Empresa de Pesquisa Energética

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA E SOCIOAMBIENTAL DE ALTERNATIVAS:

RELATÓRIO R1

"Estudo de expansão das interligações regionais – Parte II: Expansão da capacidade de exportação da região Norte/Nordeste"

Novembro de 2022

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

PÁTRIA AMADA BRASIL GOVERNO FEDERAL

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

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

"ESTUDO DE EXPANSÃO DAS INTERLIGAÇÕES REGIONAIS – PARTE II: EXPANSÃO DA CAPACIDADE DE EXPORTAÇÃO DA REGIÃO NORTE/NORDESTE"

GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia
Ministro
Adolfo Sachsida

Secretário-Executivo do MME
Hailton Madureira de Almeida

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético
José Guilherme de Lara Resende

Secretário de Energia Elétrica
Ricardo Marques Alves Pereira

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis
Rafael Bastos da Silva

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral
Lilia Mascarenhas Sant'agostino

Empresa de Pesquisa Energética

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

Presidente
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Erik Eduardo Rego

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

Diretor de Gestão Corporativa
Angela Livino

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

Sede
SCN, Qd. 01, Bl. C, nº 85, Sl. 1712/1714
70711-902 - Brasília – DF
Escritório Central
Praça Pio X, 54
20091-040 - Rio de Janeiro – RJ

Coordenação Geral
Erik Eduardo Rego
Giovani Vitória Machado

Coordenação Executiva
Thiago de Faria Rocha Dourado Martins
Elisângela Medeiros de Almeida

Equipe Técnica
Estudos Elétricos
Bruno Scarpa A. da Silveira
Daniel José Tavares de Souza
Dourival de Souza Carvalho Junior
Fabiano Schmidt
Marcos Vinícius G. da S. Farinha
Rafael Theodoro Alves e Mello
Rodrigo Rodrigues Cabral
Sergio Felipe Falcão Lima
Thaís Pacheco Teixeira
Tiago Campos Rizzotto

Análise Socioambiental
André Cassino Ferreira
André Viola Barreto
Clayton Borges Silva
Kátia Gisele Matosinho

Colaboradores
Aline Pessanha do Amaral (estagiária)

Nº EPE-DEE-RE-018/2022-rev1
Data: 01/11/2022

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

Empresa de Pesquisa Energética	*Contrato*	*Data de assinatura*

Projeto

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

Área de estudo

Estudos do Sistema de Transmissão

Sub-área de estudo

Análise Técnico-econômica

Produto (Nota Técnica ou Relatório)

EPE-DEE-RE-018/2022-rev1 — **"Estudo de expansão das interligações regionais – Parte II: Expansão da capacidade de exportação da região Norte/Nordeste"**

Revisões	*Data*	*Descrição sucinta*
Rev0	31/03/2022	Emissão Original
Rev1	01/11/2022	i) Revisão da solução referencial de filtros e compensação reativa variável nas subestações Graça Aranha e Silvânia; ii) Ajustes nas recomendações de bancos de reatores de barra, bancos de reatores de linha e fase reserva; iii) Adição de análises elétricas complementares, contemplando novos cenários operativos; iv) Atualização da análise econômica e fichas PET, em função das revisões nas recomendações de equipamentos; v) Ajustes textuais pontuais.

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

APRESENTAÇÃO

Este relatório apresenta parte das soluções que estão sendo planejadas para possibilitar o escoamento dos montantes de oferta de geração prospectiva previstos para se concretizar na região Norte/Nordeste, bem como prover segurança elétrica para o atendimento à demanda do Sistema Interligado Nacional, no horizonte decenal.

Cabe ressaltar que este relatório corresponde ao segundo volume de um conjunto de documentos associados ao "Estudo de expansão das interligações regionais".

As recomendações constantes neste documento resultaram da análise de alternativas técnicas capazes de prover os ganhos de capacidade de interligação entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, identificados como necessários, a partir do primeiro volume do estudo (EPE-DEE-NT-072/2021-r0), emitido pela EPE, em julho de 2021.

A análise contempla os aspectos técnicos e econômicos, incorporando também, na Nota Técnica EPE/DEA/SMA-006/22, aspectos socioambientais associados às obras propostas.

Cabe ressaltar que as expansões apresentadas neste relatório compõem apenas a primeira parte da solução estrutural, em fase de planejamento, devendo a solução completa ser divulgada no próximo volume do estudo.

Atualizações da Revisão 1

A revisão 1 desse relatório contempla as seguintes alterações:

i) <u>Revisão da solução referencial de filtros e compensação reativa variável nas subestações Graça Aranha e Silvânia:</u>

- Alteração do número de unidades de compensação síncrona na subestação conversora Graça Aranha (itens 3.1 e 15.2.1);
- Alteração do número de unidades de compensação síncrona na subestação conversora Silvânia (itens 3.1, 6.7.4, 7.1.2 e 15.2.2);
- Recomendação de licitação dos compensadores síncronos localizados nas subestações conversoras de Graça Aranha e Silvânia em conjunto com a solução em corrente contínua (item 3.13);
- Revisão da solução referencial dos filtros das subestações Graça Aranha e Silvânia. O item 10.4.7 referente às condições mínimas de projeto foi reavaliado e torna obsoleta a versão anterior.

ii) <u>Ajustes nas recomendações de bancos de reatores de barra, bancos de reatores de linha e fase reserva:</u>

- Cancelada a recomendação de reatores de barra para as subestações de Trindade e Marimbondo 2, de modo a evitar duplicidade da informação. Tais equipamentos já haviam sido autorizados, em virtude da recomendação de estudo realizado pelo Operador Nacional do Sistema (item 3.1);

- Atualização nas recomendações de reatores e fase reserva, para a subestação Presidente Dutra, para a LT Marimbondo 2 – Campinas e para o seccionamento da LT Presidente Dutra – Teresina II, C1 e C2, na subestação Graça Aranha (item 3.1, 3.2);

- Ajuste no número de unidades de reatores monofásicos recomendados para as subestações Silvânia e Nova Ponte 3 (item 3.1), considerando a previsão de compartilhamento de fase reserva entre os novos bancos.

iii) Adição de análises elétricas complementares, contemplando novos cenários operativos:

- Avaliação do máximo valor de potência reativa que poderá ser injetado pela subestação conversora na rede de transmissão, na condição de carga leve e fluxo de potência ativa reduzido (item 10.4.8);

- Inclusão da análise de potência mínima e máxima de curto-circuito nas subestações conversoras (item 14.2);

- Inclusão da avaliação em regime dinâmico do Cenário 2 (Nordeste Exportador), no patamar de carga leve (15.3.4);

- Inclusão da avaliação em regime dinâmico do Cenário 3, considerando inércia mínima na região Sudeste para o patamar de carga média (15.3.5);

- Inclusão da avaliação em regime dinâmico do Cenário 4, considerando a operação do bipolo Nordeste 1 em sentido de transmissão reversa (15.3.6);

- Justificativa para emprego de máquinas síncronas na compensação reativa variável das subestações conversoras e melhor descrição dos requisitos para atendimento à plena capacidade de absorção de reativos especificada (15.2);

- Inclusão da avaliação do problema de fluxos circulantes e demonstração de possibilidade de modulação da potência do bipolo Graça Aranha - Silvânia para a otimização operativa do SIN (item 16);

- Inclusão de análises de ressonância e extinção de arco secundário (item 17).

iv) Atualização da análise econômica e fichas PET, em função das revisões nas recomendações de equipamentos (itens 9.3 e 22.5):

- Inclusão do custo e ficha PET da LT 500 kV Marimbondo 2 – Campinas, C1;

- Inclusão do custo e ficha PET do 3º transformador 3 x 400 MVA 500/400 kV e conexões na SE Ribeirão Preto;

- Ajuste do número de equipamentos e módulos de manobra nas subestações Graça Aranha, Silvânia, Nova Ponte 3 e linhas de transmissão associadas;

- Ajuste da capacidade e do número de módulos de manobra para os reatores de linha, após o seccionamento da LT Presidente Dutra – Teresina II, C1 e C2, na subestação Graça Aranha;

v) Ajustes textuais pontuais:

- Atualização do comprimento e da configuração da LT 500 kV Marimbondo 2 – Campinas C1 para o cabo 954 RAIL (item 3.1);

- Inclusão de orientação para o traçado da LT 500 kV Ribeirão Preto - Nova Ponte 3, na saída da subestação Ribeirão Preto, para evitar cruzamento de linhas futuras com linhas existentes e garantir viabilidade de expansão da transmissão (item 3.3);

- Atualização da Figura 10-6, no que se refere à ligação dos transformadores conversores;

- Alteração da terminologia *'Master Control*' pela terminologia *'Station Control*' (Item 10.5.2);

- Atualização da capacidade de exportação simultânea da região Norte/Nordeste para 26,6 GW (4.5.1);

- Correção da descrição do reator de linha recomendado para a LT 500 kV Nova Ponte 3 – Ribeirão Preto, C1 e C2 (CD), de 'reator de linha manobrável' para 'reator de linha fixo';

- Alteração dos diagramas unifilares referenciais das subestações de Graça Aranha e Silvânia, após recebimento de informações atualizadas do agente, durante o desenvolvimento do relatório R4 da subestação de Silvânia. Os novos diagramas encontram-se anexos no item 22.1.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 26

1.1 Considerações Iniciais 26

1.2 Estratégias para desenvolvimento dos estudos de planejamento 30

1.3 Objetivo 31

1.4 Premissas gerais 32

2 CONCLUSÕES 34

2.1 Análise econômica 35

3 RECOMENDAÇÕES 37

3.1 Obras recomendadas 37

3.2 Disponibilização de fase reserva para novos equipamentos 41

3.3 Recomendações gerais 42

3.4 Recomendações específicas para o sistema em corrente contínua 47

4 DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS 49

4.1 Critérios Básicos 49

4.2 Base de Dados 49

4.3 Limites Operativos 49

4.4 Parâmetros Econômicos 50

4.5 Cenários de Geração e Intercâmbio Energético 50

4.6 Patamares de Carga 53

4.7 Representação da Geração Indicativa 53

5 DIAGNÓSTICO 58

6 FORMULAÇÃO DE ALTERNATIVAS 60

6.1 Considerações iniciais acerca de tecnologias de transmissão 60

6.2 Concepção básica da solução de planejamento 61

6.3 Ponto de conexão da estação inversora na região Sudeste/Centro-Oeste 63

6.4 Pontos de conexão da estação retificadora na região Norte/Nordeste 64

6.5 Reforços 500 kV na Interligação Norte-Sul 75

6.6 Definição de alternativas para a potência nominal das conversoras 76

6.7 Reforços na malha 500 kV da Região Sudeste/Centro-Oeste 78

7 COMPOSIÇÃO FINAL DAS ALTERNATIVAS 81

7.1 Obras Comuns 81

7.2 Descrição de Alternativas 82

7.3 Ponto de Conexão da Retificadora: Alternativa 1 83

7.4 Ponto de Conexão da Retificadora: Alternativa 2 84

7.5 Ponto de Conexão da Retificadora: Alternativa 3 85

7.6 Ponto de Conexão da Retificadora: Alternativa 4 86

7.7 Ponto de Conexão da Retificadora: Alternativa 5 8883

7.8 Ponto de Conexão da Retificadora: Alternativa 6 89

7.9 Ponto de Conexão da Retificadora: Alternativa 7 90

7.10 Potência Conversoras e Reforço Norte-Sul: Alternativa A 91

7.11 Potência Conversoras e Reforço Norte-Sul: Alternativa B 93

7.12 Potência Conversoras e Reforço Norte-Sul: Alternativa C 94

8 ANÁLISE DE DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE 97

9 ANÁLISE ECONÔMICA 100

9.1 Premissas 100

9.2 Estimativa de custo das conversoras 100

9.3 Resultados da Análise Econômica 101

10 DETALHAMENTO DA ALTERNATIVA EM 800 KV CCAT 104

10.1 Concepção geral da linha de transmissão em 800 kV 104

10.2 Determinação do condutor 108

10.3 Linha de Transmissão Indicada 113

10.4 Conversoras CCAT 115

10.5 Principais Constatações 131

11 AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS EM CORRENTE ALTERNADA 133

11.1 Dados e Premissas 134

11.2 Critérios Para Análises Elétricas e Comparações Econômicas 135

11.3 Avaliações Econômicas 136

11.4 Características Técnicas da Solução de Referência 138

12 ANÁLISE DE SOBRETENSÕES À FREQUÊNCIA INDUSTRIAL 60 HZ 150

12.1 Análise em Regime Normal e em Contingência 151

12.2 Análise de Energização e Rejeição de Carga 152

13 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO 163

13.1 Superação de Disjuntores 163

14 ANÁLISE DOS ÍNDICES PREDITIVOS DE DESEMPENHO 167

14.1 Descrição dos índices preditivos167 134

14.2 Avaliação da potência de curto-circuito mínima e máxima nas conversoras 168

14.3 Avaliação do *Multi-Infeed* com base nos principais índices preditivos calculados para o sistema planejado 171

14.4 Principais constatações 172

15 ANÁLISE DE DESEMPENHO EM REGIME DINÂMICO 173

15.1 Premissas 174

15.2 Compensação Reativa Variável 174

15.3 Análise de desempenho na configuração de referência - Configuração I.A 181

15.4 Análise de sensibilidade de desempenho na Configuração II.B 212

15.5 Principais constatações das análises de desempenho dinâmico 217

16 OTIMIZAÇÃO DAS INTERLIGAÇÕES COM O BIPOLO NORDESTE 219

16.1 Avaliação sobre fluxos circulantes 219

16.2 Operação desotimizada 222

16.3 Modulação diária do Bipolo Graça Aranha-Silvânia 224

17 ANÁLISE DE RESSONÂNCIA E EXTINÇÃO DE ARCO SECUNDÁRIO 227

17.1 Procedimentos e Critérios de Análise 227

17.2 Seccionamento da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II, C1 e C2, na SE Graça Aranha 228

17.3 Viabilidade da Solução 224

18 RECOMENDAÇÕES PARA RELATÓRIOS R2 233

18.1 Linhas de Transmissão 233

18.2 Seccionamentos de Linhas de Transmissão 235

18.3 Transformadores 235

18.4 Linha de Transmissão e Conversoras CCAT (Elo CC) 236

19 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL 238

20 REFERÊNCIAS..... 239

21 EQUIPE TÉCNICA 242

22 ANEXOS 243

22.1 Diagramas unifilares referenciais 243

22.2 Parâmetros dos Equipamentos 246

22.3 Plano de Obras e Estimativa de Investimentos 248

22.4 Formulários de Consultas sobre a Viabilidade de Expansões da Subestação 340

22.5 Fichas PET 404

22.6 Tabelas de Comparação R1xR4 423

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 - Etapas contempladas no estudo de diagnóstico inicial das interligações regionais..... 26

Figura 1-2 – Expansão indicativa da geração renovável solar e eólica prevista no PDE 2030 para a Região Nordeste – Cenários de Referência e Superior 27

Figura 1-3 - Evolução da demanda no patamar de carga média, no período entre 2026 e 2033, em GW..... 28

Figura 1-4 - Necessidade de expansão da capacidade de exportação total do NNE. 29

Figura 1-5 - Necessidade de expansão da capacidade de exportação total da região Nordeste. 29

Figura 1-6 – Cronograma de Estudos EPE 31

Figura 2-1 – Alternativas avaliadas para expansão da capacidade das interligações regionais 34

Figura 3-1 – Diagrama eletrogeográfico 39

Figura 3-2– Detalhamento dos reforços na malha de transmissão em corrente alternada nas vizinhanças dos terminais retificador (A) e inversor (B) 39

Figura 3-3 – Diagrama Esquemático – Reforços Sudeste/Centro-Oeste e Interligação Norte-Sul 40

Figura 3-4 - Diagrama Esquemático – Reforços na Região Norte/Nordeste..... 41

Figura 3-5 – Diagrama esquemático dos requisitos de distanciamento em circuitos atendendo a SE conversora Graça Aranha 44

Figura 3-6– Diagrama esquemático para diretriz de traçado da LT 500kV Ribeirão Preto – Nova Ponte 3 na saída da SE Ribeirão Preto 45

Figura 4-1 – Representação dos clusters de geração indicativa no subsistema Nordeste. 54

Figura 5-1 - Necessidade de expansão da capacidade de exportação total do NNE. 59

Figura 6-1 – Concepção básica para os novos corredores de transmissão em corrente contínua 61

Figura 6-2 – Tempo de permanência da exportação da Região Nordeste – 2015-2021 (Fonte: ONS) 62

Figura 6-3 - Pontos avaliados para conexão da retificadora. 65

Figura 6-4 – Carregamento BCS LT 500 kV Imperatriz – Colinas C1 na contingência do C2 67

Figura 6-5 - Carregamento BCS LT 500 kV Itacaiúnas– Colinas C1 na contingência da LT 500 kV Imperatriz – Colinas C1 ou C2..... 68

Figura 6-6 - Carregamento LT 500 kV Marabá – Itacaiúnas C1/C2 na contingência de um dos circuitos 69

Figura 6-7 - Carregamento LT 500 kV Presidente Dutra – Graça Aranha C1/C2 na contingência de um dos circuitos..... 70

Figura 6-8 - Carregamento BCS LT 500 kV Imperatriz – Presidente Dutra C1/C2 na contingência de um dos circuitos 71

Figura 6-9 - Carregamento BCS LT 500 kV Gurupi – Serra da Mesa C1/C2 na contingência da LT 500 kV Peixe2 – Serra da Mesa 2 72

Figura 6-10 - Carregamento BCS da LT 500 kV Miracema – Gurupi C3, na contingência da LT 500 kV Miracema – Gurupi C1..... 73

Figura 6-11 - Carregamento BCS da LT 500 kV Serra da Mesa - Samambaia C2, na contingência da LT 500 kV Serra da Mesa - Samambaia C1 74

Figura 6-12 - Carregamento LT 500 kV Serra da Mesa - Luziânia, em condição normal 74

Figura 6-13 – Ilustração esquemática dos eixos oeste (amarelo) e leste (azul)..... 76

Figura 7-1 – Diagrama representativo das obras comuns 82
Figura 7-2 – Alternativa 1 84
Figura 7-3 – Alternativa 2 85
Figura 7-4 – Alternativa 3 86
Figura 7-5 – Alternativa 4 87
Figura 7-6 – Alternativa 5 88
Figura 7-7 – Alternativa 6 89
Figura 7-8 – Alternativa 7 90
Figura 7-9 – Alternativa A 92
Figura 7-10 – Alternativa B 94
Figura 7-11 – Alternativa C 96
Figura 9-1 – Estimativa de custo das conversoras CA/CC 101
Figura 9-2 - Gráfico de comparação econômica de alternativas 103
Figura 10-1 – Custos da linha de transmissão em ±800 kV CC em função da bitola do condutor 109
Figura 10-2 – Custo total em função do fator de perdas (ELEKTRA) 110
Figura 10-3 - Custo total em função do custo das perdas (ELEKTRA) 111
Figura 10-4 – Planta de perfil da linha em 800 kV CC com estruturas e vão típicos 114
Figura 10-5 – Disposição geométrica dos condutores (6x CAA 1590 Lapwingw por polo) e para-raios da linha de transmissão em ± 800 kV 115
Figura 10-6 – Alternativas de arranjo das pontes conversoras para transmissão da ordem de 5.000 MW 119
Figura 10-7 – Alternativas de configuração dos transformadores conversores 120
Figura 10-8- Chaveamento dos sub-bancos de 350 Mvar em Silvânia, no cenário de curto mínimo. 124
Figura 11-1 - Dados técnicos básicos da LT 500 kV Barro Alto – Trindade, C1, CS 138
Figura 11-2 Dados técnicos básicos da LT 500 kV Silvânia – Nova Ponte 3, C1 e C2, CD 140
Figura 11-3 - Dados técnicos básicos da LT 500 kV Marimbondo 2 – Campinas, C1, CS 141
Figura 11-4 - Dados técnicos básicos da LT 500 kV Presidente Dutra – Graça Aranha, C3 e C4, CS. 143
Figura 11-5 - Dados técnicos básicos da LT 500 kV Miracema – Gurupi, C4, CS 144
Figura 11-6 - Dados técnicos básicos do Seccionamento da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II, C1, em CD 146
Figura 11-7 - Dados técnicos básicos do Seccionamento da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II, C2, em CS 147
Figura 12-1 - Sequência de Energização LT 500 kV Silvânia - Nova Ponte 3 CD. 153
Figura 12-2 – Rejeição LT 500 kV Silvânia – Nova Ponte 3 CD: por cada terminal e dupla 154
Figura 12-3 - Sequência de energização LT 500 kV Nova Ponte 3 - Ribeirão Preto. 155
Figura 12-4 - Rejeição de carga no Eixo Nova Ponte 3 – Ribeirão Preto, C1 e C2: por terminal e dupla 156
Figura 12-5 - Sequência de Energização LT 500 kV Marimbondo 2 - Campinas: por ambos os lados 157
Figura 12-6 - Rejeição de carga LT 500 kV Marimbondo 2 - Campinas, C1. 157

Figura 12-7 - Energização eixo Graça Aranha – Teresina 2, C1 e C2 158
Figura 12-8 - Rejeição de carga eixo Graça Aranha – Teresina 2: por ambos os terminais 159
Figura 12-9 - Energização eixo Gurupi – Porangatu 2 – Barro Alto: ambos os terminais. 160
Figura 12-10 - Rejeição de Carga eixo – Gurupi – Porangatu 2 – Barro Alto - Trindade 161
Figura 12-11 - Sequência de energização LT 500 kV Barro Alto - Trindade, C1 162
Figura 15-1 – Cenário 1 – (a) Tensão na SE Graça Aranha e (b) Potência reativa do CS de Graça Aranha – Bloqueio do bipolo Nordeste 1 177
Figura 15-2 – Cenário 1 – Potência nos elos CCAT – Bloqueio do bipolo Xingu-Estreito 177
Figura 15-3 – Cenário 1 – (a) Potência e (b) ângulo alfa da retificadora bipolo Graça Aranha – Bloqueio bipolo Xingu-Estreito 178
Figura 15-4 – Cenário 1 – Potência no bipolo Nordeste I – Bloqueio do bipolo Xingu-Estreito 179
Figura 15-5 – Cenário 1 – Potência nos polos da retificadora bipolo Nordeste I – Bloqueio do polo .179
Figura 15-6 – Cenário 1 – (a) Potência ativa no bipolo Nordeste I (b) Potência reativa dos CS em Silvânia – Curto-circuito monofásico Araraquara2 180
Figura 15-7– Cenário 1 - Tensão na SE Terminal Rio – Curto-circuito monofásico Araraquara2 181
Figura 15-8 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Bloqueio de Polo do Bipolo Nordeste I 182
Figura 15-9– Cenário 1 - Tensão nas barras da interligação NNE-SE após bloqueio de polo do Bipolo Nordeste I 182
Figura 15-10 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Bloqueio do bipolo Nordeste I 183
Figura 15-11– Cenário 1 - Tensão nas barras da interligação NNE-SE após bloqueio bipolo Nordeste I 183
Figura 15-12 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Bloqueio do bipolo Nordeste I – sobrecarga bipolo Xingu-Estreito 184
Figura 15-13– Cenário 1 - Tensão nas barras conversoras e da interligação CA após bloqueio do bipolo Nordeste 1– seguido de sobrecarga do bipolo Xingu-Estreito 184
Figura 15-14 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Araraquara2 seguido de abertura da LT Araraquara - Itatiba 185
Figura 15-15– Cenário 1 - Tensão nas barras conversoras e da interligação CA – Curto-circuito Monofásico em Araraquara 2 seguido de abertura da LT Araraquara - Itatiba 185
Figura 15-16 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Silvânia 186
Figura 15-17 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Silvânia com falha de comutação forçada em todos elos CCAT 186
Figura 15-18– Cenário 1 - Tensão nas barras conversoras e da interligação CA – Curto-circuito Monofásico em Silvânia com falha de comutação forçada em todos elos CCAT 187
Figura 15-19 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Bloqueio de Polo do Bipolo Nordeste I 188
Figura 15-20– Cenário 1 - Tensão nas barras da interligação NNE-SE após bloqueio de polo do Bipolo Nordeste 1 188
Figura 15-21 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Bloqueio do bipolo Nordeste I 189
Figura 15-22– Cenário 1 - Tensão nas barras conversoras e da interligação NNE-SE após bloqueio bipolo Nordeste I 189
Figura 15-23 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Araraquara2 190

Figura 15-24– Cenário 1 - Tensão nas barras conversoras e da interligação CA – Curto-circuito Monofásico em Araraquara2 190

Figura 15-25 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Silvânia.....191

Figura 15-26 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Silvânia com falha de comutação forçada em todos elos CCAT.....192

Figura 15-27– Cenário 1 - Tensão nas barras conversoras e da interligação CA – Curto-circuito Monofásico em Silvânia com falha de comutação forçada em todos os elos CCAT.....192

Figura 15-28 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Bloqueio do bipolo Nordeste I.....193

Figura 15-29– Cenário 1 - Tensão nas barras da interligação NNE-SE após bloqueio bipolo Nordeste I 194

Figura 15-30 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Araraquara2....194

Figura 15-31 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Araraquara2 com falha de comutação forçada em todos elos CCAT.....195

Figura 15-32– Cenário 1 - Tensão nas barras conversoras e da interligação CA – Curto-circuito Monofásico em Araraquara2 com falha de comutação forçada em todos elos CCAT 195

Figura 15-33 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Silvânia.....196

Figura 15-34 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Silvânia com falha de comutação forçada em todos elos CCAT.....196

Figura 15-35– Cenário 1 - Tensão nas barras conversoras e da interligação CA – Curto-circuito Monofásico em Silvânia com falha de comutação forçada em todos elos CCAT 197

Figura 15-36 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Bloqueio do bipolo Nordeste I.....198

Figura 15-37– Cenário 1 - Tensão nas barras da interligação NNE-SE após bloqueio bipolo Nordeste I 198

Figura 15-38 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Araraquara2....199

Figura 15-39– Cenário 1 - Tensão nas barras conversoras e da interligação CA – Curto-circuito Monofásico em Araraquara2 199

Figura 15-40 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Silvânia.....200

Figura 15-41 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Silvânia com falha de comutação forçada em todos elos CCAT.....200

Figura 15-42– Cenário 1 - Tensão nas barras conversoras e da interligação CA – Curto-circuito Monofásico em Silvânia com falha de comutação forçada em todos elos CCAT 201

Figura 15-43 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Bloqueio de Polo do Bipolo Nordeste I 202

Figura 15-44– Cenário 1 - Tensão nas barras da interligação NNE-SE após bloqueio de polo do Bipolo Nordeste 1 202

Figura 15-45 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Bloqueio do bipolo Nordeste I.....203

Figura 15-46– Cenário 1 - Tensão nas barras da interligação NNE-SE após bloqueio bipolo Nordeste I 203

Figura 15-47 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Araraquara2 seguido de abertura da LT Araraquara - Itatiba.....204

Figura 15-48– Cenário 1 - Tensão nas barras conversoras e da interligação CA – Curto-circuito Monofásico em Araraquara 2 seguido de abertura da LT Araraquara - Itatiba 205

Figura 15-49 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Silvânia.....205

Figura 15-50 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Silvânia com falha de comutação forçada em todos elos CCAT 206

Figura 15-51– Cenário 1 - Tensão nas barras conversoras e da interligação CA – Curto-circuito Monofásico em Silvânia com falha de comutação forçada em todos elos CCAT 206

Figura 15-52– Cenário 4 - Fluxos médios de recebimento e fornecimento entre N/NE e SE/CO no ano 2028 (PDE 2031) 207

Figura 15-53 – Cenário 4 - Potência nos Elos CCAT – Bloqueio do bipolo Nordeste I 208

Figura 15-54– Cenário 4 - Tensão nas barras da interligação NNE-SE após bloqueio bipolo Nordeste I 209

Figura 15-55 – Cenário 4 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Araraquara2 210

Figura 15-56– Cenário 4 - Tensão nas barras das conversoras – Curto-circuito Monofásico em Araraquara2 210

Figura 15-57 – Cenário 4 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em G. Aranha 211

Figura 15-58– Cenário 4 - Tensão nas barras das conversoras – Curto-circuito Monofásico em G. Aranha 211

Figura 15-59 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Bloqueio de Polo do Bipolo Nordeste I 213

Figura 15-60-Cenário 1-Tensão nas barras da interligação NNE-SE após bloqueio de polo do Bipolo Nordeste I 213

Figura 15-61– Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Bloqueio do bipolo Nordeste I 214

Figura 15-62-– Cenário 1 - Tensão nas barras conversoras e da interligação NNE-SE após bloqueio bipolo Nordeste I 214

Figura 15-63 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Araraquara2 215

Figura 15-64-– Cenário 1 - Tensão nas barras conversoras e da interligação CA – Curto-circuito Monofásico em Araraquara2 215

Figura 15-65- – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Silvânia 216

Figura 15-66 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Silvânia com falha de comutação forçada em todos elos CCAT 216

Figura 15-67 – Cenário 1 - Tensão nas barras conversoras e da interligação CA – Curto-circuito Monofásico em Silvânia com falha de comutação forçada em todos os elos CCAT 217

Figura 16-1 – Sentido dos fluxos em operação coerente e com fluxo circulante 220

Figura 16-2 – Diagrama interligações Norte-Nordeste-Sudeste - operação coerente no cenário úmido 221

Figura 16-3 – Diagrama interligações Norte-Nordeste-Sudeste - *loop flow* no cenário úmido 221

Figura 16-4 – Exemplo de sentido de fluxos otimizados e desotimizado nas interligações - cenário seco 222

Figura 16-5 – Diagrama interligações Norte-Nordeste-Sudeste desotimizado otimizado seco 223

Figura 16-6 – Diagrama interligações Norte-Nordeste-Sudeste despacho otimizado seco 224

Figura 16-7 – Fluxos interligações Norte-Nordeste-Sudeste 226

Figura 17-1 LT 500 kV Graça Aranha – Teresina II, C2. Prospecção da tensão induzida, em kV valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados. Terminal Graça Aranha. 229

Figura 17-2 LT 500 kV Graça Aranha – Teresina II, C1 e C2. Prospecção da tensão induzida, em kV valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados. Terminal Graça Aranha. Ressonância paralela. 230

Figura 17-3 LT 500 kV Graça Aranha – Teresina II, C1 e C2. Prospecção da tensão induzida, em kV valor eficaz, com reatores de neutro de 340 Ω e 250 Ω. Terminal Graça Aranha. Ressonância paralela. 231

Figura 17-4 LT 500 kV Graça Aranha – Teresina II, C1 e C2. Prospecção da tensão nos reatores de neutro de 250 Ω, em kV valor eficaz. Terminal Teresina II. Ressonância paralela. 231

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2-1 – Valor total dos investimentos das alternativas (R$ x 1000) 36
Tabela 3-1 – Alternativa 6B – Principais obras em linhas de transmissão 37
Tabela 3-2 – Alternativa 6B – Principais obras em subestações de Rede Básica 38
Tabela 3-3 – Alternativa 6B – Compartilhamento de fases reserva de Reatores de Linha 41
Tabela 3-4 – Alternativa 6B – Compartilhamento de fases reserva de Reatores de Barra 42
Tabela 3-5 – Compartilhamento de fases reserva de Transformadores 42
Tabela 4-1 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão 49
Tabela 4-2 – Características técnicas consideradas para a geração térmica prospectiva 55
Tabela 4-3 – Potenciais Indicativos Considerados 56
Tabela 5-1 – Limites para maior exploração da capacidade de transferência entre as regiões Norte/Nordeste para Sudeste/Centro-Oeste 58
Tabela 5-2 – Quadro resumo dos limites de capacidade das interligações [MW] 58
Tabela 7-1 – Matriz de alternativas com realização de análise técnico-econômica 83
Tabela 8-1 - Linhas com sobrecarga em regime normal e emergência com e sem as obras do estudo. 97
Tabela 8-2 - Linhas com sobrecarga em contingência com e sem as obras do estudo. 98
Tabela 8-3 - Linhas com maiores diferenças de carregamento com a entrada em operação dos reforços. 98
Tabela 9-1 - Investimentos totais 102
Tabela 9-2 – Composição dos rendimentos necessários e perdas das alternativas analisadas 102
Tabela 9-3 - Custos totais (Rendimentos Necessários e Perdas Elétricas) das alternativas 103
Tabela 10-1 - Valores limites adotados para a análise das configurações das linhas 106
Tabela 10-2 - Parâmetros ambientais adotados na concepção da linhas de transmissão 106
Tabela 10-3 – Custos de instalação, perdas e total, em função do condutor, para linha em ± 800 kV 108
Tabela 10-4 – Queda de tensão total (%) na linha em 800 kV, potência nominal, por polo, em função do comprimento total, e do condutor a 50 C. 112
Tabela 10-5 - Sumário dos principais resultados técnicos para LT 800 kV CC com 6 condutores por polo CAA 1590 MCM Lapwing 113
Tabela 10-6 - Coordenadas dos condutores no centro do feixe na torre típica de LT 800 kV CC 114
Tabela 10-7 - Estimativa da potência da inversora em transmissão direta 117
Tabela 10-8 - Carregamento do bipolo em transmissão reversa 118
Tabela 10-9- Valores de tensão observados no chaveamento de sub-bancos em Silvânia, módulos de 350 Mvar, no cenário de curto-circuito mínimo. 124
Tabela 10-10 -Variação de tensão após desligamento de um sub-banco. 125
Tabela 10-11 – Máxima potência reativa fornecida à rede em potência ativa reduzida 128
Tabela 11-1 Dados do ambiente 134
Tabela 11-2 Dados para avaliação econômica 134

Tabela 11-3 Dados do sistema – Fluxos para cálculo de perdas 135

Tabela 11-4 Dados do sistema – Fluxos máximos observados para diferentes condições de operação 135

Tabela 11-5 Configurações com menor custo total - Tronco 500 kV Gurupi – Porangatu 2 – Barro Alto – Trindade, C1, CS.....136

Tabela 11-6 Configurações com menor custo total - Tronco 500 kV Silvânia – Nova Ponte 3 – Ribeirão Preto, C1 e C2, CD.....137

Tabela 11-7 Configurações com menor custo total - LT 500 kV Marimbondo 2 - Campinas, C1, CS .137

Tabela 11-8 Características elétricas básicas do Tronco 500 kV Gurupi – Porangatu 2 – Barro Alto – Trindade, C1, CS 138

Tabela 11-9 Coordenadas da silhueta típica do Tronco 500 kV Gurupi – Porangatu 2 – Barro Alto – Trindade, C1, CS 139

Tabela 11-10 Coordenadas relativas dos subcondutores do Tronco 500 kV Gurupi – Porangatu 2 – Barro Alto – Trindade, C1, CS 139

Tabela 11-11 Características elétricas básicas do Tronco 500 kV Silvânia – Nova Ponte 3 – Ribeirão Preto, C1 e C2, CD.....139

Tabela 11-12 Coordenadas da silhueta típica do Tronco 500 kV Silvânia – Nova Ponte 3 – Ribeirão Preto, C1 e C2, CD.....140

Tabela 11-13 Características elétricas básicas da LT 500 kV Marimbondo 2 – Campinas, C1, CS 141

Tabela 11-14 Coordenadas da silhueta típica da LT 500 kV Marimbondo 2 – Campinas, C1, CS 142

Tabela 11-15 Características elétricas básicas da LT 500 kV Presidente Dutra – Graça Aranha, C3 e C4, CS 142

Tabela 11-16 Coordenadas da silhueta típica da LT 500 kV Presidente Dutra – Graça Aranha, C3 e C4, CS.....143

Tabela 11-17 Características elétricas básicas da LT 500 kV Miracema – Gurupi, C4, CS 144

Tabela 11-18 Coordenadas da silhueta típica da LT 500 kV Miracema – Gurupi, C4, CS.....145

Tabela 11-19 Características elétricas básicas do Seccionamento da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II, C1, em CD 145

Tabela 11-20 Coordenadas da silhueta típica do Seccionamento da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II, C1, em CD 146

Tabela 11-21 Características elétricas básicas do Seccionamento da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II, C2, em CS.....147

Tabela 11-22 Coordenadas da silhueta típica do Seccionamento da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II, C2, em CS.....148

Tabela 11-23 Coordenadas relativas dos subcondutores do Seccionamento da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II, C2, em CS 148

Tabela 11-24 Estimativas iniciais para faixa de segurança 149

Tabela 12-1 – Parâmetros utilizados para três configurações de LT.....150

Tabela 12-2 - Limites de tensão adotados para condição normal e de emergência 151

Tabela 12-3 – Reatores de barra.....152

Tabela 13-1 - Evolução do nível de curto-circuito em subestações em torno dos reforços CA/CC. ...164

Tabela 13-2 - Evolução do nível de curto-circuito assimétrico em barramentos em torno de reforços CA.....165

Tabela 14-1 - Potência mínima de curto-circuito nas conversoras operando em sentido direto – 2 CS Graça. Aranha 168

Tabela 14-2 - Potência mínima de curto-circuito nas conversoras operando em sentido direto – 3 CS Graça Aranha 169

Tabela 14-3 - Potência mínima de curto-circuito na SE G. Aranha em N-1 operando em sentido direto 169

Tabela 14-4 - Potência mínima de curto-circuito na SE Silvânia em N-1 operando em sentido direto 170

Tabela 14-5 - Potência mínima de curto-circuito nas conversoras operando em sentido reverso 170

Tabela 14-6 - Potência máxima de curto-circuito nas conversoras operando em sentido direto.....170

Tabela 14-7 - Potência máxima de curto-circuito nas conversoras operando em sentido reverso.....170

Tabela 14-8 – Potencial de Interação entre elos CCAT do sistema planejado.....171

Tabela 14-9 –Valores de SCR nos cenários dimensionadores do estudo 172

Tabela 17-1 LT 500 kV Graça Aranha – Teresina II, C2. Corrente de arco secundário a 60 Hz, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados. 229

Tabela 18-1 Relação de linhas ou troncos de transmissão recomendados para elaboração de relatório R2 233

Tabela 18-2 Relação de transformadores recomendados para elaboração de relatório R2 236

Tabela 18-3 Relação de obras recomendadas para elaboração de estudos complementares 237

Tabela 22-1 – Alternativa 6B - Características Elétricas das Linhas de Transmissão Recomendadas.246

Tabela 22-2 – Antecipações Norte de Minas Gerais - Características Elétricas das Linhas de Transmissão Recomendadas.....247

Tabela 22-3 – Alternativa 6B - Características Elétricas dos Seccionamentos de Linhas de Transmissão 247

Tabela 22-4 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 1A (R$ x 1000) 248

Tabela 22-5 - Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 2A(R$ x 1000) 253

Tabela 22-6 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 3A (R$ x 1000) 258

Tabela 22-7 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 4A (R$ x 1000) 263

Tabela 22-8 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 5A (R$ x 1000) 268

Tabela 22-9 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 6A (R$ x 1000) 273

Tabela 22-10 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 7A (R$ x 1000) 279

Tabela 22-11 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 1B (R$ x 1000) 284

Tabela 22-12 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 2B (R$ x 1000) 289

Tabela 22-13 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 3B (R$ x 1000) 294
Tabela 22-14 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 4B (R$ x 1000) 299
Tabela 22-15 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 5B (R$ x 1000) 304
Tabela 22-16 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 6B – Alternativa Vencedora (R$ x 1000).....310
Tabela 22-17 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 7B(R$ x 1000) 315
Tabela 22-18 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 1C(R$ x 1000) 320
Tabela 22-19 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 4C(R$ x 1000) 327
Tabela 22-20 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 6C (R$ x 1000) 333

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
AEGE	Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia Elétrica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ATR	Autotransformador
C1	Primeiro Circuito
C2	Segundo Circuito
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCAT	Corrente Contínua em Alta Tensão
CD	Circuito Duplo
CME	Custo Marginal de Expansão
CPST	Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão
CS	Circuito Simples
ESCR	*Effective Short Circuit Ratio*
GD	Geração Distribuída
LCC	*Line-Commutated Converter*
LT	Linha de Transmissão
MIIF	*Multi-Infeed Interaction Factor*
MPO	Manual de Procedimentos da Operação
MW	Megawatt
NT	Nota Técnica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PDE	Plano Decenal de Energia
POTEE	Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica
SCR	*Short Circuit Ratio*
SE	Subestação
SIGEL	Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico
SIL	*Surge Impedance Loading*
SIN	Sistema Interligado Nacional
VSC	*Voltage Source Converters*

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

Em julho de 2021, a EPE emitiu um estudo de diagnóstico das interligações regionais [1], realizado a partir de uma análise multi-cenários, balizada pelas indicações do Plano Decenal de Energia 2030 (PDE 2030) [2]. Como principal constatação do estudo, foi identificada a necessidade de expansão da capacidade das interligações regionais do sistema elétrico brasileiro.

O documento foi elaborado com foco específico nas interligações entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, considerando a forte expansão da oferta de geração renovável prevista para ocorrer ao longo dos próximos anos, preponderantemente na região Nordeste.

Tal estudo de diagnóstico contemplou quatro etapas importantes, descritas na Figura 1-1.

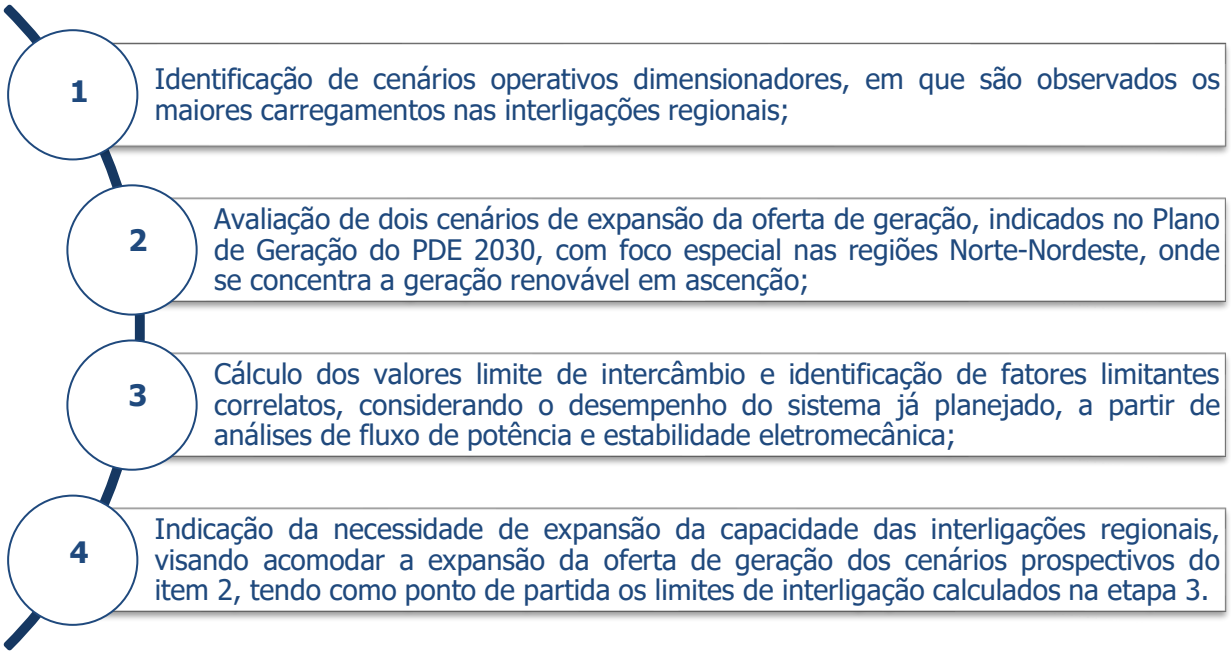


Figura 1-1 - Etapas contempladas no estudo de diagnóstico inicial das interligações regionais

No que se refere à avaliação de cenários prospectivos, foram considerados, naquele momento: (i) as projeções de mercado informadas pelas distribuidoras de energia para o horizonte decenal; (ii) os montantes de oferta de geração já confirmada[1], até 2025, tanto no Ambiente de Contratação Livre –

[1] No referido estudo de diagnóstico considerou-se como confirmada, além da geração já em operação no SIN, os novos projetos de geração com Parecer de Acesso ou CUST/CUSD assinado, até a data de referência de 19 de abril de 2021, quando foi realizada consulta, pela EPE, ao sistema *SGAcesso - Sistema de Gestão dos Processos de Acesso*, do ONS. Cabe destacar que após atualização da consulta, em janeiro de 2022, verificou-se que o montante de geração confirmada já possui, em sua totalidade, contratos assinados.

ACL quanto no Ambiente de Contratação Regulada – ACR e (iii) os montantes de expansão de geração indicativa apontados pelo PDE 2030, a partir de 2026.

A Figura 1-2 resume a evolução esperada para a capacidade instalada em geração renovável (eólica e solar) na região Norte/Nordeste, ao longo do horizonte do referido estudo de diagnóstico.

Nota-se que, até o ano 2025, foram contabilizados 34 GW de geração já contratada e que, a partir do ano 2026, foi considerada uma expansão indicativa adicional, balizada por dois cenários de expansão possíveis avaliados no PDE2030, o Cenário de Referência e o Cenário Superior, nos quais consideram-se incrementos anuais de 2.8 GW e 4.8 GW em geração eólica e solar, respectivamente. Com essas taxas de crescimento de geração, é esperado um incremento total da capacidade instalada em fontes renováveis entre 23 GW e 38 GW, na região Norte/Nordeste, até o ano de 2033, totalizando uma capacidade instalada entre 57 GW e 72 GW, a depender do cenário analisado.

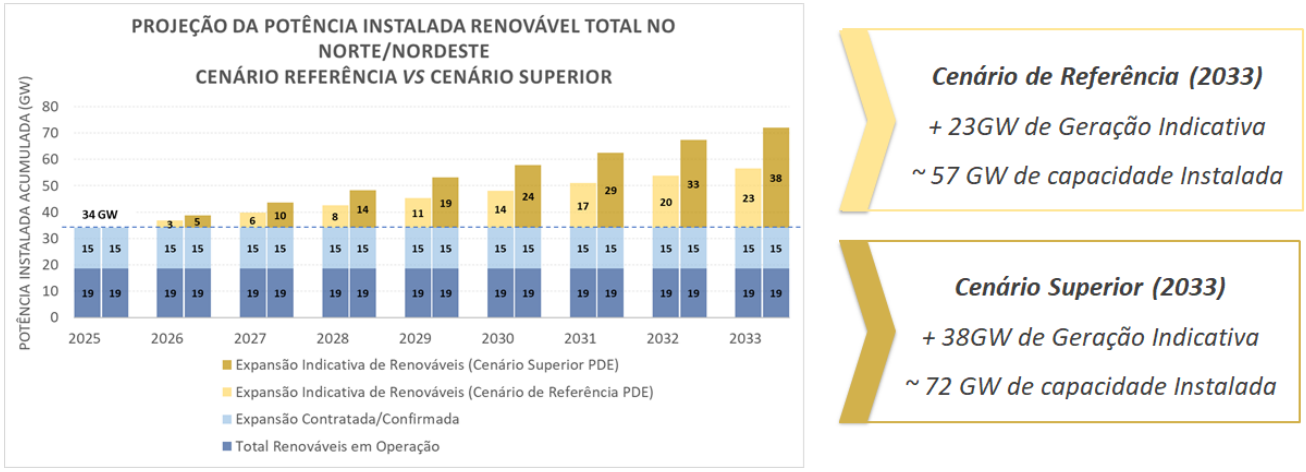


Figura 1-2 – Expansão indicativa da geração renovável solar e eólica prevista no PDE 2030 para a Região Nordeste – Cenários de Referência e Superior

A Figura 1-3 ilustra a evolução da carga do SIN, no patamar de carga média, informada pelas distribuidoras de energia, para a elaboração dos casos de fluxo de potência do PDE2030, indicando que a referida expansão da oferta de geração, preponderantemente renovável, no Norte/Nordeste, também deverá ser acompanhada, no mesmo período analisado, por uma expressiva evolução da demanda de potência, da ordem de 23GW no SIN, dos quais 17GW concentram-se nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do país.

Tal aspecto evidencia a necessidade de ampliação da capacidade das interligações regionais principalmente entre o sistema Norte/Nordeste, de característica predominantemente exportadora de energia, para os subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste, que concentram as maiores projeções de crescimento de carga.

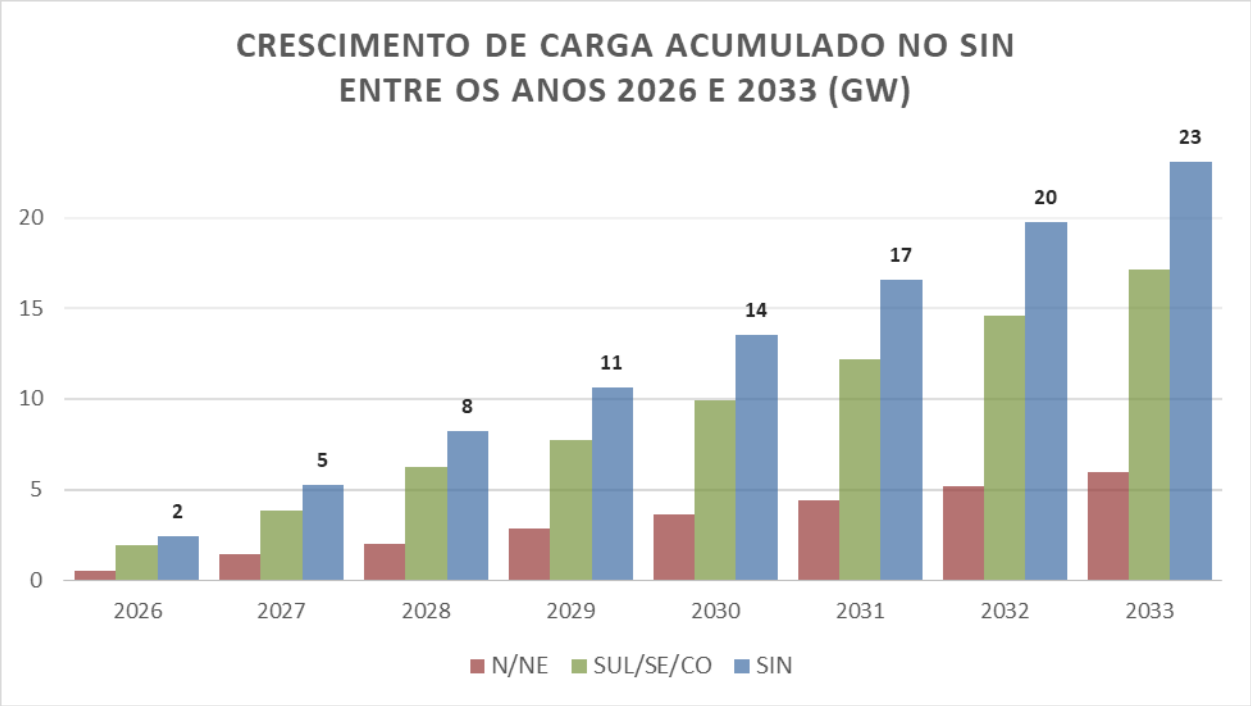


Figura 1-3 - Evolução da demanda no patamar de carga média, no período entre 2026 e 2033, em GW.

Levando em consideração os valores de geração e demanda prospectivos, bem como os limites de intercâmbio calculados para a rede de transmissão já planejada, foram determinadas, de forma simplificada, a partir da técnica de balanço estático, a necessidade de expansão da capacidade de exportação conjunta das regiões Norte/Nordeste, ilustrada na Figura 1-4, e a necessidade de expansão da capacidade de exportação total da região Nordeste, individualmente, ilustrada na Figura 1-5, as quais podem atingir valores entre 18 GW e 31 GW, até o ano 2033, a depender do cenário analisado.

Nota-se a partir das figuras que, nos anos iniciais do horizonte, há necessidade mais expressiva de expansão da capacidade de exportação conjunta das regiões Norte e Nordeste, demandando reforços de transmissão que sejam capazes de solucionar restrições ao escoamento dos excedentes de energia disponíveis simultaneamente em ambas essas regiões para outros subsistemas.

Por outro lado, ao avançar do horizonte, nota-se que acréscimos mais expressivos passam a ser demandados, também, para a capacidade de exportação individual da região Nordeste, indicando a necessidade de recomendação de soluções específicas para viabilizar o escoamento dos excedentes de geração concentrados nesse subsistema.

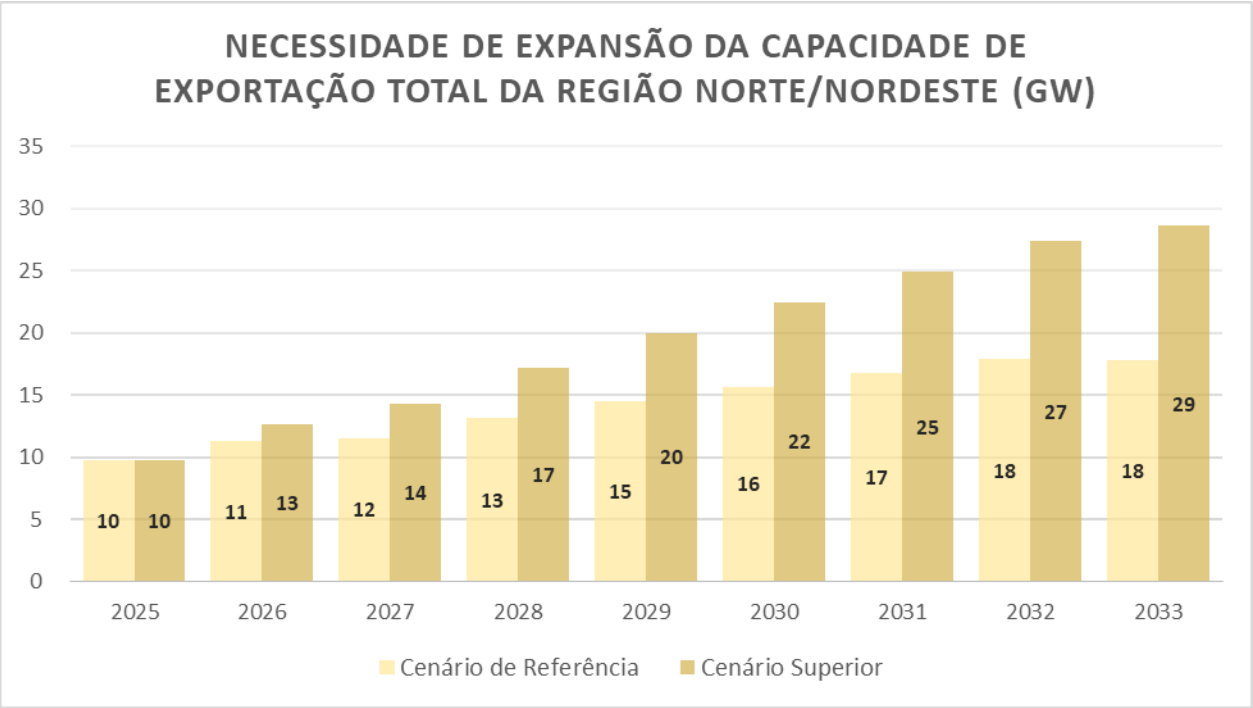


Figura 1-4 - Necessidade de expansão da capacidade de exportação total do NNE.

