, para cálculo de perdas. Os dois cenários mais críticos foram complementados com a conexão internacional e utilizados para análises de obras e expansão da região.

Cenário Dimensionador 1

(patamar de carga máxima diurna, safra biomassa, Bolívia conectada como Geração 420 MW)

Para montagem dos casos de trabalho da região de interesse em excesso de geração, considerou-se o cenário de carga máxima diurna, elevado despacho de geração hidráulica no Sul, com a Bolívia operando como exportadora de energia elétrica. O cenário considerado apresenta as características descritas abaixo:

- Bolívia exportando 420 MW para o Brasil.
- Período de safra das usinas de biomassa.

Cenário Dimensionador 2

(patamar de carga máxima noturna, entressafra biomassa e Bolívia conectada como carga 420 MW)

Para montagem dos casos de trabalho da região de interesse, considerou-se o cenário de carga máxima noturna, despacho reduzido de geração hidráulica no Sul, com a Bolívia operando como importadora de energia elétrica. O cenário considerado apresenta as características descritas abaixo:

- Bolívia importando 420 MW do Brasil.
- Período de entressafra das usinas de biomassa.

Cenário adicional de sensibilidade

(patamar de carga mínima diurna, safra biomassa e Bolívia conectada como geração 420 MW)

Para montagem dos casos de trabalho da região de interesse, considerou-se o cenário de carga mínima diurna, despacho elevado de geração hidráulica no Sul, UFV e MMGD; Bolívia operando como exportadora de energia elétrica. O cenário considerado apresenta as características descritas abaixo:

- Bolívia exportando 420 MW para o Brasil.
- Período de safra das usinas de biomassa.
- Usinas solares centralizadas com os seguintes percentuais de despacho:
 - Mato Grosso do Sul e São Paulo em 90%.
 - Minas Gerais e Goiás em 60%.

4.5 Limites Operativos

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.

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

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.

4.6 Sistema Elétrico de Interesse

O sistema de interesse é apresentado na Figura 4-1 e está localizado no estado de Mato Grosso do Sul e nas conexões com os estados de Goiás, São Paulo e Paraná. A rede do Mato Grosso do Sul é predominantemente composta por linhas e subestações de 230 kV, mas nota-se que as conexões interestaduais são consolidadas em subestações elevadoras.

As linhas de transmissão que cruzam as fronteiras estaduais são as seguintes: LT 230 kV Dourados – Guaíra (MS-PR), LT 230 kV Chapadão – Jataí (MS-GO), LT 230 kV Rio Brilhante – Porto Primavera (MS-SP) e as transformações de Ilha Solteira 2 (MS-SP).

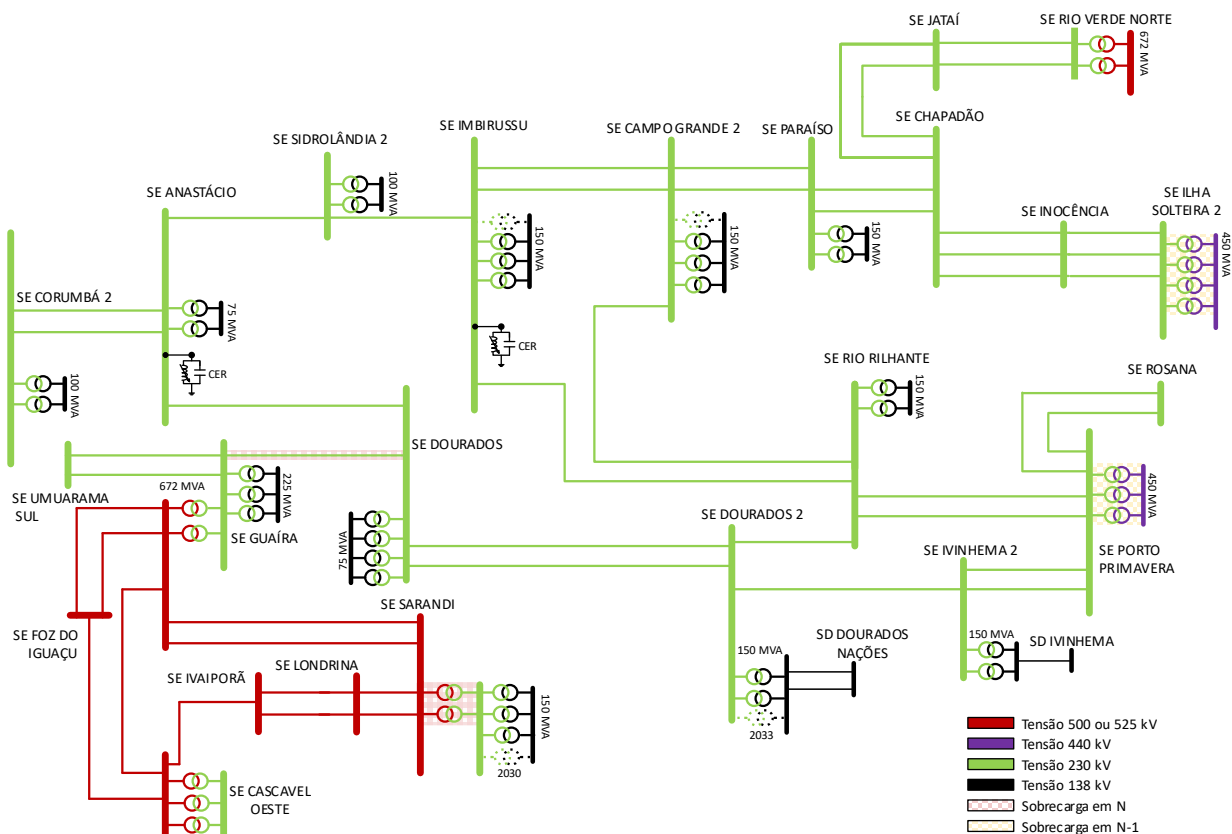


Figura 4-1 Sistema elétrico de interesse – Diagrama.

Obras referenciais

As obras representadas nos casos de estudo com impacto na região de interesse são detalhadas a seguir:

- Instalação do 4º (quarto) transformador 230/138 kV, de 150 MVA (3 x 150 MVA), na SE Campo Grande 2.
- Instalação do 3º (terceiro) transformador 230/138 kV, de 150 MVA (3 x 150 MVA), na SE Dourados 2.
- LD 138 kV Campo Grande 2 – Mimoso 2 C1 e C2.
- Banco de capacitor 100 Mvar na SE Imbirussú.
- **Nova SE 230/138 kV Iguatemi 2**
 - Está prevista a construção da SE Iguatemi 2 com seccionamento da LT 230 kV Dourados – Guaíra, conforme lote 8 do leilão ANEEL de 2025, recomendada pelo estudo da EPE de Atendimento a região de Naviraí, conforme [5]. As novas linhas serão denominadas: LT 230 kV Iguatemi 2 – Dourados C1 e LT 230 kV Iguatemi 2 – Guaíra C1.

4.7 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: 2028;
- Tempo de vida útil das instalações: 30 anos;
- Ano horizonte: 2039; e
- Empate entre alternativas: diferença de custos inferior a 5 % (requer análises adicionais).

Para o cálculo dos custos das perdas foram considerados os quatro patamares de carga e os intercâmbios Norte Seco E Norte Úmido do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2034.

5 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA

5.1 Desempenho Elétrico da Rede

As próximas seções apresentam os problemas observados nos cenários dimensionadores deste estudo. Inicialmente, são abordados dois cenários principais (i) carga máxima diurna, elevado despacho de geração hidráulica na região Sul, correspondente ao período de safra das usinas de biomassa, Bolívia atuando como exportadora; e (ii) carga máxima noturna, com despacho reduzido de geração hidráulica no Sul, representando o período de entressafra das usinas de biomassa, Bolívia atuando como importadora. Além destes, foi verificado um cenário adicional de sensibilidade: carga mínima diurna, também com elevado despacho de geração hidráulica no Sul, período de safra da biomassa e Bolívia exportadora.

Cenário Dimensionador 1

(patamar de carga máxima diurna, safra biomassa, Bolívia conectada como Geração 420 MW)

Os resultados apresentados abaixo foram realizados no cenário de carga máxima diurna, safra da biomassa e Bolívia operando como exportadora de energia elétrica para o Brasil.

Da Figura 5-1 a Figura 5-6, apresentam as violações e pontos de atenção sobre o carregamento no sistema de interesse em condições normais e de contingência, respectivamente.

Neste cenário, foram encontradas sobrecargas nos seguintes transformadores:

- ATFs 1, 2 e 3 – 440/230 kV SE Nova Porto Primavera (450/540 MVA);
- ATFs 1, 2, 3 e 4 – 440/230 kV SE Ilha Solteira 2 (450/585 MVA);
- ATFs 1 e 2 – 525/230 kV SE Sarandi (672/806 MVA).

E nas linhas de transmissão:

- LT 440 kV Taquaruçu – Capivara C1 (1524/1524 MVA);
- LT 440 kV Taquaruçu – Porto Primavera C1 (1918/1981 MVA);
- LT 230 kV Iguatemi 2 – Dourados C1 (338/378 MVA).

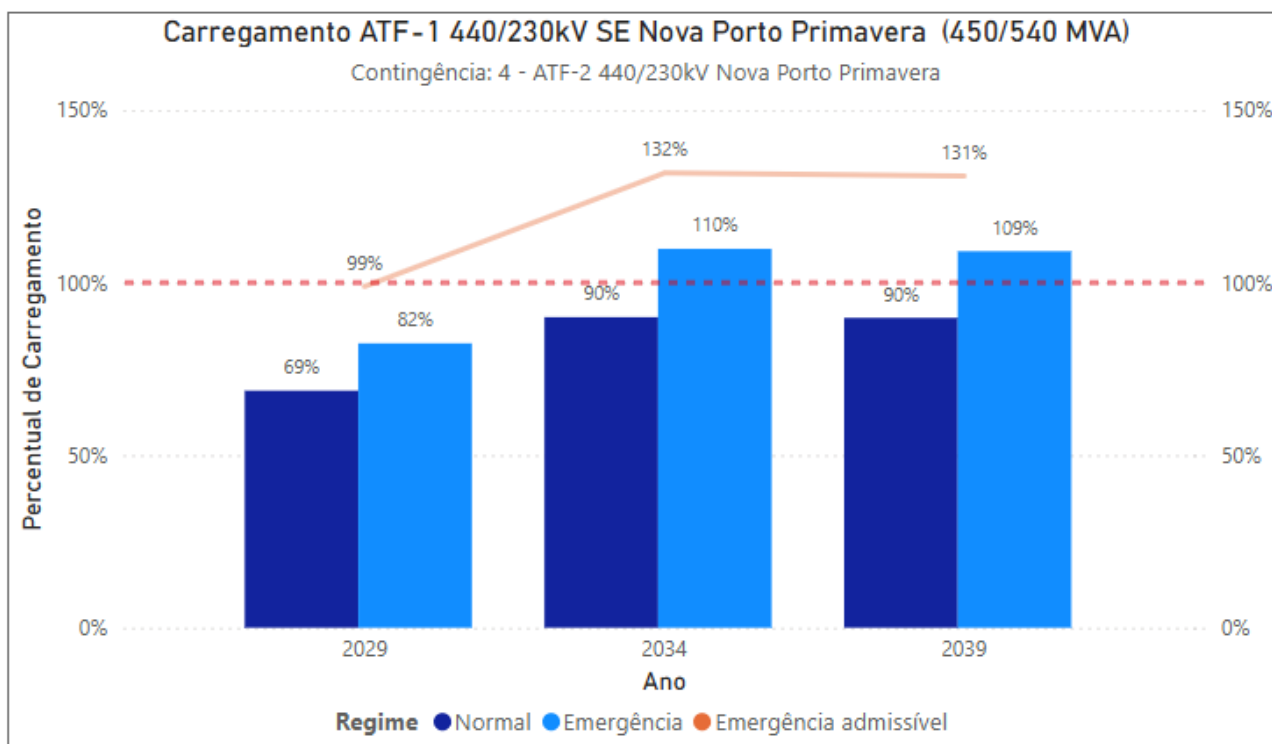


Figura 5-1 Desempenho do sistema – ATFs-1 a 3, 440/230 kV SE Nova Porto Primavera.

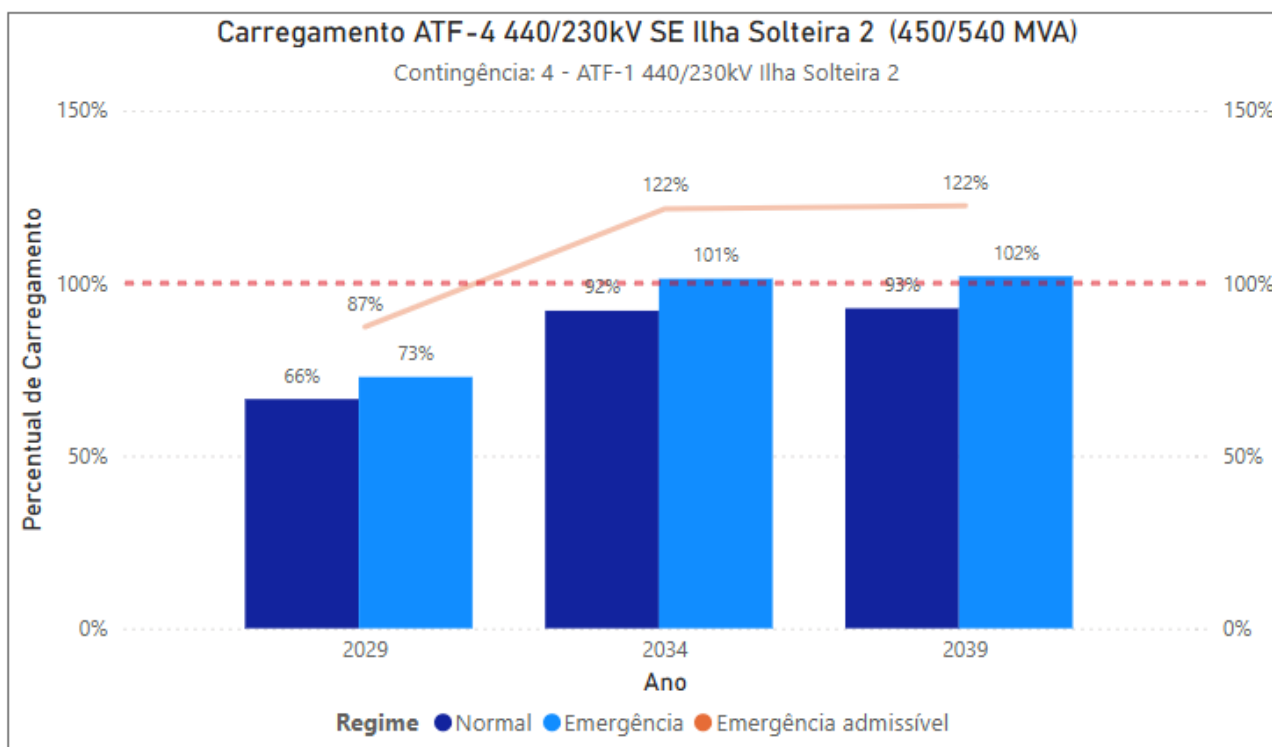


Figura 5-2 Desempenho do sistema – ATFs-1 a 4, 440/230 kV SE Ilha Solteira 2.

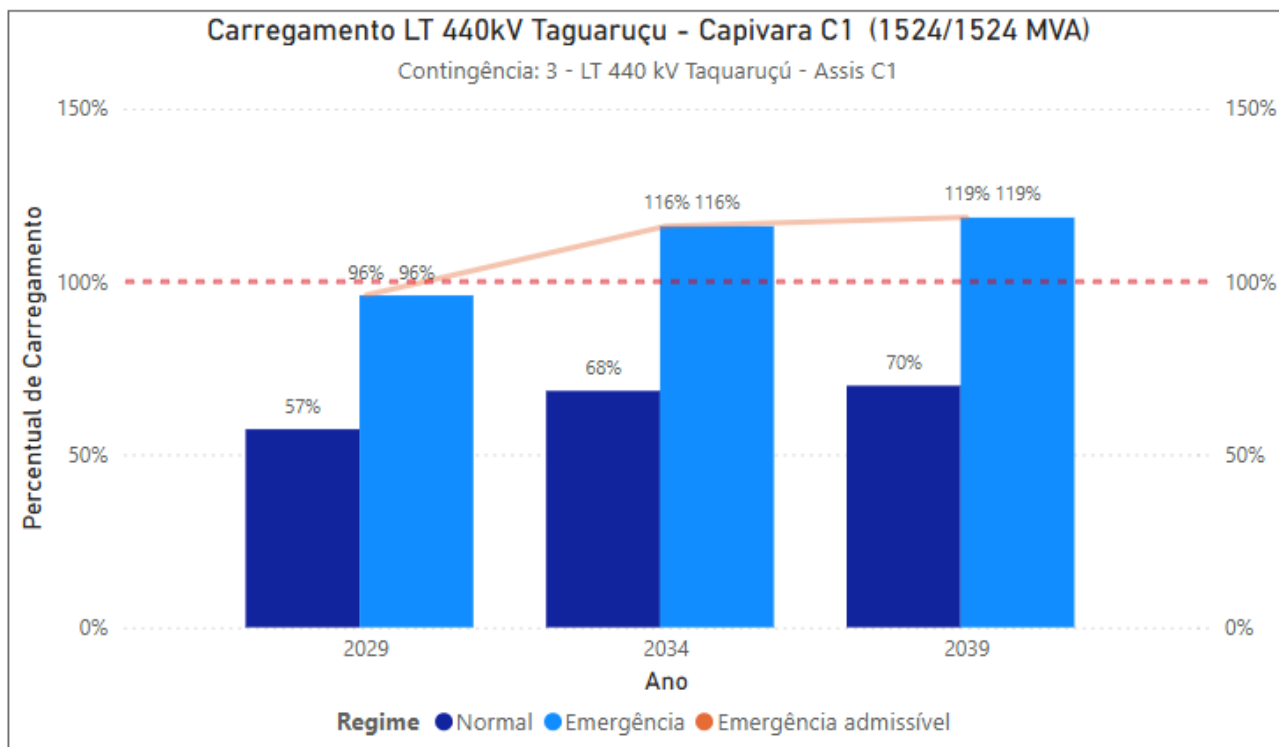


Figura 5-3 Desempenho do sistema – LT 440 kV Taquaruçu – Capivara C1.

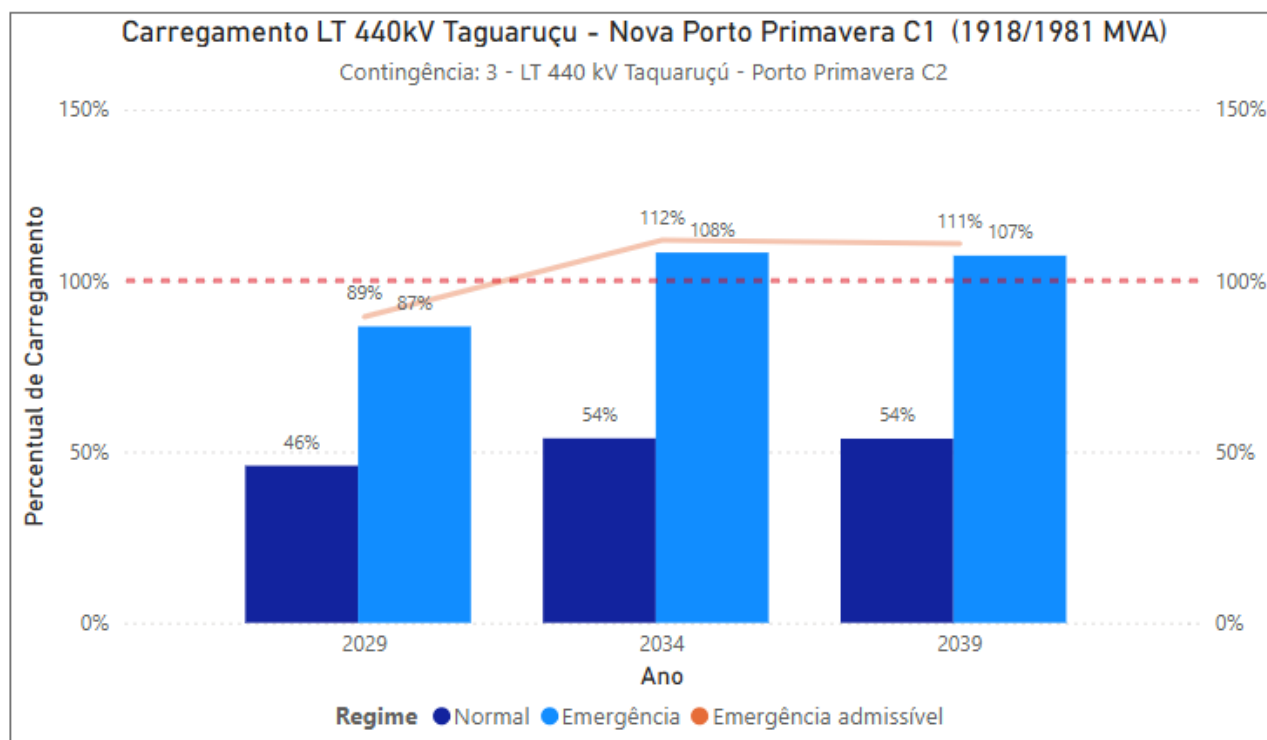


Figura 5-4 Desempenho do sistema – LT 440 kV Taquaruçu – Nova Porto Primavera C1.

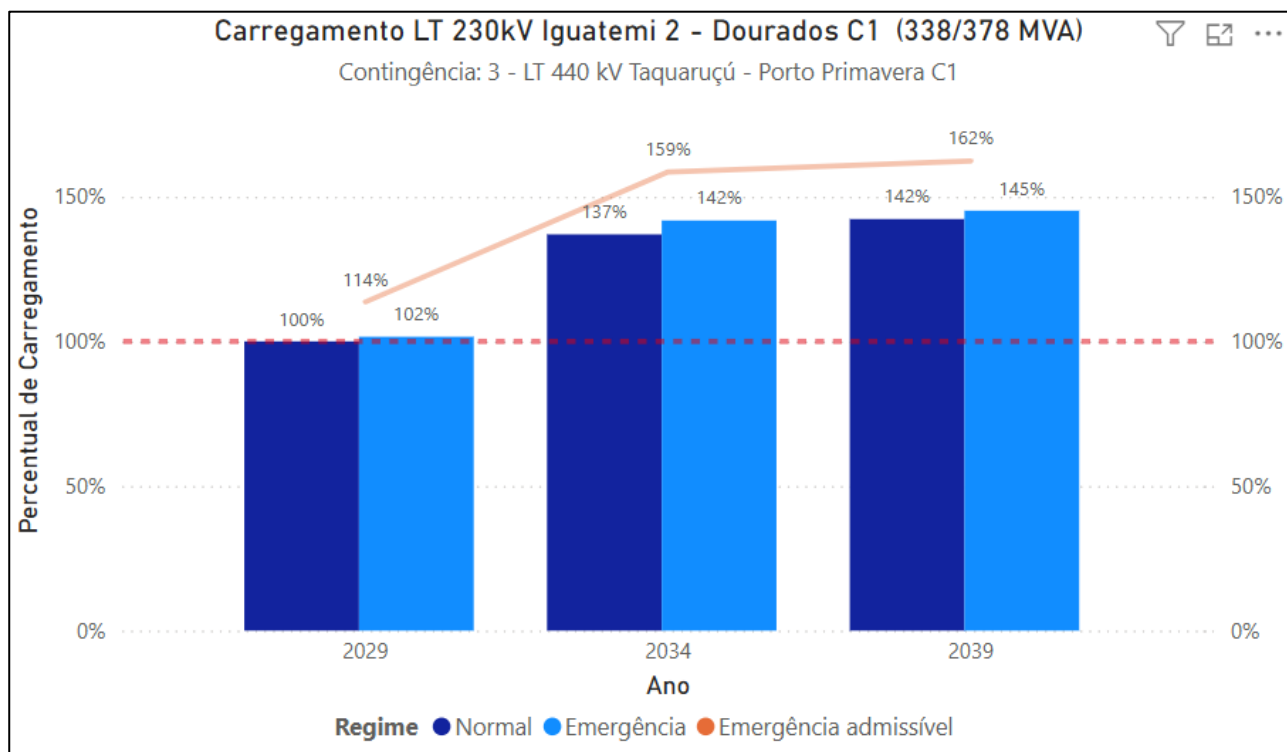


Figura 5-5 Desempenho do sistema – LT 230 kV Iguatemi 2 – Dourados C1.

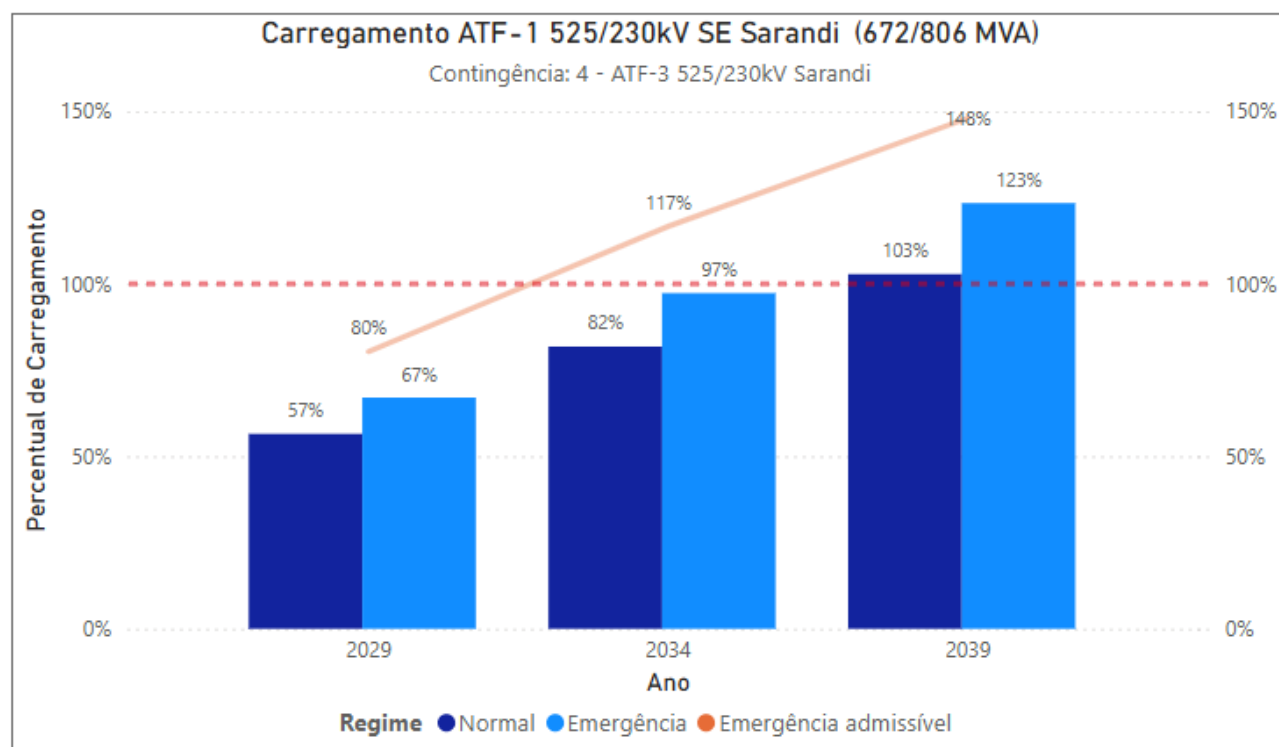


Figura 5-6 Desempenho do sistema – ATF-1 e 2 525/230 kV SE Sarandi.

Cenário Dimensionador 2

(patamar de carga máxima noturna, entressafra biomassa e Bolívia conectada como carga 420 MW)

Os resultados apresentados abaixo foram realizados no cenário de carga máxima noturna, safra da biomassa e Bolívia operando como importadora de energia elétrica para o Brasil.

Da Figura 5-7 a Figura 5-8, apresentam as violações e pontos de atenção sobre o carregamento no sistema de interesse em condições normais e de contingência, respectivamente.

Neste cenário, foram encontradas sobrecargas nos seguintes transformadores:

- ATFs 1 e 2 – 230/138 kV SE Anastácio (100/120 MVA).

E nas linhas de transmissão:

- LT 138 kV Anastácio – Aquidauana C1 (93/118 MVA).

Além das linhas e transformadores já mencionados, a demanda adicional proveniente da conexão internacional com a Bolívia também resultou em sobrecargas inadmissíveis e colapso de tensão nas contingências N-1 das seguintes linhas de transmissão:

- LT 230 kV Anastácio – Sidrolândia C1 (558/685 MVA);
- LT 230 kV Sidrolândia – Imbirussú C1 (558/685 MVA);
- LT 230 kV Corumbá 2 – Anastácio C1 (649/793 MVA);
- LT 230 kV Anastácio – Dourados C1 (338/378 MVA).

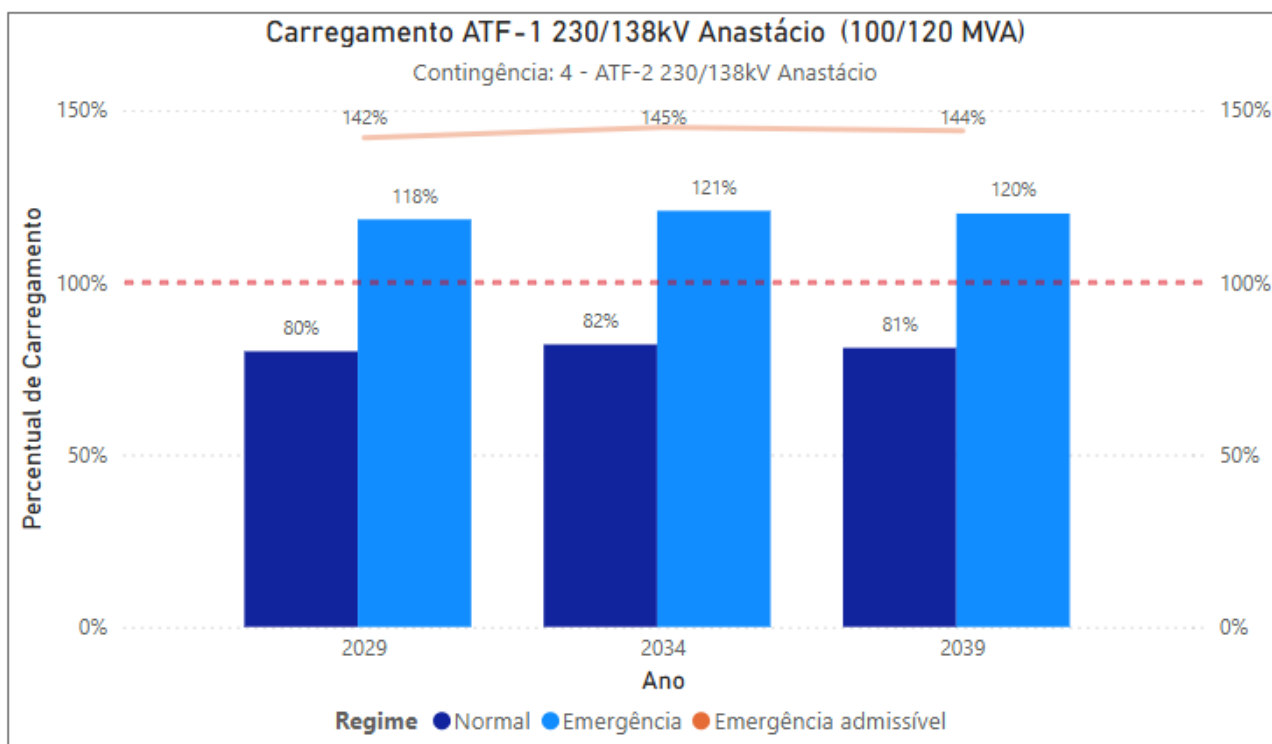


Figura 5-7 Desempenho do sistema – ATF-1 e 2 230/138 kV SE Anastácio.

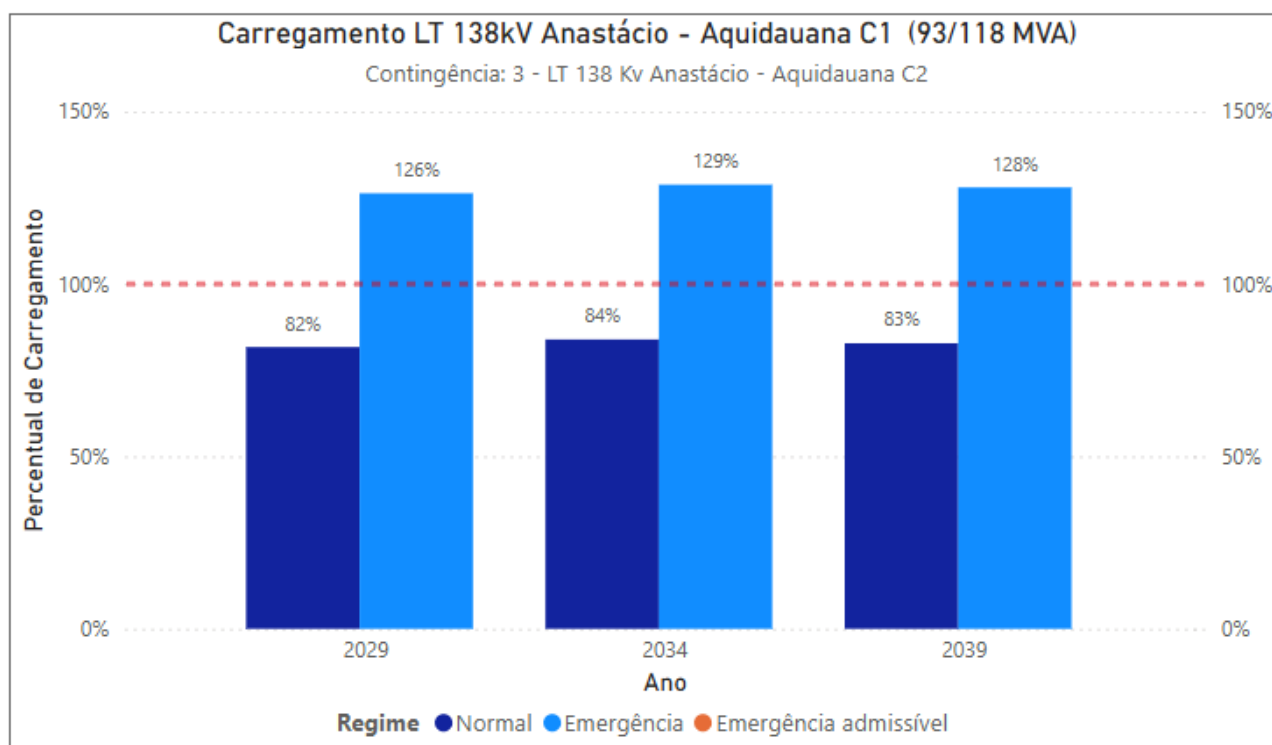


Figura 5-8 Desempenho do sistema – LT 138 kV Anastácio – Aquidauana C1.

Cenário adicional de sensibilidade

(patamar de carga mínima diurna, safra biomassa e Bolívia conectada como geração 420 MW)

Os resultados apresentados abaixo foram realizados no cenário de carga mínima diurna, safra da biomassa e Bolívia operando como exportadora de energia elétrica para o Brasil.

Da Figura 5-8 a Figura 5-12, apresentam as violações e pontos de atenção sobre o carregamento no sistema de interesse em condições normais.

Para este cenário, foram encontradas sobrecargas nos seguintes transformadores:

- ATFs 1, 2 e 3 – 440/230 kV SE Nova Porto Primavera (450/540 MVA);
- ATFs 1 e 2 – 440/138 kV SE Marechal Rondon (300/360 MVA);
- ATF 1 – 440/138 kV SE Jupia (300/360 MVA).

E nas linhas de transmissão:

- LT 230 kV Iguatemi 2 – Dourados C1 (338/378 MVA).

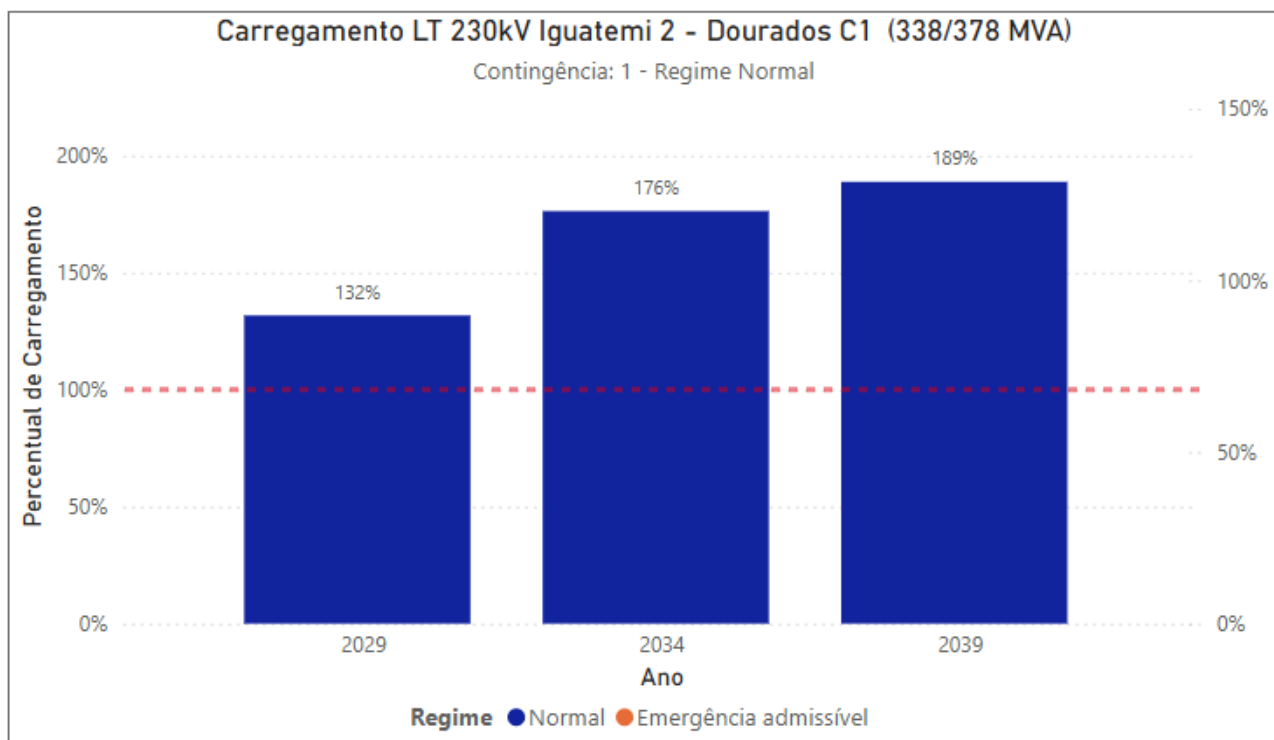


Figura 5-9 Desempenho do sistema – LT 230 kV Iguatemi 2 – Dourados C1.

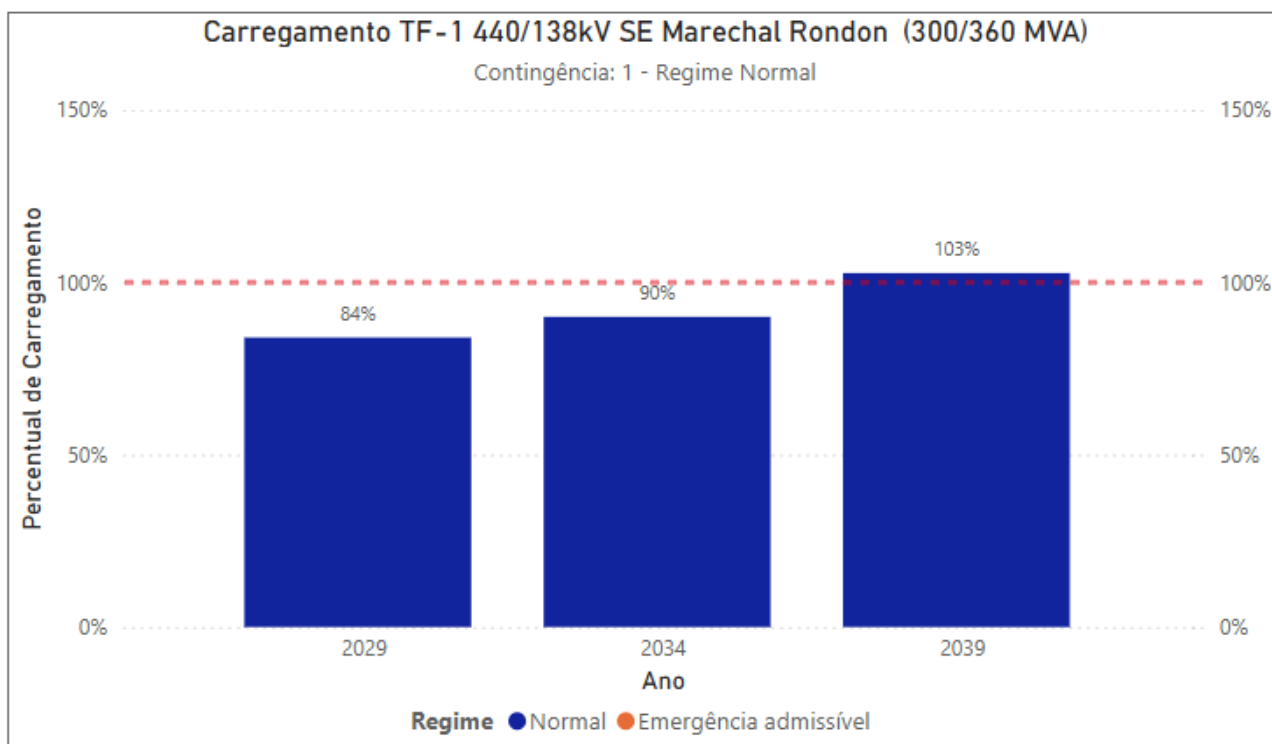


Figura 5-10 Desempenho do sistema – TFs 1 a 2 da SE Marechal Rondon.

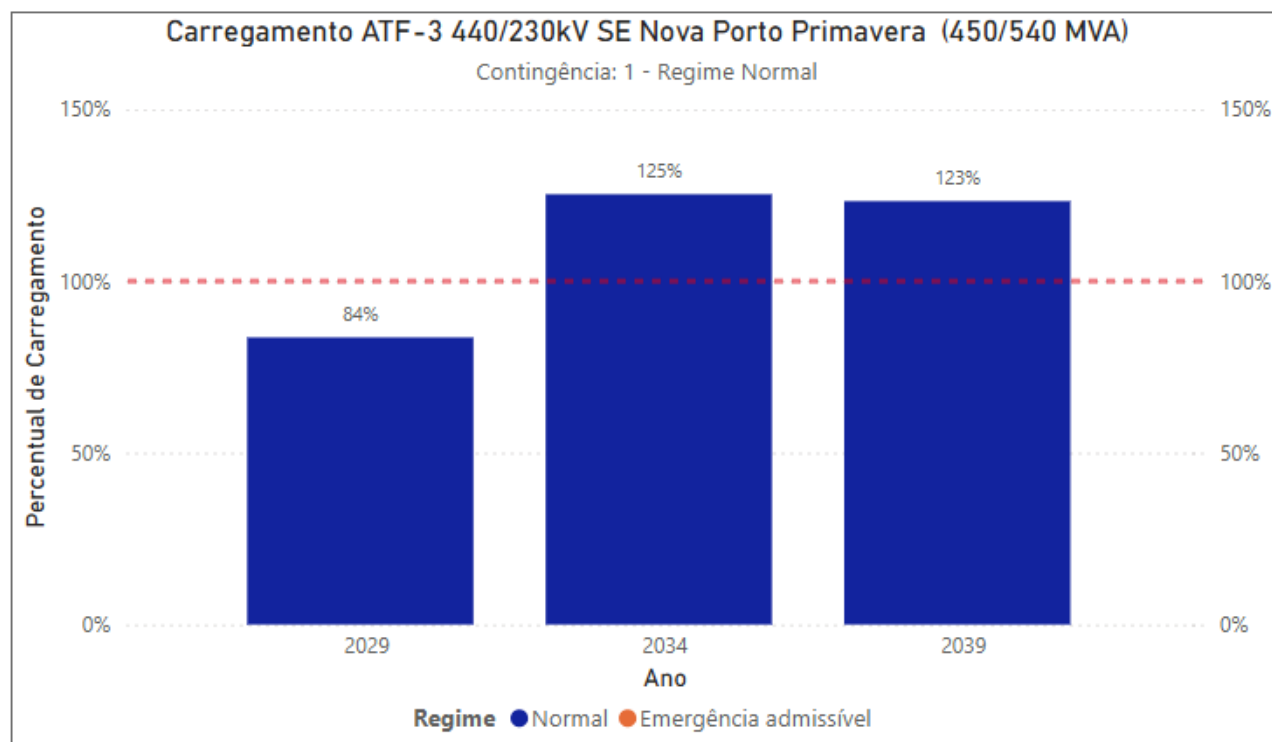


Figura 5-11 Desempenho do sistema – ATFs 1 a 3 da SE Nova Porto Primavera.

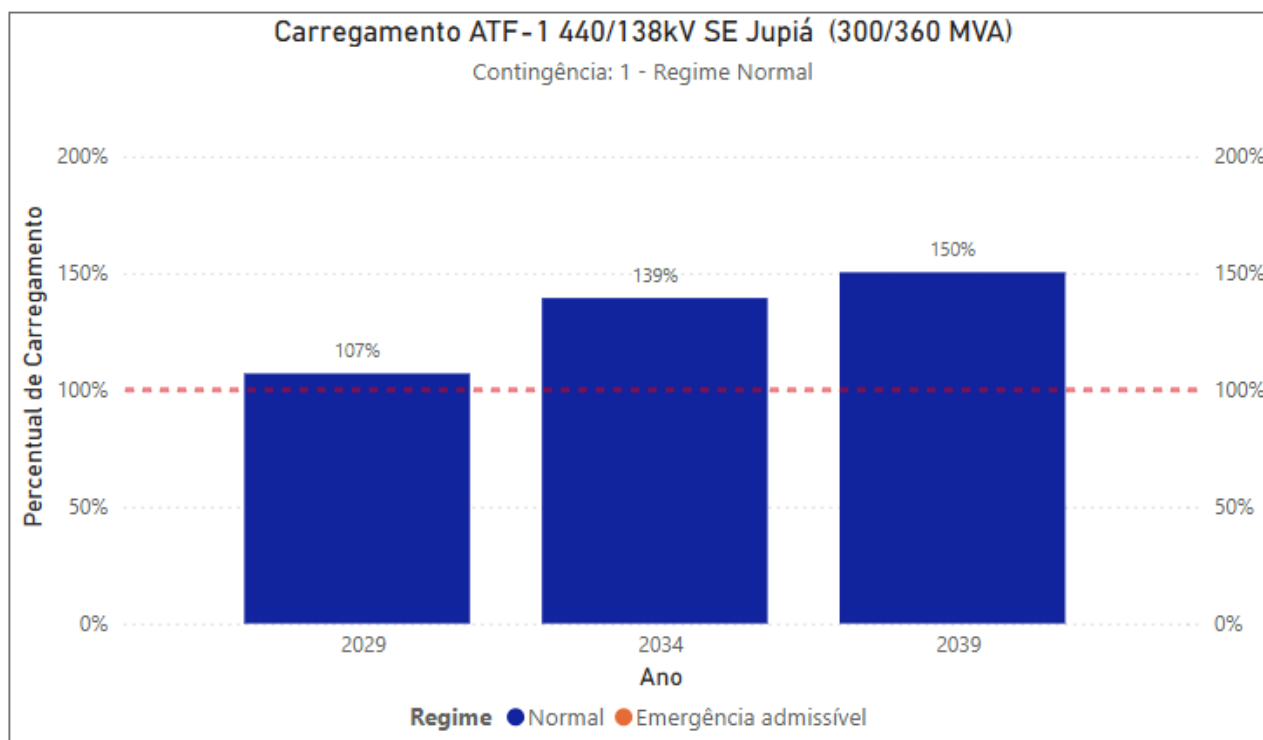


Figura 5-12 Desempenho do sistema – ATF 1 da SE Jupiá.

6 ALTERNATIVAS

Neste capítulo são apresentadas as alternativas avaliadas para mitigar as sobrecargas inadmissíveis e reestabelecer a capacidade remanescente para escoamento de geração de energia de escoamento de energia elétrica no sistema do Mato Grosso do Sul. Considerando a necessidade sistêmica urgente, o diagnóstico identificou que os principais pontos de restrição estão nos ativos localizados nas fronteiras com os estados de São Paulo e Paraná, sobrecarregados em decorrência da entrada de novos geradores com CUST assinado e da futura conexão internacional com a Bolívia. Essa conexão será viabilizada por meio da instalação de uma estação conversora do tipo Back-to-back, indispensável, pois os países operam em frequências diferentes (Brasil – 60 Hz, Bolívia – 50 Hz).

Diante da ausência de capacidade remanescente para escoamento de geração de energia para escoamento de geração no estado de Mato Grosso do Sul e da perspectiva de conexão internacional com a Bolívia (que representa, na prática, a adição de mais um gerador ao sistema), tornou-se necessário propor alternativas robustas, capazes de reestabelecer condições operativas adequadas para a rede elétrica da região. A análise indicou que, com os novos geradores em operação e a Bolívia conectada, ocorrem sobrecargas inadmissíveis em regime normal na LT 230 kV Dourados – Guaíra e nos transformadores da SE Sarandi, além de um estresse significativo na interface 440/230 kV entre MS e SP.

Diante desse cenário, foram testadas, validadas e comparadas diversas alternativas envolvendo a construção de novas subestações, linhas de transmissão e reforços em instalações existentes, com o objetivo de mitigar as sobrecargas e criar capacidade remanescente para escoamento de geração de energia elétrica. Avaliaram-se soluções nos níveis de tensão de 230, 440 e 500 kV, sendo este último o único capaz de atender de forma satisfatória às exigências técnicas e operativas do sistema do MS.