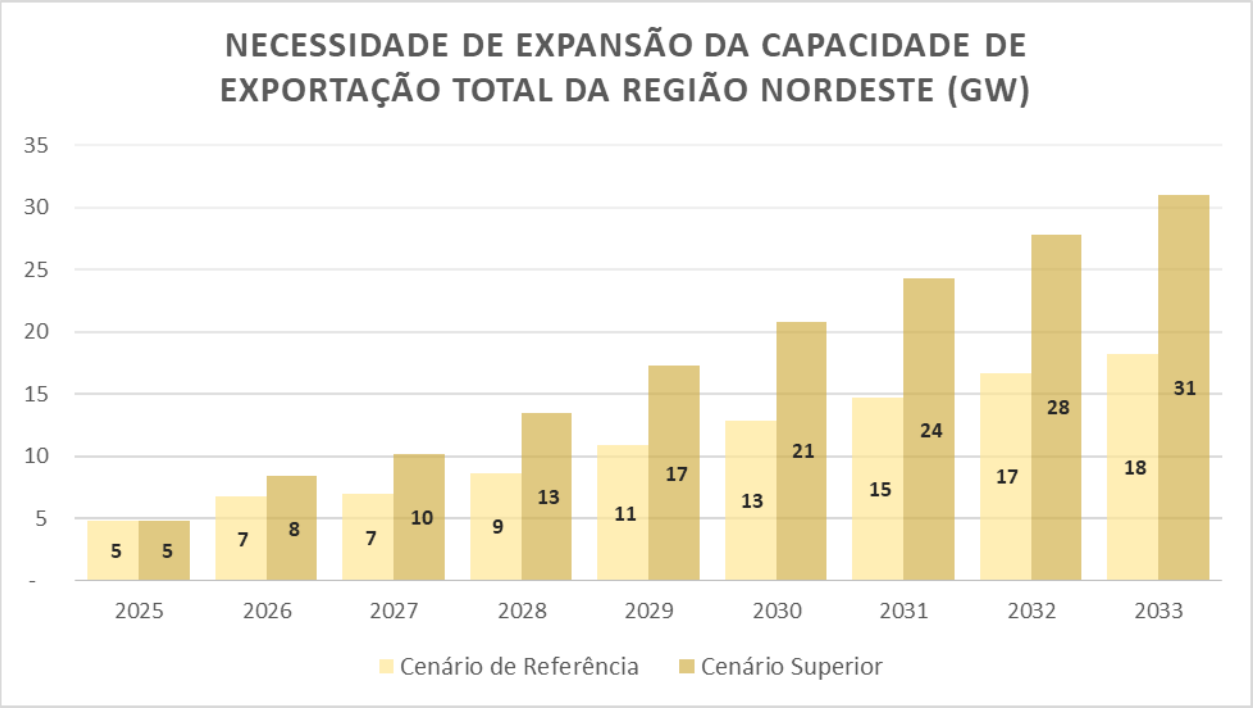


Figura 1-5 - Necessidade de expansão da capacidade de exportação total da região Nordeste.

1.2 Estratégias para desenvolvimento dos estudos de planejamento

Face ao montante expressivo de oferta prospectiva prevista para se concretizar na região Norte/Nordeste, não apenas baseada em projetos de geração renovável, conforme mapeado no referido estudo de diagnóstico, mas também baseada em geração térmica e outras tecnologias disruptivas, tornou-se necessário adotar uma estratégia específica para o desenvolvimento de estudos de expansão da rede de transmissão, que permitisse harmonizar as soluções propostas para a expansão dos sistemas regionais com as expansões vislumbradas para as interligações regionais.

Neste sentido, foram abertas duas frentes de estudos, a saber, uma frente de estudos regionais e uma frente de estudos de interligação, que foram conduzidas em paralelo e de forma integrada, de modo a garantir sinergia entre as recomendações propostas. Do ponto de vista documental, as análises foram divididas em 6 subprodutos, constituintes dos relatórios (A), (B), (C), (D), (E) e (F), como mostra o fluxograma da Figura 1-6.

Os relatórios (B), (C) e (D) são dedicados preponderantemente à definição de reforços regionais, fundamentais para:

(i) Prover maior capilaridade para a rede elétrica, criando e/ou robustecendo a infraestrutura de transmissão nas localidades onde há grande demanda por novos acessos;
(ii) Eliminar restrições elétricas internas aos subsistemas;
(iii) Viabilizar o atendimento seguro à demanda regional;
(iv) Integrar a malha regional aos corredores de transmissão expressos que compõem as interligações entre subsistemas.

Os relatórios (A), (E) e (F) são dedicados à definição de novos corredores expressos com elevada capacidade de transmissão, capazes de prover a exportação dos excedentes de energia disponíveis nas regiões Norte e Nordeste para os demais subsistemas elétricos, constituindo as interligações regionais, propriamente ditas.

Nota-se que após a emissão do presente relatório (E), que recomenda soluções de transmissão para expansão da capacidade de exportação conjunta das regiões Norte e Nordeste, ainda está prevista a publicação do relatório (F), que recomendará outras expansões mais especificamente relacionadas às necessidades de exportação total da região Nordeste.

O próximo relatório, designado como (F), contará, ainda, com uma análise global e detalhada do desempenho dinâmico das interligações, já contabilizando todos os reforços recomendados nos estudos (B), (C), (D) e (E), incluindo avaliações detalhadas de multi-infeed, na configuração de rede completa.

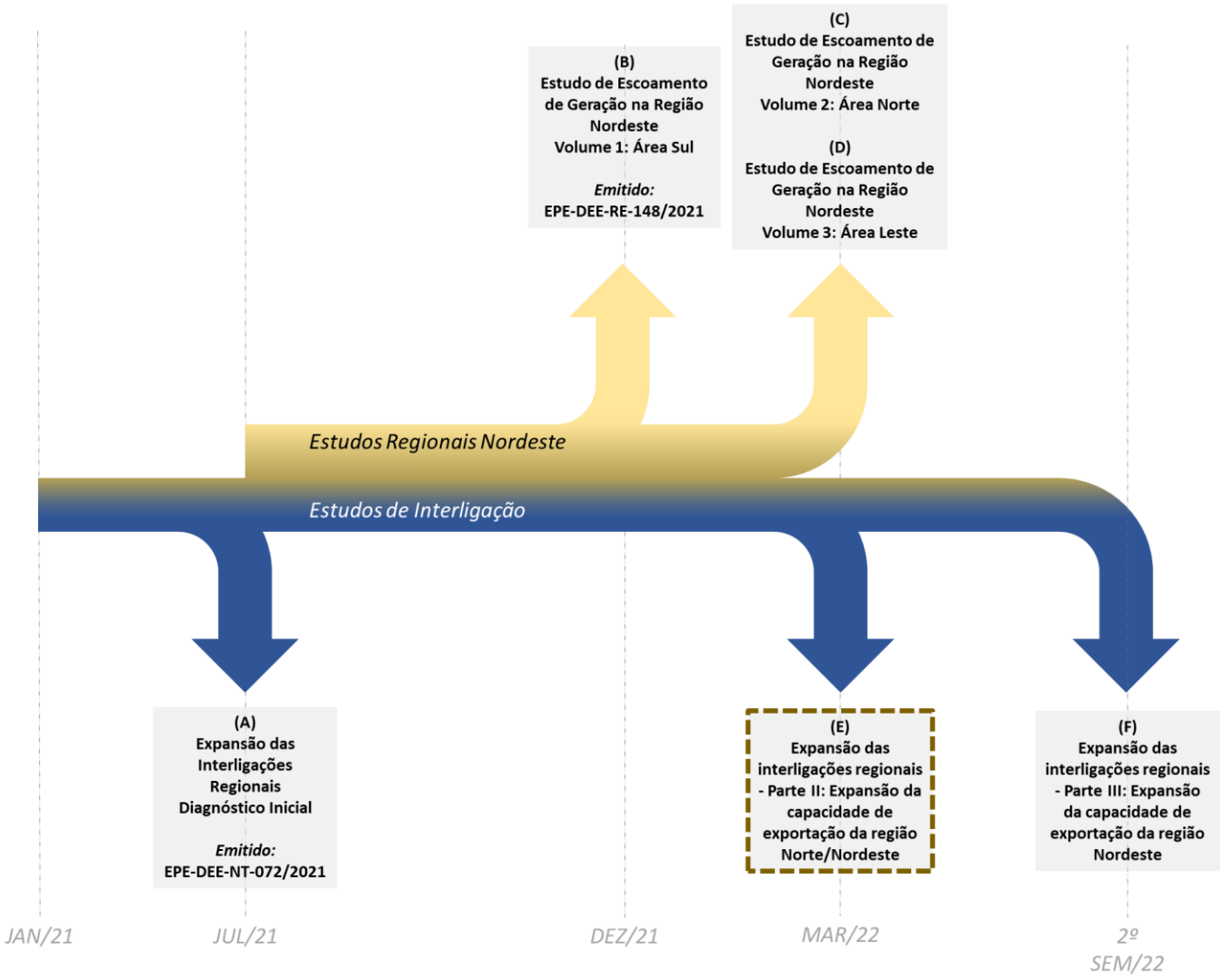


Figura 1-6 – Cronograma de Estudos EPE

1.3 Objetivo

O objetivo deste estudo é indicar a melhor alternativa de expansão das interligações regionais que possibilite, em conjunto com os demais reforços regionais, em fase de concepção, o aumento da capacidade de exportação total da região Norte/Nordeste, conforme as necessidades apresentadas em [1], até o ano de 2030.

No âmbito da análise de alternativas do presente estudo, foi reavaliado o sistema em Corrente Contínua em Alta Tensão (CCAT), anteriormente conhecido como "Bipolo B", estudado pela EPE em [3], [4] e [5], tendo em vista seu potencial para alívio de sobrecargas na interligação "Norte-Sul", contribuindo

não apenas para eliminação de restrições elétricas, mas, também, para o aumento expressivo de capacidade de exportação total para a região Norte/Nordeste.

Cabe ressaltar que foram necessários alguns ajustes nas especificações técnicas da concepção inicial do equipamento, de modo a adequá-lo às necessidades de planejamento do sistema de transmissão atual, porém, o aprendizado e as investigações realizadas naquela oportunidade, puderam ser em grande parte aproveitados.

1.4 Premissas gerais

A avaliação das soluções de transmissão recomendadas neste relatório baseou-se nas seguintes premissas gerais:

- Em decorrência da grande incerteza e dos grandes montantes de investimento envolvidos, o horizonte do estudo, para fins de determinação de novos reforços, foi fixado no ano de 2030 e o cenário selecionado como balizador para a expansão de geração indicativa foi o Cenário de Referência do PDE2030;

- Além dos montantes de expansão indicativa eólica e solar apresentados na seção 1.1, foram considerados, entre os anos 2026 e 2030, a entrada de aproximadamente 8 GW de expansão térmica indicativa, no SIN, em linha com o Cenário de Referência do PDE2030. Conforme descrito na seção 4.7, foram consideradas diferentes possibilidades de características técnicas para essa geração;

- Em virtude do grande dinamismo associado à evolução dos potenciais de geração renovável; à contratação de novas plantas termelétricas e à implantação de tecnologias disruptivas, como os sistemas de armazenamento de energia e a geração distribuída, a EPE estará constantemente acompanhando a evolução do setor e propondo outros reforços para os anos à frente, à medida que se mostrem necessários;

- Apesar de 2030 ser o ano horizonte para determinação de novas soluções de transmissão, na análise econômica de alternativas foi utilizado o ano-horizonte de 2033 como ano de truncamento das séries temporais;

- Foram realizadas análises de fluxo de potência em regime permanente para todas as alternativas vislumbradas. As análises socioambientais, de curto-circuito, energização e rejeição de novas linhas de transmissão foram realizadas apenas para a alternativa vencedora, conhecida mediante a comparação econômica através do método dos rendimentos necessários;

- Com o intuito de mensurar os ganhos de capacidade obtidos a partir da topologia intermediária da rede planejada, recomendada para o ano 2028, o presente estudo apresentará a análise de desempenho dinâmico do sistema contendo apenas os reforços recomendados em (B), (C), (D) e (E), sem considerar o efeito do tronco a ser recomendado em (F), relativo à expansão de mais longo prazo;

- As avaliações detalhadas de desempenho dinâmico da solução de planejamento completa, estarão documentadas no relatório (F), que incluirá, ainda, avaliação de interação *multi-infeed* entre os sistemas em corrente contínua em operação e planejados.

Outras premissas e critérios utilizados para elaboração dos casos de estudo serão apresentados, em maiores detalhes, no capítulo 4 deste relatório.

2 CONCLUSÕES

Em linhas gerais, para garantir o escoamento dos excedentes de geração previstos para a região Norte/Nordeste, até o horizonte 2030, será necessária a implantação de pelo menos dois novos corredores expressos de transmissão, em alta tensão, interligando essa região ao Sudeste/Centro-Oeste, além de reforços adicionais na malha de transmissão existente.

A Figura 2-1 ilustra os pontos avaliados como mais promissores para a conexão dos terminais desses corredores expressos, cuja análise combinatória gerou as alternativas técnicas avaliadas na frente de estudo das interligações regionais.

Figura 2-1 – Alternativas avaliadas para expansão da capacidade das interligações regionais

Este relatório recomenda a implantação do primeiro corredor expresso de transmissão, indicando a Alternativa 6B, como a solução de melhor desempenho técnico-econômico entre as alternativas avaliadas. Tal alternativa é composta pelo sistema de transmissão em corrente contínua, em ±800kVcc e capacidade nominal de 5 GW, denominado "Bipolo Nordeste I", que interliga a subestação Graça Aranha, no estado do Maranhão, à subestação Silvânia, no estado de Goiás, além de reforços complementares na malha de transmissão em corrente alternada existente.

As avaliações realizadas em regime permanente e em regime dinâmico indicam que as obras recomendadas neste relatório (E), em conjunto com as obras recomendadas para reforço do sistema regional Nordeste, nos relatórios (B), (C) e (D), agregam ganhos superiores a 8 GW para os limites de exportação da região Norte/Nordeste, que poderá atingir 26,6 GW, a partir do ano 2028.

A recomendação do segundo corredor expresso de transmissão e reforços associados, que será feita, futuramente, a partir do relatório (F), agregará os ganhos adicionais necessários para que se atinja a meta de 15 GW de aumento da capacidade de exportação total do Norte/Nordeste, no horizonte 2030, permitindo o escoamento pleno dos excedentes de geração prospectivos[2].

As avaliações elétricas deste estudo demonstraram, também, que a entrada em operação das obras recomendadas não contribui significativamente para a evolução dos níveis de curto-circuito nos barramentos das subestações analisadas. Cabe salientar, porém, que foi verificada violação da menor capacidade de interrupção simétrica de disjuntores da subestação Itumbiara, os quais já se encontram, atualmente, na iminência de superação. Recomenda-se, portanto, que sejam realizados estudos detalhados de curto-circuito nessa subestação, para avaliação da necessidade de substituição dos referidos equipamentos ou recomendação de medidas mitigadoras, caso as superações apontadas sejam confirmadas.

2.1 Análise econômica

O valor total de investimentos associados à alternativa vencedora perfaz aproximadamente R$ 18,5 bilhões em novas instalações de Rede Básica para o ano de 2028, horizonte de recomendações determinativas de planejamento. Para o horizonte indicativo são esperados investimentos da ordem de R$ 3,1 bilhões em novas obras, cuja necessidade deverá ser continuamente avaliada pelo planejamento.

Adicionalmente, verificou-se a necessidade de antecipação de parte dos reforços definidos no Relatório R1 EPE-DEE-RE-064/2020-rev1 "Expansão da Capacidade de Transmissão da Região Norte de Minas Gerais" [6], originalmente previstos para o ano 2031, cujo valor total de investimentos perfaz aproximadamente R$ 1,0 bilhão em novas instalações. A antecipação dos empreendimentos está indicada para o ano de 2028 e inclui a LT 500kV Marimbondo 2 – Campinas e o terceiro transformador de 500/440kV, 1200MVA, da SE Ribeirão Preto.

Na Tabela 2-1 são apresentados os investimentos previstos para a implantação de cada uma das alternativas avaliadas no estudo, sendo R$ 22,6 bilhões o valor associado à alternativa vencedora.

[2] Considerando as premissas de despacho e critérios de desempenho descritos na seção 4.

Cabe ressaltar que, apesar dos reforços recomendados pelos relatórios (B), (C) e (D) estarem sendo considerados na topologia da rede elétrica, nos casos deste estudo, os valores de investimento a eles associados não estão sendo computados na análise econômica.

Tabela 2-1 – Valor total dos investimentos das alternativas (R$ x 1000)

Alternativa	valor total dos investimentos		
	Custos (R$ x 1000)	(%)	Ordem
Alt1A-Colinas-Leste	23.862.634,80	105,3%	12º
Alt2A-SerraPelada-Leste	24.203.331,59	106,8%	14º
Alt3A-Itacaiúnas-Leste	23.462.680,80	103,6%	7º
Alt4A-Imperatriz-Leste	23.449.149,41	103,5%	6º
Alt5A-Açailândia-Leste	23.538.989,09	103,9%	9º
Alt6A-Graca Aranha-Leste	22.946.721,25	101,3%	2º
Alt7A-Tucurui-Leste	23.734.460,80	104,8%	11º
Alt1B-Colinas-Oeste	23.601.149,75	104,2%	10º
Alt2B-SerraPelada-Oeste	23.941.902,60	105,7%	13º
Alt3B-Itacaiúnas-Oeste	23.201.251,81	102,4%	4º
Alt4B-Imperatriz-Oeste	23.187.720,42	102,3%	3º
Alt5B-Açailândia-Oeste	23.277.560,10	102,7%	5º
Alt6B-Graca Aranha-Oeste	22.655.752,34	100,0%	1º
Alt7B-Tucurui-Oeste	23.473.031,81	103,6%	8º
Alt1C-Colinas-LesteOeste	25.446.123,62	112,3%	17º
Alt4C-Imptz-LesteOeste	25.032.694,29	110,5%	16º
Alt6C-GAran-LesteOeste	24.530.266,13	108,3%	15º

3 RECOMENDAÇÕES

3.1 Obras recomendadas

Sob o ponto de vista técnico-econômico, recomenda-se a implantação da Alternativa 6B, cujo cronograma de obras é apresentado na Tabela 3-1 e na Tabela 3-2.

Tabela 3-1 – Alternativa 6B – Principais obras em linhas de transmissão

Obra	Ano	Descrição
Obras do horizonte determinativo		
LT ±800 kV GRAÇA ARANHA - SILVÂNIA	2028	Bipolo ±800 kV, 6 x 1590 MCM (LAPWING), 1.468 km
SECC LT 500 kV PRESIDENTE DUTRA – TERESINA II, C1, NA SE GRAÇA ARANHA (CD) (Nova)	2028	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 6 km Desativação Reator de linha PDRE7-08 da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II C1 (extremidade de Presidente Dutra) por final de vida útil Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 24,5 Mvar 1Φ (extremidade de Graça Aranha da LT 500 kV Graça Aranha – Teresina II C1)
SECC LT 500 kV PRESIDENTE DUTRA – TERESINA II, C2, NA SE GRAÇA ARANHA (2 X CS) (Nova)	2028	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 7,5 km Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 7,5 km Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 24,5 Mvar 1Φ (extremidade de Graça Aranha da LT 500 kV Graça Aranha – Teresina II C2) Transferência Reator PDRE7-11 da LT Presidente Dutra – Teresina II C2 (extremidade de Presidente Dutra) para a barra da SE Presidente Dutra, em espaço contíguo ao reator PDRE7-01, cuja substituição foi autorizada pela ReA 11.450/2022. A conexão de ambos os reatores deve ser em arranjo DJM.
LT 500 kV PRESIDENTE DUTRA – GRAÇA ARANHA, C3 (Nova)	2028	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 18,19 km
LT 500 kV SILVÂNIA – NOVA PONTE 3, C1 E C2 (CD) (Nova)	2028	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 329 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ
LT 500 kV NOVA PONTE 3 – RIBEIRÃO PRETO, C1 E C2 (CD) (Nova)	2028	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 214 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ
LT 500 kV MARIMBONDO 2 - CAMPINAS, C1 (Nova)	2028	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 388,78 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ
Obras do horizonte indicativo		
LT 500 kV PRESIDENTE DUTRA – GRAÇA ARANHA, C4 (Nova)	2030	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 18,19 km
LT 500 kV MIRACEMA – GURUPI, C4 (Nova)	2030	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 257 km Capacitor Série 500 kV, 1 x 361,5 Mvar 3Φ Capacitor Série 500 kV, 1 x 361,5 Mvar 3Φ Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,3 Mvar 1Φ Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,3 Mvar 1Φ
LT 500 kV GURUPI – PORANGATU 2, C1 (Nova)	2030	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 189 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ
LT 500 kV PORANGATU 2 – BARRO ALTO, C1 (Nova)	2030	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 200 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ
LT 500 kV BARRO ALTO - TRINDADE, C1 (Nova)	2030	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 190 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ

Tabela 3-2 – Alternativa 6B – Principais obras em subestações de Rede Básica

Obra	Ano	Descrição	Observações
Obras do horizonte determinativo			
SE 800 kV CC/500 kV GRAÇA ARANHA (Nova)	2028	Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros e Compensação Reativa, Conexões CA/CC, Eletrodos, Serviços Auxiliares e Pátio CC 1º , 2º e 3º Compensador Síncrono, 500 kV, 3 x (-300 /+300) Mvar	
SE 800 kV CC/500 kV SILVÂNIA (Ampliação/Adequação)	2028	Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros e Compensação Reativa, Conexões CA/CC, Eletrodos, Serviços Auxiliares e Pátio CC 3° e 4° Reator de Barra 500 kV, 6 x 50 Mvar 1Φ 1º, 2º e 3º Compensador Síncrono, 500 kV, 3 x (-300 /+300) Mvar	
SE 500/230 kV PRESIDENTE DUTRA (Ampliação/Adequação)	2025	Reator de Barra 500 kV, (1 x 50,0 Mvar 1Φ – base 500 kV), a ser utilizado como fase reserva para o reator PDRE7-01, cuja substituição foi autorizada pela ReA 11.450/2022	A fase reserva deve ser implantada em data compatível com a substituição do reator PDRE07-01, autorizada pela ReA 11450/2022. Os reatores PDRE7-11 e PDRE7-01 deverão compartilhar essa fase reserva.
SE 500 kV NOVA PONTE 3 (Ampliação/Adequação)	2028	3° e 4° Reator de Barra 500 kV, 6 x 50 Mvar 1Φ	
SE 500 kV RIBEIRÃO PRETO (Ampliação/Adequação)	2028	2° Reator de Barra 500 kV, 3 x 45,33 Mvar 1Φ 3° ATF 500/440 kV, 3 x 400 MVA 1Φ	
Obras do horizonte indicativo			
SE 500 kV PORANGATU 2 (Nova)	2030	1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 33,3 Mvar 1Φ 1° Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-300/+300) Mvar	
SE 500/230 kV BARRO ALTO (Ampliação/Adequação)	2030	1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 250 MVA 1Φ 1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ	Novo patio 500 kV

Cabe destacar que a nova LT 500kV Marimbondo 2 – Campinas e o 3° TRF 500/440kV, 1200MVA, recomendado para a SE Ribeirão Preto, foram definidos no relatório EPE-DEE-RE-064/2020-rev1 [6] com implantação inicialmente prevista para 2031. A antecipação desses empreendimentos para o ano de 2028 permitirá reforçar o escoamento de potência até os principais centros de carga da região Sudeste, além de robustecer o desempenho dinâmico do sistema face à ocorrência de contingências.

É importante mencionar que foram feitos alguns ajustes nas especificações originais desses equipamentos, referentes à configuração de cabos condutores, nível de compensação shunt de linhas e subestações e à modulação de transformação, em decorrência do detalhamento da solução e adaptação à conjuntura dos atuais estudos.

A Figura 3-1 e a Figura 3-2 apresentam os diagramas eletrogeográficos da solução recomendada neste relatório. A Figura 3-3 e a Figura 3-4 apresentam os diagramas esquemáticos simplificados da alternativa vencedora.

Figura 3-1 – Diagrama eletrogeográfico

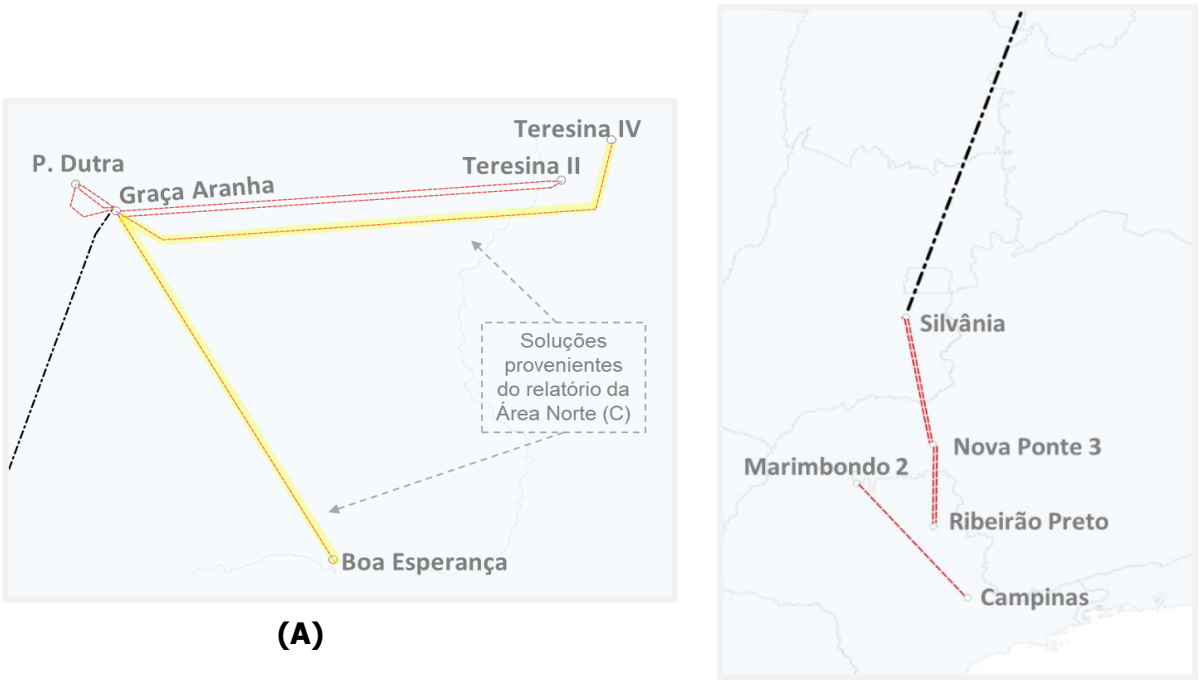


Figura 3-2– Detalhamento dos reforços na malha de transmissão em corrente alternada nas vizinhanças dos terminais retificador (A) e inversor (B)

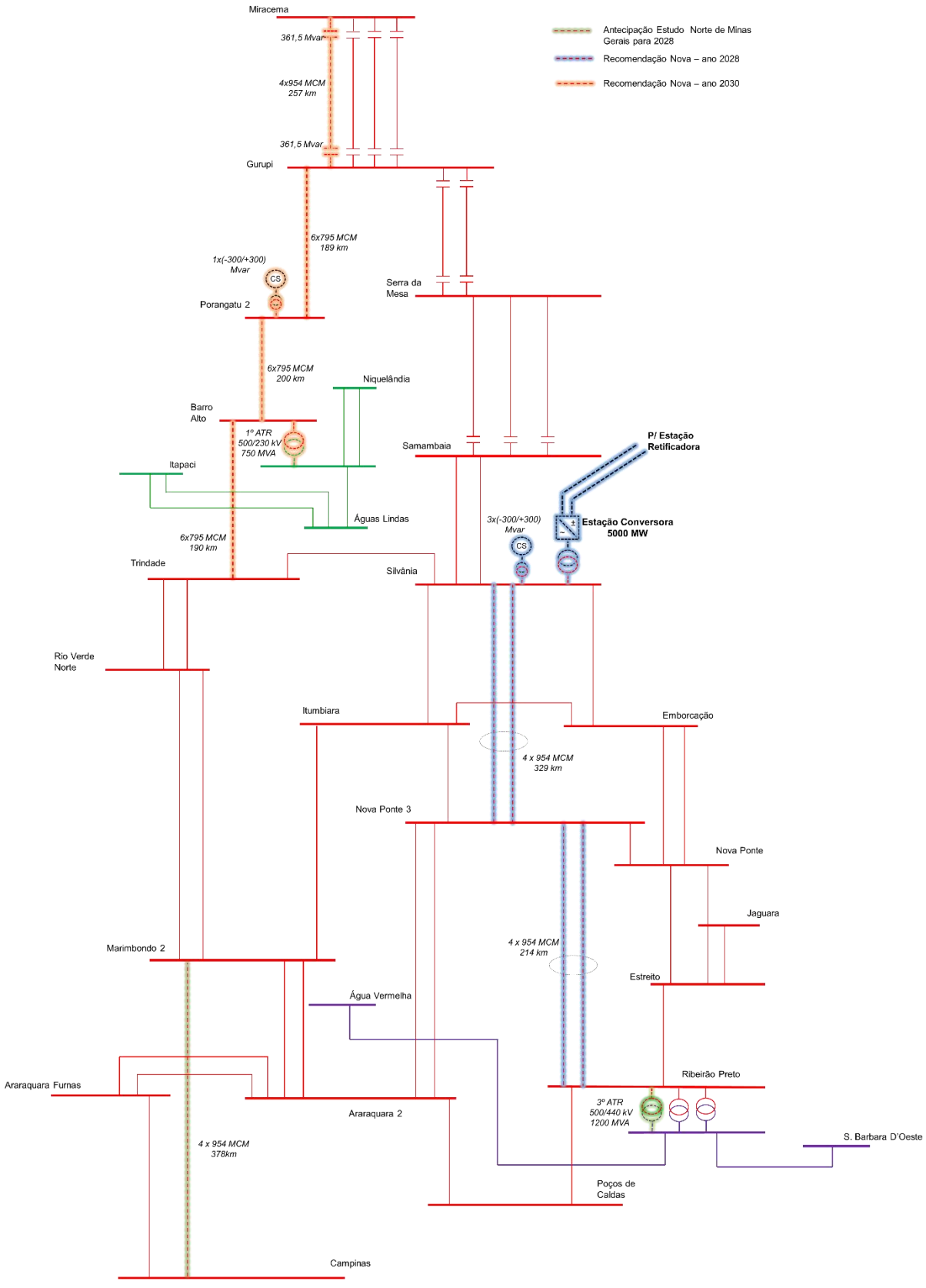


Figura 3-3 – Diagrama Esquemático – Reforços Sudeste/Centro-Oeste e Interligação Norte-Sul

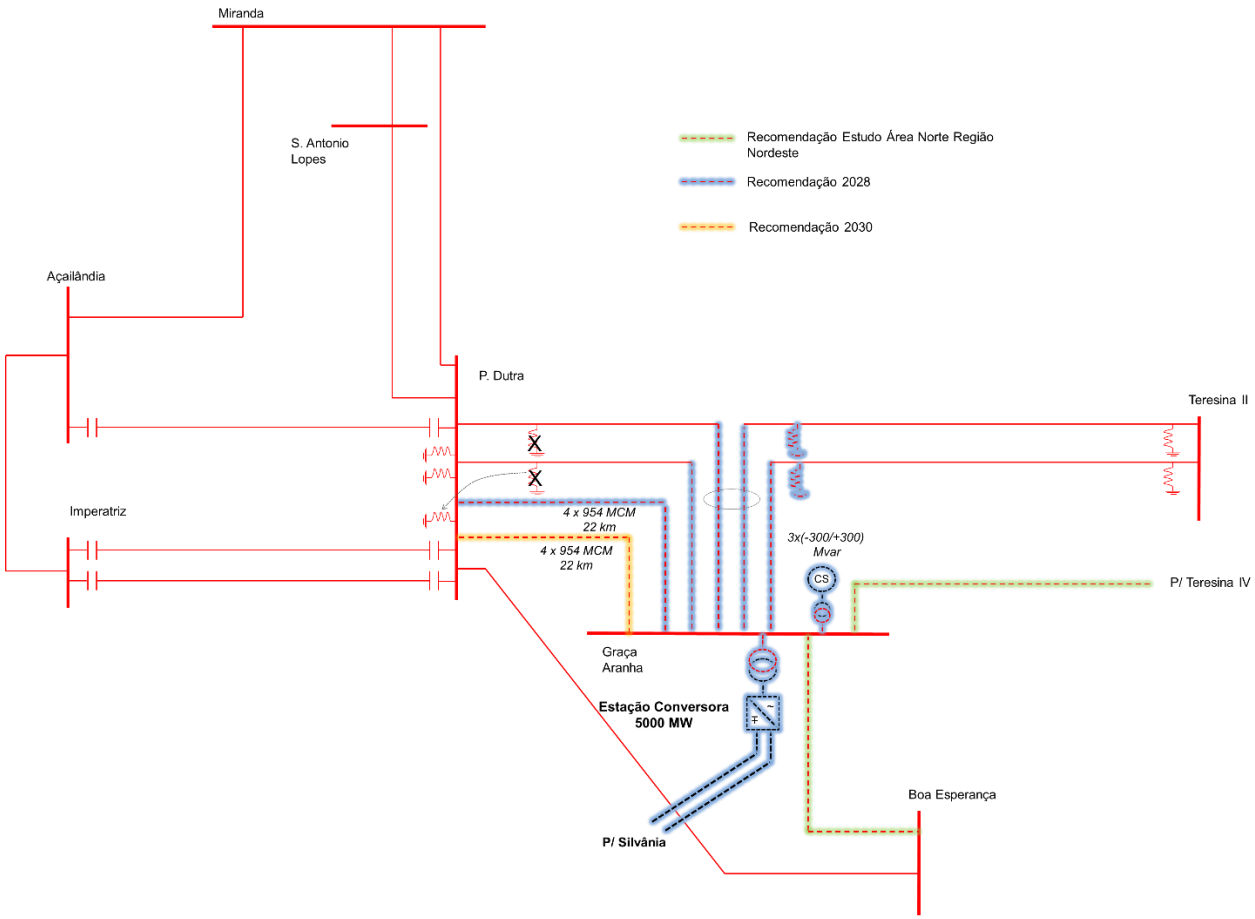


Figura 3-4 - Diagrama Esquemático – Reforços na Região Norte/Nordeste

3.2 Disponibilização de fase reserva para novos equipamentos

No que se refere à disponibilização de fase reserva para as obras do horizonte determinativo, recomendam-se as tratativas descritas da Tabela 3-3 à Tabela 3-5:

Tabela 3-3 – Alternativa 6B – Compartilhamento de fases reserva de Reatores de Linha

Linha de Transmissão			Ano	Reatores de Linha (Mvar)		
De	Para	Circ.		De	Para	Fase Reserva
Silvânia	Nova Ponte 3	C1/C2	2028	-136	-136	Recomenda-se 1 nova fase reserva para compartilhamento entre os circuitos 1 e 2 em cada terminal.
Nova Ponte 3	Ribeirão Preto	C1/C2	2028	-60	-60	Recomenda-se 1 nova fase reserva para compartilhamento entre os circuitos 1 e 2 em cada terminal.
Marimbondo 2	Campinas	C1	2028	-210	-210	Recomenda-se 1 nova fase reserva em cada terminal
Graça Aranha	Teresina II	C1/C2	2028	-73,5	-	Recomenda-se 1 nova fase reserva para compartilhamento entre os circuitos 1 e 2, no terminal Graça Aranha.
Miracema	Gurupi	C4	2030	-136	-136	Recomenda-se compartilhamento da fase reserva existente do circuito 1 entre os circuitos 1 e 4
Gurupi	Porangatu 2	C1	2030	-150	-150	Recomenda-se 1 nova fase reserva em cada terminal.
Porangatu 2	Barro Alto	C1	2030	-150	-150	Recomenda-se 1 nova fase reserva em cada terminal
Barro Alto	Trindade	C1	2030	-150	-150	Recomenda-se 1 nova fase reserva em cada terminal

Tabela 3-4 – Alternativa 6B – Compartilhamento de fases reserva de Reatores de Barra

Subestação	Existentes	Recomendados	Ano	Fase Reserva
Presidente Dutra	1 x 150 Mvar*[1] 1 x 163 Mvar	1 x 50 Mvar (1Φ) Reserva	2025	Recomenda-se 1 nova fase reserva para compartilhamento entre os reatores de 150 Mvar. A fase reserva deve ser implantada em data compatível com a substituição do reator PDRE07-01, autorizada pela ReA 11450/2022
		1 x 150 Mvar*[2]	2028	
Silvânia	2 x -150 Mvar	2 x -150 Mvar	2028	Recomenda-se compartilhamento da fase reserva existente com os futuros reatores.
Nova Ponte 3	2 x -150 Mvar	2 x -150 Mvar	2028	Recomenda-se compartilhamento da fase reserva existente com os futuros reatores. Caso não seja possível do ponto de vista construtivo, os novos reatores não devem possuir fase reserva.
Ribeirão Preto	1 x -136 Mvar	1 x -136 Mvar	2028	Recomenda-se compartilhamento da fase reserva existente na subestação com o futuro reator.
Porangatu 2	-	2 x -100 Mvar	2030	Recomenda-se 1 nova fase reserva para compartilhamento entre os novos reatores.
Barro Alto	-	1 x -100 Mvar	2030	Recomenda-se 1 fase reserva para compartilhamento futuro.

*[1] Reator PDRE07-01, autorizado pela ReA 11450/2022
*[2] Reator PDRE07-11, transferido da LT Presidente Dutra – Teresina II, C2, para a barra da SE Presidente Dutra

Tabela 3-5 – Compartilhamento de fases reserva de Transformadores

Subestação	Recomendados	Fase Reserva
Ribeirão Preto	3° ATF 500/440 kV, 3 x 400 MVA 1Φ	Recomenda-se compartilhamento da fase reserva existente na subestação com o futuro transformador.

3.3 Recomendações gerais

É importante destacar que a data de necessidade considerada para as recomendações indicativas (2030), neste estudo, pode sofrer alterações a depender da dinâmica de acessos de novos empreendimentos de geração na região Norte e Nordeste. Sendo assim, recomenda-se que seja feito o monitoramento constante do desempenho elétrico do sistema, para antecipação ou postergação da data de necessidade desses reforços indicativos, sempre que necessário.

Por outro lado, destaca-se que a eventual antecipação da entrada em operação das instalações recomendadas para o horizonte determinativo (2028), através de otimização do cronograma de obras, por parte das transmissoras, poderá proporcionar os seguintes benefícios sistêmicos ao SIN: (i) aumento das margens de escoamento para contratação de novas usinas nas regiões Norte e Nordeste; (ii) incremento da capacidade de intercâmbio energético entre as regiões N/NE e SE/CO e (iii) aumento da confiabilidade e segurança elétrica do suprimento.

Recomenda-se, ainda, que:

1) Por ocasião da licitação das novas linhas de transmissão (Tabela 3-1), devem ser respeitados os valores de capacidade operativa e parâmetros elétricos listados no Anexo 22.2. Tal recomendação visa proporcionar uma distribuição otimizada de fluxos na rede evitando sobrecargas em linhas de transmissão existentes e/ou planejadas. Para as LT 500 kV com feixe

de condutores 6 x 795 MCM (Tern), admite-se variações de até 10 % no SIL (*Surge Impedance Loading*) equivalente da LT em relação ao valor da solução de referência (1680 MW).

2) Os equipamentos instalados nos terminais das novas linhas de transmissão e novos trechos de seccionamento (Tabela 3-1) devem possuir capacidade de corrente nominal compatível com as capacidades operativas de curta duração dessas instalações, conforme Tabela 22-1, Tabela 22-2 e Tabela 22-3, até o valor limite de 4000 A, máxima corrente verificada nesses equipamentos nos estudos elétricos prospectivos, mesmo que a corrente de projeto de curta duração especificada para as linhas de transmissão seja superior a estes 4000 A.

3) Por se tratar de instalação estratégica para o SIN, recomenda-se que seja evitado, sempre que possível, o cruzamento da LT 800kVcc Graça Aranha – Silvânia com outros bipolos e eixos troncais que compõem a interligação entre o subsistema Norte com o subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Caso o cruzamento seja inevitável, o agente de transmissão deverá informar, na etapa de projeto básico, as providências que serão tomadas para reforço da instalação, nos pontos de cruzamento, que possam permitir aumento da segurança operativa, visando, principalmente, a mitigação do risco de perdas múltiplas dos elementos de transmissão envolvidos. Ficará a critério da ANEEL a aprovação de tais providências, conforme recomendado em [7].

4) O *loop* de seccionamento da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II C1, na SE Graça Aranha, deve ocorrer em circuito duplo, enquanto o *loop* de seccionamento da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II C2, na SE Graça Aranha, deve ocorrer a partir de dois circuitos simples. Cada um dos circuitos simples originados pelo seccionamento do C2 deverá manter uma distância mínima de 500 m entre si, e de 500 m entre o circuito duplo originado pelo seccionamento do C1, conforme Figura 3-5. Em um raio de até 2 km da subestação terminal Graça Aranha, não se aplica o critério de afastamento mínimo da sentença anterior.

5) Em virtude do critério de afastamento mínimo entre os circuitos simples que compõem o seccionamento do C2, acima referido, poderá ser necessário o desmonte de parte do trecho da LT 500kV Presidente Dutra – Teresina II C2, incluindo remoção torres de transmissão existentes, entre os pontos de seccionamento.

6) A LT 500 kV Presidente Dutra – Graça Aranha C3 deve manter uma distância mínima de 500 m em relação ao eixo da LT 500 kV Presidente Dutra – Graça Aranha C1 e C2, ao longo de sua extensão. Não se aplica o critério de afastamento mínimo da sentença anterior nos seguintes casos: (i) em um raio de 2 km das subestações terminais; (ii) em um raio de 2 km do ponto de

cruzamento entre o novo circuito C3 e os circuitos C1 e C2 existentes, caso tal(is) cruzamento(s) seja(m) necessário(s). Ver Figura 3-5.

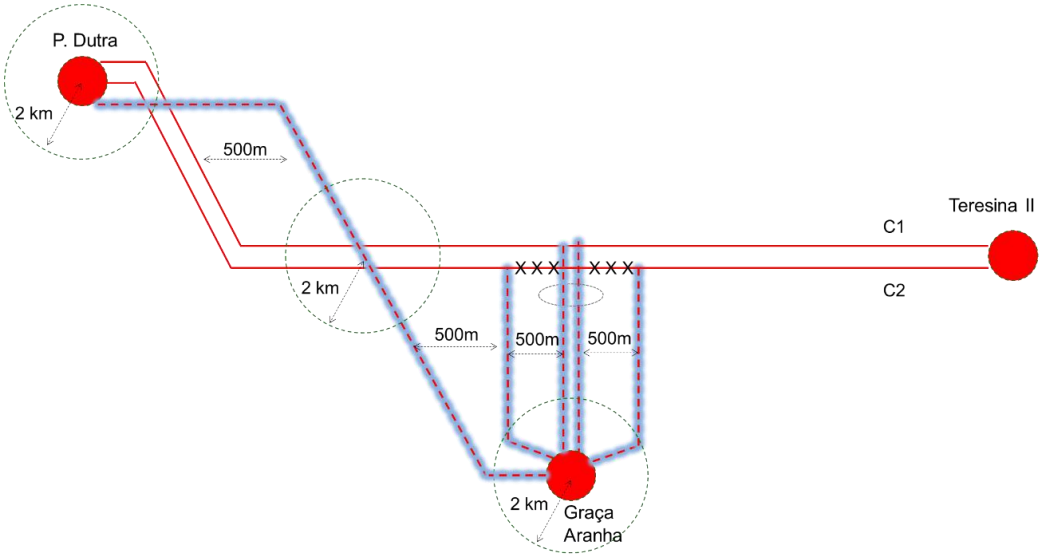


Figura 3-5 – Diagrama esquemático dos requisitos de distanciamento em circuitos atendendo a SE conversora Graça Aranha

7) A fim de mitigar problemas de expansão da subestação Ribeirão Preto, é recomendado que a faixa de servidão referente ao traçado da LT 500kV Ribeirão Preto – Nova Ponte 3 CD mantenha uma distância mínima da subestação, equivalente a uma área circular com raio de 250m em relação ao ponto central situado na Latitude 21°12'14.67" Sul e Longitude 47°41'22.90" Oeste (valores das coordenadas em graus, minutos e segundos), conforme indicado no diagrama esquemático da Figura 3-6.

   Essa diretriz de traçado visa evitar a necessidade de cruzamento de linhas futuras com linhas existentes na saída da subestação, o que costuma trazer maior complexidade de engenharia ou até mesmo inviabilizar a expansão da transmissão.

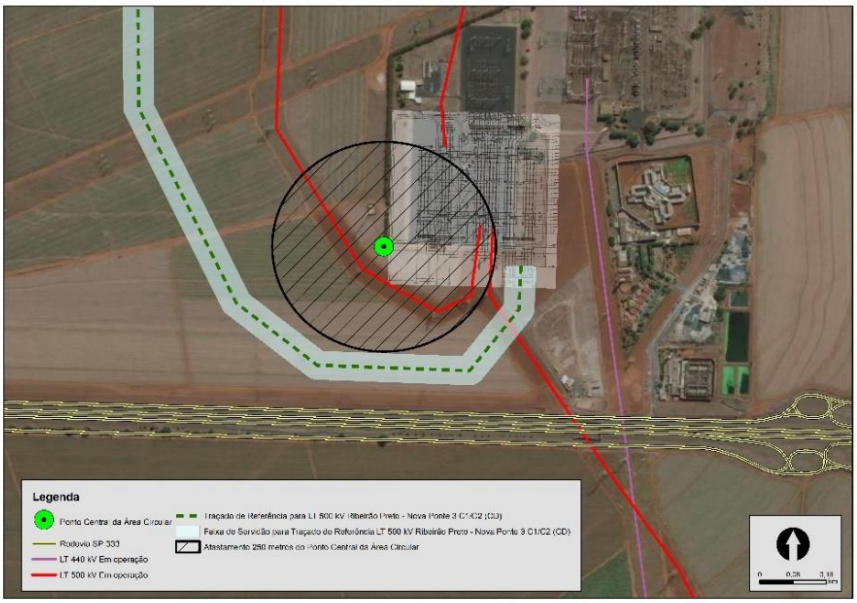


Figura 3-6– Diagrama esquemático para diretriz de traçado da LT 500kV Ribeirão Preto – Nova Ponte 3 na saída da SE Ribeirão Preto

8) Em virtude do atingimento do final de vida útil, em 2024, do reator de linha PDRE7-08, instalado na extremidade de Presidente Dutra da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II C1, recomenda-se o seu descomissionamento e a instalação de uma unidade nova (3+1R) x 50 Mvar na extremidade de Graça Aranha da LT 500 kV Graça Aranha – Teresina II, resultante do seccionamento.

9) Os transformadores elevadores dos compensadores síncronos devem ser especificados com potência aparente compatível com a potência máxima do compensador síncrono e sua capacidade de sobrecarga de curta duração. Os equipamentos devem ser equipados com OLTC, com faixa de tapes suficiente para atender toda a excursão de potência reativa do compensador síncrono, medidos na alta tensão (500 kV), para qualquer condição de carga, com rede completa ou alterada e considerando as faixas de tensão operativa de condição normal e de emergência definidas nos Procedimentos de Rede vigentes do ONS;

10) A nova subestação 500 kV Graça Aranha, deverá ser dimensionada considerando expansões futuras, conforme indicado no Anexo 20.1.

11) Os arranjos das novas subestações Graça Aranha e Silvânia devem seguir, sempre que possível, a orientação constante nos diagramas esquemáticos do Anexo 20.1, podendo eventuais ajustes serem acordados na etapa de projeto básico, sujeitos à avaliação pela EPE, ONS e aprovação pela ANEEL.

12) Seja realizado contínuo diagnóstico do sistema de transmissão, com acompanhamento da evolução na contratação de novas usinas nas regiões Norte/Nordeste e consumo das margens

de escoamento, a fim de que as expansões continuem sendo recomendadas de forma aderente às futuras demandas e, sempre que viável, sejam antecipados ou postergados os reforços recomendados no horizonte indicativo de planejamento.

13) Sejam observadas as recomendações da análise socioambiental documentada na Nota Técnica EPE-DEA-SMA-006/2022, quando da elaboração dos Relatórios R3 e R5. Ressalta-se que as equipes responsáveis pela elaboração desses relatórios também deverão considerar as informações contidas nas tabelas comparativas R1xR3, apresentadas ao final da referida Nota Técnica.

14) Sejam observadas as recomendações relativas à elaboração dos Relatórios R2 descritas no Capítulo 16 deste relatório. Em resumo, para o conjunto de empreendimentos determinativos, é recomendada a elaboração do Relatório R2 apenas para a LT 500 kV Marimbondo 2 – Campinas, C1. Já para o conjunto de empreendimentos do horizonte indicativo é recomendada a elaboração do Relatório R2 para o eixo em 500 kV Gurupi – Porangatu 2 – Barro Alto – Trindade, C1, incluindo-se a transformação 500/230 kV da SE Barro Alto. No que se refere ao sistema CCAT, estudos complementares serão documentados em relatórios específicos, de modo a constituírem referência para a instrução do processo licitatório.

15) Recomenda-se que o ONS dê continuidade à monitoração da capacidade de interrupção dos disjuntores da SE Itumbiara através de estudos detalhados de curto-circuito. Caso haja confirmação da superação de equipamentos devido às obras recomendadas no presente estudo, que os disjuntores superados sejam substituídos por unidades de maior capacidade.

16) Recomenda-se que sejam realizados estudos de superação da capacidade dos barramentos, para as subestações existentes acessadas pelas novas obras, em função da influência do bipolo Nordeste I nos montantes de corrente nelas injetados.

17) Recomenda-se a coordenação de cronogramas e atenção à logística de implantação conjunta dos compensadores síncronos e solução CA/CC nas subestações conversoras Graça Aranha e Silvânia. Nesse sentido, como a posição física dos compensadores síncronos só poderá ser consolidada após definição do arranjo e área efetiva a ser ocupada pelo sistema CC, entende-se haver benefícios na licitação conjunta dessas instalações, em ambas as subestações conversoras.

18) Apesar da recomendação das obras indicadas neste estudo ter como data de referência o ano 2028, haveria benefícios na entrada em operação comercial imediata desses empreendimentos, uma vez que o aumento na capacidade de exportação total da região Norte/Nordeste, por eles

providos, contribui, entre outros aspectos, para o aumento da segurança eletroenergética do SIN.

3.4 Recomendações específicas para o sistema em corrente contínua

1) A tecnologia eleita para o bipolo Nordeste I é a LCC, de comutação natural pela linha, o que foi definido em função: (i) da ampla percepção de maturidade dessa tecnologia, considerada consagrada, em contexto internacional; (ii) da existência de ampla disponibilidade de fornecedores, o que possibilita elevada competitividade para a licitação e eventuais processos de modernização e manutenção das instalações, durante e após sua vida útil, por consequência, gerando menores custos para o consumidor final e (iii) por demonstrar-se, a partir das análises elétricas da seção 15, que essa solução tecnológica é tecnicamente efetiva e plenamente aplicável às necessidades do sistema elétrico brasileiro, no que se refere ao bipolo Nordeste I.

2) Tendo em vista as incertezas envolvidas no planejamento de longo prazo, apesar da baixa perspectiva de necessidade de acréscimos na capacidade de importação da região Norte/Nordeste nos próximos anos, foi especificado o requisito de transmissão em potência reversa, ou seja, recomenda-se que as conversoras CA/CC possam operar como retificadoras ou como inversoras, visando a redução de arrependimentos. De modo que esse requisito não implique custos adicionais para a solução, limita-se a potência nominal da conversora de Silvânia, quando operando como retificadora, em 85% da potência nominal de sua operação como inversora, conforme detalhado na seção 10.4.

3) É requisitada capacidade de sobrecarga de curta e de longa duração para as conversoras CA/CC, de 50% da capacidade nominal, por 5 segundos, e de 20% da capacidade nominal, por 30 minutos, respectivamente.

    a. O uso pleno das capacidades de sobrecarga, de curta e de longa duração, deverá ocorrer em caso de perda monopolar do bipolo Nordeste I, possibilitando a transferência de parte da potência do polo em falta para o polo remanescente;
    b. A aplicação de sobrecarga simultânea nas conversoras de ambos os polos, poderá ser adotada face à ocorrência de eventos externos, como a perda do bipolo Xingu – Estreito e/ou do bipolo Xingu – Terminal Rio, bem como à critério do ONS durante a operação normal do sistema, servindo como recurso de flexibilidade operativa;
    c. Nas situações de que trata o item b, acima, pode ser necessário limitar o uso da capacidade de sobrecarga de curta duração das conversoras, em valores inferiores a 50%, de modo a evitar o sobredimensionamento da compensação reativa. Entretanto,

os filtros e compensação reativa devem ser projetados para que se possa atingir a plena capacidade de sobrecarga de longa duração, de até 20%, nessas situações.

4) Os filtros e compensação reativa devem ser dimensionados para suportar o aumento de geração de harmônicos para a operação nas condições de sobrecarga mencionadas acima.

5) Para auxiliar a tomada de potência do bipolo Nordeste I, nas situações descritas no item 3.b, acima, recomenda-se que seja prevista capacidade de chaveamento rápido de capacitores e filtros na SE Graça Aranha e na SE Silvânia, de modo que as conversoras possam atingir mais rapidamente a sobrecarga desejada, conforme detalhado nos estudos do capítulo 15.

6) Os sistemas de controle do sistema CCAT devem desempenhar pelo menos as seguintes funções principais:

   a. Efetuar redistribuição de potência entre os polos em casos de perda de linhas CC ou de conversores;
   b. Avaliar e implementar ações de controle, com base em sinais provenientes de outras instalações de transmissão, como por exemplo, efetuar ações de *runback* (redução de potência automática) ou *runup* (aumento de potência automática) para evitar variações de tensão e/ou frequência e auxiliar na estabilização do sistema CA;
   c. Avaliar e comandar, com base na topologia e ponto de operação do sistema, bem como na ordem de potência do bipolo, o chaveamento automático de filtros e compensação reativa;

7) Quanto ao desempenho do bipolo após ocorrência de faltas transitórias, é requerida recuperação da potência para o valor de 90% daquela transmitida antes da falta, em no máximo 250ms após extinção do defeito, sem posterior redução.

4 DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS

4.1 Critérios Básicos

Foram seguidas as diretrizes para elaboração da documentação necessária para se recomendar à ANEEL uma nova instalação de transmissão integrante da Rede Básica, através de ato licitatório, definidas no documento publicado pela EPE, denominado "Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica" [8].

Os critérios e procedimentos utilizados no estudo estão de acordo com o documento "Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão – CCPE/CTET - Janeiro/2001" [9], além das premissas apresentadas nos subitens a seguir, onde se destacam:

- Manter o conceito de mínimo custo global para a escolha da alternativa;
- Atender ao critério "N-1" para elementos da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira.

Ressalta-se que, além das simulações de fluxo de carga, foram analisados os níveis de curto circuito e desempenho em regime dinâmico da alternativa selecionada para a expansão do sistema.

4.2 Base de Dados

Utilizou-se, como referência para as simulações de fluxo de potência, a base de dados correspondente ao Plano Decenal 2030, com atualizações pertinentes da topologia da rede, plano de geração e mercado.

4.3 Limites Operativos

4.3.1 Tensão Nominal

Os níveis de tensão admissíveis em regime permanente para cada classe de tensão envolvida são apresentados na Tabela 4-1.

Tabela 4-1 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão

Tensão Nominal	Tensão Máxima	Tensão Mínima
230 kV	242 kV (1,05 pu)	218 kV (0,95 pu)
500 kV	550 kV (1,10 pu)	475 kV (0,95 pu)

4.3.2 Carregamento

Foram utilizados os limites de carregamento das linhas de transmissão e transformadores existentes nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST). Para as novas transformações a serem

instaladas na rede, considerou-se 120% da capacidade nominal para determinação das capacidades em emergência.

4.4 Parâmetros Econômicos

Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas foi utilizado o documento "Base de Referência de Preços ANEEL – Março/2021" [10] e o método dos rendimentos necessários, com o truncamento das séries temporais no ano 2033. Os investimentos previstos ao longo do tempo são referidos ao ano 2022 com taxa de retorno de 8% ao ano.

Para cálculo de perdas elétricas foram simulados os patamares de carga pesada e leve. O custo das perdas foi calculado com base no custo marginal de expansão da geração informado pela EPE de 187,46 R$/MWh.

4.5 Cenários de Geração e Intercâmbio Energético

Foram simulados dois cenários de geração e intercâmbio energético, de forma a analisar as situações mais críticas para o intercâmbio regional.

4.5.1 Cenário 1 - Máxima Exportação do Norte/Nordeste

O objetivo deste cenário é a avaliação de uma condição de elevada exportação de potência pelo Norte-Nordeste, prioritariamente pela região Norte.

Para tal, foram definidas as seguintes metas de despacho:

- Geração hidráulica elevada nas usinas da região Norte, na ordem de 90%;
- Geração média nas usinas hidráulicas da região Sudeste, na ordem de 50%;
- Geração térmica reduzida, em função da elevada disponibilidade de recurso hidráulico (CVU menor ou igual a R$150,00/MWh);
- Geração na região Nordeste:
    - Usinas hidráulicas da bacia do São Francisco com geração média de 5.800MW (aproximadamente 50% da capacidade instalada);
    - Usinas Solares com fator de capacidade de 90%;
    - Usinas Eólicas com fator de capacidade de 64% na carga média e 66% na carga leve diurna de final de semana. Esses valores estão associados ao percentil 90 de permanência de geração eólica para o período Úmido da região Nordeste.

É importante mencionar que com as obras recomendadas neste relatório, não é possível atender totalmente à meta de despacho de geração no Norte/Nordeste, no patamar de carga média, sendo, para tal, necessária a entrada em operação do segundo corredor expresso, a ser recomendado no relatório (F).

Com a rede intermediária, composta pelas obras recomendadas neste relatório, em conjunto com as obras recomendadas pelos estudos regionais (relatórios (B), (C) e (D)), será possível a obtenção de uma exportação máxima simultânea de 26,6 GW pelas regiões Norte/Nordeste, suficiente para escoar, por exemplo, o total de energia hidráulica, térmica e solar consideradas como meta e 61% de fator de capacidade eólico no Nordeste.

4.5.2 Cenário 2 – Máxima Exportação do Nordeste

O objetivo deste cenário é a avaliação de condições de máxima exportação total pela região Nordeste, geralmente coincidentes com o período seco da região Norte.

Para esse fim, foram definidas as seguintes metas de despacho:

- Geração hidráulica reduzida nas usinas da região Norte, na ordem de 25%;
- Geração térmica mediana (CVU menor ou igual a R$200,00/MWh).
- Geração na região Nordeste:
    - Usinas hidráulicas da bacia do São Francisco com geração média de 4.120MW (aproximadamente 39% da capacidade instalada) no patamar de carga média e 75% no patamar de carga leve;
    - Usinas Solares com fator de despacho de 90%;
    - Usinas Eólicas com fator de despacho de 80%. Esse valor está associado ao percentil 90 de permanência de geração eólica para o período Seco da região Norte.

É importante mencionar que, com as obras recomendadas neste relatório, é possível atender totalmente à meta de despacho de geração estabelecida para o Norte/Nordeste no ano 2028, sendo, após esse ano, necessária a entrada em operação do segundo corredor expresso, a ser recomendado no relatório (F).

Com a rede intermediária, composta pelas obras recomendadas neste relatório, em conjunto com as obras recomendadas pelos estudos regionais (relatórios (B), (C) e (D)), será possível a obtenção de uma exportação máxima de 25 GW pela região Nordeste, suficiente para escoar, por exemplo, o total de energia hidráulica, térmica, solar e eólica consideradas como meta para o ano 2028.

4.5.3 Cenário 3 – Inércia mínima na região Sudeste

O objetivo deste cenário é a avaliação de uma condição de elevada exportação de potência pelo Norte-Nordeste, na condição em que há poucas máquinas síncronas em operação na região Sudeste.

Para tal, foram definidas as seguintes metas de despacho:

- Geração hidráulica elevada nas usinas da região Norte, na ordem de 90%;
- Geração média nas usinas hidráulicas da região Sudeste, na ordem de 35%;
- Geração térmica reduzida, em função da elevada disponibilidade de recurso hidráulico (CVU menor ou igual a R$150,00/MWh);
- Geração na região Nordeste:
    - Usinas hidráulicas da bacia do São Francisco com geração média de 5.800MW (aproximadamente 50% da capacidade instalada);
    - Usinas Solares com fator de capacidade de 90%;
    - Usinas Eólicas com fator de capacidade de 64% na carga média e 66% na carga leve diurna de final de semana. Esses valores estão associados ao percentil 90 de permanência de geração eólica para o período Úmido da região Nordeste.

É importante mencionar que com as obras recomendadas neste relatório, não é possível atender totalmente à meta de despacho de geração no Norte/Nordeste, apenas no patamar de carga média, sendo, para tal, necessária a entrada em operação do segundo corredor expresso, a ser recomendado no relatório (F).

Com a rede intermediária, composta pelas obras recomendadas neste relatório, em conjunto com as obras recomendadas pelos estudos regionais (relatórios (B), (C) e (D)), será possível a obtenção de uma exportação máxima simultânea de 26,6 GW pelas regiões Norte/Nordeste quando as usinas hidráulicas da região Sudeste estiverem com fator de capacidade de 35%.

4.5.4 Cenário 4 – Importação do Norte e Nordeste

O objetivo deste cenário é a avaliação de uma condição de elevada importação de potência pelo Norte-Nordeste da região Sudeste/Centro-Oeste.

Para tal, foram definidas as seguintes metas de despacho:

- Geração hidráulica reduzida nas usinas da região Norte, na ordem de 15%;
- Geração média nas usinas hidráulicas da região Sudeste, na ordem de 50%;
- Geração térmica reduzida, para permitir importação pelo Norte e Norte (CVU menor ou igual a R$250,00/MWh);

- Geração na região Nordeste:
  - Usinas hidráulicas da bacia do São Francisco com geração média de 3.000MW (aproximadamente 28% da capacidade instalada);
  - Usinas Solares com fator de capacidade de 10%;
  - Usinas Eólicas com fator de capacidade de 10%.

É importante mencionar que com as obras recomendadas neste relatório, é possível atender totalmente à meta de despacho de geração no Norte/Nordeste.

Com a rede intermediária, composta pelas obras recomendadas neste relatório, em conjunto com as obras recomendadas pelos estudos regionais (relatórios (B), (C) e (D)), foi possível a importação simultânea de 2,8 GW pelas regiões Norte/Nordeste, valor que corresponde à máxima expectativa de intercâmbio para esta região em 2028, segundo análises energéticas do PDE 2031.

4.6 Patamares de Carga

Para avaliação do desempenho das alternativas e ponderação de perdas elétricas, foram simulados os patamares de carga Pesada, Média e Leve, em cada um dos 2 cenários apresentados no item 4.5.

4.7 Representação da Geração Indicativa

Em harmonia com a expansão de referência do PDE 2030 [2], considerou-se, a partir de 2026, a contratação anual de cerca de 2.400MW referentes a novas usinas eólicas e 400 MW referentes a novas usinas solares[3] na região Nordeste, chegando a um total de 11.895 MW de potencial eólico e 2.194 MW de potencial solar em 2030.

Considerando esse potencial indicativo, em adição aos 34 GW considerados como geração confirmada até o ano 2025, foram representados 48 GW em capacidade instalada renovável no Norte/Nordeste, nos casos prospectivos do ano 2030.

Para realizar a distribuição dos potenciais indicativos solares e eólicos foi aplicada uma metodologia, desenvolvida pela EPE e publicada em [11], que envolve um processo de *clusterização* dos potenciais de geração em centroides que representam subestações existentes ou planejadas do SIN. A definição dos *clusters* foi realizada com base nos dados dos sistemas AEGE (EPE) e SIGEL (ANEEL). Deste último, foram considerados, inclusive, os projetos em fase de DRO, o que permitiu a avaliação de uma ampla

[3] Considerando a alocação de 60% do total de geração indicativa solar do PDE na região Nordeste.

amostra de dados locacionais dos empreendimentos de geração, indicando os pontos de maior interesse do mercado para conexão de novos projetos.

É importante mencionar que tal base de dados de projetos foi utilizada exclusivamente para a definição dos percentuais de distribuição da geração indicativa do PDE em cada cluster da região Nordeste, sem causar nenhuma interferência sobre os montantes de expansão propriamente ditos. Os percentuais de distribuição da geração indicativa do PDE em cada *cluster* da região Nordeste são indicados pelos tamanhos das circunferências que os representam conforme indicado na Figura 4-1 a seguir.

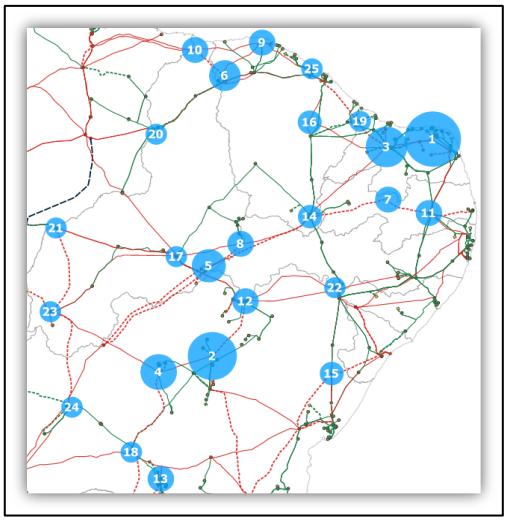


Figura 4-1 – Representação dos clusters de geração indicativa no subsistema Nordeste.

Além disso, cabe destacar que alguns *clusters,* localizados em regiões geoelétricas muito próximas, também tiveram seus potenciais agrupados em um único ponto de conexão, para fins de simulações elétricas, tendo em vista que, sob a ótica do desempenho do sistema local, os agrupamentos não causariam nenhuma alteração nas conclusões do estudo.

No caso específico das usinas termelétricas indicativas previstas no PDE 2030, foi considerado que 65% do potencial indicativo estaria distribuído entre as regiões Norte, Nordeste, Sudeste e Centro-Oeste, que são as áreas de influência deste estudo. O potencial total considerado atinge 8.000 MW no ano de 2030 e sua distribuição nas subestações do SIN levou em consideração as informações de cadastramento dos leilões de energia no Sistema AEGE, para fim de obtenção de pontos com menor necessidade de implantação de reforços locais associados.

Foram consideradas três diferentes possibilidades de características técnicas para a geração térmica prospectiva no Norte/Nordeste, no que se refere à flexibilidade de despacho dessa geração, descritos na Tabela 4-2, a fim de verificar a influência dessa questão sobre o dimensionamento da interligação entre o Norte/Nordeste e o Sudeste/Centro-Oeste.

Tabela 4-2 – Características técnicas consideradas para a geração térmica prospectiva

Característica técnica considerada para a geração térmica prospectiva na região Norte/Nordeste	
Configuração A	100% da oferta térmica prospectiva com 100% de flexibilidade para despacho
Configuração B	100% da oferta térmica prospectiva com 100% de inflexibilidade no despacho
Configuração C	50% da oferta térmica prospectiva com 100% de flexibilidade para despacho e 50% da oferta térmica prospectiva com 100% de inflexibilidade

A Tabela 4-3 apresenta os pontos de rede onde foram distribuídos os potenciais de geração indicativos.

Tabela 4-3 – Potenciais Indicativos Considerados

USINA		REGIÃO	Eólicas		Solares[4]		Térmicas	
			2028	2030	2028	2030	2028	2030
BARRA	NOME		Desp. Máx. (MW)	Desp. Máx. (MW)	Desp. Máx. (MW)	Desp. Máx. (MW)	Desp. Máx. (MW)	Desp. Máx. (MW)
12902	Cluster - SE Acaraú III	NE	344,9	574,8	-	-	-	-
11565	Cluster - SE Açu III	NE	609,9	1016,5	199,7	332,9	-	-
544	Cluster - SE Campina Grande III	NE	303,5	505,9	-	-	-	-
12501	Cluster - SE Curral Novo do Piauí II	NE	301,4	502,3	40,9	68,2	-	-
11560	Cluster - SE Gentio do Ouro II	NE	690,4	1150,7	-	-	-	-
11594	Cluster - SE Igaporã III	NE	263,6	439,4	-	-	-	-
523	Cluster - SE João Camara III	NE	1514,1	2523,4	66,3	110,5	-	-
11582	Cluster - SE Juazeiro III	NE	222,3	370,5	40,9	68,2	-	-
582	Cluster - SE Olindina	NE	211,6	352,7	-	-	-	-
11561	Cluster - SE Ourolândia II	NE	1148,6	1914,3	58,0	96,7	-	-
12901	Cluster - SE Parnaíba III	NE	342,7	571,2	-	-	-	-
12312	Cluster - SE Queimada Nova II	NE	628,4	1047,4	-	-	-	-
11500	Cluster - SE Santa Luzia II	NE	243,7	406,1	69,2	115,4	-	-
12905	Cluster - SE Tianguá II	NE	300,0	499,9	100,5	167,5	-	-
846	Cluster - SE Barreiras II	NE	-	-	41,8	69,7	-	-

[4] Considerando alocação de 60% do percentual total de geração indicativa solar na região Nordeste.

USINA		REGIÃO	Eólicas		Solares[4]		Térmicas	
			2028	2030	2028	2030	2028	2030
BARRA	NOME		Desp. Máx. (MW)	Desp. Máx. (MW)	Desp. Máx. (MW)	Desp. Máx. (MW)	Desp. Máx. (MW)	Desp. Máx. (MW)
585	Cluster - SE Bom Jesus da Lapa II	NE	-	-	67,0	111,6	-	-
836	Cluster - SE Gilbués II	NE	-	-	38,7	64,5	-	-
56100	Cluster - SE Jaguaruana II	NE	-	-	72,9	121,5	-	-
505	Cluster - SE Luiz Gonzaga	NE	-	-	56,1	93,4	-	-
11567	Cluster - SE Milagres II	NE	-	-	147,6	246,1	-	-
11525	Cluster - SE Pecém II	NE	-	-	34,3	57,2	-	-
516	Cluster - SE Quixadá	NE	-	-	98,3	163,8	-	-
536	Cluster - SE Ribeiro Gonçalves	NE	-	-	40,7	67,8	-	-
537	Cluster - SE São João do Piauí	NE	-	-	78,2	130,3	-	-
528	Cluster - SE Teresina II	NE	-	-	64,5	107,5	-	-
571	Miracema 500kV	N	-	-	-	-	1500,0	1500,0
598	Vila do Conde 500kV	N	-	-	-	-	1000,0	1000,0
532	São Luiz 500kV	NE	-	-	-	-	1000,0	1000,0
4303	Trindade 500kV	SE/CO	-	-	-	-	1250,0	1250,0
3875	Samambaia 500kV	SE/CO	-	-	-	-	1250,0	1250,0
39511	João Neiva II 500kV	SE/CO	-	-	-	-	0,0	750,0
38951	Campos 2 500kV	SE/CO	-	-	-	-	0,0	1250,0
	Total (MW)		**7125,10**	**11875,00**	**1315,40**	**2193,00**	**6000,00**	**8000,00**

5 DIAGNÓSTICO

A Nota Técnica EPE-DEE-NT-072/2021 [11] teve, como um de seus objetivos, quantificar a capacidade de transferência das interligações regionais considerando as obras já planejadas à época de sua emissão, sendo identificados, também, os fatores limitantes para uma maior transferência de potência entre as regiões.

Como o presente estudo tem como foco as interligações entre o Norte/Nordeste e o Sudeste/Centro-Oeste, serão reproduzidos apenas os resultados que envolvem essas regiões, mais notadamente os Cenários 1 e 2.

A Tabela 5-1 mostra um quadro resumo cujo conteúdo foi extraído da referida nota técnica, apontando, para cada cenário, os fatores limitantes associados que impedem uma maior transferência de potência entre as regiões de interesse.

Tabela 5-1 – Limites para maior exploração da capacidade de transferência entre as regiões Norte/Nordeste para Sudeste/Centro-Oeste

Cenário dimensionador	Fatores limitantes	
	Carga Média	Carga Leve Diurna
Cenário 1	• Carregamento dos BCS da LT 500 kV Peixe 2 – Serra da Mesa 2 e Gurupi – Serra da Mesa, em contingência	• Limites mínimos de geração hidráulica na região Sudeste (restrições mínimas operativas para geração hidráulica ⇔ fator limitante não depende de expansão da transmissão)
Cenário 2	• Colapso de tensão na interligação Nordeste-Sudeste, após curto-circuito na LT 800kV CC Xingu – Terminal Rio, seguido da rejeição completa desse bipolo • Carregamento em N – 1 do capacitor série da LT 500 kV Barreiras – Rio das Éguas	• Colapso de tensão na interligação Nordeste-Sudeste, após curto-circuito na LT 800kV CC Xingu – Terminal Rio, seguido da rejeição completa desse bipolo • Carregamento em N – 1 do capacitor série da LT 500 kV Barreiras – Rio das Éguas

Já a Tabela 5-2 apresenta os limites calculados para anos futuros, considerando as obras já planejadas e o aumento de carga e do parque gerador.

Tabela 5-2 – Quadro resumo dos limites de capacidade das interligações [MW]

Intercâmbios	Cenário dimensionador	Carga Média			Carga Leve Diurna		
		2025	2027	2033	2025	2027	2033
Exportação do Nordeste	Cenário 2	13.100	15.000	15.300	14.500	15.500	15.600
Exportação do NNE	Cenário 1	16.800	17.500	17.500	13.600*1	16.000*1	17.500*1

1 – Valores acima dos apresentados na tabela incorreriam na violação de restrições mínimas operativas para a geração hidráulica no subsistema Sudeste/Centro-Oeste ou Sul.

Considerando os limites de intercâmbio calculados com a configuração da rede planejada, a análise de balanço estático – apresentada com detalhes na Nota Técnica EPE-DEE-NT-072/2021 [11] e reproduzida na Figura 5-1 – mostrou uma necessidade de expansão da capacidade de exportação da região Norte/Nordeste a partir de 10 GW em 2025, podendo evoluir até cerca de 18 GW, no ano 2033, considerando-se o cenário de referência.

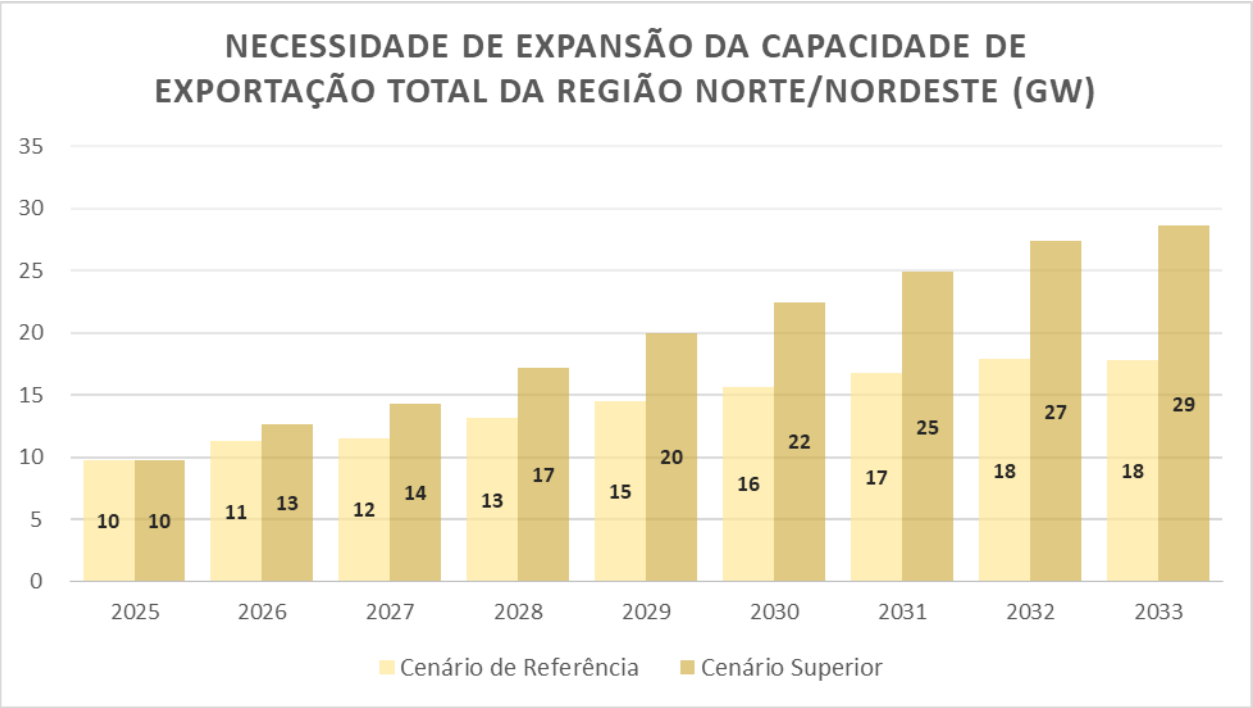


Figura 5-1 - Necessidade de expansão da capacidade de exportação total do NNE.

Tais resultados evidenciam a importância da recomendação imediata de reforços de transmissão de grande capacidade, que deverão atender aos montantes de intercâmbios vislumbrados e propiciar, também, margens de escoamento locais para novos empreendimentos de geração. Maiores detalhes sobre o diagnóstico podem ser consultados em [11].

6 FORMULAÇÃO DE ALTERNATIVAS

6.1 Considerações iniciais acerca de tecnologias de transmissão

Conforme indicado no capítulo 1, este relatório busca atender à necessidade de aumento da capacidade de exportação da região Norte/Nordeste, identificada em [11], via corredores expressos com elevada capacidade de transmissão.

As alternativas estudadas no presente estudo foram todas em corrente contínua, dado que já foi demostrado, anteriormente, em [3], que para necessidade de aumento da capacidade de exportação da região Norte/Nordeste, as soluções inteiramente em CA não são economicamente competitivas, sendo que, para as distâncias envolvidas no estudo, as alternativas CC são as mais atrativas, além de tecnicamente mais vantajosas, devido à característica de controlabilidade dos intercâmbios, inerente à transmissão em CC, fundamental para o objetivo específico da expansão em estudo.

Cabe ressaltar que em [3] foram avaliadas soluções em corrente alternada com níveis de tensão superiores a 500 kV e que para grandes distâncias, surge a necessidade de construção de diversas subestações intermediárias, transformadores elevadores/abaixadores e compensação série das linhas, o que torna a solução economicamente pouca atrativa.

Dessas constatações, as hipóteses de transmissão totalmente CA foi descartada, passando a ser adotada a premissa de transmissão em corrente contínua, com reforços CA pontuais e/ou complementares que se fizessem necessários.

Dentre as possibilidades de tecnologias de transmissão em corrente contínua foi adotada a de comutação natural pela linha (LCC), pelos seguintes fatores:

- A tecnologia LCC apresenta múltiplos fabricantes capazes de ofertar projetos que atendam os requisitos de potência e tensão nominal especificados para o sistema CCAT recomendado, facilitando a ampla competitividade no fornecimento da solução;
- Em consulta a fabricantes, foram observadas limitações para fornecimento de outras tecnologias que atendessem os critérios listados na seção 15.1.1;
- As demais tecnologias apresentam custos muito mais elevados que as do LCC, atualmente;
- A solução LCC mostrou-se efetiva para atendimento aos objetivos do estudo, tendo apresentado desempenho satisfatório nas simulações de desempenho dinâmico detalhadas na seção 15.

Em suma, a tecnologia LCC configura, ainda, a melhor solução técnico-econômica a ser adotada para a aplicação em estudo.

6.2 Concepção básica da solução de planejamento

Tendo como base o exposto no item 6.1, verifica-se que a tecnologia em corrente contínua LCC é a que tem os melhores atributos para atender às necessidades de expansão da capacidade de exportação das regiões Norte/Nordeste, que pode chegar a 16 GW, em 2030, ano-horizonte definido para o presente estudo, no que se refere à recomendação de novas obras.

A estratégia usada pela EPE nesse conjunto de estudos, foi a de prover uma solução que combine múltiplos corredores de transmissão de elevada capacidade, em corrente contínua, usando tecnologia LCC, com reforços em corrente alternada, que em conjunto possam atingir às necessidades de expansão das regiões Norte e Nordeste.

Neste sentido, a premissa de partida da EPE foi a concepção de dois corredores expressos de transmissão, cada um com potência nominal de pelo menos 4 GW, conforme apresentado na Figura 6-1.

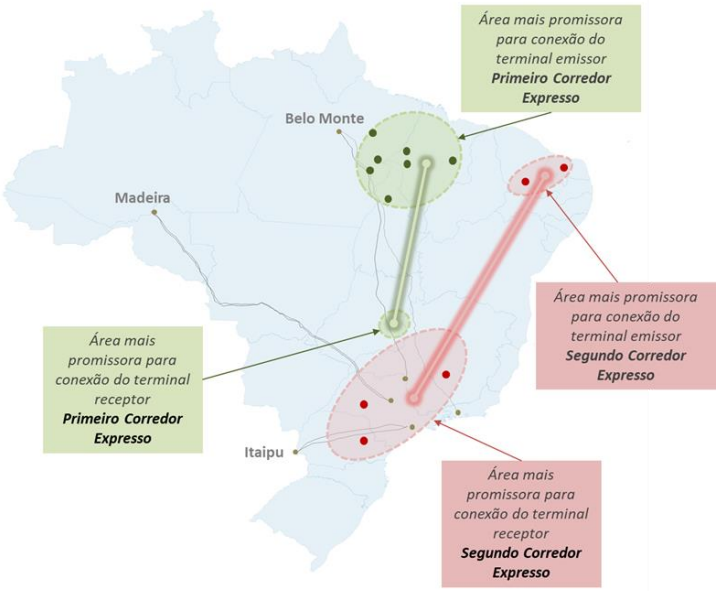


Figura 6-1 – Concepção básica para os novos corredores de transmissão em corrente contínua

Em virtude das necessidades energéticas de exportação das regiões Norte/Nordeste, foi definido que o ponto de conexão do terminal emissor do primeiro corredor expresso deve ser selecionado visando a redução nos carregamentos da interligação Norte-Sul, principalmente nos cenários em que há concomitância entre elevada disponibilidade hídrica na região Norte e alta oferta de geração renovável na região Nordeste.

Já o terminal emissor do segundo corredor deve estar preferencialmente localizado na região Nordeste, mais diretamente associado à uma expectativa de expansão da geração nessa região, que demanda

incrementos mais acelerados da sua capacidade de exportação individual, ao longo dos anos finais do horizonte.

De fato, a predominância de cenários de exportação pela região Nordeste tem sido uma tendência observada na operação do sistema interligado nacional, ao longo dos últimos anos, como pode ser observado na Figura 6-2. Em 2015, a região Nordeste permaneceu apenas 5% do tempo como exportadora para os demais subsistemas brasileiros, enquanto, em 2021, apenas seis anos depois, esse número passou para 75%.

O valor absoluto da exportação também apresentou um ganho significativo: o percentil 5% dos maiores valores de exportação passou de 0 MW, em 2015, para cerca de 8300 MW, em 2021. Os números mostram que a região Nordeste está em uma rápida transição de perfil, passando de importadora para exportadora, em razão da entrada em operação, nos últimos anos, de uma grande quantidade de projetos renováveis na região.

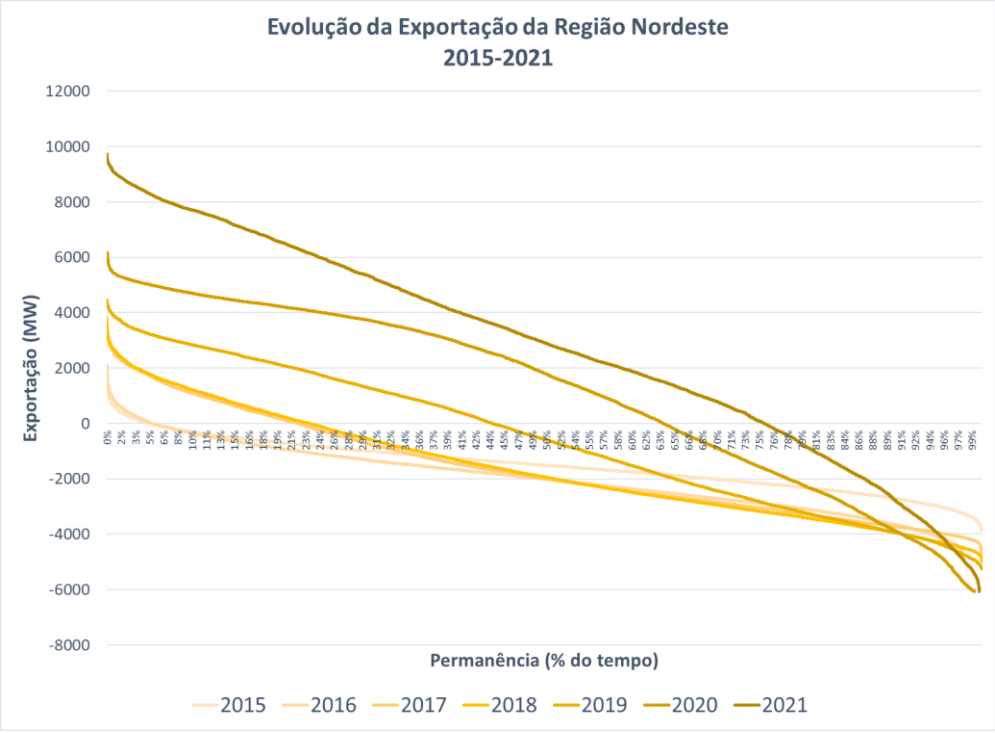


Figura 6-2 – Tempo de permanência da exportação da Região Nordeste – 2015-2021 (Fonte: ONS)

A tendência observada nos últimos anos deve permanecer nos próximos anos e até mesmo se acelerar, como consequência da expansão confirmada de geração indicativa prevista na Figura 1-2.

Como referência inicial para a concepção das alternativas de expansão em corrente contínua, para o primeiro corredor de transmissão, será realizada uma reavaliação do bipolo Graça Aranha – Silvânia,

anteriormente estudado pela EPE [3], com possível revisão do ponto de conexão do terminal retificador, na região Norte/Nordeste, em função da nova configuração de geração prevista para o horizonte 2030.

Adicionalmente, serão considerados os resultados de estudos desenvolvidos simultaneamente, visando eliminar restrições de escoamento de geração, através da expansão do sistema regional Nordeste, os quais têm plena sintonia com a análise da expansão da interligação.

6.3 Ponto de conexão da estação inversora na região Sudeste/Centro-Oeste

Na Nota Técnica [3], foram apresentadas todas as análises que fundamentaram a escolha da nova SE Silvânia, no estado de Goiás, como alternativa para alocação da inversora do Bipolo Nordeste I, naquela época designado como "Bipolo B".

Os pontos elencados para tal foram basicamente as subestações Cruzeiro (nova), Luziânia e Brasília Leste. Essas subestações foram consideradas estratégias pelas seguintes razões:

- Proximidade de uma região com alta concentração de demanda de carga elétrica, notadamente pela presença da capital federal Brasília e da Região Metropolitana de Goiânia, que juntas possuem uma demanda de aproximadamente 2.000 MW, segundo [12];
- Ser uma região fronteiriça entre os submercados Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, na qual várias linhas de transmissão de interligação se conectam. Cita-se, em especial, a chamada interligação Norte-Sul, que vem se apresentando como fator limitante para operação eletro-energética otimizada, em especial nos períodos de alta hidraulicidade da região Norte. A injeção de potência via Bipolo Nordeste I, ao sul desta interligação, torna-se efetiva no controle de fluxo da mesma, eliminando as restrições que são observadas no horizonte de curto e médio prazos;
- Esta subestação está posicionada de modo a criar um ponto em 500 kV para atendimento da região central do estado de Goiás e Distrito Federal em função do iminente esgotamento da capacidade de expansão das SE Luziânia e Samambaia;
- Da proximidade com uma malha robusta em 500 kV, que evita a necessidade de complementação estrutural de grande porte para escoamento da potência injetada pelo elo CC.

O relatório [5], por sua vez, realizou diversas análises de desempenho, em diversos cenários de geração, e constatou uma boa distribuição de fluxos nas linhas que são originadas na SE Silvânia, sendo verificados os maiores carregamentos percentuais na LT 500 kV Silvânia – Emborcação e na LT 500 kV

Silvânia – Itumbiara, que escoam parte da potência do referido elo para a região Sudeste. Na época, foi recomendada a LT 500 kV Trindade – Silvânia para reforçar o sistema receptor em contingências e auxiliar no escoamento de potência para a região metropolitana de Goiânia que apresentava problemas de atendimento ao critério N-1. Assim, o relatório concluiu ser esse ponto era o mais adequado para a conexão do bipolo.

Em 2019, foi emitido o relatório EPE-DEE-RE-027/2019 [13] que constatou benefícios de antecipação da implantação da LT 500 kV Trindade – Silvânia e da nova SE Silvânia, em comparação a outras opções de reforços estruturais de transmissão de energia, para atendimento ao critério N-1 na Rede Básica que atende à região central do estado de Goiás.

O presente estudo ratifica a pertinência dos argumentos apresentados pelos relatórios [3], [5] e [13] e acrescenta como benefício adicional, favorecendo a escolha de Silvânia como terminal receptor da solução, a distância elétrica que essa subestação possui em relação às demais inversoras de elos CCAT do SIN, o que mitiga problemas de natureza dinâmica, como as interações multi-infeed, proporcionando maior robustez à solução, conforme apresentado na seção 15.

Assim, é tomado como pressuposto a subestação de Silvânia como ponto de chegada do novo elo CCAT.

6.4 Pontos de conexão da estação retificadora na região Norte/Nordeste

Definido o ponto de conexão da estação inversora no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, cabe uma avaliação em relação ao melhor ponto para a conexão da estação retificadora. Desde a emissão do estudo [5], houve uma alteração significativa das premissas para a expansão da geração no Sistema Interligado Nacional, de modo que não se poderia afirmar, sem análises aprofundadas, que as conclusões definidas naquele estudo permaneceriam as mesmas. Adicionalmente, há de se considerar os importantes reforços na malha de transmissão CA que ocorreram na rede de transmissão nos últimos anos, cujos efeitos devem ser considerados na análise.

Foram cogitados um total de 7 (sete) pontos de conexão para a estação retificadora na região Norte, cobrindo os estados de Tocantins, Pará e Maranhão. O intuito desta primeira etapa é fazer um diagnóstico da rede CA quando inserida a estação retificadora nos sete diferentes pontos cogitados, identificando sobrecargas e violações na rede CA em cada uma das diferentes alternativas. Essas violações servirão de insumos para a definição dos reforços em corrente alternada complementares que comporão cada alternativa numa etapa posterior.

Como ponto de partida para esse diagnóstico, foram consideradas as seguintes premissas:

- Bipolo de 5 GW de capacidade nominal;
- Efeito dos reforços recomendados nos estudos (B), (C) e (D) da Figura 1-6;
- Efeito do segundo corredor expresso, ligando o Nordeste ao Sul/Sudeste, referente ao estudo (F) da Figura 1-6;
- Utilização dos cenários 1 e 2 como dimensionadores da rede.

Os sete pontos simulados para conexão da estação retificadora são listados a seguir e ilustrados de forma esquemática na Figura 6-3.

- Ponto 1 – SE Colinas (TO)
- Ponto 2 – SE Serra Pelada (PA)
- Ponto 3 – SE Itacaiúnas (PA)
- Ponto 4 – SE Imperatriz (MA)
- Ponto 5 – SE Açailândia (MA)
- Ponto 6 – SE Graça Aranha (MA)
- Ponto 7 – SE Tucuruí (PA)

Figura 6-3 - Pontos avaliados para conexão da retificadora.

O ponto da SE Presidente Dutra não foi considerado nesta análise pois se verificou, em consulta à Eletronorte, reproduzida no item 22.4.1.1, quando da realização do estudo [5], que a referida subestação, por estar localizada próxima à mancha urbana do município homônimo, traria grandes dificuldades à expansão dos pátios de corrente contínua, filtros e conversoras, que demandam grande área para implantação. Na ocasião, foi sugerida a localidade de Graça Aranha como um ponto alternativo para receber essa estação conversora, que dista cerca de 20 km a sudeste da SE Presidente Dutra, ou seja, em um ponto geo-elétrico equivalente ao da SE Presidente Dutra.

Como pode ser observado na Figura 6-3, esses pontos cobrem uma área interessante da rede de transmissão da região Norte, compreendendo a interligação Norte-Nordeste, a porção mais ao norte da chamada interligação Norte-Sul e a rede CA próxima a grandes usinas hidrelétricas da região, como a UHE Tucuruí e a UHE Belo Monte.

Com o diagnóstico, espera-se inferir os benefícios decorrentes da inserção da estação retificadora em cada um dos pontos, prevendo-se os reforços na rede CA necessários para atendimento integral dos cenários 1 e 2 descritos anteriormente, do ponto de vista da análise de contingências em regime permanente.

6.4.1 Conclusões do diagnóstico inicial

6.4.1.1 Sobrecargas no BCS da LT 500 kV Imperatriz – Colinas C1/C2

A inserção da estação retificadora no Ponto 1 (Colinas) ou no Ponto 2 (Serra Pelada) ocasiona sobrecarga em regime e em contingência nos BCS da LT Imperatriz – Colinas C1/C2. Esta violação ocorre nos Cenários 1 e 2, para o Ponto 1 e apenas no Cenário 1. A Figura 6-4 mostra um comparativo entre os carregamentos desse circuito em cada uma das alternativas, para o Cenário 1.

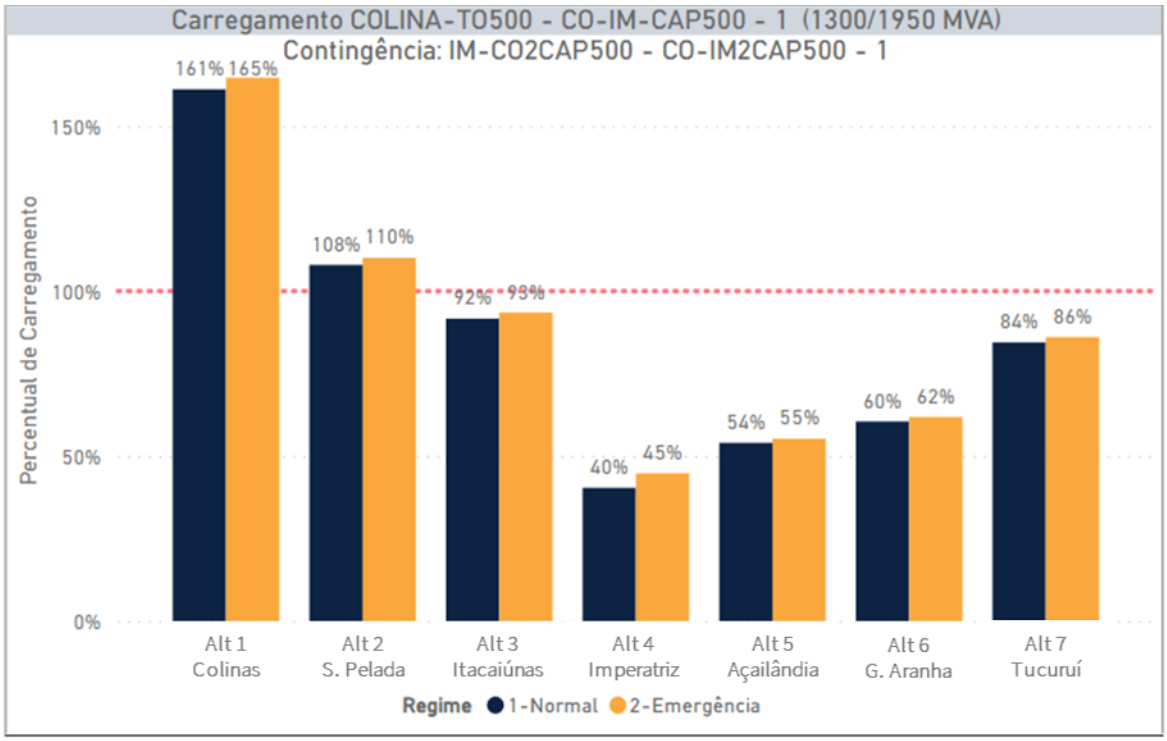


Figura 6-4 – Carregamento BCS LT 500 kV Imperatriz – Colinas C1 na contingência do C2

Desta forma, para as alternativas de Colinas e Serra Pelada, uma nova LT 500 kV Imperatriz – Colinas C3, com as respectivas compensações série e shunt, faz-se necessária para solucionar o problema.

6.4.1.2 Sobrecarga no BCS da LT 500 kV Itacaiúnas – Colinas C1

A inserção da estação retificadora no Ponto 1 (Colinas) ocasiona sobrecarga no BCS da LT 500 kV Itacaiúnas – Colinas C1, na contingência de um dos circuitos da LT 500 kV Imperatriz - Colinas. Esta violação ocorre apenas para o Ponto 1, no Cenário 1. A Figura 6-5 mostra um comparativo entre os carregamentos desse circuito em cada uma das alternativas, para o Cenário 1.

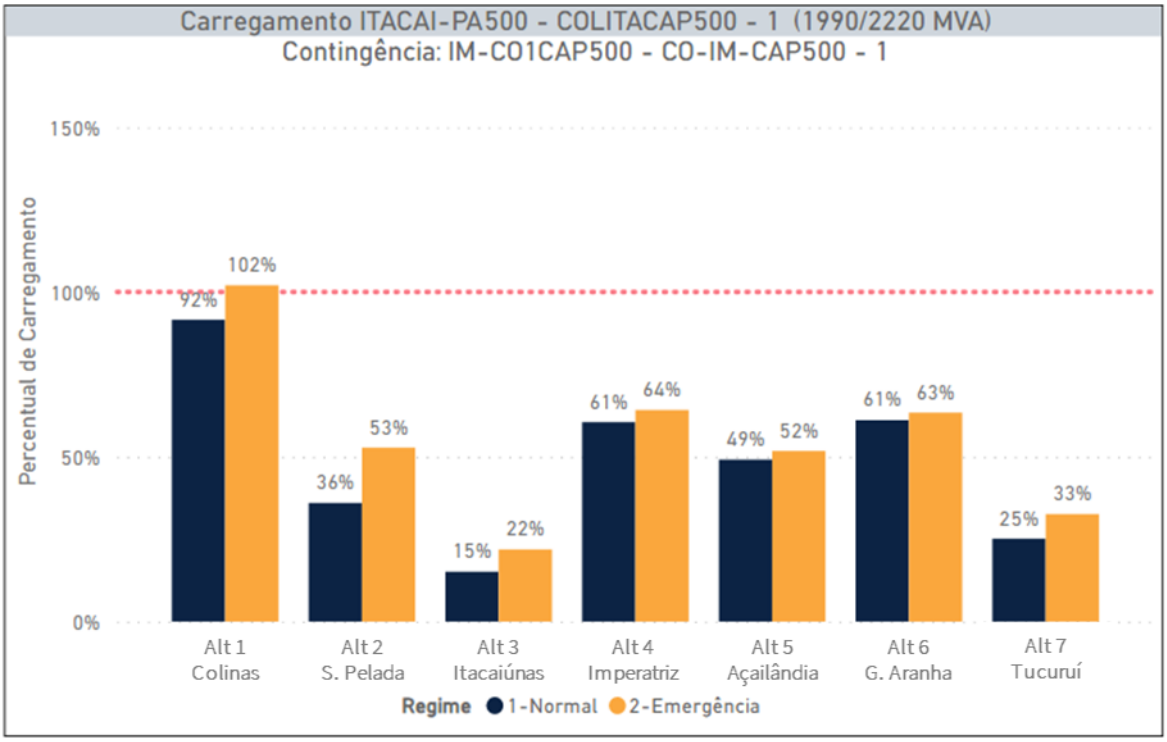


Figura 6-5 - Carregamento BCS LT 500 kV Itacaiúnas– Colinas C1 na contingência da LT 500 kV Imperatriz – Colinas C1 ou C2

Desta forma, para a alternativa de Colinas, uma nova LT 500 kV Imperatriz – Colinas C3, com as respectivas compensações série e shunt, faz-se necessária para solucionar o problema.

6.4.1.3 Sobrecarga na LT 500 kV Marabá – Itacaiúnas C1 ou C2

A inserção da estação retificadora no Ponto 3 (Itacaiúnas) ocasiona sobrecarga na LT 500 kV Marabá – Itacaiúnas C1/C2, na contingência de um dos circuitos. Esta violação ocorre apenas para o Ponto 3, nos Cenários 1 e 2. A Figura 6-6 mostra um comparativo entre os carregamentos desse circuito em cada uma das alternativas, para o Cenário 1, que foi o que apresentou os maiores carregamentos.

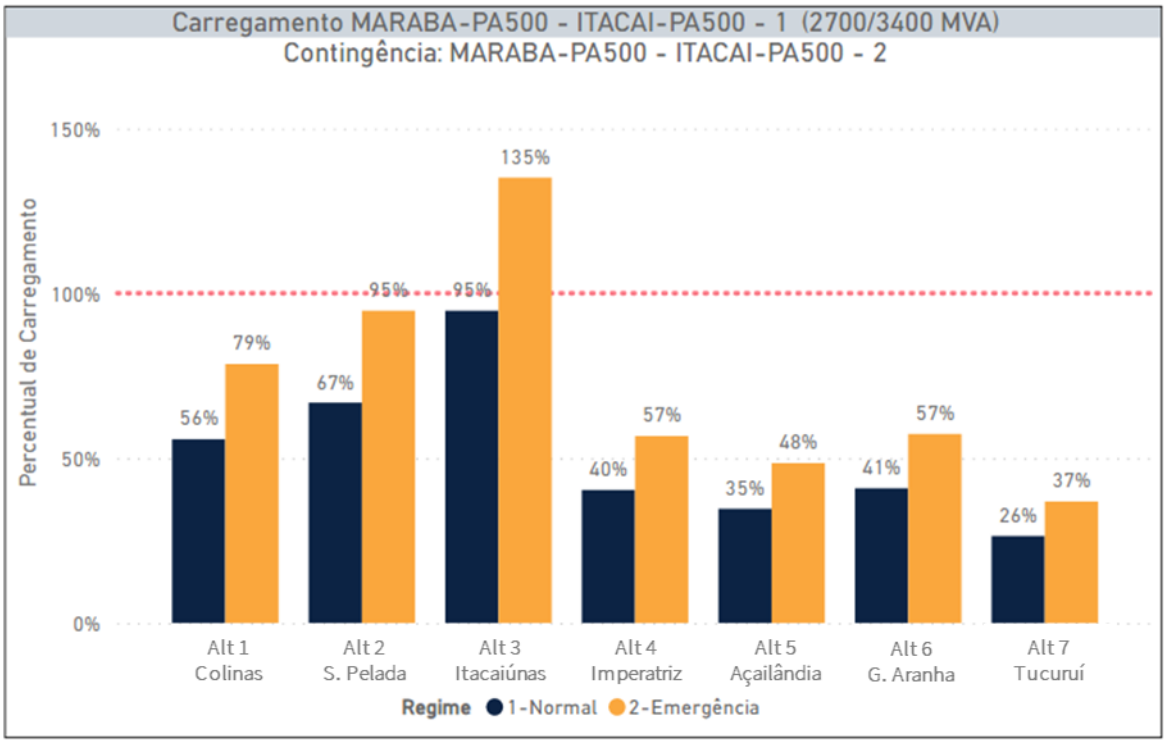


Figura 6-6 - Carregamento LT 500 kV Marabá – Itacaiúnas C1/C2 na contingência de um dos circuitos

Desta forma, para a alternativa de Itacaiúnas, uma nova LT 500 kV Marabá – Itacaiúnas C3 faz-se necessária para solucionar o problema.

6.4.1.4 Sobrecarga na LT 500 kV Presidente Dutra – Graça Aranha C1/C2

A SE Graça Aranha proposta na alternativa 6 e se conecta à rede através dos seccionamentos das LTs 500 kV Presidente Dutra – Teresina II C1 e C2, resultando nas LTs 500 kV Presidente Dutra – Graça Aranha C1 e C2 e LTs 500 kV Graça Aranha – Teresina II C1 e C2. A inserção da estação retificadora no Ponto 6 (Graça Aranha) ocasiona sobrecarga na LT 500 kV Presidente Dutra – Graça Aranha C1/C2, na contingência de um dos circuitos. Esta violação ocorre apenas para o Ponto 6, tanto no Cenário 1 quanto no Cenário 2. A Figura 6-7 mostra um comparativo entre os carregamentos desse circuito em cada uma das alternativas para o Cenário 1, que foi o que apresentou os maiores carregamentos.

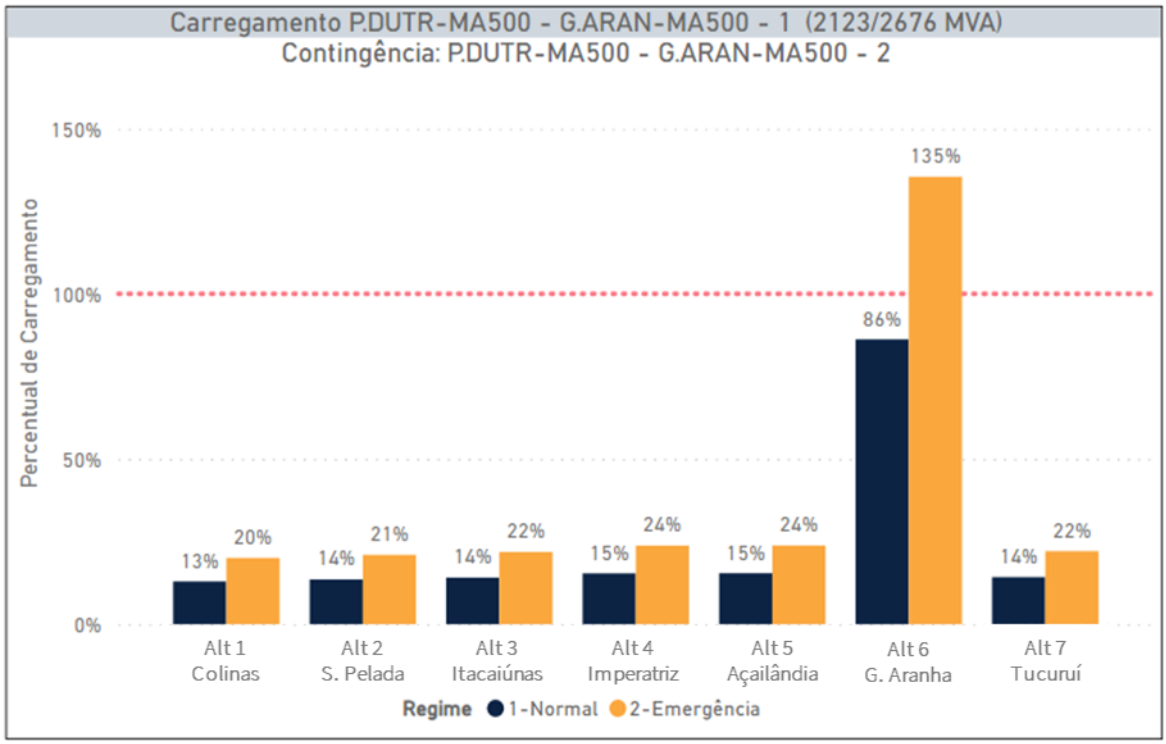


Figura 6-7 - Carregamento LT 500 kV Presidente Dutra – Graça Aranha C1/C2 na contingência de um dos circuitos

Desta forma, para a alternativa de Graça Aranha, foi necessária um novo circuito da LT 500 kV Presidente Dutra – Graça Aranha para solucionar o problema de N-1.

Adicionalmente, por Graça Aranha ser uma instalação estratégica foi recomendado, de forma indicativa, um quarto circuito entre Presidente Dutra – Graça Aranha, para o atendimento ao critério N-2, situação na qual os carregamentos voltariam aos níveis apresentados na Figura 6-7.

6.4.1.5 Sobrecargas no BCS da LT 500 kV Imperatriz – Presidente Dutra C1/C2

No Cenário 2, em que a região Nordeste apresenta uma produção mais elevada de fontes renováveis, observa-se que quanto mais inserida a estação retificadora do bipolo estiver na região Norte, o fluxo de proveniente da região Nordeste precisa percorrer um percurso mais longo pela rede CA, causando algumas violações na interligação Norte-Nordeste.

Desta forma, conforme pode ser observado na Figura 6-8, em todas as alternativas cuja estação retificadora se localiza a oeste da SE Presidente Dutra foi verificada sobrecarga nos BCS da LT 500 kV Imperatriz – Presidente Dutra C1/C2, quando da contingência de um dos circuitos. A única exceção é o Ponto 6 (Graça Aranha) que se localiza a leste da Presidente Dutra, permitindo que o fluxo proveniente da região Nordeste seja enviado para Sudeste/Oeste antes de atingir a referida LT.

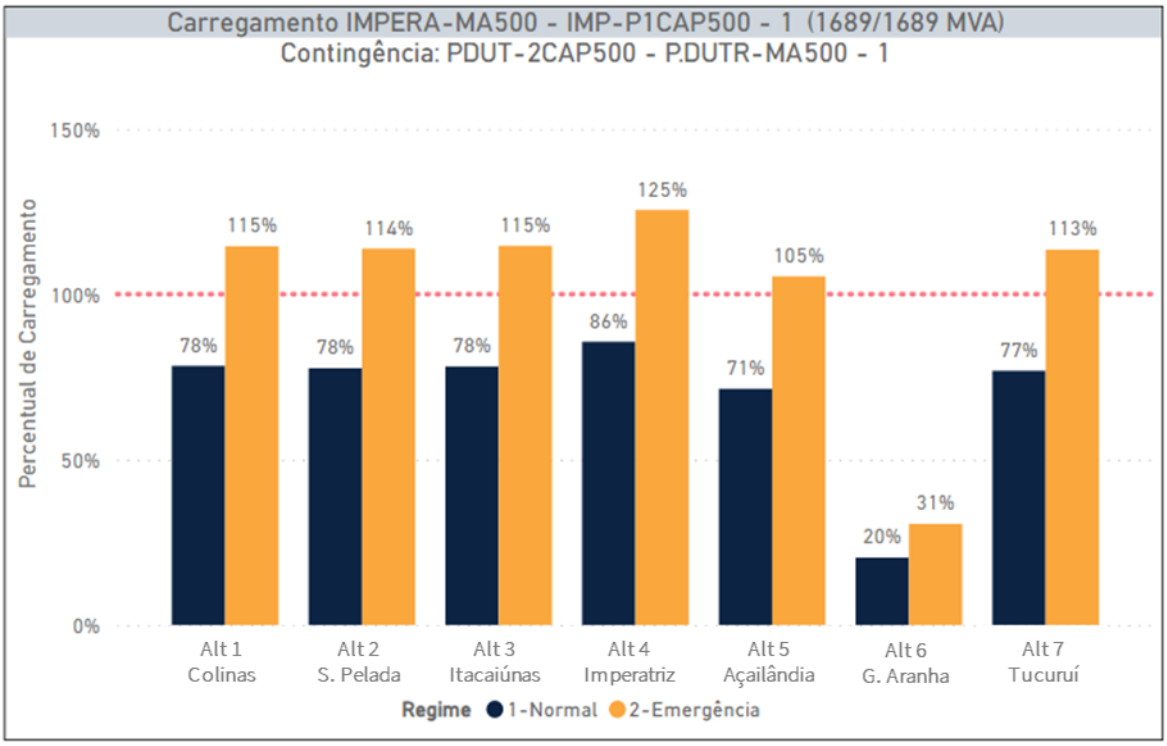


Figura 6-8 - Carregamento BCS LT 500 kV Imperatriz – Presidente Dutra C1/C2 na contingência de um dos circuitos

Desta forma, para todas as alternativas, exceto a que contempla o Ponto 6 (Graça Aranha), uma nova LT 500 kV Imperatriz – Presidente Dutra C3, com as respectivas compensações série e shunt, faz-se necessária para solucionar o problema.