Inicialmente, foram consideradas alternativas que reforçassem a conexão entre Dourados e Guaíra, mas todas as opções que envolviam acessos à região de Guaíra mostraram-se inviáveis devido a severas restrições socioambientais. A área apresenta elevada complexidade para licenciamento, com presença de terras indígenas, unidades de conservação, sítios arqueológicos e áreas de concentração de aves migratórias. Soma-se a isso o desafio técnico de atravessar o Rio Paraná, cujo leito ultrapassa 4 km nas proximidades da SE Guaíra.

Outras abordagens também foram consideradas, como a conexão via SE Umuarama Sul. No entanto, essa alternativa mostrou-se inviável devido à necessidade de grandes desvios para contornar as áreas ambientalmente sensíveis anteriormente citadas, o que resultaria em traçados superiores a 380 km em 230 kV. Em seguida, foi avaliada a ligação entre as SEs Rosana e Paranavaí Norte, mas essa opção foi descartada em razão do elevado carregamento que surgiria na conexão, exigindo a instalação de transformadores defasadores para o controle de fluxo, a fim de evitar a sobrecarga

nos transformadores de Paranaíba Norte e na rede de 230 kV da região noroeste do PR, além disso, haveria dificuldade para enfrentar as limitações de espaço na SE Rosana.

Diante dessas limitações, optou-se pela introdução de um novo nível de tensão (500 kV) cuja implantação em circuito duplo entre Rio Brilhante e Sarandi se mostrou capaz de aliviar as sobrecargas existentes e garantir o escoamento do excedente de geração do MS. A solução deve ser implementada em duas etapas: inicialmente, em 2029, com operação radial do circuito duplo; e, a partir de 2034, com o fechamento do anel por meio da conexão com Goiás, via Rio Verde Norte – Chapadão – Rio Brilhante – Sarandi.

6.1 Obras Comuns

As obras comuns são detalhadas na Tabela 6-1 e na Tabela 6-2.

Tabela 6-1 Programa de obras recomendadas em Linhas de transmissão (obras comuns).

Ano	Linha de Transmissão	Configuração de referência	Extensão
2029	LT 230 kV Anastácio – Imbirussú C1	2x636 (Rook)	115 km
2029	LT 500 kV, 50 Hz, Corumbá 2 – Fronteira C1	4x750 (ACAR 18/19)	35 km
2029	LT 500 kV Rio Brilhante – Sarandi C1/C2	4x954 (Rail)	310 km
2034	LT 500 kV Rio Verde Norte – Chapadão C1	4x954 (Rail)	220 km

Tabela 6-2 Programa de obras recomendadas em subestações (obras comuns).

Ano	Subestação	Nível de tensão (kV)	Descrição
2029	SE Ilha Solteira 2	440/230	5º ATF 450/540 MVA
2029	SE Sarandi	525/230	3º ATF 672/806 MVA
2039			4º ATF 672/806 MVA
2029	SE Rio Brilhante	500	Novo pátio
		500/230	1º e 2º ATF 1200/1440 MVA
		500	Compensador Síncrono -200/+300 Mvar
		500	Reator de barra 175 Mvar
2029	SE Corumbá 2	230	1º e 2º Banco Capacitor 100 Mvar 3Φ
2029	SE Chapadão	230/138	3º ATF 225/270 MVA
2034		500	Novo pátio
		500/230	1º ATF 1200/1440 MVA
		500	Reator de barra 110 Mvar

6.1.1 Motivação para as obras de capacidade remanescente para escoamento de geração de energia

- LT 500 kV Rio Verde Norte – Chapadão: Completa o anel de 500 kV que conecta GO ao PR, aumentando a robustez do corredor e a capacidade de intercâmbio de energia elétrica;
- LT 500 kV Chapadão – Rio Brilhante: Também contribui para completar o anel de 500 kV entre GO e PR, reforçando o sistema e aumentando a capacidade de intercâmbio;
- LT 500 kV Rio Brilhante – Sarandi C1 e C2: Cria capacidade remanescente para escoamento de geração de energia no estado de MS em direção ao PR, aliviando a sobrecarga da LT 230 kV Dourados - Guaíra;
- Bancos de reatores shunt nas SEs Chapadão e Rio Brilhante: Aumentam a flexibilidade operativa do sistema e melhoram as condições de energização das linhas em cenários de baixo carregamento;
- Compensador síncrono na SE Rio Brilhante: Melhora a resposta inercial do sistema e o suporte de potência reativa. Apesar da forte hidraulicidade da região (margens do Rio Paraná) está prevista a entrada de grande volume de geração elétrica via conversores eletrônicos;
- 5º ATF 440/230 kV na SE Ilha Solteira 2: Eleva a capacidade de intercâmbio de energia entre MS e SP, além de aliviar sobrecargas em cenários com alta geração no MS;
- 3º e 4º ATF 525/230 kV na SE Sarandi: Evitam sobrecargas previstas nos anos analisados.

6.1.2 Motivação para as obras da conexão internacional

- LT 230 kV Anastácio – Imbirussú: Viabiliza a conexão internacional com a Bolívia, evitando sobrecargas em contingências N-1 em qualquer uma das linhas nas adjacências da SE Anastácio ou Sidrolândia;
- Banco de capacitores série nas LTs 230 kV Corumbá 2 – Anastácio C1 e C2: Melhora os parâmetros da linha, que não suporta contingência N-1 devido à alta demanda de reativos ao operar próximo à capacidade nominal;
- Banco de capacitores shunt na SE Corumbá 2: Suporte de reativos necessário para os cenários de Bolívia importadora de energia elétrica do Brasil. Necessário para manter a tensão dentro dos limites estabelecidos.
- LT 500 kV Corumbá 2 (BRA) – Gérman Busch (BOL) C1 – 50 Hz: Linha de transmissão que conectará a subestação boliviana à estação conversora B2B em Corumbá 2, o trecho compreendido entre a SE Corumbá 2 e a fronteira entre os dois países será projetado, construído, operado e mantido pelo Brasil.

- LD 138 kV Corumbá 2 – Aquidauana desligada: Evita sobrecargas inadmissíveis nos transformadores 230/138 kV da SE Anastácio e nas DITs LT 138 kV Anastácio – Aquidauana C1 e C2, especialmente durante o cenário de importação de 420 MW pela Bolívia a partir do sistema brasileiro, via conversora Back-to-back. Esta linha opera em paralelo com a rede básica (LTs 230 kV Corumbá 2 – Anastácio C1 e C2) e, ao operar desligada, forçará menos fluxo descendo pela barra de Anastácio, evitando assim as sobrecargas citadas anteriormente. A situação está ilustrada na Figura 6-1.

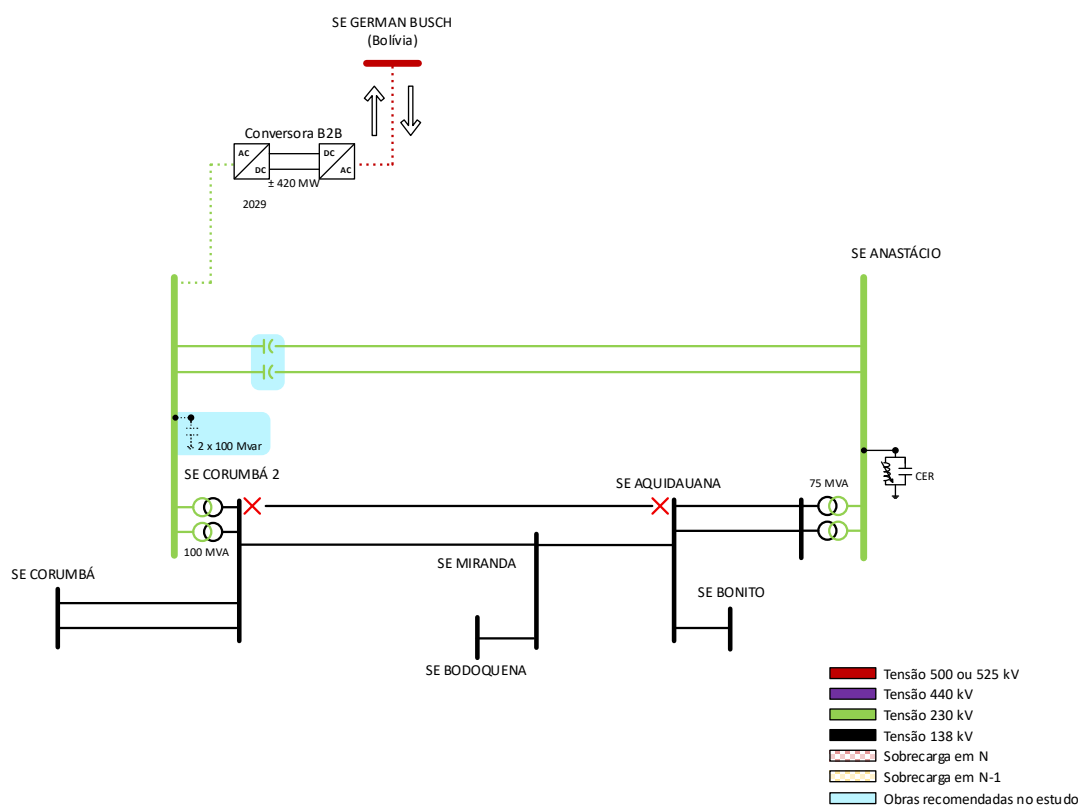


Figura 6-1 Proposta para operar a LT 138 kV Corumbá 2 – Aquidauana desligada.

6.2 Alternativa 1

A Alternativa 1 é composta integralmente pelas obras comuns e representa a solução de menor custo global entre as opções avaliadas. Por contemplar apenas duas novas subestações e um traçado otimizado, apresenta desempenho técnico satisfatório e atende integralmente às necessidades do reforço sistêmico e da conexão internacional. A configuração está ilustrada na Figura 6-2.

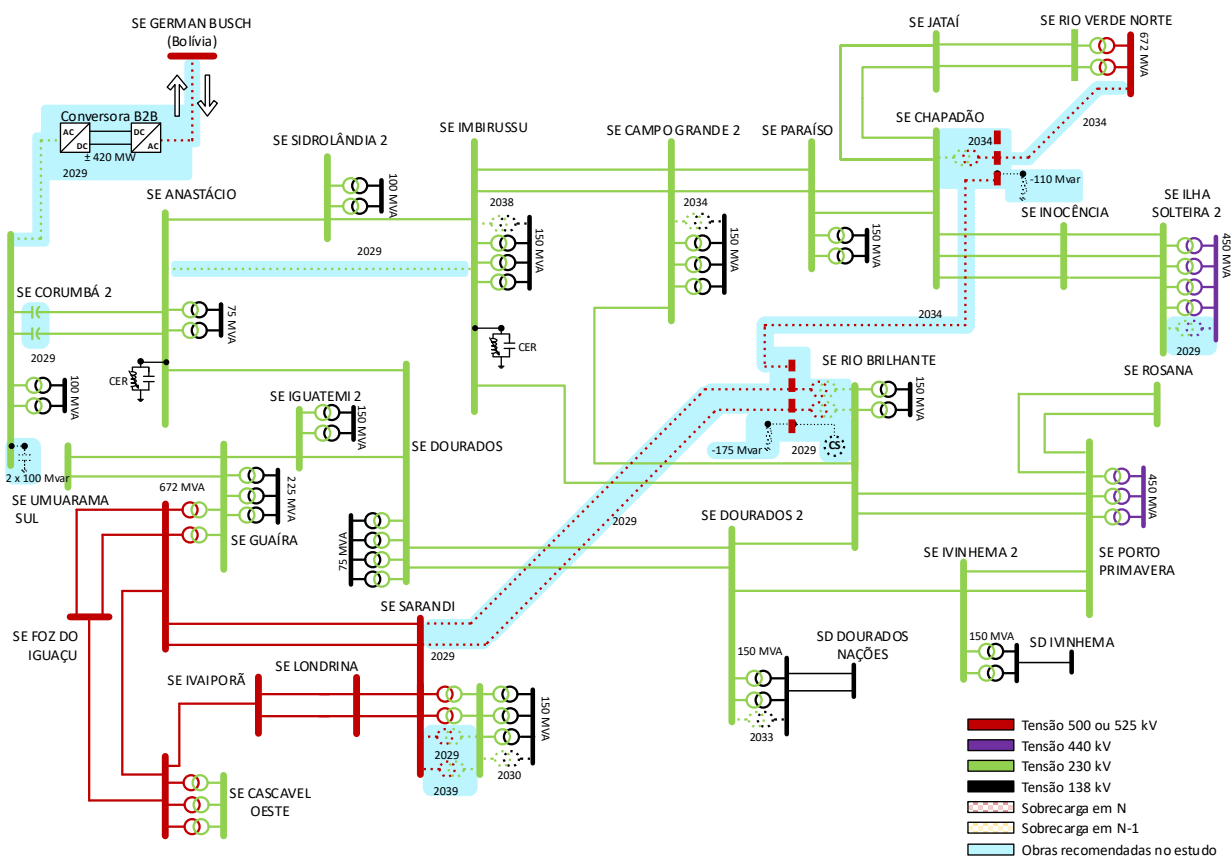


Figura 6-2 Alternativa 1 – Diagrama 1.

6.3 Alternativa 2

A Alternativa 2 exigiu a implantação de uma terceira subestação para viabilizar a chegada do novo circuito de 500 kV até Campo Grande, capital do estado. Isso se deve a limitação técnica associada a extensões não usuais de linhas nesse nível de tensão, que inviabiliza o atendimento com apenas duas subestações, como ocorre na Alternativa 1. Além disso, o traçado mais longo do trecho de 500 kV contribuiu para o aumento das perdas elétricas. Esses fatores elevaram o custo total da alternativa e comprometeram sua competitividade frente à solução vencedora. A configuração está ilustrada na Figura 6-3.

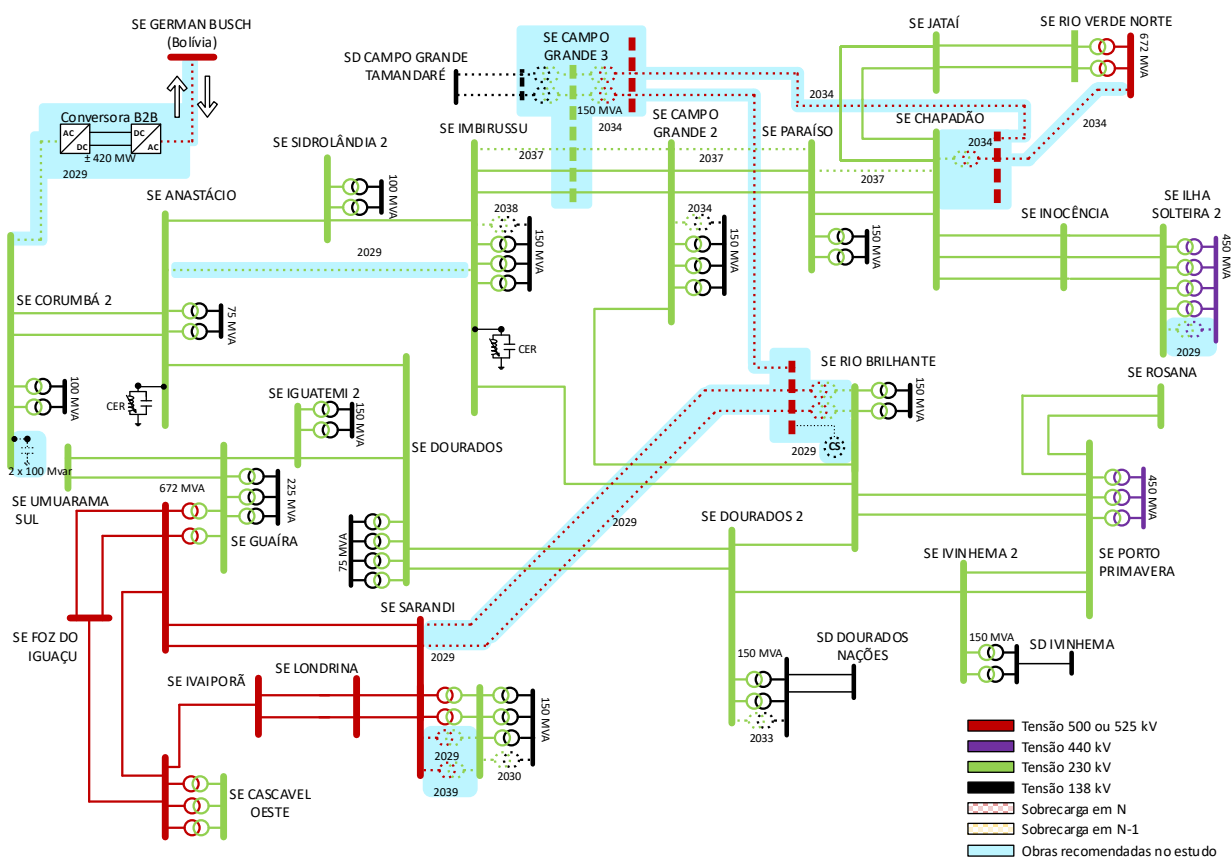


Figura 6-3 Alternativa 2 – Diagrama 1.

6.4 Alternativa 3

A alternativa 3 foi desenvolvida como uma solução mais robusta, combinando os traçados das Alternativas 1 e 2. A expectativa era que, com um anel duplo de 500 kV, houvesse uma redução significativa nas perdas elétricas, o que se confirmou nos resultados. No entanto, por incorporar todos os elementos das demais alternativas, incluindo a terceira subestação e um traçado mais extenso, seu custo total foi o mais elevado entre as opções avaliadas, inviabilizando a opção, apesar do bom desempenho técnico. A configuração está ilustrada na Figura 6-4.

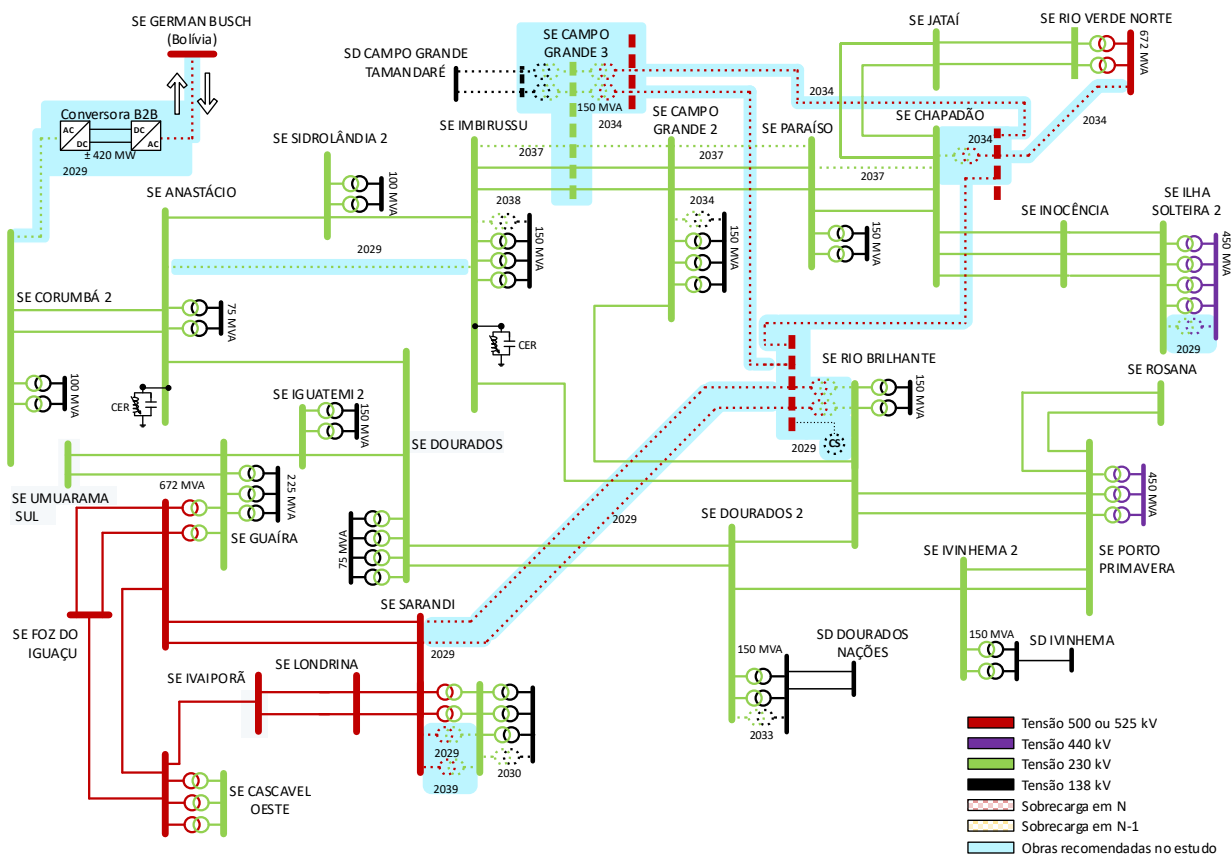


Figura 6-4 Alternativa 3 – Diagrama 1.

6.5 Alternativas VSC e LCC

Além da definição da melhor alternativa sistêmica, resta ainda definir a tecnologia a ser empregada na estação conversora back-to-back. Duas opções estão disponíveis: o conversor do tipo LCC (*Line Commutated Converter*) e o do tipo VSC (*Voltage Source Converter*). Cada tecnologia possui características técnicas distintas, com vantagens e limitações que impactam diretamente o desempenho, a flexibilidade operacional e os custos do projeto. A Tabela 6-3 **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta uma comparação detalhada entre essas duas alternativas tecnológicas.

Tabela 6-3 Comparação entre as tecnologias LCC e VSC

Característica	LCC (Line Commutated Converter)	VSC (Voltage Source Converter)
Tipo de chaveamento	Baseado em tiristores	Baseado em IGBTs (tecnologia mais nova)
Consumo/fornecimento de potência reativa	Consome reativos (~50% da potência ativa transmitida); necessita compensação externa com bancos de capacitores ou SVC	Controla ativamente potência reativa (consome ou fornece), dispensando compensação externa significativa
Geração de harmônicas	Elevada (harmônicas de ordem baixa predominantes); requer filtros AC volumosos	Baixa (uso de modulação PWM com harmônicas de alta ordem); filtros menores e mais simples
Robustez da rede (Nível de curto-circuito mínimo)	Necessita rede forte para evitar falha de comutação; não opera em redes fracas ou isoladas	Pode operar em redes fracas ou até ilhadas; independe de tensão pré-existente para comutação
Espaço físico	Maior, devido a filtros, reatores e bancos de capacitores	Menor, devido à ausência de grandes filtros AC e compensadores externos
Controle independente entre as potências, ativa e reativa	Não há, o consumo de potência reativa está ligado à potência ativa transmitida	Possui, e pode operar como STATCOM (fornecendo potência reativa mesmo sem transmitir potência ativa)
Capacidade de realizar Black Start	Não (precisa de rede energizada para iniciar comutação)	Possível (pode gerar tensão e frequência para reenergizar a rede local)
Complexidade do sistema de controle	Mais simples, baseado em ângulo de disparo dos tiristores	Mais complexo, com controle vetorial, modulação PWM e coordenação ativa P-Q
Eficiência	Elevada, na ordem de 98%	Elevada, na ordem de 98%

Após a comparação técnica entre as tecnologias LCC e VSC apresentada na Tabela 6-3 **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, verifica-se que o conversor VSC oferece vantagens significativas em termos de flexibilidade operacional, menor impacto na rede elétrica e maior robustez frente a distúrbios. Sua capacidade de controle independente de potência, operação em redes fracas, menor exigência de espaço físico e possibilidade de execução de *Black start* (reenergizar a subestação de Corumbá 2 em casos de faltas e ilhamento, por exemplo) tornam essa tecnologia especialmente adequada para a conexão internacional.

É importante destacar, que a alternativa LCC requer a instalação de compensadores síncronos, no lado brasileiro e no lado boliviano, para elevar o nível de curto-circuito dos dois lados, e assim atingir o SCR adequado para o correto funcionamento dessa conversora B2B LCC. Por sua vez, a adoção da alternativa VSC dispensa a necessidade desses compensadores, o que contribui para uma maior simplicidade na configuração do sistema, além de potenciais ganhos em termos de redução de custos e menor complexidade nos processos de operação e manutenção.

7 ANÁLISE ECONÔMICA

A composição dos custos relacionados às obras propostas para as alternativas foi realizada com base nos critérios descritos no item 3.3, bem como, no formulário de Consulta sobre Viabilidade de Expansão de Subestações disponível no Anexo 17. O detalhamento dos investimentos é apresentado no Anexo 16.

7.1 Comparação Econômica

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. De acordo com a Tabela 7-3, a Alternativa 1, que contempla o circuito de 500 kV que liga Rio Brilhante a Chapadão, é a alternativa de mínimo custo global. Essa análise inicial não faz distinção entre as tecnologias LCC e VSC, consideramos as alternativas 1, 2 e 3, referencialmente, com a tecnologia LCC.

Tabela 7-1 Comparação dos Rendimentos Necessários das Alternativas.

Rendimentos Necessários					
Alternativa	Custos Sistêmicos (R\$ x 1000)	Custos conexão internacional (R\$ x 1000)	Custos totais (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
1 (RBR - CHP)	1.478.727,90	1.398.967,84	2.877.695,74	100,0%	1º
2 (RBR - CG3)	1.608.217,00	1.398.967,84	3.007.184,84	104,5%	2º
3 (ANEL DUPLO)	1.803.735,84	1.398.967,84	3.202.703,69	111,3%	3º

Tabela 7-2 Custo Diferencial de Perdas.

Perdas			
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	Diferencial	Ordem
1 (RBR - CHP)	52.340.427,58	112.204,63	2º
2 (RBR - CG3)	52.359.404,84	131.181,89	3º
3 (ANEL DUPLO)	52.228.222,95	0,00	1º

Tabela 7-3 Comparação Econômica.

Alternativa	Custos conexão internacional (R\$ x 1000)	Custos finais (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
1 (RBR - CHP)	1.398.967,84	2.989.900,38	100,0%	1º
2 (RBR - CG3)	1.398.967,84	3.138.366,73	105,0%	2º
3 (ANEL DUPLO)	1.398.967,84	3.202.703,69	107,1%	3º

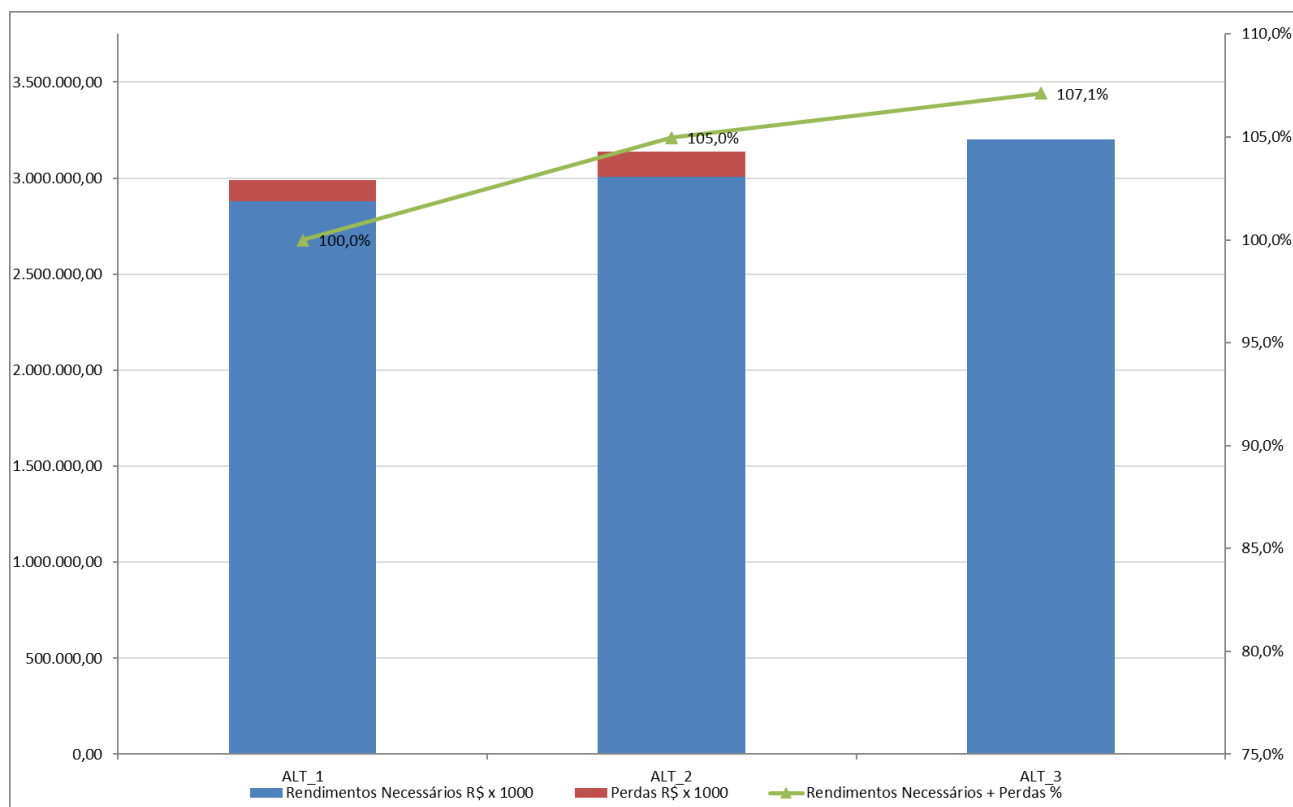


Figura 7-1 Comparação econômica das alternativas.

Diante a definição da Alternativa 1 como a de custo mínimo global sob o ponto de vista sistêmico, resta ainda avaliar economicamente a vantajosidade entre as opções de conversora VSC e LCC. Embora o valor absoluto dos conversores represente uma parcela significativa do investimento, a diferença percentual entre as opções VSC e LCC é marginal. Ainda assim, a escolha tecnológica deve considerar fatores econômicos adicionais, como a obrigatoriedade de instalação de compensadores síncronos nos lados brasileiro e boliviano, caso a tecnologia LCC seja adotada.

De acordo com a Tabela 7-4, a Alternativa 1 - VSC, que contempla a tecnologia VSC – *Voltage Source Converter*, é a alternativa de mínimo custo global.

Tabela 7-4 Comparação Econômica VSC x LCC.

Rendimentos Necessários				
Alternativa	Custos conexão internacional (R\$ x 1000)	Custos finais (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
1 - VSC	1.299.801,54	2.780.020,18	100,0%	1º
1 - LCC	1.398.967,84	2.877.695,74	103,4%	2º

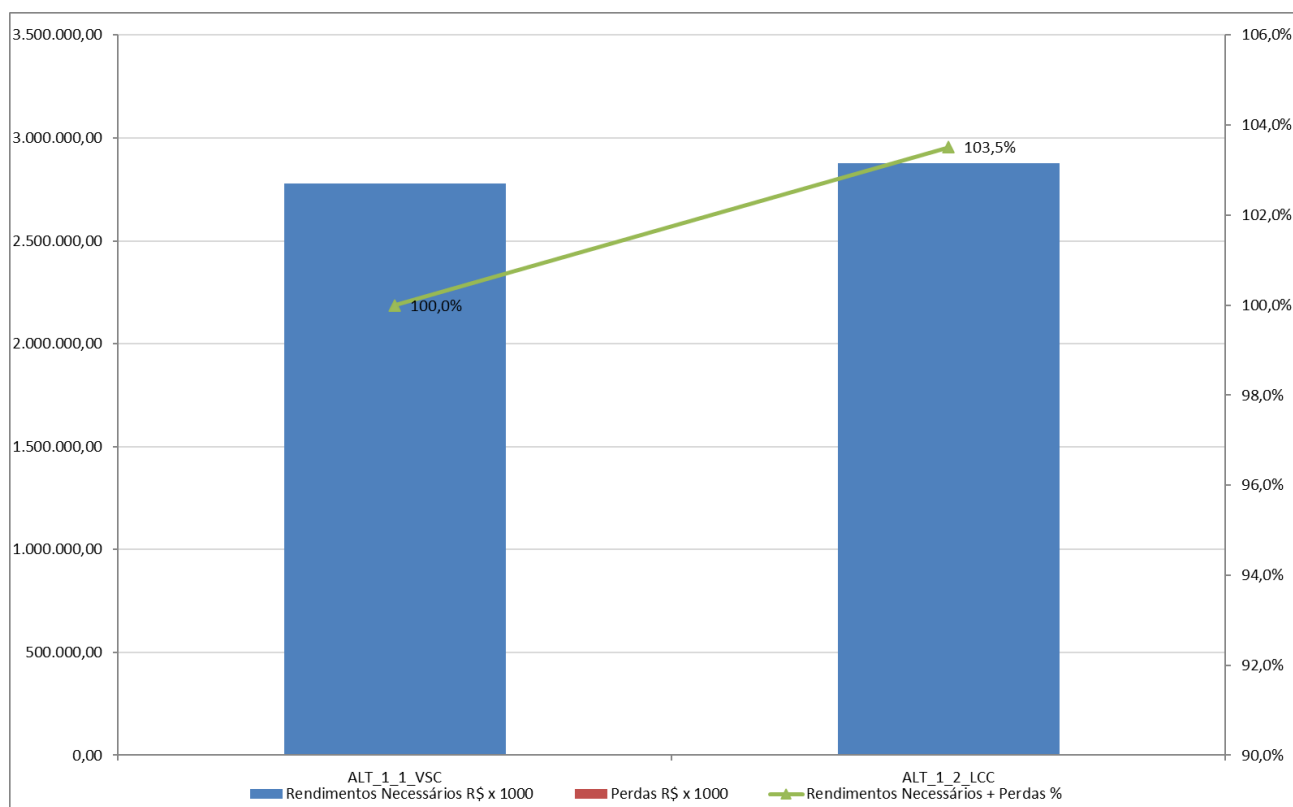


Figura 7-2 Comparação econômica das alternativas, VSC x LCC.

7.2 Definição da Alternativa de Referência

Analisando-se os resultados acima, observa-se que as variações da alternativa 1 (VSC e LCC) apresentaram diferenças de custos globais dentro do limite de 5%, logo ambas estiveram empatadas conforme os critérios citados no Capítulo 4. Neste caso, após algumas análises complementares do ponto de vista técnico (vantajosidade da tecnologia VSC em relação à LCC), a alternativa 1 - VSC se destacou devido ao seu ótimo desempenho elétrico.

8 ANÁLISE DE DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE

Essa etapa tem por objetivo mostrar o desempenho das alternativas analisadas, comprovando que os problemas verificados na etapa de diagnóstico foram totalmente solucionados em todo o horizonte do estudo, que vai até 2039.

Os piores cenários para região em análise são: carga máxima diurna no período de safra da biomassa e o cenário de carga máxima noturna período de entressafra da biomassa, com as considerações destacadas no item 4.4. Desta forma, os resultados apresentados serão gerados a partir destes cenários.

8.1 Alternativa 1 – Rio Verde Norte – Chapadão – Rio Brilhante – Sarandi

A Alternativa 1 apresenta desempenho satisfatório até o ano de 2039, tanto em regime normal como em regime de contingência.

- **Cenário Dimensionador 1**

(patamar de carga máxima diurna, safra biomassa, Bolívia conectada como Geração 420 MW)

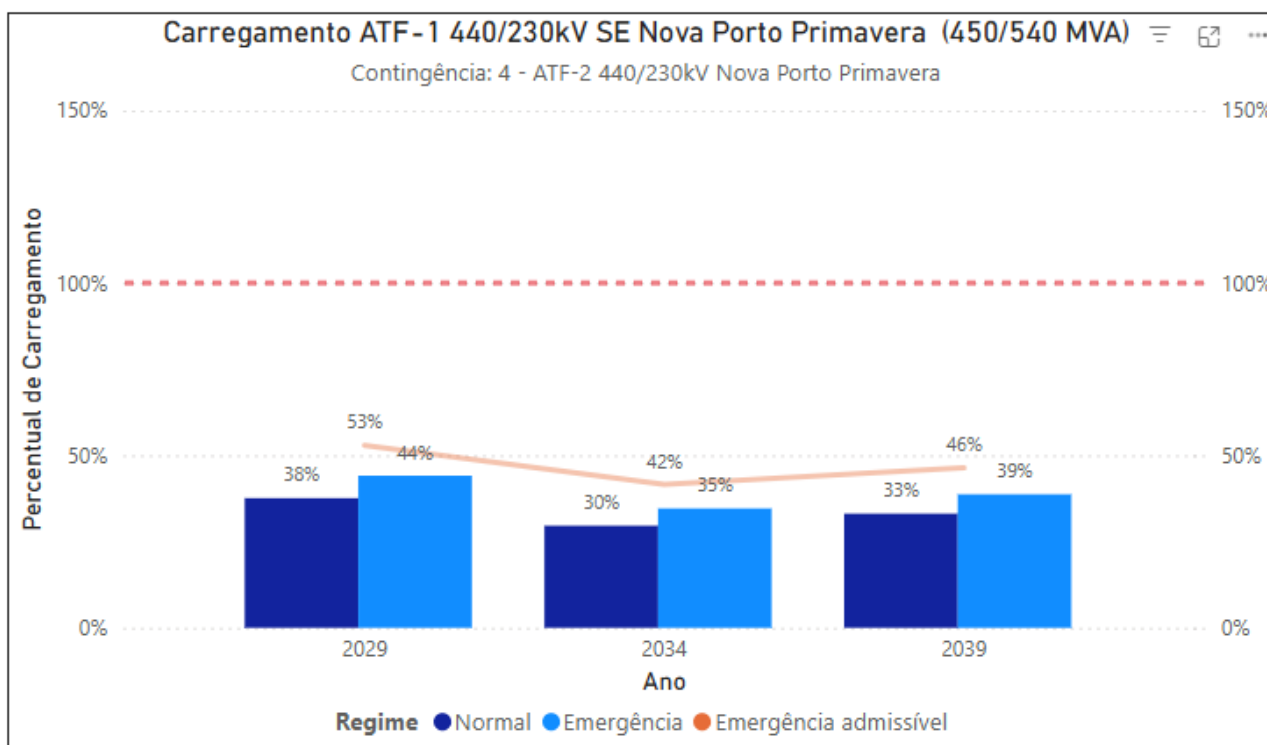


Figura 8-1 Desempenho do sistema – ATF-1 a 3 440/230 kV SE Nova Porto Primavera.

Com a implementação da Alternativa 1, os transformadores 440/230 kV da SE Nova Porto Primavera passam a operar dentro dos limites, sem ocorrência de sobrecargas no cenário analisado, conforme Figura 8-1. Observa-se, ainda, que ocorreu uma redução significativa dos carregamentos, comparativamente ao apresentado na Figura 5-1.

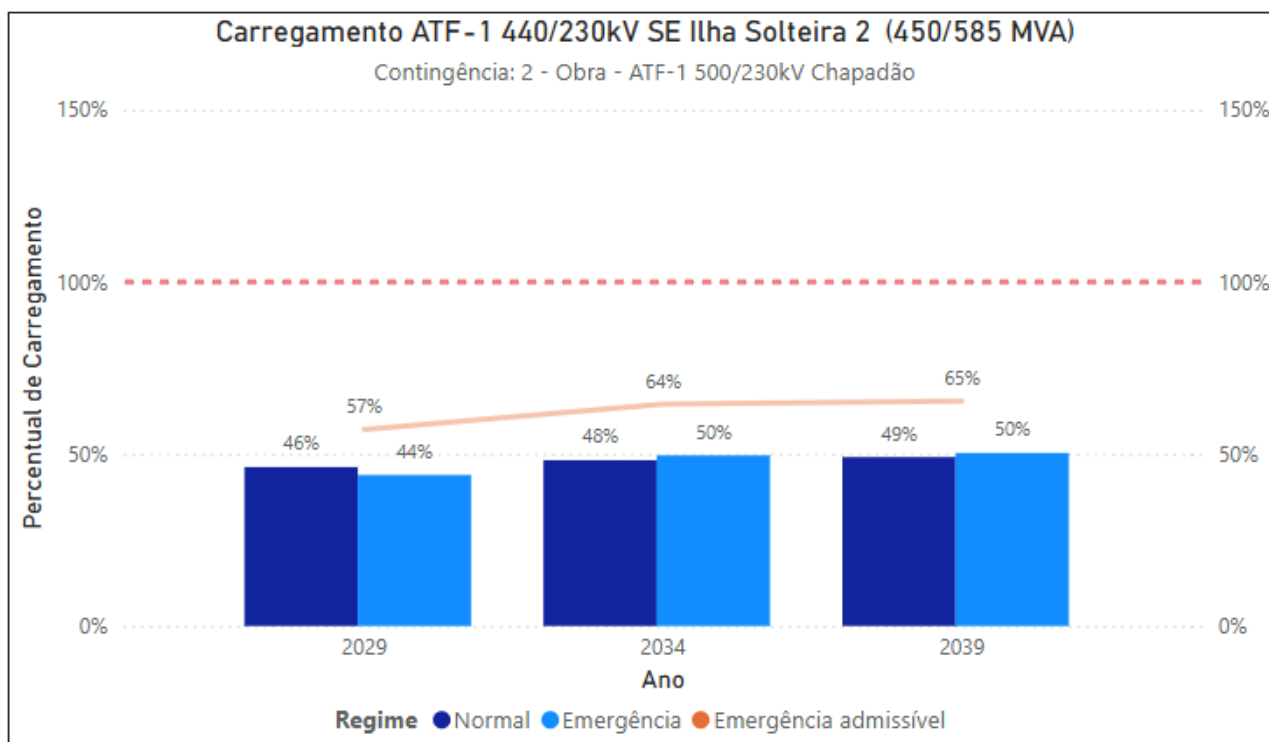


Figura 8-2 Desempenho do sistema – ATF-1 a 5 440/230 kV SE Ilha Solteira 2.

Com a implementação da Alternativa 1, os transformadores 440/230 kV da SE Ilha Solteira 2 passam a operar dentro dos limites, sem ocorrência de sobrecargas no cenário analisado, conforme Figura 8-2. Observa-se, ainda, que ocorreu uma redução significativa dos carregamentos, comparativamente ao apresentado na Figura 5-2.

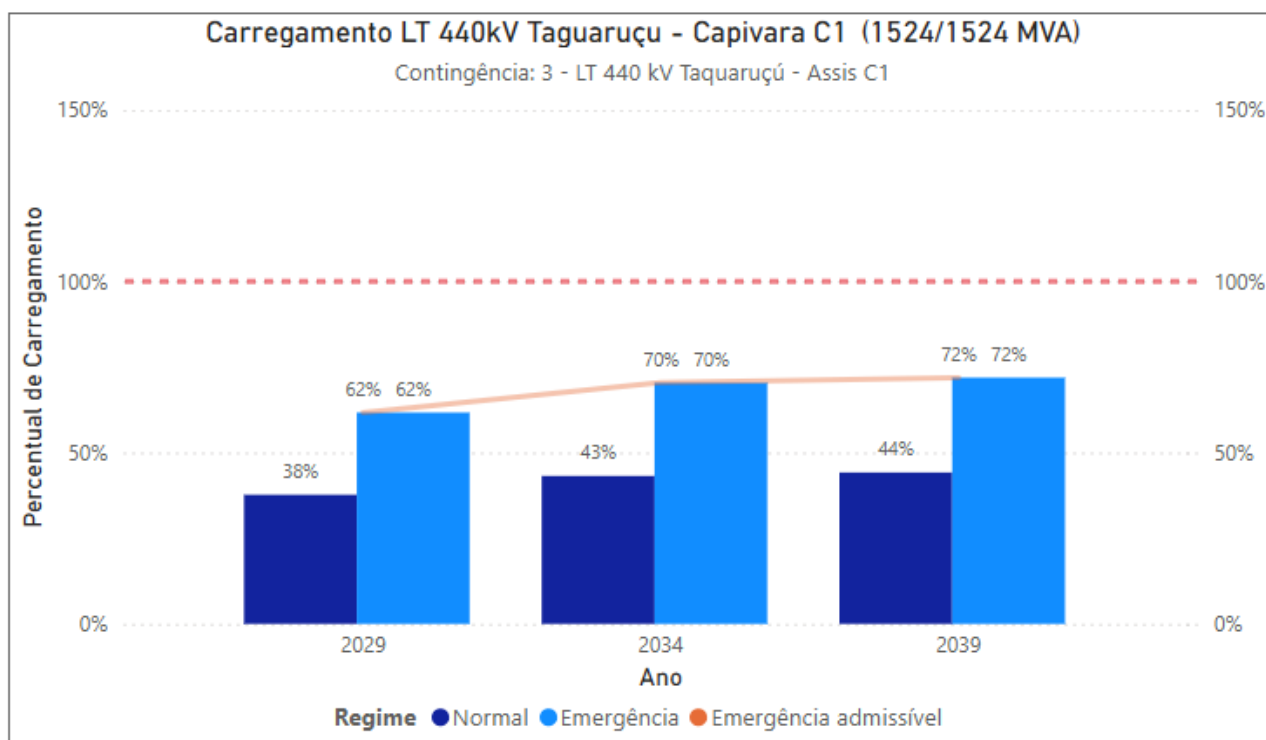


Figura 8-3 Desempenho do sistema – LT 440 kV Taquaruçu – Capivara C1.

Com a implementação da Alternativa 1, a LT 440 kV Taquaruçu – Capivara C1 passa a operar dentro dos limites, sem ocorrência de sobrecargas no cenário analisado, conforme Figura 8-3. Observa-se, ainda, que ocorreu uma redução significativa dos carregamentos, comparativamente ao apresentado na Figura 5-3.

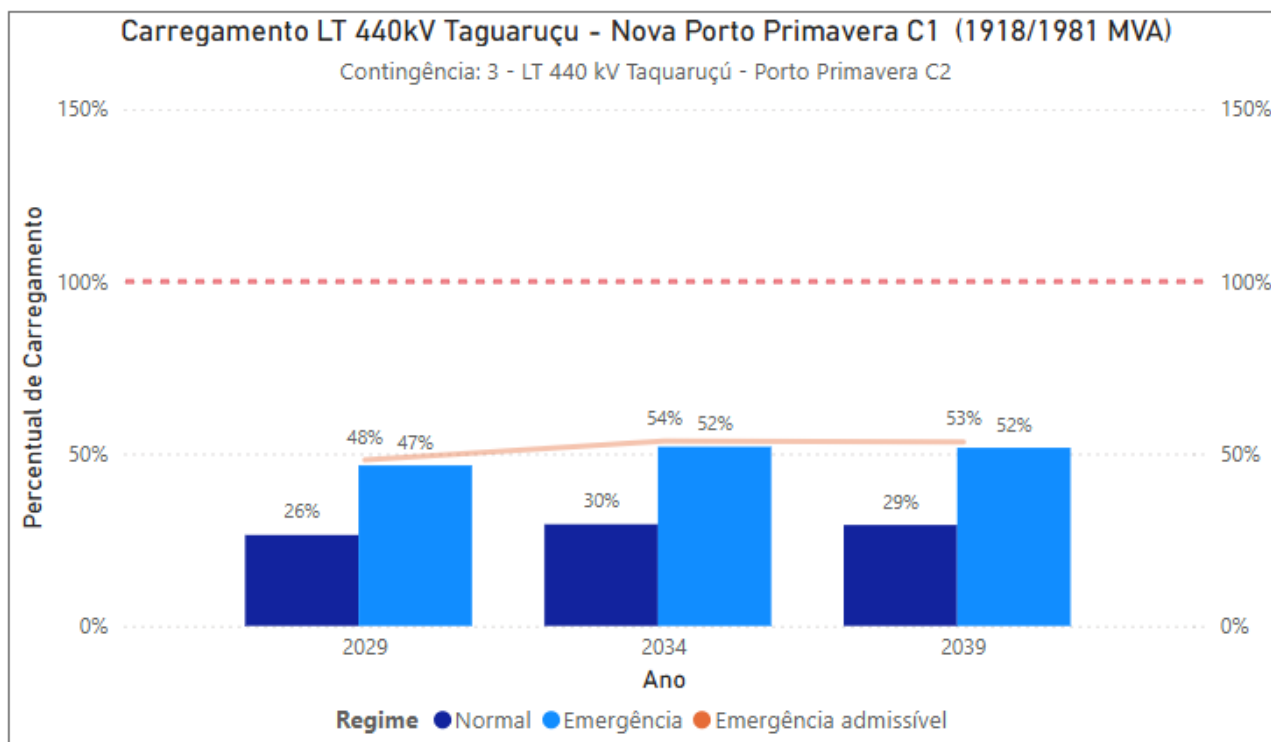


Figura 8-4 Desempenho do sistema – LT 440 kV Taquaruçu – Nova Porto Primavera C1.

Com a implementação da Alternativa 1, a LT 440 kV Taquaruçu – Nova Porto Primavera C1 passa a operar dentro dos limites, sem ocorrência de sobrecargas no cenário analisado, conforme Figura 8-4. Observa-se, ainda, que ocorreu uma redução significativa dos carregamentos, comparativamente ao apresentado na Figura 5-4.

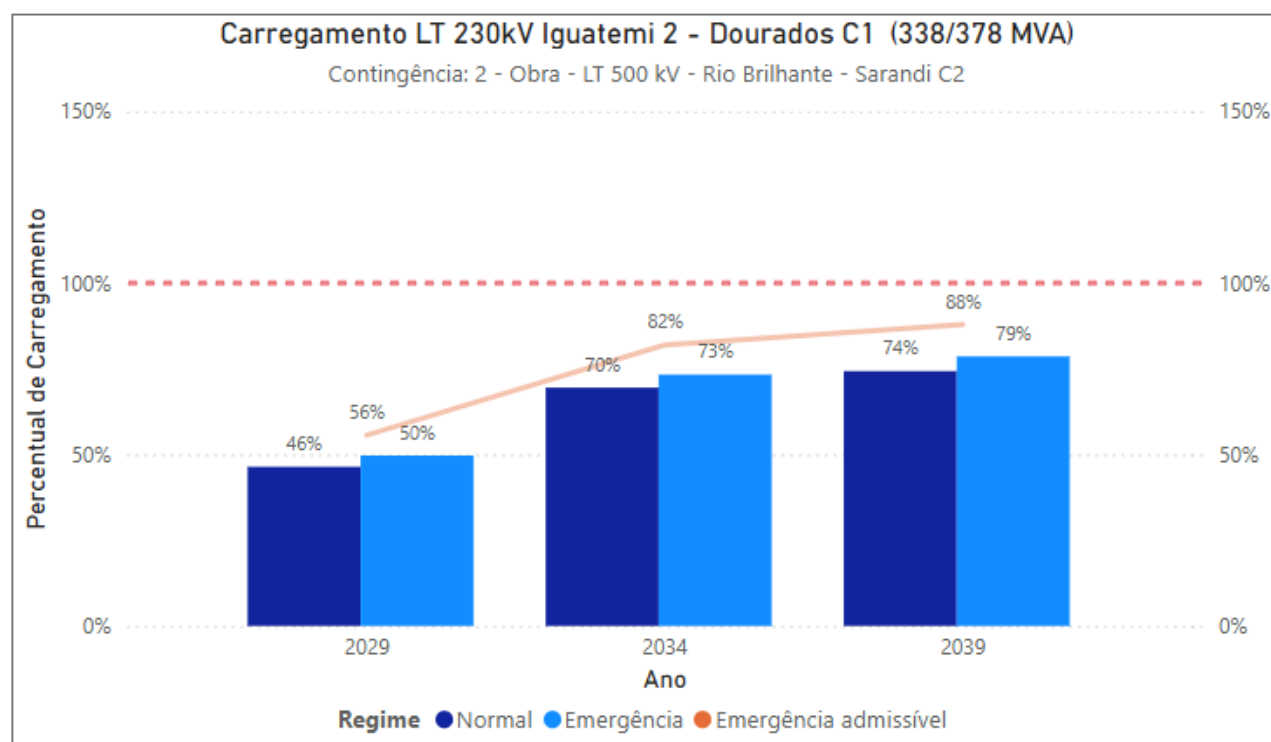


Figura 8-5 Desempenho do sistema – LT 230 kV Iguatemi 2 – Dourados C1.

Com a implementação da Alternativa 1, a LT 230 kV Iguatemi 2 - Dourados C1 (LT 230 kV Dourados – Guaíra seccionada) passa a operar dentro dos limites, sem ocorrência de sobrecargas no cenário

analisado, conforme Figura 8-5. Observa-se, ainda, que ocorreu uma redução significativa dos carregamentos, comparativamente ao apresentado na Figura 5-5.

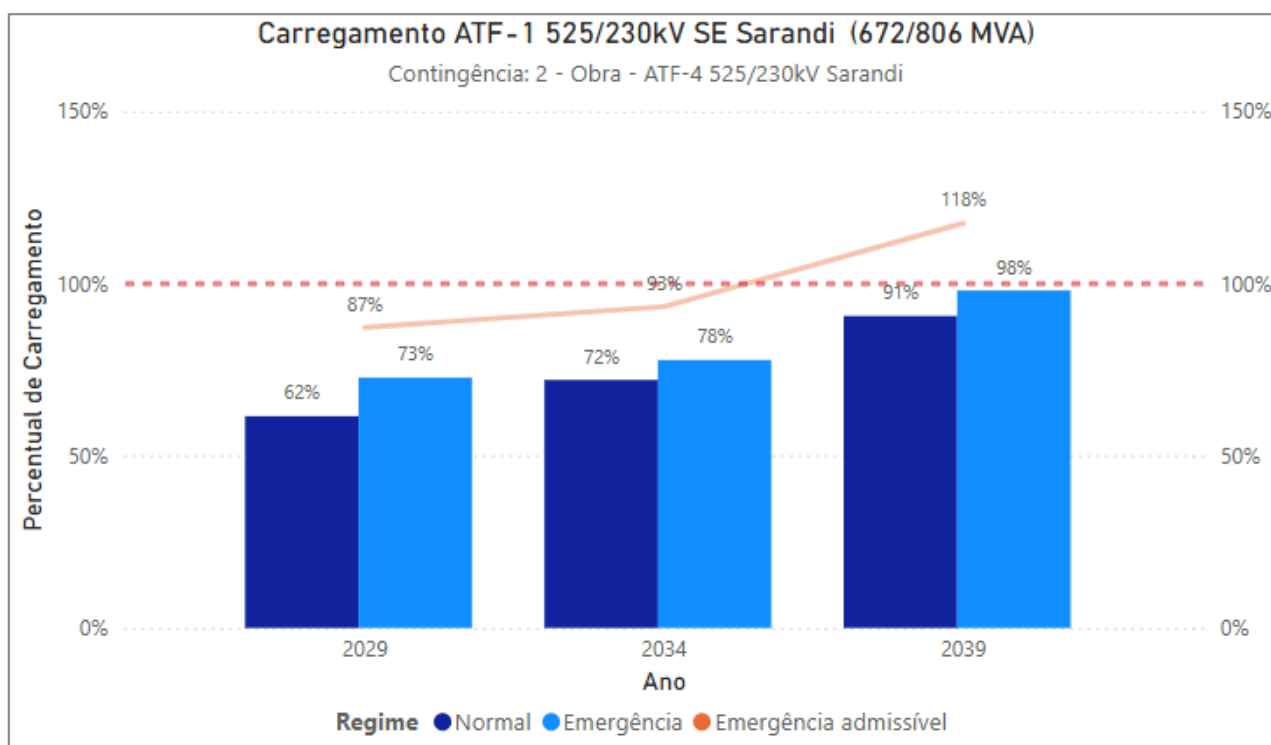


Figura 8-6 Desempenho do sistema – ATFs 1 a 4 525/230 kV SE Sarandi.

Com a implementação da Alternativa 1, os transformadores 525/230 kV da SE Sarandi passam a operar dentro dos limites, sem ocorrência de sobrecargas no cenário analisado, conforme Figura 8-6. Observa-se, ainda, que o carregamento atinge o estágio de atenção ao final do horizonte com obras, apesar da expressiva redução em relação ao cenário sem obras, conforme apresentado na Figura 5-6.

- **Cenário Dimensionador 2**

(patamar de carga máxima noturna, entressafra biomassa e Bolívia conectada como carga 420 MW)

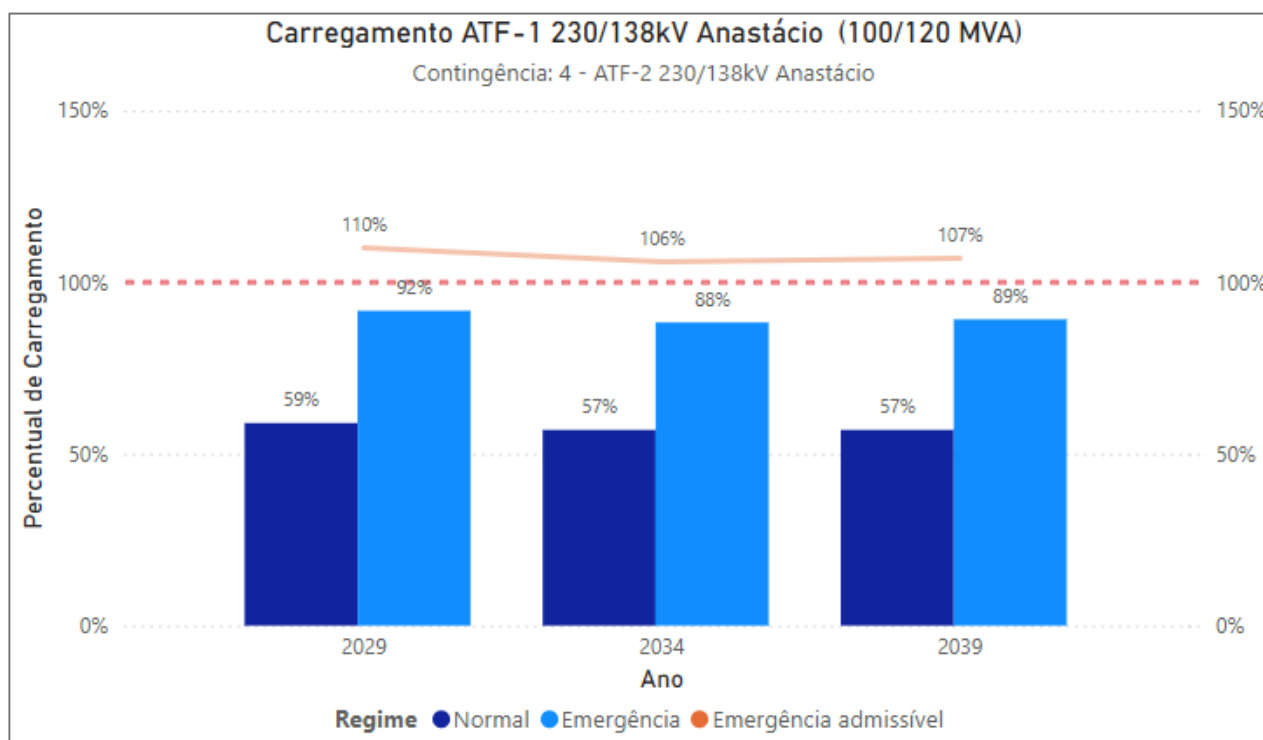


Figura 8-7 Desempenho do sistema – ATFs 1 e 2 230/138 kV SE Anastácio.

Com a implementação da Alternativa 1, os transformadores 230/138 kV da SE Anastácio passam a operar dentro dos limites, sem ocorrência de sobrecargas no cenário analisado, conforme Figura 8-7. Observa-se, ainda, redução significativa dos carregamentos, comparativamente ao apresentado na Figura 5-7.

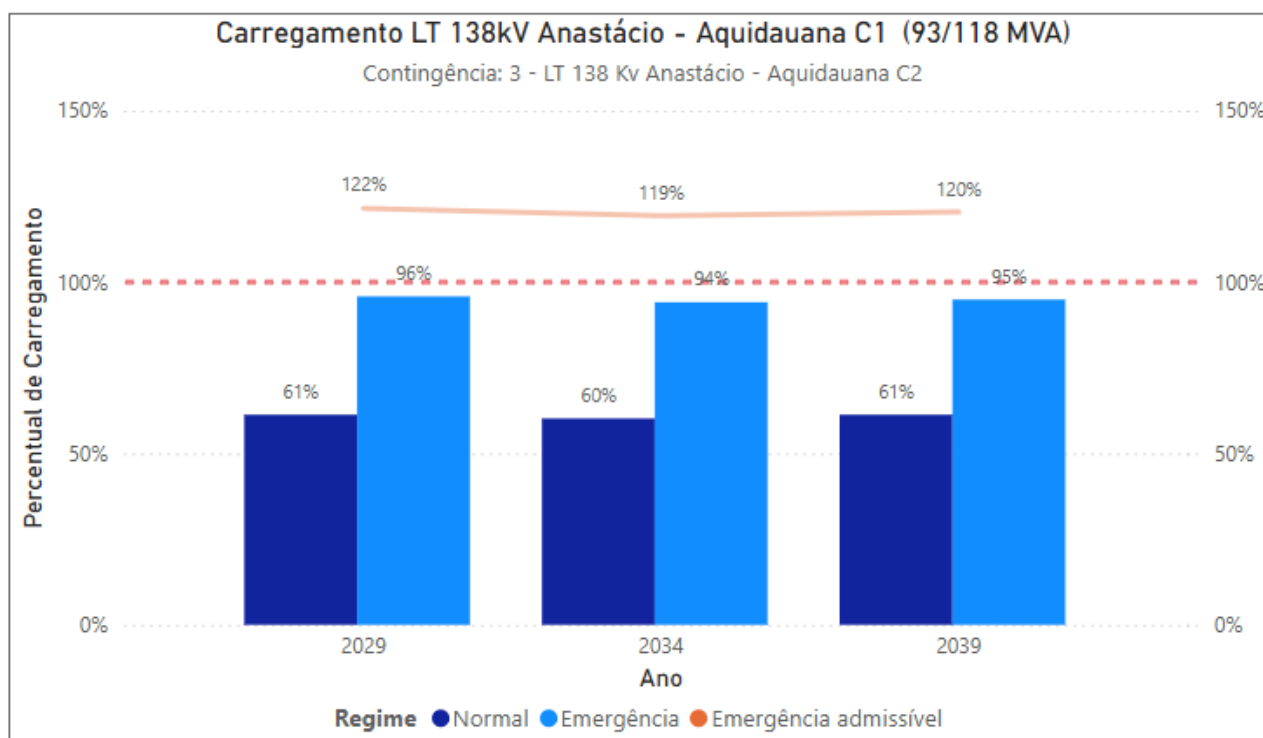


Figura 8-8 Desempenho do sistema – LT 138 kV Anastácio – Aquidauana C1.

Com a implementação da Alternativa 1, a LT 138 kV Anastácio – Aquidauana C1 passa a operar dentro dos limites, sem ocorrência de sobrecargas no cenário analisado, conforme Figura 8-8. Observa-se, ainda, redução significativa dos carregamentos, comparativamente ao apresentado na Figura 5-8.

A sobrecarga da LT 138 kV Anastácio – Aquidauana C1 e dos transformadores ATF-1 e 2 230/138 kV da SE Anastácio é aliviada, principalmente, pela operação desligada da LD 138 kV Aquidauana – Corumbá 2. Esta linha opera em paralelo com a rede básica (LTs 230 kV Corumbá 2 – Anastácio C1 e C2) e força menos fluxo descendo pela barra de Anastácio ao operar desligada, evitando assim a sobrecarga.

A seguir, serão apresentadas as linhas anteriormente mencionadas, em que a demanda adicional proveniente da conexão internacional com a Bolívia havia resultado em sobrecargas inadmissíveis e colapso de tensão nas contingências N-1 das vizinhanças da SE Anastácio.

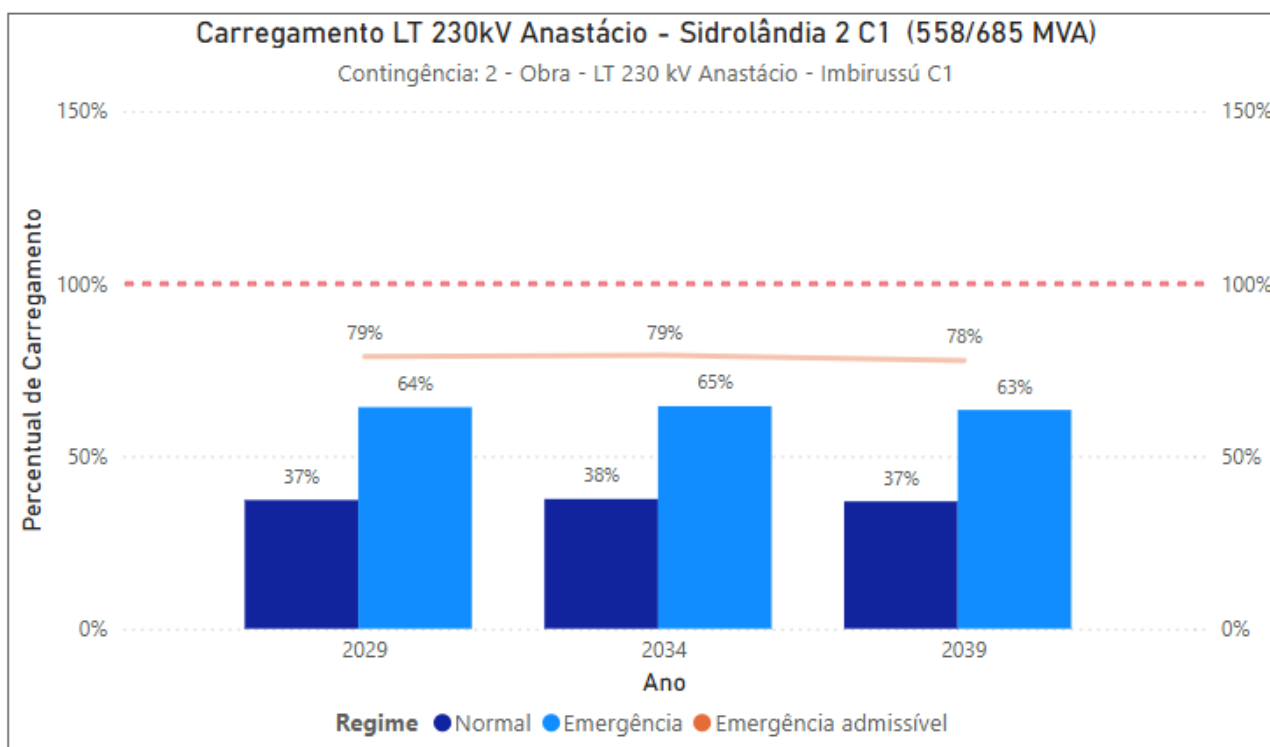


Figura 8-9 Desempenho do sistema – LT 230 kV Anastácio – Sidrolândia 2 C1.

Com a implementação da Alternativa 1, a LT 230 kV Anastácio – Sidrolândia 2 C1 passa a operar dentro dos limites, sem ocorrência de sobrecargas no cenário analisado, conforme Figura 8-9.

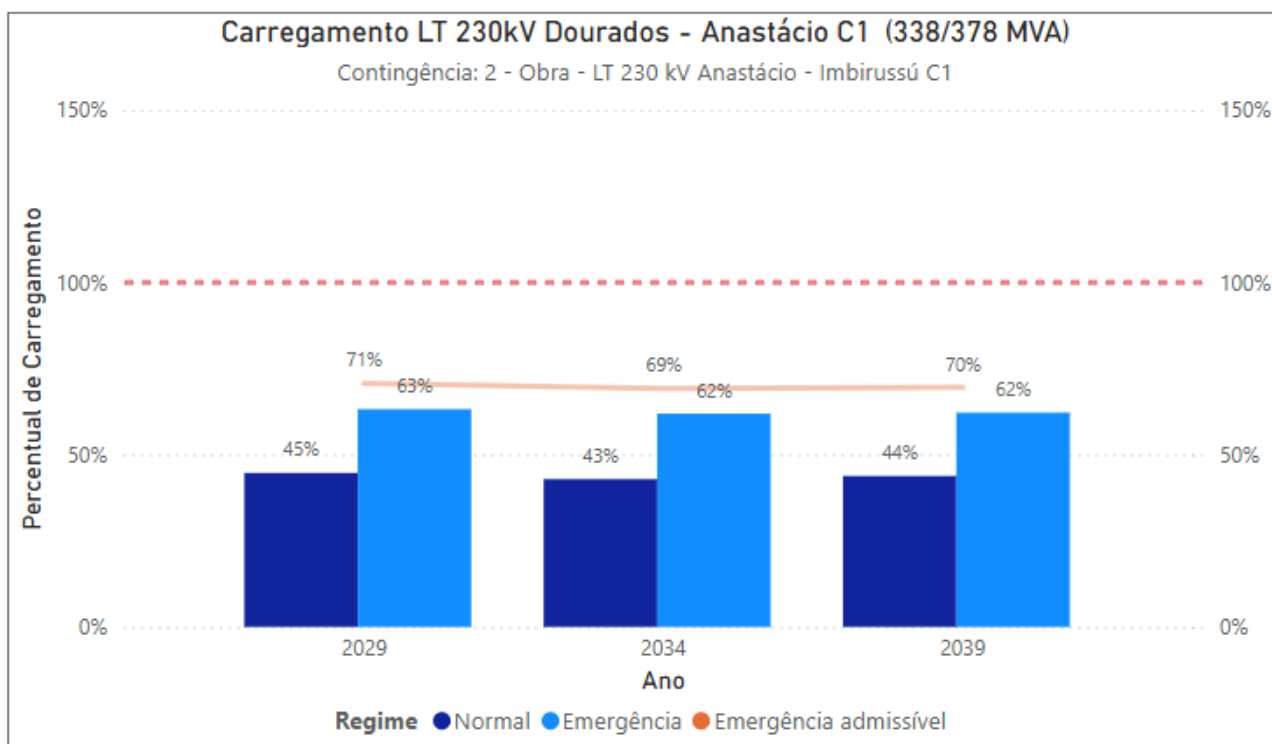


Figura 8-10 Desempenho do sistema – LT 230 kV Dourados – Anastácio C1.

Com a implementação da Alternativa 1, a LT 230 kV Dourados – Anastácio C1 passa a operar dentro dos limites, sem ocorrência de sobrecargas no cenário analisado, conforme Figura 8-10.

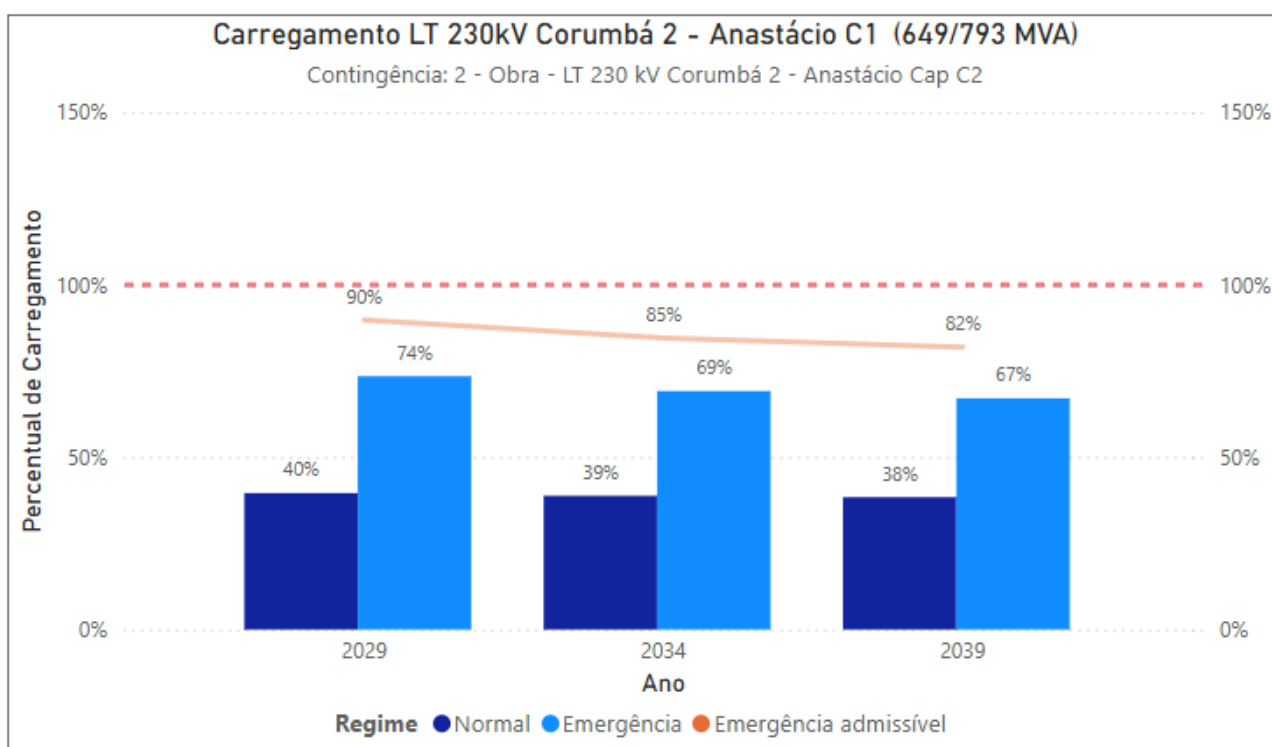


Figura 8-11 Desempenho do sistema – LT 230 kV Corumbá 2 – Anastácio C1.

Com a implementação da Alternativa 1, a LT 230 kV Corumbá 2 – Anastácio C1 passa a operar dentro dos limites, sem ocorrência de sobrecargas no cenário analisado, conforme Figura 8-11.

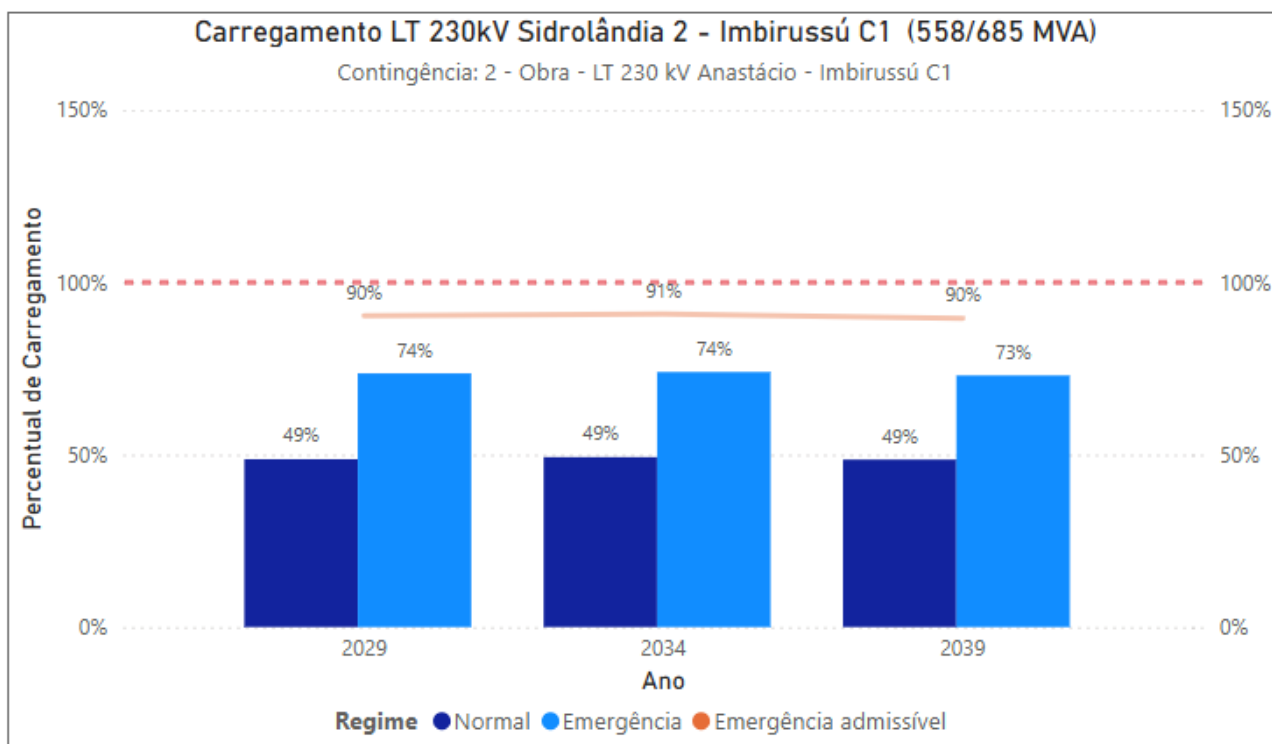


Figura 8-12 Desempenho do sistema – LT 230 kV Sidrolândia 2 – Imbirussú C1.

Com a implementação da Alternativa 1, a LT 230 kV Sidrolândia 2 – Imbirussú C1 passa a operar dentro dos limites, sem ocorrência de sobrecargas no cenário analisado, conforme Figura 8-12.

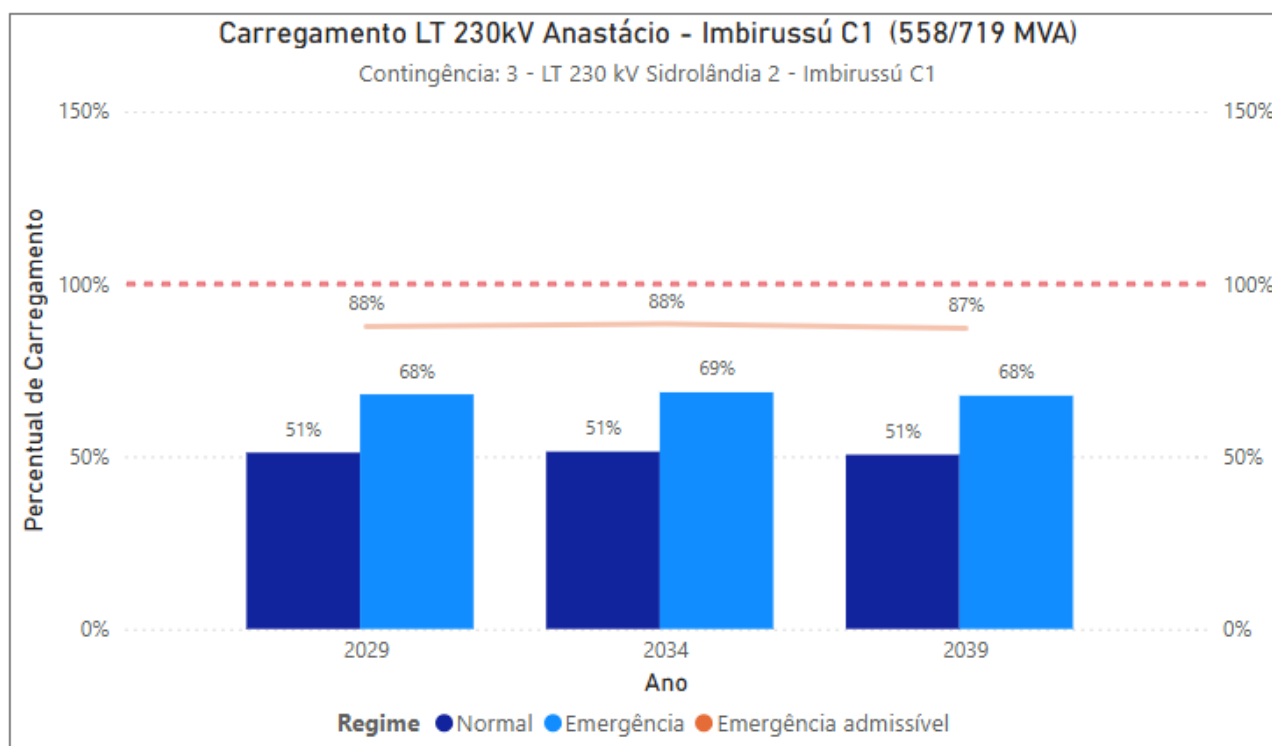


Figura 8-13 Desempenho do sistema – Nova LT 230 kV Anastácio – Imbirussú C1.

Com a implementação da Alternativa 1, a nova LT 230 kV Anastácio – Imbirussú C1 entra em operação dentro dos limites, sem ocorrência de sobrecargas no cenário analisado, conforme Figura 8-13.

- **Cenário adicional de sensibilidade**

(patamar de carga mínima diurna, safra biomassa e Bolívia conectada como geração 420 MW)

Esse cenário não é utilizado para o dimensionamento da rede, mas sim como uma ferramenta de análise para avaliar o comportamento do sistema em uma condição operacional extrema: carga mínima combinada com um elevado excedente de geração elétrica.

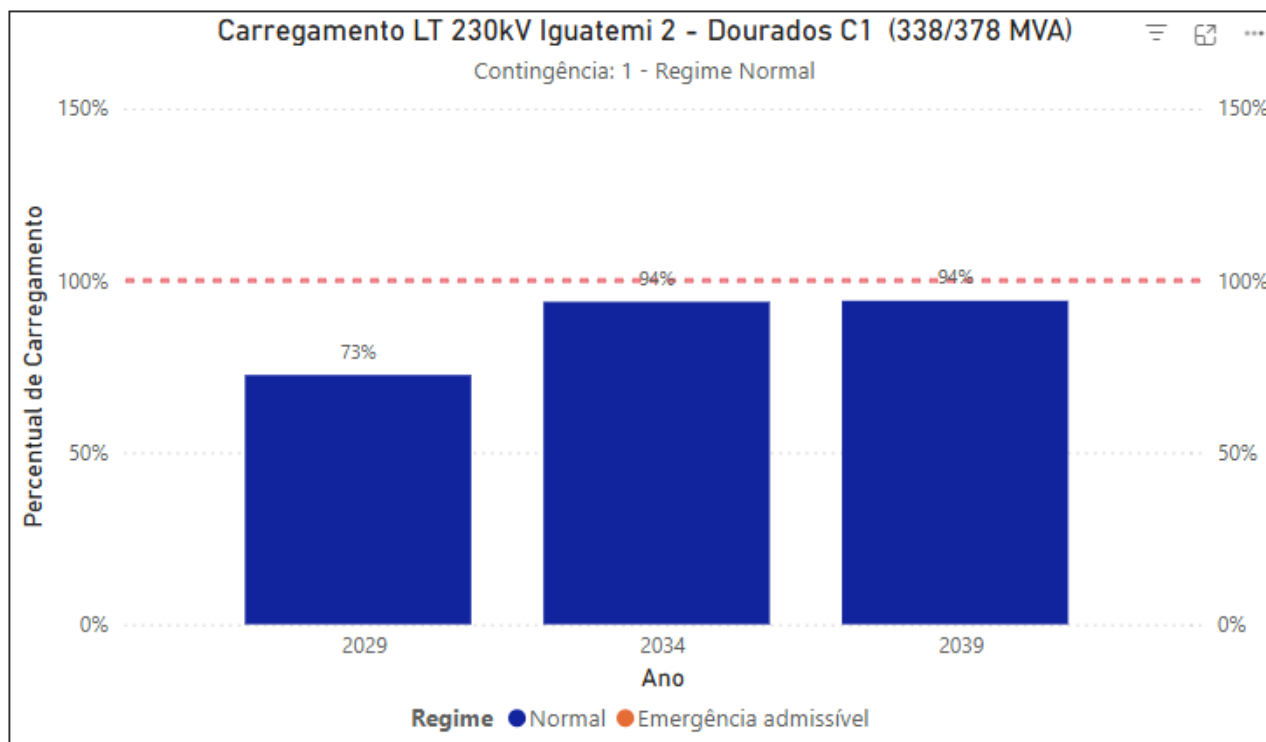


Figura 8-14 Desempenho do sistema – LT 230 kV Iguatemi 2 – Dourados C1.

Com a implementação da Alternativa 1, a LT 230 kV Iguatemi 2 – Dourados C1 passa a operar dentro dos limites, sem ocorrência de sobrecargas no cenário analisado, conforme Figura 8-14. Observa-se, ainda, redução significativa dos carregamentos, comparativamente ao apresentado na Figura 5-9.

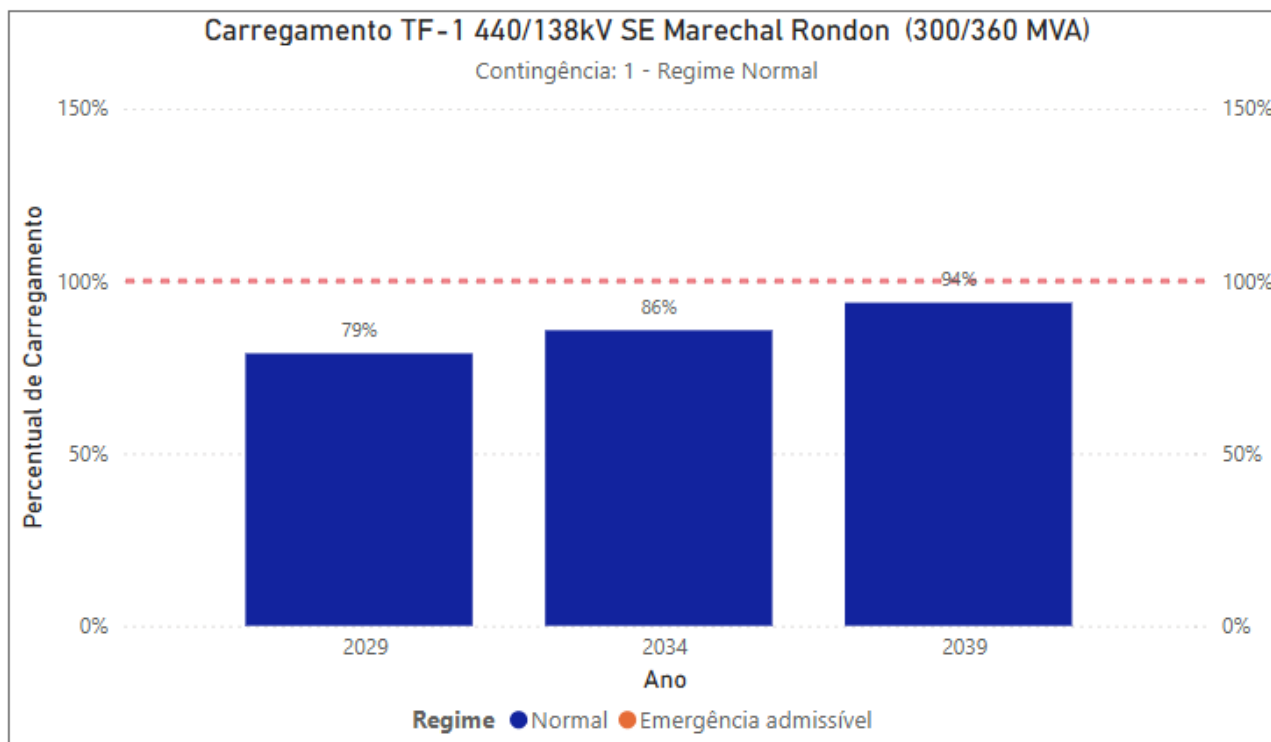


Figura 8-15 Desempenho do sistema – TF-1 440/138 kV Marechal Rondon.

Com a implementação da Alternativa 1, os transformadores 440/138 kV da SE Marechal Rondon passam a operar dentro dos limites, sem ocorrência de sobrecargas no cenário analisado, conforme Figura 8-15. Observa-se, ainda, redução significativa dos carregamentos, comparativamente ao apresentado na Figura 5-10.

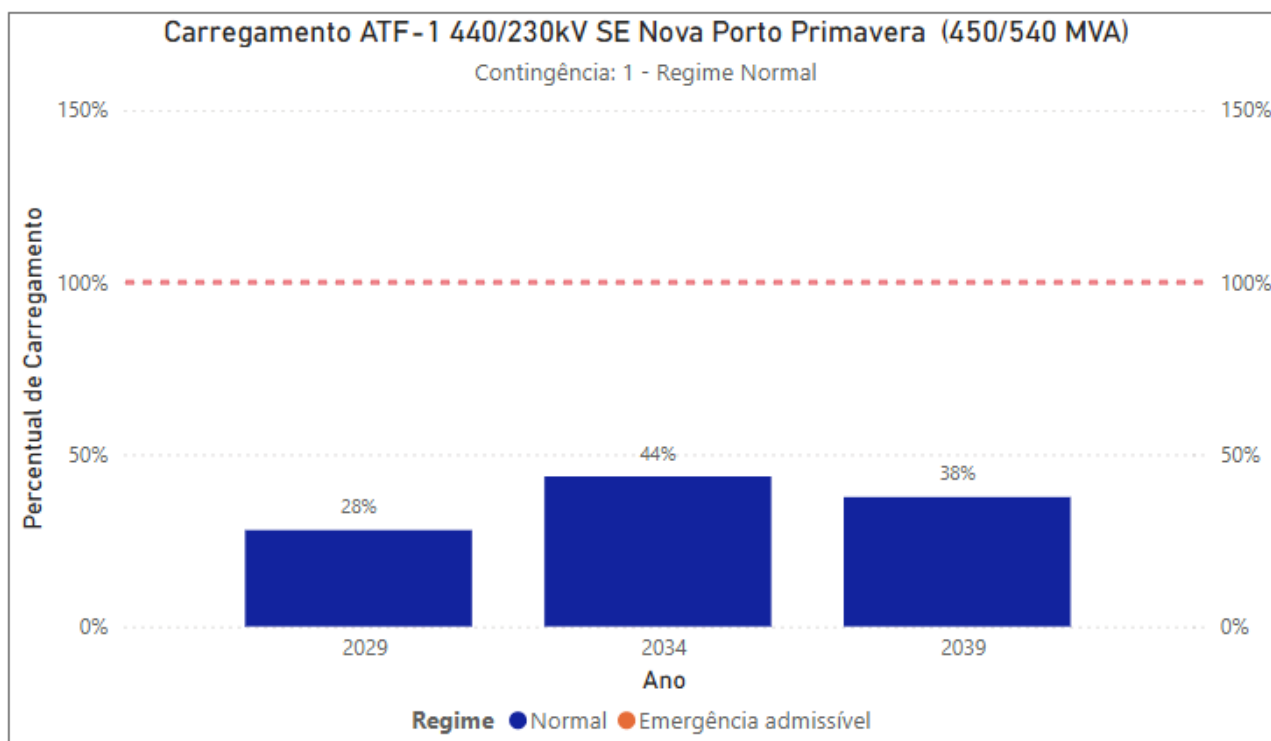


Figura 8-16 Desempenho do sistema – ATF-1 440/230 kV Nova Porto Primavera.

Com a implementação da Alternativa 1, os transformadores 440/230 kV da Nova Porto Primavera passam a operar dentro dos limites, sem ocorrência de sobrecargas no cenário analisado, conforme Figura 8-16. Observa-se, ainda, redução significativa dos carregamentos, comparativamente ao apresentado na Figura 5-11.

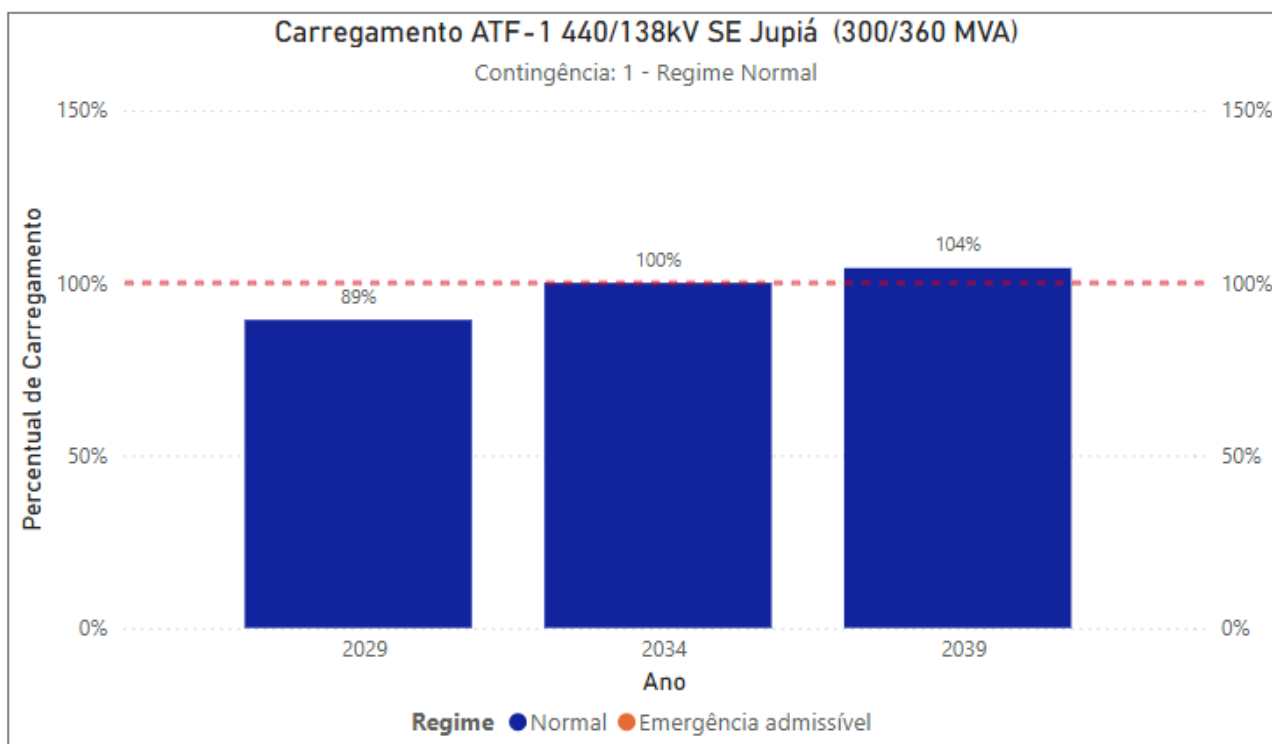


Figura 8-17 Desempenho do sistema – TF-1 440/138 kV Jupiá.

Com a implementação da Alternativa 1, o transformador 440/138 kV da SE Jupiá apresenta uma leve sobrecarga, conforme Figura 8-17. Porém, observa-se redução significativa do carregamento, comparativamente ao apresentado na Figura 5-12.

A SE Jupiá foi construída em 1969 e não possui mais espaço para expansões utilizando métodos convencionais de engenharia. Tal sobrecarga poderia ser mitigada reduzindo o despacho das usinas conectadas à barra de 138 kV da SE Jupiá, ou transferindo alguns circuitos de 138 kV, com novas entradas de linha na SE Marechal Rondon. Visto que Marechal Rondon e Jupiá atendem majoritariamente a carga da região Oeste de SP, sugerimos que soluções complementares sejam avaliadas em estudo regional no estado de São Paulo.

9 ANÁLISE DE SOBRETENSÕES À FREQUÊNCIA INDUSTRIAL 60 HZ

A seguir estão resumidos os resultados das simulações de energização e rejeição das novas linhas de transmissões indicadas neste relatório, referentes à Alternativa 1 (recomendada). A alternativa recomendada conta com um novo corredor de 500 kV, composto por três longas linhas que possuem significativos valores de susceptância. Para tanto, foi necessário alocar reatores shunt de linhas para fazer a compensação dos reativos. O intuito dessa análise é verificar se o nível de compensação escolhido é o adequado.

Nas simulações de energização, utilizou-se o cenário de carga mínima noturna. Este cenário possui os menores carregamentos nas linhas de transmissão da região, configurando-se como o mais crítico para controle de tensão e para energização.

A análise de rejeição de carga tem o objetivo de verificar os reflexos da abertura intempestiva das linhas de transmissão previstas. Dessa forma, estas análises buscam verificar a existência de sobretensões acima da suportabilidade dos equipamentos associados quando de aberturas intempestivas em um dos terminais das linhas de transmissão devido a uma atuação da proteção ou falha humana.

Nas simulações de rejeição utilizou-se o cenário de carga máxima diurna. Esta é a situação na qual o carregamento nas linhas de transmissão é mais elevado e o mínimo de reatores de barra permanece ligado nos terminais, configurando-se condição mais adversa sob o ponto de vista de sobretensões.

Adicionalmente, ressalta-se que a tensão pré manobra da barra do terminal emissor deve ser igual ou superior ao maior valor entre a sua tensão nominal e o centro da faixa de operação normal. Essa diretriz, entre outras previstas no referido documento, foi observada nas simulações realizadas, assegurando que as condições iniciais de tensão estejam em conformidade com os critérios técnicos exigidos para garantir a confiabilidade das análises de energização e rejeição de carga [3].

9.1 LT 500 kV Rio Verde Norte – Chapadão C1

9.1.1 Energização

As análises indicaram a viabilidade de energização da LT 500 kV Rio Verde Norte – Chapadão C1, com a necessidade de implantação de bancos de reatores de linha fixos de 110 Mvar em ambos os terminais. A energização poderá iniciar-se em qualquer um dos terminais.

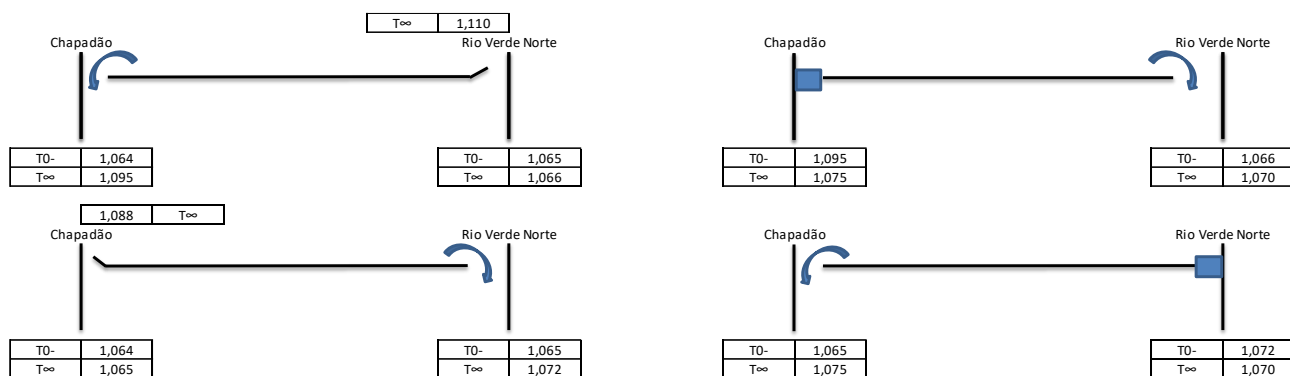


Figura 9-1 Energização da LT 500 kV Rio Verde Norte – Chapadão C1.

9.1.2 Rejeição

As análises indicaram a suportabilidade de rejeição com a necessidade dos bancos de reatores de linha fixos recomendados.

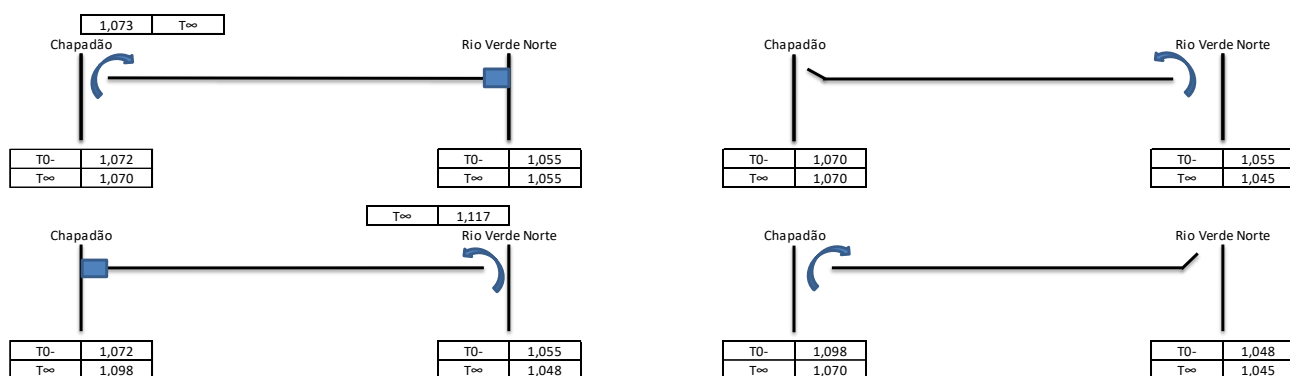


Figura 9-2 Rejeição da LT 500 kV Rio Verde Norte – Chapadão C1.

9.2 LT 500 kV Chapadão – Rio Brilhante C1

9.2.1 Energização

As análises indicaram a viabilidade de energização da LT 500 kV Chapadão – Rio Brilhante C1, com a necessidade de implantação de bancos de reatores de linha fixos de 175 Mvar em ambos os terminais. A energização poderá iniciar-se em qualquer um dos terminais.