6.4.1.6 Sobrecargas em circuitos que compõem a Interligação Norte-Sul

Conforme mencionado no item 6.3, o ponto de conexão para a estação inversora do bipolo, na SE Silvânia, foi estrategicamente escolhido por estar localizado logo abaixo da chegada da interligação Norte-Sul. Ao controlar a potência injetada na SE Silvânia via estação inversora, é possível controlar o fluxo que flui pelos circuitos que compõem a interligação Norte-Sul, eliminando possíveis congestionamentos nesse tronco de transmissão.

Com a inserção dos potenciais futuros de geração nas regiões Norte e Nordeste, aumenta-se, também, a necessidade de expandir a capacidade de escoamento das redes de transmissão que interligam aquelas regiões ao Sudeste/Centro-Oeste. O diagnóstico dos circuitos que compõem a interligação Norte-Sul tem dois objetivos principais:

i. verificar se a implantação de um bipolo de corrente contínua de potência nominal de 5 GW ligando um dos pontos da região Norte à SE Silvânia é suficiente para eliminar sobrecargas na interligação Norte-Sul, nos Cenários 1 e 2;

ii. verificar se o ponto escolhido para a retificadora na região Norte possui influência nos carregamentos da interligação Norte-Sul, no sentido de identificar possíveis benefícios de alguma(s) da(s) alternativa(s).

É importante salientar que neste diagnóstico foi considerado o efeito dos reforços CA e CC dos estudos (B), (C), (D) e (F) da Figura 1-6.

Com relação ao objetivo (i), verifica-se que, qualquer que seja o ponto escolhido para a estação retificadora, ainda se observam violações em regime e em contingência, para alguns dos circuitos que compõem a interligação Norte-Sul, no caso da configuração B, em que a geração térmica tem característica 100% inflexível. No caso das configurações A e C, em que a geração térmica prospectiva no Norte/Nordeste possui algum grau de flexibilidade para despacho, o bipolo com capacidade de 5GW é solução suficiente para eliminar as referidas sobrecargas. Portanto, para fim de dimensionamento da solução completa, foi utilizada a configuração B.

Dentre os circuitos com maiores violações percentuais, nessa configuração, encontram-se os apresentados na Figura 6-9 até a Figura 6-12 a seguir.

- BCS da LT 500 kV Gurupi – Serra da Mesa, na contingência da LT 500 kV Peixe 2 – Serra da Mesa 2 (Figura 6-9)

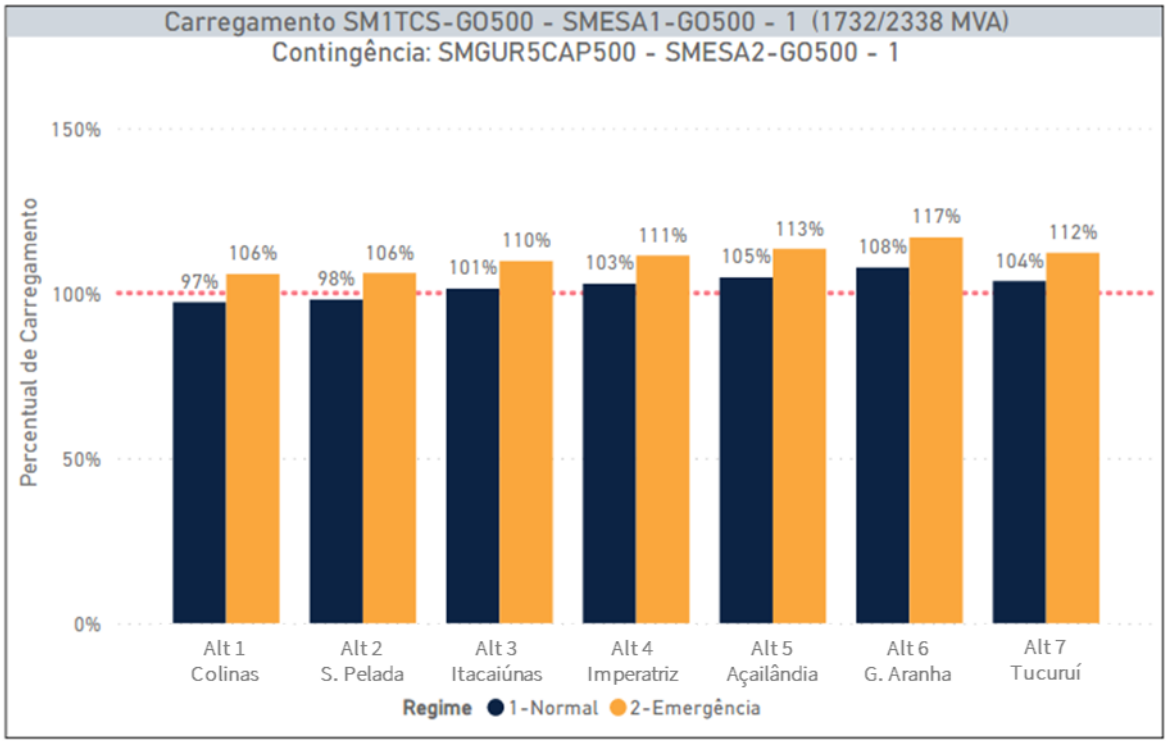


Figura 6-9 - Carregamento BCS LT 500 kV Gurupi – Serra da Mesa C1/C2 na contingência da LT 500 kV Peixe2 – Serra da Mesa 2

- BCS da LT 500 kV Miracema – Gurupi C3, na contingência da LT 500 kV Miracema – Gurupi C1 (Figura 6-10)

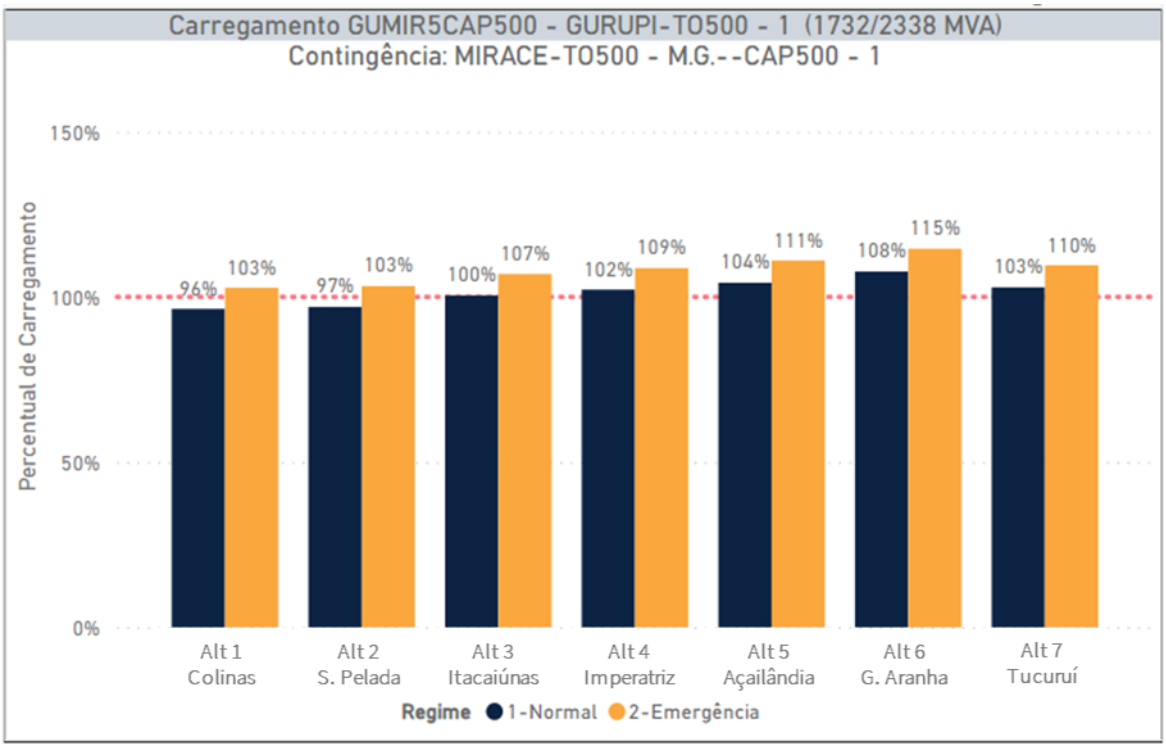


Figura 6-10 - Carregamento BCS da LT 500 kV Miracema – Gurupi C3, na contingência da LT 500 kV Miracema – Gurupi C1

- BCS da LT 500 kV Serra da Mesa - Samambaia C2, na contingência da LT 500 kV Serra da Mesa - Samambaia C1 (Figura 6-11)

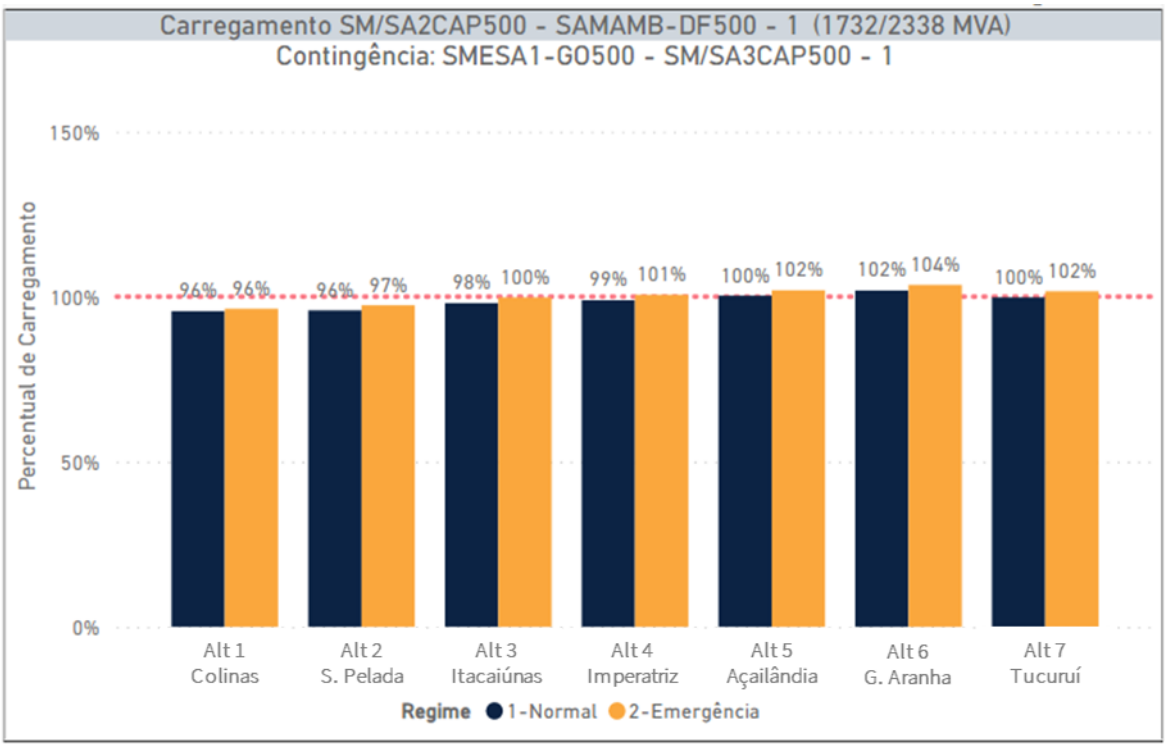


Figura 6-11 - Carregamento BCS da LT 500 kV Serra da Mesa - Samambaia C2, na contingência da LT 500 kV Serra da Mesa - Samambaia C1

- BCS da LT 500 kV Serra da Mesa - Luziânia, em condição normal (Figura 6-12)

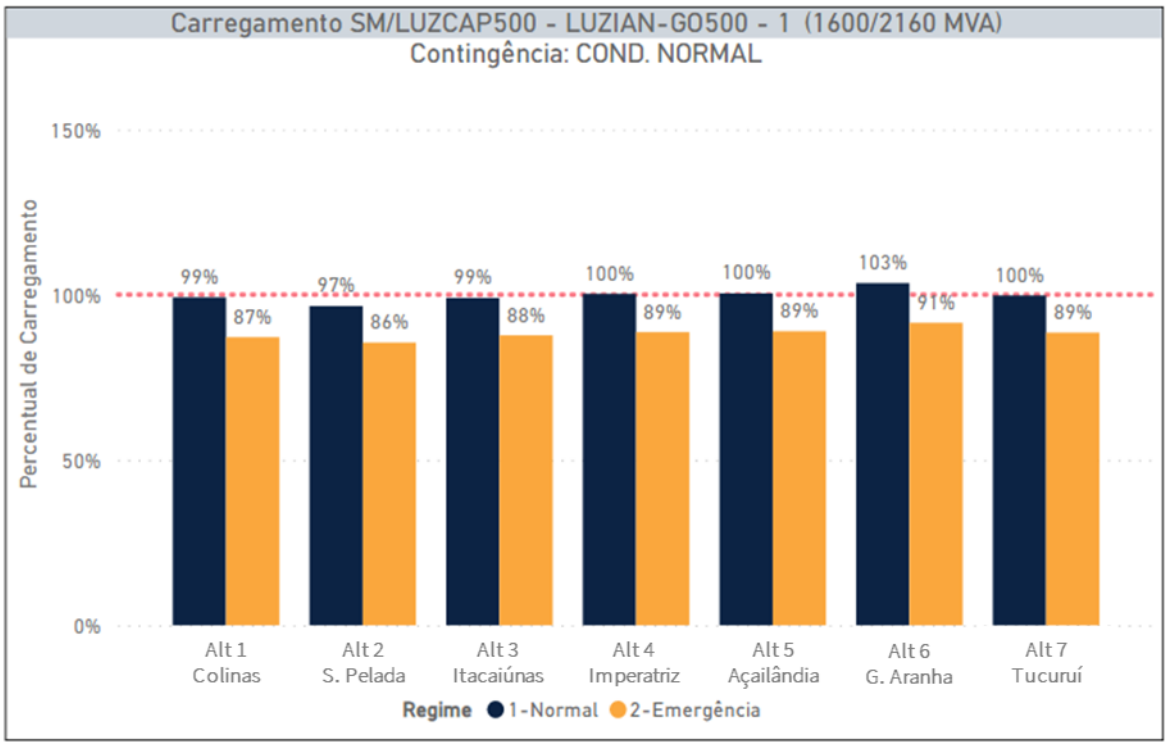


Figura 6-12 - Carregamento LT 500 kV Serra da Mesa - Luziânia, em condição normal

Com isso, verifica-se que, mesmo com a aplicação de um reforço usando um bipolo de 5 GW de capacidade nominal, se concretizada a configuração B exibida na Tabela 4-2, , será necessário definir

reforços na região da interligação Norte-Sul que solucionem tais violações, no ano de 2030, em especial para possibilitar o atendimento ao objetivo de escoamento pleno de excedentes de geração no Cenário 1, em que há concomitância de exportação da região Norte e da região Nordeste.

Com relação ao objetivo (ii), verifica-se que o ponto escolhido para a estação retificadora na região Norte possui um efeito muito marginal nos carregamentos dos circuitos da interligação Norte-Sul, ou seja, não se verificam grandes diferenças percentuais nos carregamentos dos circuitos que integram a interligação Norte-Sul para os sete pontos de conexão da estação retificadora testados, como pode ser verificado na Figura 6-9 à Figura 6-12. Observa-se que houve uma diferença de carregamento de no máximo 10% entre os diferentes pontos testados para as estações conversoras, diferença essa que não evita a necessidade de implantação de reforços CA adicionais para solucionar o problema.

Desta forma, não se observa vantagem competitiva relevante em nenhum dos sete pontos testados para localização da estação retificadora, no que se refere a evitar novos reforços CA paralelos à Interligação Norte-Sul, no ano 2030, para o Cenário 1, na configuração B. O reforço desta interligação pode, desta forma, ser considerado um problema à parte em relação à escolha do melhor ponto da estação retificadora no Norte, e o item 6.5 a seguir tratará desta questão.

6.5 Reforços 500 kV na Interligação Norte-Sul

Como há violação de limites em regime normal e em contingência para diversos circuitos ao sul da SE Miracema, definiu-se esta SE como ponto de partida para novos reforços. Verificou-se que, geoeletricamente, duas opções são atrativas.

A primeira delas, que doravante será denominada Eixo Oeste, é composta por um eixo 500 kV ligando a SE Miracema ao Sudeste/Centro-Oeste, passando a Oeste da Interligação Norte-Sul e se interligando à SE Trindade, na Região Metropolitana de Goiânia. A vantagem desta alternativa é o fornecimento de um novo eixo de interligação, com novas subestações, passando pela região Norte de Goiás, que atualmente tem uma rede pouco malhada. Adicionalmente, é uma região com uma grande quantidade de consumidores de grande porte, e, mais recentemente, tem apresentado grande potencial e oferta de projetos solares fotovoltaicos interessados em se se conectar na rede 230 kV local, a qual não é capaz de escoar os montantes vislumbrados.

A segunda opção, doravante denominada Eixo Leste, é composta por um eixo 500 kV ligando a SE Miracema ao Sudeste/Centro-Oeste, passando a Leste da Interligação Norte-Sul e se interligando à SE Arinos 2, na região Norte de Minas Gerais. Além disso, nessa opção foi necessária a aplicação da LT 500 kV Silvânia – Trindade C2, de forma a evitar que a perda do C1 acarretasse sobrecargas na

transformação. Com o intuito de torná-la equivalente à alternativa anterior, com carregamentos da ordem de 1100 MW no Cenário 1, foi necessária a utilização de circuitos 500 kV de feixe expandido, combinado com compensação série de aproximadamente 50% entre a SE Miracema e a SE Rio das Éguas.

A vantagem desta alternativa é possibilidade de reforço à rede da região leste do estado do Tocantins. No entanto, ao sul da SE Rio das Éguas essa opção se torna um reforço adicional em 500 kV numa região já suprida por muitos circuitos, situação que põe a alternativa Oeste em uma vantagem estratégica, já que implanta circuitos 500 kV em área atualmente não suprida por este nível de tensão.

A Figura 6-13 mostra o diagrama esquemático indicativo das duas possibilidades de expansão da interligação Norte-Sul, que serão melhor detalhadas no item 7.

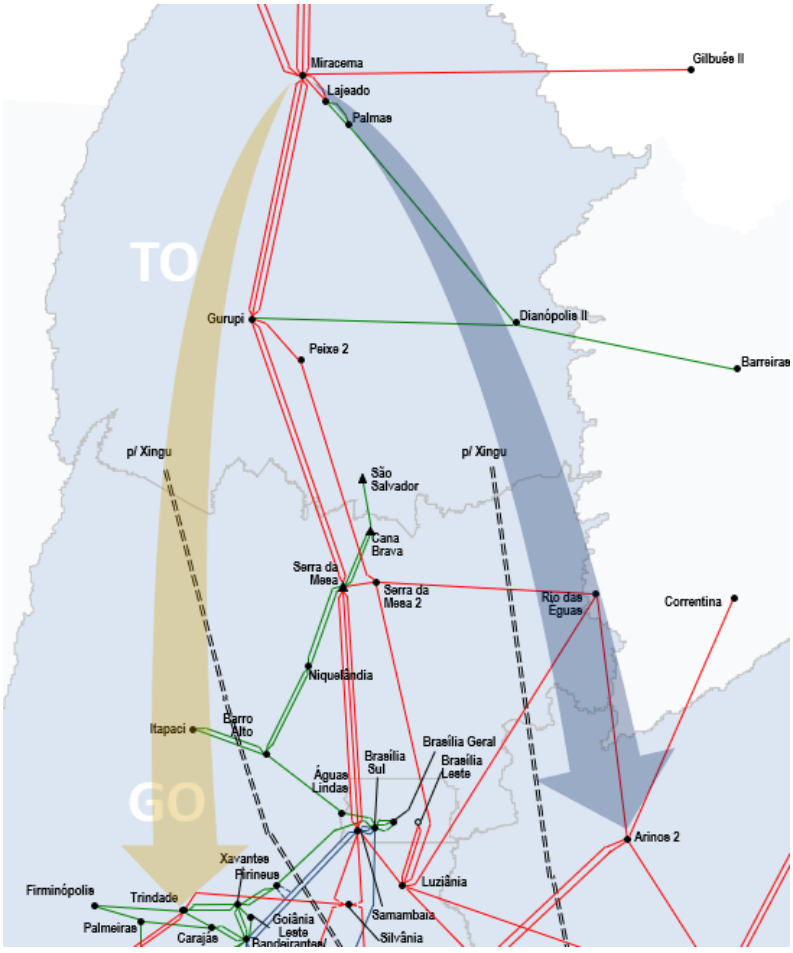


Figura 6-13 – Ilustração esquemática dos eixos oeste (amarelo) e leste (azul)

6.6 Definição de alternativas para a potência nominal das conversoras

Os resultados apresentados no item 6.4.1 foram obtidos com a aplicação de um elo CCAT ±800 kV, de 5.000 MW de capacidade. Esse valor de potência instalada das conversoras é 1.000 MW maior que o

elo CCAT anteriormente estudado em [3]. Essa possibilidade foi vislumbrada em decorrência de algumas alterações de conjuntura desde a emissão daquele estudo, a saber:

(i) aumento vertiginoso de projetos renováveis confirmados (Parecer de Acesso e CUST assinado) na região Nordeste;
(ii) previsão a maior do quantitativo de projetos renováveis indicativos previstos na região Nordeste;
(iii) previsão de 8 GW de expansão térmica indicativa, no SIN, sendo parte deste potencial conectado nas regiões Norte/Nordeste;
(iv) expansão robusta da rede CA em 500 kV interligando as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, recomendados nos estudos (B), (C) e (D) da Figura 1-6 e que possibilitam um acoplamento elétrico mais robusto e de maior capacidade entre o Norte/Nordeste e o Sudeste/Centro-Oeste.

Os itens (i) a (iii) acima direcionam para uma maior necessidade de exportação da região Norte/Nordeste, fator que torna a utilização de um elo CCAT de maior potência, passando de 4.000 MW para 5.000 MW, mais atrativa.

O relatório [4], no qual foram realizadas simulações dinâmicas incluindo o elo CCAT Graça Aranha – Silvânia com 4.000 MW, mostrou que uma das consequências da aplicação de elos CCAT de 4.000 MW é gerar grandes perturbações na rede CA, na ocorrência, mesmo que temporária, de redução ou interrupção de sua potência. Porém, cabe ressaltar que, quando da realização do referido estudo, não havia sido definido, ainda, o conjunto de reforços recomendados nos relatórios (B), (C) e (D) da Figura 1-6, ou seja, a interligação Nordeste-Sudeste era integrada por uma rede muito menos malhada.

Neste sentido, o item (iv) mencionado anteriormente, que consiste numa robusta expansão da rede CA nesta região, abre a possibilidade de se considerar, como alternativa, uma potência maior para o elo CCAT em análise, o que pode ser comprovado com a análise dinâmica apresentada no item 15 deste relatório.

Apesar da viabilidade de aplicação de alternativas utilizando elos CCAT de 5.000 MW, decidiu-se por também manter como alternativa a aplicação de elo CCAT com capacidade de 4.000 MW, sendo que, neste caso, é necessária uma complementação CA adicional que possibilite garantir a mesma capacidade de interligação observada com o elo CCAT de 5.000 MW. Desta forma, foram vislumbradas combinações de topologias, que envolvem elos de 4.000 e 5.000 MW e a aplicação dos eixos leste e oeste mencionados, nas seguintes topologias:

- Elo CCAT ± 800 kV – 5000 MW (2028) + 1 eixo Norte-Sul - eixo leste ou oeste (2030)
- Elo CCAT ± 800 kV – 4000 MW (2028) + 1º eixo Norte-Sul-eixo oeste (2028) + 2º eixo Norte-Sul – eixo leste (2030).

Maiores detalhes da composição dessas alternativas podem ser visualizados no item 7.

6.7 Reforços na malha 500 kV da Região Sudeste/Centro-Oeste

Com o aumento da capacidade de exportação da região Norte/Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste, seja pela injeção do elo CCAT em Silvânia, seja pelos novos reforços 500 kV CA se conectando ao Sudeste/Centro-Oeste, observaram-se carregamentos elevados no sistema 500 kV de Goiás, Minas Gerais e principalmente São Paulo, onde se localizam os maiores centros de carga do país. Com isso, foram necessários reforços nessa área do sistema, visando mitigar o esgotamento de reativos durante distúrbios na rede. As LTs da área São Paulo, quando operam com carregamentos muito acima do SIL, acabam por contribuir para esse esgotamento.

A seguir, são descritos os detalhes que justificam cada uma das obras.

6.7.1 LT 500 kV Silvânia – Nova Ponte 3, CD

Este eixo é composto por um circuito duplo LT 500 kV Silvânia – Nova Ponte 3, com comprimento aproximado de 329 km. O eixo contribui para o escoamento da potência do bipolo de 5 GW e evita o colapso de tensão durante eventos de falhas de comutação envolvendo múltiplos elos CCAT. O eixo faz parte do conjunto de reforços na região do sudeste necessários para atender os critérios preconizados nos procedimentos de rede. Portanto, o benefício do reforço não fica explicito em eventos de N-1 e somente em eventos de natureza transitório eletromecânica. Na Tabela 8-3 são apresentados os novos carregamentos dos circuitos do sistema receptor de São Paulo considerando a entrada em operação dos reforços propostos.

6.7.2 LT 500 kV Nova Ponte 3 – Ribeirão Preto, CD

Esse eixo é composto por um circuito duplo, em 500 kV com aproximadamente 214 km. O eixo foi inicialmente recomendado com apenas um circuito em feixe expandido no relatório [6], para comportar a exportação do excedente de geração renovável localizado no estado de Minas Gerais.

Contudo, dado ao aumento dos intercâmbios entre as regiões Norte/Nordeste para o Sudeste/Centro Oeste e o aumento da potência nominal do bipolo de 4 GW para 5 GW o carregamento nas linhas em 500 kV Nova Ponte 3 – Araraquara 2 C1 e C2 tornam-se elevados em regime permanente. Assim, durante eventos transitórios o carregamento na linha atinge valores ainda mais críticos e o perfil de

tensão em eventos envolvendo múltiplas falhas de comutação nos elos CCAT leva o sistema ao colapso. Assim, o novo eixo foi reavaliado como um circuito duplo para aliviar o carregamento das LT 500 kV Nova Ponte 3 – Araraquara 2 C1 e C2 e melhorar o suporte de reativo do sistema de São Paulo durante os eventos relacionados a *multi-infeed*. O eixo está harmonizado com a recomendação do eixo LT 500 kV Silvânia – Nova Ponte 3, CD. Na Tabela 8-3 são apresentados os novos carregamentos dos circuitos do sistema receptor de São Paulo considerando a entrada em operação dos reforços propostos.

6.7.3 LT 500 kV Marimbondo 2 – Campinas, C1

A LT 500 kV Marimbondo 2 – Campinas, C1 de aproximadamente 379 km foi originalmente recomendada no estudo [14], detalhada em relatório R2 de fev/2013, e fez parte do Lote B do leilão de transmissão 007/2013. Este empreendimento, que havia sido arrematado pela Abengoa Concessões, acabou por sofrer um processo de caducidade. Com isso, dado o tempo transcorrido desde a recomendação original e a evolução do sistema local, optou-se por postergar a referida obra para o horizonte de longo prazo (PELP).

O estudo EPE-DEE-RE-064/2020-rev1 [6] identificou no decorrer das análises de escalonamento do potencial de geração, para o ano de 2031, um aumento do fluxo de energia em direção ao estado de São Paulo. Com isso, por se tratar de uma obra já estudada previamente pela EPE, considerou-se referencialmente esta obra para o ano de 2031. O presente estudo, por sua vez, buscando alternativas para melhorar o carregamento na rede de 500 kV e melhorar o perfil de tensão durante eventos transitórios, avaliou os benefícios da LT 500 kV Marimbondo 2 – Campinas, C1 e antecipou a linha para o ano inicial de entrada em operação do elo de Graça Aranha – Silvânia. Na Tabela 8-3 são apresentados os novos carregamentos dos circuitos do sistema receptor de São Paulo considerando a entrada em operação dos reforços propostos.

Ressalta-se, também, que as características básicas de referência dessa LT, como compensação reativa, silhueta típica e cabo condutor, bem como as capacidades de corrente, foram revisadas neste Relatório R1 em relação às recomendações originais.

6.7.4 1º, 2º e 3º Compensadores Síncronos (-300/+300) Mvar 500 kV - SE Silvânia

O presente estudo contempla em suas análises, diversos eventos de natureza transitória, como falhas múltiplas de elos, curtos-circuitos CA e CC, falhas permanentes de elos, etc. Assim, foi identificado que durante falhas simultâneas dos bipolos de Belo Monte, surge um elevado fluxo de energia passante na interligação Norte-Sul que culmina em um afundamento de tensão elevado nas subestações de Samambaia e Silvânia.

Com a finalidade de dar suporte reativo em eventos transitórios, melhorar o desempenho de operação do novo bipolo em operação normal e mitigar sobretensões durante o intervalo de rejeição de carga e desligamento dos filtros, foram recomendados compensadores síncronos para a subestação Silvânia. A modulação foi selecionada por meio de avaliações dinâmicas, consolidadas na seção 15.

7 COMPOSIÇÃO FINAL DAS ALTERNATIVAS

7.1 Obras Comuns

As obras comuns são o conjunto de reforços que interligam a estação inversora aos principais centros de carga do Sudeste. Além deles, também compõem as obras comuns, três compensadores síncronos de -300/300Mvar a serem instalados na subestação retificadora do bipolo em corrente contínua, requisitados por uma questão de desempenho dinâmico, conforme apresentado na seção 15.

Compõem esse conjunto alguns elementos antecipados do estudo da região Norte de Minas Gerais [6] e alguns outros reforços propostos neste estudo.

7.1.1 Antecipações de Reforços do Estudo do Norte de Minas Gerais

Ano 2028

- LT 500 kV Marimbondo 2 - Campinas C1, 4x954 MCM, 378 km;
- 3º ATR 500/440 kV Ribeirão Preto – 1200 MVA

É importante mencionar que, em decorrência da necessidade vislumbrada de dois circuitos conectando a SE Nova Ponte 3 e a SE Ribeirão Preto, foi feita uma reavaliação da solução proposta para 2031 no estudo de escoamento do Norte de Minas Gerais, envolvendo a LT 500 kV Nova Ponte 3 – Ribeirão Preto C1, à época recomenda com circuito simples e feixe de 6x795 MCM.

Em virtude de haver uma faixa de passagem estreita na região ao Sul da SE Nova Ponte 3 – limitada por vários fatores socio-ambientais – verificou-se que a melhor solução é a aplicação de torre de circuito duplo para essa LT. Essa solução garante, ao mesmo tempo, o atendimento aos critérios elétricos e uma faixa de passagem mais estreita, condizente com as restrições observadas em parte do corredor.

7.1.2 Reforços propostos neste estudo

Ano 2028

- LT 500 kV Silvânia – Nova Ponte 3 C1 e C2 (CD), 4x954 MCM, 329 km;
- LT 500 kV Nova Ponte 3 – Ribeirão Preto C1 e C2 (CD), 4x954 MCM, 214 km;
- SE 500 kV Silvânia - 1º, 2º e 3º Compensadores Síncronos (-300/+300) Mvar;
- SE Retificadora do bipolo CCAT - 1º, 2º e 3º Compensadores Síncronos (-300/+300) Mvar;

A Figura 7-2 apresenta a configuração associada às obras comuns.

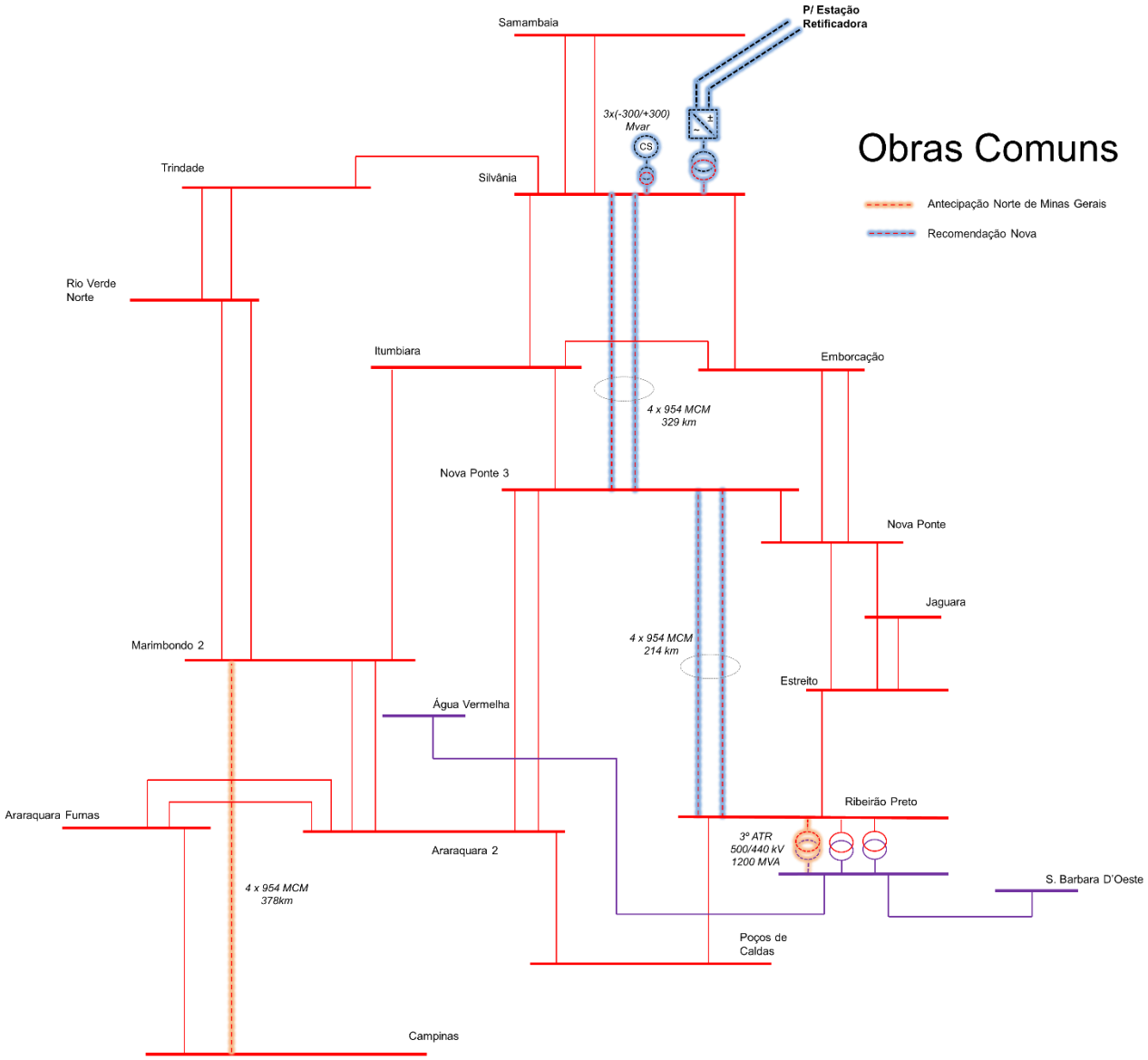


Figura 7-1 – Diagrama representativo das obras comuns

7.2 Descrição de Alternativas

Conforme mencionado no item 6, o problema pode ser basicamente dividido em dois, sendo o primeiro deles a escolha do ponto de conexão da estação retificadora, e o segundo a escolha da potência do elo e respectivos reforços da interligação Norte-Sul, no sentido de viabilizar o escoamento de toda a potência excedente das regiões Norte e Nordeste.

Desta forma, a montagem das alternativas foi dividida em duas vertentes, conforme mostra a Tabela 7-1. A vertente numérica das alternativas (1 a 7) contempla os reforços CA requeridos para a adequada operação da estação retificadora em cada um dos pontos, enquanto a vertente alfabética (A a C) contempla variações quanto à potência do elo e os complementos CA (eixo leste ou oeste) complementares para viabilizar a transferência de potência total requerida, para a configuração B ilustrada na Tabela 4-2, em 2030.

Tabela 7-1 – Matriz de alternativas com realização de análise técnico-econômica

Potência Conversoras e Reforço N-S / Ponto de Conexão Estação Retificadora		A	B	C
		Bipolo 5 GW + Eixo Leste (2030)	Bipolo 5GW + Eixo Oeste (2030)	Bipolo 4 GW + Eixo Oeste + Eixo Leste (2030)
1	Colinas (TO)	x	x	x
2	Serra Pelada (PA)	x	x	
3	Itacaiúnas (PA)	x	x	
4	Imperatriz (MA)	x	x	x
5	Açailândia (MA)	x	x	
6	Graça Aranha (MA)	x	x	x
7	Tucuruí (PA)	x	x	

Assim, foi analisado um total de 17 alternativas, contemplando combinações das vertentes numérica e alfabética. Ressalta-se que não foram analisadas todas as possíveis combinações para a vertente C, visto que a análise econômica preliminar, contendo apenas as vertentes A e B, já apontou como promissores determinados pontos para a conexão da estação retificadora. Desta forma, optou-se por avaliar apenas esses pontos mais atrativos para a vertente C.

Visando tornar a descrição das alternativas mais dinâmica e menos repetitiva, serão descritas separadamente as vertentes numéricas e alfabéticas que compõem cada uma das 17 alternativas analisadas.

7.3 Ponto de Conexão da Retificadora: Alternativa 1

A Alternativa 1 contempla a implantação da estação retificadora conectada à SE 500 kV Colinas. Estão descritos, nesse item, além da LT 800 kV de corrente contínua associada, apenas os reforços da rede CA complementares na rede das regiões Norte/Nordeste, que permitem a estação retificadora coletar o excedente de potência naquela região. Como há variação da potência das conversoras na vertente alfabética (A-C), as conversoras estarão listadas na descrição dessas vertentes.

Ano 2028

- LT ±800 kV Colinas – Silvânia, 6 x 1590 MCM, 990 km
- LT 500 kV Imperatriz – Presidente Dutra C3, 4x954 MCM, 385 km
  - ✓ BCS 451 Mvar – SE Imperatriz
  - ✓ BCS 451 Mvar – SE Presidente Dutra

- LT 500 kV Imperatriz – Colinas C3, 4x954 MCM, 345 km
  - ✓ BCS 324,2 Mvar – SE Imperatriz
  - ✓ BCS 194, 5 Mvar – SE Colinas

A Figura 7-2 apresenta a configuração associada à Alternativa 1.

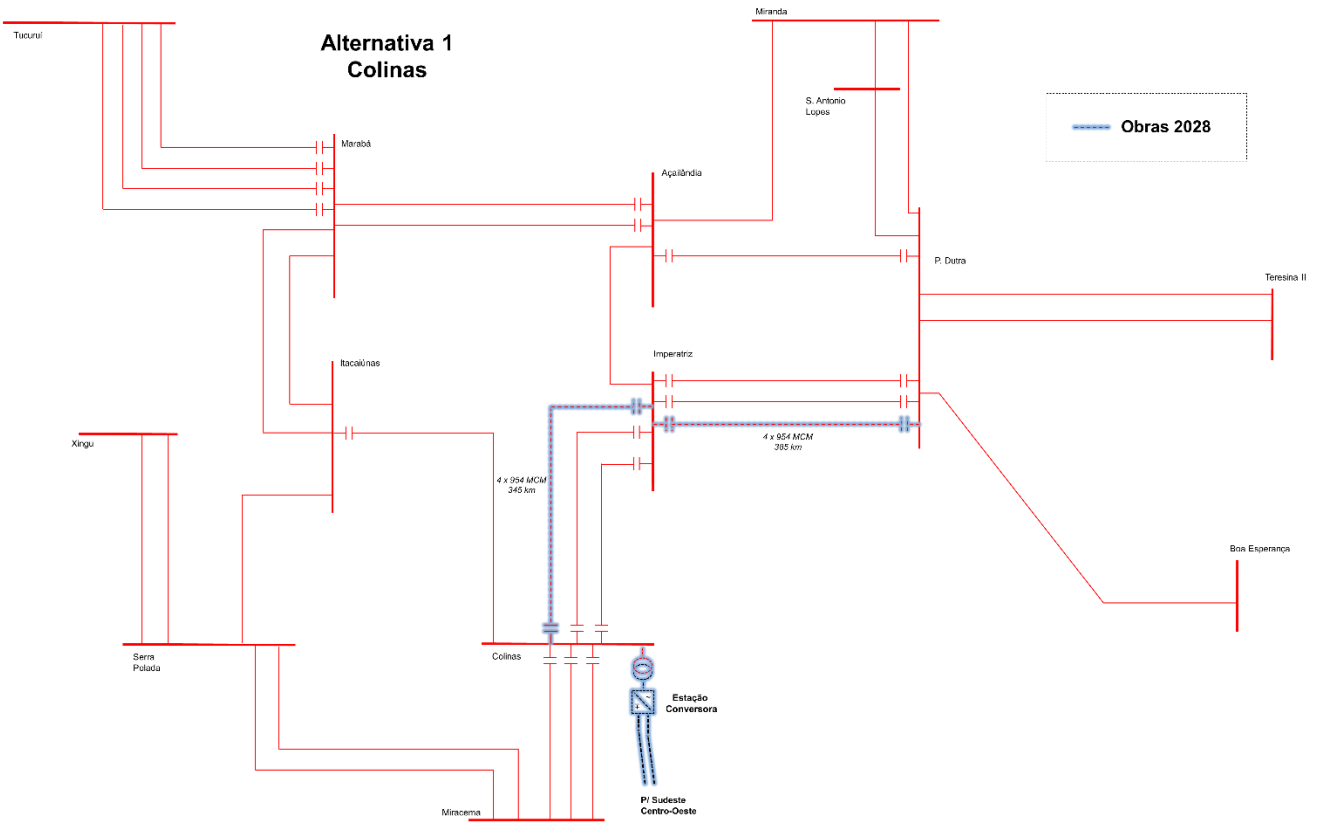


Figura 7-2 – Alternativa 1

7.4 Ponto de Conexão da Retificadora: Alternativa 2

A Alternativa 2 contempla a implantação da estação retificadora conectada à SE 500 kV Serra Pelada. Estão descritos, nesse item, além da LT 800 kV de corrente contínua associada, apenas os reforços da rede CA complementares na rede das regiões Norte/Nordeste, que permitem a estação retificadora coletar o excedente de potência naquela região. Como há variação da potência das conversoras na vertente alfabética (A-C), as conversoras estarão listadas na descrição dessas vertentes.

Ano 2028

- LT ±800 kV Serra Pelada – Silvânia, 6 x 1590 MCM, 1210 km
- LT 500 kV Imperatriz – Presidente Dutra C3, 4x954 MCM, 385 km
  - ✓ BCS 451 Mvar – SE Imperatriz
  - ✓ BCS 451 Mvar – SE Presidente Dutra

- LT 500 kV Imperatriz – Colinas C3, 4x954 MCM, 345 km
  - ✓ BCS 324,2 Mvar – SE Imperatriz
  - ✓ BCS 194, 5 Mvar – SE Colinas

A Figura 7-3 apresenta a configuração associada à Alternativa 2.

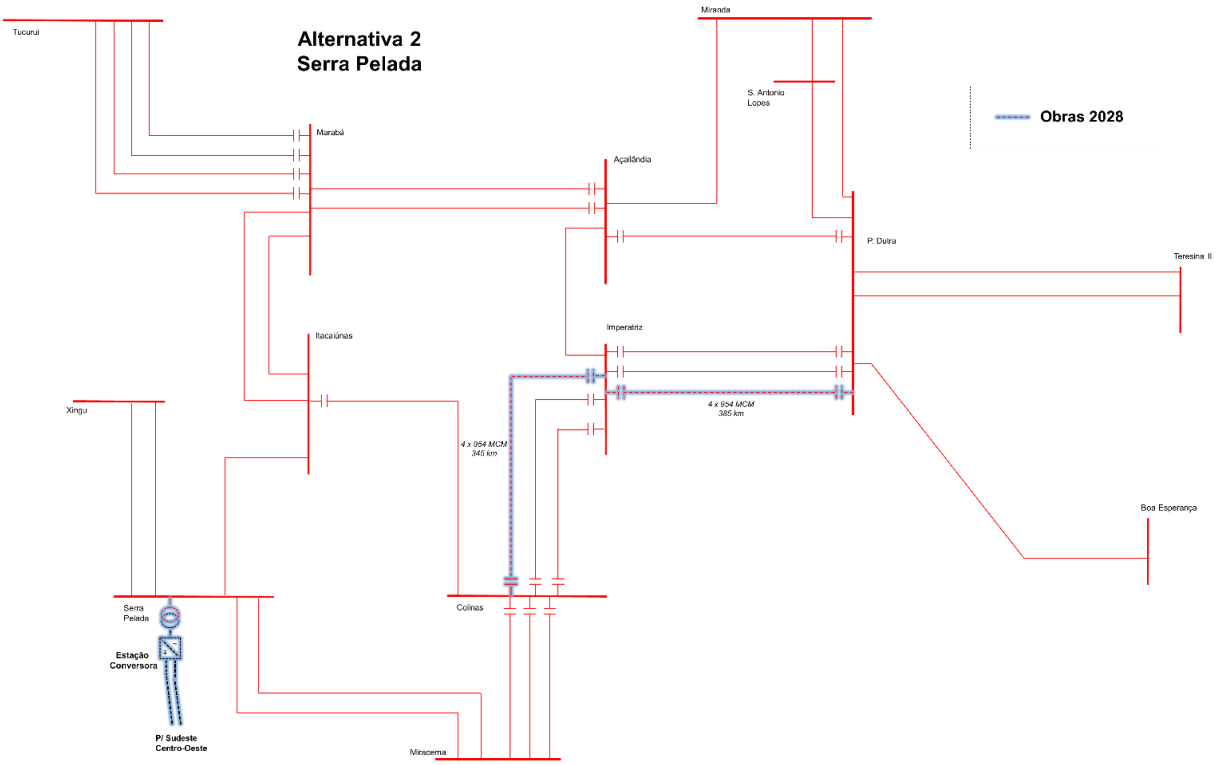


Figura 7-3 – Alternativa 2

7.5 Ponto de Conexão da Retificadora: Alternativa 3

A Alternativa 3 contempla a implantação da estação retificadora conectada à SE 500 kV Itacaiúnas. Estão descritos, nesse item, além da LT 800 kV de corrente contínua associada, apenas os reforços da rede CA complementares na rede das regiões Norte/Nordeste, que permitem a estação retificadora coletar o excedente de potência naquela região. Como há variação da potência das conversoras na vertente alfabética (A-C), as conversoras estarão listadas na descrição dessas vertentes.

<u>Ano 2028</u>

- LT ±800 kV Itacaiúnas – Silvânia, 6 x 1590 MCM, 1260 km
- LT 500 kV Imperatriz – Presidente Dutra C3, 4x954 MCM, 385 km
  - ✓ BCS 451 Mvar – SE Imperatriz
  - ✓ BCS 451 Mvar – SE Presidente Dutra
- LT 500 kV Marabá – Itacaiúnas C3, 4x954 MCM, 35 km

A Figura 7-4 apresenta a configuração associada à Alternativa 3.

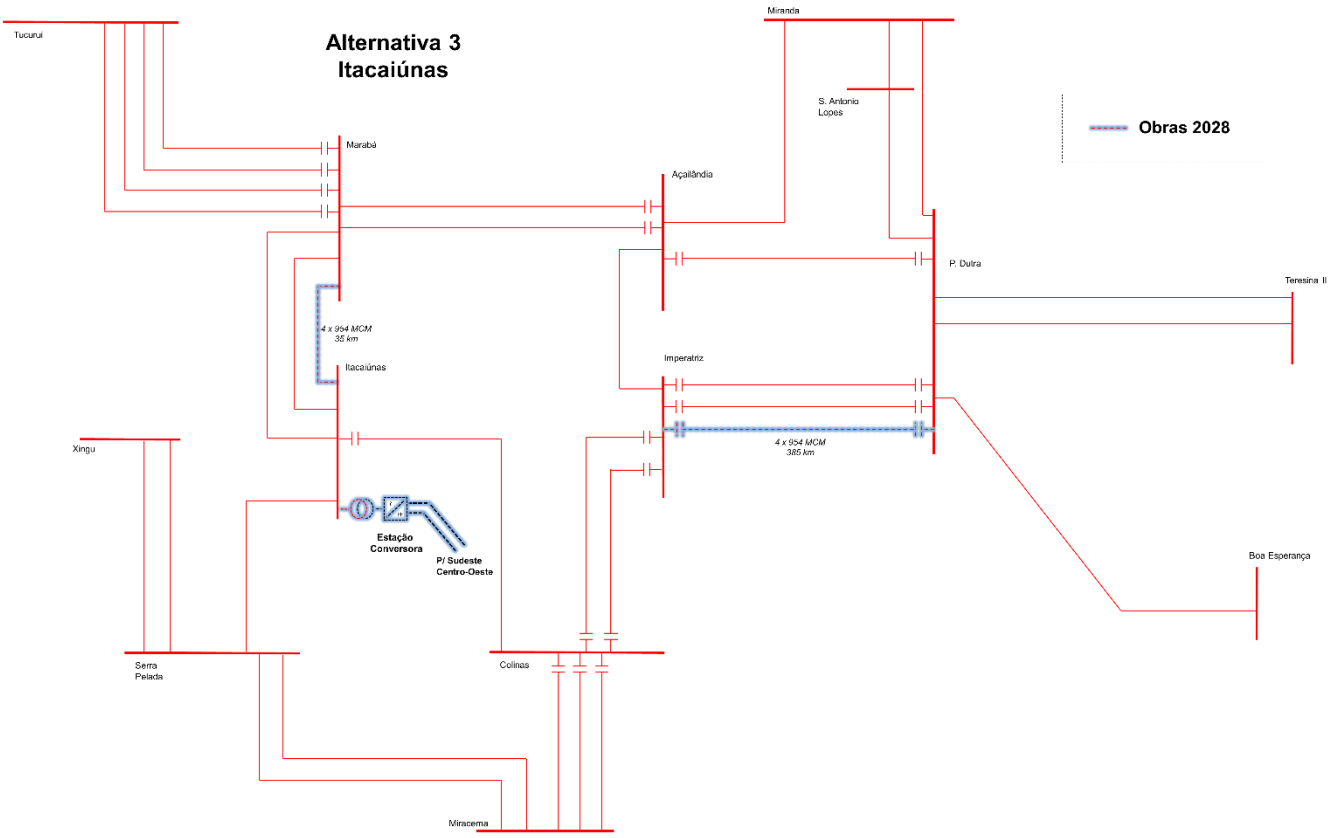


Figura 7-4 – Alternativa 3

7.6 Ponto de Conexão da Retificadora: Alternativa 4

A Alternativa 4 contempla a implantação da estação retificadora conectada à SE 500 kV Imperatriz. Estão descritos, nesse item, além da LT 800 kV de corrente contínua associada, apenas os reforços da rede CA complementares na rede das regiões Norte/Nordeste, que permitem a estação retificadora coletar o excedente de potência naquela região. Como há variação da potência das conversoras na vertente alfabética (A-C), as conversoras estarão listadas na descrição dessas vertentes.

<u>Ano 2028</u>

- LT ±800 kV Imperatriz – Silvânia, 6 x 1590 MCM, 1325 km
- LT 500 kV Imperatriz – Presidente Dutra C3, 4x954 MCM, 385 km
  - ✓ BCS 451 Mvar – SE Imperatriz
  - ✓ BCS 451 Mvar – SE Presidente Dutra

A Figura 7-5 apresenta a configuração associada à Alternativa 4.

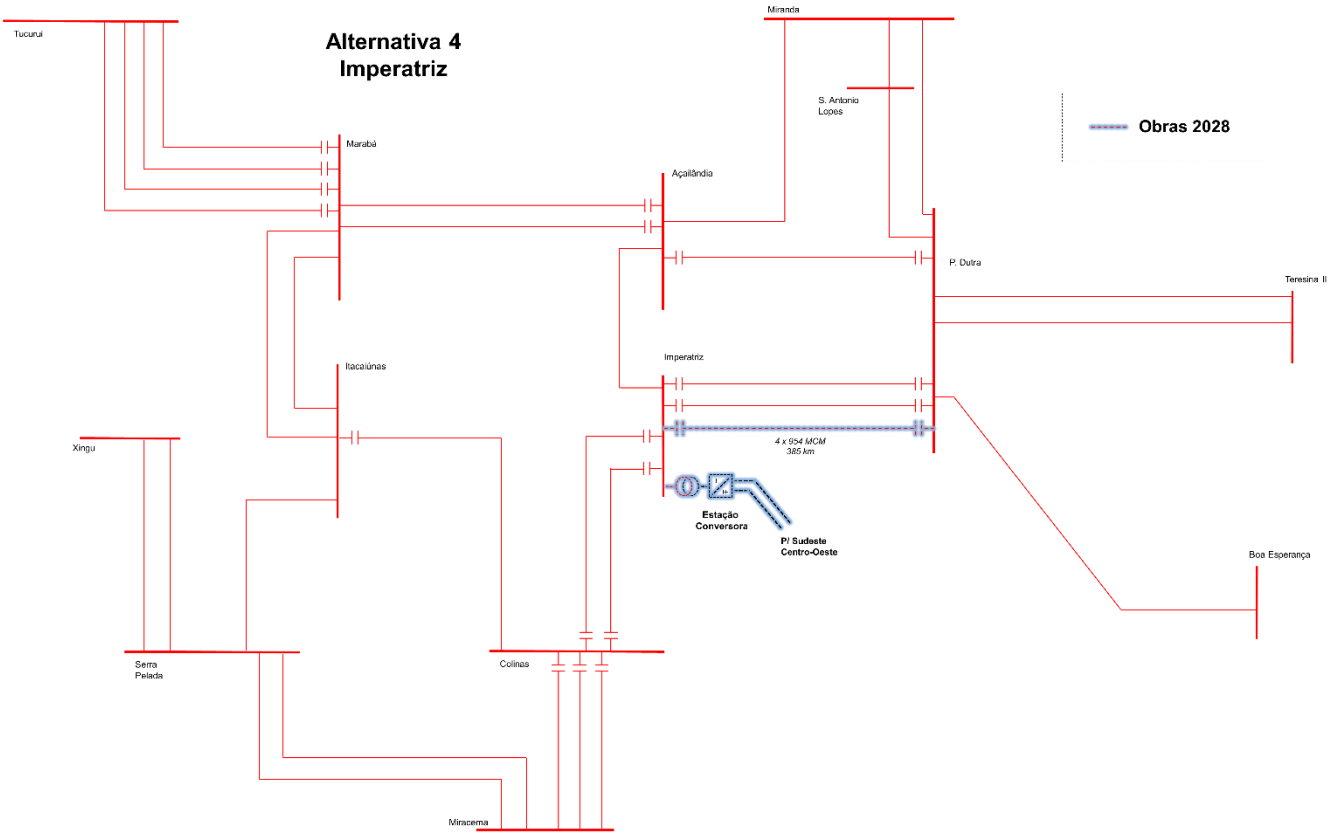


Figura 7-5 – Alternativa 4

7.7 Ponto de Conexão da Retificadora: Alternativa 5

A Alternativa 5 contempla a implantação da estação retificadora conectada à SE 500 kV Açailândia. Estão descritos, nesse item, além da LT 800 kV de corrente contínua associada, apenas os reforços da rede CA complementares na rede das regiões Norte/Nordeste, que permitem a estação retificadora coletar o excedente de potência naquela região. Como há variação da potência das conversoras na vertente alfabética (A-C), as conversoras estarão listadas na descrição dessas vertentes.

Ano 2028

- LT ±800 kV Açailândia – Silvânia, 6 x 1590 MCM, 1383 km
- LT 500 kV Imperatriz – Presidente Dutra C3, 4x954 MCM, 385 km
  - ✓ BCS 451 Mvar – SE Imperatriz
  - ✓ BCS 451 Mvar – SE Presidente Dutra

A Figura 7-6 apresenta a configuração associada à Alternativa 5.