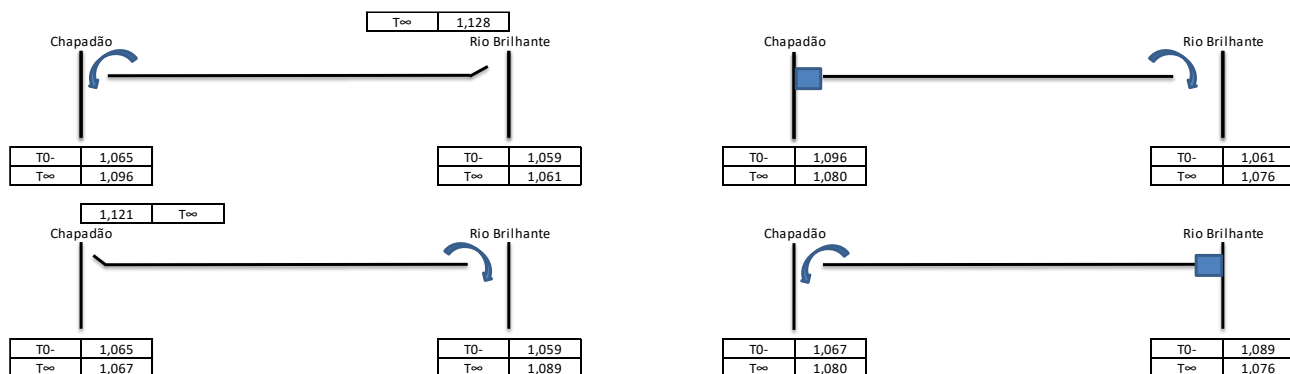


Figura 9-3 Energização da LT 500 kV Chapadão – Rio Brilhante C1

9.2.2 Rejeição

As análises indicaram a suportabilidade de rejeição com a necessidade dos bancos de reatores de linha fixos recomendados.

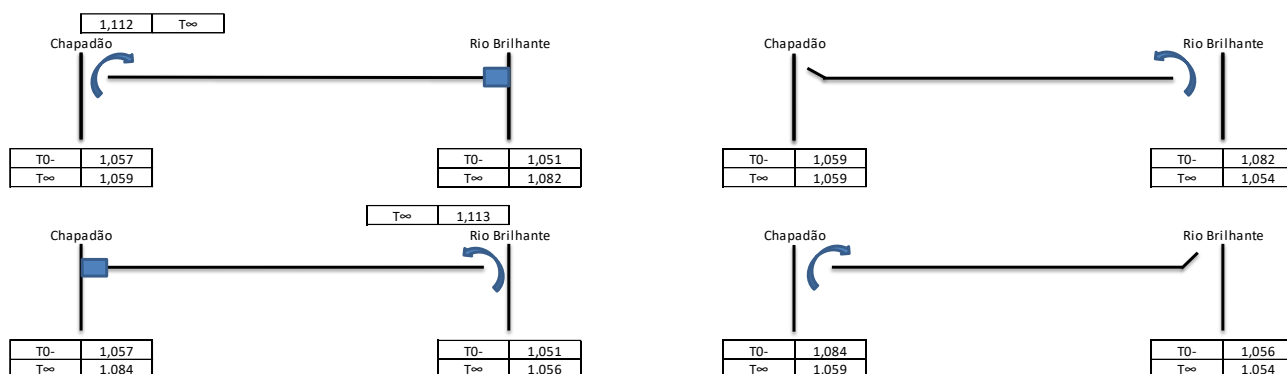


Figura 9-4 Rejeição da LT 500 kV Chapadão – Rio Brilhante C1

9.3 LT 500 kV Rio Brilhante – Sarandi C1/C2

9.3.1 Energização C1 com C2 ligada

As análises, considerando a linha C2 ligada, indicaram a viabilidade de energização da LT 500 kV Rio Brilhante – Sarandi C1/C2, com a necessidade de implantação de bancos de reatores de linha fixos de 175 Mvar em ambos os terminais. A energização poderá iniciar-se em qualquer um dos terminais.

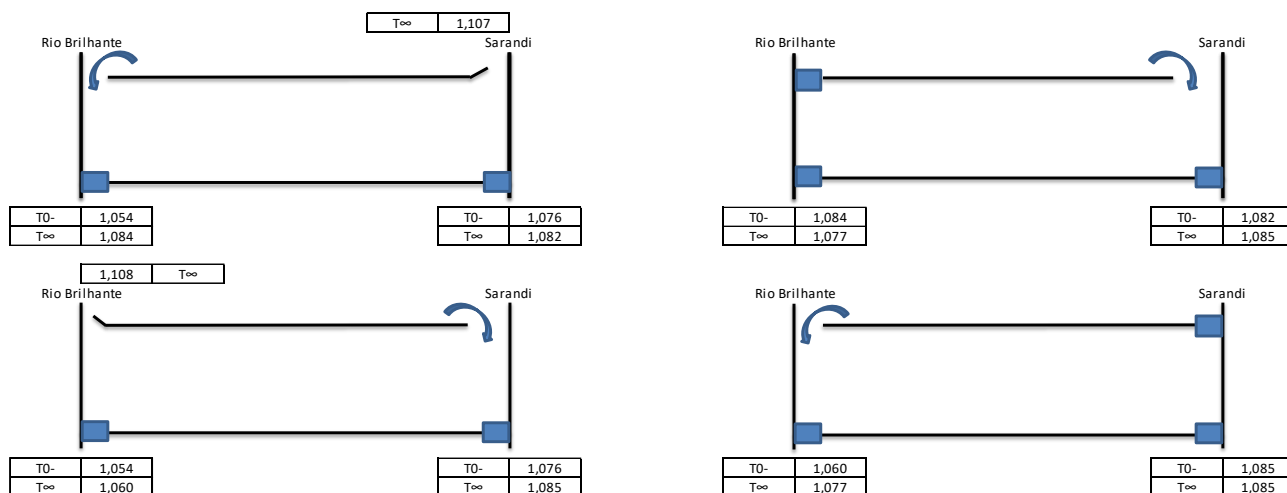


Figura 9-5 Energização da LT 500 kV Rio Brilhante – Sarandi C1 C2 ligada.

9.3.2 Energização C1 com C2 desligada

As análises, considerando a linha C2 desligada, indicaram a viabilidade de energização da LT 500 kV Rio Brilhante – Sarandi C1/C2, com a necessidade de implantação de bancos de reatores de linha fixos de 175 Mvar em ambos os terminais e compensador síncrono -200/+300 Mvar na barra de Rio Brilhante. A energização poderá iniciar-se em qualquer um dos terminais.

O compensador síncrono torna-se necessário porque a rede do Mato Grosso do Sul é predominantemente de 230 kV e mostrou-se insuficiente para suportar a energização da linha, que possui elevada susceptância. O dispositivo permitirá o controle adequado da tensão durante o

processo de energização, mitigando sobretensões e assegurando a proteção dos equipamentos conectados à rede.

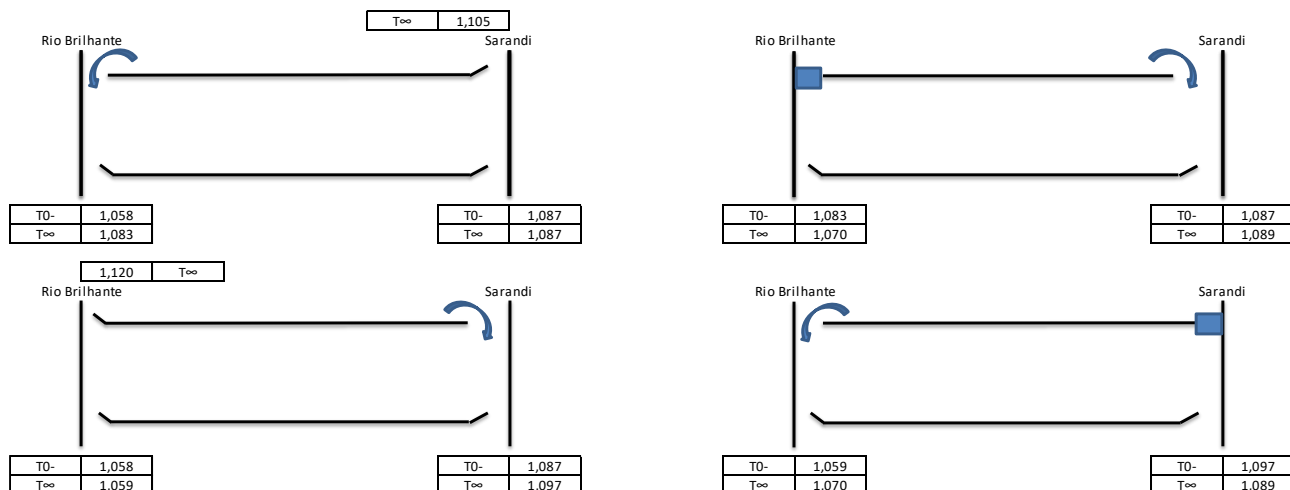


Figura 9-6 Energização da LT 500 kV Rio Brilhante – Sarandi C1 C2 desligada.

9.3.3 Rejeição

As análises indicaram a suportabilidade de rejeição com a necessidade dos bancos de reatores de linha fixos recomendados.

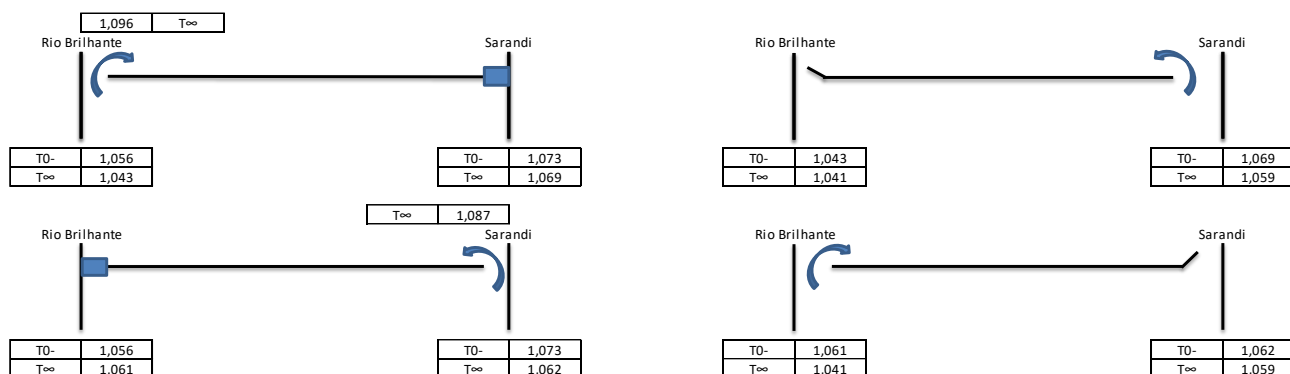


Figura 9-7 Rejeição da LT 500 kV Rio Brilhante – Sarandi C1/C2.

9.4 LT 230 kV Anastácio – Imbirussú

9.4.1 Energização

As análises indicaram a viabilidade de energização da LT 230 kV Anastácio – Imbirussú C1, sem a necessidade de implantação de bancos de reatores de linha. A energização poderá iniciar-se em qualquer um dos terminais.

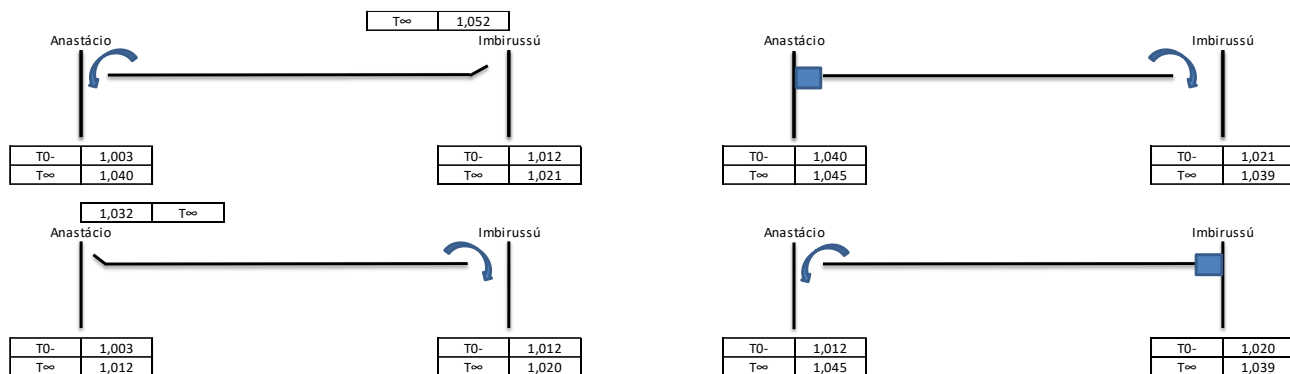


Figura 9-8 Energização da LT 230 kV Anastácio - Imbirussú.

9.4.2 Rejeição

As análises indicaram a suportabilidade de rejeição sem a necessidade dos bancos de reatores de linha.

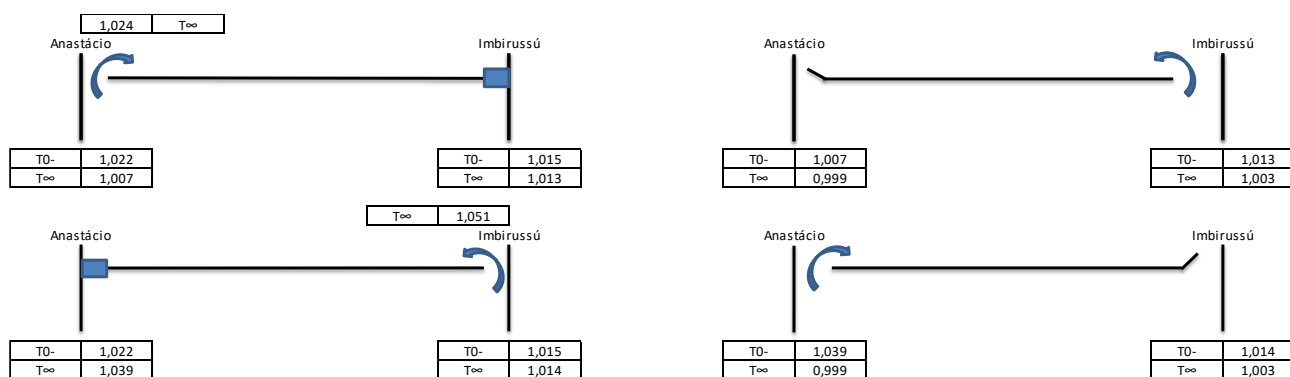


Figura 9-9 Rejeição da LT 230 kV Anastácio - Imbirussú.

10 CURTO-CIRCUITO

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

Foram analisadas as correntes de curto-circuito trifásicas e monofásicas nos barramentos de subestações na região de interesse, nos anos de 2029, antes de obras da alternativa recomendada, e nos anos de 2029 e 2039 com as obras da alternativa.

Durante as simulações, foram considerados como superados os disjuntores de subestações cujos níveis de curto-circuito se mostraram acima de 100% da sua capacidade nominal de interrupção e, como em alerta, os disjuntores com 90% a 100% dessa capacidade. Foi utilizada a base de dados para estudos de curto-circuito – PDE 2034 [6], disponível no site EPE.

As análises foram divididas em dois grupos:

- Curto-circuito mínimo, com objetivo de mostrar a elevação do nível de curto-circuito devido à instalação do compensador síncrono e avaliar o SCR em Corumbá 2;
- Curto-circuito máximo, com objetivo de avaliar possíveis superações em disjuntores devido às elevações nos níveis de curto-circuito causadas pelas novas obras.

10.1 Curto mínimo

A análise dos níveis mínimos de curto-circuito tem como objetivo principal demonstrar o impacto da instalação do compensador síncrono na barra de Rio Brilhante (500 kV), que trará melhorias no desempenho dinâmico e mais robustez para o novo circuito de 500 kV, bem como avaliar o SCR (*Short Circuit Ratio*) na barra de Corumbá 2.

Ainda sobre Corumbá 2 (230 kV), a estação conversora B2B (*Back-to-back*), do tipo VSC (*Voltage Source Converter*), possui capacidade de operar em redes fracas, onde o SCR é inferior a 2. Logo, escolhendo esse tipo de tecnologia na conexão internacional, e considerando o nível de curto mínimo nessa SE após a adição do capacitor série na LT 230 kV Anastácio – Corumbá 2 C1 e C2, será dispensada a necessidade de instalação de um novo compensador síncrono na SE Corumbá 2 para atendimento ao SCR mínimo requerido pela B2B.

A Tabela 10-1 apresenta os valores de curto-circuito trifásico, monofásico e bifásico, mínimos, nas subestações analisadas, em MVA, para os cenários sem obras (2029) e com obras (2029 e 2039).

Tabela 10-1 Níveis de Curto-Circuito Mínimo.

Identificação			2029 sem obras			2029 com obras			2039 com obras		
Nº	Subestação	kV	3Φ (MVA)	1Φ (MVA)	2Φ (MVA)	3Φ (MVA)	1Φ (MVA)	2Φ (MVA)	3Φ (MVA)	1Φ (MVA)	2Φ (MVA)
38851	Corumbá 2	230	683	621	662	844	736	803	856	743	813
49051	Corumbá 2	138	543	569	559	634	649	641	640	654	648
6632	Rio Brilhante	500	-	-	-	6988	7411	7227	9467	9296	9430
38857	Rio Brilhante	230	2570	2972	2868	6218	6760	6540	7532	7832	7719

10.2 Curto máximo

A análise dos níveis máximos de curto-circuito tem como objetivo identificar possíveis superações em disjuntores existentes e indicar adequadamente a capacidade dos novos disjuntores a serem alocados nas obras indicativas.

A Tabela 10-2 apresenta os valores de curto-circuito trifásico, monofásico e bifásico, máximos, nas subestações analisadas, em kA, para os cenários sem obras (2029) e com obras (2029 e 2039), além da representação do disjuntor com menor capacidade de interrupção na referida subestação.

Houve elevação nos níveis de curto-circuito na barra de Sarandi (525 kV) em função da indicação de dois novos transformadores 525/230 kV (ATF-3 em 2029 e ATF-4 em 2039), porém os valores permaneceram abaixo do estágio de alerta definido. Já em Londrina (525 kV), observa-se que os disjuntores estão em estágio de alerta já em 2029, mesmo sem obras, e mantém essa condição em 2039 com a entrada das obras previstas. O referido disjuntor também se encontra em alerta, a partir de 2024, nos casos de curto-circuito do ONS [7].

Tabela 10-2 Níveis de Curto-Circuito Máximo.

Identificação			2029 sem obras			2029 com obras			2039 com obras			Disj. (kA)
Nº	Subestação	kV	3Φ (kA)	1Φ (kA)	2Φ (kA)	3Φ (kA)	1Φ (kA)	2Φ (kA)	3Φ (kA)	1Φ (kA)	2Φ (kA)	
6630	Guaíra	525	18,76	11,79	17,4	19,05	11,9	17,66	19,94	13,08	18,51	50
6710	Sarandi	525	18,31	14,77	17,43	20,58	16,77	19,65	21,52	17,54	20,55	50
7762	Londrina	525	24,59	18,19	23,2	26,05	18,99	24,53	26,69	19,31	25,11	40
6631	Chapadão	500	-	-	-	-	-	-	9,88	8,63	9,41	NOVO
4285	Rio Verde N.	500	18,9	15,7	17,87	18,9	15,7	17,87	21,53	17,38	20,28	40
6632	Rio Brilhante	500	-	-	-	9,09	9,3	9,2	11,33	11,07	11,23	NOVO
38876	Ilha Solteira 2	440	35,94	30,97	34,78	35,98	31,02	34,83	36,73	33,82	36,44	63
4290	N. Porto Prim.	230	21,79	22,21	22,26	23,86	23,64	24,01	24,12	24,87	24,71	40
6665	Guaíra	230	22,03	17,71	21,22	22,15	17,79	21,33	24,1	20,55	23,47	40,2
6754	Sarandi	230	29,5	28,42	29,78	31,38	30,49	31,77	34,75	33,33	34,99	40,2
7755	Imbirussú	230	7,84	9,68	9,35	9,09	11	10,58	9,65	11,56	11,08	40
7757	Dourados	230	5,17	5,23	5,36	5,87	5,68	5,96	5,96	5,79	6,06	31,5
7758	Anastácio	230	2,89	3,66	3,59	4,46	5,33	5,14	4,57	5,43	5,24	40
7763	Londrina	230	36,34	31,97	35,62	37,6	32,89	36,8	38,21	33,28	37,35	40
38851	Corumbá 2	230	1,56	1,64	1,61	2,26	1,92	2,13	2,29	1,93	2,16	40
38852	Sidrolândia	230	4,82	5,53	5,35	5,36	5,99	5,82	5,53	6,14	5,97	20,9
38853	Chapadão	230	13,16	15,03	14,81	13,4	15,24	15,02	21,03	22,27	22,1	40
38854	Jataí	230	9,14	10,49	10,22	9,17	10,51	10,25	9,43	10,79	10,48	40
38855	Inocência	230	16,23	11,92	15,24	17,01	12,26	15,92	18,58	12,95	17,35	40
38856	Ilha Solteira 2	230	28,08	27,08	28,09	31,6	30,16	31,49	32,72	31,86	32,84	50
38857	Rio Brilhante	230	8,07	8,82	8,6	17,96	18,75	18,42	20,6	20,94	20,79	40
38996	Rio Verde N.	230	18,58	19,9	19,43	18,59	19,9	19,44	19,3	20,6	20,17	40
39841	Paraíso 2	230	9,19	9,78	9,69	9,37	9,93	9,85	10,98	11,21	11,22	NOVO
39850	Campo Grande 2	230	8,36	10,5	10,17	9,57	11,75	11,31	10,49	12,96	12,49	40
50500	Cassilândia	230	10,41	11,2	11,21	10,56	11,31	11,33	14,63	14,44	14,92	33,1
42544	Chapadão	138	13,86	7,23	12,59	13,97	7,25	12,69	16,58	7,73	15,08	31,5
42562	Rio Brilhante	138	6,49	2,95	5,83	8,84	3,21	7,87	9,18	3,24	8,18	31,5

11 SUPERAÇÃO DE BARRAMENTOS

A ampliação de subestações, com novas entradas de linhas e conexões de transformadores, implica em aumento dos níveis de corrente nos trechos de barramentos existentes dessas instalações. Diante disso, torna-se necessário avaliar essa evolução, adotando critérios de dimensionamento que sejam tecnicamente conservadores, mas economicamente razoáveis.

Este relatório indica a ampliação das subestações Chapadão e Rio Brilhante, que passarão a operar também no nível de tensão de 500 kV. Para isso, serão instalados novos transformadores de elevada capacidade (1200 MVA), os quais impactarão diretamente os níveis de corrente nos barramentos de 230 kV. A seguir são apresentados os resultados da análise de corrente nos barramentos dessas subestações, onde foram considerados os carregamentos do Cenário Dimensionador 1 (patamar de carga máxima diurna, safra biomassa, Bolívia conectada como Geração 420 MW), ano 2039.

Subestação Rio Brilhante

Tabela 11-1 Níveis de corrente no barramento 230 kV da SE Rio Brilhante.

Vão transferido		Máxima corrente [kA]		
Tipo	Descrição	Barra 1	Barra 2/T	Interligação de Barras
CT	ATF 1 150 MVA 230/138 kV	3,814	0,357	0,357
CT	ATF 2 150 MVA 230/138 kV	3,814	0,357	0,357
CT	ATF 1 1200 MVA 500/230 kV	1,909	1,905	1,905
CT	ATF 2 1200 MVA 500/230 kV	1,911	1,903	1,903
EL	Dourados 2 C1	3,814	0,177	0,177
EL	Campo Grande 2 C1	3,814	0,937	0,937
EL	Porto Primavera C2	3,814	0,220	0,220
EL	Imbirussú	3,814	0,824	0,824
EL	Porto Primavera C1	3,814	0,216	0,216
EL	Solar Rio Brilhante	3,814	1,043	1,043
Todos conectados a barra 1 ou a barra 2 de 230 kV		3,814	-	-

Conforme apresentado na Tabela 11-1, o maior nível de corrente nos barramentos ocorre no cenário em que todos os circuitos e transformadores estão conectados à barra 01 de 230 kV, atingindo um valor máximo de 3,814 kA. Dessa forma, o barramento de 230 kV da SE Rio Brilhante deve ser adaptado, no mínimo, para suportar esse nível de corrente nominal.

Subestação Chapadão

Tabela 11-2 Níveis de corrente no barramento 230 kV da SE Chapadão.

Vão transferido		Máxima corrente [kA]		
Tipo	Descrição	Barra 1	Barra 2/T	Interligação de Barras
CT	ATF 1 150 MVA 230/138 kV	1,353	0,152	0,152
CT	ATF 2 150 MVA 230/138 kV	1,353	0,152	0,152
CT	ATF 3 150 MVA 230/138 kV	1,504	0,152	0,152
CT	ATF 1 1200 MVA 500/230 kV	1,941	1,808	1,808
EL	Jataí C1	1,247	0,141	0,141
EL	Jataí C2	1,247	0,141	0,141
EL	Cassilândia	1,872	0,520	0,520
EL	Paraíso 2 C1	1,353	0,729	0,729
EL	Paraíso 2 C2	1,353	0,729	0,729
EL	Inocência C1	1,353	0,136	0,136
EL	Inocência C2	1,353	0,136	0,136
EL	Inocência C3	1,353	0,136	0,136
Todos conectados a barra 1 ou a barra 2 de 230 kV		1,353	-	-

Na Tabela 11-2, observa-se que o maior nível de corrente ocorre no cenário em que o vão do transformador ATF1 500/230 kV está transferido, atingindo um valor máximo de 1,941 kA. Assim, o barramento de 230 kV da SE Chapadão também deve ser adaptado para suportar, no mínimo, esse nível de corrente nominal. Os cálculos apresentados acima já consideram a realocação das entradas de linha em 230 kV, conforme ANEXO 3: CARACTERIZAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES NOVAS.

12 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) e em Circuito Duplo (CD), conforme descrito na Tabela 12-1.

Tabela 12-1 Novas Linhas de Transmissão

	Linha	Tensão	Tipo	Comprimento [km]
LT1	Anastácio – Imbirussú C1	230 kV	CS	115
LT2	Rio Verde Norte – Chapadão C1	500 kV	CS	220
LT3	Chapadão – Rio Brilhante C1	500 kV	CS	330
LT4	Rio Brilhante – Sarandi C1/C2	500 kV	CD	310
LT 5	Corumbá 2 (50 Hz) – Fronteira C1	500 kV	CS	35

Os resultados obtidos nas análises foram extraídos diretamente do programa ELEKTRA, desenvolvido pelo CEPEL [8].

12.1 Dados e Premissas

Os dados ambientais predominantes e preliminares para as análises técnicas e definição das capacidades de corrente estão dispostos na Tabela 12-2. 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 [9].

Tabela 12-2 Dados do ambiente

	LT1	LT2	LT3	LT4	LT5
Temperatura do ar [°C]	31	32	32	32	34
Vento p/ cálculo de temperatura [m/s]	1	1	1	1	1
Radiação solar [W/m²]	1000	1000	1000	1000	1000
Altitude média [m]	280	710	500	390	340
Altitude máxima [m]	540	860	760	550	490
DRA¹ [p.u.]	0,92	0,88	0,89	0,91	0,92
Vento p/ balanço [km/h] (50 anos, 30 s, 10 m)	139	119	131	131	130

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

Na Tabela 12-3 estão apresentados os parâmetros econômicos considerados na otimização. Os fluxos e fator de perdas utilizados estão apresentados na Tabela 12-4. Já a Tabela 12-5 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 12-3 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 12-4 Dados do sistema – Fluxos para cálculo de perdas

Duração [Anos]	LT1		LT2		LT3		LT4	
	Fluxo¹ [MVA]	Fator de Perdas	Fluxo¹ [MVA]	Fator de Perdas	Fluxo¹ [MVA]	Fator de Perdas	Fluxo¹ [MVA]	Fator de Perdas
1	110,0	0,56	988,0	0,43	1195,0	0,51	430,0	0,60
1	110,0	0,55	999,0	0,45	1231,0	0,51	442,0	0,56
1	112,0	0,58	993,0	0,50	1258,0	0,51	475,0	0,54
1	113,0	0,62	1026,0	0,48	1241,0	0,51	422,0	0,61
1	124,0	0,54	1048,0	0,47	1255,0	0,51	439,0	0,58
1	153,0	0,58	983,0	0,49	1279,0	0,52	963,0	0,53
1	157,0	0,58	983,0	0,49	1279,0	0,52	989,0	0,52
1	160,0	0,59	983,0	0,49	1279,0	0,52	997,0	0,53
1	171,0	0,58	983,0	0,49	1279,0	0,52	1014,0	0,53
1	173,0	0,58	983,0	0,49	1279,0	0,52	1033,0	0,53
20	169,0	0,60	983,0	0,49	1279,0	0,52	1058,0	0,52

⁽¹⁾ Fluxos verificados à tensão nominal.

Tabela 12-5 Dados do sistema – Fluxos máximos observados para diferentes condições de operação

		LT1	LT2	LT3	LT4
Fluxo¹ [MVA]	Normal	344	1213	1244	1060
	Emergência	581	1261	1934	1598

⁽¹⁾ Fluxos verificados à tensão nominal.

Nessas análises, adotou-se estruturas com diferentes geometrias de fases e feixes de condutores, a depender do nível de tensão (230 ou 500 kV) e do número de circuitos por torre (CS ou CD). Na Seção 12.4 constam as coordenadas finais, após a otimização, dos cabos na torre e flechas para a silhueta típica. Por fim, para as novas LT de 60 Hz, considerou-se apenas cabos

¹ Atualizado pela EPE conforme [13].

condutores tipo CAA, com diferentes bitolas e formações, e cabos para-raios EAR 3/8'' e OPGW 13,3 mm.

12.2 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 [10]. 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.

12.3 Avaliações Econômicas

12.3.1 Seleção dos cabos condutores – LT1: LT 230 kV Anastácio – Imbirussú C1

Inicialmente, cumpre-se destacar que foram avaliadas apenas configurações possuindo dois cabos por fase para a LT1, em razão dos fluxos máximos observados e da LT 230 kV existente Anastácio – Sidrolândia 2 – Imbirussú usar esse tipo de feixe. 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 12-6.

Como pode se verificar, a configuração de menor custo total é a configuração 2 x HAWK (477 MCM). No entanto, buscando homogeneidade com as linhas de transmissão supracitadas, escolhe-se a configuração 2 x ROOK (636 MCM).

Tabela 12-6 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	
HAWK	2	946,1	339,9	1286,0	100,0
DOVE	2	1014,9	287,9	1302,8	101,3
ROOK	2	1056,9	251,2	1308,1	101,7
TERN	2	1117,3	200,9	1318,2	102,5
SQUAB	2	1059,5	263,8	1323,3	102,9

12.3.2 Seleção dos cabos condutores – LT2: LT 500 kV Rio Verde Norte – Chapadão C1

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que as soluções economicamente equivalentes, dentre as soluções candidatas, são aquelas apresentadas na Tabela 12-7.

Como pode se verificar, a configuração de menor custo total é a configuração 4 x RAIL (954 MCM). Desse modo, essa será a configuração recomendada para utilização nesta LT.

Tabela 12-7 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	
RAIL	4	2378,6	710,1	3088,7	100,0
ORTOLAN	4	2479,0	651,9	3130,8	101,4

12.3.3 Seleção dos cabos condutores – LT3: LT 500 kV Chapadão – Rio Brilhante C1

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que as soluções economicamente equivalentes, dentre as soluções candidatas, são aquelas apresentadas na Tabela 12-8.

Como pode se verificar, a configuração de menor custo total é a configuração 4 x RAIL (954 MCM). Desse modo, essa será a configuração recomendada para utilização nesta LT.

Tabela 12-8 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	
RAIL	4	2376,1	1158,6	3534,7	100,0
ORTOLAN	4	2494,5	1069,0	3563,5	100,8
BLUEJAY	4	2611,2	993,2	3604,4	102,0

12.3.4 Seleção dos cabos condutores – LT4: LT 500 kV Rio Brilhante – Sarandi C1/C2

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que as soluções economicamente equivalentes, dentre as soluções candidatas, são aquelas apresentadas na Tabela 12-9.

Como pode se verificar, a configuração de menor custo total é a configuração 4 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, recomenda-se a configuração 4 x RAIL (954 MCM).

Tabela 12-9 Configurações com menor custo total – LT4

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	4	4978,0	1195,7	6173,6	100,0
RAIL	4	5112,8	1124,4	6237,3	101,0

12.4 Características Técnicas da Solução de Referência

12.4.1 Características elétricas – LT1: LT 230 kV Anastácio – Imbirussú C1

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades de corrente especificadas para esta LT estão sumarizados na Tabela 12-10.

Tabela 12-10 Características elétricas básicas da LT 230 kV Anastácio – Imbirussú C1

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω/km]	x [Ω/km]	b [μS/km]
Circuito Simples	CAA 2 x ROOK (636 MCM)	1400	1805	+	0,0511	0,3469	4,7448
				0	0,3938	1,2914	2,7343
				mut.0	-	-	-

A Figura 12-1, 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.

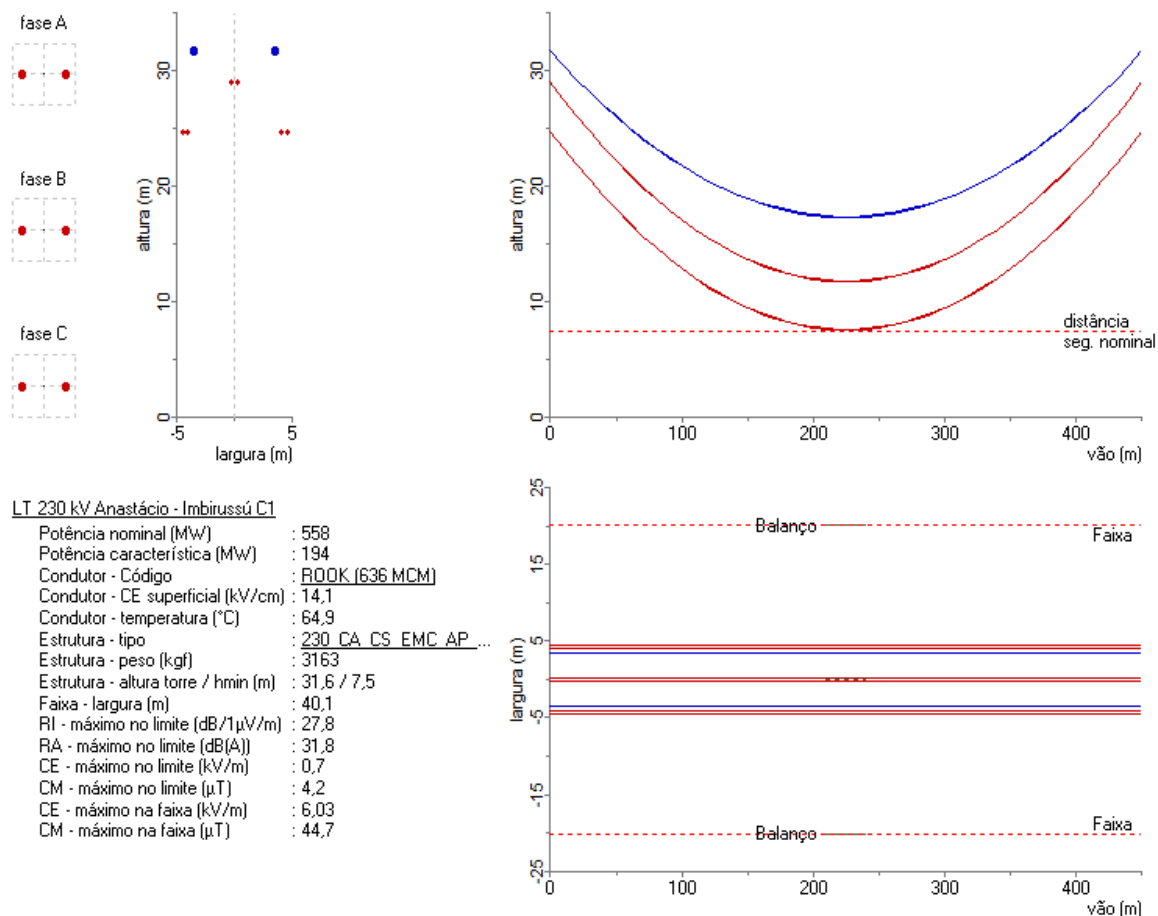


Figura 12-1 Dados técnicos básicos da LT 230 kV Anastácio – Imbirussú C1

12.4.2 Características construtivas – LT1: LT 230 kV Anastácio – Imbirussú C1

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas da silhueta típica e as respectivas flechas estão apresentadas na Tabela 12-11. Foram considerados feixes com geometria horizontal e espaçamento de 45,72 cm entre os cabos condutores.

Tabela 12-11 Coordenadas da silhueta típica da LT1 230 kV em CS

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A	-4,3	24,7	17,2
Feixe B	0,0	28,9	17,2
Feixe C	4,3	24,7	17,2
Para-raios 1	-3,5	31,6	14,4
Para-raios 2	3,5	31,6	14,4

12.4.3 Características elétricas – LT2: LT 500 kV Rio Verde Norte – Chapadão C1

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades de corrente especificadas para esta LT estão sumarizados na Tabela 12-12.

Tabela 12-12 Características elétricas básicas da LT 500 kV Rio Verde Norte – Chapadão 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 4 x RAIL (954 MCM)	3345	4385	+	0,0176	0,2662	6,1828
				0	0,3274	1,1486	3,2273
				mut.0	-	-	-

A Figura 12-2, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da nova LT em CS, incluindo o vão médio de 500 m utilizado na análise referencial.

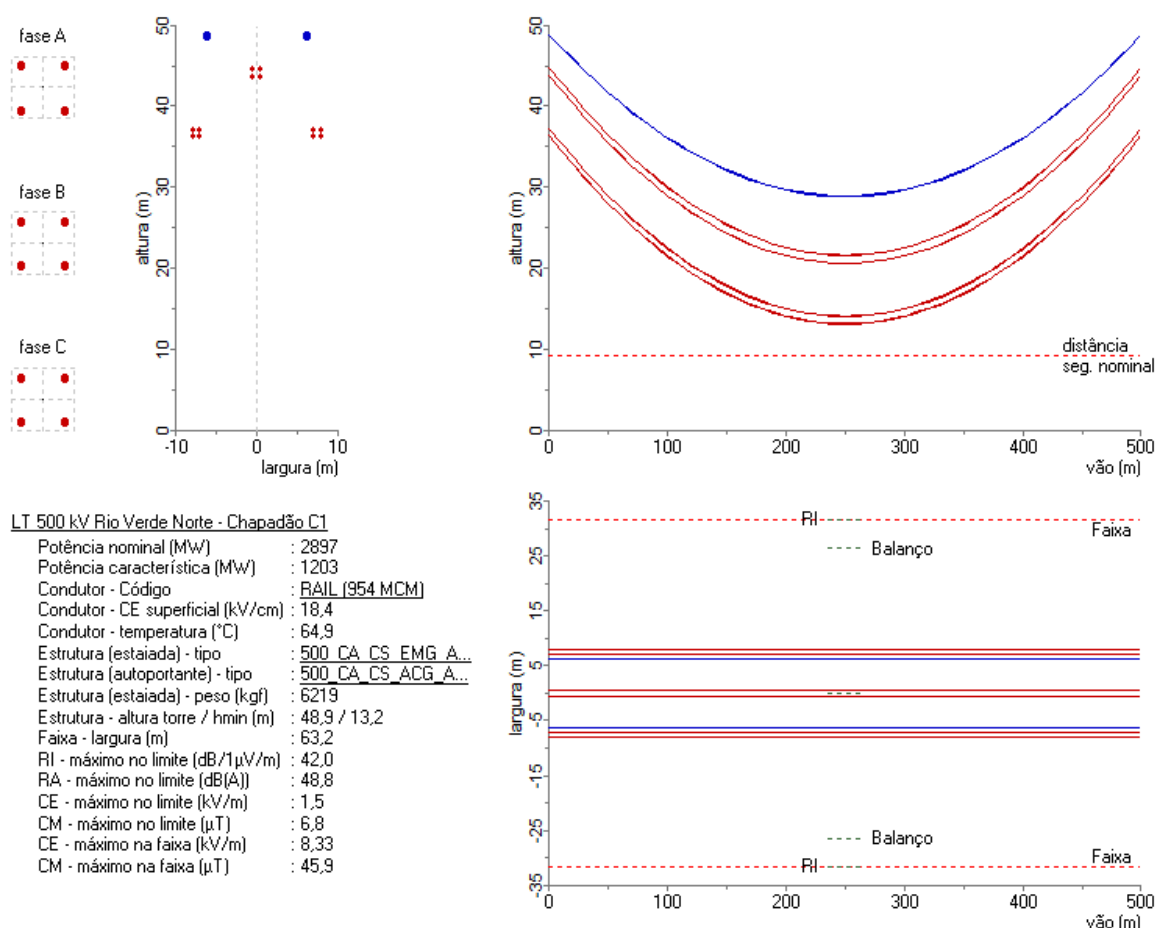


Figura 12-2 Dados técnicos básicos da LT 500 kV Rio Verde Norte – Chapadão C1

12.4.4 Características construtivas – LT2: LT 500 kV Rio Verde Norte – Chapadão C1

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas da silhueta típica e as respectivas flechas estão apresentadas na Tabela 12-13. Foram considerados feixes com espaçamento de 95,0 cm entre os cabos condutores.

Tabela 12-13 Coordenadas da silhueta típica da LT2 500 kV em CS

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A	-7,5	36,8	23,2
Feixe B	0,0	44,3	23,2
Feixe C	7,5	36,8	23,2
Para-raios 1	-6,2	48,9	20,0
Para-raios 2	6,2	48,9	20,0

12.4.5 Características elétricas – LT3: LT 500 kV Chapadão – Rio Brilhante C1

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades de corrente especificadas para esta LT estão sumarizados na Tabela 12-14.

Tabela 12-14 Características elétricas básicas da LT 500 kV Chapadão – Rio Brilhante C1

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω/km]	x [Ω/km]	b [μS/km]
Circuito Simples	CAA 4 x RAIL (954 MCM)	3345	4385	+	0,0176	0,2662	6,1828
				0	0,3274	1,1486	3,2273
				mut.0	-	-	-

A Figura 12-3, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da nova LT em CS, incluindo o vão médio de 500 m utilizado na análise referencial.

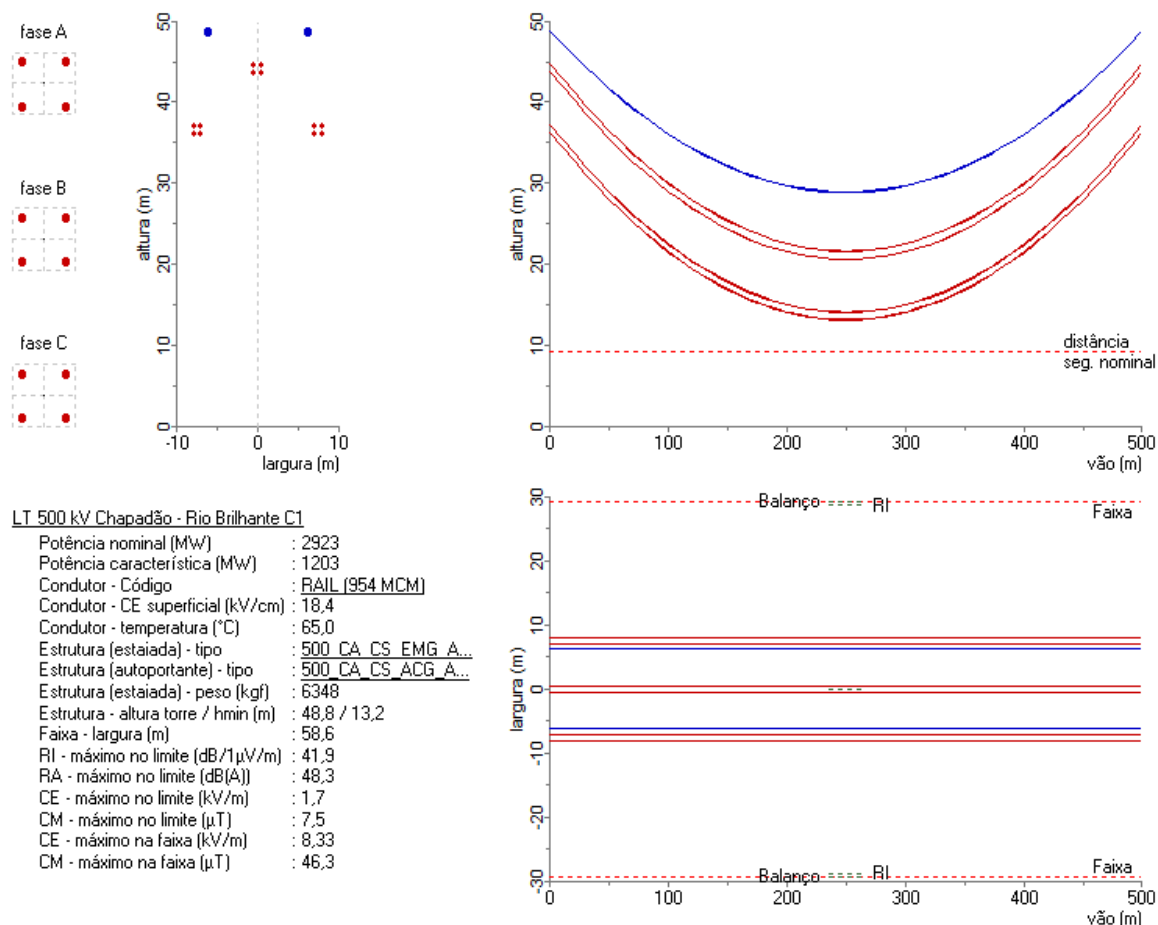


Figura 12-3 Dados técnicos básicos da LT 500 kV Chapadão – Rio Brilhante C1

12.4.6 Características construtivas – LT3: LT 500 kV Chapadão – Rio Brilhante C1

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas da silhueta típica e as respectivas flechas estão apresentadas na Tabela 12-15. Foram considerados feixes com espaçamento de 95,0 cm entre os cabos condutores.

Tabela 12-15 Coordenadas da silhueta típica da LT3 500 kV em CS

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A	-7,5	36,8	23,2
Feixe B	0,0	44,3	23,2
Feixe C	7,5	36,8	23,2
Para-raios 1	-6,2	48,9	20,0
Para-raios 2	6,2	48,9	20,0

12.4.7 Características elétricas – LT4: LT 500 kV Rio Brilhante – Sarandi C1/C2

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades de corrente especificadas para esta LT estão sumarizados na Tabela 12-16.

Tabela 12-16 Características elétricas básicas da LT 500 kV Rio Brilhante – Sarandi C1/C2

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω/km]	x [Ω/km]	b [$\mu\text{S}/\text{km}$]
Circuito Duplo	CAA 4 x RAIL (954 MCM)	3400	4445	+	0,0177	0,2746	6,0988
				0	0,2934	1,1891	3,3885
				mut.0	0,2756	0,8351	-1,2756

A Figura 12-4, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da nova LT em CD, incluindo o vão médio de 500 m utilizado na análise referencial.

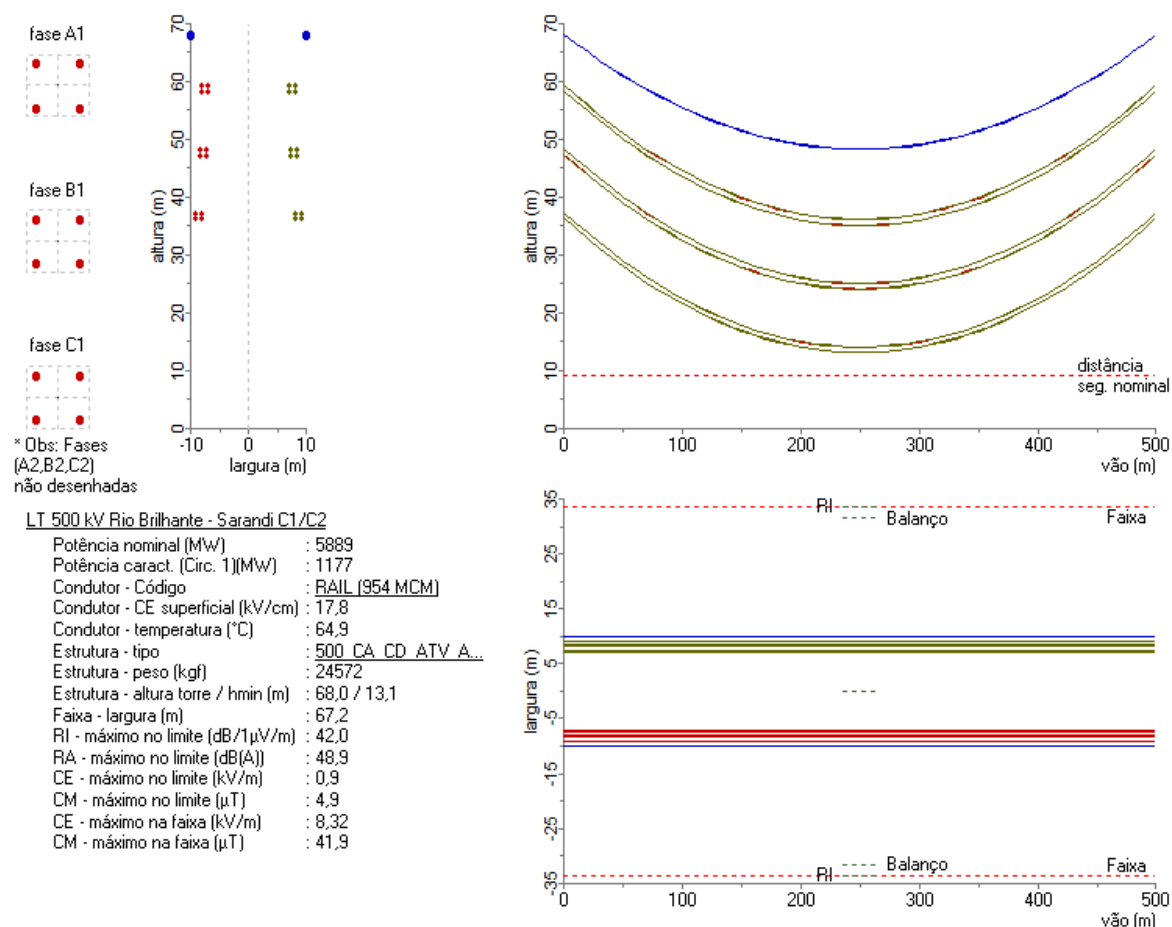


Figura 12-4 Dados técnicos básicos da LT 500 kV Rio Brilhante – Sarandi C1/C2

12.4.8 Características construtivas – LT4: LT 500 kV Rio Brilhante – Sarandi C1/C2

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas da silhueta típica e as respectivas flechas estão apresentadas na Tabela 12-17. Foram considerados feixes com espaçamento de 100,0 cm entre os cabos condutores.