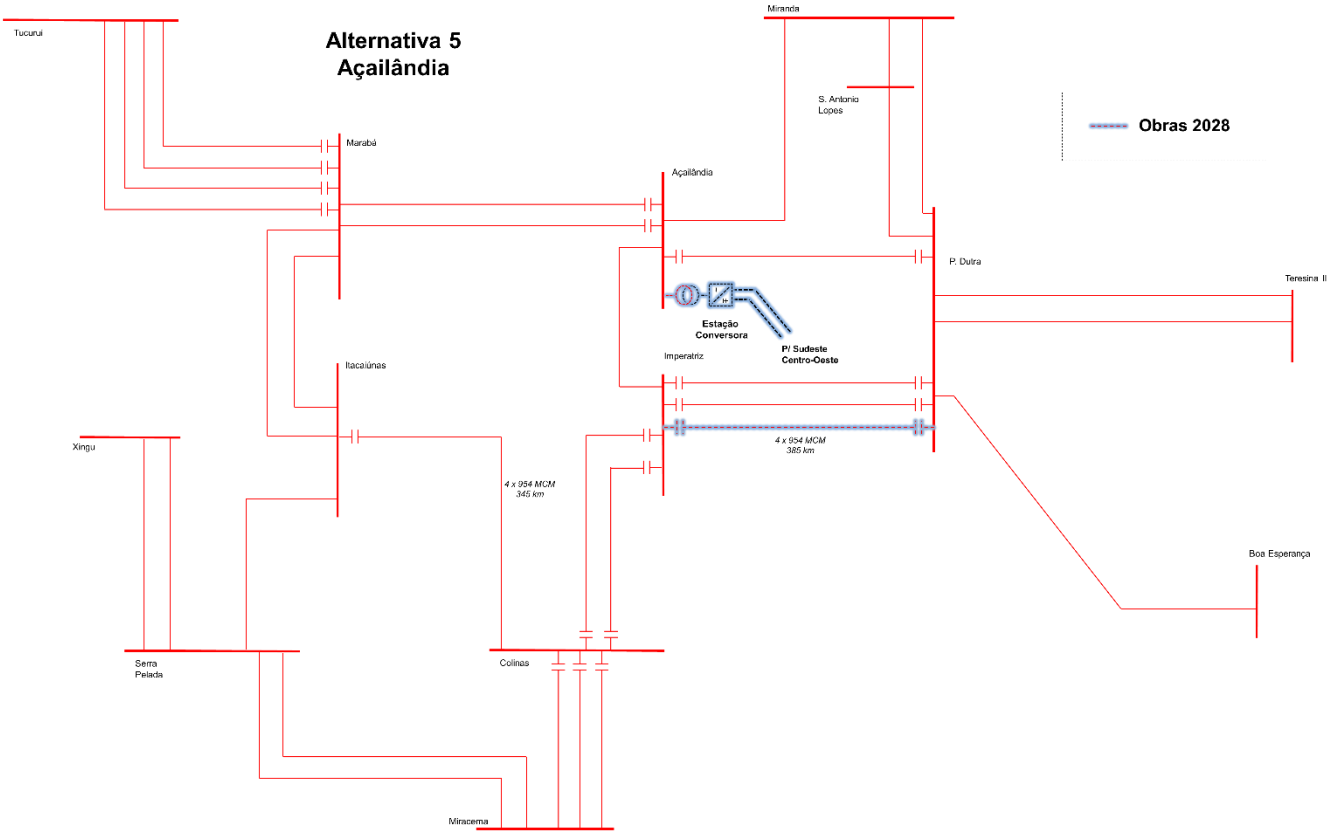


Figura 7-6 – Alternativa 5

7.8 Ponto de Conexão da Retificadora: Alternativa 6

A Alternativa 6 contempla a implantação da estação retificadora conectada à SE 500 kV Graça Aranha. Estão descritos, nesse item, além da LT 800 kV de corrente contínua associada, apenas os reforços da rede CA complementares na rede das regiões Norte/Nordeste, que permitem a estação retificadora coletar o excedente de potência naquela região. Como há variação da potência das conversoras na vertente alfabética (A-C), as conversoras estarão listadas na descrição dessas vertentes.

Ano 2028

- LT ±800 kV Graça Aranha – Silvânia, 6 x 1590 MCM, 1.468km
- Nova SE 500 kV Graça Aranha
- Seccionamento da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II C1 na nova SE Graça Aranha, 4x954 MCM, 6,0 km (CD);
- Seccionamento da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II C2 na nova SE Graça Aranha, 4x954 MCM, 7,5 km (2 x CS);
- LT 500 kV Presidente Dutra – Graça Aranha C3, 4x954 MCM, 18,19 km

Ano 2030

- LT 500 kV Presidente Dutra – Graça Aranha C4, 4x954 MCM, 18,19 km

A Figura 7-7 apresenta a configuração associada à Alternativa 6.

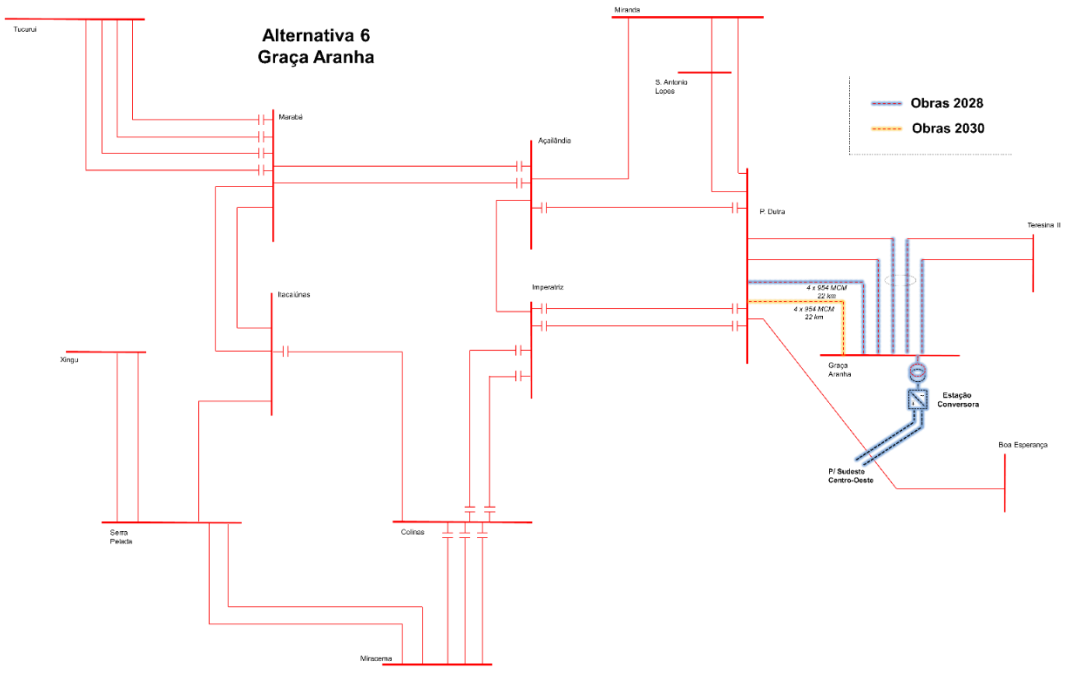


Figura 7-7 – Alternativa 6

7.9 Ponto de Conexão da Retificadora: Alternativa 7

A Alternativa 7 contempla a implantação da estação retificadora conectada à SE 500 kV Tucuruí. Estão descritos, nesse item, além da LT 800 kV de corrente contínua associada, apenas os reforços da rede CA complementares na rede das regiões Norte/Nordeste, que permitem a estação retificadora coletar o excedente de potência naquela região. Como há variação da potência das conversoras na vertente alfabética (A-C), as conversoras estarão listadas na descrição dessas vertentes.

Ano 2028

- LT ±800 kV Tucuruí – Silvânia, 6 x 1590 MCM, 1507 km
- LT 500 kV Imperatriz – Presidente Dutra C3, 4x954 MCM, 385 km
  - ✓ BCS 451 Mvar – SE Imperatriz
  - ✓ BCS 451 Mvar – SE Presidente Dutra

A Figura 7-8 apresenta a configuração associada à Alternativa 7.

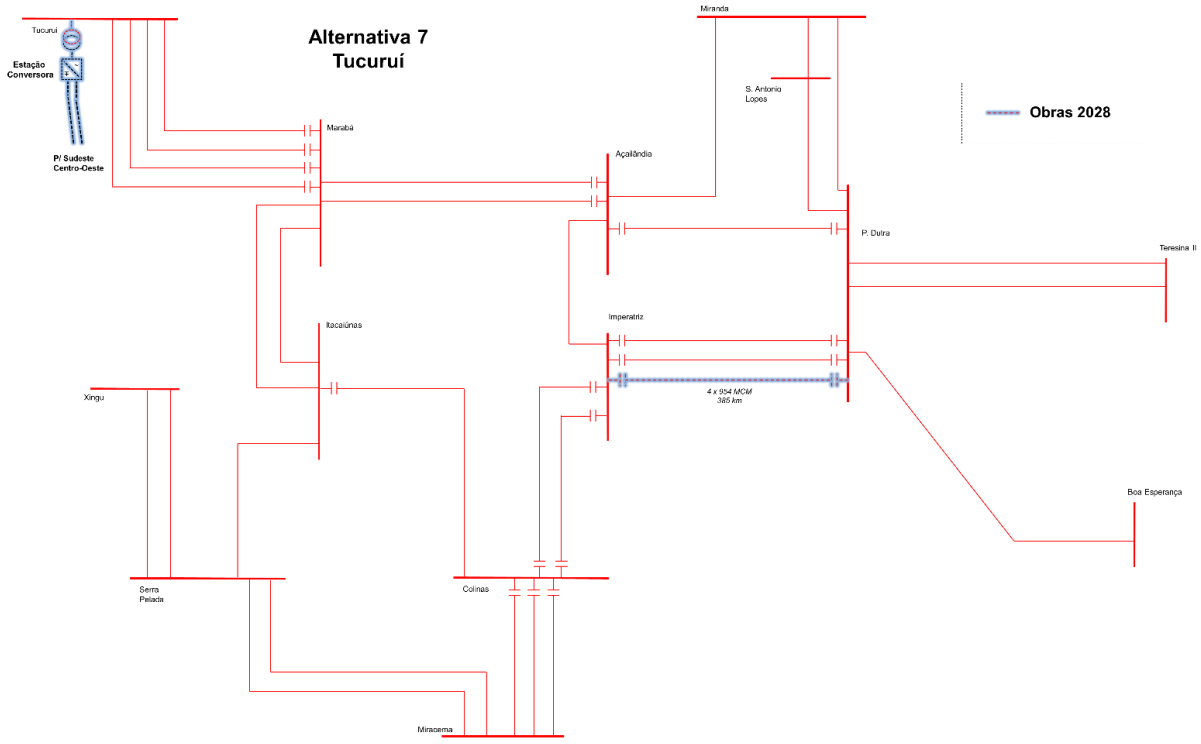


Figura 7-8 – Alternativa 7

7.10 Potência Conversoras e Reforço Norte-Sul: Alternativa A

A Alternativa A contempla a implantação de um elo CCAT 800 kV de capacidade de 5.000 MW, em 2028, aliado ao reforço da interligação Norte-Sul através de um reforço via eixo Leste, no ano de 2030. Nessa vertente de alternativas constam as conversoras, independentemente da localização na retificadora na região Norte e os reforços CA em paralelismo com a interligação Norte-Sul.

Ano 2028

- SE Silvânia – Estação inversora 5.000 MW, pátio CC, filtros CA e CC
- SE Retificadora – Estação retificadora 5.000 MW, pátio CC, filtros CA e CC

Ano 2030

- Novo pátio 500 kV Dianópolis II
  - ✓ 1º ATR 500/230 kV – (3+1R) x 33,3 MVA
  - ✓ 1º Compensador Síncrono 500 kV – 1 x (-300/300) Mvar
- LT 500 kV Miracema – Dianópolis II C1, 6x795 MCM, 330 km
  - ✓ BCS 184 Mvar – SE Miracema
  - ✓ BCS 184 Mvar – SE Dianópolis II
- LT 500 kV Dianópolis II – Rio das Éguas C1, 6x795 MCM, 280 km
  - ✓ BCS 158 Mvar – SE Dianópolis II
  - ✓ BCS 158 Mvar – SE Rio das Éguas
- LT 500 kV Rio das Éguas – Arinos 2 C2, 6x795 MCM, 222 km
- LT 500 kV Silvânia – Trindade C2, 4x954 MCM, 156 km

A Figura 7-9 apresenta a configuração associada à Alternativa A.

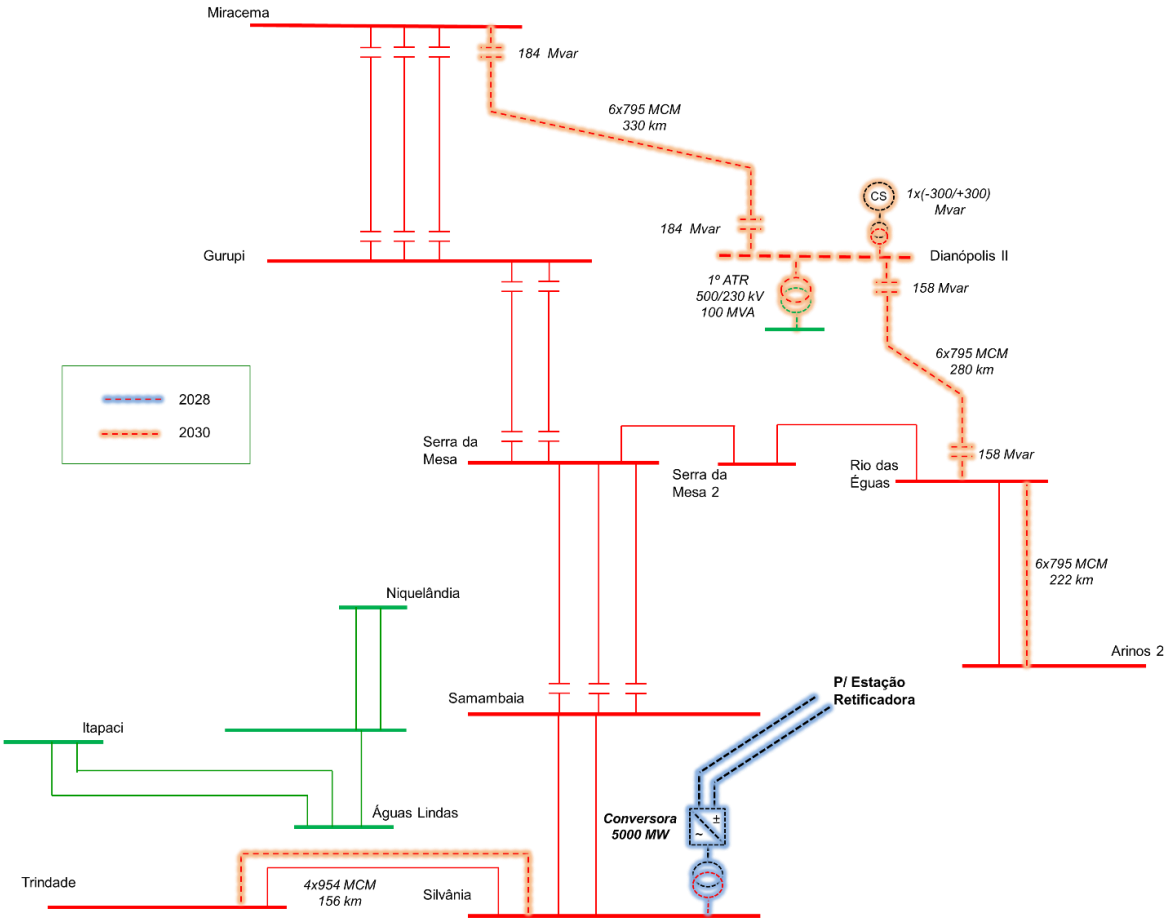


Figura 7-9 – Alternativa A

7.11 Potência Conversoras e Reforço Norte-Sul: Alternativa B

A Alternativa B contempla a implantação de um elo CCAT 800 kV de capacidade de 5.000 MW, em 2028, aliado ao reforço da interligação Norte-Sul através de um reforço via eixo Oeste, no ano de 2030. Nessa vertente de alternativas constam as conversoras, independentemente da localização na retificadora na região Norte e os reforços CA em paralelismo com a interligação Norte-Sul.

Ano 2028

- SE Silvânia – Estação inversora 5.000 MW, pátio CC, filtros CA e CC
- SE Retificadora – Estação retificadora 5.000 MW, pátio CC, filtros CA e CC

Ano 2030

- Novo pátio 500 kV SE Barro Alto
  - ✓ 1º ATR 500/230 kV – (3+1R) x 250 MVA
- Nova SE 500 kV Porangatu 2
  - ✓ 1º Compensador Síncrono 500 kV – 1 x (-300/300) Mvar
- LT 500 kV Miracema - Gurupi C4, 4x954 MCM, 257 km
  - ✓ BCS 361,5 Mvar – SE Miracema
  - ✓ BCS 361,5 Mvar – SE Gurupi
- LT 500 kV Gurupi – Porangatu 2 C1, 6x795 MCM, 189 km
- LT 500 kV Porangatu 2 – Barro Alto C1, 6x795 MCM, 200 km
- LT 500 kV Barro Alto - Trindade C1, 6x795 MCM, 190 km

A Figura 7-10 apresenta a configuração associada à Alternativa B.

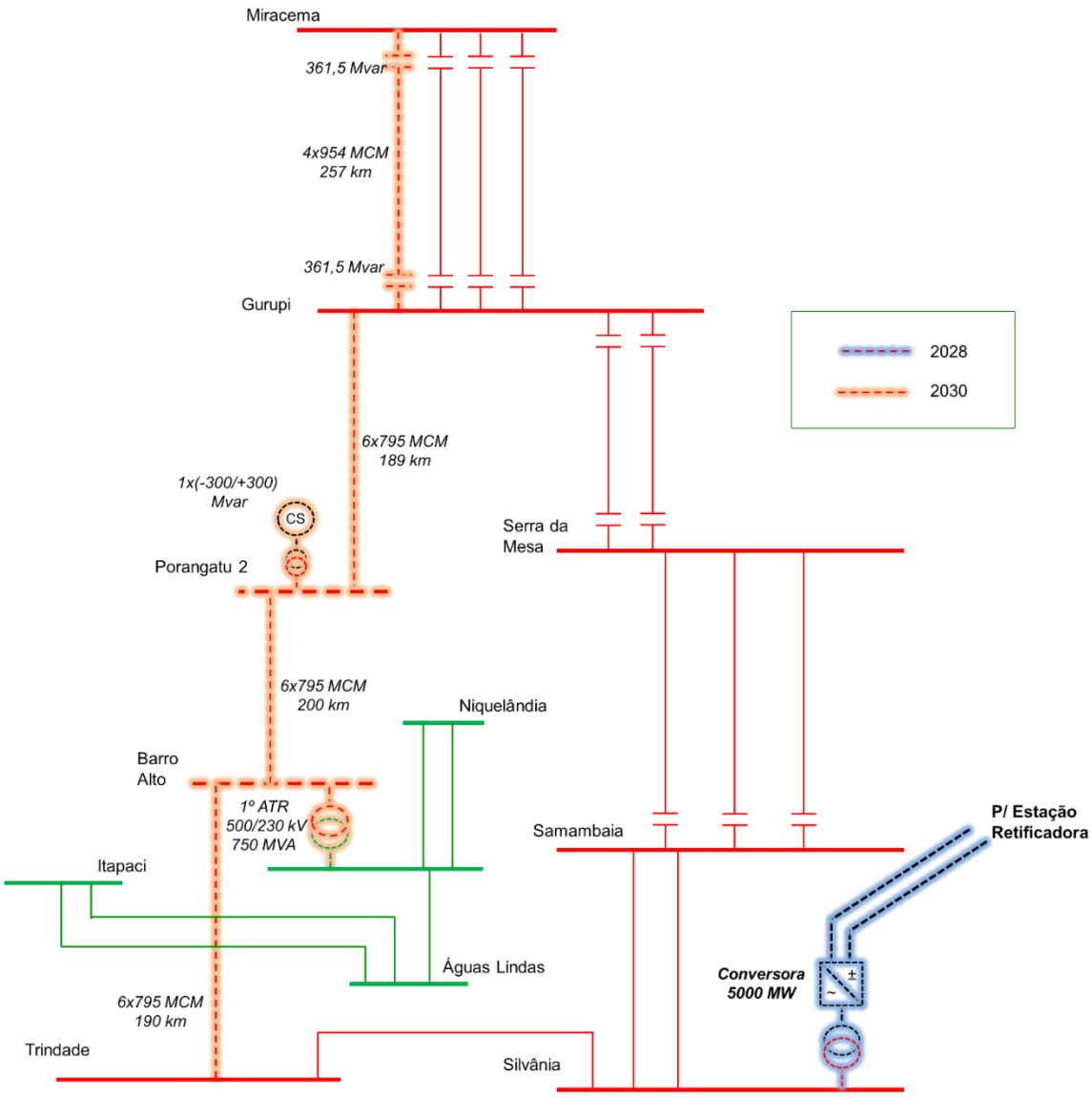


Figura 7-10 – Alternativa B

7.12 Potência Conversoras e Reforço Norte-Sul: Alternativa C

A Alternativa C contempla a implantação de um elo CCAT 800 kV de capacidade de 4.000 MW, aliado ao reforço da interligação Norte-Sul através de um reforço via eixo Oeste, ambos em 2028. No ano de 2030, haveria a implantação do eixo Leste, de forma a viabilizar os montantes de escoamento propostos. Nessa vertente de alternativas constam as conversoras, independentemente da localização na retificadora na região Norte e os reforços CA em paralelismo com a interligação Norte-Sul.

Ano 2028

- SE Silvânia – Estação inversora 4.000 MW, pátio CC, filtros CA e CC
- SE Retificadora – Estação retificadora 4.000 MW, pátio CC, filtros CA e CC

- Novo pátio 500 kV SE Barro Alto
  - ✓ 1º ATR 500/230 kV – (3+1R) x 250 MVA
- Nova SE 500 kV Porangatu 2
  - ✓ 1º Compensador Síncrono 500 kV – 1 x (-300/300) Mvar
- LT 500 kV Miracema - Gurupi C4, 4x954 MCM, 257 km
  - ✓ BCS 361,5 Mvar – SE Miracema
  - ✓ BCS 361,5 Mvar – SE Gurupi
- LT 500 kV Gurupi – Porangatu 2 C1, 6x795 MCM, 189 km
- LT 500 kV Porangatu 2 – Barro Alto C1, 6x795 MCM, 200 km
- LT 500 kV Barro Alto - Trindade C1, 6x795 MCM, 190 km

Ano 2030

- Novo pátio 500 kV Dianópolis II
  - ✓ 1º ATR 500/230 kV – (3+1R) x 33,3 MVA
  - ✓ 1º Compensador Síncrono 500 kV – 1 x (-300/300) Mvar
- LT 500 kV Miracema – Dianópolis II C1, 6x795 MCM, 330 km
  - ✓ BCS 184 Mvar – SE Miracema
  - ✓ BCS 184 Mvar – SE Dianópolis II
- LT 500 kV Dianópolis II – Rio das Éguas C1, 6x795 MCM, 280 km
  - ✓ BCS 158 Mvar – SE Dianópolis II
  - ✓ BCS 158 Mvar – SE Rio das Éguas
- LT 500 kV Rio das Éguas – Arinos 2 C2, 6x795 MCM, 222 km

A Figura 7-11 apresenta a configuração associada à Alternativa C.

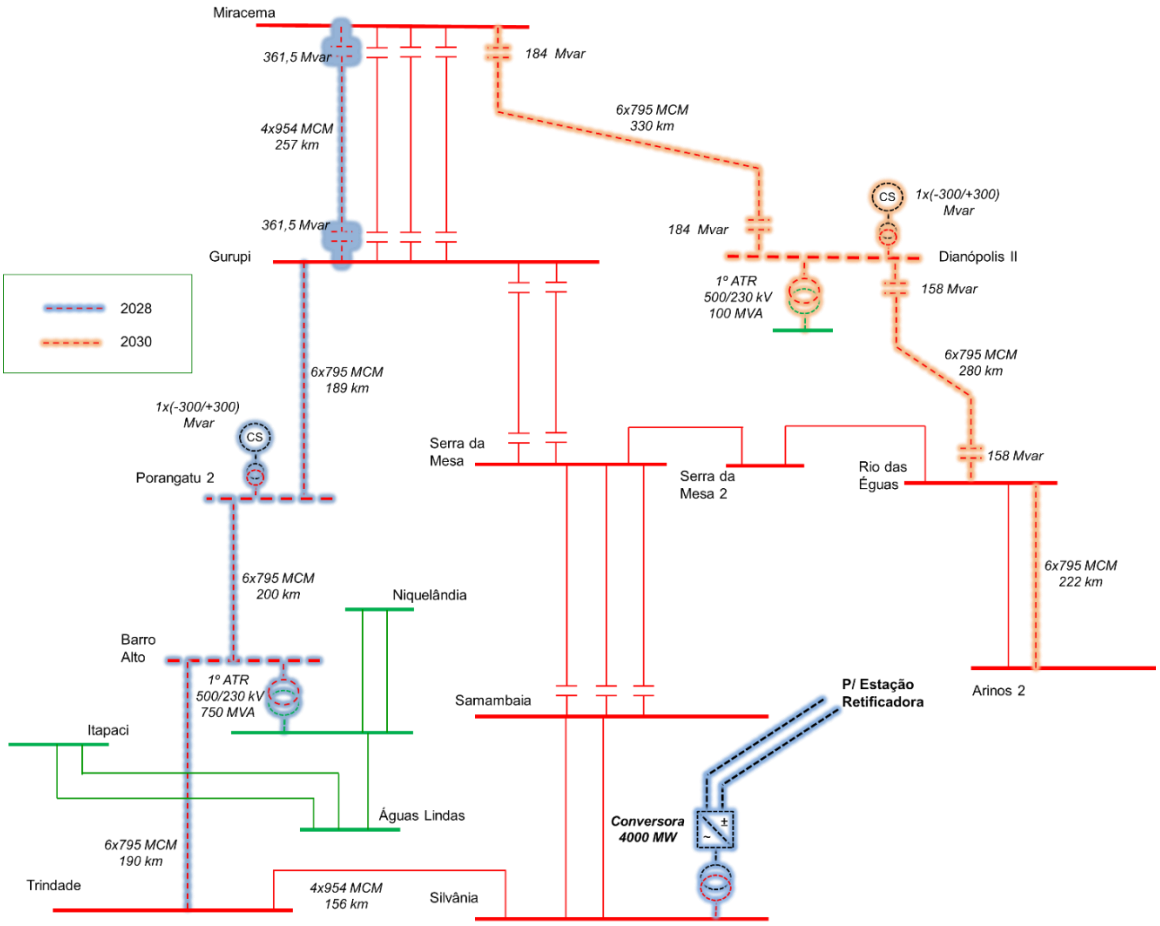


Figura 7-11 – Alternativa C

8 ANÁLISE DE DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE

Esta seção apresenta um resumo dos fluxos em regime normal e em contingências máximas encontradas no sistema para os cenários 1 e 2, na configuração B da Tabela 4-2, no patamar de carga média, considerando a topologia do horizonte final do estudo.

Cabe ressaltar que, nas configurações A e B, não são identificadas sobrecargas na interligação Norte-Sul, mesmo sem os reforços recomendados de forma indicativa para o ano 2030, de modo que o conjunto de obras determinativas, recomendados para o ano 2028, mostra-se plenamente suficiente para atendimento aos objetivos do estudo.

A presente análise consistiu na avaliação de carregamento do sistema Norte, em Graça Aranha, até o sistema Sudeste, em São Paulo, para todas as contingências de rede básica. Ao todo, foram monitorados 543 circuitos entre linhas e transformadores e selecionados os 63 piores, em que foram observadas sobrecargas e que tiveram os maiores deltas de fluxo, conforme indicado no item 6.7.

As tabelas foram preparadas para mostrar qual circuito está sendo monitorado, suas capacidades de curta e longa duração, a identificação das contingências em que os fluxos são observados e os seus valores percentuais considerando ou não os reforços CA da alternativa vencedora.

A Tabela 8-1 relaciona as linhas que apresentaram problemas de sobrecarga em regime normal de operação. Essas linhas fazem parte da interligação Norte/Sul e deram origem a necessidade do eixo Oeste apresentado no estudo, na configuração B, no ano 2030.

Tabela 8-1 - Linhas com sobrecarga em regime normal e emergência com e sem as obras do estudo.

Circuito Monitorado	capNorm /Emerg (MVA)	Pior Contingência sem Obras	Pior Contingência com Obras	Perc Norm. sem Obras	Perc Emerg. sem Obra	Perc Norm. com Obras	Perc Emerg. com Obras
SILVAN-GO500 - EMBORC-MG500 - 1	1905/2598	SILVAN-GO500 - ITUMBI-MG500 - 1	SILVAN-GO500 - ITUMBI-MG500 - 1	106%	94%	77%	66%
SILVAN-GO500 - ITUMBI-MG500 - 1	1905/2598	SILVAN-GO500 - EMBORC-MG500 - 1	SILVAN-GO500 - EMBORC-MG500 - 1	109%	96%	80%	68%
SMESA2-GO500 - SM2LUZCAP500 - 1	1600/2160	LUZIAN-GO500 - SAMAMB-DF500 - 1	ESTREI-MG500 - C.PAUL-SP500 - 1	118%	100%	99%	87%
SM/LUZCAP500 - LUZIAN-GO500 - 1	1600/2160	BURIT3-MG500 - SGPARA-MG500 - 1	SMESA1-GO500 - SM/SA2CAP500 - 1	114%	95%	99%	84%
SAMAMB-DF345 - PIRINE-GO345 - 1	853/1075	ESTREI-MG500 - NPONTE-MG500 - 1	ESTREI-MG500 - F.DIAS-SP500 - 1	106%	107%	86%	84%
SMGUR2CAP500 - GURUPI-TO500 - 1	1732/2338	SMGUR5CAP500 - PEIX-A-TO500 - 1	SMGUR5CAP500 - PEIX-A-TO500 - 1	102%	113%	89%	97%

SMGUR5CAP500 - PEIX-A-TO500 - 1	2165/2923	SM1TCS-GO500 - SMESA1-GO500 - 1	SM1TCS-GO500 - SMESA1-GO500 - 1	104%	100%	90%	86%
SMGUR6CAP500 - GURUPI-TO500 - 1	1732/2338	SM1TCS-GO500 - SMESA1-GO500 - 1	SM1TCS-GO500 - SMESA1-GO500 - 1	108%	109%	90%	91%
MIRACE-TO500 - M.G.--CAP500 - 1	1732/2338	GUMIR6CAP500 - MIRACE-TO500 - 1	ESTREI-MG500 - F.DIAS-SP500 - 1	106%	113%	91%	88%
GUMIR6CAP500 - MIRACE-TO500 - 1	1732/2338	MIRACE-TO500 - M.G.--CAP500 - 1	ARARA2-SP500 - TAUBA2-SP500 - 1	108%	114%	92%	89%
MIRACE-TO500 - GUMIR4CAP500 - 1	1732/2338	GUMIR6CAP500 - MIRACE-TO500 - 1	MIRACE-TO500 - MI-GU4CAP500 - 94	104%	111%	89%	86%

A Tabela 8-2 relaciona as linhas que apresentaram fluxos dentro de sua capacidade nominal em regime e que violaram suas capacidades em contingência. Novamente, essas linhas estão todas localizadas na interligação Norte/Sul e são solucionadas pelo eixo Leste/Oeste.

Tabela 8-2 - Linhas com sobrecarga em contingência com e sem as obras do estudo.

Circuito Monitorado	capNorm/Emerg(MVA)	Pior Contingência s/ Obras	Pior Contingência c/ Obras	Perc Norm. sem Obras	Perc Emerg. sem Obra	Perc Norm. com Obras	Perc Emerg. com Obras
SM1TCS-GO500 - SMESA1-GO500 - 1	1732/2338	SMGUR5CAP500 - PEIX-A-TO500 - 1	SMGUR5CAP500 - PEIX-A-TO500 - 1	99%	109%	87%	93%
SMGUR4CAP500 - GURUPI-TO500 - 1	1732/2338	SMGUR5CAP500 - PEIX-A-TO500 - 1	SMGUR5CAP500 - PEIX-A-TO500 - 1	96%	107%	85%	91%
SMGUR5CAP500 - SMESA2-GO500 - 1	2598/2598	SM1TCS-GO500 - SMESA1-GO500 - 1	SM1TCS-GO500 - SMESA1-GO500 - 1	87%	113%	75%	96%

Por fim, a Tabela 8-3 relaciona as linhas que mais impactadas pela entrada em operação dos reforços no subsistema Sudeste.

Tabela 8-3 - Linhas com maiores diferenças de carregamento com a entrada em operação dos reforços.

Circuito Monitorado	capNorm/Emerg (MVA)	Pior Contingência s/ Obras	Pior Contingência c/ Obras	Perc Norm. sem Obras	Perc Emerg. sem Obra	Perc Norm. com Obras	Perc Emerg. com Obras
JAGUAR-MG500 - ESTREI-MG500 - 1	1992/2390	JAGUAR-MG500 - ESTREI-MG500 - 2	JAGUAR-MG500 - ESTREI-MG500 - 2	45%	62%	33%	45%
ESTREI-MG500 - NPONTE-MG500 - 1	2533/2533	JAGUAR-MG500 - NPONTE-MG500 - 1	ESTREI-MG500 - C.PAUL-SP500 - 1	44%	57%	36%	47%
ESTREI-MG500 - C.PAUL-SP500 - 1	2442/3464	JAGUAR-MG500 - ESTREI-MG500 - 1	JAGUAR-MG500 - ESTREI-MG500 - 1	41%	35%	42%	36%
ESTREI-MG500 - RIBEIR-SP500 - 1	1992/2390	ESTREI-MG500 - F.DIAS-SP500 - 1	NPONT3-MG500 - RIBEIR-SP500 - 91	72%	68%	35%	41%
ESTREI-MG500 - F.DIAS-SP500 - 1	2500/3000	ESTREI-MG500 - F.DIAS-SP500 - 1	ESTREI-MG500 - RIBEIR-SP500 - 1	49%	49%	48%	48%
NPONT3-MG500 - NPONTE-MG500 - 91	2533/2533	JAGUAR-MG500 - BDESPA-MG500 - 1	JAGUAR-MG500 - BDESPA-MG500 - 1	14%	39%	7%	24%
ITUMBI-MG500 - NPONT3-MG500 - 91	2533/2533	ESTREI-MG500 - C.PAUL-SP500 - 1	SILVAN-GO500 - ITUMBI-MG500 - 1	21%	30%	15%	23%
SILVAN-GO500 - NPONT3-MG500 - 91	2706/3464	JAGUAR-MG500 - ESTREI-MG500 - 1	SILVAN-GO500 - EMBORC-MG500 - 1	0%	0%	55%	49%

NPONT3-MG500 - ARARA2-SP500 - 1	2568/3464	NPONT3-MG500 - ARARA2-SP500 - 1	NPONT3-MG500 - ARARA2-SP500 - 1	79%	76%	71%	66%
NPONT3-MG500 - RIBEIR-SP500 - 91	2568/3464	JAGUAR-MG500 - ESTREI-MG500 - 1	NPONT3-MG500 - NPONTE-MG500 - 91	0%	0%	50%	47%
SAMAMB-DF500 - SILVAN-GO500 - 1	1905/2598	JAGUAR-MG500 - ESTREI-MG500 - 2	SGOTAR-MG500 - BDESPA-MG500 - 1	30%	37%	51%	59%
SILVAN-GO500 - TRINDA-GO500 - 1	2000/2500	SILVAN-GO500 - ITUMBI-MG500 - 1	GVALA6-MG500 - LEOPOL-MG500 - 92	93%	96%	40%	55%
LUZIAN-GO500 - SAMAMB-DF500 - 1	2598/2598	SGOTAR-MG500 - BDESPA-MG500 - 2	ESTREI-MG500 - C.PAUL-SP500 - 1	34%	68%	17%	46%
SMESA1-GO500 - SM/SA1CAP500 - 1	1855/2337	SMESA1-GO500 - SM/SA2CAP500 - 1	SMESA1-GO500 - SM/SA2CAP500 - 1	70%	75%	67%	71%
ITUMBI-MG500 - EMBORC-MG500 - 1	2442/2598	ESTREI-MG500 - C.PAUL-SP500 - 1	ESTREI-MG500 - C.PAUL-SP500 - 1	7%	24%	7%	20%
ITUMBI-MG500 - MARIMB-MG500 - 1	1735/1735	SM/SA1CAP500 - SAMAMB-DF500 - 1	JAGUAR-MG500 - BDESPA-MG500 - 1	79%	97%	71%	85%
RVERDN-GO500 - ITUMBI-MG500 - 1	2460/2460	ESTREI-MG500 - RIBEIR-SP500 - 1	ITUMBI-MG500 - SSIMAO-MG500 - 1	7%	21%	11%	24%
PARACA-MG500 - NPONT3-MG500 - 1	2568/3464	PARACA-MG500 - NPONT3-MG500 - 1	PARACA-MG500 - NPONT3-MG500 - 1	64%	61%	55%	52%
SAMAMB-DF345 - BANDEI-GO345 - 1	853/1075	SILVAN-GO500 - EMBORC-MG500 - 1	BDESPA-MG500 - SGPARA-MG500 - 1	90%	93%	72%	75%
ARARA2-SP500 - TAUBA2-SP500 - 1	2398/3100	SGPARA-MG500 - VARGI4-MG500 - 11	BDESPA-MG500 - SGPARA-MG500 - 2	23%	22%	23%	23%
ARARA2-SP500 - ITATIB-SP500 - 1	2500/3000	JAGUAR-MG500 - ESTREI-MG500 - 2	BDESPA-MG500 - SGPARA-MG500 - 1	50%	49%	45%	44%
ARARA2-SP500 - F.DIAS-SP500 - 1	2260/3600	ESTREI-MG500 - F.DIAS-SP500 - 1	ESTREI-MG500 - F.DIAS-SP500 - 1	28%	22%	27%	21%
ARARA2-SP500 - ASSIS--SP500 - 11	2771/3463	ESTREI-MG500 - RIBEIR-SP500 - 1	BATEIA-PR525 - BATEIA-PR500 - 1	59%	61%	59%	63%
ARARAQ-SP500 - CAMPIN-SP500 - 1	1855/2337	ESTREI-MG500 - C.PAUL-SP500 - 1	JAGUAR-MG500 - ESTREI-MG500 - 1	57%	54%	50%	47%
MARIM2-MG500 - ASSIS--SP500 - 1	2992/3793	SILVAN-GO500 - ITUMBI-MG500 - 1	LUZIAN-GO500 - SAMAMB-DF500 - 1	54%	51%	49%	47%
MARIM2-MG500 - CAMPIN-SP500 - 1	2706/3464	JAGUAR-MG500 - ESTREI-MG500 - 1	ESTREI-MG500 - NPONTE-MG500 - 1	0%	0%	37%	34%
C.PAUL-SP500 - F.DIAS-SP500 - 1	1855/2337	JAGUAR-MG500 - ESTREI-MG500 - 1	JAGUAR-MG500 - ESTREI-MG500 - 2	20%	23%	17%	21%
F.DIAS-SP500 - CAMPIN-SP500 - 1	1855/2337	SGOTAR-MG500 - BDESPA-MG500 - 2	JAGUAR-MG500 - ESTREI-MG500 - 1	52%	56%	38%	42%
F.DIAS-SP500 - TRIODC-RJ500 - 1	2220/3600	ESTREI-MG500 - F.DIAS-SP500 - 1	ESTREI-MG500 - F.DIAS-SP500 - 1	31%	23%	28%	20%
PORAN2-GO500 - B.ALTO-GO500 - 91	2568/3464	JAGUAR-MG500 - ESTREI-MG500 - 1	NPONT3-MG500 - RIBEIR-SP500 - 91	0%	0%	58%	48%
GURUPI-TO500 - PORAN2-GO500 - 91	2568/3464	JAGUAR-MG500 - ESTREI-MG500 - 1	SILVAN-GO500 - TRINDA-GO500 - 1	0%	0%	59%	48%
GU-MI4CAP500 - GURUPI-TO500 - 94	1732/2338	JAGUAR-MG500 - ESTREI-MG500 - 1	N.IGUA-RJ345 - JACARE-RJ345 - 2	0%	0%	90%	86%
MI-GU4CAP500 - GU-MI4CAP500 - 94	2598/2598	JAGUAR-MG500 - ESTREI-MG500 - 1	ARARA2-SP500 - TAUBA2-SP500 - 1	0%	0%	61%	80%
MIRACE-TO500 - MI-GU4CAP500 - 94	1732/2338	JAGUAR-MG500 - ESTREI-MG500 - 1	ARARA2-SP500 - TAUBA2-SP500 - 1	0%	0%	92%	89%
PEIX-A-TO500 - SMGUR6CAP500 - 1	2851/2851	SM1TCS-GO500 - SMESA1-GO500 - 1	SM1TCS-GO500 - SMESA1-GO500 - 1	65%	89%	54%	74%

9 ANÁLISE ECONÔMICA

9.1 Premissas

Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas foi utilizado o documento: "Base de Referência de Preços ANEEL – Março de 2021" [10] e o método dos rendimentos necessários, com o truncamento das séries temporais no ano 2033. Os investimentos previstos ao longo do tempo são referidos ao ano 2022 com taxa de retorno de 8% ao ano.

Para valoração das perdas elétricas, utilizou-se custo de 187,46 R$/MWh, calculado com base no custo marginal de expansão da geração informado pela EPE [15]. Para ponderação das perdas, foram simulados os patamares de carga Pesada, Média e Leve, cenários 1, 2, 3 e 4, com 25% do tempo de permanência em cada cenário.

9.2 Estimativa de custo das conversoras

O custo das conversoras CA/CC foi estimado a partir de pesquisa de orçamento realizada junto a fornecedores de equipamentos em corrente contínua.

- Como grande parte dos equipamentos que compõem as conversoras é importado, foi considerado um incremento de 20% nos custos base dos equipamentos, referente a dispêndios previstos para pagamento de taxas e impostos;
- Como as estimativas de preço foram fornecidas em Dólar Americano, foi considerada uma cotação de R$5,45, para conversão dos valores em Real, baseado no histórico de cotações dos últimos 6 meses obtido em [16];
- Cabe destacar que as referências de preço informadas pelos fabricantes possuem margem de erro da ordem de 20%.

Na Figura 9-1 são apresentados os custos médios estimados para os equipamentos[5], bem como a previsão de dispêndios com impostos e taxas, considerando tensão nominal igual a ±800kV e potência nominal igual a 4GW ou 5GW, compatíveis com as alternativas avaliadas no estudo.

Estima-se que o custo das conversoras de 4GW possa variar entre 4 e 6 bilhões de reais e o custo das conversoras de 5GW possa variar entre 4,6 e 6,9 bilhões de reais, incluindo os dispêndios com taxas e impostos.

[5] Inclui válvulas conversoras, transformadores, filtros, sistema de proteção e controle.

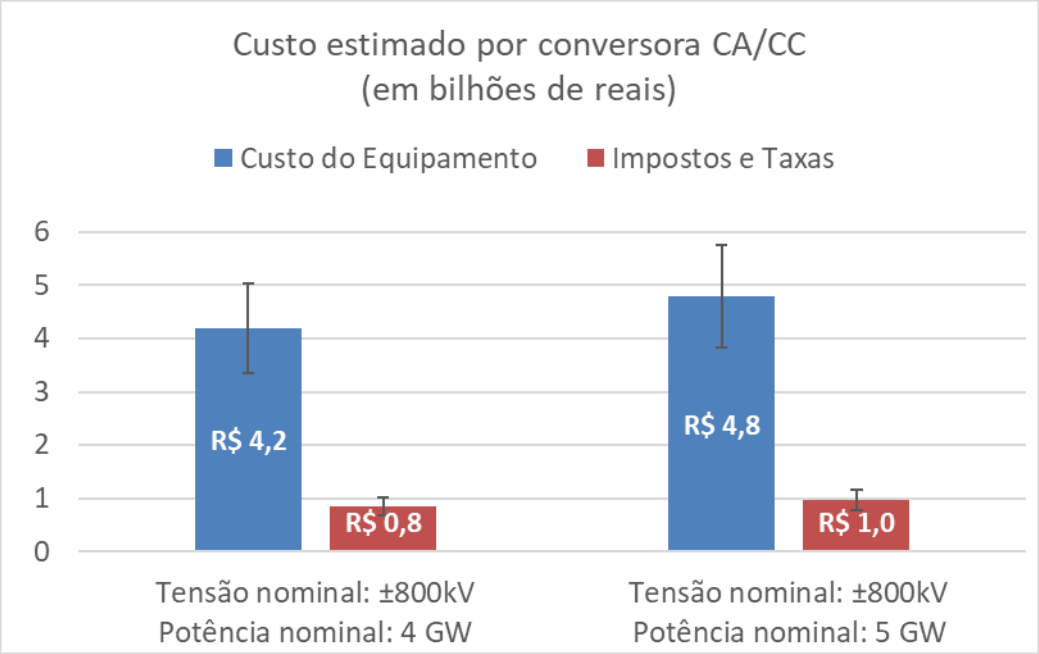


Figura 9-1 – Estimativa de custo das conversoras CA/CC

Baseado nessas estimativas, conclui-se que o diferencial de custo entre um elo CCAT com capacidade nominal de 4GW e um elo CCAT com capacidade de 5GW, seria da ordem de 15%.

9.3 Resultados da Análise Econômica

O detalhamento do plano de obras e investimentos de cada uma das 17 alternativas está apresentado nas tabelas do Anexo 22.3. Ressalta-se que estes valores foram utilizados apenas para comparação de alternativas, não servindo como base para orçamentos.

A Tabela 9-1 apresenta os investimentos totais necessários para implantação das alternativas analisadas, já a Tabela 9-2 e a Tabela 9-3 apresentam a composição e o custo total das alternativas, considerando os rendimentos necessários e o diferencial de perdas. Utilizou-se a margem percentual de 5% no custo total para configurar o empate econômico entre alternativas.

Tabela 9-1 - Investimentos totais

Alternativa	Valor total de investimentos		
	Custos (R$ x 1.000)	(%)	Ordem
Alt1A-Colinas-Leste	23.862.634,80	105,3%	12º
Alt2A-SerraPelada-Leste	24.203.331,59	106,8%	14º
Alt3A-Itacaiúnas-Leste	23.462.680,80	103,6%	7º
Alt4A-Imperatriz-Leste	23.449.149,41	103,5%	6º
Alt5A-Açailândia-Leste	23.538.989,09	103,9%	9º
Alt6A-Graca Aranha-Leste	22.946.721,25	101,3%	2º
Alt7A-Tucurui-Leste	23.734.460,80	104,8%	11º
Alt1B-Colinas-Oeste	23.601.149,75	104,2%	10º
Alt2B-SerraPelada-Oeste	23.941.902,60	105,7%	13º
Alt3B-Itacaiúnas-Oeste	23.201.251,81	102,4%	4º
Alt4B-Imperatriz-Oeste	23.187.720,42	102,3%	3º
Alt5B-Açailândia-Oeste	23.277.560,10	102,7%	5º
Alt6B-Graca Aranha-Oeste	22.655.752,34	100,0%	1º
Alt7B-Tucurui-Oeste	23.473.031,81	103,6%	8º
Alt1C-Colinas-LesteOeste	25.446.123,62	112,3%	17º
Alt4C-Imptz-LesteOeste	25.032.694,29	110,5%	16º
Alt6C-GAran-LesteOeste	24.530.266,13	108,3%	15º

Tabela 9-2 – Composição dos rendimentos necessários e perdas das alternativas analisadas

Alternativa	Rendimentos Necessários			Perdas	
	Custos	(%)	Ordem	Custo Diferencial (R$ x 1000)	Ordem
Alt1A-Colinas-Leste	5.030.299,00	105,8%	12º	339.792,98	7º
Alt2A-SerraPelada-Leste	5.106.443,83	107,4%	14º	1.283.202,85	16º
Alt3A-Itacaiúnas-Leste	4.940.910,35	103,9%	7º	840.586,51	12º
Alt4A-Imperatriz-Leste	4.937.886,12	103,8%	6º	510.576,73	8º
Alt5A-Açailândia-Leste	4.957.965,05	104,3%	9º	598.485,62	10º
Alt6A-Graca Aranha-Leste	4.791.011,14	100,8%	2º	294.205,11	6º
Alt7A-Tucurui-Leste	5.001.652,46	105,2%	11º	1.244.135,65	14º
Alt1B-Colinas-Oeste	4.972.349,01	104,6%	10º	90.774,26	3º
Alt2B-SerraPelada-Oeste	5.048.506,36	106,2%	13º	1.308.737,25	17º
Alt3B-Itacaiúnas-Oeste	4.882.972,88	102,7%	4º	847.602,53	13º
Alt4B-Imperatriz-Oeste	4.879.948,65	102,6%	3º	521.435,53	9º
Alt5B-Açailândia-Oeste	4.900.027,58	103,0%	5º	622.635,61	11º
Alt6B-Graca Aranha-Oeste	4.755.040,29	100,0%	1º	263.622,05	5º
Alt7B-Tucurui-Oeste	4.943.714,99	104,0%	8º	1.260.504,55	15º
Alt1C-Colinas-LesteOeste	5.423.117,84	114,0%	17º	67.356,79	2º
Alt4C-Imptz-LesteOeste	5.330.717,49	112,1%	16º	152.933,61	4º
Alt6C-GAran-LesteOeste	5.209.447,30	109,6%	15º	0	1º

Tabela 9-3 - Custos totais (Rendimentos Necessários e Perdas Elétricas) das alternativas

Alternativa	Rendimentos Necessários + Perdas		
	Custos (R$ x 1000)	(%)	Ordem
Alt1A-Colinas-Leste	5.370.091,98	107,0%	5º
Alt2A-SerraPelada-Leste	6.389.646,68	127,3%	17º
Alt3A-Itacaiúnas-Leste	5.781.496,86	115,2%	13º
Alt4A-Imperatriz-Leste	5.448.462,85	108,6%	7º
Alt5A-Açailândia-Leste	5.556.450,67	110,7%	11º
Alt6A-Graca Aranha-Leste	5.085.216,25	101,3%	3º
Alt7A-Tucurui-Leste	6.245.788,11	124,5%	15º
Alt1B-Colinas-Oeste	5.063.123,27	100,9%	2º
Alt2B-SerraPelada-Oeste	6.357.243,61	126,7%	16º
Alt3B-Itacaiúnas-Oeste	5.730.575,42	114,2%	12º
Alt4B-Imperatriz-Oeste	5.401.384,18	107,6%	6º
Alt5B-Açailândia-Oeste	5.522.663,19	110,0%	10º
Alt6B-Graca Aranha-Oeste	5.018.662,34	100,0%	1º
Alt7B-Tucurui-Oeste	6.204.219,54	123,6%	14º
Alt1C-Colinas-LesteOeste	5.490.474,64	109,4%	9º
Alt4C-Imptz-LesteOeste	5.483.651,09	109,3%	8º
Alt6C-GAran-LesteOeste	5.209.447,30	103,8%	4º

Os dados da Tabela 9-2 e Tabela 9-3 foram sumarizados na Figura 9-2.

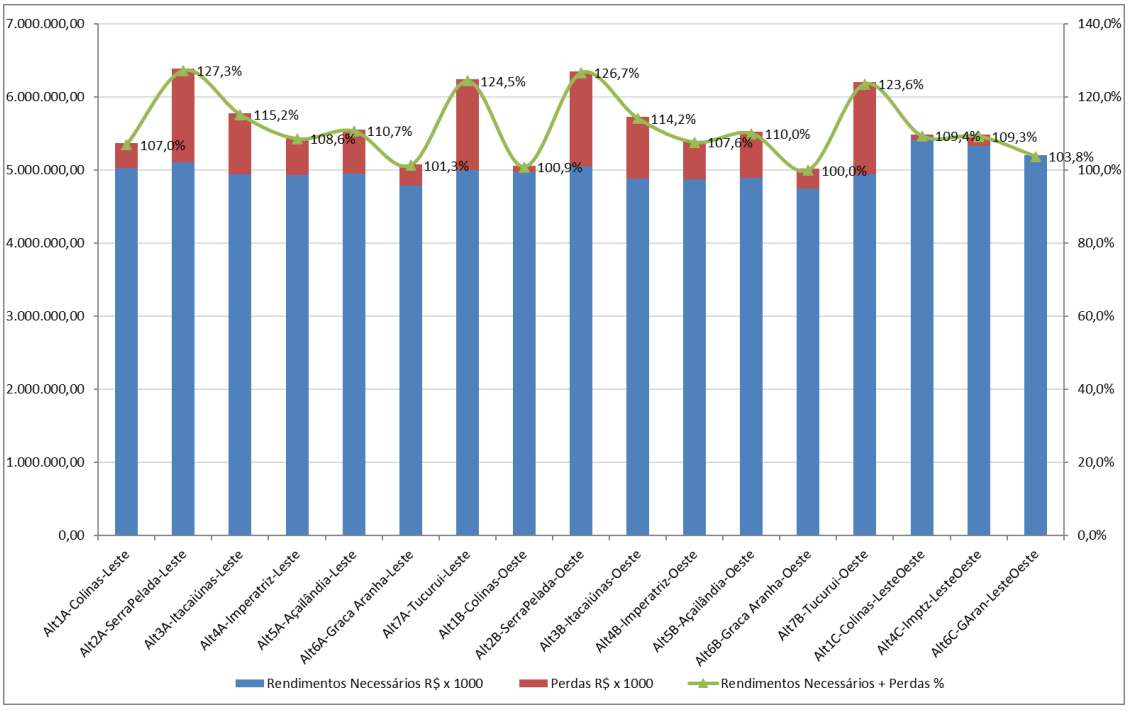


Figura 9-2 - Gráfico de comparação econômica de alternativas

Sob o ponto de vista técnico e econômico, recomenda-se a implantação da Alternativa 6B, que é a alternativa de mínimo custo global.

10 DETALHAMENTO DA ALTERNATIVA EM 800 KV CCAT

10.1 Concepção geral da linha de transmissão em 800 kV

10.1.1 Introdução

A linha de transmissão em 800 kV CC indicada neste estudo foi concebida com base na experiência pregressa com as linhas de transmissão planejadas e implantadas para os primeiros bipolos CCAT em 800 kV do Brasil, integrantes da solução para reforço das interligações Norte – Sudeste e Norte – Nordeste, necessárias à integração da usina de Belo Monte [17].

Na primeira etapa dos estudos de planejamento desse sistema de transmissão CCAT, associado a Belo Monte, finalizada com o leilão do primeiro bipolo, Xingu – Estreito, as linhas em 800 kV foram concebidas e otimizadas, resultando em solução única para os dois bipolos [18]. Posteriormente, nos estudos de detalhamento desenvolvidos no âmbito do relatório R2 para o segundo bipolo, Xingu – Terminal Rio [19], foi necessária uma revisão na concepção e otimização da linha, para atender aos requisitos estabelecidos pela Aneel para linhas de corrente contínua, através da Resolução Normativa nº 616 (de 01 de julho de 2014), atualizada na Resolução Normativa nº 915, de 23 de fevereiro de 2021.

Todos os estudos de planejamento para concepção e otimização dessas linhas de transmissão em 800 kV CCAT foram realizados sob a coordenação da EPE e com o apoio do CEPEL e das empresas participantes do Grupo de Estudos de Belo Monte [19].

Para o estudo atual de planejamento, considerando a tensão nominal de 800 kV e potência de transmissão entre 4.000 MW e 5.000 MW, tecnologia de transmissão LCC, configurou-se adequado adotar a concepção básica de linha de transmissão em 800 kV recomendada para o segundo bipolo de Belo Monte, Xingu – Terminal Rio, que já considera a Resolução Normativa nº 616 da Aneel e foi objeto do leilão de concessão de serviço público de transmissão de julho/2015.