Tabela 12-17 Coordenadas da silhueta típica da LT4 500 kV em CD

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A1	-7,6	58,8	23,2
Feixe B1	-7,9	47,8	23,2
Feixe C1	-8,7	36,8	23,2
Feixe A2	8,7	36,8	23,2
Feixe B2	7,9	47,8	23,2
Feixe C2	7,6	58,8	23,2
Para-raios 1	-10,0	68,0	19,8
Para-raios 2	10,0	68,0	19,8

12.4.9 Características elétricas – LT5: LT 500 kV Corumbá 2 (50 Hz) – Fronteira C1

Inicialmente cumpre ressaltar que, considerando a característica radial desta LT, buscou-se adotar uma solução de referência a mais próxima possível do projeto da LT 500 kV Brechas – S. J. Chiquitos – German Busch, localizada na Bolívia. Não obstante, foram feitos ajustes nas capacidades de corrente de projeto, usando-se os mesmos critérios praticados para as demais linhas do lado brasileiro. Além disso, referencialmente adotou-se o mesmo arranjo de para-raios das outras linhas de 500 kV deste estudo. Portanto, os parâmetros elétricos e capacidades de corrente especificadas para esta LT estão sumarizados na Tabela 12-18.

Tabela 12-18 Características elétricas básicas da LT 500 kV Corumbá 2 (50 Hz) - Fronteira

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	ACAR 4 x 750 MCM 18/19	2750	3600	+	0,0234	0,2298	4,9840
				0	0,2828	0,9828	2,7809
				mut.0	-	-	-

A Figura 12-5, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da nova LT em CS, incluindo o vão médio de 500 m utilizado na análise referencial.

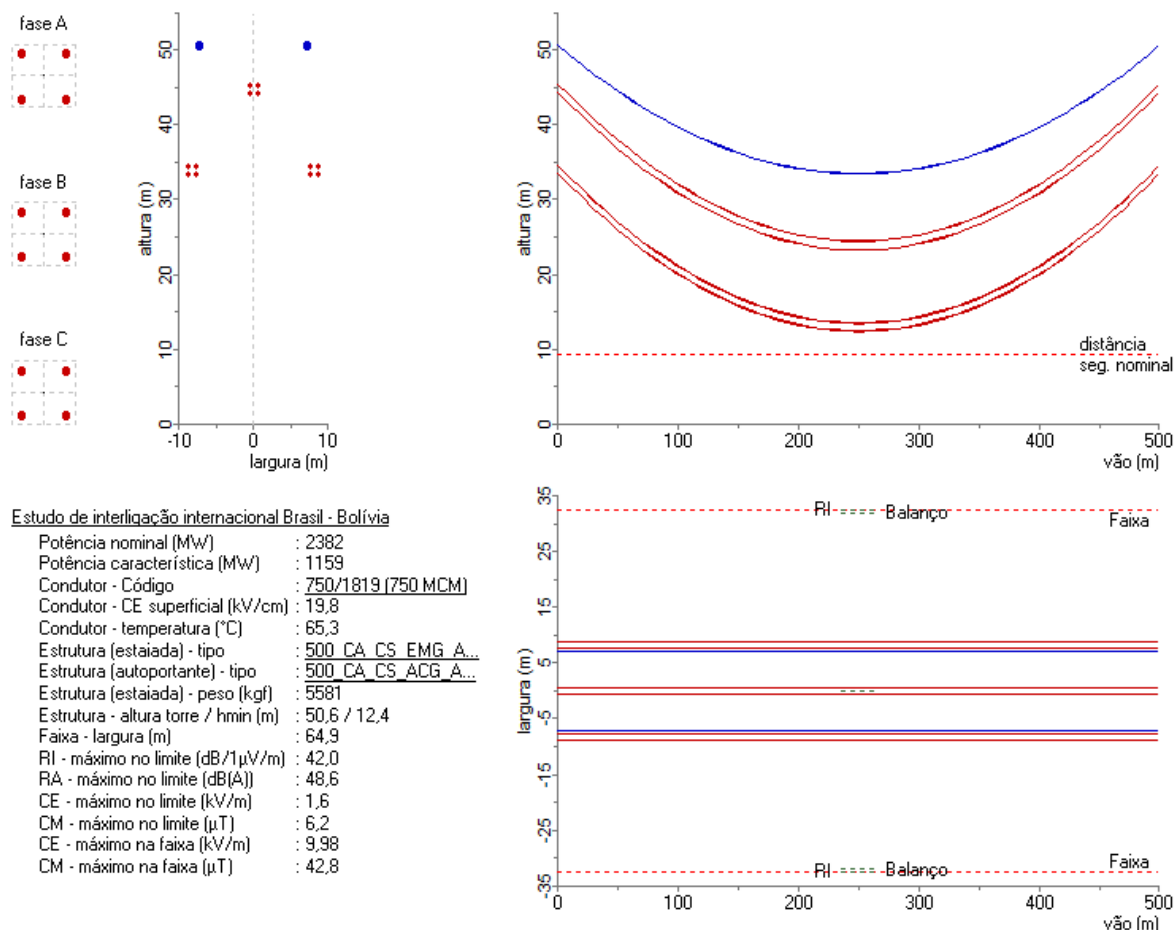


Figura 12-5 Dados técnicos básicos da LT 500 kV Corumbá 2 (50 Hz) - Fronteira

12.4.10 Características construtivas – LT5: LT 500 kV Corumbá 2 (50 Hz) – Fronteira C1

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas da silhueta típica e as respectivas flechas estão apresentadas na Tabela 12-17. Foram considerados feixes com espaçamento de 110,0 cm entre os cabos condutores.

Tabela 12-19 Coordenadas da silhueta típica da LT5 500 kV em CS

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A	-8,2	34,0	21,0
Feixe B	0,0	44,9	21,0
Feixe C	8,2	34,0	21,0
Para-raios 1	-7,2	50,6	17,9
Para-raios 2	7,2	50,6	17,9

12.4.11 Estimativas iniciais para faixa de segurança

Com relação à faixa de segurança, a Tabela 12-20 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 12-20 Estimativas iniciais para faixa de segurança

	Faixa calculada [m]	Restrição	Faixa Adotada [m]
LT 230 kV Anastácio – Imbirussú C1	40,1	Balanco de Condutores	45,0
LT 500 kV Rio Verde Norte – Chapadão C1	63,2	Radiointerferência	65,0
LT 500 kV Chapadão – Rio Brilhante C1	58,6	Balanco de Condutores	60,0
LT 500 kV Rio Brilhante – Sarandi C1/C2	67,2	Radiointerferência	70,0
LT 500 kV Corumbá 2 (50 Hz) – Fronteira C1	64,9	Radiointerferência	65,0

13 DESEMPENHO DINÂMICO

Considerando a evolução do sistema, deve-se observar seu comportamento dinâmico frente à ocorrência de perturbações. Para assegurar a estabilidade eletromecânica adequada, avalia-se a manutenibilidade do sincronismo nas máquinas síncronas, tensão nas barras próximas à origem do evento e potência acelerante no caso de fechamento de linhas em anel ou em paralelo. Essas avaliações serão realizadas por meio de simulações de eventos no programa ANATEM.

13.1 Simulações de eventos dinâmicos

A Tabela 13-1 apresenta a lista das usinas que tiveram suas máquinas escolhidas para avaliação de estabilidade, por meio do monitoramento de ângulo, frequência e potência.

Tabela 13-1 Lista das máquinas síncronas verificadas

Usina	Tipo	UF	Nº Máquinas	Capacidade	Capacidade total
LDC Bioenergia Rio Brilhante	UTE-AI	MS	1	90	90
Caarapó	UTE-AI	MS	3	38	114
Eldorado	UTE-AI	MS	1	116	116
Amandina II	UTE-AI	MS	1	40	40
William Arjona 1	UTE-GN	MS	1	39	39
William Arjona 2	UTE-GN	MS	1	39	39
William Arjona 3	UTE-GN	MS	1	33	33
William Arjona 4	UTE-GN	MS	1	33	33
William Arjona 5	UTE-GN	MS	1	32	32
Suzano RRP1	UTE-FL	MS	3	128	384
Klabín Celulose	UTE-FL	PR	1	330	330
BRACELL	UTE-FL	SP	1	409	409
CUBATÃO (EUZÉBIO ROCHA) // G	UTE-GN	SP	1	160	160
CUBATÃO (EUZÉBIO ROCHA) // V	UTE-GN	SP	1	50	60
UTE BARRA GRANDE LENÇÓIS	UTE-AI	SP	1	63	63
UTE BARRA GRANDE 2	UTE-AI	SP	1	80	80

Também foram selecionadas barras de 230 kV e 500 kV do MS para avaliar a estabilidade de tensão do sistema do estado após a ocorrência dos eventos. A Tabela 13-2 apresenta a lista dos eventos selecionados para realizar tais avaliações.

Tabela 13-2 Lista dos eventos

Simulação	Ano	Evento	Ativo	Tempo [s]	Avaliação objetivo
1	2029	1. Energização	LT 500 kV Rio Brilhante – Sarandi C1	1,0	Potência acelerante
2	2029	1. Curto monofásico	Barra Rio Brilhante 500 kV	1,0	Tensão e frequência
		2. Remoção do curto	Barra Rio Brilhante 500 kV	1,2	
		3. Abertura da LT	LT 500 kV Rio Brilhante – Sarandi C1	1,2	
		4. Abertura da LT	LT 500 kV Rio Brilhante – Sarandi C2	1,2	
3	2039	1. Curto monofásico	Barra Rio Brilhante 500 kV	1,0	Tensão e frequência
		2. Remoção do curto	Barra Rio Brilhante 500 kV	1,2	
		3. Abertura da LT	LT 500 kV Rio Brilhante – Sarandi C1	1,2	
		4. Abertura da LT	LT 500 kV Rio Brilhante – Sarandi C2	1,2	
4	2039	1. Desativar exportação	B2B Corumbá 2/German Busch	1,0	Tensão e frequência
5	2039	1. Desativar importação	B2B Corumbá 2/German Busch	1,0	Tensão e frequência

Devido à necessidade de compensação dinâmica de energia reativa, foi avaliado e recomendado um compensador, inicialmente do tipo estático na futura SE Rio Brilhante 500 kV. Porém, com a evolução do estudo, identificou-se ganho significativo ao adotar o compensador do tipo síncrono, apesar de seu custo mais elevado. O principal ganho dessa melhoria está na resposta dinâmica da potência acelerante frente aos diversos eventos, principalmente na energização de linhas que conectam barras com grandes aberturas angulares entre elas.

13.1.1 Verificação de estabilidade eletromecânica após fechamento de anel

Abaixo estão apresentadas, da Figura 13-1 a Figura 13-5, os resultados dinâmicos da simulação 1: Energização da LT 500 kV Rio Brilhante – Sarandi C1, estando a C2 desligada e o compensador síncrono conectado na barra de 500 kV em Rio Brilhante.

O objetivo da análise é observar a resposta das máquinas síncronas próximas ao ponto de ocorrência, bem como identificar possíveis violações na variação instantânea da potência acelerante.

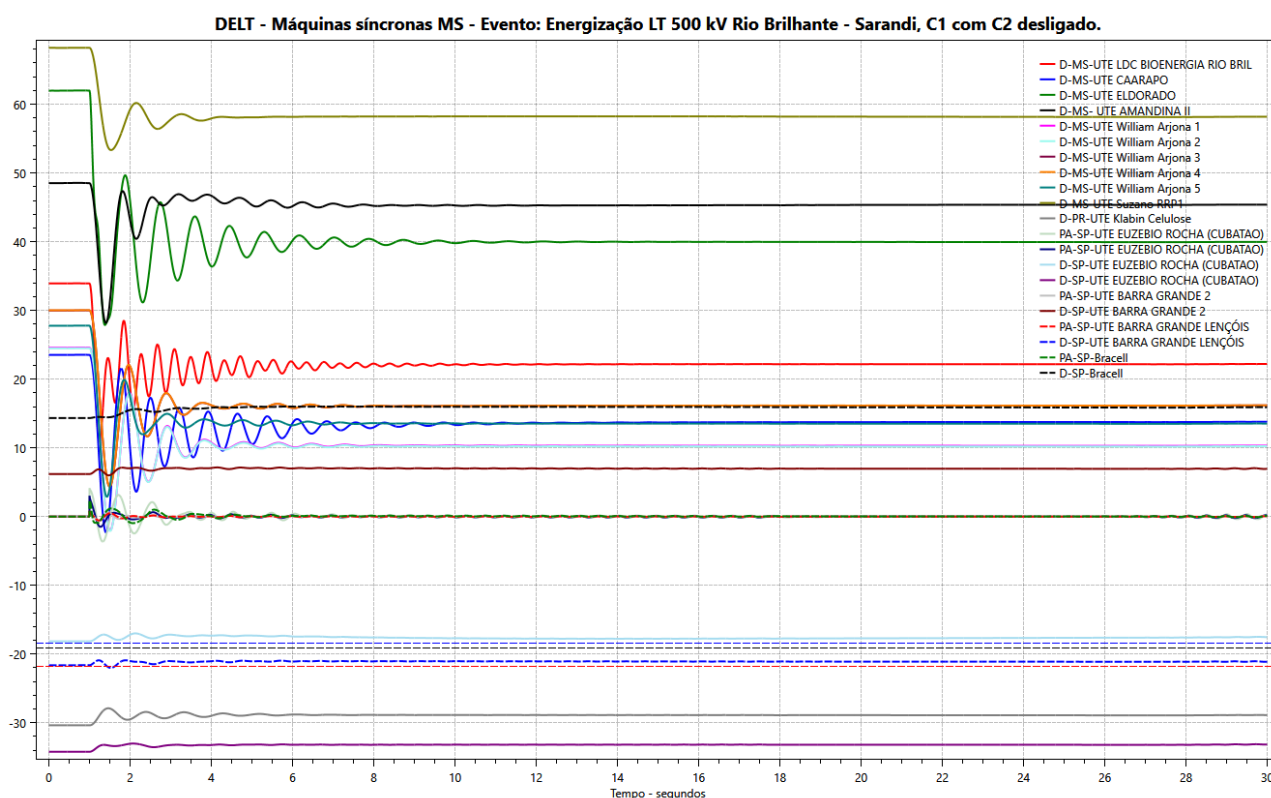


Figura 13-1 Ângulo de potência – Máquinas síncronas MS – Simulação 1.

Pode-se considerar que o sistema é estável, todas as máquinas associadas apresentaram acomodação satisfatória em um tempo aproximado de 10 segundos, conforme Figura 13-1.

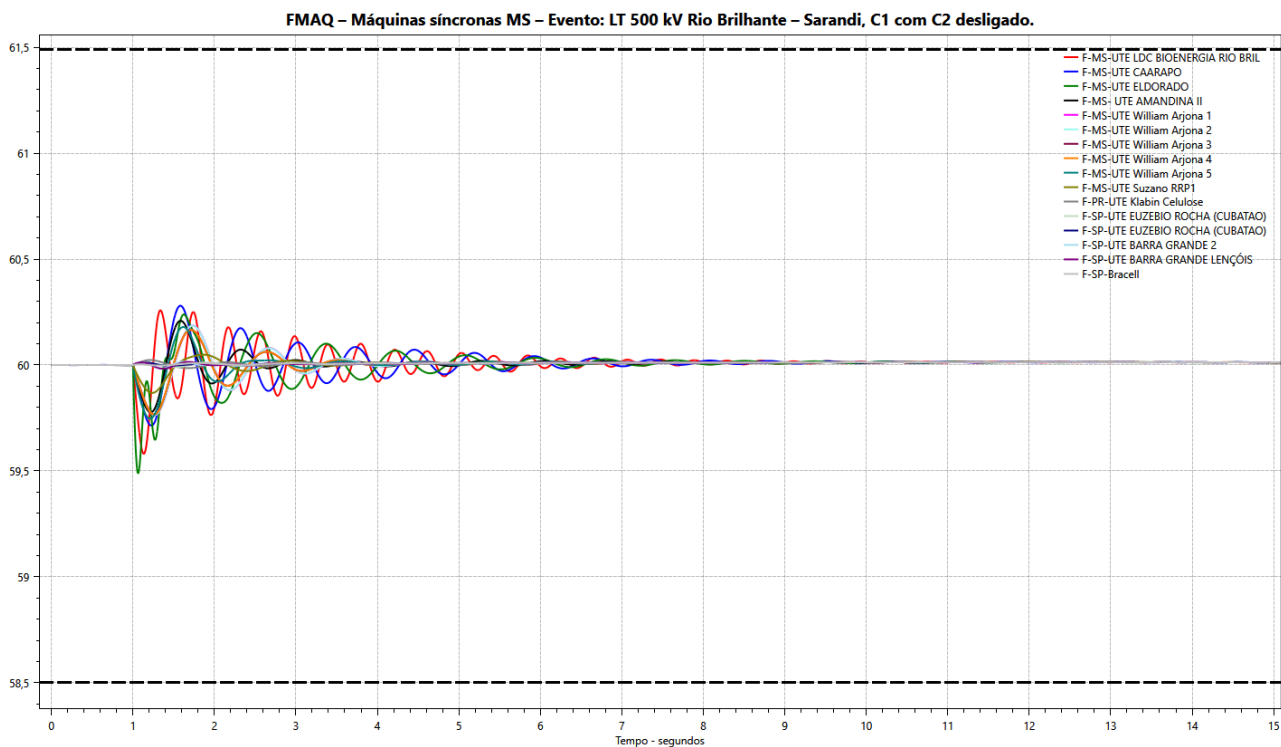


Figura 13-2 Frequência – Máquinas síncronas MS – Simulação 1.

Quanto a análise de frequência, não houve violação dos limites (58,5 Hz e 61,5 Hz) e a recuperação do sistema ocorre em tempo inferior a 10 segundos, conforme Figura 13-2.

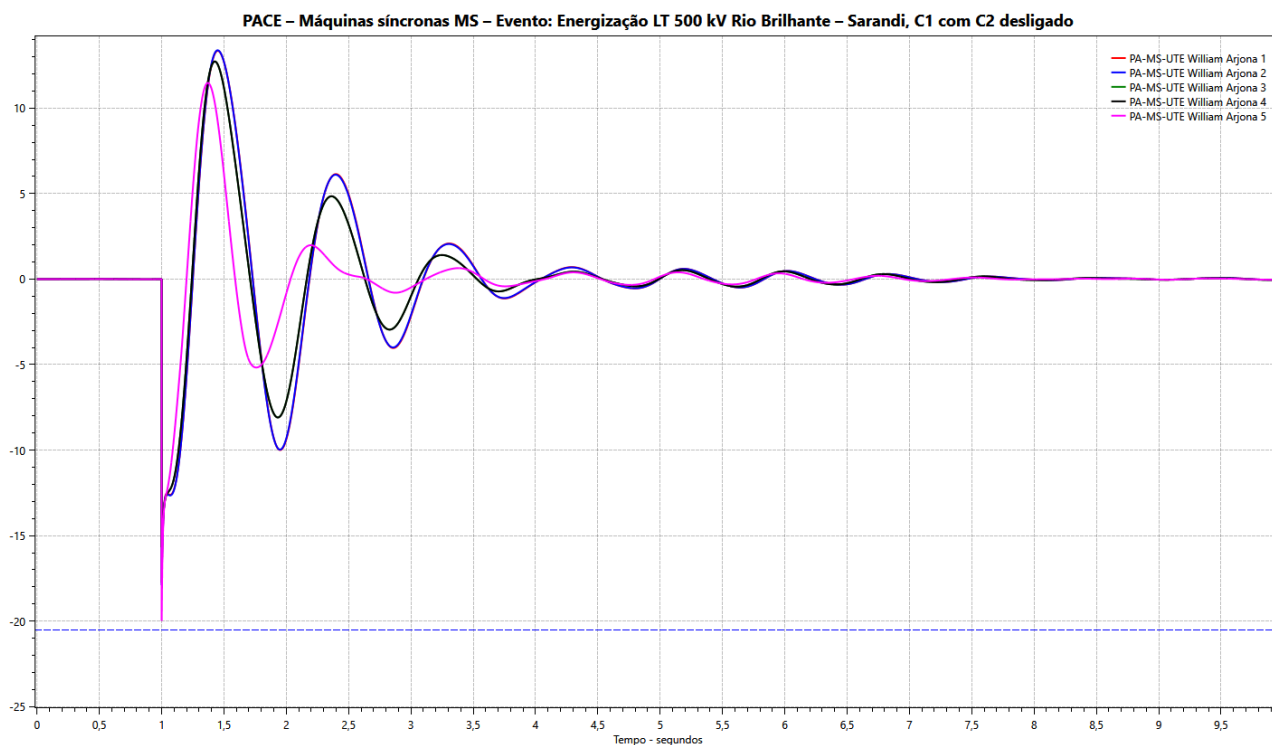


Figura 13-3 Potência acelerante – Máquinas síncronas MS – Simulação 1, parte 1.

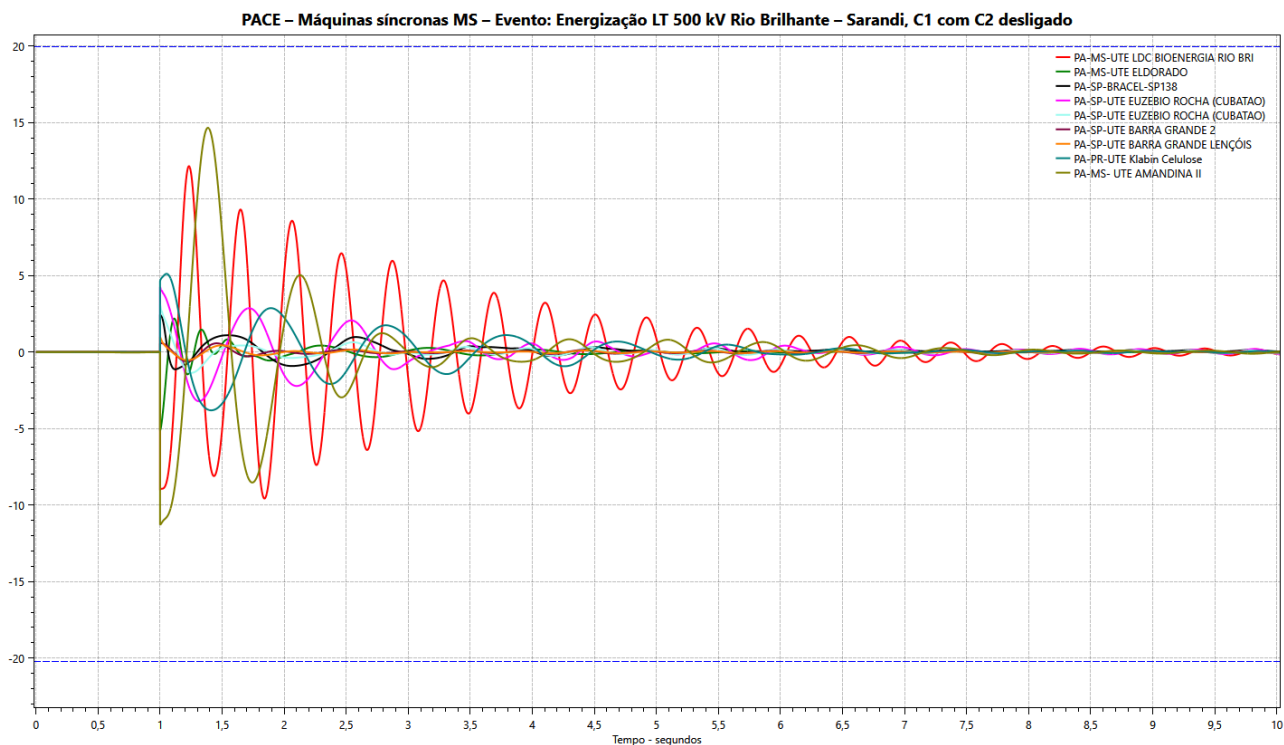


Figura 13-4 Potência acelerante – Máquinas síncronas MS – Simulação 1, parte 2.

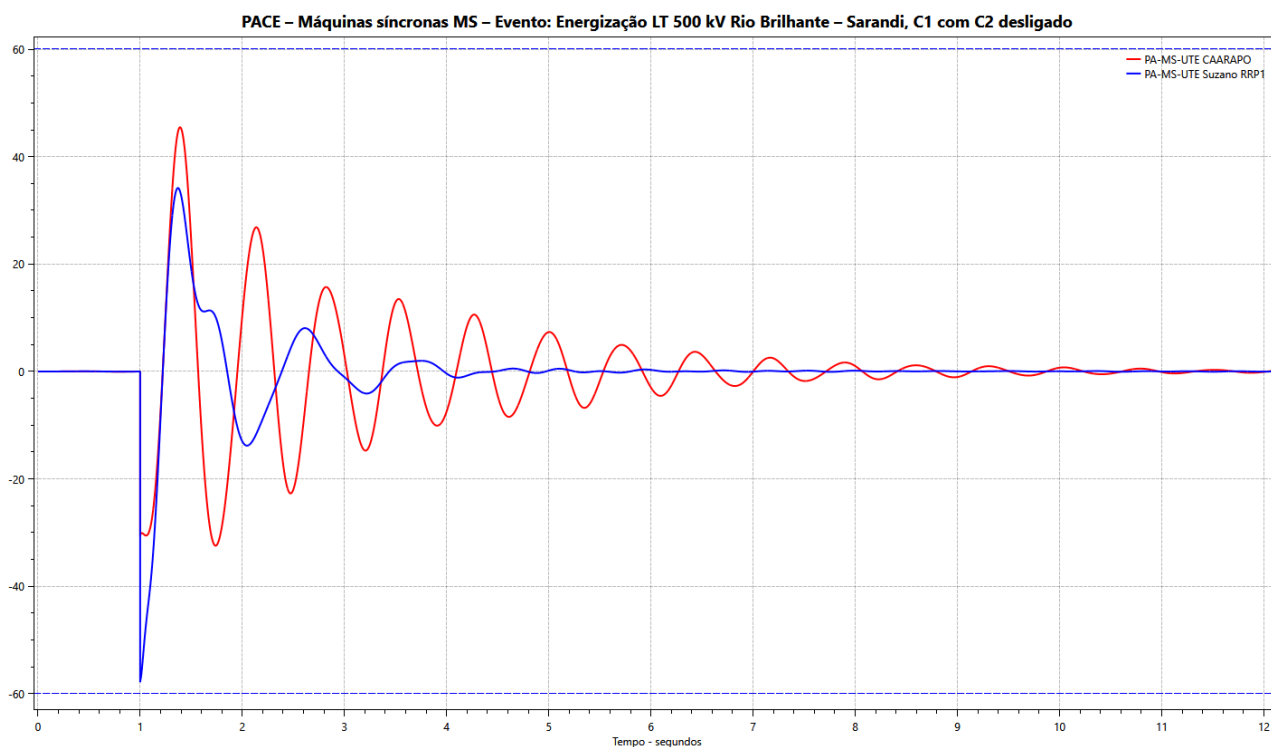


Figura 13-5 Potência acelerante – Máquinas síncronas MS – Simulação 1, parte 3.

Em relação a variação da potência acelerante nas máquinas síncronas, não foram observadas violações ao limite de 50% da capacidade aparente das máquinas, conforme Figura 13-3, Figura 13-4 e Figura 13-5. O desempenho mais crítico foi registrado na William Arjona 5, que, na ausência do compensador síncrono, apresentaria uma leve violação desse limite.

13.1.2 Perda dupla LT 500 kV Rio Brilhante – Sarandi C1 e C2, 2029

Abaixo estão apresentadas, da Figura 13-6 a Figura 13-9, os resultados dinâmicos da simulação 2: Perda dupla da LT 500 kV Rio Brilhante – Sarandi C1 e C2 no cenário de 2029, após a aplicação de

um curto monofásico na barra de Rio Brilhante, 500 kV. Com objetivo de observar a resposta das máquinas síncronas e níveis de tensão nas barras próximas ao ponto da ocorrência.

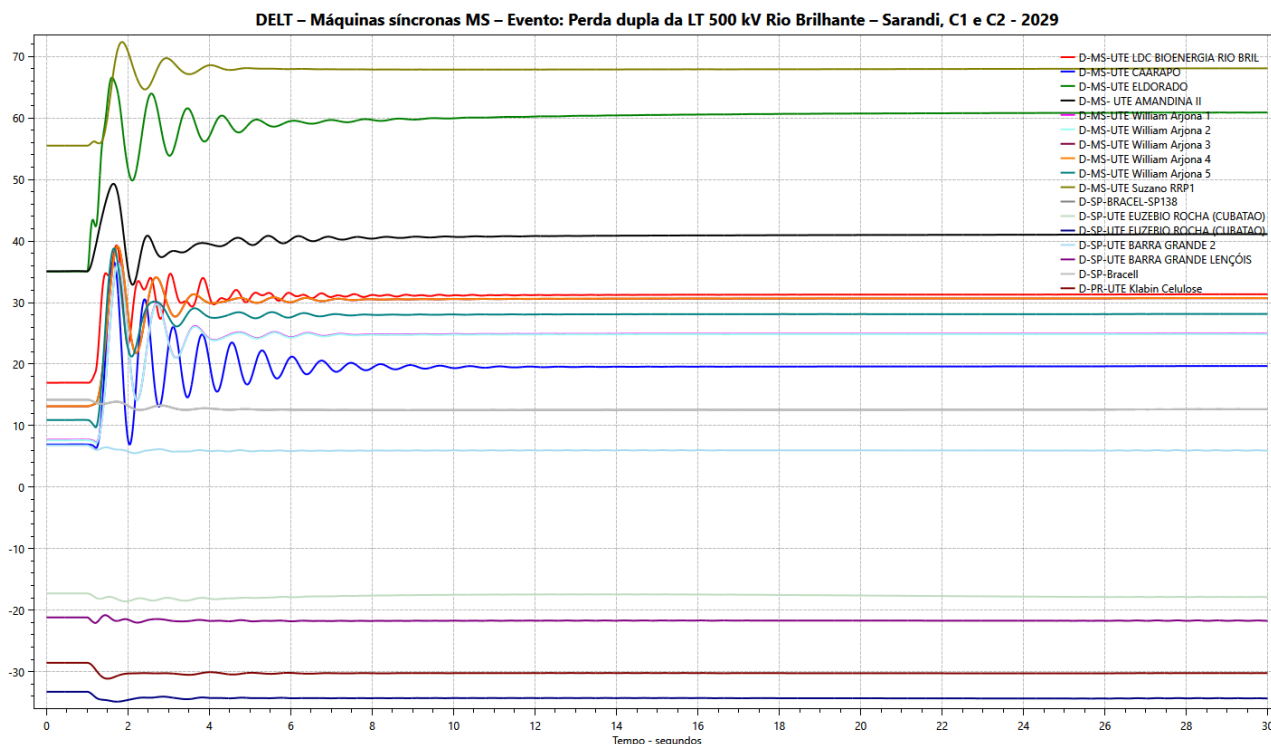


Figura 13-6 Ângulo de potência – Máquinas síncronas MS – Simulação 2.

Pode-se considerar que o sistema é estável, todas as máquinas associadas apresentaram acomodação satisfatória em um tempo aproximado de 10 segundos, conforme Figura 13-6.

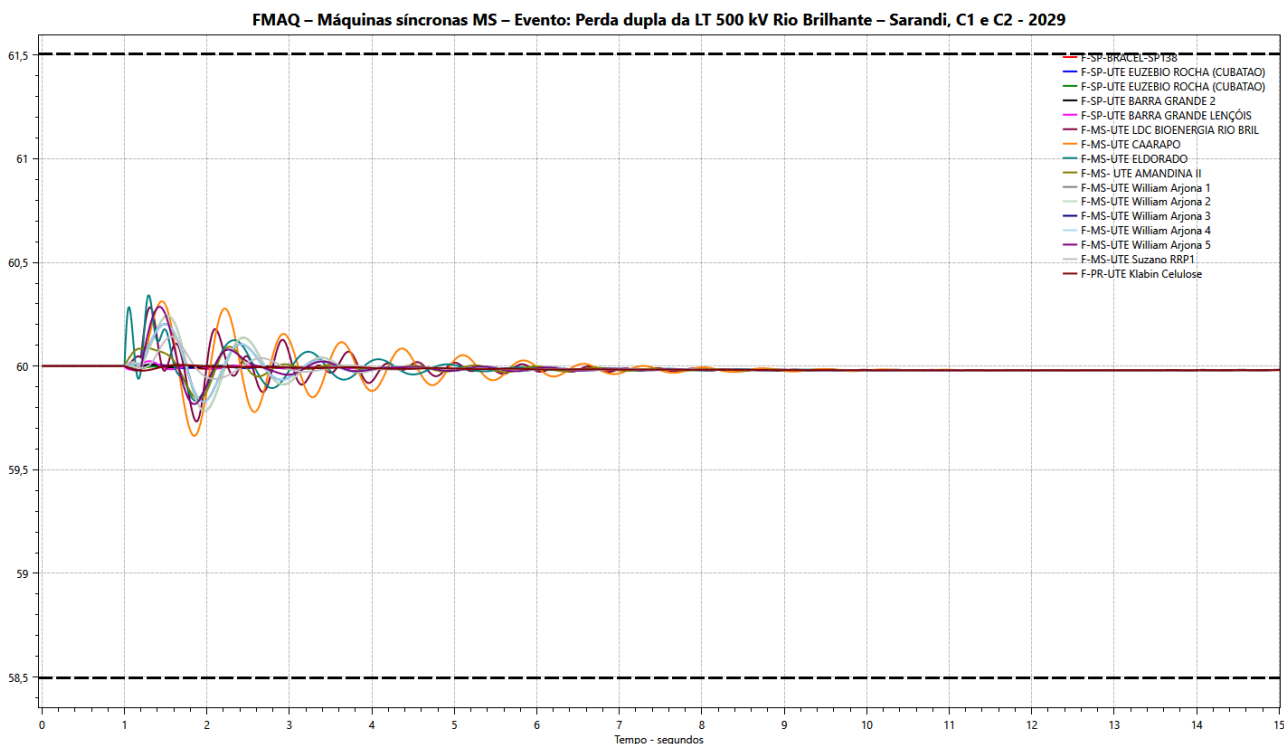


Figura 13-7 Frequência – Máquinas síncronas MS – Simulação 2.

Quanto a análise de frequência, não houve extrapolação dos limites (58,5 Hz e 61,5 Hz) e a recuperação do sistema ocorre em tempo inferior a 10 segundos, conforme Figura 13-7.

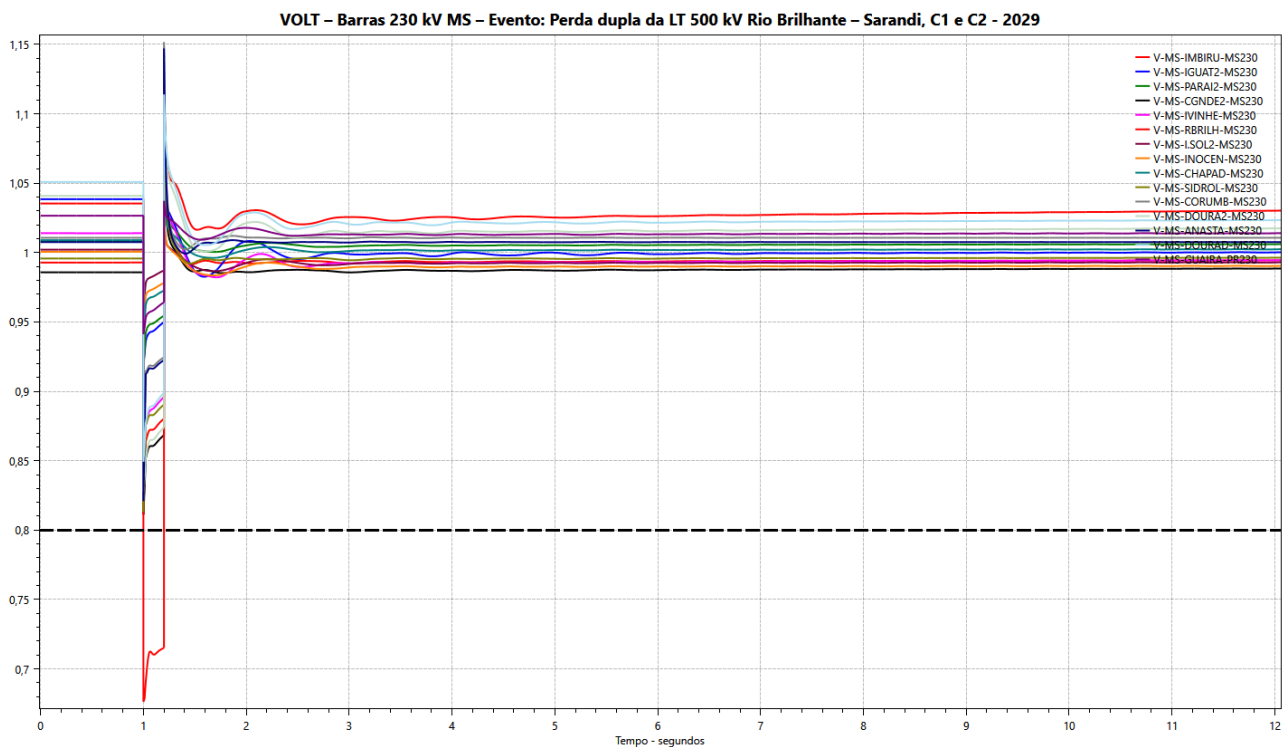


Figura 13-8 Tensão – Barras 230 kV MS – Simulação 2.

Sobre a verificação dos níveis de tensão das barras de 230 kV do MS, não houve violações. As tensões se mantiveram acima de 80% da tensão nominal durante o período transitório, e após aproximadamente 10 segundos a acomodação do sistema é estabelecida, conforme Figura 13-8.

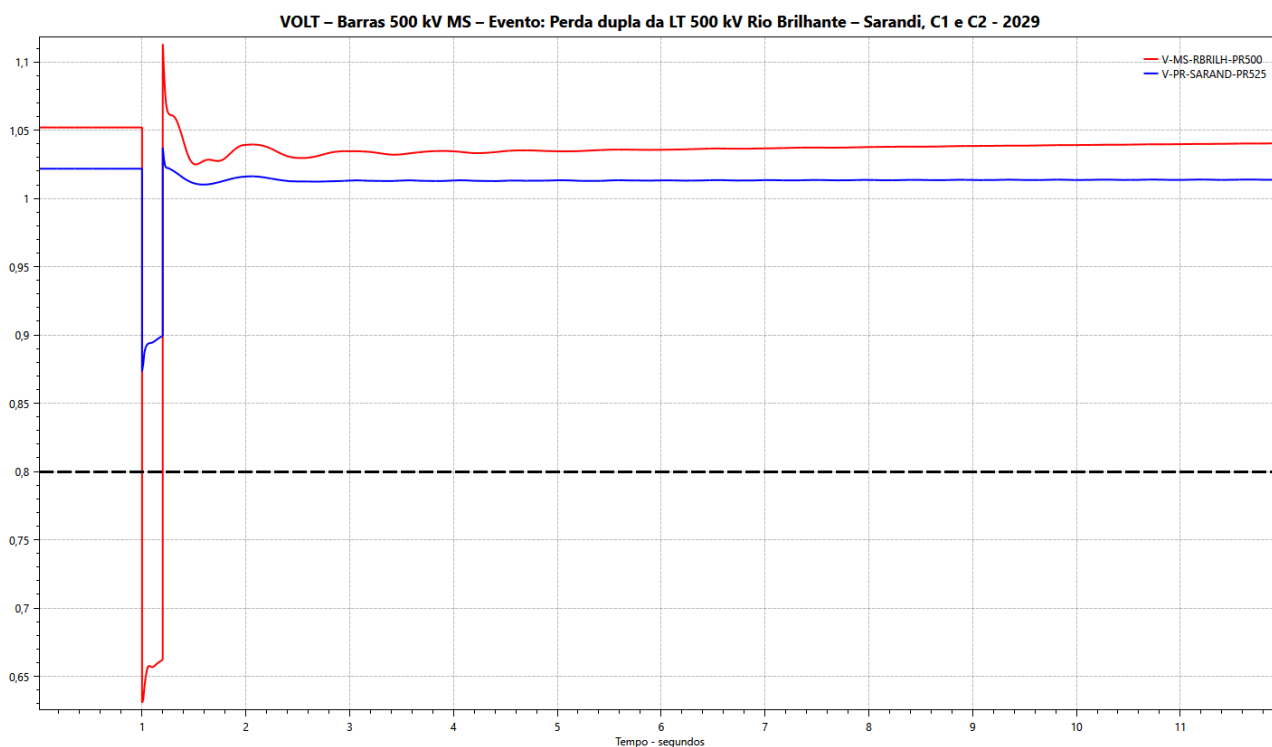


Figura 13-9 Tensão – Barras 500 kV MS – Simulação 2.

Sobre a verificação dos níveis de tensão das barras de 500 kV do MS e vizinhanças em GO e PR (525), não houve violações. As tensões se mantiveram acima de 80% da tensão nominal durante o período transitório, e após aproximadamente 10 segundos a acomodação do sistema é estabelecida, conforme Figura 13-9.

13.1.3 Perda dupla LT 500 kV Rio Brilhante – Sarandi C1 e C2, 2039

Abaixo estão apresentadas, nas figuras Figura 13-10 a Figura 13-13, os resultados dinâmicos da simulação 3: Perda dupla da LT 500 kV Rio Brilhante – Sarandi C1 e C2, no cenário de 2039, após a aplicação de um curto monofásico na barra de Rio Brilhante, 500 kV. Com objetivo de observar a resposta das máquinas síncronas e níveis de tensão nas barras próximas ao ponto da ocorrência.

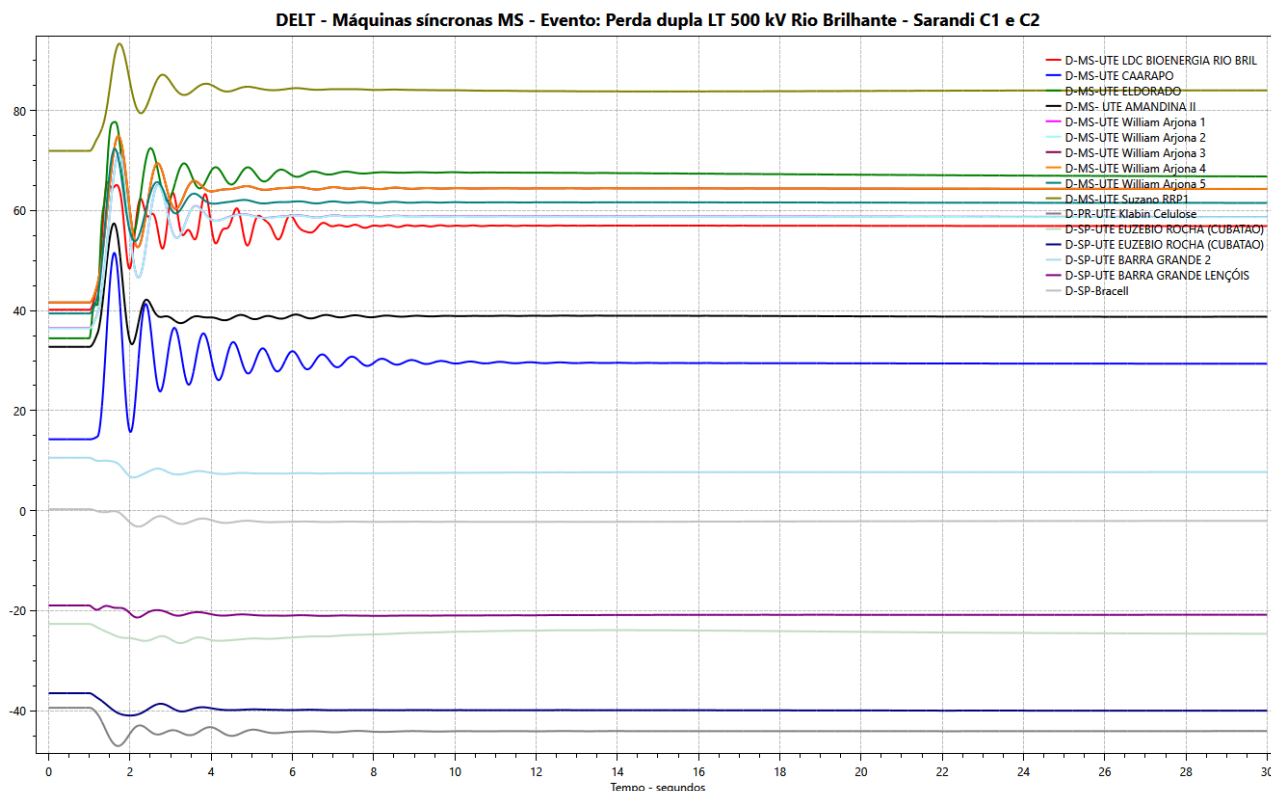


Figura 13-10 Ângulo de potência – Máquinas síncronas MS – Simulação 3.

Pode-se considerar que o sistema é estável, todas as máquinas associadas apresentaram acomodação satisfatória em um tempo aproximado de 10 segundos, conforme Figura 13-10.

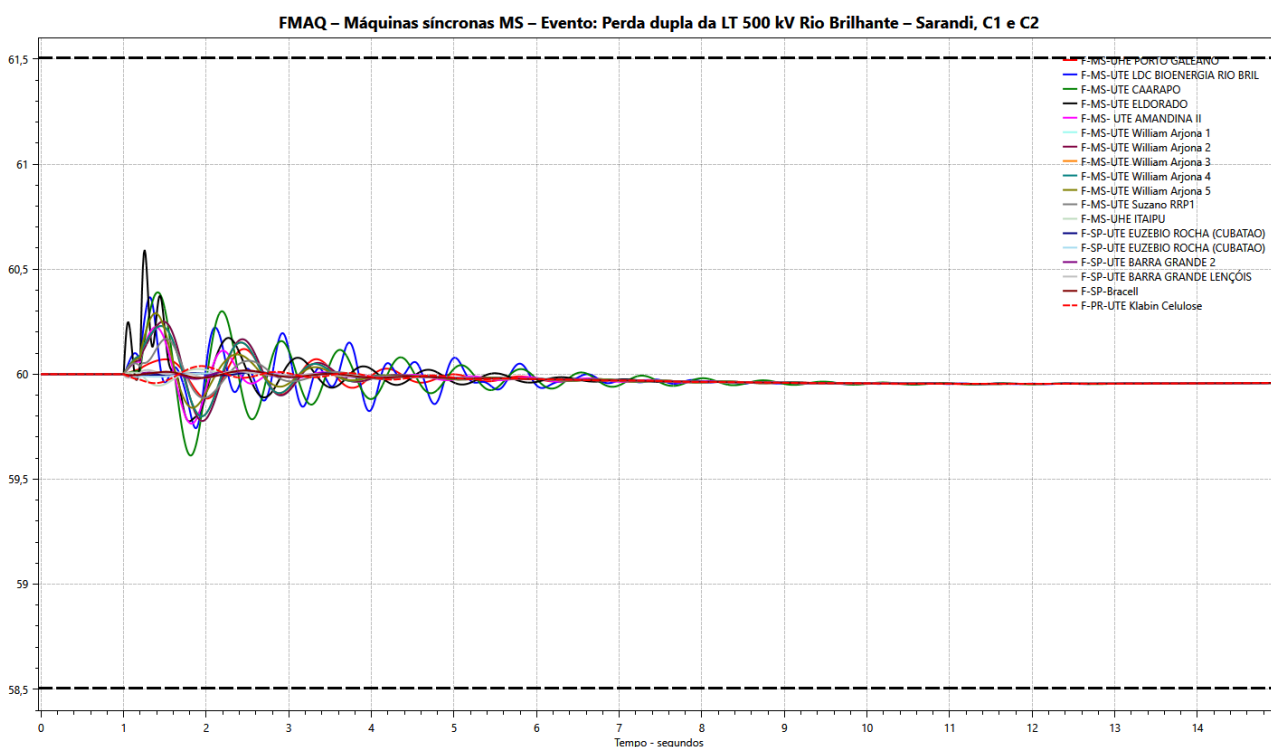


Figura 13-11 Frequência – Máquinas síncronas MS – Simulação 3.

Quanto a análise de frequência, não houve extrapolação dos limites (58,5 Hz e 61,5 Hz) e a recuperação do sistema ocorre em tempo inferior a 10 segundos, conforme Figura 13-11.