A partir dessa concepção básica de linha de transmissão foram realizados os estudos para otimização da linha atual, através do programa ELEKTRA do Cepel, atualizando os condicionantes técnicos do sistema elétrico no qual o bipolo estará inserido, seus comprimentos estimados, assim como os condicionantes econômicos. A metodologia e os critérios utilizados estão documentados no citado Relatório R2, fundamentados no relatório do CEPEL indicado em referência [20].

As duas linhas em 800 kV já implantadas no país reforçam a concepção indicada pelo planejamento, reproduzida neste relatório para a situação particular do novo bipolo.

10.1.2 Critérios de cálculo

Econômicos

Considerou-se a vida econômica do empreendimento de transmissão de 30 anos e uma taxa de juros para capitalização das perdas de energia de 8% a.a. Adotou-se, de início, o custo unitário das perdas de energia igual R$ 187,46/MWh. Na avaliação dos resultados e conclusões foi considerada uma análise de sensibilidade desse parâmetro para valores de até R$205/MWh.

Limites técnicos

Cada configuração estudada foi considerada tecnicamente viável se atendeu aos critérios e valores limites de:

- Campo elétrico na superfície de cada cabo condutor e cada cabo pára-raios.
- Temperatura na superfície de cada cabo condutor e cada cabo pára-raios para o regime de operação normal.
- Campo elétrico com cargas espaciais e corrente iônica próximos da superfície do solo.
- Radiointerferência e ruído audível próximos da superfície do solo.
- Cargas mecânicas na estrutura decorrentes dos pesos dos componentes físicos da LT e da ação do meio ambiente.
- Altura de segurança entre cabo e solo.
- Largura da faixa de segurança da linha.

Na Tabela 10-1 estão apresentados os valores limites adotados. Os limites de campo elétrico e campo magnético são os estabelecidos pela Resolução Normativa da Aneel nº 616, de 01 de julho de 2014. Os limites de corrente iônica, radiointerferência e ruído audível junto ao solo apresentados nesta tabela basearam-se nos valores empregados em [21] e [22], e têm apenas a intenção de proporcionar diretrizes para a análise econômica em pauta; portanto, não devem ser encarados como definitivos para a etapa de projeto destas linhas ou de outras semelhantes, já que presentemente não há norma técnica brasileira correlata para esta questão.

Tabela 10-1 - Valores limites adotados para a análise das configurações das linhas

Descrição	Valores
Relação campo elétrico máximo/campo elétrico limite	0,90
Temperatura limite para operação normal (ºC)	65
Campo elétrico limite na superfície do solo, considerando as cargas espaciais e sem vento, dentro da faixa de passagem (kV/m)	20 (*)
Corrente iônica limite na superfície do solo, dentro da faixa de passagem (nA/m^2)	100
Campo magnético limite a 1,5m da superfície do solo, dentro da faixa de passagem (μT)	353.000 (*)
Campo elétrico limite na superfície do solo, considerando as cargas espaciais e sem vento, no limite da faixa de passagem (kV/m)	5 (*)
Corrente iônica limite na superfície do solo, no limite da faixa de passagem (nA/m^2)	5
Radiointerferência limite a 1,5m da superfície do solo e em tempo bom, no limite da faixa de passagem (dB/1μV/m)	46
Ruído audível limite a 1,5m da superfície do solo em tempo bom, no limite da faixa de passagem (dB(A))	42
Campo magnético limite a 1,5m da superfície do solo, no limite da faixa de passagem (μT)	118.000 (*)

(*) Limites estabelecidos pela Resolução Normativa nº 616 de 01 de julho de 2014 da Aneel.

Parâmetros Ambientais

O sistema de transmissão em estudo contempla distância superior a 1.000 km. Este fato acarreta que, certamente, sua rota atravessará regiões com características ambientais bastante diversas e diferenciadas entre si. Portanto, é bem provável que a definição final dos parâmetros climáticos e geológicos, a serem adotados nos futuros projetos executivos, seja calcada em estudos minuciosos que considerem essas diversidades regionais.

Para o estudo de seleção da configuração econômica, os parâmetros ambientais devem representar valores característicos da rota como um todo, com requisitos de detalhes compatíveis com qualquer projeto básico de engenharia. Apresentam-se na Tabela 10-2 os valores ambientais aqui considerados.

Tabela 10-2 - Parâmetros ambientais adotados na concepção da linhas de transmissão

Parâmetro	Valor
Velocidade máxima do vento médio de 10 minutos	90 km/h
Velocidade máxima do vento médio de 30 s	100 km/h
Velocidade do vento para cálculo de temperatura do condutor	1 m/s

Parâmetro	Valor
Temperatura do ar média máxima	33 ºC
Temperatura do ar média	25 ºC
Densidade relativa do ar (valor com 90% de ser ultrapassado)	0,88
Radiação solar máxima	1000 W/m2
Resistividade elétrica do solo	1000 Ω.m
Comprimento da LT sujeita à chuva (para o cálculo das perdas corona nos cabos)	25%

10.1.3 Critérios básicos para concepção da linha

Tipo de estrutura

Com base na experiência existente no país, sobretudo com as linhas de transmissão em corrente contínua do sistema Itaipu e do projeto Madeira, assim como, mais recentemente, com as estruturas recomendadas para o sistema de transmissão em 800 kV associado a Belo Monte, foi considerada a concepção com estruturas estaiadas predominantes.

Dados dos cabos

Considerando a solução implantada nas linhas de transmissão do sistema CCAT associado a Belo Monte, dimensionaram-se as LTs considerando cabos condutores do tipo CAA, com as bitolas variando entre 1.511 MCM e 2.515 MCM. Utilizaram-se nas LTs dois cabos pára-raios aterrados nas estruturas.

Feixe de subcondutores

Foi adotada a configuração com feixes de 6 subcondutores, com espaçamento entre condutores dos feixes igual a 0,60m como recomendado nos estudos de Belo Monte.

Dados dos vãos e das estruturas

Adotou-se o vão médio de 450 m, o sub-vão de 75 m, e a relação entre os vãos de peso e de vento de 0,7.

Custos dos componentes da LT

Calcularam-se os custos dos componentes de cada LT com base nos Custos Modulares ANEEL [23] e considerando o valor médio entre as cinco regiões brasileiras.

Distâncias vertical entre polos e solo

A partir da experiência e condicionantes adotados com as linhas de transmissão do sistema CCAT associado a Belo Monte, foi considerada 19,1 metros como distância mínima vertical entre polos e solo.

10.2 Determinação do condutor

10.2.1 Seleção do condutor mais econômico

Na seleção do condutor mais econômico encontrou-se, inicialmente, um conjunto de soluções tecnicamente viáveis, dentro da faixa de variação de 3% do custo total (custo de instalações + custo de perdas) do custo unitário da linha (custo/km), com relação à solução de menor custo total. A margem de 3% tem sido comumente utilizada nos estudos de planejamento da transmissão, embora uma margem de 5% também possa ser recomendada, dada as incertezas inerentes ao processo de seleção.

Com base na experiência do planejamento, com as análises desenvolvidas para as linhas do sistema de transmissão em ± 800 kV CCAT, primeiras deste tipo no Brasil, associado à integração da usina de Belo Monte, assim como, com base na implantação exitosa dessas linhas no SIN, foi considerada uma concepção de linha com 6 subcondutores por polo.

As permanências de fluxo na linha para as diversas condições de operação ao longo da vida útil estimada de 30 anos, resultou neste estudo, em fatores de perdas, entre 0,4670 (2 primeiros anos) e 0,6119 (para os anos seguintes). A sobrecarga máxima, outro condicionante, foi considerada igual a 1,2% da potência nominal, igual a 5.000 MW.

Com esses fatores de perdas, custo das perdas iguais a R$ 187,4/MW e taxa de atualização do capital 8% ao ano, para os condutores tipo CAA analisados, as bitolas que atendem a todos os critérios e situam-se dentro da faixa de 3% do custo total por quilômetro de linha, estão entre 1510,5 MCM e 2515 MCM, como resumido na Tabela 10-3 e ilustrado na Figura 10-1, extraída do programa ELEKTRA.

Tabela 10-3 – Custos de instalação, perdas e total, em função do condutor, para linha em ± 800 kV

Condutor			Custo (R$x1.000/km)			Relação entre custo total e o de menor custo (%)
Nome Código	Bitola (MCM)	Formação AL/Aço	Instalação	Perdas	Total	
Nuthatch	1511	45/7	2322,22	1508,89	3831,1	100,14
Lapwing	1590	45/7	2391,6	1434,29	3825,89	100
Chukar	1780	45/7	2627,12	1265,17	3892,29	101,74
Bluebird	2156	84/ 19	2975,7	1045,09	4020,78	105,09
Kiwi	2167	45/7	2813,37	1039,28	3852,65	100,7
Thrasher	2312	76/ 19	2964,3	975,39	3939,69	102,97
Joree	2515	76/ 19	3166,25	898,24	4064,49	106,24

O condutor de menor custo total correspondeu ao de bitola 1590 MCM, "Lapwing", como destacado na tabela e na figura mencionadas.

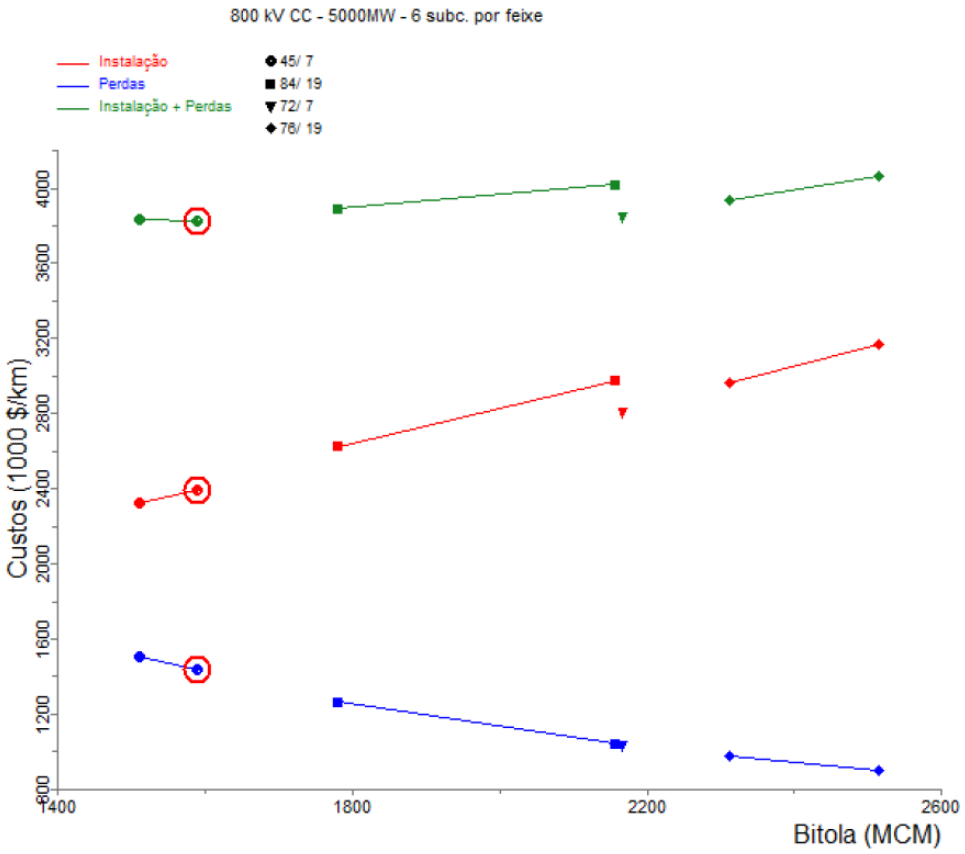


Figura 10-1 – Custos da linha de transmissão em ±800 kV CC em função da bitola do condutor

Aspecto importante nesta análise do condutor ótimo é o efeito da variação do fator de perdas resultante da previsão de utilização da linha de transmissão. Considerando que o fator de perdas (fp) é resultante de uma estimativa dos fluxos de potência previstos na linha de transmissão no intervalo de tempo analisado de 30 anos, uma variação desse fator na faixa de 0,47 a 0,64 não altera o mérito do cabo de menor custo total, como ilustrado na Figura 10-2.

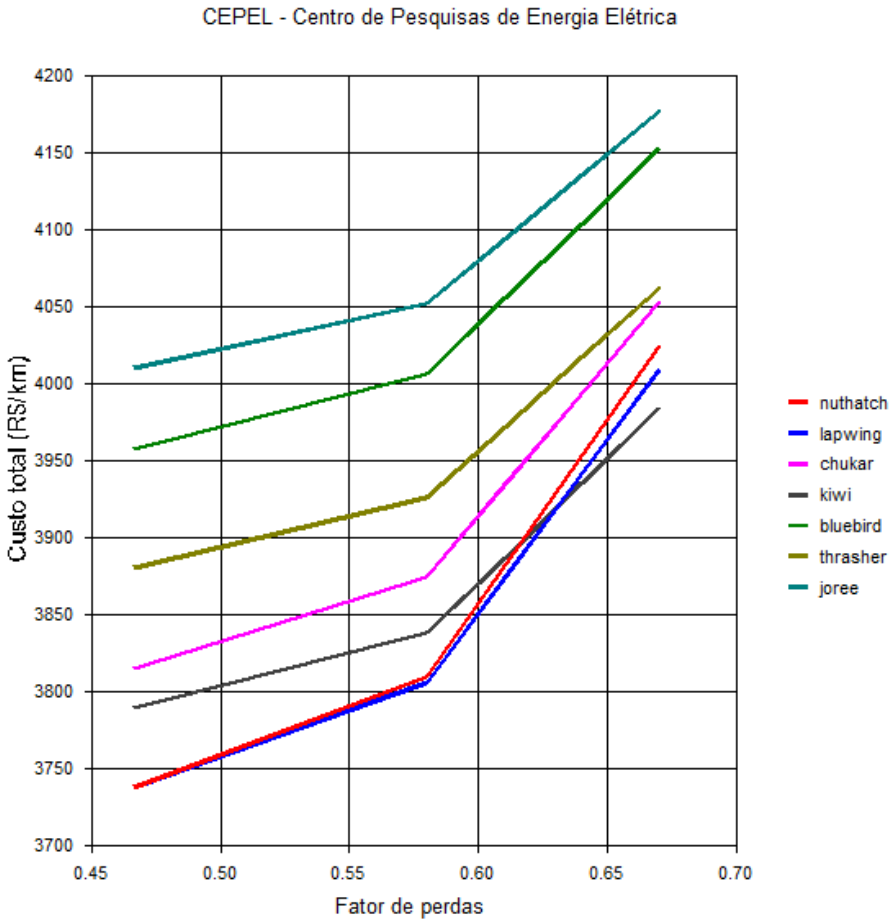


Figura 10-2 – Custo total em função do fator de perdas (ELEKTRA)

Considerando-se, adicionalmente, uma análise de sensibilidade com o valor de custo das perdas, variando desde R$ 90,0/MWh até R$210/MWh, com as demais variáveis de otimização constantes, o condutor Lapwing permanece como a solução de menor custo total, desde cerca de R$160 MWh até cerca de R$201/MWh e competitivo (dentro da faixa dos 3% de custo total), nos demais intervalos, inclusive para o menor custo de perdas pesquisado de R$90/ MWh (101,1% com relação ao de menor custo total), como ilustrado na Figura 10-3.

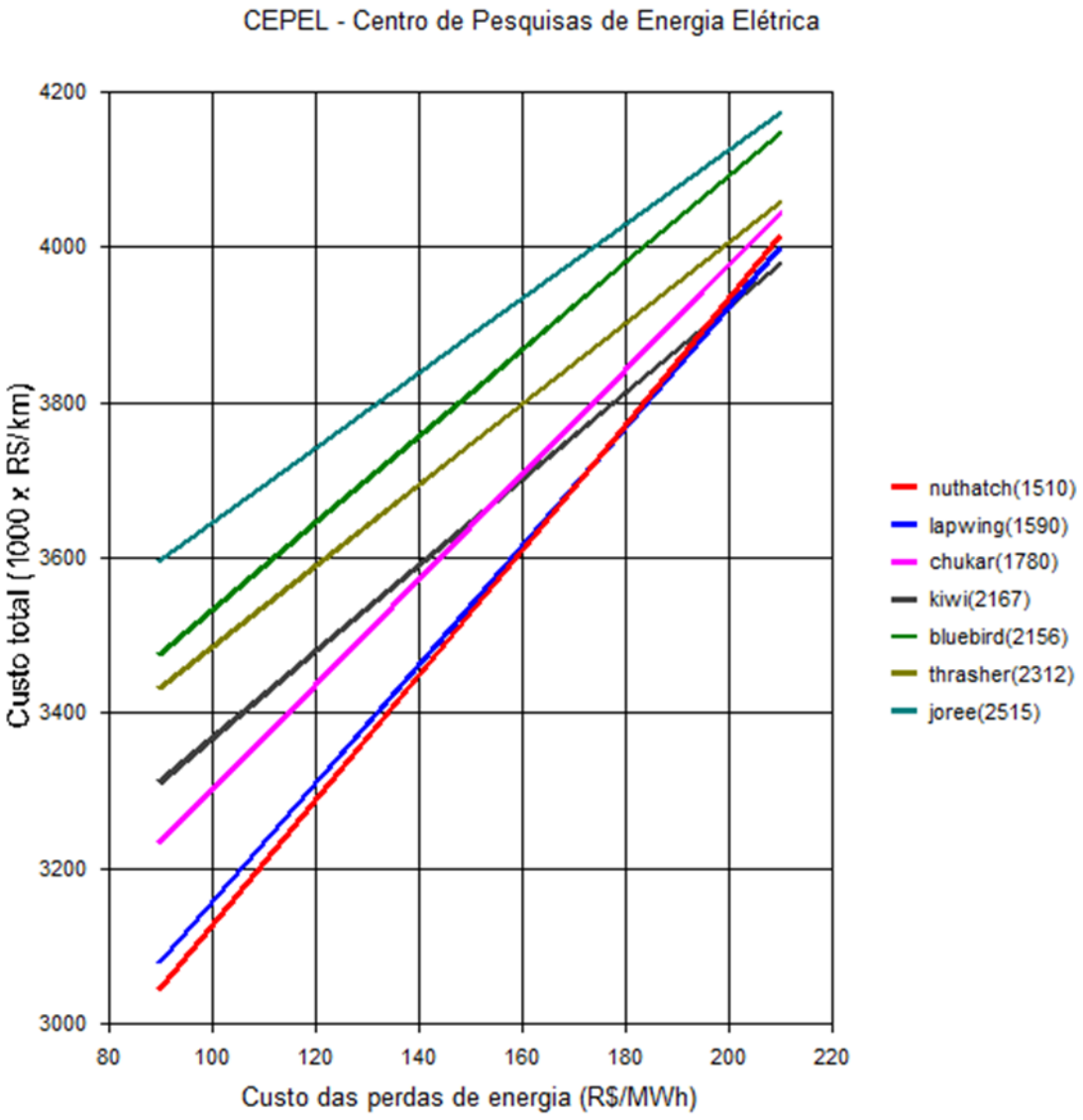


Figura 10-3 - Custo total em função do custo das perdas (ELEKTRA)

Com relação a variações no custo de instalações, como os condutores de menor custo total, incluído o Lapwing também são os de menor custo de instalação, dentre os condutores tecnicamente selecionados, aumentos nos custos de instalação tendem a corroborar os resultados dessa otimização.

10.2.2 Condicionantes do comprimento da linha

Para linhas de transmissão em CCAT bipolar muito longas, sobretudo quando se tem o requisito de transmissão no modo monopolar, faz-se necessário estabelecer critérios para a queda máxima de tensão na linha, entre a retificadora e a inversora. Na concepção dos elos em 800 kV associados a Belo Monte, com os condutores na temperatura média de 50 ºC, operação nominal, admitiu-se 7% como máxima queda de tensão entre conversoras.

Para as condições do estudo atual, observa-se, como mostrado na Tabela 10-4, que todos os condutores previamente selecionados na análise de condutor econômico apresentam queda de tensão inferior a 4,4% para comprimento de linha até 1.600 km.

Tabela 10-4 – Queda de tensão total (%) na linha em 800 kV, potência nominal, por polo, em função do comprimento total, e do condutor a 50 C.

Condutor	Comprimento da linha CC (km)			
	1300	1400	1500	1600
NUTHATCH	3,58	3,85	4,13	4,40
LAPWING	3,38	3,64	3,90	4,16
CHUKAR	2,97	3,19	3,42	3,65
BLUEBIRD	2,43	2,61	2,80	2.99
KIWI	2,42	2,60	2,79	2,98
THRASHER	2,26	2,44	2,61	2,79
JOREE	2,07	2,23	2,38	2,54

Portanto, caso o comprimento final da linha seja acrescido, em função das particularidades da rota e da implantação, em cerca de 5% ou pouco mais, a queda de tensão na linha resultará inferior a cerca de 5% para todos os condutores analisados.

10.2.3 Condutor selecionado

As avaliações apresentadas nos itens anteriores indicaram o condutor CAA Lapwing (1590 MCM) como a solução de menor custo global. Porém, dentro de uma faixa de variação de 3% a 5%, podem ser consideradas outras bitolas, abrangendo desde 1511 MCM até 2312 MCM.

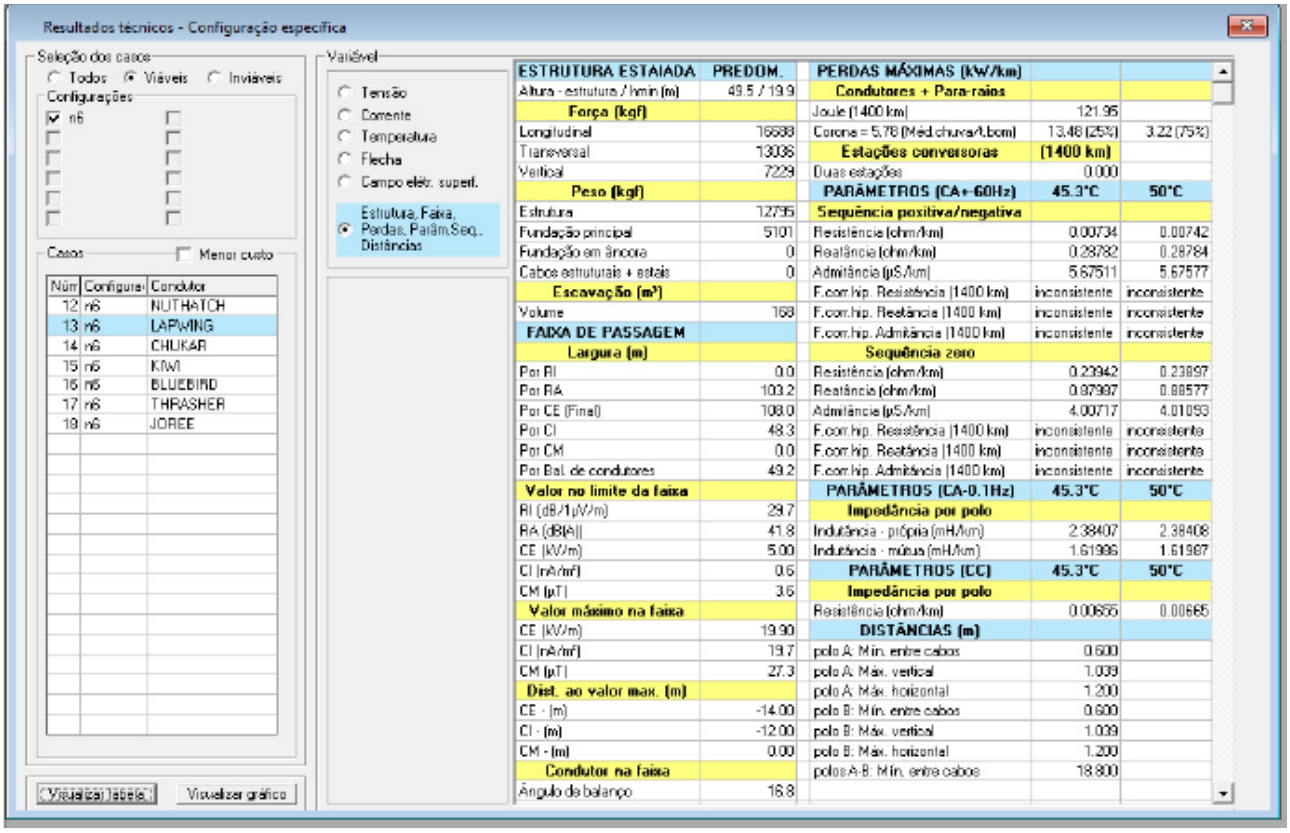
Entretanto, considerando os resultados das análises técnico-econômica e a experiência recente do planejamento, que recomendou o condutor CAA Lapwing (1590 MCM) para as duas primeiras linhas em 800 kV CC do Brasil, já implantadas, justifica-se recomendar o condutor Lapwing para a nova linha objeto deste estudo.

A repetição de um projeto já implantado, em condições semelhantes de transmissão, previsto para atravessar em grande parte do percusso as mesmas regiões, tem grande potencial para ganhos em escala e em agilidade na implantação da nova linha.

10.3 Linha de Transmissão Indicada

Com base nas análises apresentadas nos ítens anteriores, que incluiram a concepção básica da linha de transmissão em 800 kV CC, a avaliação dos condutores mais econômicos, e o condicionamento de queda máxima de tensão na linha, foi indicado uma linha de transmissão em ± 800 kV, com 6 subcondutores por polo, feixes com 0,6 metros de raio geométrico, constituídos por condutores tipo CAA de 1590 MCM de bitola, Lapwing. A Tabela 10-5, extraída do programa ELEKTRA, apresenta um sumário dos principais resultados obtidos para a linha com esse condutor.

Tabela 10-5 - Sumário dos principais resultados técnicos para LT 800 kV CC com 6 condutores por polo CAA 1590 MCM Lapwing



A Figura 10-4, extraída do ELEKTRA, ilustra a planta de perfil para a linha com estruturas típicas e vão de 450 metros. A Tabela 10-6 apresenta as coordenadas geométricas para a torre típica.

A distância mínima condutor solo, como adotada, resulta em 19,9 metros e a largura da faixa de segurança em 108 metros, recomendando-se uma faixa de passagem de 110 metros, assim como foi recomendado para o bipolo em ± 800 kV Xingu – Terminal Rio, último implantado no país. Os polos são horizontais com feixes circulares constituídos por 6 subcondutores espaçados de 0,60 metros, com dois cabos para-raios, como ilustrado na Figura 10-5. A estrutura predominante é tipo estaiada.

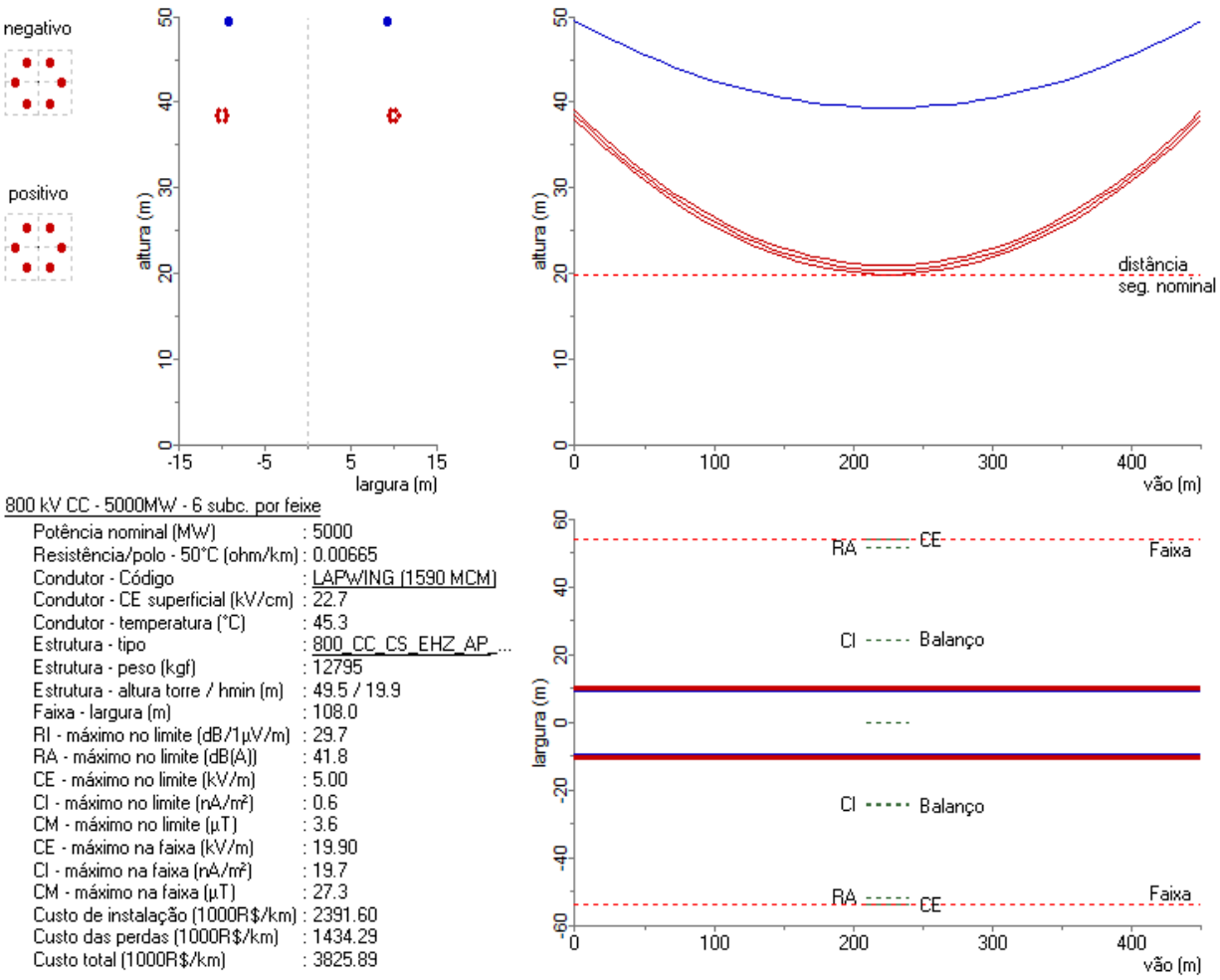


Figura 10-4 – Planta de perfil da linha em 800 kV CC com estruturas e vão típicos

Tabela 10-6 - Coordenadas dos condutores no centro do feixe na torre típica de LT 800 kV CC

Feixe	Coordenadas	
	X(m)	Y(m)
Polo 1	-10,0	38,50
Polo 2	10,0	38,50
Pára-raios 1	-9,25	49,50
Pára-raios 2	9,25	49,50

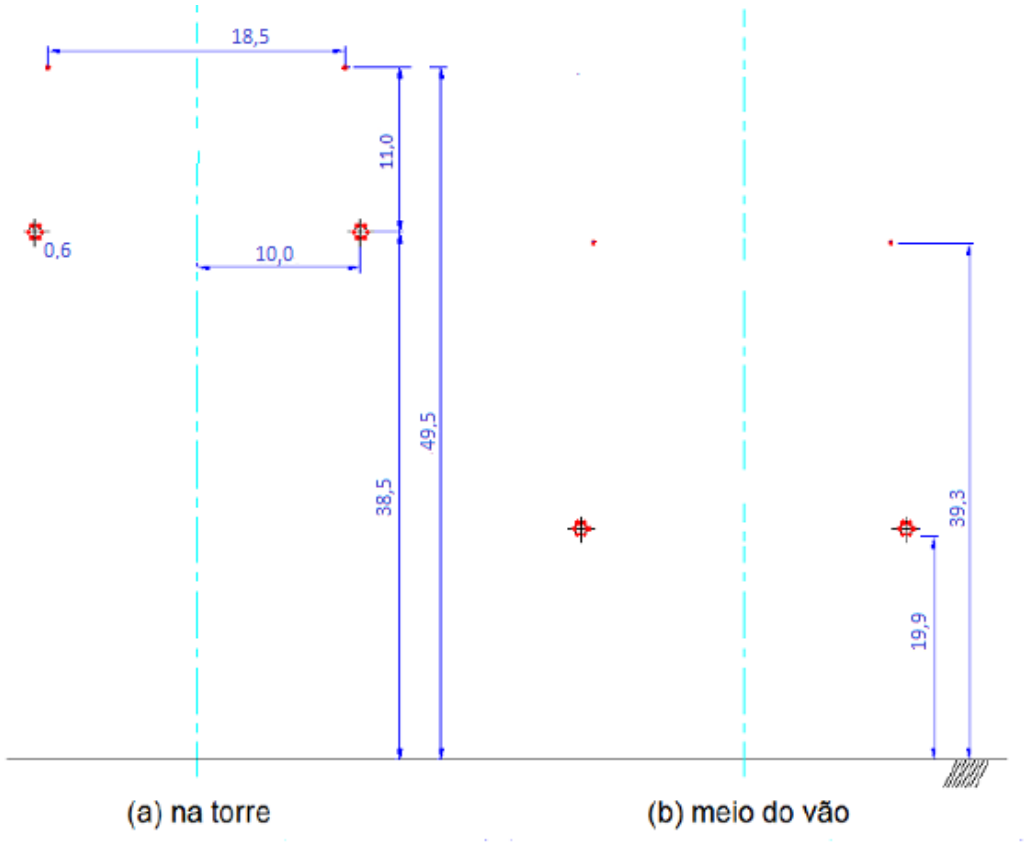


Figura 10-5 – Disposição geométrica dos condutores (6x CAA 1590 Lapwingw por polo) e para-raios da linha de transmissão em ± 800 kV

10.4 Conversoras CCAT

Durante os estudos de planejamento que resultaram na concepção dos dois elos CC em 800 kV, para reforço das interligações Norte – Sudeste e Norte – Nordeste, necessárias à integração da usina de Belo Monte, foram realizadas diferentes análises, inclusive com consultas aos principais fabricantes de equipamentos CCAT, para definição da concepção básica dessa solução em 800 kV. Posteriormente, alguns ajustes foram introduzidos com os estudos de detalhamento do âmbito do relatório R2 [18] [19], assim como, através dos documentos técnicos elaborados pela Aneel, anexos ao processo de leilão desses empreendimentos

A concepção básica do bipolo objeto do corrente estudo de planejamento, que inclui suas conversoras, apoia-se nessa experiência anterior.

10.4.1 Potência nominal do bipolo

O bipolo em estudo está sendo concebido com possibilidade de operação em dois sentidos de transmissão. A transmissão em sentido direto corresponde a transmitir da SE Graça Aranha para a SE Silvânia.

A potência nominal é a potência em regime contínuo no terminal CC em operação bipolar, com tensão 800 kV, medida entre o reator de alisamento e a linha CC, no lado de maior capacidade operando como retificador, que corresponde à SE Graça Aranha.

Conforme indicado no Capítulo 9 deste relatório, como forma de atender ao requisito de intercâmbio entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste foi adotada a potência de 5.000 MW.

10.4.2 Perdas máximas nas conversoras

As perdas máximas admissíveis em cada estação conversora (retificador ou inversor) não deverão ser superiores a 0,75% da sua potência nominal, incluindo a contribuição de todos os equipamentos e serviços auxiliares necessários a operação da mesma. Estas perdas devem ser avaliadas considerando as temperaturas máximas nos locais de instalação das conversoras.

10.4.3 Potência nominal das conversoras

Transmissão direta

Para a transmissão no sentido da SE Graça Aranha para a a SE Silvânia (sentido direto), a potência nominal do retificador deverá ser de 5.000 MW, considerando a tensão de 800 kV CC no retificador.

O terminal conversor localizado no centro-oeste (Silvânia), operando como inversor, deverá ser dimensionado para receber a potência máxima injetada no terminal retificador, deduzindo-se as perdas no retificador e na linha de transmissão.

A Tabela 10-7 apresenta uma estimativa do valor mínimo da potência da inversora em transmissão direta, ou seja, 4.833,1 MW (PCCcalculado) para Silvânia. A partir desse resultado, a recomendação deste estudo para a potência nominal em corrente contínua da conversora de Silvânia, operando como inversora é de 4.840 MW (Pcc).

Tabela 10-7 - Estimativa da potência da inversora em transmissão direta

TRANSMISSÃO		CONVERSORA A (*)			LINHA DE TRANSMISSÃO (**)					CONVERSORA B		
A	**B**	**Pca** (MW)	**Perdas** (MW)	**Pcc** (MW)	**L (km)**	**Rpolo** 20ºC (Ω/km)	**Rpolo** 50ºC (Ω/km)	**In** (kA)	**Perdas** (MW)	**Pcc** (MW)	**Perdas** (MW)	**Pca** (MW)
Graça Aranha	**Silvânia**	5037,5	37,5	**5.000**	1.468	0,00593	0,00665	3,125	166,9,2	4.833,1	36,2	4.796,9

(*) tensão nominal, ± 800 kV CC; (**) 6 condutores tipo CAA 1590 MCM, Lapwing, por polo

Observe-se que esse valor de potência nominal foi recomendado tomando como base o comprimento da linha de transmissão, estimado, em 1.468 km.

A potência nominal desse terminal quando operando como inversor poderá sofrer ajustes em função do comprimento real da linha, conhecido durante a elaboração do Projeto Básico. Em qualquer situação a inversora deve ser dimensionada de forma a não restringir a potência transmitida pela LT CC em condições meteorológicas favoráveis.

Transmissão reversa

As avaliações energéticas, apresentadas na seção 6.2, indicam permanência reduzida de transmissão no sentido reverso, de tal forma que, a potência nominal da conversora de Silvânia, operando como retificadora, foi estabelecida considerando essa premissa energética.

Segundo informações colhidas junto a fabricantes de equipamentos CCAT, durante os estudos do Relatório R2 para os bipolos relativos a Belo Monte, o carregamento máximo nominal para operação como retificadora, de uma conversora dimensionada na operação como inversora, que não implique em custos adicionais, representa cerca de 85% da potência nominal da operação como inversora. Com esse critério, a conversora de Silvânia deve ser dimensionada para operar como retificadora, com potência nominal de 4.100 MW (~0,85x4.840). A Tabela 10-8 apresenta um sumário com os resultados da avaliação da potência transmitida no sentido reverso.

Tabela 10-8 - Carregamento do bipolo em transmissão reversa

TRANSMISSÃO		CONVERSORA A (*)			LINHA DE TRANSMISSÃO (**)					CONVERSORA B		
A	B	Pca (MW)	Perdas (MW)	Pcc (MW)	L (km)	Rpolo 20ºC (Ω/km)	Rpolo 50ºC (Ω/km)	In (kA)	Perdas (MW)	Pcc (MW)	Perdas (MW)	Pca (MW)
Silvânia	Graça Aranha	4130,8	30,8	**4100**	1.468	0,00593	0,00665	2,563	112,2	3.987,8	29,9	3957,9

(*) tensão nominal, ± 800 kV CC; (**) 6 condutores tipo CAA 1590 MCM, Lapwing, por polo

10.4.4 Tensão nominal em transmissão reversa

Nas análises realizadas para especificação básica dos bipolos associados a Belo Monte, foi recomenda a tensão nominal 800 kV CC na operação reversa. Essa recomendação teve por base os custos adicionais de perdas de transmissão, na hipótese da transmissão reversa ser concebida com tensão na retificadora ajustada à tensão resultante da tensão CC nessa conversora, quando operando como inversora, na transmissão direta.

No caso atual, as perdas adicionais na transmissão reversa, com essa tensão ajustada, seriam da ordem de 10 MW, apenas na linha, quando transmitindo com a potência nominal reversa, justifica-se recomendar a tensão nominal 800 kV para a conversora de Silvânia, quando transmitindo em operação de retificação.

10.4.5 Arranjo da Ponte Conversora e Transformadores

Neste quesito também consideram-se válidas algumas das premissas básicas adotadas nas recomendações dos dois bipolos em 800 kV associados à UHE Belo Monte, reproduzidas a seguir.

Para o bipolo atual, com transmissão de 5.000 MW, o arranjo das conversoras poderá ser com 1 ou 2 pontes por polo, conforme sugerido na Figura 10-6. Supondo que seja possível a utilização de transformadores de 3 enrolamentos, a alternativa com 2 pontes custa aproximadamente 10% a mais que a configuração com 1 ponte, e oferece uma disponibilidade 25% maior.

No entanto, essa maior disponibilidade não implica redução de reforços na rede, uma vez que não elimina a necessidade de se atender o critério de perda de polo. Dessa forma, em termos sistêmicos e considerando os critérios atuais, a configuração mínima de 1 ponte por polo é suficiente, do ponto de vista do planejamento.

A grande vantagem de se utilizar uma configuração com 2 pontes se dá pela redução do tamanho e do peso das unidades transformadoras. Esta opção pode permitir, por exemplo, contornar situações em que a rede viária limite o transporte dos mesmos.

Por essas razões, deverá ser deixado a cargo do empreendedor, junto com o fabricante, a escolha da configuração da conversora, tendo em vista as possibilidades de fabricação e as restrições impostas para o transporte dos equipamentos.

Da mesma forma, a utilização de transformadores de 2 ou 3 enrolamentos não é relevante do ponto de vista de planejamento. Ressalta-se, no entanto, que se faz necessário recomendar um mínimo de 1 transformador reserva de cada tipo, conforme ilustrado na Figura 10-7.

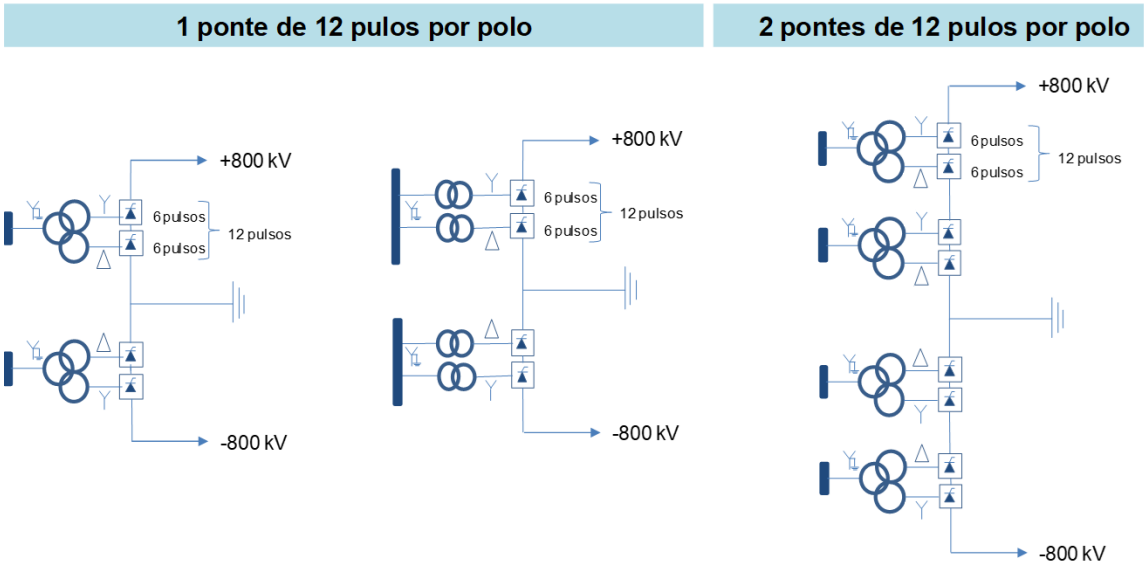


Figura 10-6 – Alternativas de arranjo das pontes conversoras para transmissão da ordem de 5.000 MW

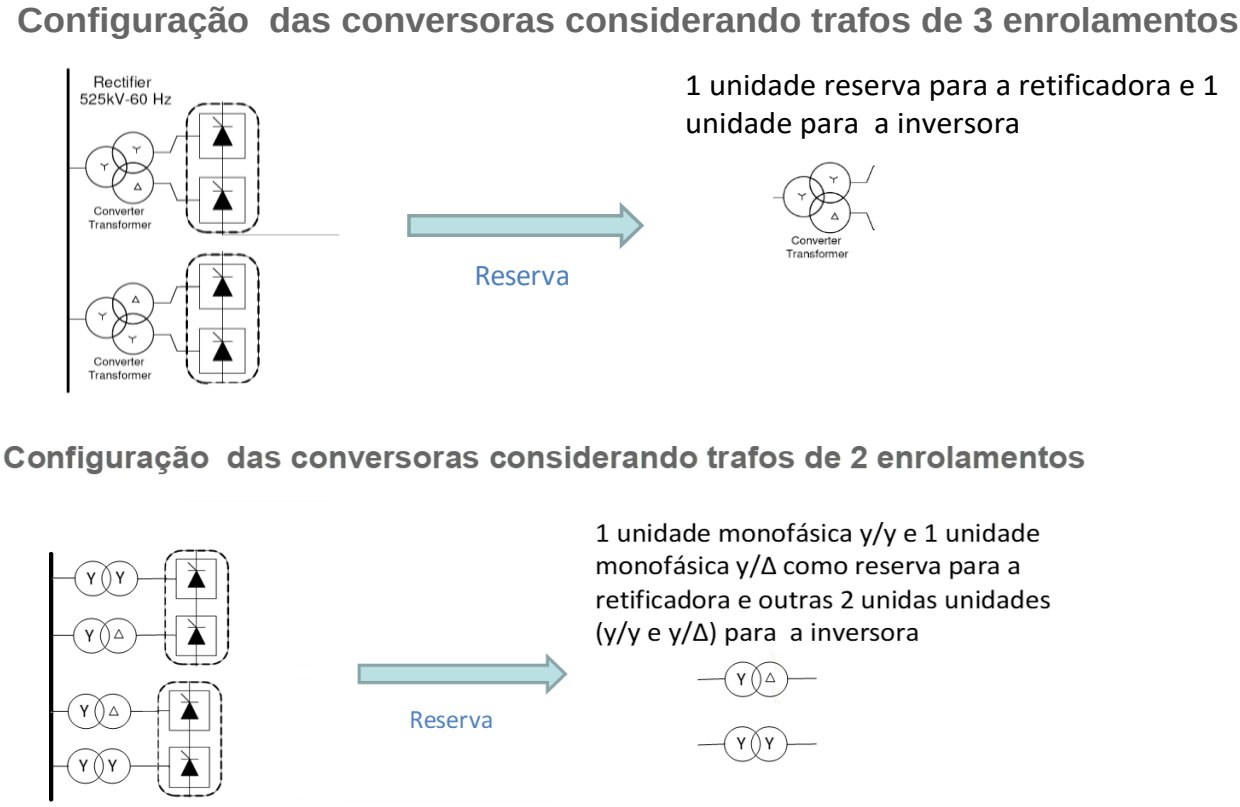


Figura 10-7 – Alternativas de configuração dos transformadores conversores

10.4.6 Eletrodos e linhas dos eletrodos

O eletrodo de cada conversora deve ser dimensionado para todas as condições de operação e para limitar as perdas em operação com retorno pela terra, a resistência de aterramento do eletrodo de terra deve ser igual ou inferior a 0,35 Ω.

Em razão de interferências diversas, as instalações do eletrodo devem ser localizadas a uma distância mínima de cerca de 15 km da conversora. A localização do eletrodo será função de condicionantes locais, dentre os quais as características do solo e outras instalações existentes.

10.4.7 Compensação Reativa

Nesta seção é realizada a avaliação preliminar da modulação referencial para os filtros CA do bipolo Graça Aranha – Silvânia.

Salienta-se, contudo, que a especificação completa de filtros não pode ser feita de forma independente ou isolada do projeto das conversoras CA/CC, visto que deve envolver análises de desempenho harmônico e outras, que estão fora do escopo de um relatório R1. Assim, o objetivo desta seção é determinar condições de contorno meramente orientativas para o dimensionamento dos filtros.

10.4.7.1 Dimensionamento da capacidade total dos filtros e compensação reativa

O dimensionamento de filtros foi realizado a partir da medição do consumo de reativos das conversoras, através de simulações de desempenho dinâmico, em diferentes cenários operativos.

Foram consideradas as seguintes premissas para esse dimensionamento:

- A potência reativa consumida pelas conversoras, em condição nominal de operação, deve ser suprida inteiramente pelos filtros;
- As tensões no lado CA das conversoras devem respeitar, em regime, os limites admissíveis informados na Tabela 4-1 para todos os cenários de operação;
- Não foi considerada a atuação dos compensadores síncronos na avaliação de delta de tensão;
- O delta máximo de tensão para o chaveamento dos filtros deve ser inferior a 3%;
- Por simplificação das análises, a modulação dos bancos de filtros foi padronizada, ou seja, foi utilizada a mesma capacidade, para todos os bancos.

Foram avaliadas diferentes condições de operação do elo de corrente contínua, variando patamar de carga, despacho de geração no SIN e *setpoint* de potência do elo CC, sendo os principais cenários apresentados na Tabela 10-. Esses cenários foram criados especificamente para o dimensionamento dos filtros, não correspondendo aos cenários dimensionadores de rede, indicados no item 4.5.

Tabela 10-1 - Cenários de Análise para a modulação referencial dos filtros CA.

Cenário		***Setpoint* de potência no bipolo**	**Patamar de Carga**	**SCC Graça Aranha (MVA)**	**SCC Silvânia (MVA)**	**Sazonalidade**
1	Intercâmbio nulo	500	Leve	16.134	20.492	Úmido
2	Intercâmbio Máximo	5.000	Leve	16.134	20.492	Úmido
3	Intercâmbio Baixo	500	Mínima	17.489	16.966	Úmido
4	Intercâmbio Máximo	5.000	Média	17.480	21.728	Úmido
5	Intercâmbio Máximo	5.000	Média	19.452	21.107	Seco
6	Inércia Mínima Sudeste	5.000	Média	17.474	21.315	Seco

A seguir é feita uma breve descrição dos seis cenários de análise:

1. Cenário 1: Cenário operativo em que o bipolo Graça Aranha – Silvânia está transmitindo potência ativa em seu valor mínimo, concomitante a ocorrência de intercâmbio nulo na interligação Norte/Nordeste-Sudeste, no patamar de carga leve.

2. Cenário 2: Cenário operativo em que o bipolo Graça Aranha – Silvânia está transmitindo potência ativa em seu valor nominal, concomitante a ocorrência de intercâmbio máximo na interligação Norte/Nordeste-Sudeste, no patamar de carga leve.

3. Cenário 3: Cenário de operação em que o bipolo Graça Aranha – Silvânia está transmitindo o valor mínimo de potência, no patamar de carga mínima. Neste cenário o fluxo na interligação Norte/Nordeste para Sudeste está baixo.

4. Cenário 4: Cenário de operação em que o bipolo Graça Aranha – Silvânia está transmitindo sua capacidade nominal, concomitante à elevado intercâmbio na interligação Norte/Nordeste para Sudeste, no patamar de carga média, no período úmido.

5. Cenário 5: Cenário de operação em que o bipolo Graça Aranha – Silvânia está transmitindo sua capacidade nominal, concomitante à elevado intercâmbio na interligação Norte/Nordeste para Sudeste, no patamar de carga média, no período seco.

6. Cenário 6: Cenário de operação em que o bipolo Graça Aranha – Silvânia está transmitindo sua capacidade nominal, concomitante a um intercâmbio médio na interligação Norte/Nordeste para Sudeste, no patamar de carga média. A inércia do sudeste está minimizada, em função do despacho reduzido de máquinas síncronas nessa região.

Para fins de especificação da capacidade total dos filtros e compensação reativa, buscou-se um montante capaz de atender o consumo de potência reativa das conversoras de Graça Aranha e Silvânia, a partir dos cenários em que o bipolo está operando em plena carga. Os resultados observados nas análises são apresentados na Tabela 10-.

Tabela 10-2 - Reativo observado para o bipolo em diferentes cenários de operação.

Informações de Cenário			Graça Aranha		Silvania	
Cenário	**Carga**	**Potência (MW)**	**Tensão CA (pu)**	**Capacidade total de Filtro (Mvar)***	**Tensão CA (pu)**	**Capacidade total de Filtro (Mvar)***
2	Leve	5.000	1,085	2.264,6	1,085	2.144,0
4	Média	5.000	1,085	2.650,3	1,085	2.734,4
5	Média	5.000	1,085	**2.973,0**	1,085	**2.978,2**
6	Média	5.000	1,085	2.404,0	1,085	2.660,5

*Consumo de reativos na base do sistema: 500 kV e 100 Mvar.

Os maiores montantes de reativos necessários para a correta operação do bipolo foram observados no cenário 5, de 2.973 Mvar e 2.978 Mvar em Graça Aranha e Silvânia, respectivamente.

10.4.7.2 Análise de chaveamento de filtros + Compensação Reativa

Para definição da modulação referencial a ser adotada para os filtros, foram realizados chaveamentos sucessivos de sub-bancos, nos cenários de 1 a 6, sendo o de maior severidade o cenário de carga mínima (3).

O procedimento adotado na avaliação consistiu na execução dos passos descritos abaixo:

1. Ajuste da tensão inicial CA das subestações conversoras em 0,95 pu e da potência do elo em 10 % da nominal;
2. Conexão sucessiva de sub-bancos em intervalos de 3 s;
3. Tabelamento das variações instantâneas de tensão após os chaveamentos;
4. Repetição dos passos 2 e 3 com sub-bancos de menor capacidade, até que todas as variações de tensão fossem inferiores ao valor de 3%.

Os resultados das simulações para a subestação conversora de Graça Aranha e Silvânia são apresentados na Figura 10- e na Figura 10-8 e sintetizados na Tabela 10- e na Tabela 10-9.

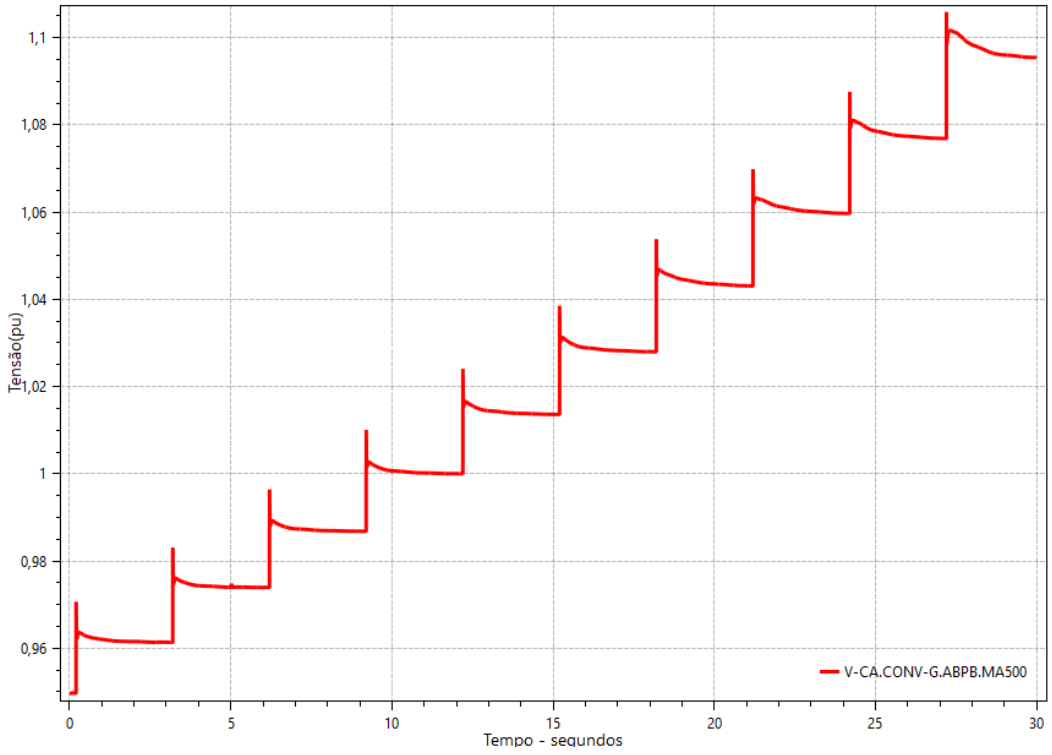


Figura 10-1 - Chaveamento dos sub-bancos de 300 Mvar em Graça Aranha, no cenário de curto mínimo.

Tabela 10-3 - Valores de tensão observados no chaveamento de sub-bancos em Graça Aranha, módulos de 300 Mvar, no cenário de curto-circuito mínimo.

Tempo-segundos	Tensão Pré-evento (pu)	Tensão pós-evento (pu)	Delta P (%)
27,2	1,077	1,106	2,90
24,2	1,060	1,088	2,79
21,2	1,043	1,070	2,68
18,2	1,028	1,054	2,58
15,2	1,014	1,039	2,49
12,2	1,000	1,024	2,40
9,2	0,987	1,010	2,32
6,2	0,974	0,996	2,25
3,2	0,961	0,983	2,17
0,2	0,950	0,971	2,11

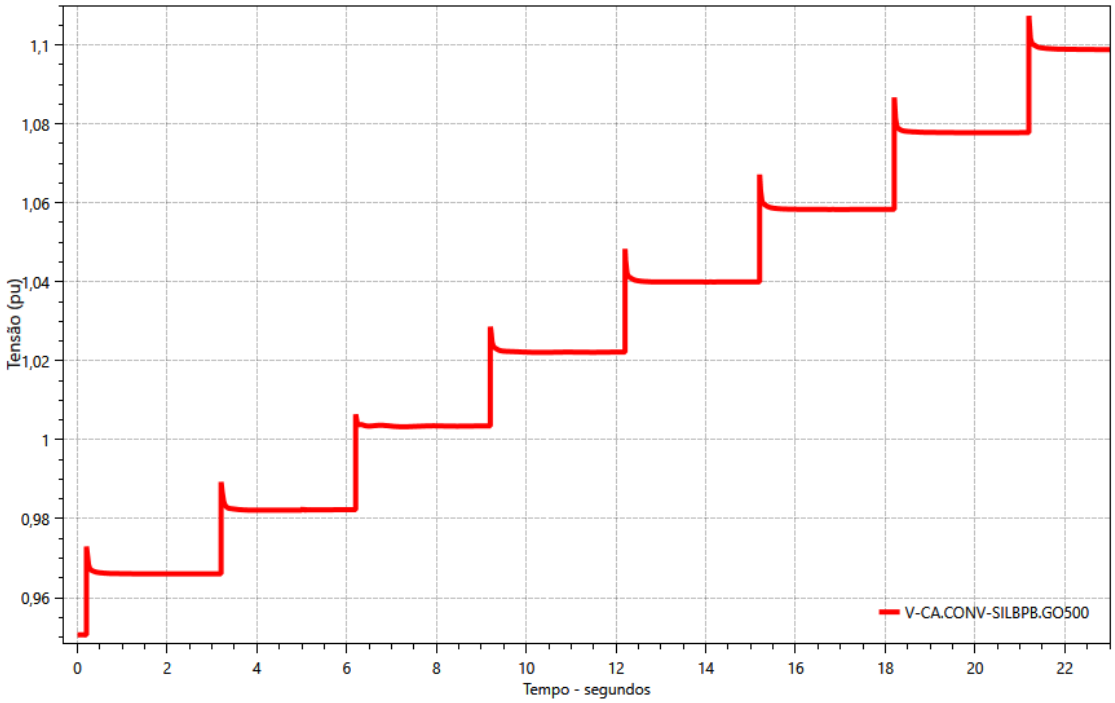


Figura 10-8- Chaveamento dos sub-bancos de 350 Mvar em Silvânia, no cenário de curto mínimo.

Tabela 10-9- Valores de tensão observados no chaveamento de sub-bancos em Silvânia, módulos de 350 Mvar, no cenário de curto-circuito mínimo.

Tempo-segundos	Tensão Pré-evento (pu)	Tensão Pós-evento (pu)	Delta P (%)
21,2	1,078	1,107	2,96
18,2	1,058	1,087	2,84
15,2	1,040	1,067	2,72

12,2	1,022	1,048	2,62
9,2	1,004	1,029	2,51
6,2	0,982	1,006	2,42
3,2	0,966	0,989	2,33
0,2	0,951	0,973	2,24

Observa-se que as maiores modulações de sub-bancos admissíveis obtidas pelas análises de chaveamento sucessivo são de 300 Mvar e 350 Mvar para Graça Aranha e Silvânia, respectivamente.

10.4.7.3 Análise de rejeição de filtros + Compensação Reativa

A última análise consistiu na realização de procedimento semelhante ao anterior, dessa vez a partir do desligamento sucessivo de sub-bancos.

Para tal, a tensão de operação das conversoras, nos cenários listados na Tabela 10-, foi ajustado para o limite superior de operação nominal, igual a 1,1pu.

Conclui-se que o maior delta de tensão ocorre após o desligamento da primeira unidade de sub-banco. Os resultados da Tabela 10-10 ilustram o máximo valor de sub-banco que atende o critério de variação máxima de tensão de 3%, em cada cenário avaliado.

Tabela 10-10 -Variação de tensão após desligamento de um sub-banco.

	Graça Aranha				Silvânia			
Caso	**Sub-banco (Mvar)**	**Tensão Pré Evento (pu)**	**Tensão Pós-evento(pu)**	**Delta V (%)**	**Sub-banco (Mvar)**	**Tensão Pré Evento (pu)**	**Tensão Pós-–vento(pu)**	**Delta V (%)**
2 - Leve	**270**	1,099	1,070	2,900	350	1,099	1,070	2,925
4 – Média	**270**	1,099	1,070	2,870	350	1,100	1,069	3,036
5 – Média	300	1,099	1,070	2,930	320	1,100	1,070	2,992
6 - Média	300	1,099	1,070	2,896	**250**	1,099	1,070	2,928

Observa-se que para não se violar o critério de 3% de máxima variação de tensão, os valores de sub-bancos não podem ser superiores a 270 Mvar em Graça Aranha e a 250 Mvar em Silvânia.

10.4.7.4 Análise do Balanço de reativo nas conversoras

De posse dos resultados obtidos nas análises anteriores, foi realizada uma análise de sensibilidade, para 3 situações de operação distintas: (i) operação do elo CC em regime de tensão e potência nominal; (ii) operação do elo CC em regime de tensão nominal e sobrecarga de potência de 20 % e (iii) operação do elo CC em corrente nominal e tensão reduzida, considerando, em cada uma das três situações, a contingência de um sub-banco de filtros e condições mais críticas de tensão e frequência no lada CA da conversora (475kV e 59,8 Hz, respectivamente).

Cabe ressaltar, conforme descrito nas premissas desta análise, que os filtros devem suprir inteiramente o consumo de reativo do elo, apenas durante a operação em regime de potência e tensão nominal. Nas demais condições de operação, o consumo de reativos do elo CC pode ser suprido pelos elementos de compensação síncrona variável, recomendados para os terminais conversores, bem como pela própria rede CA.

Após a realização dessa análise de sensibilidade, verificou-se a necessidade de aumento da capacidade nominal dos filtros para 3.050 Mvar e 3.040 Mvar em Graça Aranha e Silvânia, respectivamente.

Os resultados apresentados na Tabela 10- indicam que com a recomendação de filtros de 3.050 Mvar na SE Graça Aranha, o balanço de reativos na subestação (ΔQ) é positivo, mesmo com a contingência de um sub-banco, na condição de potência e tensão nominal.

Nas condições de operação do elo CC em sobrecarga de potência ou em tensão reduzida e corrente nominal, a capacidade dos compensadores síncronos instalados na subestação Graça Aranha (no total de 900 Mvar) é suficiente para garantir o consumo de reativos adicional da conversora, de 473 Mvar e 61Mvar, respectivamente.

Tabela 10-4 - Balanço de Reativo em Graça Aranha

Compensação reativa necessária - Graça Aranha								
Descrição	**Pcc (MW)**	**Ucc (kV)**	**Icc (A)**	**Consumo de reativos pela conversora (Mvar)**	**Capacidade nominal do filtro (Mvar)**	**Mvar efetivo do filtro*4**	**Mvar efetivo do filtro (na contingência de 1 sub-banco)**	**ΔQ*5 (Mvar) N-1**
Potência e tensão CC nominais	Nominal	Nominal	Nominal	2.498*1	3050	2743	2501	3
Tensão CC nominal e sobrecarga de potência CC de 20%	1,2 Nominal	Nominal	1,2 Nominal	2.974*2	3050	2743	2501	**-473**
Tensão CC reduzida a 70% com corrente CC nominal	Reduzida	Reduzida	Nominal	2.562*3	3050	2743	2501	**-61**

*1 Valor calculado
*2 Valor medido
*3 Valor estimado
*4 O valor efetivo de filtros faz a correção dos valores nominais de tensão e frequência, 500 kV e 60 Hz, respectivamente, para a pior condição de operação de tensão e frequência, 475 kV e 59,8 Hz, respectivamente
*5 O balanço líquido de reativos na subestação é calculado subtraindo-se do Mvar efetivo do filtro (na contingência de 1 sub-banco), o valor do consumo de reativos pela conversora.

Os resultados apresentados na Tabela 10-5 indicam que com a recomendação de filtros de 3.040 Mvar na SE Silvânia, é possível atender ao consumo de reativos total do elo CC, na condição de potência e tensão nominal.

Nas condições de operação do elo CC em sobrecarga de potência ou em tensão reduzida e corrente nominal, a capacidade dos compensadores síncronos instalados na subestação Silvânia (no total de 900 Mvar) é suficiente para garantir o consumo de reativos adicional da conversora, de 726 Mvar e 304 Mvar, respectivamente.

Tabela 10-5 - Balanço de reativo em Silvânia.

Compensação reativa necessária - Silvânia								
Descrição	**Pdc (MW)**	**Udc (kV)**	**Idc (A)**	**Consumo de reativos pela conversora (Mvar)**	**Capacidade nominal do filtro (Mvar)**	**Mvar efetivo do filtro*4**	**Mvar efetivo do filtro (na contingência de 1 sub-banco)**	**ΔQ*5 (Mvar) N-1**
Potência e tensão nominais	Nominal	Nominal	Nominal	2511*	3040	2734	2510	-1
Tensão nominal e sobrecarga de potência de 20%	1,2 Nominal	Nominal	1,2 Nominal	3236**	3040	2734	2510	**-726**
Tensão reduzida a 70% com corrente nominal	Reduzida	Reduzida	Nominal	2814***	3040	2734	2510	**-304**

*1 Valor calculado
*2 Valor medido
*3 Valor estimado
*4 O valor efetivo de filtros faz a correção dos valores nominais de tensão e frequência, 500 kV e 60 Hz, respectivamente, para a pior condição de operação de tensão e frequência, 475 kV e 59,8 Hz, respectivamente
*5 O balanço líquido de reativos na subestação é calculado subtraindo-se do Mvar efetivo do filtro (na contingência de 1 sub-banco), o valor do consumo de reativos pela conversora.

10.4.7.5 **Considerações finais**

Nesta seção foram apresentadas análises para a definição da capacidade total dos filtros e modulação de sub-bancos, nas subestações conversoras do bipolo.

A Tabela 10- apresenta um resumo dos valores de referência a serem considerados no projeto dos filtros.

Tabela 10-6 - Resumo dos valores de referência para o dimensionamento dos filtros + compensação reativa nos terminais do bipolo Graça Aranha - Silvânia.

Parâmetro	Graça Aranha (Mvar)	Silvânia (Mvar)
Mínimo montante de filtros e compensação reativa	3.050	3.040
Máxima capacidade por sub-banco	270	250

Salienta-se, contudo, que essas análises representam apenas condições de contorno para a especificação técnica dos filtros e compensação reativa dos bipolos, a qual deverá ser realizada em maiores detalhes a partir de estudos específicos, na fase de projeto básico da instalação.

10.4.8 Máximo intercâmbio de potência reativa com a Rede CA

No item anterior foram apresentadas as condições de contorno para o dimensionamento dos bancos de filtros e compensação reativa.

Nesta seção serão apresentadas as informações relativas ao máximo valor de potência reativa que poderá ser injetado pela subestação conversora na rede de transmissão CA, de modo a evitar violação dos valores limites de tensão na rede CA, acima dos limites preconizados em Procedimentos de Rede.

Este máximo intercâmbio é definido pela potência reativa total injetada pelos filtros e capacitores em operação, na subestação conversora, menos o consumo próprio de potência reativa, que resulta no saldo líquido de potência reativa fornecida ao sistema CA.

A Tabela 10-11 apresenta a máxima potência reativa que poderá ser fornecida ao SIN na condição de carga leve e fluxo de potência ativa mínima no bipolo. Para este cenário, a subestação de Graça Aranha poderá fornecer até 450 Mvar à rede de transmissão CA, enquanto a subestação Silvânia poderá fornecer até 330 Mvar, sem que haja violação da tensão no sistema CA.

Tabela 10-11 – Máxima potência reativa fornecida à rede em potência ativa reduzida

Conversora	Potência Ativa [MW]	Pot. Reativa Absorvida pelo elo [Mvar]	Tensão na barra terminal [pu]	Máx. Potência reativa fornecida ao sistema [Mvar]	Número máximo de sub-bancos ligados* [Mvar]
Graça Aranha	500	150	1,1	450	2x270
Silvânia	498	166	1,1	330	2x250

*O número máximo de sub-bancos ligados, indicados na última coluna da tabela, são apenas orientativos e podem variar a depender da modularização final adotada no projeto dos filtros.

10.4.9 Capacidade de sobrecarga

Conforme apresentado nas análises do capítulo 15, o bipolo deverá apresentar as capacidades de sobrecarga de curta duração, de até 50% por 5 segundos e de longa duração, de 20%, por 30 minutos. Ressalta-se que ao se utilizar as sobrecargas de 20%, por meia hora, o elo deverá ter capacidade para retornar à potência plena.

Importante salientar que os equipamentos deverão ser concebidos de forma a permitir uma periodicidade, entre a aplicação de dois ciclos de sobrecarga de longa duração, de 24 (vinte e quatro) horas e, limitado a 20 eventos por ano.

10.4.10 Potência mínima

O fluxo mínimo nos polos é consequência dos condicionantes de transmissão do sistema estudado. Requisitos de 10% não representam problemas tecnológicos para os fabricantes de conversoras convencionais nem custos adicionais. Desta forma, deverá ser previsto que o elo CCAT possa operar com potência mínima de até 10% da potência nominal.

10.4.11 Configuração de Operação

Recomenda-se as seguintes opções de operação:

- Operação normal, bipolar.
- Operação monopolar com retorno via terra.
- Operação monopolar com retorno metálico.

10.4.12 Sistema de Controle

A filosofia básica de controle do bipolo adotada nos estudos de estabilidade eletromecânica considerou que o controle da corrente CC será feito pelo retificador e o controle de tensão, feito pelo inversor (gama mínimo).

As três funções descritas a seguir determinam em grande parte o comportamento dinâmico da transmissão CCAT:

- No retificador, o ângulo de disparo (α) é transitoriamente aumentado durante as faltas CA, retardando a inerente recuperação rápida de potência que ocorre após a remoção das faltas CA no retificador;

- No inversor, o ângulo de disparo (α) é calculado para produzir o valor pretendido para o ângulo de extinção do inversor;

- O VDCOL reduz a ordem de corrente como função da tensão CC para melhorar a recuperação após faltas CA através da redução do consumo de potência reativa no conversor durante os distúrbios.

Considerou-se o controle de potência de bipolo que promove a rápida transferência de potência provocada pela emergência em um pólo, assim com mantém o valor da potência transmitida constante durante variações lentas de tensão CA. O controle de margem de corrente permite que a corrente seja controlada pelo inversor quando o ângulo de disparo do retificador atinge o valor mínimo e este perde a capacidade de controlar a corrente.

Também foi considerada a possibilidade de tomada de potência pelo bipolo, em função de eventos ocorridos na rede externa, comandados pelo seu sistema de controle, a partir do recebimento de sinais externos, aquisitados de outras subestações, linhas de transmissão e bipolos existentes e/ou planejados. Essa função tem o objetivo de possibilitar que o bipolo Graça Aranha – Silvânia possa contribuir com o controle de tensão, frequência e estabilização do SIN após a ocorrência de perturbações.

10.5 Principais Constatações

10.5.1 Linhas de transmissão

A concepção básica de linha de transmissão em 800 kV foi a recomendada para o segundo bipolo de Belo Monte, Xingu – Terminal Rio, que tem tensão nominal de 800 kV e atende aos requisitos atuais desse tipo de transmissão no país.

A partir dessa concepção básica de linha de transmissão foram realizados os estudos para otimização da linha atual, através do programa computacional ELEKTRA do CEPEL, atualizando os condicionantes técnicos do sistema elétrico no qual o bipolo estará inserido, seu comprimento estimado nesta fase de planejamento, assim como, os condicionantes econômicos.

Dessa experiência pregressa com linhas de transmissão em ± 800 kV CCAT, foram considerados apenas: feixes de 6 subcondutores por polo; com fator de perdas entre 0,4670 e 0,6119; custo das perdas de R$184,7/MW e taxa de atualização do capital de 8% ao ano. As bitolas dos condutores CAA analisados que atendem a todos os critérios e situam-se dentro da faixa de 3% do custo total por quilômetro de linha, resultaram entre 1.510,5 MCM e 2.515 MCM. O condutor de menor custo total e menor custo de instalação correspondeu ao de bitola 1.590 MCM, "Lapwing".

Um aspecto importante nesta análise foi o efeito da variação do fator de perdas e do custo das perdas. Uma variação em torno do valor estimado não alterou substancialmente o mérito do cabo de menor custo total, indicando robustez na solução encontrada.

Quanto à análise da queda máxima de tensão nessa linha CCAT longa, resultou que todos os condutores inicialmente selecionados, inclusive o indicado como solução, Lapwing, atendem aos requisitos, com queda de tensão abaixo de 5%.

Por outro lado, a repetição de um projeto já implantado, em condições semelhantes de transmissão, previsto para atravessar em grande parte do percurso as mesmas regiões, tem grande potencial para ganhos em escala e em agilidade na implantação das novas linhas.

Assim, pelas avaliações expostas justificou-se recomendar o condutor Lapwing (CAA 1590 MCM) para a nova linha objeto deste estudo.

10.5.2 Conversoras

A concepção básica do bipolo CCAT objeto deste estudo, que inclui as conversoras, apoia-se na experiência pregressa desenvolvida na concepção dos 2 primeiros bipolos em 800 kV instalados no Brasil, necessários à integração da usina hidrelétrica de Belo Monte ao SIN.

O bipolo do estudo atual tem potência nominal igual a 5.000 MW e previsão de operar em dois sentidos de transmissão. A transmissão em sentido direto corresponde a transmitir potência da SE Graça Aranha para a SE Silvânia.

A potência nominal corresponde a potência nos terminais do retificador na transmissão direta, enquanto que a potência do inversor no terminal oposto é ajustada em função das perdas e comprimento das linhas CC. A recomendação para a potência nominal em corrente contínua na operação como inversora da conversora para Silvânia, é de 4.840 MW (Pcc). Na transmissão reversa, em função dos requisitos de transmissão, a conversora Silvânia operando como retificadora deve ser dimensionada para operar com potência nominal de 4.100 MW. A tensão CC nessa conversora, em transmissão reversa, deve ser mantida igual à tensão nominal 800 kV, para reduzir perdas.

Quanto a potência mínima, por não terem sido identificados requisitos de potência inferiores a 10%, foi recomendado este valor que não representa dificuldades tecnológicas para fornecimento, nem custos adicionais.

No que se refere às especificações básicas das conversoras, foi recomendado considerar aquelas praticadas na solução das conversoras dos bipolos de Belo Monte, tais como o arranjo da ponte conversora e as características básicas dos transformadores conversores que foram flexibilizadas com vistas a permitir uma solução otimizada do fornecedor. Também foram repetidas as recomendações relativas aos eletrodos de terra para serem instalados a uma distância mínima de cerca de 15 km da conversora, com resistência de aterramento limitada a 0,35 Ω.

Quanto às configurações de operação, foi recomendada a possibilidade de operação bipolar, monopolar com retorno pela terra e monopolar com retorno metálico.

Finalmente, quanto às estratégias de controle supervisor recomenda-se a criação de uma malha extra de controle com a função de um "*station control".* Este controle, diferentemente dos recomendados anteriormente, apresenta lógica de transferência de potência entre bipolos localizados eletricamente e geograficamente distantes uns dos outros.

Essa estratégia de controle elimina a necessidade de cortes de geração em contingências de bipolos, além de aumentar a estabilidade de tensão e frequência do sistema.

11 AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS EM CORRENTE ALTERNADA

Neste capítulo são apresentadas análises técnicas e de otimização visando definir as especificações básicas das novas Linhas de Transmissão (LT) aéreas, dos novos circuitos de LT existentes e novos trechos de seccionamentos de LT em corrente alternada listados abaixo:

1. LT 500 kV Gurupi – Porangatu 2, C1, em circuito simples (CS), de cerca de 189 km de extensão;
2. LT 500 kV Porangatu 2 – Barro Alto, C1, em CS, de cerca de 200 km de extensão;
3. LT 500 kV Barro Alto – Trindade, C1, em CS, de cerca de 190 km de extensão;
4. LT 500 kV Silvânia – Nova Ponte 3, C1 e C2, em circuito duplo (CD), de cerca de 329 km de extensão;
5. LT 500 kV Nova Ponte 3 – Ribeirão Preto, C1 e C2, em CD, de cerca de 214 km de extensão;
6. LT 500 kV Marimbondo 2 – Campinas, C1, em CS, de cerca de 379 km de extensão;
7. LT 500 kV Presidente Dutra – Graça Aranha, C3 e C4, em CS, de cerca de 18,19 km de extensão;
8. LT 500 kV Miracema – Gurupi, C4, em CS, de cerca de 257 km de extensão;
9. Trecho de seccionamento da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II, C1, em CD, com cerca de 6 km de extensão;
10. Trecho de seccionamento da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II, C2, em CS, com cerca de 7,5 km de extensão;

Os resultados obtidos nas análises foram extraídos diretamente do programa ELEKTRA, desenvolvido pelo CEPEL [24].

11.1 Dados e Premissas

Os dados ambientais predominantes e preliminares para as análises técnicas e definição das capacidades operativas estão dispostos na Tabela 11-1, por LT avaliada, seguindo a ordem em que foram listadas acima. Nota-se que a temperatura do ar corresponde à maior máxima média mensal registrada na estação de medição localizada mais próxima da LT [25].

Tabela 11-1 Dados do ambiente

	LT 1	LT 2	LT 3	LT 4	LT 5	LT 6	LT 7	LT 8
Temperatura do ar [°C]	36	33	33	31	31	31	36	37
Vento p/ cálculo de temperatura [m/s]	1	1	1	1	1	1	1	1
Radiação solar [W/m²]	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Altitude média [m]	300	500	730	815	795	610	150	300
Altitude máxima [m]	370	905	1035	1020	1045	970	200	600
DRA[1] [p.u.]	0,93	0,88	0,87	0,88	0,88	0,89	0,95	0,90
Vento p/ balanço [km/h] (50 anos, 30 s, 10 m)	115	125	115	125	105	125	90	105

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

Na Tabela 11-2 estão apresentados os parâmetros econômicos considerados na otimização. Os fluxos, fatores de carga e de perdas utilizados estão apresentados na Tabela 11-3. Já a Tabela 11-4 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 nos capítulos 7 e 8.

Tabela 11-2 Dados para avaliação econômica

Custo das perdas de energia [R$/MWh]	187,46
Período [anos]	30
Taxa de desconto anual [%]	8
Banco de preços	Ref. ANEEL – 2021/03[6]

[6] Atualizado pela EPE conforme [40]

Tabela 11-3 Dados do sistema – Fluxos para cálculo de perdas

Linha	Fluxo[1] [MVA]	Duração [Anos]	Fator de carga	Fator de perdas
LT 500 kV Gurupi – Porangatu 2, C1, CS	473	30	0,75	0,60
LT 500 kV Porangatu 2 – Barro Alto, C1, CS	421	30	0,73	0,58
LT 500 kV Barro Alto - Trindade, C1, CS	218	30	0,56	0,37
LT 500 kV Silvânia – Nova Ponte 3, C1 e C2, CD	1081	2	0,78	0,65
	1054	28	0,81	0,68
LT 500 kV Nova Ponte 3 – Ribeirão Preto, C1 e C2, CD	944	2	0,72	0,56
	965	28	0,74	0,59
LT 500 kV Marimbondo 2 – Campinas, C1, CS	1070	2	0,66	0,51
	1052	28	0,69	0,54

(1) Fluxos verificados à tensão nominal e por circuito.

Tabela 11-4 Dados do sistema – Fluxos máximos observados para diferentes condições de operação

Linha	Fluxo[1] [MVA]	
	Normal	Emergência
LT 500 kV Gurupi – Porangatu 2, C1, CS	989	1103
LT 500 kV Porangatu 2 – Barro Alto, C1, CS	981	1042
LT 500 kV Barro Alto - Trindade, C1, CS	812	902
LT 500 kV Silvânia – Nova Ponte 3, C1 e C2, CD	1244	1494
LT 500 kV Nova Ponte 3 – Ribeirão Preto, C1 e C2, CD	1072	1369
LT 500 kV Marimbondo 2 – Campinas, C1, CS	901	1044
LT 500 kV Presidente Dutra – Graça Aranha, C3 e C4, CS	1464	2013
LT 500 kV Miracema – Gurupi, C4, CS	966	1289
Secc. LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II, C1, em CD	1464	2013
Secc. LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II, C2, em CS	1464	2013

(1) Fluxos verificados à tensão nominal e por circuito.

Nestas análises foram adotadas estruturas autoportantes e estaiadas de circuito simples e duplo, com diferentes geometrias de fases e feixes de condutores, a depender da LT analisada. Na Seção 0 constam as coordenadas finais, após a otimização, dos cabos na torre e flechas para a silhueta típica de cada LT. Nota-se que a maior parte das LTs envolve configurações de SIL (*Surge Impedance Loading*) elevado, compactas e/ou de feixe expandido, com 6 (seis) ou 4 (quatro) subcondutores por fase. No caso daquelas de SIL da ordem de 1.680 MW, apesar de terem sido consideradas apenas estruturas estaiadas nas análises, cumpre destacar que existem propostas de estruturas autoportantes que atingem essa mesma ordem de SIL. Por fim, considerou-se apenas cabos condutores tipo CAA, com diferentes bitolas e formações, e cabos para-raios EAR 3/8" e OPGW 13,3 mm.

11.2 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, estes devem observar os requisitos mínimos definidos em [26]. 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.

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.

11.3 Avaliações Econômicas

Inicialmente, cumpre destacar que a otimização só foi realizada para as novas LTs. As características básicas dos novos circuitos de LT existentes e novos trechos de seccionamentos podem ser encontradas diretamente na Seção 0.

11.3.1 Seleção dos cabos condutores do tronco em 500 kV Gurupi – Porangatu 2 – Barro Alto – Trindade, C1, CS

Como estas três LT compõem um tronco de transmissão, e tendo em vista a sinergia entre os projetos, foi realizada uma otimização conjunta entre as três visando eventual ganho de escala para o empreendimento, ponderando-se os custos totais pelo comprimento de cada trecho.

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que apenas a configuração com 6 x TERN (795 MCM) é economicamente interessante, vide Tabela 11-5. Portanto, ela é a configuração recomendada para utilização nestas LTs.

Tabela 11-5 Configurações com menor custo total - Tronco 500 kV Gurupi – Porangatu 2 – Barro Alto – Trindade, C1, CS

Cabo condutor		Custos (1000 x R$/km)			Relação entre custo total e o menor custo total [%]
Nome	Nº de subcond. por fase	Instalação	Perdas	Total	
TERN	**6**	**2338,7**	**116,8**	**2455,5**	**100,0**
RUDDY	6	2534,0	101,5	2635,6	107,3
RAIL	6	2637,6	95,4	2733,1	111,3

11.3.3 Seleção dos cabos condutores – Tronco 500 kV Silvânia – Nova Ponte 3 – Ribeirão Preto, C1 e C2, CD

Como estas duas LTs compõem, de certa forma, um tronco de transmissão, e tendo em vista a sinergia entre os projetos, foi realizada uma otimização conjunta entre ambas visando eventual ganho de escala para o empreendimento, ponderando-se os custos totais pelo comprimento de cada trecho.

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que as soluções economicamente equivalentes dentre as soluções candidatas são aquelas apresentadas na Tabela 11-6. Como pode se verificar, a configuração de menor custo total é a 4 x RAIL (954 MCM) e, portanto, recomenda-se a sua utilização nesta LT.

Tabela 11-6 Configurações com menor custo total - Tronco 500 kV Silvânia – Nova Ponte 3 – Ribeirão Preto, C1 e C2, CD

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**	**3070,6**	**1889,1**	**4959,7**	**100,0%**
ORTOLAN	4	3233,6	1731,0	4964,6	100,1%
RUDDY	4	2955,9	2017,0	4972,9	100,3%
BLUEJAY	4	3395,7	1598,0	4993,8	100,7%

11.3.4 Seleção dos cabos condutores – LT 500 kV Marimbondo 2 - Campinas, C1, CS

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que as soluções economicamente equivalentes dentre as soluções candidatas são aquelas apresentadas na Tabela 11-7. Como pode se verificar, a configuração de menor custo total é a 4 x RAIL (954 MCM) e, portanto, recomenda-se a sua utilização nesta LT.

Tabela 11-7 Configurações com menor custo total - LT 500 kV Marimbondo 2 - Campinas, C1, CS

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**	**1908,1**	**806,1**	**2714,2**	**100,0%**
RUDDY	4	1867,2	858,8	2725,9	100,4%
ORTOLAN	4	1990,5	741,4	2731,9	100,7%
BLUEJAY	4	2076,7	687,1	2763,7	101,8%

11.4 Características Técnicas da Solução de Referência

11.4.1 Características elétricas – Tronco 500 kV Gurupi – Porangatu 2 – Barro Alto – Trindade, C1, CS

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades operativas especificadas para as três LT de SIL da ordem de 1.680 MW, com 6 subcondutores por fase, estão sumarizados na Tabela 11-8.

Tabela 11-8 Características elétricas básicas do Tronco 500 kV Gurupi – Porangatu 2 – Barro Alto – Trindade, C1, CS

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
	CAA	Normal	Emerg.	seq.	r [Ω/km]	x [Ω/km]	b [µS/km]
Circuito Simples	6 x TERN (795 MCM)	4000	5000	+	0,0141	0,1917	8,6690
				0	0,3101	1,1907	3,1654
				mut.0	-	-	-

A Figura 11-1, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da LT 500 kV Barro Alto – Trindade, C1, em CS, incluindo o vão médio de 500 m utilizado na análise referencial. Os resultados para as outras LT são similares logo, por simplificação, não são apresentados aqui.

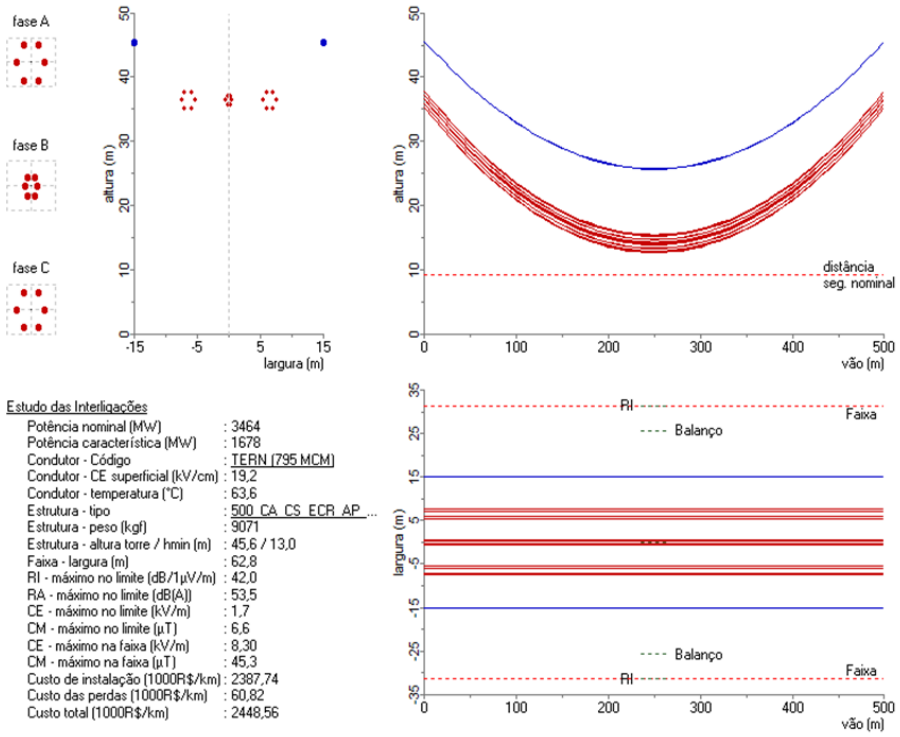


Figura 11-1 - Dados técnicos básicos da LT 500 kV Barro Alto – Trindade, C1, CS

11.4.2 Características construtivas - Tronco 500 kV Gurupi – Porangatu 2 – Barro Alto – Trindade, C1, CS

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas dos centros dos feixes de condutores e dos cabos para-raios da silhueta típica, bem como as respectivas flechas, estão apresentadas na Tabela 11-9. Tendo em vista a característica dos feixes, a Tabela 11-10 apresenta as coordenadas dos subcondutores em relação aos centros dos feixes.

Tabela 11-9 Coordenadas da silhueta típica do Tronco 500 kV Gurupi – Porangatu 2 – Barro Alto – Trindade, C1, CS

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A	-6,5	36,6	22,3
Feixe B	0,0	36,6	22,3
Feixe C	6,5	36,6	22,3
Para-raios 1	-15,0	45,6	19,8
Para-raios 2	15,0	45,6	19,8

Tabela 11-10 Coordenadas relativas dos subcondutores do Tronco 500 kV Gurupi – Porangatu 2 – Barro Alto – Trindade, C1, CS

Subcondutor	Feixe A		Feixe B		Feixe C	
	X [m]	Y [m]	X [m]	Y [m]	X [m]	Y [m]
1	1,050	0,0	0,48	0,0	1,050	0,0
2	0,525	1,3	0,24	0,695	0,525	1,3
3	-0,525	1,3	-0,24	0,695	-0,525	1,3
4	-1,050	0,0	-0,48	0,0	-1,050	0,0
5	-0,525	-1,3	-0,24	-0,695	-0,525	-1,3
6	0,525	-1,3	0,24	-0,695	0,525	-1,3

11.4.3 Características elétricas – Tronco 500 kV Silvânia – Nova Ponte 3 – Ribeirão Preto, C1 e C2, CD

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades operativas especificadas para ambas as LT 500 kV do tronco estão sumarizados na Tabela 11-11.

Tabela 11-11 Características elétricas básicas do Tronco 500 kV Silvânia – Nova Ponte 3 – Ribeirão Preto, C1 e C2, CD

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
Circuito Duplo	CAA 4 x RAIL (954 MCM)	Normal	Emerg.	seq.	r [Ω/km]	x [Ω/km]	b [µS/km]
		3450	4500	+	0,0175	0,2938	5,6172
				0	0,3099	1,2554	3,0206
				mut.0	0,2911	0,8155	-0,8475

A Figura 11-2, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da LT 500 kV Silvânia – Nova Ponte 3, C1 e C2, CD, incluindo o vão médio de 500 m utilizado na análise referencial.

Os resultados para a outra LT 500 kV do tronco são similares logo, por simplificação, não são apresentados aqui.

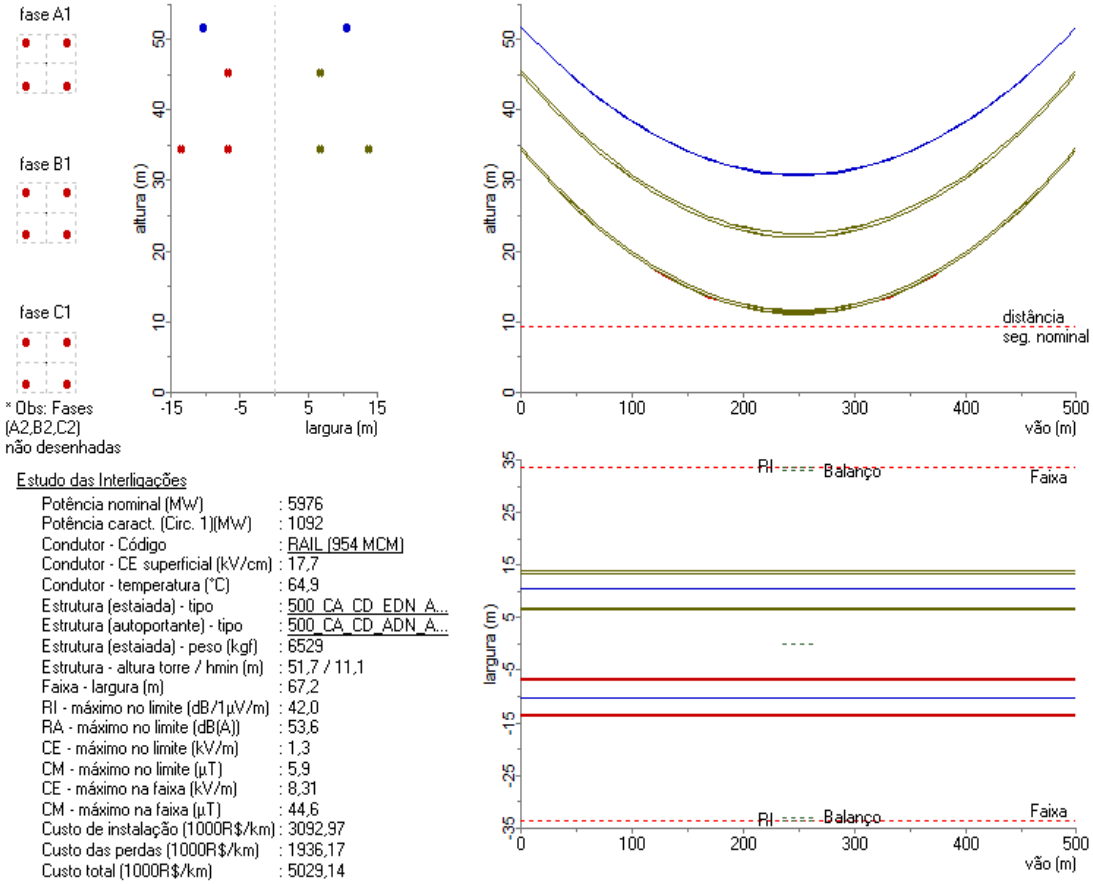


Figura 11-2 Dados técnicos básicos da LT 500 kV Silvânia – Nova Ponte 3, C1 e C2, CD

11.4.4 Características construtivas - Tronco 500 kV Silvânia – Nova Ponte 3 – Ribeirão Preto, C1 e C2, CD

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

Tabela 11-12 Coordenadas da silhueta típica do Tronco 500 kV Silvânia – Nova Ponte 3 – Ribeirão Preto, C1 e C2, CD

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A1	-6,7	45,35	23,2
Feixe B1	-13,6	34,45	23,2
Feixe C1	-6,7	34,45	23,2
Feixe A2	6,7	34,45	23,2

Feixe B2	13,6	34,45	23,2
Feixe C2	6,7	45,35	23,2
Para-raios 1	-10,4	51,70	21,0
Para-raios 2	10,4	51,70	21,0

11.4.5 Características elétricas - LT 500 kV Marimbondo 2 – Campinas, C1, CS

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades operativas especificadas para esta LT estão sumarizados na Tabela 11-13. Nota-se que esta configuração resulta em um SIL da ordem 1.200 MW.

Tabela 11-13 Características elétricas básicas da LT 500 kV Marimbondo 2 – Campinas, C1, CS

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
	CAA	Normal	Emerg.	seq.	r [Ω/km]	x [Ω/km]	b [µS/km]
Circuito Simples	4 x RAIL (954 MCM)	3450	4500	+	0,0176	0,2661	6,1874
				0	0,3302	1,1439	3,2529
				mut.0	-	-	-

A Figura 11-3, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da LT 500 kV CS, incluindo o vão médio de 500 m utilizado na análise referencial.

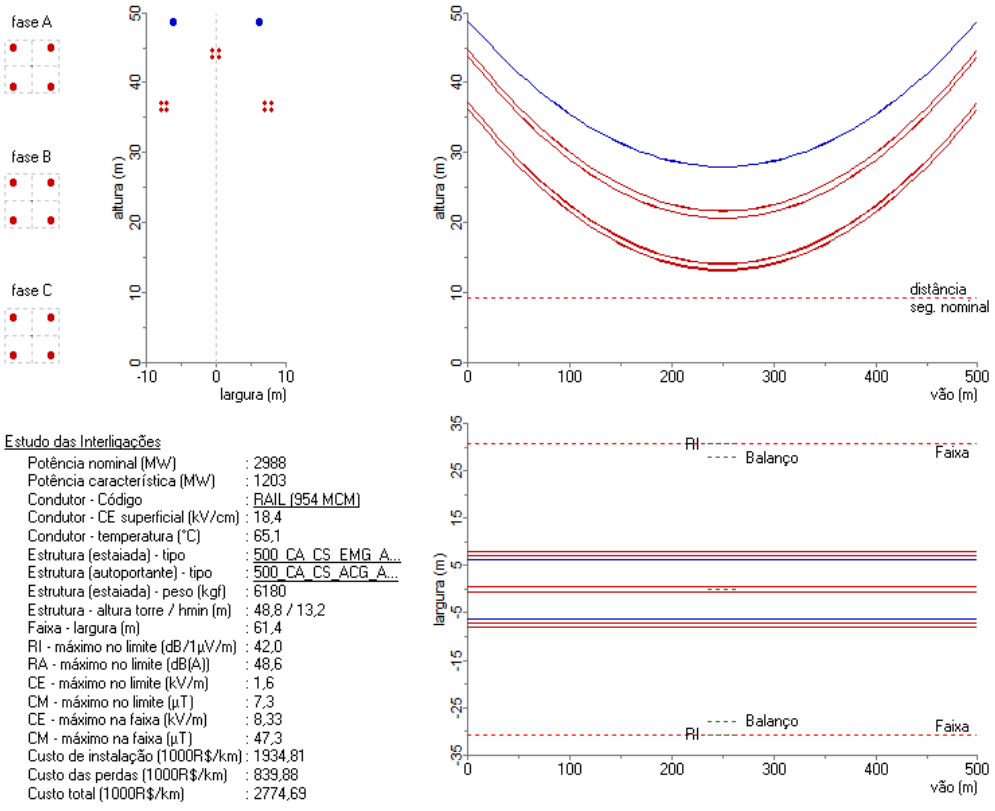


Figura 11-3 - Dados técnicos básicos da LT 500 kV Marimbondo 2 – Campinas, C1, CS

11.4.6 Características construtivas - LT 500 kV Marimbondo 2 – Campinas, C1, CS

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas dos centros dos feixes de condutores e dos cabos para-raios da silhueta típica, bem como as respectivas flechas, estão apresentadas na Diagramas unifilares referenciais. Foram considerados feixes com geometria convencional, expandidos com espaçamento de 95 cm entre os cabos condutores.

Tabela 11-14 Coordenadas da silhueta típica da LT 500 kV Marimbondo 2 – Campinas, C1, CS

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A	-7,5	36,76	23,2
Feixe B	0	44,26	23,2
Feixe C	7,5	36,76	23,2
Para-raios 1	-6,2	48,8	21,0
Para-raios 2	6,2	48,8	21,0

11.4.7 Características elétricas - LT 500 kV Presidente Dutra – Graça Aranha, C3 e C4, CS

Para estes novos circuitos adotou-se o mesmo cabo condutor dos circuitos existentes da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II, C1 e C2. Não obstante, optou-se por especificar capacidades de corrente maiores para esses novos circuitos, dada a capacidade térmica intrínseca dos cabos. Portanto, os parâmetros elétricos e capacidades operativas especificadas para esses novos circuitos estão sumarizados na Tabela 11-15. Nota-se que esta configuração resulta em um SIL da ordem 1200 MW.

Tabela 11-15 Características elétricas básicas da LT 500 kV Presidente Dutra – Graça Aranha, C3 e C4, CS

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
	CAA	Normal	Emerg.	seq.	r [Ω/km]	x [Ω/km]	b [µS/km]
Circuito Simples	4 x RAIL (954 MCM)	3200	4350	+	0,0178	0,2687	6,2192
				0	0,3179	1,1269	3,4536
				mut.0	-	-	-

A Figura 7-4, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da LT 500 kV CS, incluindo o vão médio de 500 m utilizado na análise referencial.

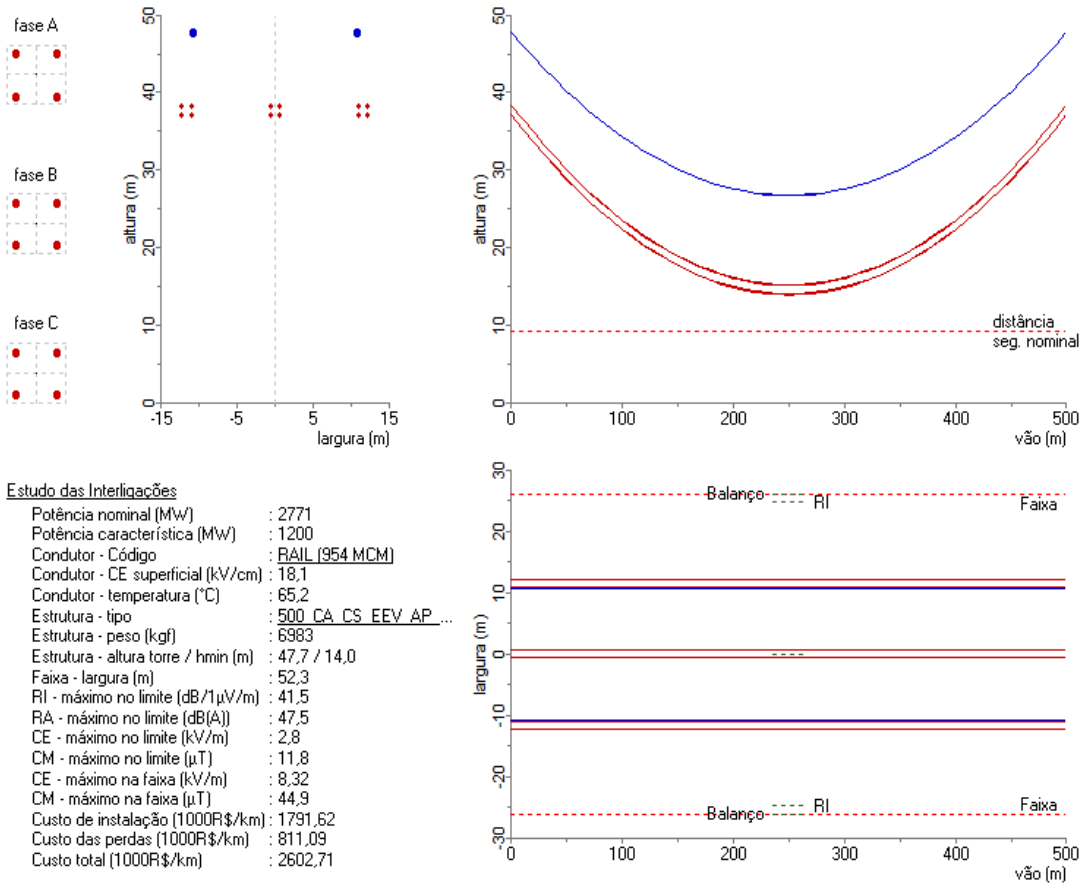


Figura 11-4 - Dados técnicos básicos da LT 500 kV Presidente Dutra – Graça Aranha, C3 e C4, CS

11.4.8 Características construtivas - LT 500 kV Presidente Dutra – Graça Aranha, C3 e C4, CS

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas dos centros dos feixes de condutores e dos cabos para-raios da silhueta típica, bem como as respectivas flechas, estão apresentadas na Tabela 11-16. Foram considerados feixes com geometria convencional, expandidos com espaçamento de 120 cm entre os cabos condutores.

Tabela 11-16 Coordenadas da silhueta típica da LT 500 kV Presidente Dutra – Graça Aranha, C3 e C4, CS

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A	-11,65	37,72	23,2
Feixe B	0	37,72	23,2
Feixe C	11,65	37,72	23,2
Para-raios 1	-10,78	47,7	21,0
Para-raios 2	10,78	47,7	21,0

11.4.9 Características elétricas - LT 500 kV Miracema – Gurupi, C4, CS

Para este novo circuito adotou-se o mesmo cabo condutor dos circuitos existentes. Não obstante, optou-se por especificar capacidades de corrente maiores para esse novo circuito, dada a capacidade térmica intrínseca dos cabos. Portanto, os parâmetros elétricos e capacidades operativas especificadas para este circuito estão sumarizados na Tabela 11-17. Nota-se que esta configuração resulta em um SIL da ordem 1200 MW.

Tabela 11-17 Características elétricas básicas da LT 500 kV Miracema – Gurupi, C4, CS

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)	3150	4250	+	0,0176	0,2661	6,1872
				0	0,3302	1,1439	3,2517
				mut.0	-	-	-

A Figura 11-5, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da LT 500 kV CS, incluindo o vão médio de 500 m utilizado na análise referencial.

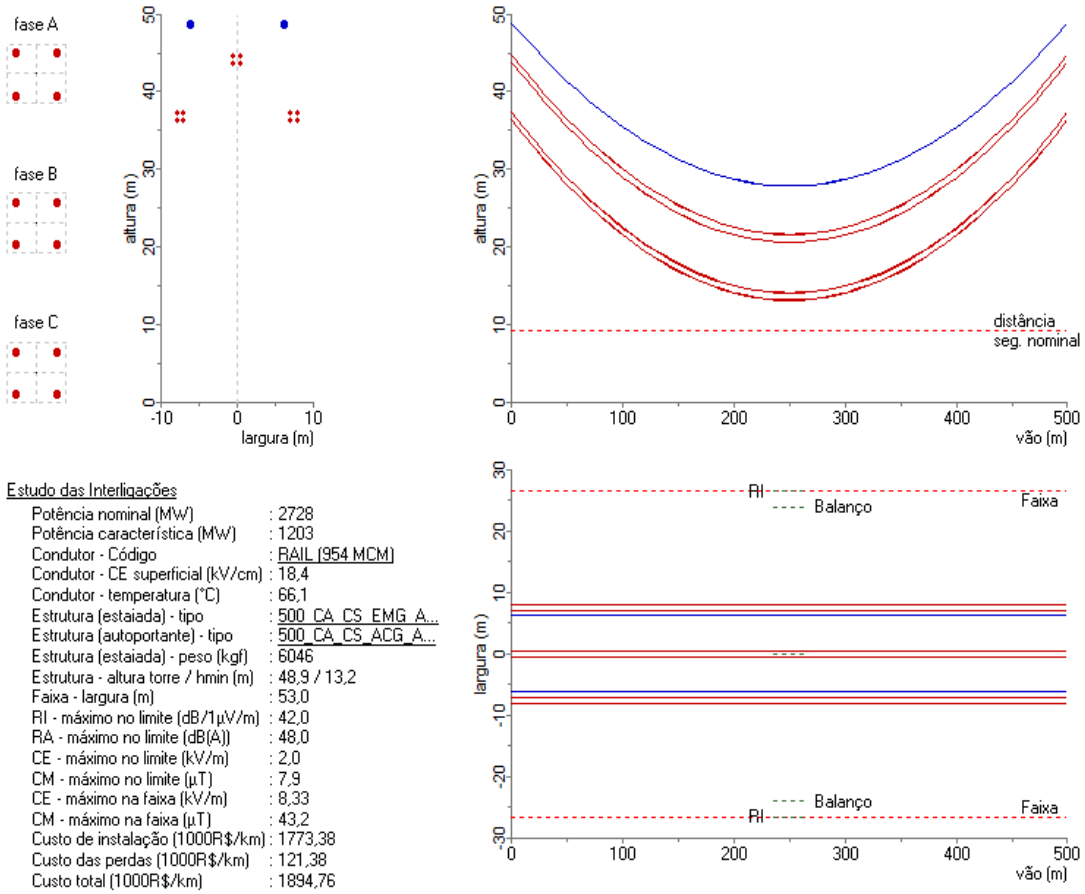


Figura 11-5 - Dados técnicos básicos da LT 500 kV Miracema – Gurupi, C4, CS

11.4.10 Características construtivas - LT 500 kV Miracema – Gurupi, C4, CS

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas dos centros dos feixes de condutores e dos cabos para-raios da silhueta típica, bem como as respectivas flechas, estão apresentadas na Tabela 11-18. Foram considerados feixes com geometria convencional, expandidos com espaçamento de 95 cm entre os cabos condutores.

Tabela 11-18 Coordenadas da silhueta típica da LT 500 kV Miracema – Gurupi, C4, CS

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A	-7,5	36,86	23,2
Feixe B	0	44,36	23,2
Feixe C	7,5	36,86	23,2
Para-raios 1	-6,2	48,9	21,0
Para-raios 2	6,2	48,9	21,0

11.4.11 Características elétricas - Seccionamento da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II, C1, em CD

Para estes novos trechos de LT adotou-se o mesmo cabo condutor e capacidades dos circuitos existentes a serem seccionados. Portanto, os parâmetros elétricos e capacidades operativas especificadas para estes novos circuitos estão sumarizados na Tabela 11-19. Nota-se que esta configuração resulta em um SIL da ordem 1200 MW, similar à LT existente.

Tabela 11-19 Características elétricas básicas do Seccionamento da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II, C1, em CD

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 Duplo	CAA 4 x RAIL (954 MCM)	2452	3090	+	0,0177	0,2692	6,2380
				0	0,2952	1,1804	3,4539
				mut.0	0,2774	0,8319	-1,2961

A Figura 11-6, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da LT 500 kV CD, incluindo o vão médio de 500 m utilizado na análise referencial.

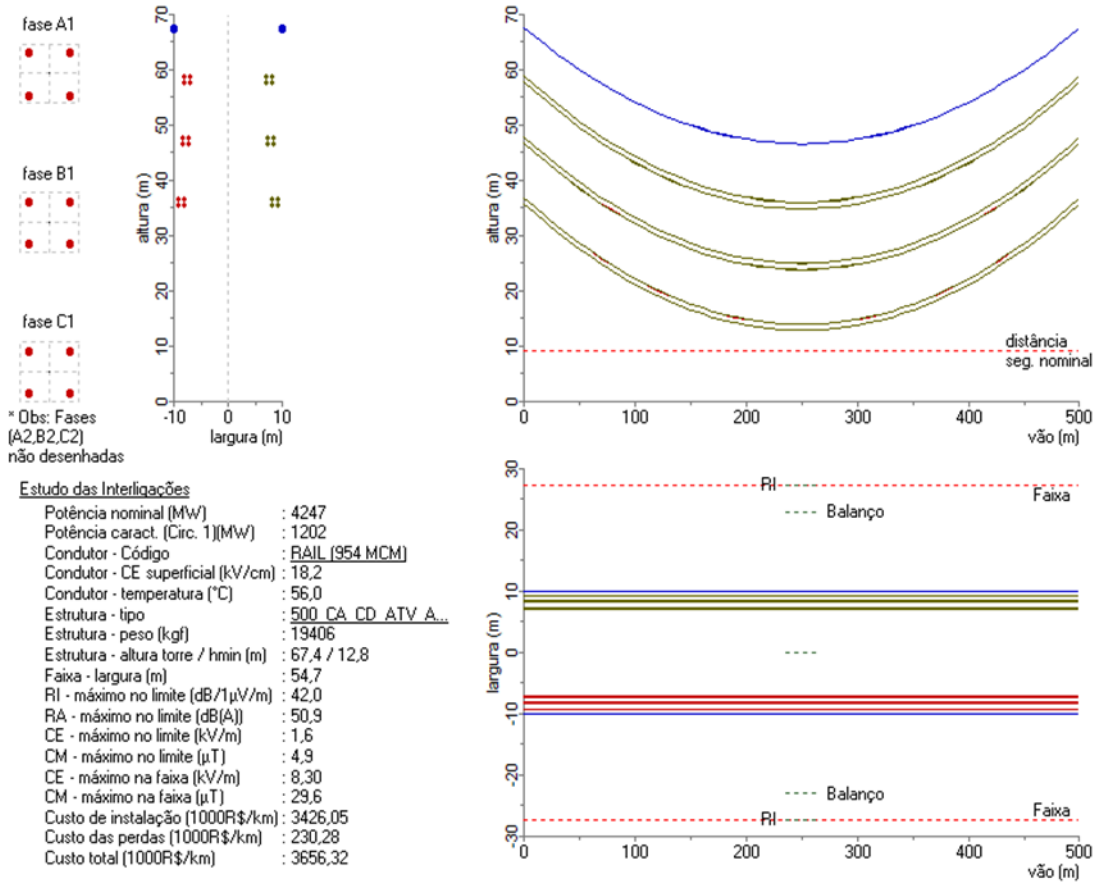


Figura 11-6 - Dados técnicos básicos do Seccionamento da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II, C1, em CD

11.4.12 Características construtivas - Seccionamento da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II, C1, em CD

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas dos centros dos feixes de condutores e dos cabos para-raios da silhueta típica, bem como as respectivas flechas, estão apresentadas na Tabela 11-20. Foram considerados feixes com geometria convencional, expandidos com espaçamento de 110 cm entre os cabos condutores.