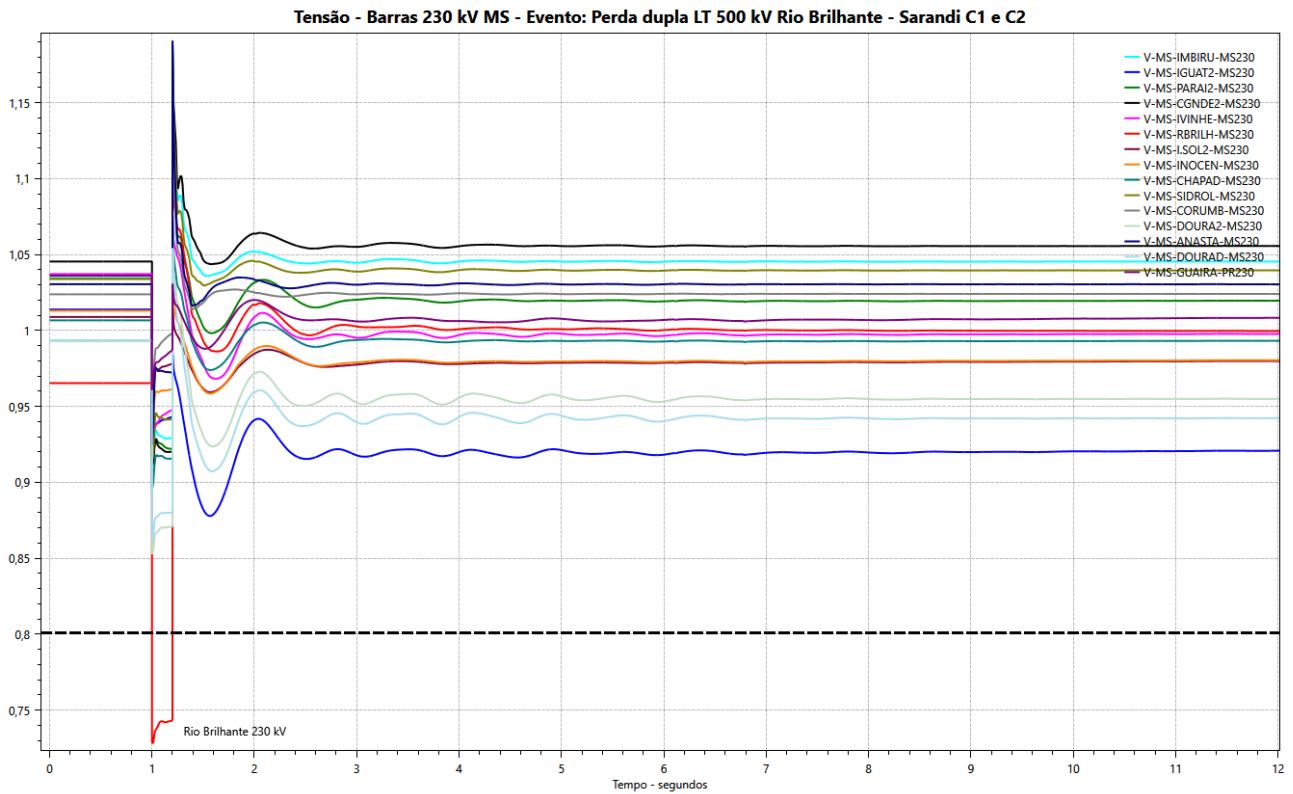


Figura 13-12 Tensão – Barras 230 kV MS – Simulação 3.

Sobre a verificação dos níveis de tensão das barras de 230 kV do MS, não houve violações. As tensões se mantiveram acima de 80% da tensão nominal durante o período transitório, e após aproximadamente 10 segundos a acomodação do sistema é estabelecida, conforme Figura 13-12.

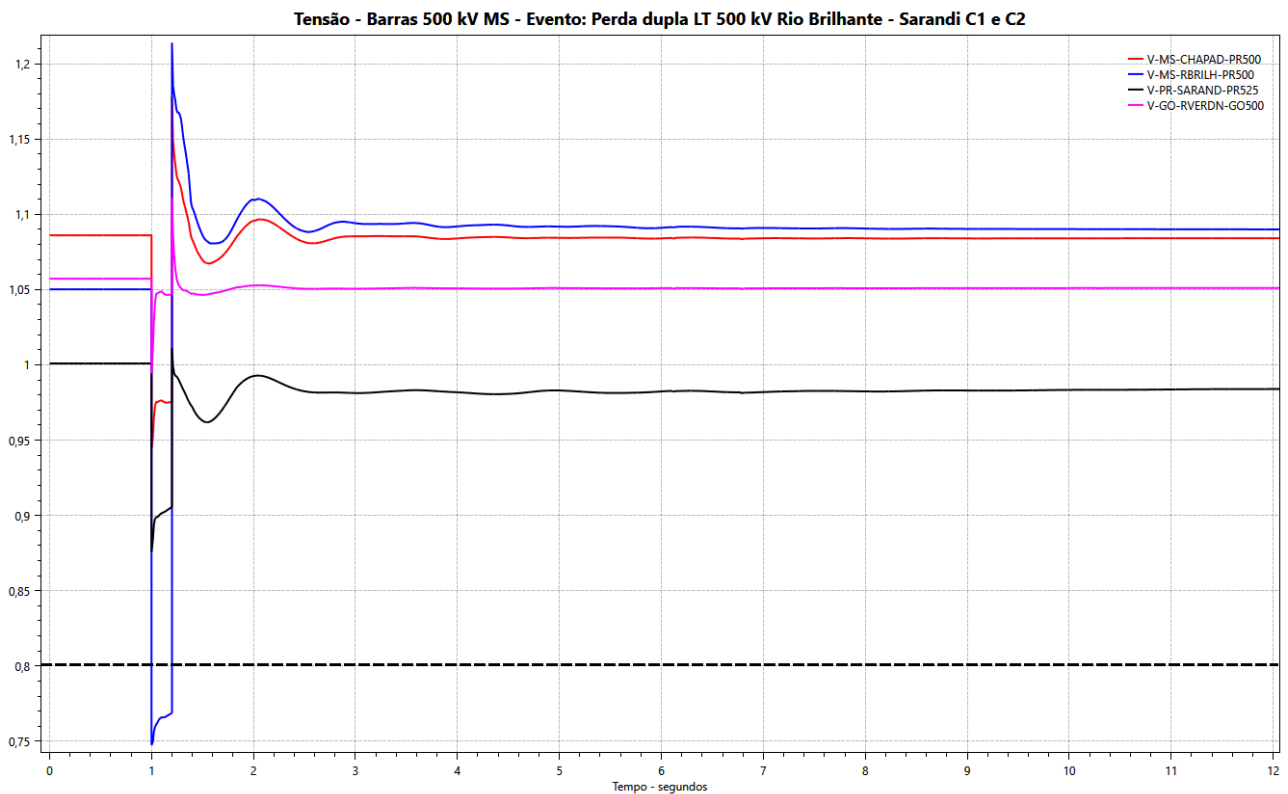


Figura 13-13 Tensão – Barras 500 kV MS – Simulação 3.

Sobre a verificação dos níveis de tensão das barras de 500 kV do MS e vizinhanças em GO e PR (525), não houve violações. As tensões se mantiveram acima de 80% da tensão nominal durante o período transitório, e após aproximadamente 10 segundos a acomodação do sistema é estabelecida, conforme Figura 13-13. Assim, comprova-se que o sistema suporta a perda dupla tanto no ano de 2029, quando o trecho de 500 kV ainda está incompleto, quanto em 2039, com o novo eixo de 500 kV completo.

13.1.4 Interrupção na exportação da B2B (falha no lado boliviano)

Abaixo estão apresentadas, na Figura 13-14 e na Figura 13-17, os resultados dinâmicos da simulação 4: Restrição na rede Boliviana com corte de carga, no cenário de 2039. Com objetivo de observar a resposta das máquinas síncronas e níveis de tensão nas barras próximas ao ponto da ocorrência.

Essa contingência representa uma possível falha na rede boliviana que interromperia o fluxo de potência ativa pela conversora *back-to-back* (sentido Brasil → Bolívia). Assim, a conversora passaria a funcionar como fornecedora de potência reativa, operando como um STATCOM. Como o ANATEM ainda não possui modelos para conversoras do tipo VSC, foi adotada uma abordagem simplificada, utilizando o modelo do STATCOM da SE Rio Branco 230 kV como referência.

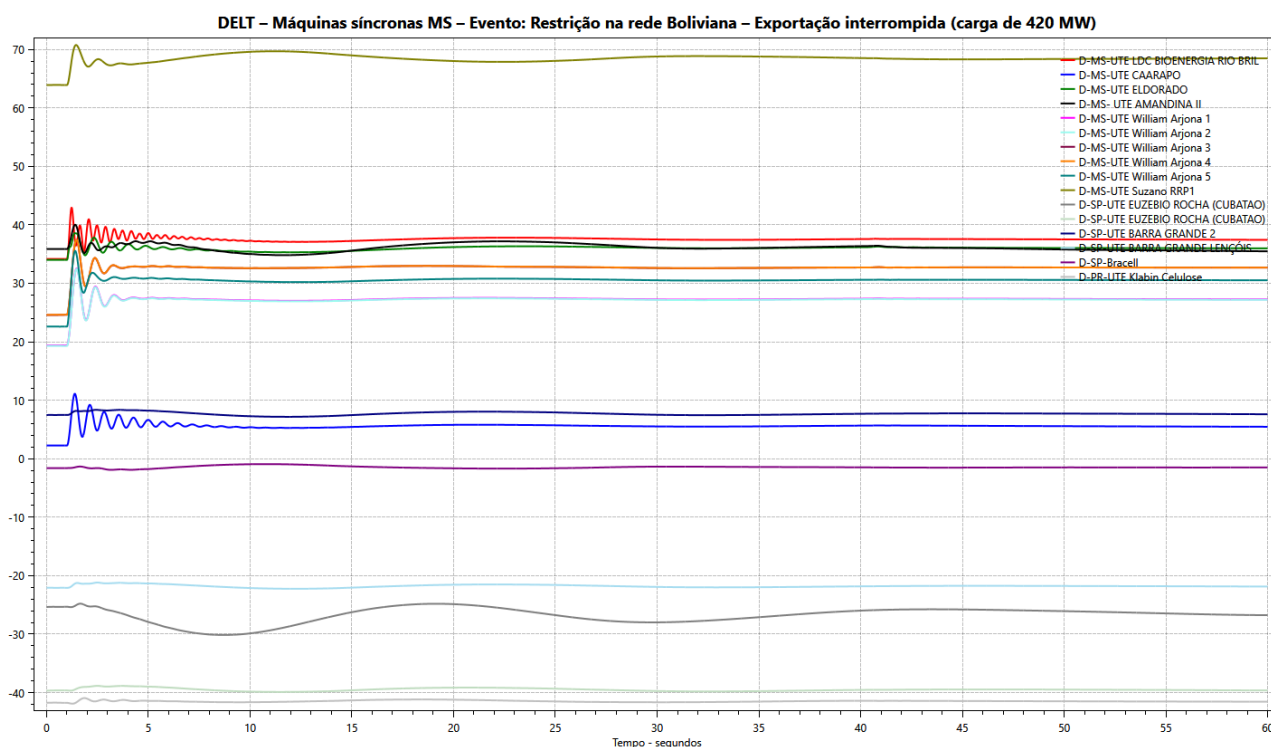


Figura 13-14 Ângulo de potência – Máquinas síncronas MS – Simulação 4.

Pode-se considerar que o sistema é estável, todas as máquinas associadas apresentaram acomodação satisfatória em um tempo aproximado de 40 segundos, conforme Figura 13-14.

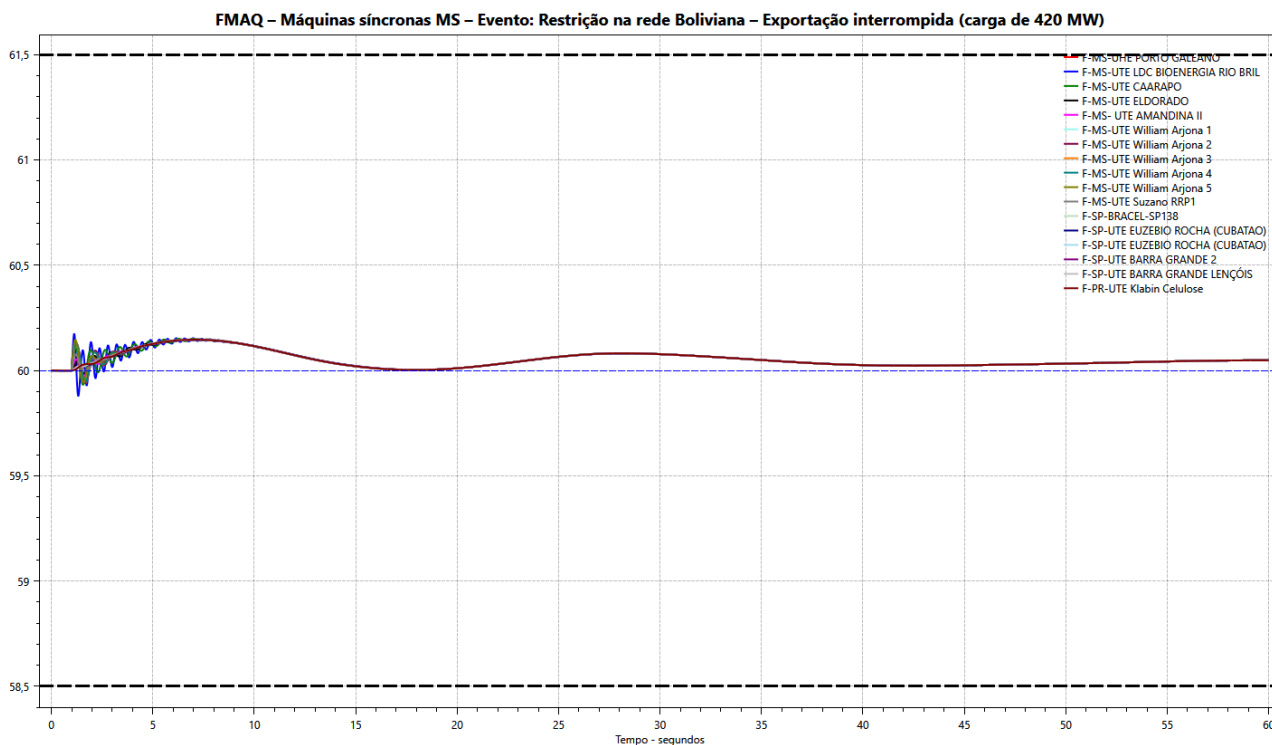


Figura 13-15 Frequência – Máquinas síncronas MS – Simulação 4.

Quanto a análise de frequência, não houve violação dos limites (58,5 Hz e 61,5 Hz) e a recuperação do sistema ocorre em tempo aproximado de 40 segundos, conforme Figura 13-15. Conforme esperado, a frequência apresenta um pequeno desvio positivo, refletindo a redução da carga conectada ao SIN. Esse comportamento é claramente perceptível no gráfico, evidenciando a resposta dinâmica do sistema à contingência.

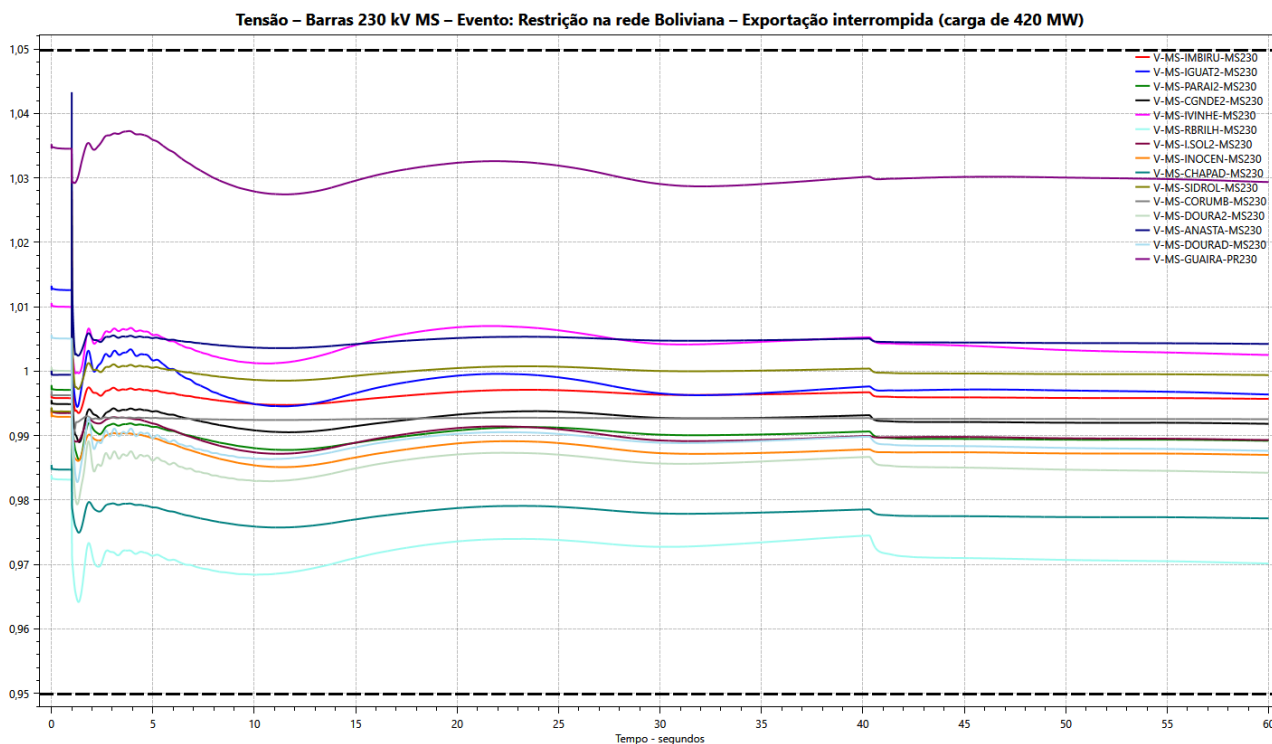


Figura 13-16 Tensão – Barras 230 kV MS – Simulação 4.

Sobre a verificação dos níveis de tensão das barras de 230 kV do MS, não houve violações. As tensões se mantiveram acima de 80% da tensão nominal durante o período transitório, e após aproximadamente 40 segundos a acomodação do sistema é estabelecida, conforme Figura 13-16.

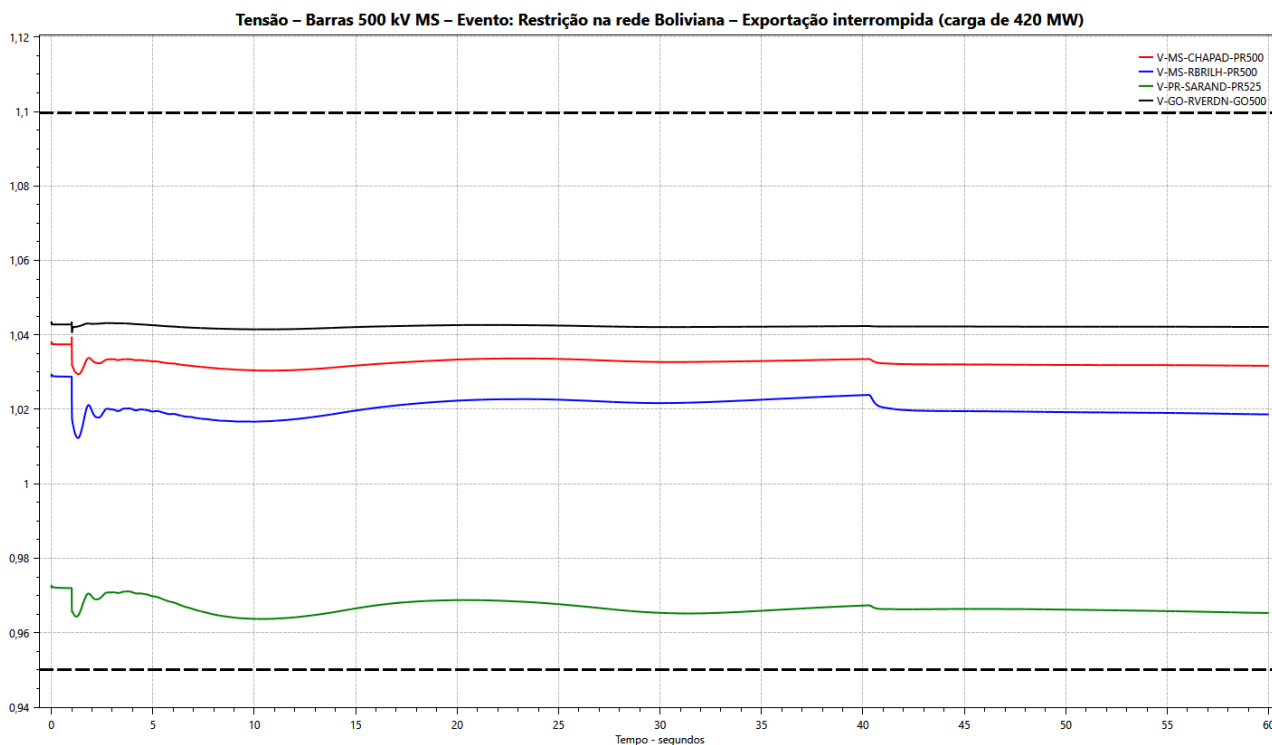


Figura 13-17 Tensão – Barras 500 kV MS – Simulação 4.

Sobre a verificação dos níveis de tensão das barras de 500 kV do MS e vizinhanças em GO e PR (525), não houve violações. As tensões se mantiveram acima de 80% da tensão nominal durante o período transitório, e após aproximadamente 40 segundos a acomodação do sistema é estabelecida, conforme Figura 13-17.

13.1.5 Interrupção na importação da B2B (falha no lado boliviano)

Abaixo estão apresentadas, da Figura 13-18 a Figura 13-21, os resultados dinâmicos da simulação 5: Restrição na rede Boliviana com corte de geração, no cenário de 2039. Com objetivo de observar a resposta das máquinas síncronas e níveis de tensão nas barras próximas ao ponto da ocorrência.

Essa contingência representa uma possível falha na rede boliviana que interromperia o fluxo de potência ativa pela conversora *back-to-back* (sentido Bolívia → Brasil). Assim, a conversora passaria a funcionar como fornecedora de potência reativa, operando como um STATCOM. Como o ANATEM ainda não possui modelos para conversoras do tipo VSC, foi adotada uma abordagem simplificada, utilizando o modelo do STATCOM da SE Rio Branco 230 kV como referência.

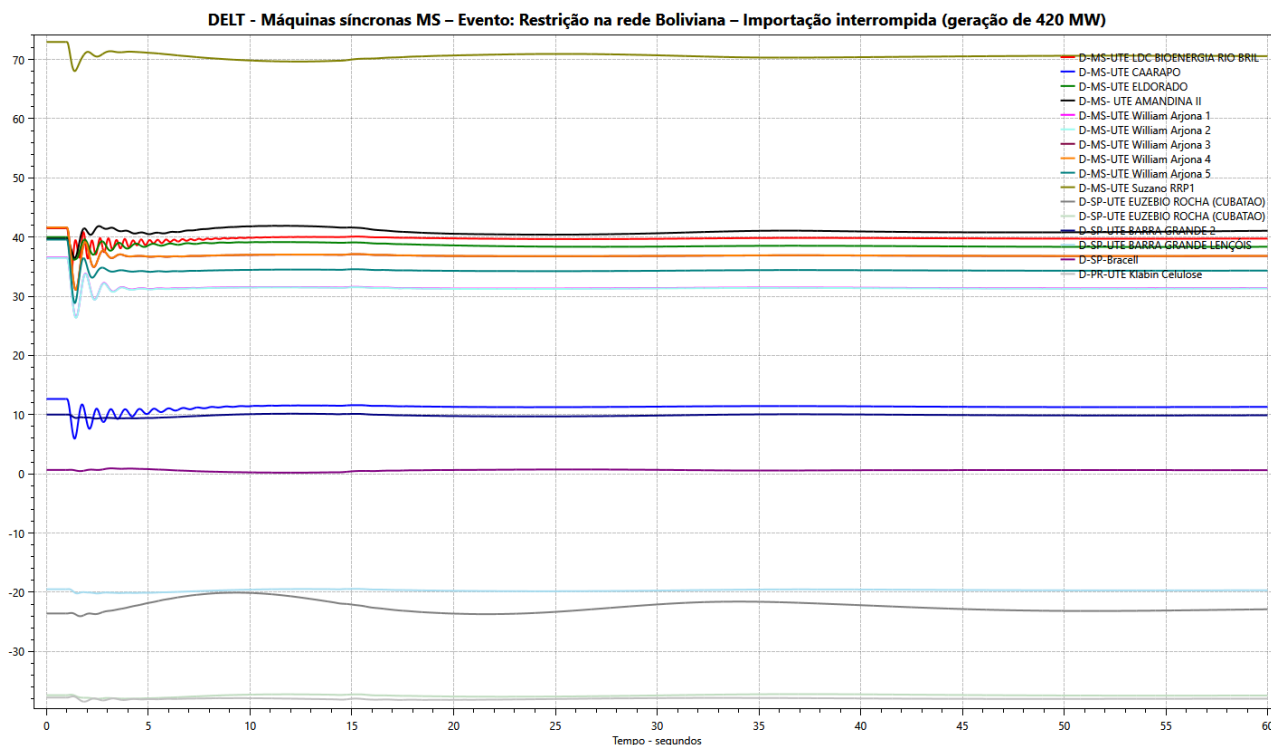


Figura 13-18 Ângulo de carga – Máquinas síncronas MS – Simulação 5.

Pode-se considerar que o sistema é estável, todas as máquinas associadas apresentaram acomodação satisfatória em um tempo aproximado de 40 segundos, conforme Figura 13-18.

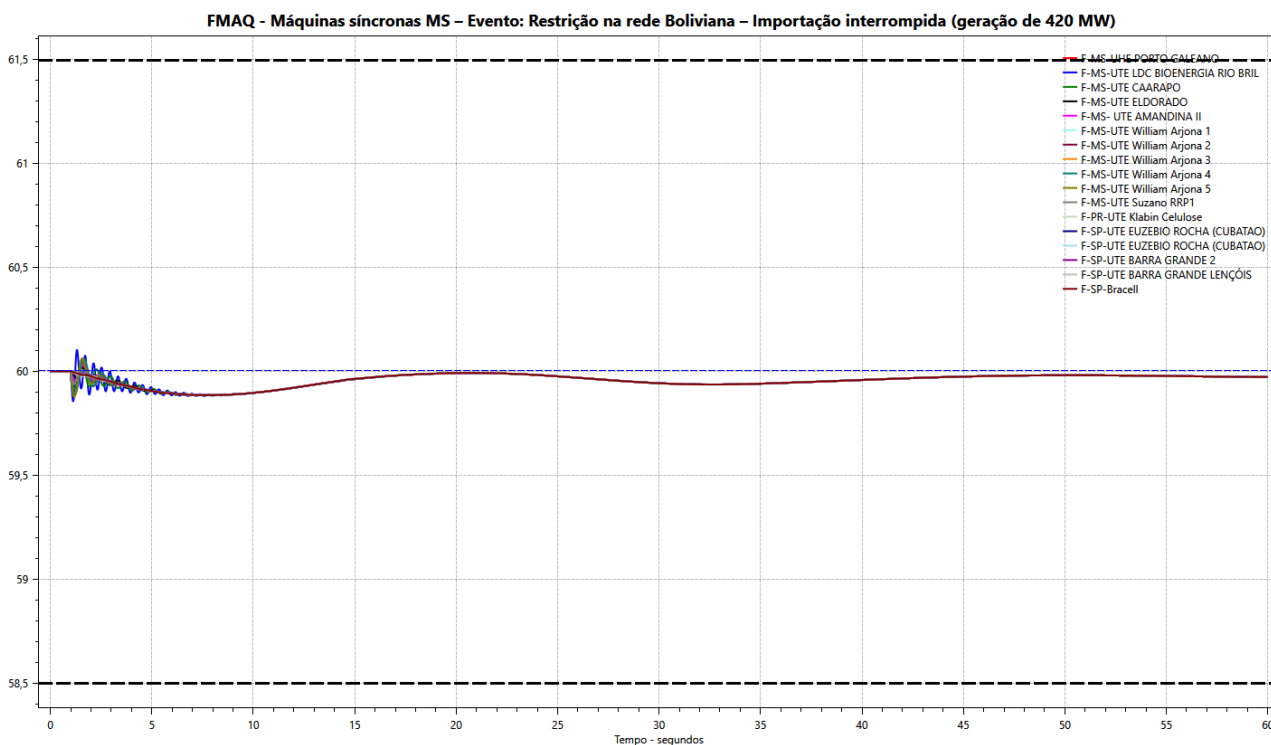


Figura 13-19 Frequência – Máquinas síncronas MS – Simulação 5.

Quanto a análise de frequência, não houve violação dos limites (58,5 Hz e 61,5 Hz) e a recuperação do sistema ocorre em tempo aproximado de 40 segundos, conforme Figura 13-19. Nesse caso, a frequência apresenta um desvio negativo, condizente com a redução momentânea da geração conectada no SIN. Esse comportamento é claramente perceptível no gráfico, evidenciando a resposta dinâmica do sistema à contingência.

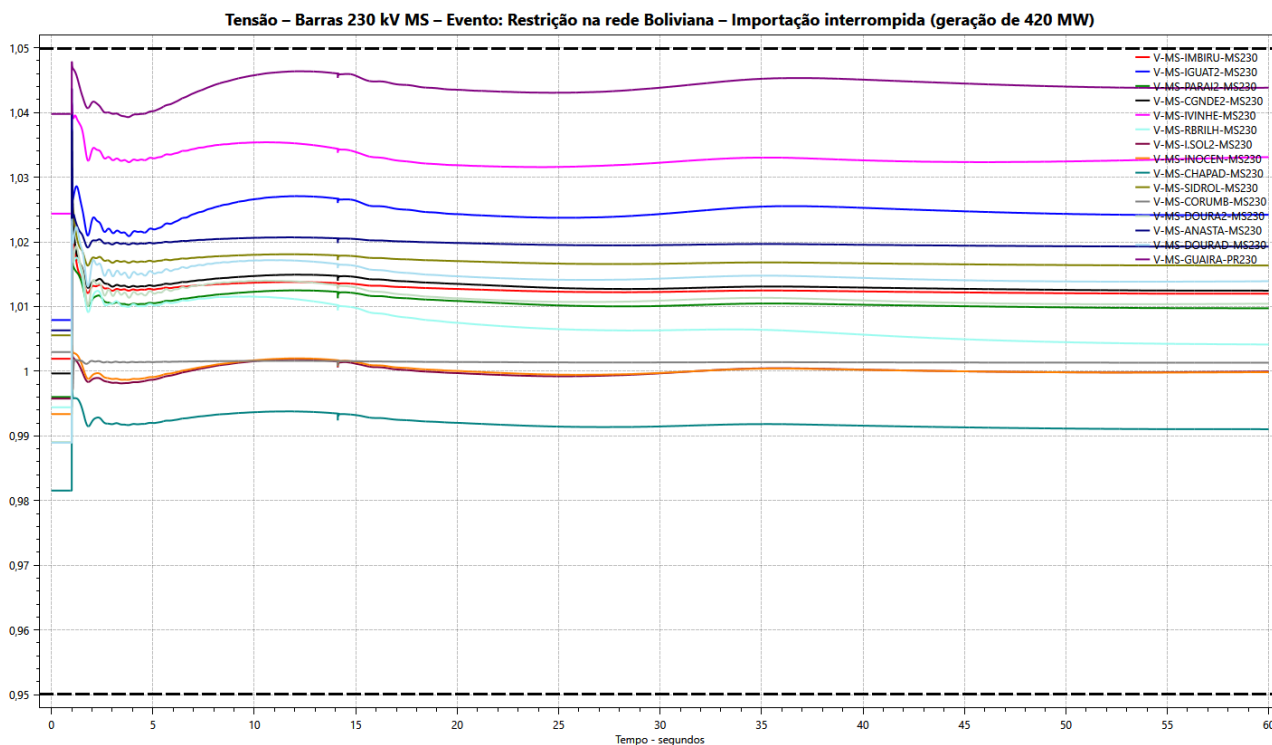


Figura 13-20 Tensão – Barras 230 kV MS – Simulação 5.

Sobre a verificação dos níveis de tensão das barras de 230 kV do MS, não houve violações. As tensões se mantiveram acima de 80% da tensão nominal durante o período transitório, e após aproximadamente 40 segundos a acomodação do sistema é estabelecida, conforme Figura 13-20.

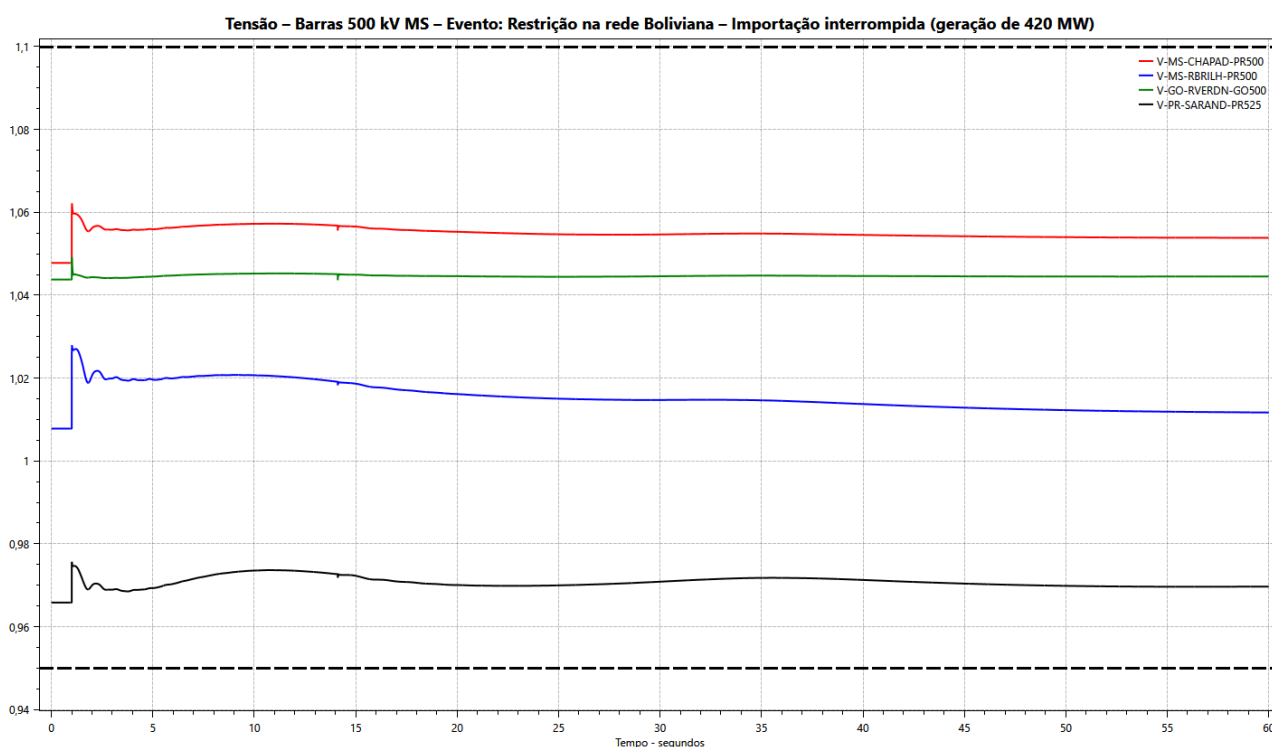


Figura 13-21 Tensão – Barras 500 kV MS – Simulação 5.

Sobre a verificação dos níveis de tensão das barras de 500 kV do MS e vizinhanças em GO e PR (525), não houve violações. As tensões se mantiveram acima de 80% da tensão nominal durante o período transitório, e após aproximadamente 40 segundos a acomodação do sistema é estabelecida, conforme Figura 13-21.

14 ESTUDOS ENERGÉTICOS E ECONÔMICOS DA INTERCONEXÃO BRASIL-BOLÍVIA

14.1 Contextualização

Este estudo visa estimar os benefícios energéticos na modalidade interruptível da futura interconexão de 420 MW entre Brasil e Bolívia. O trabalho tem por escopo levantar seus benefícios ao Sistema Interligado Nacional (SIN) através do aumento da segurança do suprimento, por meio de intercâmbios em momentos oportunos.

Por se tratar de uma oferta de energia interruptível, a avaliação buscou identificar se a interligação seria capaz de aumentar a segurança no suprimento do SIN além dos níveis estabelecidos pelos critérios de suprimento vigentes. Há de ressaltar que outros benefícios possíveis, como ganhos econômicos advindos de custos de oportunidade identificados na fase de operação, não fazem parte do escopo deste trabalho.

Desse modo, o método consistiu em verificar, nos futuros cenários mensais com risco de déficit, o quantitativo energético para o Brasil que eliminasse tal cenário. Parte-se da premissa de que os intercâmbios se darão de forma intermitente no sentido Bolívia->Brasil, sendo os cenários de risco de déficit (ainda que com baixa probabilidade de ocorrência) considerados para realização da importação. Além de quantificar os montantes e frequência de déficit, para ilustrar situações de escassez evitadas, foram considerados como potenciais indicadores monetários os valores exercidos nas importações de energia do período 2020-2024 [11].

14.2 Os riscos de déficit do Brasil: visão PDE 2034

A perspectiva de suprimento do Brasil adotada neste estudo se utiliza do cenário de Referência do PDE 2034.

Inicialmente apresenta-se, na Figura 14-1, o perfil dos cenários de déficit de energia no período de 2029 a 2034, resultantes das simulações do modelo Newave, com 2.000 cenários hidrológicos mensais. O ano de 2029 foi considerado como inicial por ser a data estimada de entrada da linha. No gráfico, mostram-se o déficit mínimo, o déficit máximo e o déficit médio dos cenários em que são identificados.

Perfil dos déficits de energia - 2029-2034

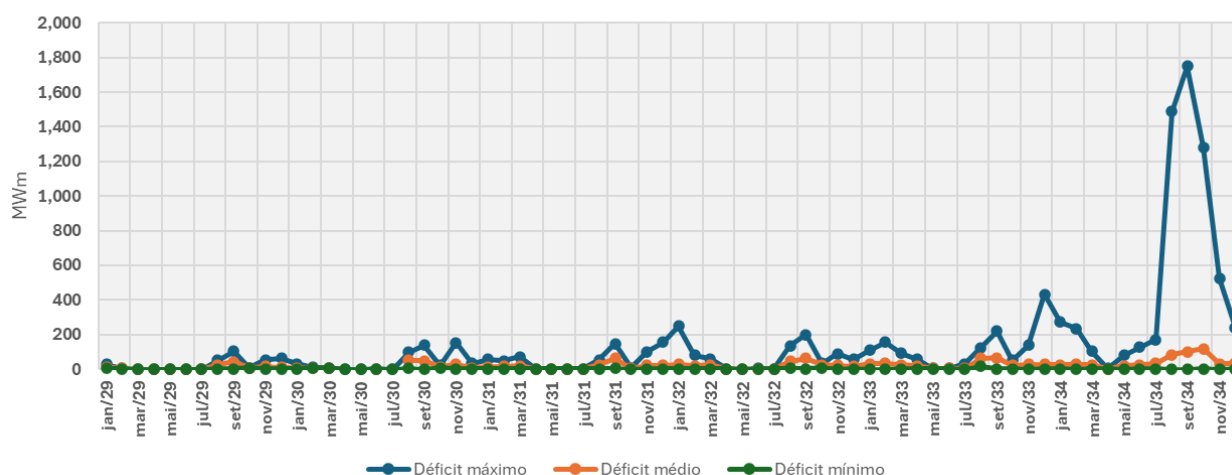


Figura 14-1 - Perfil dos Déficits de Energia – 2029-2034

Como se nota, entre 2029-2034 os cenários de déficits energéticos mensais, mesmo os máximos, são de pequena magnitude frente ao montante da demanda mensal do SIN para 2034². Tal situação se reflete nos indicadores dos critérios de segurança, que são atendidos pelo cenário de referência. Os maiores valores de déficit situam-se no ano de 2034, momento final do horizonte de simulação.

Sob a perspectiva do atendimento de potência, o perfil dos cenários traz as seguintes características.

Perfil dos déficits de Potência - 2029-2034

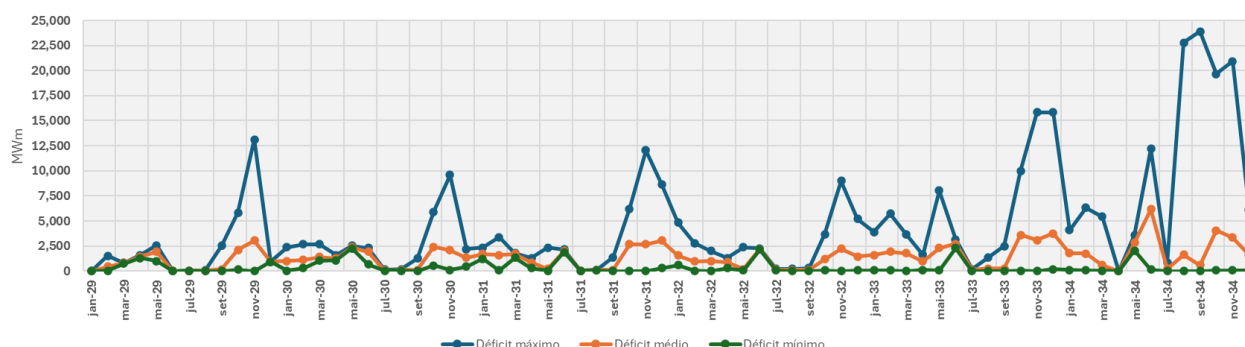


Figura 14-2 – Perfil dos Déficits de Potência 2029-2034

Considerando a existência de possíveis cenários de déficit, cabe avaliar o benefício de segurança trazido pela interconexão.

14.3 Segurança energética

Conquanto o PDE 2034 considere diversas formas de redução do risco de déficit, a interligação se apresenta como mais um instrumento capaz de asseverar a segurança de suprimento. A mensuração do benefício de segurança energética passa pela investigação do perfil das 2.038 ocasiões de déficit, que representaram 1,4% do total de cenários mensais³ do período analisado, resultantes da expansão de referência do PDE 2034 para os anos de 2029 a 2034. A disponibilidade da linha de transmissão eliminaria 99,7% dos déficits energéticos identificados pelo modelo

² Cerca de 92.200 MW médios.

³ O período 2029-2034 compreende 144.000 cenários mensais.

Newave, Figura 14-3. Da perspectiva da segurança energética, ao integrar na análise as interconexões do sul do Brasil, pode-se afirmar que a interligação boliviana ampliaria o portfólio de segurança do SIN já que, em conjunto com as demais interconexões com Argentina e Uruguai, o maior dos déficits energéticos poderia ser coberto via conjunto de importações. Novamente, cabe destacar que outros ganhos para o SIN, que não fizeram parte do escopo dessa análise, poderiam ser obtidos, sejam através de uma possível redução no preço de importação internacional (por aumentar o portfólio de oferta com uma nova interligação) sejam sob a ótica operativa do SIN, reduzindo o acionamento de usinas mais caras e emissoras.

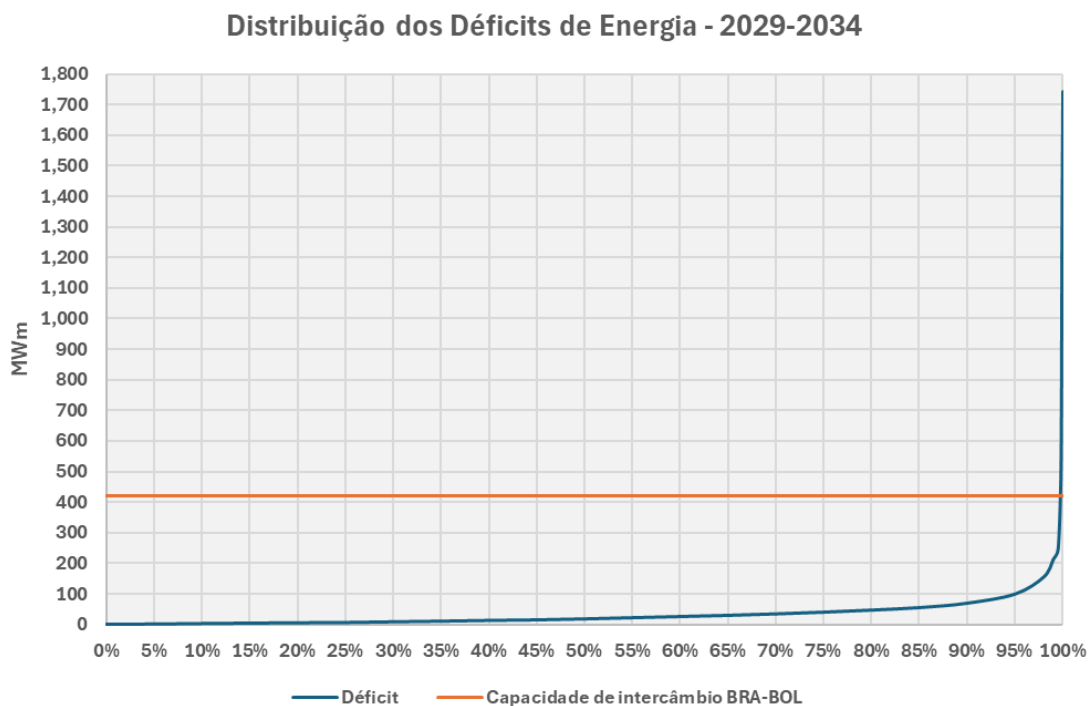


Figura 14-3 - Perfil dos Déficits de Energia – 2029-2034

Investigando a distribuição dos déficits de potência e a capacidade da linha, o perfil é mostrado na Figura 14-4 - Perfil dos Déficits de Potência – 2029-2034

Sob a perspectiva de segurança de suprimento de potência a linha tem seu uso intensificado, pois em 47% dos cenários com possibilidade de ocorrerem algum déficit de potência a interconexão teria sucesso em zerar o risco e mitigaria os demais déficits no SIN.

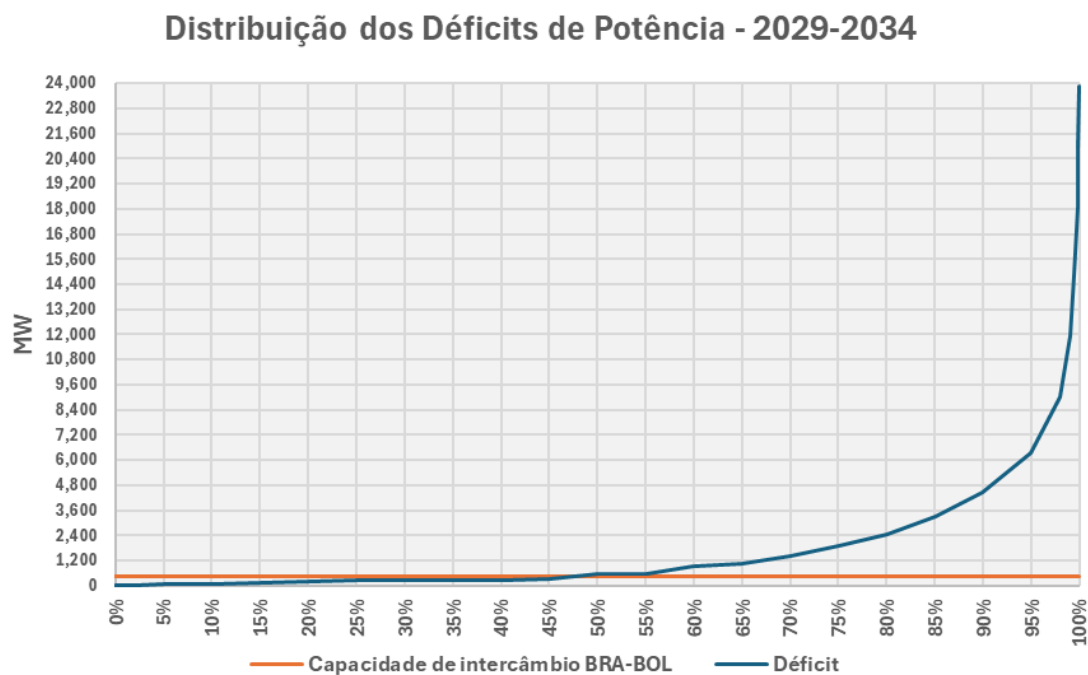


Figura 14-4 - Perfil dos Déficits de Potência – 2029-2034

14.4 Análise dos preços de importação da Argentina e Uruguai.

Considerando os preços praticados na importação de eletricidade oriunda de Argentina e Uruguai no período entre 2020 e 2024, a Tabela 14-1 apresenta o perfil de preços da importação de energia desses países.

Tabela 14-1 Preços na referência de dez/24.

Mês	Preço máximo de Importação (R\$/MWh)	Ano do Preço Máximo	Valor mensal médio da importação no período 2020-2024 (R\$/MWh)
Janeiro	2.079	2022	1.246
Fevereiro	1.727	2021	772
Março	1.516	2021	772
Abril	1.377	2024	524
Maio	2.157	2024	1.378
Junho	1.451	2021	1.084
Julho	2.071	2021	1.339
Agosto	2.307	2021	1.744
Setembro	2.287	2021	1.831
Outubro	2.801	2021	1.378
Novembro	2.849	2021	1.445
Dezembro	1.873	2021	1.544

Importante destacar que, além de estimar possíveis benefícios energéticos ao SIN pela mitigação de cenários de déficit, a interligação com o sistema elétrico boliviano pode trazer benefícios econômicos resultantes da diferença entre o preço da energia no mercado de curto prazo brasileiro (sinalizado pelo PLD) e o preço da energia praticada ou a ser importada da Bolívia. Considerando os preços horários do SIN, o potencial benefício econômico pode mesmo tornar-se mais nítido em estudos futuros.

Analisando especificamente as situações de escassez e de importações comerciais do Brasil, dos anos de 2020-2024, os valores envolvidos em tais transações, nas circunstâncias em que se deram, têm importância monetária considerável. Considerando os dados registrados, o Brasil importou nesse período aproximadamente 10.000 GWh e movimentou cerca de R\$ 14,5 bilhões de Reais em valores de dez/2024, o que dá um preço médio geral de R\$ 1.440/MWh, valor que tenderia a diminuir com a ampliação da oferta de energia decorrente da interligação em estudo.

14.5 Diversificação e Confiabilidade de suprimento

Sob o aspecto da diversificação e confiabilidade de suprimento, a integração elétrica com a Bolívia pode trazer ganhos palpáveis, pois reduz a vulnerabilidade brasileira a cenários adversos de oferta interna de energia e de mútua escassez com os fornecedores das atuais conexões existentes.

Atualmente a Argentina encontra-se como importadora de eletricidade brasileira. Numa situação em que os dois países estivessem em condições críticas de suprimento interno, a participação de um terceiro fornecedor poderia trazer benefícios de preços e montantes de energia relevantes. No caso uruguaio, em momentos de menor oferta hidráulica interna, seu nível de confiabilidade poderia ser afetado, reduzindo a oferta de excedentes para o SIN.

Portanto, a incorporação da oferta boliviana via interconexão elevaria a segurança de suprimento do SIN e ganharia maior consistência em razão do provimento de energia a partir de uma matriz distinta das existentes no cone-sul. Outra perspectiva a avaliar na integração Brasil-Bolívia é que a oportunidade também pode ser vista como um seguro contra as mudanças climáticas, caso se

concretizem em uma tendência de comportamento contrário à atual geração hídrica e que, dada a existência da linha de transmissão, oportunidades de exportação - nos cenários de excedentes (aliviando cortes de geração) - para a Bolívia também podem ser consideradas interessantes para o Brasil.

A interconexão com a Bolívia, portanto, poderia diversificar o intercâmbio de eletricidade com o Brasil (seja como importador ou exportador). E, considerando a dinâmica comercial, possibilitaria que os preços de importação para o Brasil nos momentos de escassez fossem moderados em função da oferta adicional que um fornecedor a mais traz.

15 REFERÊNCIAS

- [1] EPE, *PDE 2034 - Plano Decenal de Expansão de Energia 2034.*, 2025.
- [2] EPE, *EPE-DEE-NT-100/2018-rev0 - Transitórios eletromagnéticos de manobra em linhas de transmissão CA: experiência dos Relatórios R2*, 2018.
- [3] CCPE, *Volume II – Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão*, 2002.
- [4] ONS, *Procedimentos de Rede – Submódulo 2.3 – Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos (Metodologia)*, 2025.
- [5] EPE, *EPE-DEE-RE-001-2019-rev2-Estudo de Atendimento a região de Naviraí*, 2019.
- [6] EPE, *Base de dados para estudos de curto-circuito – PDE 2034*, 2024.
- [7] ONS, *RT-ONS DPL 0180 2025 - Relatório Dos Estudos De Curto-Circuito PARPEL 2024 - Ciclo 2025-2029 - Volume 1*, 2025.
- [8] CEPEL, *ELEKTRA*, <https://www.cepel.br/produtos/elektra>.
- [9] INMET, *Normal Climatológico do Brasil 1981-2010: Temperatura Máxima*. <http://www.inmet.gov.br/portal/>.
- [10] ONS, *Procedimentos de Rede – Submódulo 2.7 – Requisitos Mínimos Para Linhas de Transmissão*, 2022.
- [11] ONS, *Dados abertos*. <https://dados.ons.org.br/>.
- [12] EPE, *NT-EPE-DEA-SMA-013/2025 - Análise Socioambiental do Estudo de Interligação Internacional - Brasil-Bolívia (Etapa I)*, 2025.
- [13] EPE, *EPE-DEE-IT-030/2025 – Atualização dos Parâmetros Econômicos de Referência para os Estudos de Expansão da Transmissão do Ciclo de Planejamento 2025. Informe Técnico.*, 2025.

16 ANEXO 1: PLANO DE OBRAS E ESTIMATIVA DE INVESTIMENTOS

Tabela 16-1 Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 1 - VSC (vencedora).

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						7.054.606,75	4.727.655,45	626.642,61	2.780.020,18
SE 230 kV CORUMBÁ 2 (Nova)						2.342.713,28	1.721.964,19	208.097,21	1.091.959,27
Estação conversora CA/CC/CA 230 kV / 500 kV (VSC)		2029	1,0	1,0	2226217,50	2.226.217,50	1.636.336,32	197.749,19	1.037.659,56
1º e 2º Capacitor em Derivação 230 kV, 2 x 100 Mvar 3Φ		2029	2,0	1,0	3317,29	6.634,58	4.876,61	589,33	3.092,44
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BDDD		2029	2,0	1,1	10782,07	23.720,55	17.435,32	2.107,04	11.056,36
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo BDDD		2029	1,0	1,0	18946,80	18.946,80	13.926,46	1.683,00	8.831,27
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BDDD		2029	1,0	1,1	9778,28	10.756,11	7.906,06	955,44	5.013,52
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BPT		2029	2,0	1,0	8063,46	16.126,92	11.853,77	1.432,51	7.516,90
MIM - 230 kV		2029	1,0	1,0	5974,85	5.974,85	4.391,69	530,73	2.784,93
MIM - 500 kV		2029	1,0	1,0	4714,84	4.714,84	3.465,55	418,81	2.197,65
MIG (Terreno Rural)		2029	1,0	1,0	29621,12	29.621,12	21.772,41	2.631,17	13.806,66
LT 230 kV ANASTÁCIO - IMBURUSSÚ, C1 (Nova)						175.259,16	128.820,71	15.567,82	81.689,84
Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (ROOK), 115 km		2029	115,0	1,0	1309,34	150.574,10	110.676,46	13.375,11	70.183,91
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	11082,91	11.082,91	8.146,27	984,47	5.165,84
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	11082,91	11.082,91	8.146,27	984,47	5.165,84
MIM - 230 kV	Anastácio	2029	1,0	1,0	1259,62	1.259,62	925,86	111,89	587,12
MIM - 230 kV	Imburussú	2029	1,0	1,0	1259,62	1.259,62	925,86	111,89	587,12
LT 230 kV CORUMBÁ 2 - ANASTÁCIO, C1 e C2 (CD) (Ampliação/Adequação)						166.050,72	122.052,24	14.749,86	77.397,70
Capacitor Série 230 kV, 2 x 200 Mvar 3Φ	Corumbá 2	2029	2,0	1,0	75236,27	150.472,54	110.601,81	13.366,09	70.136,57
CCS (Conexão de Capacitor Série) 230 kV, Arranjo BD4	Corumbá 2	2029	2,0	1,0	7789,09	15.578,18	11.450,43	1.383,77	7.261,13
LT 500 kV RIO VERDE NORTE - CHAPADÃO, C1 (Nova)						661.292,86	330.811,07	58.740,95	135.843,77
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 220 km		2034	220,0	1,0	2611,18	574.459,60	287.372,82	51.027,77	118.006,35
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 36,67 Mvar 1Φ	Rio Verde Norte	2034	4,0	1,0	6307,53	25.230,12	12.621,34	2.241,13	5.182,81
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 36,67 Mvar 1Φ	Chapadão	2034	4,0	1,0	6307,53	25.230,12	12.621,34	2.241,13	5.182,81
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Rio Verde Norte	2034	1,0	1,0	14139,78	14.139,78	7.073,41	1.256,00	2.904,61
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Chapadão	2034	1,0	1,0	14139,78	14.139,78	7.073,41	1.256,00	2.904,61
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Rio Verde Norte	2034	1,0	1,0	4046,73	4.046,73	2.024,37	359,46	831,29
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Chapadão	2034	1,0	1,0	4046,73	4.046,73	2.024,37	359,46	831,29
LT 500 kV CHAPADÃO - RIO BRILHANTE, C1 (Nova)						951.793,46	476.133,70	84.545,37	195.518,84
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 330 km		2034	330,0	1,0	2611,18	861.689,40	431.059,23	76.541,66	177.009,53
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 58,3 Mvar 1Φ	Chapadão	2034	4,0	1,0	6716,38	26.865,52	13.439,45	2.386,40	5.518,76
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 58,3 Mvar 1Φ	Rio Brilhante	2034	4,0	1,0	6716,38	26.865,52	13.439,45	2.386,40	5.518,76
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Chapadão	2034	1,0	1,0	14139,78	14.139,78	7.073,41	1.256,00	2.904,61
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Rio Brilhante	2034	1,0	1,0	14139,78	14.139,78	7.073,41	1.256,00	2.904,61
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Chapadão	2034	1,0	1,0	4046,73	4.046,73	2.024,37	359,46	831,29
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Rio Brilhante	2034	1,0	1,0	4046,73	4.046,73	2.024,37	359,46	831,29
SE 500 kV CHAPADÃO (Nova)						290.771,12	164.032,42	25.828,45	80.354,67
1º ATF 500/230 kV, (3+1R) x 400 MVA 1Φ		2034	4,0	1,0	23261,35	93.045,40	46.545,87	8.264,98	19.113,53
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2034	1,0	1,0	15964,55	15.964,55	7.986,25	1.418,09	3.279,46
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2034	1,0	1,0	10016,36	10.016,36	5.010,67	889,73	2.057,58
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2034	3,0	1,0	15231,93	45.695,79	22.859,27	4.059,04	9.386,90
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	7909,76	7.909,76	5.813,91	702,60	3.686,81
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			2,0						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			2,0						
1º Reator de Barra 500 kV, 3 x 36,67 Mvar 1Φ		2034	3,0	1,0	6307,53	18.922,59	9.466,01	1.680,85	3.887,11
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2034	1,0	1,0	12608,21	12.608,21	6.307,24	1.119,95	2.590,00
MIM - 500 kV		2034	1,0	1,0	14144,53	14.144,53	7.075,79	1.256,42	2.905,59
MIM - 230 kV		2034	1,0	1,0	1259,62	1.259,62	630,12	111,89	258,75
MIG (Terreno Rural)		2029	1,0	1,0	29762,66	29.762,66	21.876,44	2.643,74	13.872,64
3º ATF 230/138 kV, 1 x 225 MVA 3Φ		2029	1,0	1,0	23279,82	23.279,82	17.111,36	2.067,89	10.850,93
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	10016,36	10.016,36	7.362,32	889,73	4.668,71
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	7339,75	7.339,75	5.394,94	651,97	3.421,12
MIM - 138 kV		2029	1,0	1,0	805,72	805,72	592,23	71,57	375,55
SE 440 kV ILHA SOLTEIRA 2 (Ampliação/Adequação)						88.561,58	65.095,41	7.866,70	41.279,33
5º ATF 440/230 kV, 3 x 150 MVA 1Φ		2029	3,0	1,0	13531,32	40.593,96	29.837,77	3.605,86	18.921,20
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2029	1,0	1,0	16258,48	16.258,48	11.950,47	1.444,20	7.578,22
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	10203,43	10.203,43	7.499,83	906,34	4.755,91
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2029	1,0	1,0	15531,25	15.531,25	11.415,93	1.379,60	7.239,25
MIM - 440 kV		2029	1,0	1,0	4714,84	4.714,84	3.465,55	418,81	2.197,63
MIM - 230 kV		2029	1,0	1,0	1259,62	1.259,62	925,86	111,89	587,12
SE 525/230 kV SARANDI (Ampliação/Adequação)						188.463,28	109.249,90	16.740,71	55.337,73
3º ATF 525/230 kV, 3 x 224 MVA 1Φ		2029	3,0	1,0	15625,04	46.875,12	34.454,61	4.163,80	21.848,91
CT (Conexão de Transformador) 525 kV, Arranjo DJM		2029	1,0	1,0	16062,17	16.062,17	11.806,17	1.426,76	7.486,72
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	10080,23	10.080,23	7.409,27	895,40	4.698,48
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2029	2,0	1,0	15343,73	30.687,46	22.556,20	2.725,89	14.303,70
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM			2,0						
MIM - 500 kV		2029	1,0	1,0	9315,83	9.315,83	6.847,41	827,50	4.342,19
MIM - 230 kV		2029	1,0	1,0	1244,41	1.244,41	914,68	110,54	580,03
4º ATF 525/230 kV, 3 x 224 MVA 1Φ		2039	3,0	1,0	15625,04	46.875,12	15.959,15	4.163,80	1.312,60
CT (Conexão de Transformador) 525 kV, Arranjo DJM		2039	1,0	1,0	16062,17	16.062,17	5.468,54	1.426,76	449,77
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2039	1,0	1,0	10080,23	10.080,23	3.431,93	895,40	282,27
MIM - 230 kV		2039	1,0	1,0	1180,54	1.180,54	401,93	104,86	33,06

LT 500 kV RIO BRILHANTE - SARANDI, C1 e C2 (CD) (Nova)					1.589.709,46	1.168.483,91	141.209,81	740.977,56
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 310 km	2029	310,0	1,0	4590,11	1.422.934,10	1.045.899,04	126.395,58	663.242,10
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2029	2,0	1,0	14139,78	28.279,56	20.786,32	2.512,00	13.181,35
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2029	2,0	1,0	14139,78	28.279,56	20.786,32	2.512,00	13.181,35
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 58,3 Mvar 1Φ	2029	7,0	1,0	6716,38	47.014,66	34.557,18	4.176,19	21.913,95
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 58,3 Mvar 1Φ	2029	7,0	1,0	6716,38	47.014,66	34.557,18	4.176,19	21.913,95
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2029	2,0	1,0	4046,73	8.093,46	5.948,93	718,92	3.772,43
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2029	2,0	1,0	4046,73	8.093,46	5.948,93	718,92	3.772,43
SE 500 kV RIO BRILHANTE (Nova)					495.392,36	364.128,17	44.004,43	230.906,74
1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 400 MVA 1Φ	2029	7,0	1,0	23261,35	162.829,45	119.684,51	14.463,72	75.896,24
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-200/+300) Mvar	2029	1,0	1,0	112536,80	112.536,80	82.717,91	9.996,36	52.454,39
1° Reator de Barra 500 kV, 3 x 58,3 Mvar 1Φ	2029	3,0	1,0	6716,38	20.149,14	14.810,22	1.789,80	9.391,69
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2029	2,0	1,0	15964,55	31.929,10	23.468,84	2.836,18	14.882,43
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2029	2,0	1,0	10016,36	20.032,72	14.724,65	1.779,46	9.337,43
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2029	1,0	1,0	16633,68	16.633,68	12.226,25	1.477,53	7.753,10
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	2029	1,0	1,0	12608,21	12.608,21	9.267,41	1.119,95	5.876,80
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2029	4,0	1,0	15231,93	60.927,72	44.783,69	5.412,05	28.398,95
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2029	1,0	1,0	7909,76	7.909,76	5.813,91	702,60	3.686,81
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	3,0							
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	3,0							
MIM - 500 kV	2029	1,0	1,0	18859,37	18.859,37	13.862,20	1.675,23	8.790,52
MIM - 230 kV	2029	1,0	1,0	3778,86	3.778,86	2.777,57	335,67	1.761,36
MIG (Terreno Rural)	2029	1,0	1,0	27197,55	27.197,55	19.991,01	2.415,89	12.677,02
LT 230 kV CORUMBÁ 2 - FRONTEIRA BOLÍVIA, C1 (Nova)					104.599,47	76.883,73	9.291,30	48.754,73
Circuito Simples, 500 kV, 50 Hz, 4 x 750 MCM (ACAR 18/19), 35 km	2029	35,0	1,0	2374,37	83.102,95	61.083,15	7.381,82	38.735,02
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo BDDD	2029	1,0	1,0	16781,68	16.781,68	12.335,04	1.490,67	7.822,09
MIM - 500 kV	2029	1,0	1,0	4714,84	4.714,84	3.465,55	418,81	2.197,63

Tabela 16-2 Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 1 - LCC.

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						7.264.162,03	4.881.684,84	645.256,87	2.877.695,74
SE 230 kV CORUMBÁ 2 (Nova)						2.555.466,84	1.878.344,41	226.995,56	1.191.125,57
Estação conversora CA/CC/CA 230 kV / 500 Kv (LCC)		2029	1,0	1,0	2190385,60	2.190.385,60	1.609.998,81	194.566,33	1.020.958,00
1º e 2º Capacitor em Derivação 230 kV, 2 x 100 Mvar 3Φ		2029	2,0	1,0	3317,29	6.634,58	4.876,61	589,33	3.092,44
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BDDD		2029	2,0	1,1	10782,07	23.720,55	17.435,32	2.107,04	11.056,36
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo BDDD		2029	1,0	1,0	18946,80	18.946,80	13.926,46	1.683,00	8.831,27
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BDDD		2029	1,0	1,1	9778,28	10.756,11	7.906,06	955,44	5.013,52
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BPT		2029	2,0	1,0	8063,46	16.126,92	11.853,77	1.432,51	7.516,90
Compensador Sincrono 230 kV, 2 x (-200/+300) Mvar		2029	2,0	1,0	112536,80	225.073,60	165.435,82	19.992,71	104.908,78
CC (Conexão de Compensador) 230 kV, Arranjo BD4		2029	2,0	1,0	9931,80	19.863,60	14.600,34	1.764,43	9.258,60
MIM - 230 kV		2029	1,0	1,0	8817,33	8.817,33	6.481,00	783,22	4.109,84
MIM - 500 kV		2029	1,0	1,0	4714,84	4.714,84	3.465,55	418,81	2.197,63
MIG (Terreno Rural)		2029	1,0	1,0	30426,90	30.426,90	22.364,68	2.702,74	14.182,25
LT 230 kV ANASTÁCIO - IMBURUSSÚ, C1 (Nova)						175.259,16	128.820,71	15.567,82	81.689,84
Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (ROOK), 115 km		2029	115,0	1,0	1309,34	150.574,10	110.676,46	13.375,11	70.183,91
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	11082,91	11.082,91	8.146,27	984,47	5.165,84
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BPT		2029	1,0	1,0	11082,91	11.082,91	8.146,27	984,47	5.165,84
MIM - 230 kV	Anastácio	2029	1,0	1,0	1259,62	1.259,62	925,86	111,89	587,12
MIM - 230 kV	Imbirussú	2029	1,0	1,0	1259,62	1.259,62	925,86	111,89	587,12
LT 230 kV CORUMBÁ 2 - ANASTÁCIO, C1 e C2 (CD) (Ampliação/Adequação)						166.050,72	122.052,24	14.749,86	77.397,70
Capacitor Série 230 kV, 2 x 200 Mvar 3Φ	Corumbá 2	2029	2,0	1,0	75236,27	150.472,54	110.601,81	13.366,09	70.136,57
CCS (Conexão de Capacitor Série) 230 kV, Arranjo BD4	Corumbá 2	2029	2,0	1,0	7789,09	15.578,18	11.450,43	1.383,77	7.261,13
LT 500 kV RIO VERDE NORTE - CHAPADÃO, C1 (Nova)						661.292,86	330.811,07	58.740,95	135.843,77
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 220 km		2034	220,0	1,0	2611,18	574.459,60	287.372,82	51.027,77	118.006,35
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 36,67 Mvar 1Φ	Rio Verde Norte	2034	4,0	1,0	6307,53	25.230,12	12.621,34	2.241,13	5.182,81
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 36,67 Mvar 1Φ	Chapadão	2034	4,0	1,0	6307,53	25.230,12	12.621,34	2.241,13	5.182,81
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Rio Verde Norte	2034	1,0	1,0	14139,78	14.139,78	7.073,41	1.256,00	2.904,61
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Chapadão	2034	1,0	1,0	14139,78	14.139,78	7.073,41	1.256,00	2.904,61
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Rio Verde Norte	2034	1,0	1,0	4046,73	4.046,73	2.024,37	359,46	831,29
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Chapadão	2034	1,0	1,0	4046,73	4.046,73	2.024,37	359,46	831,29
LT 500 kV CHAPADÃO - RIO BRILHANTE, C1 (Nova)						951.793,46	476.133,70	84.545,37	195.518,84
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 330 km		2034	330,0	1,0	2611,18	861.689,40	431.059,23	76.541,66	177.009,53
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 58,3 Mvar 1Φ	Chapadão	2034	4,0	1,0	6716,38	26.865,52	13.439,45	2.386,40	5.518,76
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 58,3 Mvar 1Φ	Rio Brilhante	2034	4,0	1,0	6716,38	26.865,52	13.439,45	2.386,40	5.518,76
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Chapadão	2034	1,0	1,0	14139,78	14.139,78	7.073,41	1.256,00	2.904,61
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Rio Brilhante	2034	1,0	1,0	14139,78	14.139,78	7.073,41	1.256,00	2.904,61
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Chapadão	2034	1,0	1,0	4046,73	4.046,73	2.024,37	359,46	831,29
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Rio Brilhante	2034	1,0	1,0	4046,73	4.046,73	2.024,37	359,46	831,29
SE 500 kV CHAPADÃO (Nova)						290.733,39	164.004,69	25.825,10	80.337,09
1º ATF 500/230 kV, (3+1R) x 400 MVA 1Φ		2034	4,0	1,0	23261,35	93.045,40	46.545,87	8.264,98	19.113,53
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2034	1,0	1,0	15964,55	15.964,55	7.986,25	1.418,09	3.279,46
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2034	1,0	1,0	10016,36	10.016,36	5.010,67	889,73	2.057,58
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2034	3,0	1,0	15231,93	45.695,79	22.859,27	4.059,04	9.386,90
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	7909,76	7.909,76	5.813,91	702,60	3.686,81
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2,0							
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2,0							
1º Reator de Barra 500 kV, 3 x 36,67 Mvar 1Φ		2034	3,0	1,0	6307,53	18.922,59	9.466,01	1.680,85	3.887,11
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2034	1,0	1,0	12608,21	12.608,21	6.307,24	1.119,95	2.590,00
MIM - 500 kV		2034	1,0	1,0	14144,53	14.144,53	7.075,79	1.256,42	2.905,59
MIM - 230 kV		2034	1,0	1,0	1259,62	1.259,62	630,12	111,89	258,75
MIG (Terreno Rural)		2029	1,0	1,0	29762,66	29.762,66	21.876,44	2.643,74	13.872,64
3º ATF 230/138 kV, 1 x 225 MVA 3Φ		2029	1,0	1,0	23279,82	23.279,82	17.111,36	2.067,89	10.850,93
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	10016,36	10.016,36	7.362,32	889,73	4.668,71
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	7339,75	7.339,75	5.394,94	651,97	3.421,12
MIM - 138 kV		2029	1,0	1,0	767,99	767,99	564,50	68,22	357,97
SE 440 kV ILHA SOLTEIRA 2 (Ampliação/Adequação)						88.561,58	65.095,41	7.866,70	41.279,33
5º ATF 440/230 kV, 3 x 150 MVA 1Φ		2029	3,0	1,0	13531,32	40.593,96	29.837,77	3.605,86	18.921,20
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2029	1,0	1,0	16258,48	16.258,48	11.950,47	1.444,20	7.578,22
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	10203,43	10.203,43	7.499,83	906,34	4.755,91
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2029	1,0	1,0	15531,25	15.531,25	11.415,93	1.379,60	7.239,25
MIM - 440 kV		2029	1,0	1,0	4714,84	4.714,84	3.465,55	418,81	2.197,63
MIM - 230 kV		2029	1,0	1,0	1259,62	1.259,62	925,86	111,89	587,12
SE 525/230 kV SARANDI (Ampliação/Adequação)						188.463,28	109.249,90	16.740,71	55.337,73
3º ATF 525/230 kV, 3 x 224 MVA 1Φ		2029	3,0	1,0	15625,04	46.875,12	34.454,61	4.163,80	21.848,91
CT (Conexão de Transformador) 525 kV, Arranjo DJM		2029	1,0	1,0	16062,17	16.062,17	11.806,17	1.426,76	7.486,72
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	10080,23	10.080,23	7.409,27	895,40	4.698,48
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2029	2,0	1,0	15343,73	30.687,46	22.556,20	2.725,89	14.303,70
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM		2,0							
MIM - 500 kV		2029	1,0	1,0	9315,83	9.315,83	6.847,41	827,50	4.342,19
MIM - 230 kV		2029	1,0	1,0	1244,41	1.244,41	914,68	110,54	580,03
4º ATF 525/230 kV, 3 x 224 MVA 1Φ		2039	3,0	1,0	15625,04	46.875,12	15.959,15	4.163,80	1.312,60
CT (Conexão de Transformador) 525 kV, Arranjo DJM		2039	1,0	1,0	16062,17	16.062,17	5.468,54	1.426,76	449,77
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2039	1,0	1,0	10080,23	10.080,23	3.431,93	895,40	282,27
MIM - 230 kV		2039	1,0	1,0	1180,54	1.180,54	401,93	104,86	33,06

LT 500 kV RIO BRILHANTE - SARANDI, C1 e C2 (CD) (Nova)					1.589.709,46	1.168.483,91	141.209,81	740.977,56
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 310 km	2029	310,0	1,0	4590,11	1.422.934,10	1.045.899,04	126.395,58	663.242,10
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2029	2,0	1,0	14139,78	28.279,56	20.786,32	2.512,00	13.181,35
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2029	2,0	1,0	14139,78	28.279,56	20.786,32	2.512,00	13.181,35
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 58,3 Mvar 1Φ	2029	7,0	1,0	6716,38	47.014,66	34.557,18	4.176,19	21.913,95
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 58,3 Mvar 1Φ	2029	7,0	1,0	6716,38	47.014,66	34.557,18	4.176,19	21.913,95
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2029	2,0	1,0	4046,73	8.093,46	5.948,93	718,92	3.772,43
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2029	2,0	1,0	4046,73	8.093,46	5.948,93	718,92	3.772,43
SE 500 kV RIO BRILHANTE (Nova)					492.231,81	361.805,07	43.723,69	229.433,58
1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 400 MVA 1Φ	2029	7,0	1,0	23261,35	162.829,45	119.684,51	14.463,72	75.896,24
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-200/+300) Mvar	2029	1,0	1,0	112536,80	112.536,80	82.717,91	9.996,36	52.454,39
1° Reator de Barra 500 kV, 3 x 58,3 Mvar 1Φ	2029	3,0	1,0	6716,38	20.149,14	14.810,22	1.789,80	9.391,69
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2029	2,0	1,0	15964,55	31.929,10	23.468,84	2.836,18	14.882,43
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2029	2,0	1,0	10016,36	20.032,72	14.724,65	1.779,46	9.337,43
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2029	1,0	1,0	16633,68	16.633,68	12.226,25	1.477,53	7.753,10
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	2029	1,0	1,0	12608,21	12.608,21	9.267,41	1.119,95	5.876,80
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2029	4,0	1,0	15231,93	60.927,72	44.783,69	5.412,05	28.398,95
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2029	1,0	1,0	7909,76	7.909,76	5.813,91	702,60	3.686,81
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		3,0						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		3,0						
MIM - 500 kV	2029	1,0	1,0	17742,85	17.742,85	13.041,52	1.576,05	8.270,10
MIM - 230 kV	2029	1,0	1,0	2389,94	2.389,94	1.756,68	212,29	1.113,97
MIG (Terreno Rural)	2029	1,0	1,0	26542,44	26.542,44	19.509,49	2.357,70	12.371,66
LT 230 kV CORUMBÁ 2 - FRONTEIRA BOLÍVIA, C1 (Nova)					104.599,47	76.883,73	9.291,30	48.754,73
Circuito Simples, 500 kV, 50 Hz, 4 x 750 MCM (ACAR 18/19), 35 km	2029	35,0	1,0	2374,37	83.102,95	61.083,15	7.381,82	38.735,02
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo BDDD	2029	1,0	1,0	16781,68	16.781,68	12.335,04	1.490,67	7.822,09
MIM - 500 kV	2029	1,0	1,0	4714,84	4.714,84	3.465,55	418,81	2.197,63

Tabela 16-3 Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 2.

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						7.932.289,97	5.208.927,45	704.604,96	3.007.184,84
SE 230 kV CORUMBÁ 2 (Nova)						2.555.466,84	1.878.344,41	226.995,56	1.191.125,57
Estação conversora CA/CC/CA 230 kV / 500 Kv (LCC)		2029	1,0	1,0	2190385,60	2.190.385,60	1.609.998,81	194.566,33	1.020.958,00
1° e 2° Capacitor em Derivação 230 kV, 2 x 100 Mvar 3Φ		2029	2,0	1,0	3317,29	6.634,58	4.876,61	589,33	3.092,44
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BDDD		2029	2,0	1,1	10782,07	23.720,55	17.435,32	2.107,04	11.056,36
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo BDDD		2029	1,0	1,0	18946,80	18.946,80	13.926,46	1.683,00	8.831,27
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BDDD		2029	1,0	1,1	9778,28	10.756,11	7.906,06	955,44	5.013,52
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BPT		2029	2,0	1,0	8063,46	16.126,92	11.853,77	1.432,51	7.516,90
Compensador Sincrono 230 kV, 2 x (-200/+300) Mvar		2029	2,0	1,0	112536,80	225.073,60	165.435,82	19.992,71	104.908,78
CC (Conexão de Compensador) 230 kV, Arranjo BD4		2029	2,0	1,0	9931,80	19.863,60	14.600,34	1.764,43	9.258,60
MIM - 230 kV		2029	1,0	1,0	8817,33	8.817,33	6.481,00	783,22	4.109,84
MIM - 500 kV		2029	1,0	1,0	4714,84	4.714,84	3.465,55	418,81	2.197,63
MIG (Terreno Rural)		2029	1,0	1,0	30426,90	30.426,90	22.364,68	2.702,74	14.182,25
LT 230 kV ANASTÁCIO - IMBURUSSÚ, C1 (Nova)						175.259,16	128.820,71	15.567,82	81.689,84
Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (ROOK), 115 km		2029	115,0	1,0	1309,34	150.574,10	110.676,46	13.375,11	70.183,91
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	11082,91	11.082,91	8.146,27	984,47	5.165,84
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BPT		2029	1,0	1,0	11082,91	11.082,91	8.146,27	984,47	5.165,84
MIM - 230 kV	Anastácio	2029	1,0	1,0	1259,62	1.259,62	925,86	111,89	587,12
MIM - 230 kV	Imburussú	2029	1,0	1,0	1259,62	1.259,62	925,86	111,89	587,12
LT 230 kV CORUMBÁ 2 - ANASTÁCIO, C1 e C2 (CD) (Ampliação/Adequação)						166.050,72	122.052,24	14.749,86	77.397,70
Capacitor Série 230 kV, 2 x 200 Mvar 3Φ	Corumbá 2	2029	2,0	1,0	75236,27	150.472,54	110.601,81	13.366,09	70.136,57
CCS (Conexão de Capacitor Série) 230 kV, Arranjo BD4	Corumbá 2	2029	2,0	1,0	7789,09	15.578,18	11.450,43	1.383,77	7.261,13
LT 500 kV RIO VERDE NORTE - CHAPADÃO, C1 (Nova)						661.292,86	330.811,07	58.740,95	135.843,77
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 220 km		2034	220,0	1,0	2611,18	574.459,60	287.372,82	51.027,77	118.006,35
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 36,67 Mvar 1Φ	Rio Verde Norte	2034	4,0	1,0	6307,53	25.230,12	12.621,34	2.241,13	5.182,81
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 36,67 Mvar 1Φ	Chapadão	2034	4,0	1,0	6307,53	25.230,12	12.621,34	2.241,13	5.182,81
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Rio Verde Norte	2034	1,0	1,0	14139,78	14.139,78	7.073,41	1.256,00	2.904,61
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Chapadão	2034	1,0	1,0	14139,78	14.139,78	7.073,41	1.256,00	2.904,61
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Rio Verde Norte	2034	1,0	1,0	4046,73	4.046,73	2.024,37	359,46	831,29
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Chapadão	2034	1,0	1,0	4046,73	4.046,73	2.024,37	359,46	831,29
SE 500 kV CHAPADÃO (Nova)						268.006,77	145.648,02	23.806,35	67.909,80
1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 400 MVA 1Φ		2034	4,0	1,0	23261,35	93.045,40	46.545,87	8.264,98	19.113,53
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2034	1,0	1,0	15964,55	15.964,55	7.986,25	1.418,09	3.279,46
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2034	1,0	1,0	10016,36	10.016,36	5.010,67	889,73	2.057,58
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2034	2,0	1,0	15231,93	30.463,86	15.239,51	2.706,03	6.257,93
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	7909,76	7.909,76	5.813,91	702,60	3.686,81
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2,0							
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2,0							
1° Reator de Barra 500 kV, 3 x 36,67 Mvar 1Φ		2034	3,0	1,0	6307,53	18.922,59	9.466,01	1.680,85	3.887,11
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2034	1,0	1,0	12608,21	12.608,21	6.307,24	1.119,95	2.590,00
MIM - 500 kV		2034	1,0	1,0	9429,68	9.429,68	4.717,19	837,61	1.937,06
MIM - 230 kV		2034	1,0	1,0	1259,62	1.259,62	630,12	111,89	258,75
MIG (Terreno Rural)		2034	1,0	1,0	26982,82	26.982,82	13.498,13	2.396,81	5.542,85
3° ATF 230/138 kV, 1 x 225 MVA 3Φ		2029	1,0	1,0	23279,82	23.279,82	17.111,36	2.067,89	10.850,93
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	10016,36	10.016,36	7.362,32	889,73	4.668,71
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	7339,75	7.339,75	5.394,94	651,97	3.421,12
MIM - 138 kV		2029	1,0	1,0	767,99	767,99	564,50	68,22	357,97
SE 440 kV ILHA SOLTEIRA 2 (Ampliação/Adequação)						88.561,58	65.095,41	7.866,70	41.279,33
5° ATF 440/230 kV, 3 x 150 MVA 1Φ		2029	3,0	1,0	13531,32	40.593,96	29.837,77	3.605,86	18.921,20
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2029	1,0	1,0	16258,48	16.258,48	11.950,47	1.444,20	7.578,22
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	10203,43	10.203,43	7.499,83	906,34	4.755,91
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2029	1,0	1,0	15531,25	15.531,25	11.415,93	1.379,60	7.239,25
MIM - 440 kV		2029	1,0	1,0	4714,84	4.714,84	3.465,55	418,81	2.197,63
MIM - 230 kV		2029	1,0	1,0	1259,62	1.259,62	925,86	111,89	587,12
SE 525/230 kV SARANDI (Ampliação/Adequação)						188.463,28	109.249,90	16.740,71	55.337,73
3° ATF 525/230 kV, 3 x 224 MVA 1Φ		2029	3,0	1,0	15625,04	46.875,12	34.454,61	4.163,80	21.848,91
CT (Conexão de Transformador) 525 kV, Arranjo DJM		2029	1,0	1,0	16062,17	16.062,17	11.806,17	1.426,76	7.486,72
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	10080,23	10.080,23	7.409,27	895,40	4.698,48
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2029	2,0	1,0	15343,73	30.687,46	22.556,20	2.725,89	14.303,70
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM		2,0							
MIM - 500 kV		2029	1,0	1,0	9315,83	9.315,83	6.847,41	827,50	4.342,19
MIM - 230 kV		2029	1,0	1,0	1244,41	1.244,41	914,68	110,54	580,03
4° ATF 525/230 kV, 3 x 224 MVA 1Φ		2039	3,0	1,0	15625,04	46.875,12	15.959,15	4.163,80	1.312,60
CT (Conexão de Transformador) 525 kV, Arranjo DJM		2039	1,0	1,0	16062,17	16.062,17	5.468,54	1.426,76	449,77
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2039	1,0	1,0	10080,23	10.080,23	3.431,93	895,40	282,27
MIM - 230 kV		2039	1,0	1,0	1180,54	1.180,54	401,93	104,86	33,06
LT 500 kV RIO BRILHANTE - SARANDI, C1 e C2 (CD) (Nova)						1.589.709,46	1.168.483,91	141.209,81	740.977,56
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 310 km		2029	310,0	1,0	4590,11	1.422.934,10	1.045.899,04	126.395,58	663.242,10
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Rio Brilhante	2029	2,0	1,0	14139,78	28.279,56	20.786,32	2.512,00	13.181,35
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Sarandi	2029	2,0	1,0	14139,78	28.279,56	20.786,32	2.512,00	13.181,35
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 58,3 Mvar 1Φ	Rio Brilhante	2029	7,0	1,0	6716,38	47.014,66	34.557,18	4.176,19	21.913,95
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 58,3 Mvar 1Φ	Sarandi	2029	7,0	1,0	6716,38	47.014,66	34.557,18	4.176,19	21.913,95
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Rio Brilhante	2029	2,0	1,0	4046,73	8.093,46	5.948,93	718,92	3.772,43
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Sarandi	2029	2,0	1,0	4046,73	8.093,46	5.948,93	718,92	3.772,43
SE 500 kV RIO BRILHANTE (Nova)						492.231,81	361.805,07	43.723,69	229.433,58
1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 400 MVA 1Φ		2029	7,0	1,0	23261,35	162.829,45	119.684,51	14.463,72	75.896,24
Compensador Sincrono 500 kV, 1 x (-200/+300) Mvar		2029	1,0	1,0	112536,80	112.536,80	82.717,91	9.996,36	52.454,39
1° Reator de Barra 500 kV, 3 x 58,3 Mvar 1Φ		2029	3,0	1,0	6716,38	20.149,14	14.810,22	1.789,80	9.391,69
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2029	2,0	1,0	15964,55	31.929,10	23.468,84	2.836,18	14.882,43
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2029	2,0	1,0	10016,36	20.032,72	14.724,65	1.779,46	9.337,43
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2029	1,0	1,0	16633,68	16.633,68	12.226,25	1.477,53	7.753,10
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2029	1,0	1,0	12608,21	12.608,21	9.267,41	1.119,95	5.876,80
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2029	4,0	1,0	15231,93	60.927,72	44.783,69	5.412,05	28.398,95
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	7909,76	7.909,76	5.813,91	702,60	3.686,81
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		3,0							
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		3,0							
MIM - 500 kV		2029	1,0	1,0	17742,85	17.742,85	13.041,52	1.576,05	8.270,10
MIM - 230 kV		2029	1,0	1,0	2389,94	2.389,94	1.756,68	212,29	1.113,97
MIG (Terreno Rural)		2029	1,0	1,0	26542,44	26.542,44	19.509,49	2.357,70	12.371,66

SE 500/230/138 kV CAMPO GRANDE 3 (Nova)					255.154,56	127.640,81	22.664,72	52.414,23
1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 250 MVA 1Φ	2034	7,0	1,0	19305,51	135.138,57	67.602,93	12.004,01	27.760,37
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2034	2,0	1,0	15964,55	31.929,10	15.972,50	2.836,18	6.558,92
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2034	2,0	1,0	10016,36	20.032,72	10.021,35	1.779,46	4.115,15
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2034	2,0	1,0	15231,93	30.463,86	15.239,51	2.706,03	6.257,93
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		1,0						
CRLF (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM		1,0						
MIM - 500 kV	2034	1,0	1,0	8871,42	8.871,42	4.437,92	788,03	1.822,38
MIM - 230 kV	2034	1,0	1,0	2389,94	2.389,94	1.195,57	212,29	490,95
MIG (Terreno Rural)	2034	1,0	1,0	26328,95	26.328,95	13.171,03	2.338,73	5.408,53
LT 500 kV RIO BRILHANTE - CAMPO GRANDE 3, C1 (Nova)					515.144,52	257.700,51	45.758,97	105.821,76
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 165 km	2034	165,0	1,0	2611,18	430.844,70	215.529,62	38.270,83	88.504,77
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Rio Brilhante	2034	1,0	1,0	14139,78	14.139,78	7.073,41	1.256,00
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Campo Grande 3	2034	1,0	1,0	14139,78	14.139,78	7.073,41	1.256,00
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 25 Mvar 1Φ	Rio Brilhante	2034	4,0	1,0	5990,85	23.963,40	11.987,67	2.128,61
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 25 Mvar 1Φ	Campo Grande 3	2034	4,0	1,0	5990,85	23.963,40	11.987,67	2.128,61
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Rio Brilhante	2034	1,0	1,0	4046,73	4.046,73	2.024,37	359,46
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Campo Grande 3	2034	1,0	1,0	4046,73	4.046,73	2.024,37	359,46
LT 500 kV CAMPO GRANDE 3 - CHAPADÃO, C1 (Nova)					872.348,94	436.391,66	77.488,52	179.199,23
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 300 km		2034	300,0	1,0	2611,18	783.354,00	391.872,03	69.583,33
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Campo Grande 3	2034	4,0	1,0	6577,74	26.310,96	13.162,03	2.337,14
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Chapadão	2034	4,0	1,0	6577,74	26.310,96	13.162,03	2.337,14
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Campo Grande 3	2034	1,0	1,0	14139,78	14.139,78	7.073,41	1.256,00
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Chapadão	2034	1,0	1,0	14139,78	14.139,78	7.073,41	1.256,00
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Campo Grande 3	2034	1,0	1,0	4046,73	4.046,73	2.024,37	359,46
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Chapadão	2034	1,0	1,0	4046,73	4.046,73	2.024,37	359,46
LT 230 kV CORUMBÁ 2 - FRONTEIRA BOLÍVIA, C1 (Nova)					104.599,47	76.883,73	9.291,30	48.754,73
Circuito Simples, 500 kV, 50 Hz, 4 x 750 MCM (ACAR 18/19), 35 km		2029	35,0	1,0	2374,37	83.102,95	61.083,15	7.381,82
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo BDDD	Corumbá 2	2029	1,0	1,0	16781,68	16.781,68	12.335,04	1.490,67
MIM - 500 kV	Corumbá 2	2029	1,0	1,0	4714,84	4.714,84	3.465,55	418,81

Tabela 16-4 Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 3.

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						8.884.083,43	5.685.061,14	789.150,33	3.202.703,69
SE 230 kV CORUMBÁ 2 (Nova)						2.555.466,84	1.878.344,41	226.995,56	1.191.125,57
Estação conversora CA/CC/CA 230 kV / 500 Kv (LCC)		2029	1,0	1,0	2190385,60	2.190.385,60	1.609.998,81	194.566,33	1.020.958,00
1º e 2º Capacitor em Derivação 230 kV, 2 x 100 Mvar 3Φ		2029	2,0	1,0	3317,29	6.634,58	4.876,61	589,33	3.092,44
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BDDD		2029	2,0	1,1	10782,07	23.720,55	17.435,32	2.107,04	11.056,36
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo BDDD		2029	1,0	1,0	18946,80	18.946,80	13.926,46	1.683,00	8.831,27
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BDDD		2029	1,0	1,1	9778,28	10.756,11	7.906,06	955,44	5.013,52
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BPT		2029	2,0	1,0	8063,46	16.126,92	11.853,77	1.432,51	7.516,90
Compensador Síncrono 230 kV, 2 x (-200/+300) Mvar		2029	2,0	1,0	112536,80	225.073,60	165.435,82	19.992,71	104.908,78
CC (Conexão de Compensador) 230 kV, Arranjo BD4		2029	2,0	1,0	9931,80	19.863,60	14.600,34	1.764,43	9.258,60
MIM - 230 kV		2029	1,0	1,0	8817,33	8.817,33	6.481,00	783,22	4.109,84
MIM - 500 kV		2029	1,0	1,0	4714,84	4.714,84	3.465,55	418,81	2.197,63
MIG (Terreno Rural)		2029	1,0	1,0	30426,90	30.426,90	22.364,68	2.702,74	14.182,25
LT 230 kV ANASTÁCIO - IMBIRUSSÚ, C1 (Nova)						175.259,16	128.820,71	15.567,82	81.689,84
Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (ROOK), 115 km		2029	115,0	1,0	1309,34	150.574,10	110.676,46	13.375,11	70.183,91
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	11082,91	11.082,91	8.146,27	984,47	5.165,84
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BPT		2029	1,0	1,0	11082,91	11.082,91	8.146,27	984,47	5.165,84
MIM - 230 kV	Anastácio	2029	1,0	1,0	1259,62	1.259,62	925,86	111,89	587,12
MIM - 230 kV	Imbirussú	2029	1,0	1,0	1259,62	1.259,62	925,86	111,89	587,12
LT 230 kV CORUMBÁ 2 - ANASTÁCIO, C1 e C2 (CD) (Ampliação/Adequação)						166.050,72	122.052,24	14.749,86	77.397,70
Capacitor Série 230 kV, 2 x 200 Mvar 3Φ	Corumbá 2	2029	2,0	1,0	75236,27	150.472,54	110.601,81	13.366,09	70.136,57
CCS (Conexão de Capacitor Série) 230 kV, Arranjo BD4	Corumbá 2	2029	2,0	1,0	7789,09	15.578,18	11.450,43	1.383,77	7.261,13
LT 500 kV RIO VERDE NORTE - CHAPADÃO, C1 (Nova)						661.292,86	330.811,07	58.740,95	135.843,77
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 220 km		2034	220,0	1,0	2611,18	574.459,60	287.372,82	51.027,77	118.006,35
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 36,67 Mvar 1Φ	Rio Verde Norte	2034	4,0	1,0	6307,53	25.230,12	12.621,34	2.241,13	5.182,81
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 36,67 Mvar 1Φ	Chapadão	2034	4,0	1,0	6307,53	25.230,12	12.621,34	2.241,13	5.182,81
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Rio Verde Norte	2034	1,0	1,0	14139,78	14.139,78	7.073,41	1.256,00	2.904,61
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Chapadão	2034	1,0	1,0	14139,78	14.139,78	7.073,41	1.256,00	2.904,61
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Rio Verde Norte	2034	1,0	1,0	4046,73	4.046,73	2.024,37	359,46	831,29
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Chapadão	2034	1,0	1,0	4046,73	4.046,73	2.024,37	359,46	831,29
SE 500 kV CHAPADÃO (Nova)						268.006,77	145.648,02	23.806,35	67.909,80
1º ATF 500/230 kV, (3+1R) x 400 MVA 1Φ		2034	4,0	1,0	23261,35	93.045,40	46.545,87	8.264,98	19.113,53
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2034	1,0	1,0	15964,55	15.964,55	7.986,25	1.418,09	3.279,46
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2034	1,0	1,0	10016,36	10.016,36	5.010,67	889,73	2.057,58
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2034	2,0	1,0	15231,93	30.463,86	15.239,51	2.706,03	6.257,93
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	7909,76	7.909,76	5.813,91	702,60	3.686,81
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM					2,0				
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM					2,0				
1º Reator de Barra 500 kV, 3 x 36,67 Mvar 1Φ		2034	3,0	1,0	6307,53	18.922,59	9.466,01	1.680,85	3.887,11
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2034	1,0	1,0	12608,21	12.608,21	6.307,24	1.119,95	2.590,00
MIM - 500 kV		2034	1,0	1,0	9429,68	9.429,68	4.717,19	837,61	1.937,06
MIM - 230 kV		2034	1,0	1,0	1259,62	1.259,62	630,12	111,89	258,75
MIG (Terreno Rural)		2034	1,0	1,0	26982,82	26.982,82	13.498,13	2.396,81	5.542,85
3º ATF 230/138 kV, 1 x 225 MVA 3Φ		2029	1,0	1,0	23279,82	23.279,82	17.111,36	2.067,89	10.850,93
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	10016,36	10.016,36	7.362,32	889,73	4.668,71
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	7339,75	7.339,75	5.394,94	651,97	3.421,12
MIM - 138 kV		2029	1,0	1,0	767,99	767,99	564,50	68,22	357,97
SE 440 kV ILHA SOLTEIRA 2 (Ampliação/Adequação)						88.561,58	65.095,41	7.866,70	41.279,33
5º ATF 440/230 kV, 3 x 150 MVA 1Φ		2029	3,0	1,0	13531,32	40.593,96	29.837,77	3.605,86	18.921,20
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2029	1,0	1,0	16258,48	16.258,48	11.950,47	1.444,20	7.578,22
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	10203,43	10.203,43	7.499,83	906,34	4.755,91
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2029	1,0	1,0	15531,25	15.531,25	11.415,93	1.379,60	7.238,25
MIM - 440 kV		2029	1,0	1,0	4714,84	4.714,84	3.465,55	418,81	2.197,63
MIM - 230 kV		2029	1,0	1,0	1259,62	1.259,62	925,86	111,89	587,12
SE 525/230 kV SARANDI (Ampliação/Adequação)						188.463,28	109.249,90	16.740,71	55.337,73
3º ATF 525/230 kV, 3 x 224 MVA 1Φ		2029	3,0	1,0	15625,04	46.875,12	34.454,61	4.163,80	21.848,91
CT (Conexão de Transformador) 525 kV, Arranjo DJM		2029	1,0	1,0	16062,17	16.062,17	11.806,17	1.426,76	7.486,72
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	10080,23	10.080,23	7.409,27	895,40	4.698,48
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2029	2,0	1,0	15343,73	30.687,46	22.556,20	2.725,89	14.303,70
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM					2,0				
MIM - 500 kV		2029	1,0	1,0	9315,83	9.315,83	6.847,41	827,50	4.342,19
MIM - 230 kV		2029	1,0	1,0	1244,41	1.244,41	914,68	110,54	580,03
4º ATF 525/230 kV, 3 x 224 MVA 1Φ		2039	3,0	1,0	15625,04	46.875,12	15.959,15	4.163,80	1.312,60
CT (Conexão de Transformador) 525 kV, Arranjo DJM		2039	1,0	1,0	16062,17	16.062,17	5.468,54	1.426,76	449,77
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2039	1,0	1,0	10080,23	10.080,23	3.431,93	895,40	282,27
MIM - 230 kV		2039	1,0	1,0	1180,54	1.180,54	401,93	104,86	33,06
LT 500 kV RIO BRILHANTE - SARANDI, C1 e C2 (CD) (Nova)						1.589.709,46	1.168.483,91	141.209,81	740.977,56
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 310 km		2029	310,0	1,0	4590,11	1.422.934,10	1.045.899,04	126.395,58	663.242,10
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Rio Brilhante	2029	2,0	1,0	14139,78	28.279,56	20.786,32	2.512,00	13.181,35
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Sarandi	2029	2,0	1,0	14139,78	28.279,56	20.786,32	2.512,00	13.181,35
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 58,3 Mvar 1Φ	Rio Brilhante	2029	7,0	1,0	6716,38	47.014,66	34.557,18	4.176,19	21.913,95
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 58,3 Mvar 1Φ	Sarandi	2029	7,0	1,0	6716,38	47.014,66	34.557,18	4.176,19	21.913,95
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Rio Brilhante	2029	2,0	1,0	4046,73	8.093,46	5.948,93	718,92	3.772,43
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Sarandi	2029	2,0	1,0	4046,73	8.093,46	5.948,93	718,92	3.772,43
SE 500 kV RIO BRILHANTE (Nova)						492.231,81	361.805,07	43.723,69	229.433,58
1º e 2º ATF 500/230 kV, (6+1R) x 400 MVA 1Φ		2029	7,0	1,0	23261,35	162.829,45	119.684,51	14.463,72	75.896,24
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-200/+300) Mvar		2029	1,0	1,0	112536,80	112.536,80	82.717,91	9.996,36	52.544,39
1º Reator de Barra 500 kV, 3 x 58,3 Mvar 1Φ		2029	3,0	1,0	6716,38	20.149,14	14.810,22	1.789,80	9.391,69
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2029	2,0	1,0	15964,55	31.929,10	23.468,84	2.836,18	14.882,43
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2029	2,0	1,0	10016,36	20.032,72	14.724,65	1.779,46	9.337,43
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2029	1,0	1,0	16633,68	16.633,68	12.226,25	1.477,53	7.753,10
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2029	1,0	1,0	12608,21	12.608,21	9.267,41	1.119,95	5.876,80
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2029	4,0	1,0	15231,93	60.927,72	44.783,69	5.412,05	28.398,95
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	7909,76	7.909,76	5.813,91	702,60	3.686,81
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM					3,0				
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM					3,0				
MIM - 500 kV		2029	1,0	1,0	17742,85	17.742,85	13.041,52	1.576,05	8.270,10
MIM - 230 kV		2029	1,0	1,0	2389,94	2.389,94	1.756,68	212,29	1.113,97
MIG (Terreno Rural)		2029	1,0	1,0	26542,44	26.542,44	19.509,49	2.357,70	12.371,66

SE 500/230/138 kV CAMPO GRANDE 3 (Nova)					255.154,56	127.640,81	22.664,72	52.414,23
1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 250 MVA 1Φ	2034	7,0	1,0	19305,51	135.138,57	67.602,93	12.004,01	27.760,37
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2034	2,0	1,0	15964,55	31.929,10	15.972,50	2.836,18	6.558,92
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2034	2,0	1,0	10016,36	20.032,72	10.021,35	1.779,46	4.115,15
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2034	2,0	1,0	15231,93	30.463,86	15.239,51	2.706,03	6.257,93
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		1,0						
CRLF (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM		1,0						
MIM - 500 kV	2034	1,0	1,0	8871,42	8.871,42	4.437,92	788,03	1.822,38
MIM - 230 kV	2034	1,0	1,0	2389,94	2.389,94	1.195,57	212,29	490,95
MIG (Terreno Rural)	2034	1,0	1,0	26328,95	26.328,95	13.171,03	2.338,73	5.408,53
LT 500 kV RIO BRILHANTE - CAMPO GRANDE 3, C1 (Nova)					515.144,52	257.700,51	45.758,97	105.821,76
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 165 km	2034	165,0	1,0	2611,18	430.844,70	215.529,62	38.270,83	88.504,77
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Rio Brilhante	2034	1,0	1,0	14139,78	14.139,78	7.073,41	1.256,00
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Campo Grande 3	2034	1,0	1,0	14139,78	14.139,78	7.073,41	1.256,00
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 25 Mvar 1Φ	Rio Brilhante	2034	4,0	1,0	5990,85	23.963,40	11.987,67	2.128,61
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 25 Mvar 1Φ	Campo Grande 3	2034	4,0	1,0	5990,85	23.963,40	11.987,67	2.128,61
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Rio Brilhante	2034	1,0	1,0	4046,73	4.046,73	2.024,37	359,46
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Campo Grande 3	2034	1,0	1,0	4046,73	4.046,73	2.024,37	359,46
LT 500 kV CAMPO GRANDE 3 - CHAPADÃO, C1 (Nova)					872.348,94	436.391,66	77.488,52	179.199,23
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 300 km		2034	300,0	1,0	2611,18	783.354,00	391.872,03	69.583,33
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Campo Grande 3	2034	4,0	1,0	6577,74	26.310,96	13.162,03	2.337,14
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Chapadão	2034	4,0	1,0	6577,74	26.310,96	13.162,03	2.337,14
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Campo Grande 3	2034	1,0	1,0	14139,78	14.139,78	7.073,41	1.256,00
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Chapadão	2034	1,0	1,0	14139,78	14.139,78	7.073,41	1.256,00
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Campo Grande 3	2034	1,0	1,0	4046,73	4.046,73	2.024,37	359,46
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Chapadão	2034	1,0	1,0	4046,73	4.046,73	2.024,37	359,46
LT 500 kV CHAPADÃO - RIO BRILHANTE, C1 (Nova)					951.793,46	476.133,70	84.545,37	195.518,84
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 330 km		2034	330,0	1,0	2611,18	861.689,40	431.059,23	76.541,66
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 58,3 Mvar 1Φ	Chapadão	2034	4,0	1,0	6716,38	26.865,52	13.439,45	2.386,40
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 58,3 Mvar 1Φ	Rio Brilhante	2034	4,0	1,0	6716,38	26.865,52	13.439,45	2.386,40
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Chapadão	2034	1,0	1,0	14139,78	14.139,78	7.073,41	1.256,00
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Rio Brilhante	2034	1,0	1,0	14139,78	14.139,78	7.073,41	1.256,00
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Chapadão	2034	1,0	1,0	4046,73	4.046,73	2.024,37	359,46
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Rio Brilhante	2034	1,0	1,0	4046,73	4.046,73	2.024,37	359,46
LT 230 kV CORUMBÁ 2 - FRONTEIRA BOLÍVIA, C1 (Nova)					104.599,47	76.883,73	9.291,30	48.754,73
Circuito Simples, 500 kV, 50 Hz, 4 x 750 MCM (ACAR 18/19), 35 km		2029	35,0	1,0	2374,37	83.102,95	61.083,15	7.381,82
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo BDDD	Corumbá 2	2029	1,0	1,0	16781,68	16.781,68	12.335,04	1.490,67
MIM - 500 kV	Corumbá 2	2029	1,0	1,0	4714,84	4.714,84	3.465,55	418,81

17 ANEXO 2: FORMULÁRIOS DE CONSULTAS SOBRE A VIABILIDADE DE EXPANSÕES DA SUBESTAÇÃO

SE 440/230 kV Ilha Solteira 2



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 30/04/2025

Revisão:

Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Atendimento à expansão de geração no estado do Mato Grosso do Sul

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Ilha Solteira 2

Concessionária Proprietária: ITATIM

1. Módulos de Manobra

- ☒ EL Quantidade: 2* Tensão (kV): 440 Arranjo: DJM
- ☒ CRL Quantidade: 2 Tensão (kV): 440 Arranjo: DJM Tipo: Fixo
- ☒ CT Quantidade: 1 Tensão (kV): 440 Arranjo: DJM
- ☒ CT Quantidade: 1 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4

* EL 440 kV para uma nova saída de LT em direção a região de Chapadão - MS

2. Módulos de Equipamentos

- ☒ Autotransformador Quantidade: 3* Potência (MVA): 150 Tensão Prim./Sec. (kV): 440/230 Fase: 1
- ☒ Reator de linha fixo Quantidade: 6+1R Potência (MVar): 21,7 Tensão (kV): 440 Fase: 1

* Referente ao 5° ATF 440/230 kV

3. Diagrama Unifilar

Vide imagem em anexo.

Legenda: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de capacitores paralelo (CCP) ou série (CCS), conexão de reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB), conexão de transformador de aterramento (CTA), conexão de compensador (CC). **ARRANJO:** Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BD4), ANEL (AN), Disjuntor e Meio (DJM).



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 30/04/2025

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: 2 Tensão (kV): 440 Arranjo: DJM
- ☒ CRL Quantidade: 2 Tensão (kV): 440 Arranjo: DJM
- ☒ CT Quantidade: 1 Tensão (kV): 440 Arranjo: DJM
- ☒ CT Quantidade: 1 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4

2. Módulos de Equipamentos

- ☒ Autotransformador Quantidade: 3 Potência (Mvar): 150 Tensão Prim./Sec. (kV): 440/230 Fase: 1
- ☒ Reator de linha fixo Quantidade: 6+1R Potência (Mvar): 21,7 Tensão (kV): 440 Fase: 1

3. Módulo de Infraestrutura Geral

- Há necessidade de aquisição de terreno? ☒ Sim Área Prevista: Aproximadamente 6.500m2
- ☐ 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.

ANEXO





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

Data: 30/04/2025

Revisão:

Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Atendimento à expansão de geração no estado do Mato Grosso do Sul

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Imbirussú

Concessionária Proprietária: PPTe

1. Módulos de Manobra

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

* EL 230 kV para uma nova saída de LT em direção a região de Anastácio - MS.

2. Módulos de Equipamentos

N/A

3. Diagrama Unifilar

Vide imagem em anexo.

Legenda: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de capacitores paralelo (CCP) ou série (CCS), conexão de reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB), conexão de transformador de aterramento (CTA), conexão de compensador (CC). **ARRANJO:** Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BD4), ANEL (AN), Disjuntor e Meio (DJM).



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 30/04/2025

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: 02 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.

A depender do traçado das linhas, há possibilidade de travessia das LT's:

LT Campo Grande 2 - C1 - 230kV - Brilhante Transmissora de Energia

LT Campo Grande 2 - C2 - 230kV - Neoenergia

LT Aquidauana I e II - 138kV - Energisa

ANEXO



SE 230/138 kV Anastácio

DocuSign Envelope ID: 00B5E1FA-509B-4F1E-BA72-1566F3A1856D



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 30/04/2025

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: 03 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4

☐ CCS Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____ (Observação 4)

2. Módulos de Equipamentos

☐ Autotransformador Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão Prim./Sec. (kV): ____ Fase: ____

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: 30/04/2025

Revisão:

Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

1- A SE Anastácio possui disponibilidade para conexão de mais três (3) vãos de entrada de linha 230 kV, no sentido Oeste da Subestação.

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 linha existentes ou já planejadas, exigirá avaliação e levantamentos em campo para indicar o acesso das novas linhas para minimizar ou evitar o cruzamento.

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.

5- As Linhas de Transmissão de Anastácio - Corumbá C1 e C2 230 kV não são ativos da Eletrobras, neste caso entendemos que a consulta deve ser encaminhada para a Linha de Transmissão Corumbá (LTC).

05/05/2025

Data da Solicitação

07/05/2025

Data da Entrega do Formulário

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

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



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 30/04/2025

Revisão:

Página: 4 - 4

ANEXO



Clicksign e2bb4bf6-bf76-460e-b356-23b58ae6069a



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 05/06/2025

Revisão:

Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Atendimento à expansão de geração no estado do Mato Grosso do Sul

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Chapadão

Concessionária Proprietária: ITATIM

1. Módulos de Manobra

- | | | | | | |
|-------------------------------------|-----|-----------------------|-------------------------|---------------------|-------------------|
| ☒ | CT | Quantidade: <u>4*</u> | Tensão (kV): <u>500</u> | Arranjo: <u>DJM</u> | |
| ☒ | CT | Quantidade: <u>4*</u> | Tensão (kV): <u>230</u> | Arranjo: <u>BD4</u> | |
| ☒ | IB | Quantidade: <u>7*</u> | Tensão (kV): <u>500</u> | Arranjo: <u>DJM</u> | |
| ☒ | EL | Quantidade: <u>8*</u> | Tensão (kV): <u>500</u> | Arranjo: <u>DJM</u> | |
| ☒ | CRB | Quantidade: <u>2*</u> | Tensão (kV): <u>500</u> | Arranjo: <u>DJM</u> | |
| ☒ | CRL | Quantidade: <u>8*</u> | Tensão (kV): <u>500</u> | Arranjo: <u>DJM</u> | Tipo: <u>Fixo</u> |

* Previsão de novo pátio de 500 kV com porte final sinalizado abaixo. Em caso de inviabilidade de espaço, indicar solução que reduza somente as conexões futuras.

- 2x ATFs 500/230 kV (+ 2x ATFs futuros)
- 4x LTs 500 kV com reatores de linha fixos (+ 5x LTs futuras)
- 1x Reator de barra 500 kV

2. Módulos de Equipamentos

- | | | | | | |
|-------------------------------------|----------------------|--------------------------|----------------------------|--|----------------|
| ☒ | Autotransformador | Quantidade: <u>12+1R</u> | Potência (MVA): <u>400</u> | Tensão Prim./Sec. (kV): <u>500/230</u> | Fase: <u>1</u> |
| ☒ | Reator de linha fixo | Quantidade: <u>12+2R</u> | Potência (MVAR): <u>60</u> | Tensão (kV): <u>500</u> | Fase: <u>1</u> |

3. Diagrama Unifilar

Vide diagrama proposto, em anexo. É apenas uma proposta inicial que poderá ser alterada e revisada pela transmissora durante a resposta a essa ficha de consulta.

Legenda: 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: 05/06/2025

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

- ☒ CT Quantidade: 4 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ☒ CT Quantidade: 4 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4
- ☒ IB Quantidade: 7 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ☒ EL Quantidade: 8 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ☒ CRB Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ☒ CRL Quantidade: 8 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

2. Módulos de Equipamentos

- ☒ Autotransformador Quantidade 12+1R Potência (Mvar): 400 Tensão Prim./Sec. (kV): 500/230 Fase: 1
- ☒ Reator de linha fixo Quantidade 12+2R Potência (Mvar): 60 Tensão (kV): 500 Fase: 1

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? ☒ Sim Área Prevista: Aproximadamente 165.000 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

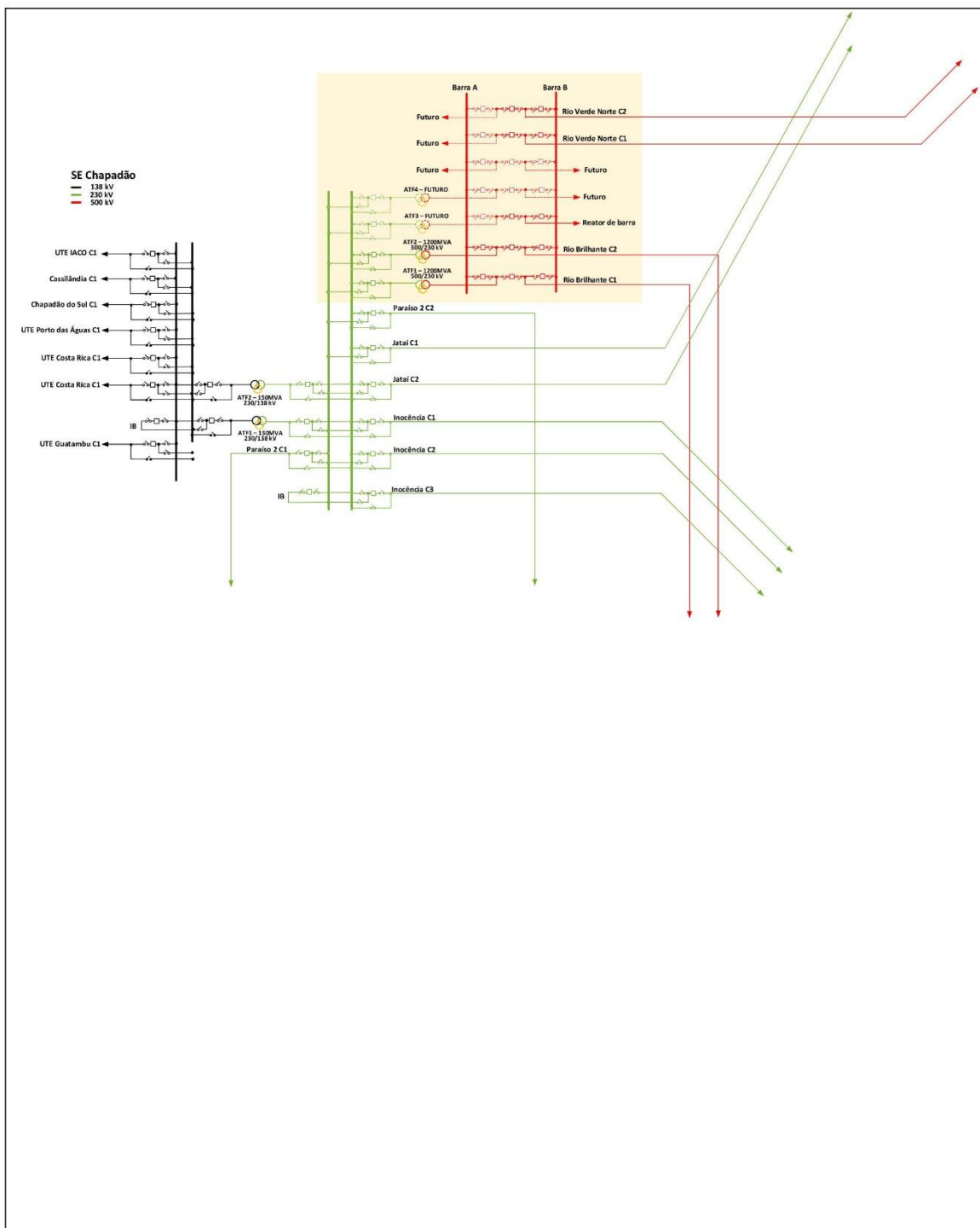
Caso positivo, caracterizar como é o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.

Para implementar o novo pátio de 500kV, a LT Jataí 230kV-C1/C2 deve ser realocada. (em vermelho no anexo)

As LT 138kV Cassilândia e Chapadão do Sul seguem paralelas a rodovia e ficarão em frentes as saídas futuras de 230kV. (em azul)

As futuras LT's UFV Chapadão e Cassilândia II estão previstas no terreno existente da subestação saindo paralelas a LT Paraíso 2 - C2

ANEXO





Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 30/04/2025

Revisão:

Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Atendimento à expansão de geração no estado do Mato Grosso do Sul

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Corumbá 2

Concessionária Proprietária: Corumbá Transmissora

1. Módulos de Manobra

- ☒ Espaço destinado para futura conversora back-to-back com potência de 420 MW a ser conectada no setor de 230 kV.
Considerar espaço para filtros e compensadores síncronos.

- ☒ CCP Quantidade: 2 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4

2. Módulos de Equipamentos

- ☒ Capacitor Shunt Quantidade: 2 Potência (MVar): 100 Tensão (kV): 230 Fase: 3ø

3. Diagrama Unifilar

Vide imagem em anexo.

Legenda: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de capacitores paralelo (CCP) ou série (CCS), conexão de reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB), conexão de transformador de aterramento (CTA), conexão de compensador (CC). **ARRANJO:** Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BD4), ANEL (AN), Disjuntor e Meio (DJM).

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 30/04/2025
		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

- ☐ CCP Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ Espaço destinado para futura conversora back-to-back com potência de 420 MW a ser conectada no setor de 230 kV.
Considerar espaço para filtros e compensadores síncronos.

2. Módulos de Equipamentos

- ☐ Capacitor Shunt Quantidade: ____ Potência (MVar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____

3. Módulo de Infraestrutura Geral

- Há necessidade de aquisição de terreno? ☒ Sim Área Prevista: **95.700 m²**
- ☐ Não

4. Outros

- Há necessidade de adequação do arranjo? ☒ Sim Equipamentos Necessários: **Todos os equipamentos referentes ao B2B**
- ☐ Não



ANEXO



SE 500/230/138 kV Rio Brilhante

HASH TOTVS: ED-C4-F3-21-1B-E2-5C-0F-D9-D2-35-86-9B-C6-86-36-CE-D1-91-F4



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 05/06/2025

Revisão:

Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

ESTUDO: Atendimento à expansão de geração no estado do Mato Grosso do Sul

Subestação: Rio Brilhante

Concessionária Proprietária: BTE

1. Módulos de Manobra

- | | | | | | |
|-------------------------------------|-----|-----------------------|-------------------------|---------------------|-------------------|
| ☒ | CT | Quantidade: <u>4*</u> | Tensão (kV): <u>500</u> | Arranjo: <u>DJM</u> | |
| ☒ | CT | Quantidade: <u>4*</u> | Tensão (kV): <u>230</u> | Arranjo: <u>BD4</u> | |
| ☒ | IB | Quantidade: <u>7*</u> | Tensão (kV): <u>500</u> | Arranjo: <u>DJM</u> | |
| ☒ | EL | Quantidade: <u>8*</u> | Tensão (kV): <u>500</u> | Arranjo: <u>DJM</u> | |
| ☒ | CRB | Quantidade: <u>1*</u> | Tensão (kV): <u>500</u> | Arranjo: <u>DJM</u> | |
| ☒ | CRL | Quantidade: <u>8*</u> | Tensão (kV): <u>500</u> | Arranjo: <u>DJM</u> | Tipo: <u>Fixo</u> |
| ☒ | CC | Quantidade: <u>1</u> | Tensão (kV): <u>500</u> | Arranjo: <u>DJM</u> | |

**** Previsão de novo pátio de 500 kV com porte final sinalizado abaixo. Em caso de inviabilidade de espaço, indicar solução que reduza somente as conexões futuras.**

- 2x ATFs 500/230 kV (+ 2x ATFs futuros)
- 4x LTs 500 kV com reatores de linha fixos (+ 4x LTs futuras)
- 1x Reator de barra 500 kV
- 1x Compensador Estático -180/+300 MVar

2. Módulos de Equipamentos

- | | | | | | |
|-------------------------------------|----------------------|--------------------------|-----------------------------------|--|----------------|
| ☒ | Autotransformador | Quantidade: <u>12+1R</u> | Potência (MVA): <u>400</u> | Tensão Prim./Sec. (kV): <u>500/230</u> | Fase: <u>1</u> |
| ☒ | Reator de linha fixo | Quantidade: <u>12+1R</u> | Potência (MVA): <u>60</u> | Tensão (kV): <u>500</u> | Fase: <u>1</u> |
| ☒ | Compensador Estático | Quantidade: <u>1</u> | Potência (MVar): <u>-180/+300</u> | Tensão (kV): <u>500</u> | |

3. Diagrama Unifilar

Vide diagrama proposto, em anexo. É apenas uma proposta inicial que poderá ser alterada e revisada pela transmissora durante a resposta a essa ficha de consulta.

Legenda: 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).

Clicksign 8061b60f-e67c-4f1f-86ce-d3c9ff3523ef



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 05/06/2025

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

- ☒ CT Quantidade: 4* Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ☒ CT Quantidade: 4* Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4
- ☒ IB Quantidade: 7* Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ☒ EL Quantidade: 8* Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ☒ CRB Quantidade: 1* Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ☒ CRL Quantidade: 8* Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM Tipo: Fixo
- ☒ CC Quantidade: 1 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

2. Módulos de Equipamentos

- ☒ Autotransformador Quantidade: 12+1R Potência (MVA): 400 Tensão Prim./Sec. (kV): 500/230 Fase: 1
- ☒ Reator de linha fixo Quantidade: 12+1R Potência (MVA): 60 Tensão (kV): 500 Fase: 1
- ☒ Compensador Estático Quantidade: 1 Potência (MVar): -180/+300 Tensão (kV): 500

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? ☒ Sim Área Prevista: 55.650 m² (500 kV) + 43.750 m² (230 kV)
☐ 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.



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Revisão:
Data: 05/06/2025
Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

05/06/2025

Data da Solicitação

Thiago Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

14/07/2025

Data da Entrega do Formulário

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: Maria Rita Valério Caetano

Cargo: Diretora de Operações



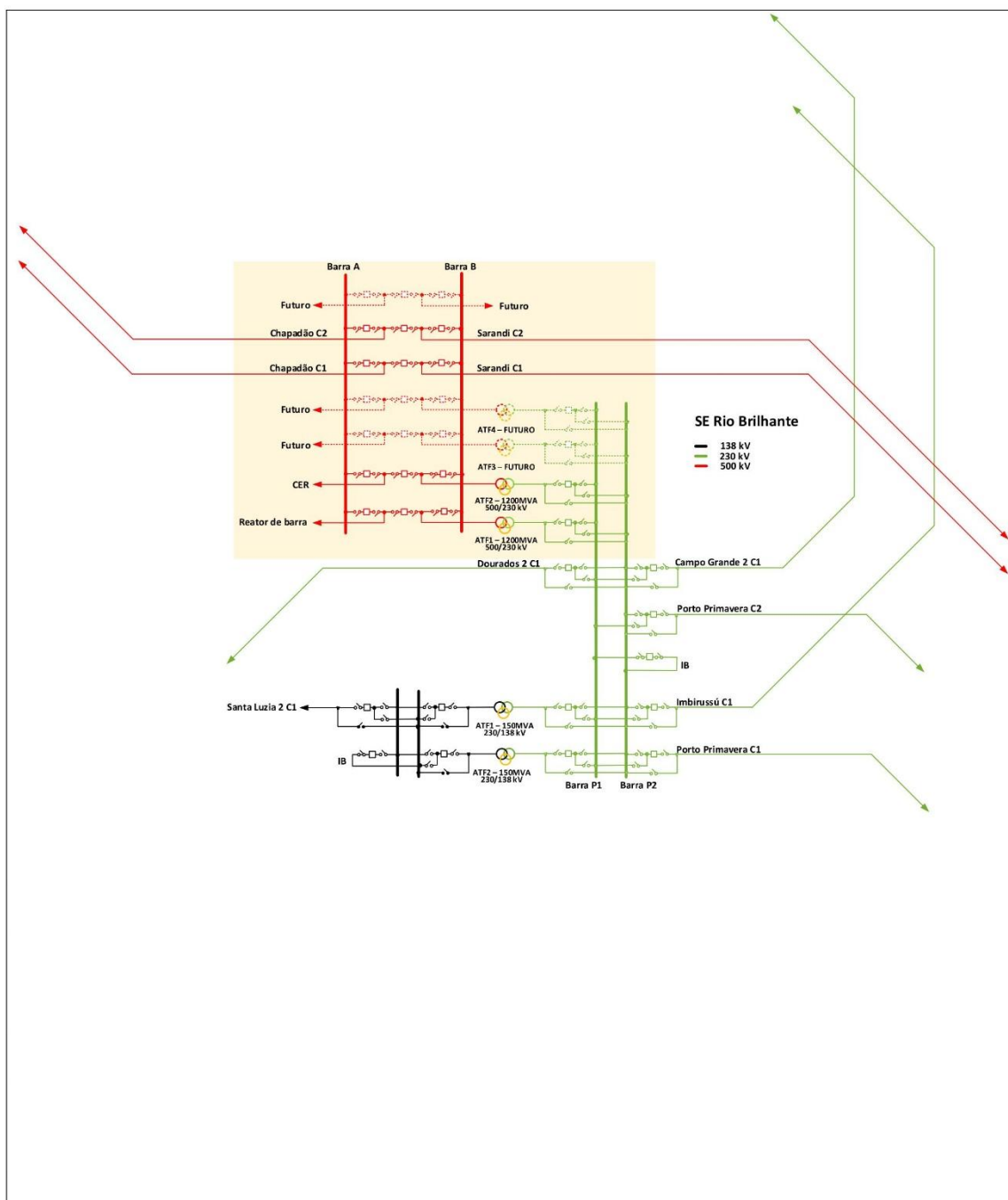
Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 05/06/2025

Revisão:

Página: 4 - 4

ANEXO



Clicksign 8061b60f-e67c-4f1f-86ce-d3c9ff3523ef



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

Data: 05/06/2025

Revisão:

Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Atendimento à expansão de geração no estado do Mato Grosso do Sul

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Rio Verde Norte

Concessionária Proprietária: ITE

1. Módulos de Manobra

- ☒ EL Quantidade: 2* Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ☒ CRL Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM Tipo: Fixo

* EL 500 kV para uma nova saída de LT em direção a região de Chapadão - MS

2. Módulos de Equipamentos

- ☒ Reator de linha fixo Quantidade: 6+1R Potência (MVAR): 40 Tensão (kV): 500 Fase: 1

3. Diagrama Unifilar

Não se aplica, no entanto, vide imagem, em anexo, para facilitar a apresentação da disposição atual dos equipamentos na subestação.

Legenda: 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: 05/06/2025

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: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

☒ CRL Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

2. Módulos de Equipamentos

☒ Reator de linha fixo Quantidade: 6+1R Potência (Mvar): 40 Tensão (kV): 500 Fase: 1

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.

Independente do traçado das LTs futuras objetos dessa consulta, haverá necessidade de travessia de LT existente (LT Itumbiara e/ou LT Marimondo C1 e C2), conforme pode-se visualizar nos anexos.

ANEXO



18 ANEXO 3: CARACTERIZAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES NOVAS

Tabela 18-1 Previsão de expansão das subestações novas

Subestação	Horizonte		
	2029	2034 em diante	Porte Final
SE Rio Brilhante <i>Novo pátio de 500 kV</i> <i>Área mínima de 99.400 m²</i>	4 IB 500 kV DJM 2 LTs 500 kV • 2 EL 500 kV DJM • 2 CRL 500 kV DJM 2 ATFs 500/230 kV • 2 CT 500 kV DJM • 2 CT 230 kV BD4 1 Compensador síncrono 500 kV • 1 CCS 500 kV DJM 1 Reator de barra 500 kV • 1 CRB 500 kV DJM	1 LT 500 kV • 1 EL 500 kV DJM • 1 CRL 500 kV DJM	4 IB 500 kV DJM (+3 IBs futuros) 3 LTs 500 kV (+6 LTs futuras) • 3 EL 500 kV DJM (+6 ELs futuras) • 3 CRL 500 kV DJM (+6 CRLs futuros) 2 ATFs 500/230 kV (+1 ATFs futuro) • 2 CT 500 kV DJM (+1 CTs futuro) • 2 CT 230 kV BD4 (+1 CTs futuro) 1 Compensador síncrono 500 kV • 1 CCS 500 kV DJM 1 Reator de barra 500 kV • 1 CRB 500 kV DJM
SE Corumbá 2 <i>Conversora back-to-back</i> <i>Área mínima de 95.700 m²</i>	2 IB 230 kV BD4 1 LT 500 kV 50 Hz • 1 EL 500 kV BDDD 1 Conversora VSC 420 MW (500 kV, 50 Hz / 230 kV, 60 Hz) • 1 CT 500 kV BDDD • 1 CT 230 kV BDDD 2 Capacitores Shunt 230 kV • 2 CCD 500 kV BDDD	-	2 IB 230 kV BD4 1 LT 500 kV 50 Hz • 1 EL 500 kV BDDD 1 Conversora VSC 420 MW (500 kV, 50 Hz / 230 kV, 60 Hz) • 1 CT 500 kV BDDD • 1 CT 230 kV BDDD 2 Capacitores shunt 230 kV • 2 CCD 500 kV BDDD
Chapadão 500 kV <i>Novo pátio de 500 kV</i> <i>Área mínima de 165.000 m²</i>	-	3 IB 500 kV DJM 2 LTs 500 kV • 2 EL 500 kV DJM • 2 CRL 500 kV DJM 1 ATF 500/230 kV • 1 CT 500 kV DJM • 1 CT 230 kV BD4 1 Reator de barra 500 kV • 1 CRB 500 kV DJM	3 IB 500 kV DJM (+4 IBs futuros) 2 LTs 500 kV (+8 LTs futuras) • 2 EL 500 kV DJM (+8 ELs futuras) • 2 CRL 500 kV DJM (+8 CRLs futuros) 1 ATFs 500/230 kV (+2 ATFs futuros) • 1 CT 500 kV DJM (+2 CTs futuros) • 1 CT 230 kV BD4 (+2 CTs futuros) 1 Reator de barra 500 kV • 1 CRB 500 kV DJM

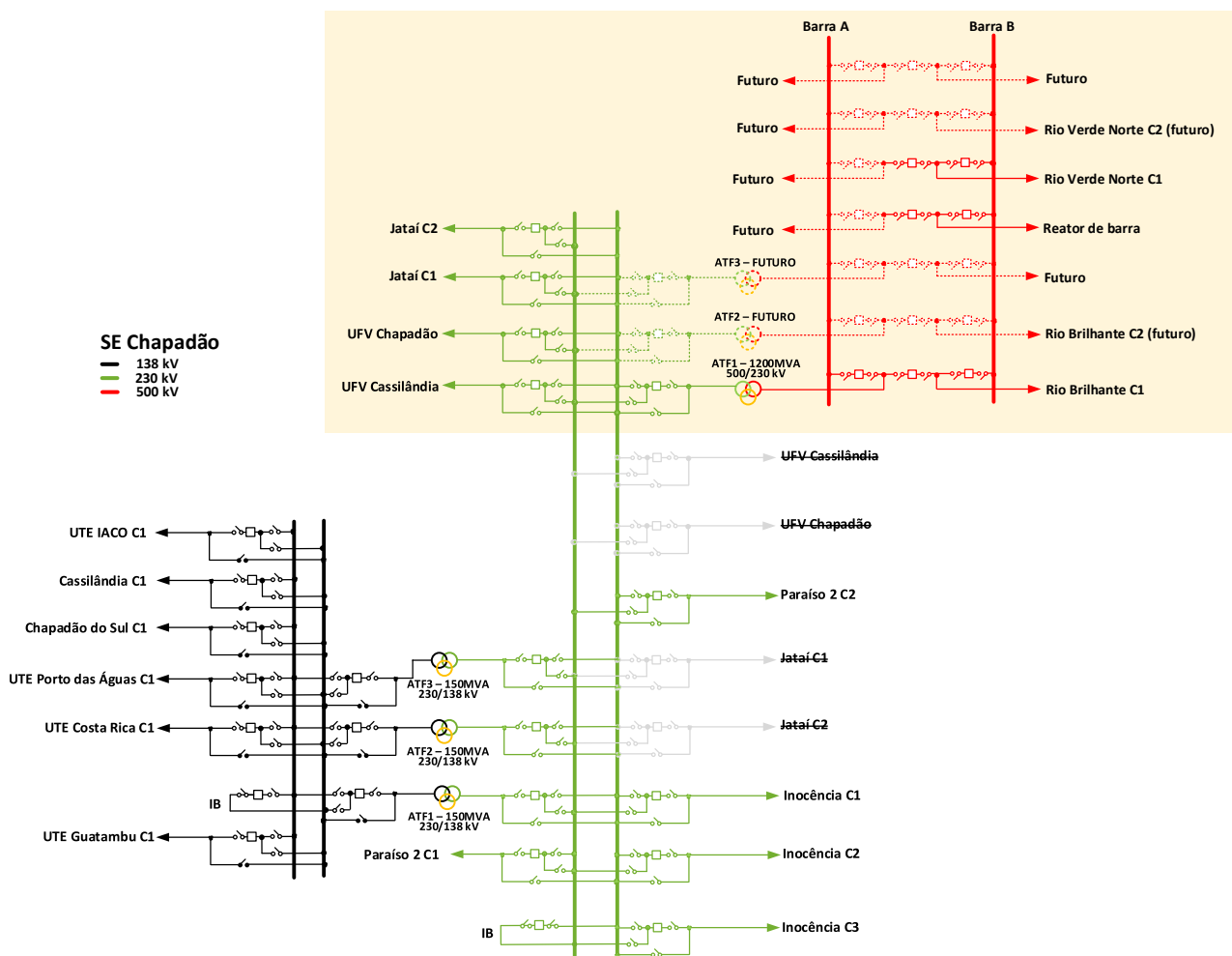


Figura 18-3 Expansão SE Chapadão 500/230 kV.

19 ANEXO 4: PARÂMETROS ELÉTRICOS DAS INSTALAÇÕES NOVAS

Tabela 19-1 Parâmetros elétricos dos transformadores de Rede Básica adotados.

Transformador	Parâmetros (base 100 MVA)	TAP		Limites Operativos (MVA)	
	Xps (%)	Mín.	Máx.	Normal	Emerg.
SE 500/230 kV Chapadão - ATF 500/230 kV 1Ø	1,17	0,9	1,1	3x 400	3x 480
SE 500/230 kV Rio Brilhante - ATF 500/230 kV 1Ø	1,17	0,9	1,1	3x 400	3x 480

Tabela 19-2 Parâmetros elétricos e capacidades de corrente de projeto das linhas de transmissão de Rede Básica adotadas.

Origem	Destino	Ext. (km)	Tensão (kV)	Cabo	Tipo	R1 (Ω/km)	X1 (Ω/km)	Y1 (Ω/km)	Normal (A)	Emergência (A)
Anastácio	Imbirussú	115	230	2xRook 636MCM	CS	0,0511	0,3469	4,7448	1400	1805
Rio Brilhante	Sarandi	310	500	4xRail 954MCM	CD	0,0177	0,2746	6,0988	3400	4445
Chapadão	Rio Brilhante	330	500	4xRail 954MCM	CS	0,0176	0,2662	6,1828	3345	4385
Rio Verde Norte	Chapadão	220	500	4xRail 954MCM	CS	0,0176	0,2662	6,1828	3345	4385

Tabela 19-3 Parâmetros elétricos e capacidades de corrente de projeto das linhas de transmissão de Rede Básica adotadas – 50 Hertz.

Origem	Destino	Ext. (km)	Tensão (kV)	Cabo	Tipo	R1 (Ω/km)	X1 (Ω/km)	Y1 (Ω/km)	Normal (A)	Emergência (A)
Corumbá 2	Fronteira	35	500	4xACAR 18/19 750 MCM	CS	0,0234	0,2298	4,9858	2750	3600

Tabela 19-4 Parâmetros elétricos e capacidades dos capacitores série de Rede Básica adotados.

Linha de transmissão	Terminal	Tensão (kV)	Corrente nominal (A)	Reatância capacitiva (Ω)	Capacidade 3Ø (Mvar)
LT 230 kV Corumbá 2 – Anastácio C1	Corumbá 2	230	1630	25,1275	200,3
LT 230 kV Corumbá 2 – Anastácio C2	Corumbá 2	230	1630	25,1275	200,3

20 ANEXO 5: FICHAS DE OBRAS PARA O PET/PELP

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUL

EMPREENDIMENTO:

SE 230 kV CORUMBÁ 2 (Nova)

ESTADO: **MS**

DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2029**

PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

JUSTIFICATIVA:

Conexão internacional

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ x 1.000)

OBRAS:

Estação conversora CA/CC/CA 230 kV / 500 kV (VSC)	2.226.217,50
1º e 2º Capacitor em Derivação 230 kV, 2 x 100 Mvar 3Φ	6.634,58
2 CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BDDD	23.720,55
1 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo BDDD	18.946,80
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BDDD	10.756,11
2 IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BPT	16.126,92
MIM - 230 kV	5.974,85
MIM - 500 kV	4.714,84
MIG (Terreno Rural)	29.621,12

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS:

R\$ 2.342.713,27

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

Conexão entre dois países que operam em frequências diferentes, Brasil em 60 Hz e Bolívia em 50 Hz.

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-052/2025-r0, "ESTUDO DE INTERLIGAÇÃO INTERNACIONAL BRASIL - BOLÍVIA (ETAPA I)", agosto de 2025.
- [2] Custos Modulares da ANEEL – janeiro de 2025.

Sistema Interligado da Região SUL

EMPREENDIMENTO:

LT 230 kV ANASTÁCIO - IMBIRUSSÚ C1 (Nova)

ESTADO: **MS**

DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2029**

PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

JUSTIFICATIVA:

Sobrecarga em contingências N-1 em arredores de Anastácio

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ x 1.000)

OBRAS:

Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (ROOK), 115 km	150.574,10
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Anastácio	11.082,91
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Imbirussú	11.082,91
MIM - 230 kV // Anastácio	1.259,62
MIM - 230 kV // Imbirussú	1.259,62

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS:

R\$ 175.259,16

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

Sobrecarga inadmissível sob contingências N-1 nas LTs 230 kV Anastácio - Imbirussú ou Anastácio - Dourados em casos de Bolívia operando como importadora ou exportadora.

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-052/2025-r0, "ESTUDO DE INTERLIGAÇÃO INTERNACIONAL BRASIL - BOLÍVIA (ETAPA I)", agosto de 2025.
- [2] Custos Modulares da ANEEL – janeiro de 2025.

Sistema Interligado da Região SUL

EMPREENDIMENTO:

**LT 230 kV CORUMBÁ 2 - ANASTÁCIO C1 e C2 (CD)
(Ampliação/Adequação)**

ESTADO: **MS**

DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2029**

PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

JUSTIFICATIVA:

Melhorar parâmetros das LTs 230 kV Corumbá 2 - Anastácio C1/C2

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ x 1.000)

OBRAS:

Capacitor Série 230 kV, 1 x 63,25 Mvar 3Φ // Corumbá 2	150.472,54
2 CCS (Conexão de Capacitor Série) 230 kV, Arranjo BD4 // Corumbá 2	15.578,18

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: **R\$ 166.050,72**

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

Melhorar os parâmetros da linha para possibilitar exportação ou importação dos 420 MW da Bolívia, e operar adequadamente sob contingências N-1 nas LTs 230 kV Corumbá 2 - Anastácio C1/C2.

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-052/2025-r0, "ESTUDO DE INTERLIGAÇÃO INTERNACIONAL BRASIL - BOLÍVIA (ETAPA I)", agosto de 2025.
- [2] Custos Modulares da ANEEL – janeiro de 2025.

Sistema Interligado da Região CENTRO-OESTE

EMPREENDIMENTO:

LT 500 kV RIO VERDE NORTE - CHAPADÃO C1 (Nova)

ESTADO: **GO**

DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2034**

PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

JUSTIFICATIVA:

Abertura de margem no MS

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ x 1.000)

OBRAS:

Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 220 km	574.459,60
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 36,67 Mvar 1Φ // Rio Verde Norte	25.230,12
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 36,67 Mvar 1Φ // Chapadão	25.230,12
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Rio Verde Norte	14.139,78
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Chapadão	14.139,78
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Rio Verde Norte	4.046,73
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Chapadão	4.046,73

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS:

R\$ 661.292,86

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

Completar o anel de 500 kV que conecta GO - MS - PR, aumentando a robustez do corredor e a capacidade de intercâmbio de energia elétrica.

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-052/2025-r0, "ESTUDO DE INTERLIGAÇÃO INTERNACIONAL BRASIL - BOLÍVIA (ETAPA I)", agosto de 2025.
- [2] Custos Modulares da ANEEL – janeiro de 2025.

Sistema Interligado da Região SUL

EMPREENDIMENTO:

LT 500 kV CHAPADÃO - RIO BRILHANTE C1 (Nova)

ESTADO: **MS**

DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2034**

PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

JUSTIFICATIVA:

Abertura de margem no MS

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ x 1.000)

OBRAS:

Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 330 km	861.689,40
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 58,3 Mvar 1Φ // Chapadão	26.865,52
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 58,3 Mvar 1Φ // Rio Brilhante	26.865,52
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Chapadão	14.139,78
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Rio Brilhante	14.139,78
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Chapadão	4.046,73
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Rio Brilhante	4.046,73

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS:

R\$ 951.793,46

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

Completar o anel de 500 kV que conecta GO - MS - PR, aumentando a robustez do corredor e a capacidade de intercâmbio de energia elétrica.

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-052/2025-r0, "ESTUDO DE INTERLIGAÇÃO INTERNACIONAL BRASIL - BOLÍVIA (ETAPA I)", agosto de 2025.
- [2] Custos Modulares da ANEEL – janeiro de 2025.

Sistema Interligado da Região SUL

EMPREENDIMENTO:

SE 500 kV CHAPADÃO (Ampliação/Adequação)

ESTADO: **MS**

DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2029**

PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

JUSTIFICATIVA:

Abertura de margem no MS

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ x 1.000)

OBRAS:

1 IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	7.909,76
MIG (Terreno Rural)	29.762,66
3º ATF 230/138 kV, 1 x 225 MVA 3Φ	23.279,82
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	10.016,36
1 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	7.339,75
MIM - 138 kV	805,72

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: **R\$ 79.114,07**

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

Propicia abertura de capacidade remanescente para escoamento de geração de energia elétrica. Bancos de reatores de barra aumentam a flexibilidade operativa do sistema e melhoram as condições de energização das linhas em cenários de baixo carregamento.

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-052/2025-r0, "ESTUDO DE INTERLIGAÇÃO INTERNACIONAL BRASIL - BOLÍVIA (ETAPA I)", agosto de 2025.
- [2] Custos Modulares da ANEEL – janeiro de 2025.

Sistema Interligado da Região SUL

EMPREENDIMENTO:

SE 500 kV CHAPADÃO (Nova)

ESTADO: **MS**

DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2034**

PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

JUSTIFICATIVA:

Abertura de margem no MS

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ x 1.000)

OBRAS:

1º ATF 500/230 kV, (3+1R) x 400 MVA 1Φ	93.045,40
1 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	15.964,55
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	10.016,36
3 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	45.695,79
1º Reator de Barra 500 kV, 3 x 36,67 Mvar 1Φ	18.922,59
1 CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	12.608,21
MIM - 500 kV	14.144,53
MIM - 230 kV	1.259,62

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS:

R\$ 211.657,05

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

Propicia abertura de capacidade remanescente para escoamento de geração de energia elétrica. Bancos de reatores de barra aumentam a flexibilidade operativa do sistema e melhoram as condições de energização das linhas em cenários de baixo carregamento.

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-052/2025-r0, "ESTUDO DE INTERLIGAÇÃO INTERNACIONAL BRASIL - BOLÍVIA (ETAPA I)", agosto de 2025.
- [2] Custos Modulares da ANEEL – janeiro de 2025.

Sistema Interligado da Região SUL

EMPREENDIMENTO:

SE 440 kV ILHA SOLTEIRA 2 (Ampliação/Adequação)

ESTADO: **MS**

DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2029**

PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

JUSTIFICATIVA:

Abertura de margem no MS

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ x 1.000)

OBRAS:

5° ATF 440/230 kV, 3 x 150 MVA 1Φ	40.593,96
1 CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM	16.258,48
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	10.203,43
1 IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM	15.531,25
MIM - 440 kV	4.714,84
MIM - 230 kV	1.259,62

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS:

R\$ 88.561,58

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

Elevar a capacidade de intercâmbio de energia entre MS e SP, além de aliviar sobrecargas em cenários com alta geração no MS.

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-052/2025-r0, "ESTUDO DE INTERLIGAÇÃO INTERNACIONAL BRASIL - BOLÍVIA (ETAPA I)", agosto de 2025.
- [2] Custos Modulares da ANEEL – janeiro de 2025.

Sistema Interligado da Região SUL

EMPREENDIMENTO:

SE 525/230 kV SARANDI (Ampliação/Adequação)

ESTADO: **PR**

DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2029**

PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

JUSTIFICATIVA:

Sobrecargas em regime normal

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ x 1.000)

OBRAS:

3° ATF 525/230 kV, 3 x 224 MVA 1Φ	46.875,12
1 CT (Conexão de Transformador) 525 kV, Arranjo DJM	16.062,17
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	10.080,23
2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	30.687,46
MIM - 500 kV	9.315,83
MIM - 230 kV	1.244,41

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS:

R\$ 114.265,22

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

Evitar sobrecargas em regime normal e em contingências N-1, previsto o terceiro ATF em 2029 e o quarto em 2039.

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-052/2025-r0, "ESTUDO DE INTERLIGAÇÃO INTERNACIONAL BRASIL - BOLÍVIA (ETAPA I)", agosto de 2025.
- [2] Custos Modulares da ANEEL – janeiro de 2025.

Sistema Interligado da Região SUL

EMPREENDIMENTO:

SE 525/230 kV SARANDI (Ampliação/Adequação)

ESTADO: **PR**

DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2039**

PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

JUSTIFICATIVA:

Sobrecargas em regime de emergência

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ x 1.000)

OBRAS:

4º ATF 525/230 kV, 3 x 224 MVA 1Φ	46.875,12
1 CT (Conexão de Transformador) 525 kV, Arranjo DJM	16.062,17
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	10.080,23
MIM - 230 kV	1.180,54

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS:

R\$ 74.198,06

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

Evitar sobrecargas em regime normal e em contingências N-1, previsto o terceiro ATF em 2029 e o quarto em 2039.

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-052/2025-r0, "ESTUDO DE INTERLIGAÇÃO INTERNACIONAL BRASIL - BOLÍVIA (ETAPA I)", agosto de 2025.
- [2] Custos Modulares da ANEEL – janeiro de 2025.

Sistema Interligado da Região SUL

EMPREENDIMENTO:	ESTADO: MS
LT 500 kV RIO BRILHANTE - SARANDI C1 e C2 (CD) (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2029
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

JUSTIFICATIVA:

Abertura de margem no MS

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ x 1.000)

OBRAS:

Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 310 km	1.422.934,10
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Rio Brilhante	28.279,56
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Sarandi	28.279,56
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 58,3 Mvar 1Φ // Rio Brilhante	47.014,66
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 58,3 Mvar 1Φ // Sarandi	47.014,66
2 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Rio Brilhante	8.093,46
2 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Sarandi	8.093,46

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: **R\$ 1.589.709,46**

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

Criar capacidade remanescente para escoamento de geração de energia no estado de MS em direção ao PR, aliviando a sobrecarga da LT 230 kV Dourados - Guaíra (Iguatemi 2).

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-052/2025-r0, "ESTUDO DE INTERLIGAÇÃO INTERNACIONAL BRASIL - BOLÍVIA (ETAPA I)", agosto de 2025.
- [2] Custos Modulares da ANEEL – janeiro de 2025.

Sistema Interligado da Região SUL

EMPREENHIMENTO:	ESTADO: MS
SE 500 kV RIO BRILHANTE (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2029
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

JUSTIFICATIVA:

Abertura de margem no MS

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ x 1.000)

OBRAS:

1º e 2º ATF 500/230 kV, (6+1R) x 400 MVA 1Φ	162.829,45
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-200/+300) Mvar	112.536,80
1º Reator de Barra 500 kV, 3 x 58,3 Mvar 1Φ	20.149,14
2 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	31.929,10
2 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	20.032,72
1 CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	16.633,68
1 CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	12.608,21
4 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	60.927,72
1 IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	7.909,76
MIM - 500 kV	18.859,37
MIM - 230 kV	3.778,86
MIG (Terreno Rural)	27.197,55

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: **R\$ 495.392,36**

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

Propicia abertura de capacidade remanescente para escoamento de geração de energia elétrica. Também melhora a resposta inercial do sistema e o suporte de potência reativa. Apesar da forte hidraulicidade da região (margens do Rio Paraná) está prevista a entrada de grande volume de geração elétrica via conversores eletrônicos. Bancos de reatores de barra aumentam a flexibilidade operativa do sistema e melhoram as condições de energização das linhas em cenários de baixo carregamento.

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-052/2025-r0, "ESTUDO DE INTERLIGAÇÃO INTERNACIONAL BRASIL - BOLÍVIA (ETAPA I)", agosto de 2025.
- [2] Custos Modulares da ANEEL – janeiro de 2025.

Sistema Interligado da Região SUL

EMPREENDIMENTO:

LT 230 kV CORUMBÁ 2 - FRONTEIRA BOLÍVIA C1 (Nova)

ESTADO: **MS**

DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2029**

PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

JUSTIFICATIVA:

Conexão internacional

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ x 1.000)

OBRAS:

Circuito Simples, 500 kV, 50 Hz, 4 x 750 MCM (ACAR 18/19), 35 km	83.102,95
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo BDDD // Corumbá 2	16.781,68
MIM - 500 kV // Corumbá 2	4.714,84

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS:

R\$ 104.599,47

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

Linha de transmissão em 50 Hz, construída e operada pelo Brasil, que irá da SE Corumbá 2 até a fronteira com a Bolívia.

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-052/2025-r0, "ESTUDO DE INTERLIGAÇÃO INTERNACIONAL BRASIL - BOLÍVIA (ETAPA I)", agosto de 2025.
- [2] Custos Modulares da ANEEL – janeiro de 2025.

21 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

As avaliações socioambientais preliminares referentes às novas instalações de Rede Básica recomendadas neste estudo foram objeto da Nota Técnica NT-EPE-DEA-SMA-013/2025 [12], que complementa e acompanha este documento.