Tabela 11-20 Coordenadas da silhueta típica do Seccionamento da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II, C1, em CD

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A1	-7,6	58,2	22,8
Feixe B1	-7,9	47,2	22,8
Feixe C1	-8,7	36,2	22,8
Feixe A2	8,7	36,2	22,8
Feixe B2	7,9	47,2	22,8
Feixe C2	7,6	58,2	22,8
Para-raios 1	-10	67,4	21,0
Para-raios 2	10	67,4	21,0

11.4.14 Características elétricas - Seccionamento da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II, C2, em CS

Para estes novos trechos de LT adotou-se o mesmo cabo condutor e capacidades dos circuitos existentes a serem seccionados. Portanto, os parâmetros elétricos e capacidades operativas especificadas para estes novos circuitos estão sumarizados na Tabela 11-21. Nota-se que esta configuração resulta em um SIL da ordem 1200 MW, conforme LT existente.

Tabela 11-21 Características elétricas básicas do Seccionamento da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II, C2, em CS

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
	CAA	Normal	Emerg.	seq.	r [Ω/km]	x [Ω/km]	b [µS/km]
Circuito Simples	4 x RAIL (954 MCM)	2452	3090	+	0,0176	0,2681	6,2025
				0	0,3227	1,1275	3,4662
				mut.0	-	-	-

A Figura 11-7, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da LT 500 kV CS, incluindo o vão médio de 500 m utilizado na análise referencial.

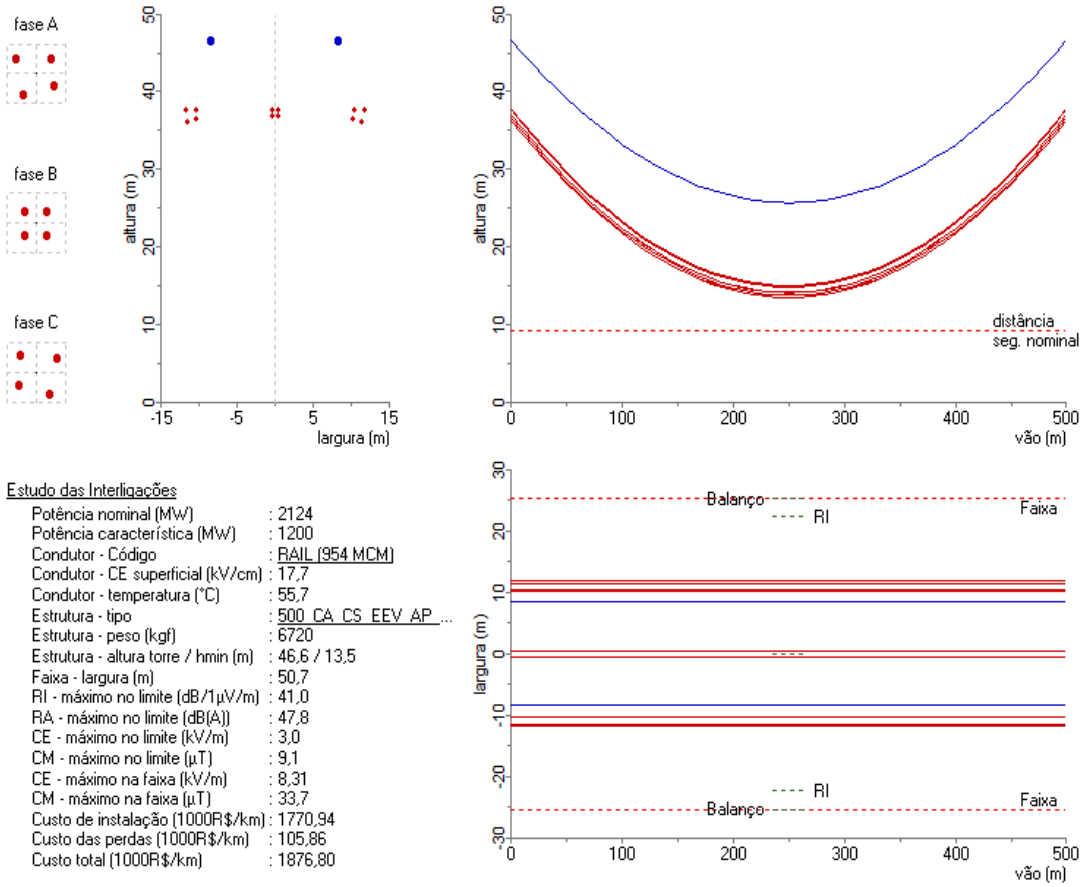


Figura 11-7 - Dados técnicos básicos do Seccionamento da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II, C2, em CS

11.4.15 Características construtivas - Seccionamento da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II, C2, em CS

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas dos centros dos feixes de condutores e dos cabos para-raios da silhueta típica, bem como as respectivas flechas, estão apresentadas na Tabela 11-22 . Tendo em vista a característica assimétrica dos feixes, a Tabela 11-23 apresenta as coordenadas dos subcondutores em relação aos centros dos feixes.

Tabela 11-22 Coordenadas da silhueta típica do Seccionamento da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II, C2, em CS

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A	-11,00	37,41	22,8
Feixe B	0	37,41	22,8
Feixe C	11,00	37,41	22,8
Para-raios 1	-8,39	46,60	21,0
Para-raios 2	8,39	46,60	21,0

Tabela 11-23 Coordenadas relativas dos subcondutores do Seccionamento da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II, C2, em CS

Subcondutor	Feixe A		Feixe B		Feixe C	
	X [m]	Y [m]	X [m]	Y [m]	X [m]	Y [m]
1	0,600	0,265	0,425	0,445	0,810	0,265
2	-0,810	0,265	-0,425	0,445	-0,600	0,265
3	-0,490	-1,095	-0,425	-0,445	-0,700	-0,795
4	0,700	-0,795	0,425	-0,445	0,490	-1,095

11.4.16 Estimativas iniciais para faixa de segurança

Com relação às faixas de segurança, a Tabela 11-24 apresenta os valores calculados pelo ELEKTRA, para cada LT, 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, recomenda-se a adoção referencial dos valores conforme coluna "Faixa Adotada".

Tabela 11-24 Estimativas iniciais para faixa de segurança

Linha	Faixa calculada [m]	Restrição	Faixa Adotada [m]
LT 500 kV Gurupi – Porangatu 2, C1, CS	54,0	Rádio Interferência	60
LT 500 kV Porangatu 2 – Barro Alto, C1, CS	58,0	Rádio Interferência	60
LT 500 kV Barro Alto - Trindade, C1, CS	62,8	Rádio Interferência	65
LT 500 kV Silvânia – Nova Ponte 3, C1 e C2, CD	67,2	Rádio Interferência	70
LT 500 kV Nova Ponte 3 – Ribeirão Preto, C1 e C2, CD	66,9	Rádio Interferência	70
LT 500 kV Marimbondo 2 – Campinas, C1, CS	61,4	Rádio Interferência	65
LT 500 kV Presidente Dutra – Graça Aranha, C3 e C4, CS	52,3	Balanço	55
LT 500 kV Miracema – Gurupi, C4, CS	53,0	Rádio Interferência	55
Secc. LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II, C1, em CD	54,7	Rádio Interferência	60
Secc. LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II, C2, em CS	50,7	Balanço	55

12 ANÁLISE DE SOBRETENSÕES À FREQUÊNCIA INDUSTRIAL 60 HZ

Neste capítulo, serão definidos os detalhes da compensação shunt necessária para os novos reforços em corrente alternada – CA, indicados na alternativa vencedora. O resultado dessa análise consistirá na recomendação dos seguintes itens:

- Necessidade ou não de reatores de linha e definição dos valores em Mvar;
- Definição da forma de conexão dos reatores de linha: fixos ou manobráveis; e
- Montante de compensação shunt nas barras e a modulação dos reatores de barra.

Para chegar a essas definições, foram necessários dois tipos de análises, a saber:

- Análise em condição normal e em contingência, nos cenários de carregamento máximo e de carregamento mínimo, de forma a atender aos critérios de limite de tensão nas barras; e
- Análise, em regime permanente, de energização e rejeição de carga, de forma a atender aos critérios de tensão máxima nas barras e terminais abertos, e variação de tensão após chaveamento.

Salienta-se que foi utilizada a topologia de rede presente nos casos de trabalho do Plano Decenal da Transmissão 2030. Para este estudo foram adotadas como premissa inicial três configurações com os parâmetros de capacitância C0 e C1 apresentados na Tabela 12-1. Nota-se que k é uma estimativa para o grau de compensação que resultaria em ressonância na tensão de fase aberta, a 60 Hz, desconsiderando-se os efeitos do uso de reator de neutro:

Tabela 12-1 – Parâmetros utilizados para três configurações de LT

Configuração	C0 (µS/km)	C1 (µS/km)	k
Circuito Duplo 500 kV, 4 subcondutores SIL ~1090 MW	3,02	5,62	85 %
Circuito Simples 500 kV, 4 subcondutores SIL ~1200 MW	3,25	6,19	84 %
Circuito Simples 500 kV, 4 subcondutores SIL ~1200 MW	3,45	6,22	85 %
Circuito Simples 500 kV, 6 subcondutores SIL ~1680 MW	3,17	8,67	79 %

Assim, de forma a evitar condições de ressonância, buscou-se utilizar graus de compensação inferiores aos valores de k apresentados acima, conforme mostrado na seção 12.2.

12.1 Análise em Regime Normal e em Contingência

Este item tem por objetivo o dimensionamento do montante de compensação *shunt* para os novos barramentos de 500 kV, de forma que:

- Em regime normal, as tensões estejam dentro dos limites da Tabela 12-2.
- Na contingência simples de qualquer linha de transmissão, reator de barra ou perda de carga de grandes consumidores livres, não haja violação dos níveis de tensão em emergência;
- Ao manobrar reatores de barra, o delta de tensão não seja maior que 5% da tensão nominal do barramento; e
- Seja possível controlar a tensão nos cenários de alto carregamento da LT, desligando reatores de barra e mantendo os reatores fixos da linha de transmissão.

Tabela 12-2 - Limites de tensão adotados para condição normal e de emergência

Tensão Nominal de Operação	Condição operativa normal		Condição operativa de emergência	
(kV)	min	máx	min	máx
< 230	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	0,950	1,100
525	0,950	1,050	0,900	1,050
765	0,900	1,046	0,900	1,046

Para o adequado dimensionamento da compensação reativa manobrável, foi utilizado o patamar de carga leve, com carregamento reduzido das linhas de transmissão da região de interesse. Observou-se que, para que o sistema não apresente sobretensões em regime normal de operação e possa operar sem desligamentos de linhas para controle de tensão, foi necessário aplicar, além da compensação shunt fixa das linhas, reatores shunt de barra posicionados estrategicamente.

Foram considerados valores de compensação de linha e de barra que, somados, equivalessem a 100% da capacitância shunt das novas linhas de transmissão. Nesse sentido, recomendou-se a implantação de reatores de linha fixos nas novas linhas de transmissão, necessários para energização/rejeição conforme detalhamento do item 12.2, compensando entre 40% e 70% da susceptância desses circuitos. O restante da compensação foi recomendada como reatores de barra manobráveis, conforme Tabela 12-3.

Tabela 12-3 – Reatores de barra

		Reatores de Barra	
Ano	Subestação	Existentes	Recomendados
2028	Silvânia	2 x -150 Mvar	2 x -150 Mvar
2028	Nova Ponte 3	2 x -150 Mvar	2 x -150 Mvar
2028	Ribeirão Preto	1 x -136 Mvar	1 x -136 Mvar
2030	Porangatu 2	-	2 x -100 Mvar
2030	Barro Alto	-	1 x -100 Mvar

Quando possível, buscou-se a implantação de novos reatores com a mesma modulação existente nas subestações para que se possa viabilizar o compartilhamento de fases reserva dos futuros reatores de barra com os reatores de barra existentes. Nos outros casos, o compartilhamento da fase reserva está previsto para ocorrer entre reatores novos. Quando não existe a possibilidade de compartilhamento conforme informações obtidas das transmissoras, recomendou-se a implantação de fase reserva nova.

As análises indicaram que foi possível manter perfis de tensão adequados na malha de 500 kV no cenário de carga média máxima exportação, assim como cenário de carga leve para todos os cenários simulados. O desligamento dos reatores de barra foi suficiente para efetuar esse controle, indicando que não há necessidade de se recomendar que os reatores de linha sejam manobráveis em nenhum dos circuitos. Adicionalmente, verificou-se que a contingência de qualquer reator de barra não acarreta variações de tensão maiores que 5%.

12.2 Análise de Energização e Rejeição de Carga

Foi analisada a energização inicial dos reforços CA em 500 kV, que compõem a alternativa vencedora com o intuito de prover recursos para controle de tensão durante as manobras. Já nas análises de rejeição foram consideradas as LTs inicialmente energizadas em carga e feita a abertura de cada um dos terminais, um a um. Em cada uma das situações foi identificado o cenário mais crítico para a avaliação. A utilização de compensação *shunt* nos valores indicados foi suficiente para que fosse atendido o critério de tensão de terminal aberto, considerando o maior valor possível de tensão para o terminal emissor.

Numa segunda etapa, visando identificar o impacto no valor de tensão da barra emissora após o fechamento do disjuntor emissor, foi utilizada tensão de pré-energização entre 1,05 e 1,09 pu para o sistema de 500 kV. Além disso, os compensadores estáticos ou síncronos próximos aos eixos foram ajustados de forma a deixar uma folga para consumo de potência reativa, auxiliando no controle de tensão durante as manobras. Os itens seguintes ilustram os valores de tensão para manobras das LTs recomendadas nesse estudo com comprimento maior que 30 km e para os trechos de linha de

transmissão resultantes de seccionamentos quando aplicável. Ressalta-se que as análises foram realizadas em um cenário de geração elaborado especificamente para as avaliações de energização.

12.2.1 LT 500 kV Silvânia – Nova Ponte 3

Este eixo é composto por um circuito duplo LT 500 kV Silvânia – Nova Ponte 3, com comprimento aproximado de 329 km ambos indicados para o ano inicial do estudo. Para esse eixo, a análise de energização foi a dimensionadora da compensação a ser utilizada, resultando numa compensação final de 58 %, com um reator de linha fixo de 136 Mvar em cada uma de suas extremidades.

1.1.1.1 Energização

A Figura 12-1mostra o sequenciamento de manobras para energização da LT Silvânia – Nova Ponte 3, CD a partir de ambos os terminais, utilizando os recursos de controle de tensão definidos nas etapas anteriores. O cenário utilizado foi o Cenário 2, no patamar de carga leve, que dentre todos foi o que apresentou os maiores deltas de tensão pós-energização.

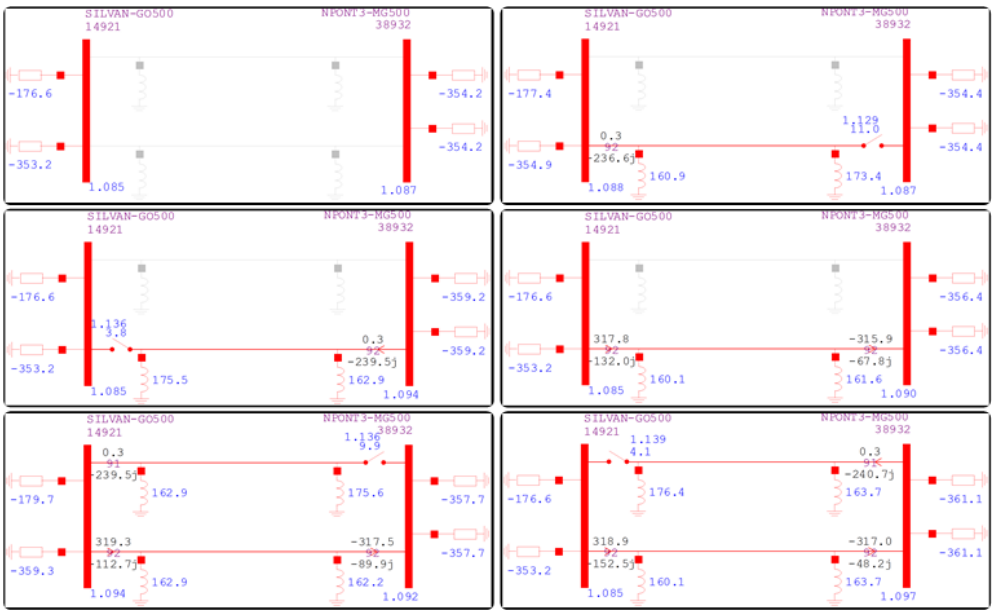


Figura 12-1 - Sequência de Energização LT 500 kV Silvânia - Nova Ponte 3 CD.

1.1.1.2 Abertura de Terminal

A Figura 12-2 mostra a rejeição da LT 500 kV Silvânia – Nova Ponte 3, CD em cada um de seus terminais além da rejeição de carga simultânea de ambos os circuitos. O cenário utilizado nesse caso foi o Cenário 1, no qual a LT 500 kV Silvânia – Nova Ponte 3 CD está com alto carregamento no sentido de Nova Ponte 3, no período de carga média. Não se observam violações nesse cenário.

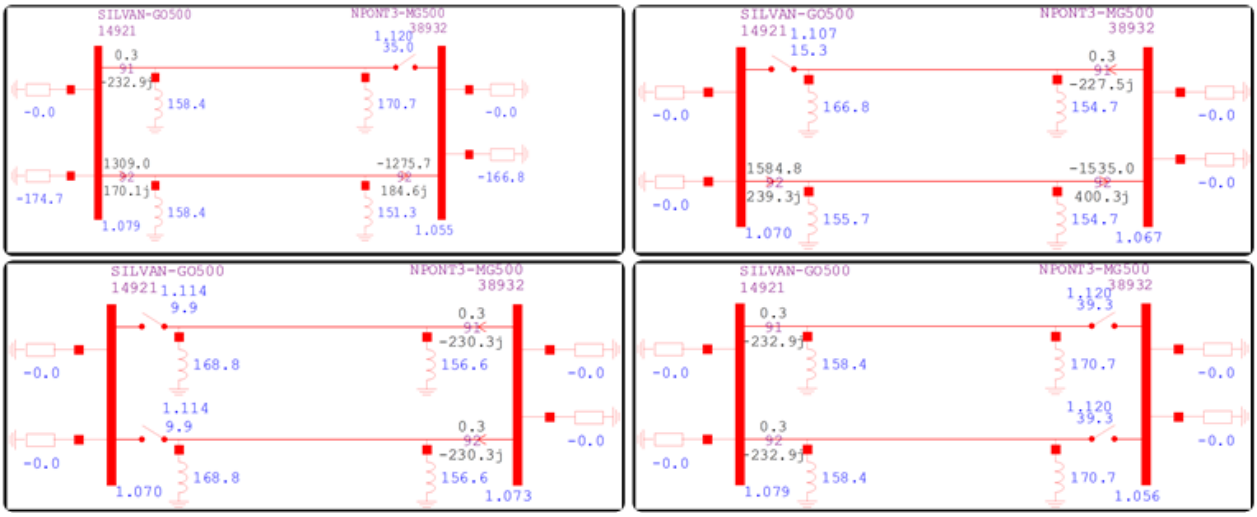


Figura 12-2 – Rejeição LT 500 kV Silvânia – Nova Ponte 3 CD: por cada terminal e dupla

1.1.2 Eixo Nova Ponte 3 – Ribeirão Preto

Esse eixo é composto por um circuito duplo, em 500 kV com aproximadamente 214 km. Para esse eixo, a compensação final foi de 40 %, com um reator de linha fixo de 60 Mvar em cada uma de suas extremidades. O cenário utilizado foi o Cenário 2, patamar de carga leve que dentre todos foi o que apresentou os maiores deltas de tensão pós-energização.

1.1.2.1 Energização

A Figura 12-3 mostra o sequenciamento de manobras para energização do eixo Nova Ponte 3 – Ribeirão Preto CD a partir de ambos os terminais, utilizando os recursos de controle de tensão definidos nas etapas anteriores. O cenário utilizado foi o Cenário 2, no patamar de carga leve, que dentre todos foi o que apresentou os maiores deltas de tensão pós-energização.

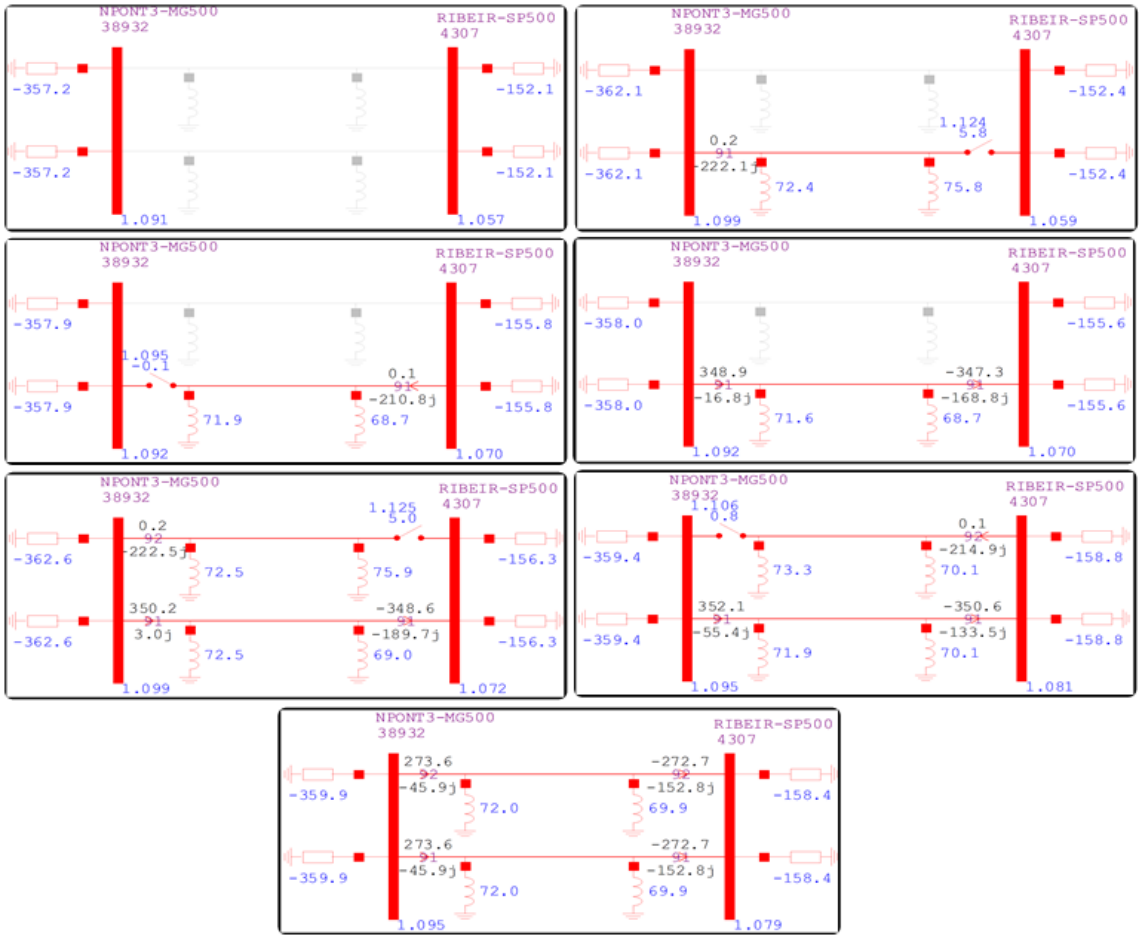


Figura 12-3 - Sequência de energização LT 500 kV Nova Ponte 3 - Ribeirão Preto.

1.1.2.2 Abertura de Terminal

A Figura 12-4 mostra a rejeição da LT 500 kV Nova Ponte 3 – Ribeirão Preto CD, em cada um de seus terminais. O cenário utilizado nesse caso foi o Cenário 1, no qual a LT 500 kV Nova Ponte 3 – Ribeirão Preto, CD está com o maior carregamento. Não se observam violações nesse cenário.

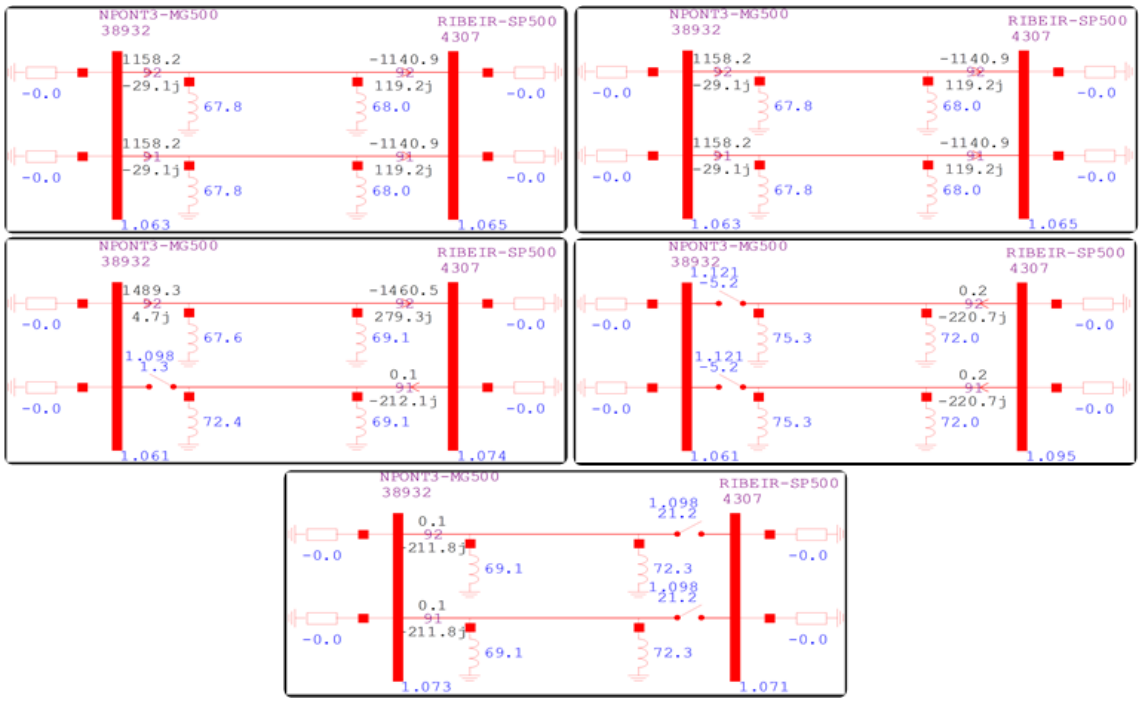


Figura 12-4 - Rejeição de carga no Eixo Nova Ponte 3 – Ribeirão Preto, C1 e C2: por terminal e dupla

1.1.3 LT 500 kV Marimbondo 2 - Campinas

Essa linha corresponde ao circuito entre as subestações de Marimbondo 2 e Campinas em 500 kV, de aproximadamente 388,78 km indicado para o ano inicial do estudo. Para esse eixo, a análise de energização foi a dimensionadora da compensação a ser utilizada, resultando numa compensação final de 34,2 %, com um reator de linha fixo de 210 Mvar em cada uma de suas extremidades.

1.1.3.1 Energização

A Figura 12-5 mostra o sequenciamento de manobras para energização da LT 500 kV Marimbondo 2 - Campinas, C1 a partir de ambos os terminais, utilizando os recursos de controle de tensão definidos nas etapas anteriores. O cenário utilizado foi o Cenário 1, no patamar de carga leve, que dentre todos foi o que apresentou os maiores deltas de tensão pós-energização.

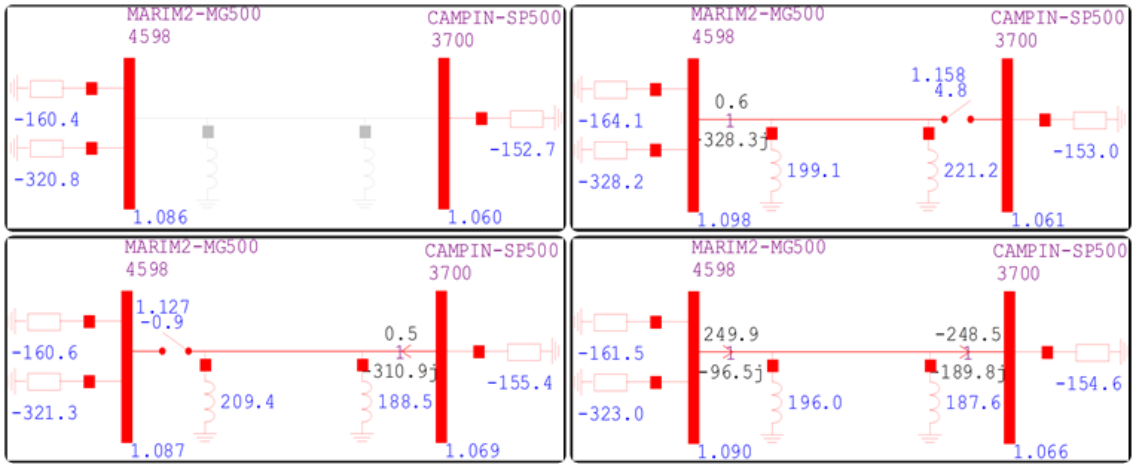


Figura 12-5 - Sequência de Energização LT 500 kV Marimbondo 2 - Campinas: por ambos os lados

1.1.3.2 Abertura de Terminal

A Figura 12-6 mostra a rejeição da LT 500 kV Marimbondo 2 - Campinas, em cada um de seus terminais. O cenário utilizado nesse caso foi o Cenário 1, no patamar de carga média, no qual a LT 500 kV Marimbondo 2 - Campinas, C1 está com o maior carregamento. Não se observam violações nesse cenário.

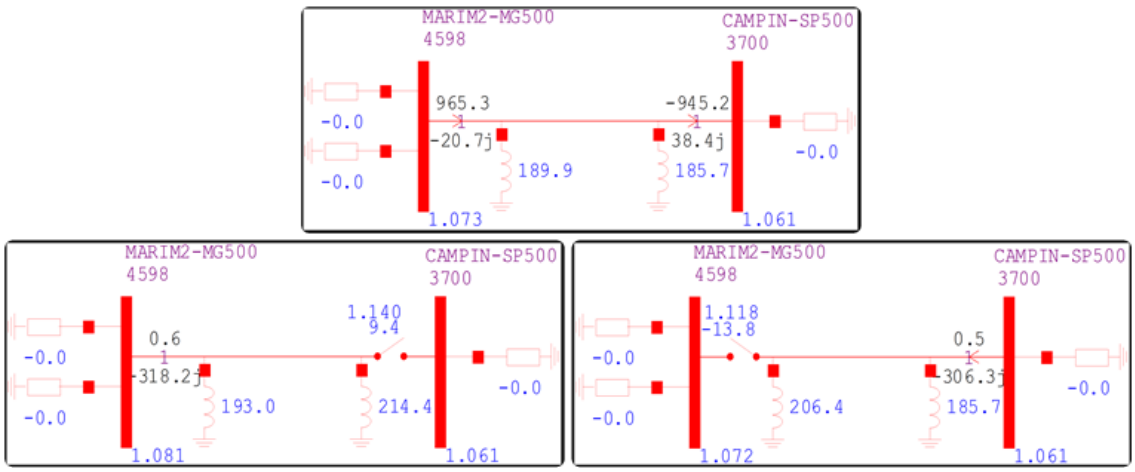


Figura 12-6 - Rejeição de carga LT 500 kV Marimbondo 2 - Campinas, C1.

1.1.4 Seccionamento Graça Aranha – Teresina C1 e C2

Esse corredor é composto por dois circuitos simples frutos dos seccionamentos de linha das linhas LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina 2, C1 e C2 em Graça Aranha 500 kV, com aproximadamente 190 km. A linha original tinha reatores em ambos os terminais sendo 100 Mvar em Teresina 2 e 150 Mvar em Presidente Dutra.

Após o seccionamento, o reator de linha do C1, localizado em Presidente Dutra, será descomissionado por final de vida útil e o reator de linha do C2, também localizado em Presidente Dutra, será realocado para a barra dessa subestação.

Foram recomendados novos reatores de linha fixos para a LT 500 kV Graça Aranha – Teresina 2, C1 e C2, no terminal de Graça Aranha, de 73,5 Mvar cada, que permitem a energização e rejeição da LT de forma satisfatória.

1.1.4.1 Energização

A Figura 12-7 mostra o sequenciamento de manobras para energização do eixo Graça Aranha – Teresina 2, C1 e C2 por ambos os terminais, utilizando os recursos de controle de tensão definidos nas etapas anteriores. O cenário utilizado foi o Cenário 2, no patamar de carga leve, que dentre todos foi o que apresentou os maiores deltas de tensão pós-energização.

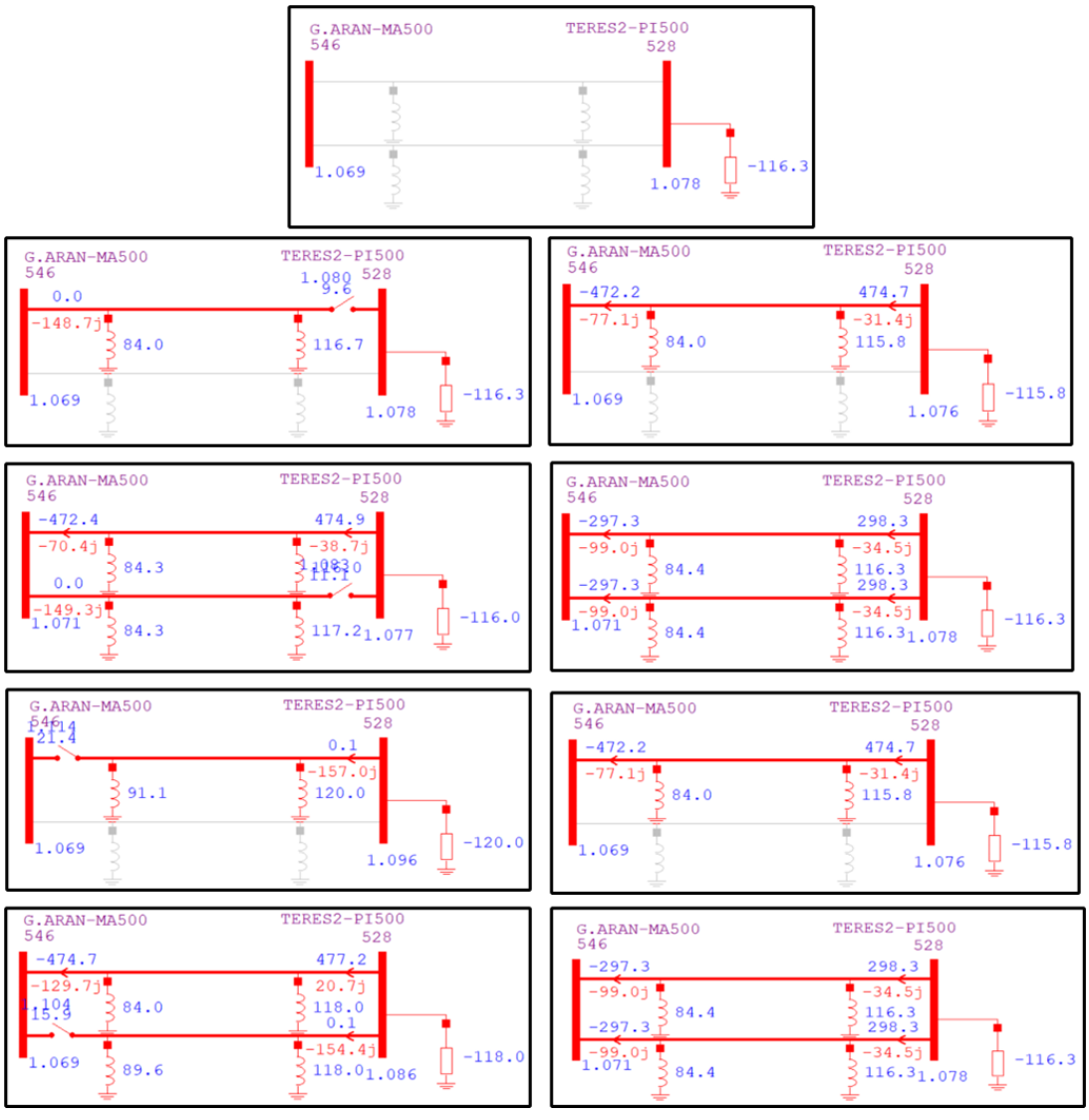


Figura 12-7 - Energização eixo Graça Aranha – Teresina 2, C1 e C2

1.1.4.2 Abertura de Terminal

A Figura 12-8 mostra a rejeição da LT 500 kV Graça Aranha – Teresina 2, C1 e C2, em cada um de seus terminais. O cenário utilizado nesse caso foi o Cenário 2, no patamar de carga média. Foi simulada adicionalmente a abertura dupla dos dois circuitos simultaneamente. Nessa situação a abertura dupla pelo lado de Graça Aranha cria uma pequena sobretensão em Teresina 2 que é resolvida ao ativar o reator existente na subestação de Teresina 2.

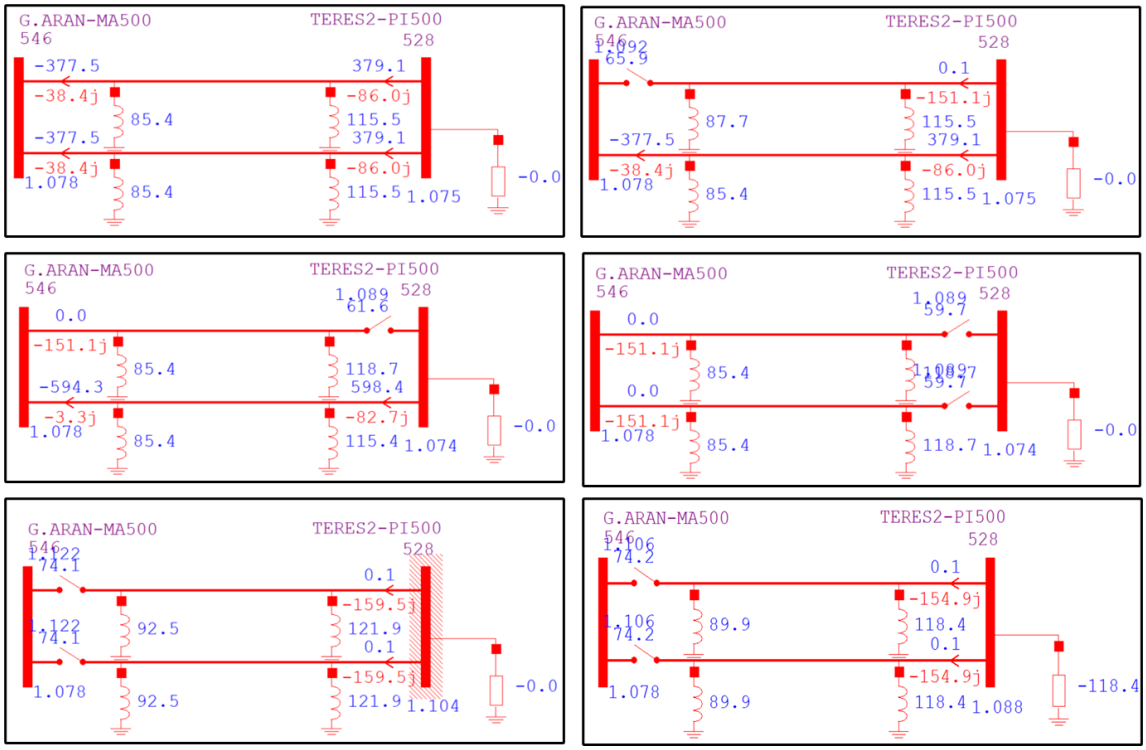


Figura 12-8 - Rejeição de carga eixo Graça Aranha – Teresina 2: por ambos os terminais

1.1.5 Eixo Gurupi – Barro Alto

Esse eixo é composto por um circuito simples em feixe expandido interligando a subestação de Gurupi à subestação Barro Alto, a partir da subestação intermediária Porangatu 2 em 500 kV, com aproximadamente 200 km entre Gurupi e Porangatu 2 e 200 km entre Porangatu 2 e Barro Alto. Este eixo está sendo recomendado para o ano 2030. Para esse eixo, a análise de energização foi a dimensionadora da compensação a ser utilizada, resultando numa compensação final de 72 %, com reatores de linha fixo de 150 Mvar para ambas as linhas.

Adicionalmente, foi necessária a recomendação de dois reatores de barra de módulo 100 Mvar na subestação Porangatu 2 e um reator de 100 Mvar na subestação 500 kV Barro Alto.

1.1.5.1 Energização

A Figura 12-9 mostram o sequenciamento de manobras para energização do eixo Gurupi – Porangatu 2 – Barro Alto por ambos os terminais, utilizando os recursos de controle de tensão definidos nas etapas anteriores. O cenário utilizado foi o Cenário 1, no patamar de carga leve, que dentre todos os cenários foi o que apresentou os maiores deltas de tensão pós-energização.

Figura 12-9 - Energização eixo Gurupi – Porangatu 2 – Barro Alto: ambos os terminais.

1.1.5.2 Abertura de Terminal

A Figura 12-10 mostra a rejeição de carga do eixo de LTs 500 kV Gurupi –Porangatu 2 , C1, LT 500 kV Porangatu 2 – Barro Alto, C1 e LT 500 kV Barro Alto – Trindade, C1 em cada um de seus terminais. Não foram plotadas as rejeições de carga intermediárias devido a suas menores severidades. O cenário

utilizado nesse caso foi o Cenário 1, no patamar de carga média. As observações dos eventos são apresentadas em conjunto com a LT 500 kV Barro Alto – Trindade no item 1.1.6.2.

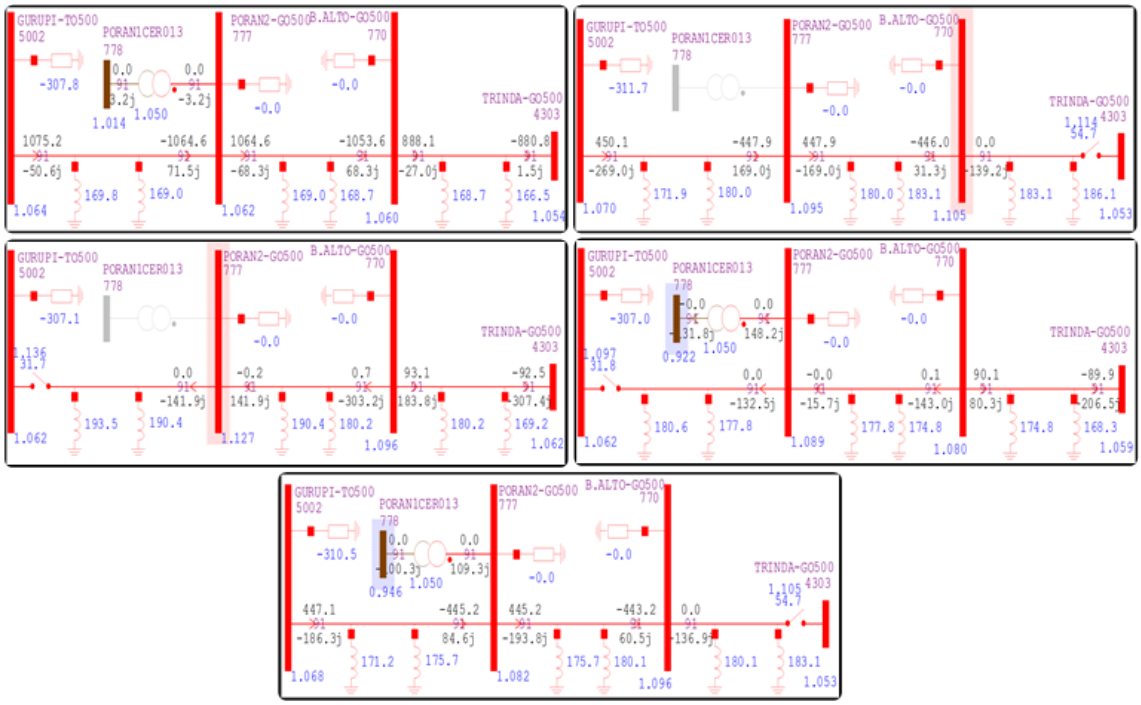


Figura 12-10 - Rejeição de Carga eixo – Gurupi – Porangatu 2 – Barro Alto - Trindade

1.1.6 LT Barro Alto – Trindade

Essa nova linha consiste de um circuito simples de feixe expandido interligando às subestações de Barro Alto à subestação Trindade em 500 kV, com aproximadamente 200km. Para esse eixo, a análise de energização foi a que apresentou as maiores variações de tensão.

1.1.6.1 Energização

A Figura 12-11 mostra o sequenciamento de manobras para energização da LT 500 kV Barro Alto – Trindade, C1 por ambos os terminais, utilizando os recursos de controle de tensão definidos nas etapas anteriores. O cenário utilizado foi o cenário 1, no patamar de carga leve, que dentre todos foi o que apresentou os maiores deltas de tensão pós-energização.

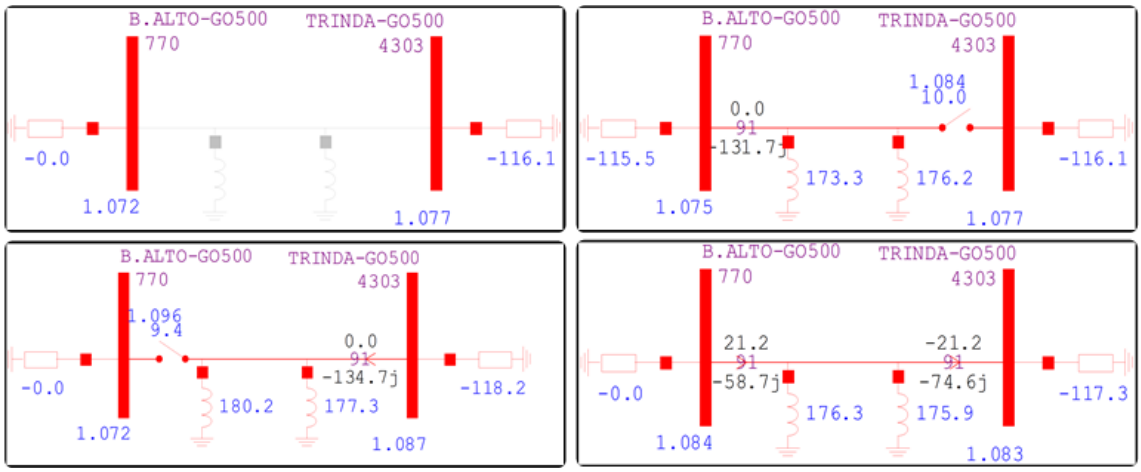


Figura 12-11 - Sequência de energização LT 500 kV Barro Alto - Trindade, C1

1.1.6.2 Abertura de Terminal

A rejeição da linha Barro Alto – Trindade foi realizada em conjunto com o eixo Gurupi-Porangatu 2-Barro Alto. Os valores de tensão podem ser vistos na Figura 12-10. Da sequência de eventos constata-se que, durante a rejeição de carga na linha, ocorrem sobretensões inadmissíveis na subestação de Porangatu 2 na abertura da LT 500 kV Gurupi – Barro Alto, C1 pelo terminal de Gurupi e sobretensão na subestação de Barro Alto, 500 kV na abertura da LT Barro Alto – Trindade, pelo terminal de Trindade. Para contornar esse problema, foram testadas diferentes configurações de controle de potência reativa. Foi constatado que o equipamento mais adequado para solucionar as sobretensões é um compensador síncrono com faixa negativa de aproximadamente -250 Mvar na subestação de Porangatu 2. Desta forma, será recomendado um compensador síncrono de reativo em Porangatu 2 com faixa de reativo de -300/300 Mvar.

13 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

Nesta seção foi feita a verificação de possíveis superações da capacidade de interrupção de corrente simétrica e assimétrica em barramentos de subestações vizinhos aos reforços no sistema CA.

13.1 Superação de Disjuntores

Para a análise de superação dos disjuntores, foi utilizado o caso base de curto-circuito máximo da EPE do ano de 2030, atualizado com as obras recomendadas no presente estudo. Em seguida, foram calculadas as magnitudes de corrente de curto-circuito máximo nas subestações vizinhas aos pontos onde haverá mudança na topologia do sistema CA.

A Tabela 13-1 informa os valores máximos da corrente de curto-circuito nos barramentos e as capacidades de interrupção dos disjuntores das subestações para o ano de 2030 considerando as obras recomendadas.

Nessa tabela foi adicionada na última coluna uma escala de cores para os valores de ICC/ICCS(%) que merecem atenção especial. Foi utilizada a convenção da cor laranja claro para valores entre 60 e 80% da capacidade nominal, laranja escuro para os valores entre 80 e 99% da capacidade nominal e vermelho para valores acima de 100 % (condição de superação). Esses destaques indicam atenção para a evolução de nível de curto-circuito nos barramentos e, especialmente, quando atingido 100 % indicam a necessidade de investigação dos níveis de curto-circuito passante pelos disjuntores.

Adicionalmente, foi realizado o levantamento da evolução do nível de curto-circuito assimétrico para os barramentos das subestações em torno dos reforços CA. Foi adotado como premissa um fator de assimetria de 2,6 conforme valores praticados nos últimos leilões de transmissão da ANEEL, dada a inexistência de informações mais precisas dos equipamentos em campo.

Os valores calculados são apresentados na Tabela 13-2 e apresentam na última coluna, a direita, a escala de cores indicando valores em alerta para 60-99 % e superados quando iguais ou superiores a 100%.

Tabela 13-1 - Evolução do nível de curto-circuito em subestações em torno dos reforços CA/CC.

Número	Nome	Sem Obras	Com Obras	Sem Obras	Com Obras	Sem Obras	Com Obras	Capacidade de Interrupção Simétrica - ICCS (kA)	Maior Relação ICC/ICCS (%)
		Módulo 3F (kA)		Módulo 1F (kA)		Módulo 2F-T (kA)			
528	TERES2-PI500	5,97	15,63	6,24	22,77	6,14	27,02	50	54,0%
529	BESPER-MA500	7,76	10,92	7,28	8,21	10,53	10,16	40	27,3%
538	P.DUTR-MA500	20,1	23,97	14,99	17,31	18,97	22,56	40	59,9%
546	G.ARAN-MA500	-	22,72	-	15,59	-	21,35	NOVA	
564	SALOPE-MA500	17,62	18,54	19,47	20,09	18,81	19,47	40	50,2%
565	MIRAND-MA500	14,56	15,26	14	14,46	14,63	15,28	50	30,6%
571	MIRACE-TO500	24,76	27,35	21,51	31,69	24,05	30,89	40	79,2%
770	B.ALTO-GO500	-	9,85	-	7,83	-	9,29	NOVA	
777	PORAN2-GO500	-	9,51	-	8,23	-	9,04	NOVA	
836	GILBU2-PI500	14,8	15,64	10,12	23,09	13,52	27,05	50	54,1%
1509	EMBORC-MG500	25,58	28,25	25,38	25,6	25,57	27,25	38	74,3%
1523	PARACA-MG500	12,96	26,15	9,38	18,66	11,95	23,97	40	65,4%
3860	ITUMBI-MG500	31,17	32,04	30,49	30,97	30,97	31,65	31,5	101,7%
3875	SAMAMB-DF500	25,95	28,07	22,03	31,25	24,55	30,27	40	78,1%
3947	B.ALTO-GO230	5,63	13,54	4,85	11,9	5,39	13,06	40	33,9%
4303	TRINDA-GO500	13,12	16,12	10,32	19,26	12,43	18,48	50	38,5%
4307	RIBEIR-SP500	18,2	27,1	12,27	23,55	16,87	25,94	40	67,8%
4986	SPELAD-PA500	18,33	18,53	12,67	12,82	16,96	17,16	50	37,1%
5002	GURUPI-TO500	19,53	24,45	12,54	16,96	18,04	22,45	40	61,1%
5202	ARARA2-SP500	33,25	44,99	32,97	41,66	33,27	43,7	50	90,0%
11528	TERES4-PI500	-	15,91	-	17,74	-	18,02	NOVA	
12905	TIANG2-CE500	10,05	14,57	9,69	20,44	10,21	25,22	50	50,4%
14921	SILVAN-GO500	20,27	24,8	15,41	15,95	18,88	22,85	50	49,6%
38932	NPONT3-MG500	-	36,92	-	25,42	-	34,24	63	58,6%

Tabela 13-2 - Evolução do nível de curto-circuito assimétrico em barramentos em torno de reforços CA.

Número	Nome	Sem Obras	Com Obras	Sem Obras	Com Obras	Sem Obras	Com Obras	Capacidade de Interrupção Assimétrica - ICCS (kA) - estimada	Maior Relação ICC/ICCS (%)
		Módulo 3F (kA)		Módulo 1F (kA)		Módulo 2F-T (kA)			
528	TERES2-PI500	15,26	39,39	15,9	58,12	15,67	68,1	130	52,4%
529	BESPER-MA500	19,68	27,81	17	19,94	24,57	25,57	104	26,7%
538	P.DUTR-MA500	48,59	58,43	34,47	38,73	45,39	54,06	104	56,2%
546	G.ARAN-MA500	0	55,86	0,01	34,27	0,01	51,62	-	
564	SALOPE-MA500	46,11	48,59	51,2	52,88	49,37	51,16	104	50,8%
565	MIRAND-MA500	37,62	38,9	34,7	35,64	37,09	38,33	130	29,9%
571	MIRACE-TO500	53,89	60,37	50,18	74,37	53,05	70,47	104	71,5%
770	B.ALTO-GO500	-	25,08	-	19,05	-	23,33	-	
777	PORAN2-GO500	-	24,03	-	20,61	-	22,76	-	
836	GILBU2-PI500	35,7	38,01	23,63	56,47	32,38	65,72	130	
1509	EMBORC-MG500	66,07	72,97	65,15	65,45	65,84	70,12	98,8	73,9%
1523	PARACA-MG500	32,38	66,06	22,65	45,19	29,59	60,08	104	63,5%
3860	ITUMBI-MG500	81,78	84,1	79,44	80,76	80,97	82,83	81,9	102,7%
3875	SAMAMB-DF500	64,75	69,63	53,6	79,2	60,31	76,02	104	76,2%
3947	B.ALTO-GO230	13,84	35,16	11,71	29,94	13,15	33,52	104	33,8%
4303	TRINDA-GO500	33,44	41,21	24,68	49,56	31,09	47,51	130	38,1%
4307	RIBEIR-SP500	46,44	68,96	28,57	58,6	42,18	65,48	104	66,3%
4986	SPELAD-PA500	46,66	47,26	30,05	30,37	42,46	43,02	130	36,4%
5002	GURUPI-TO500	40,32	52,47	26,71	36,9	37,21	48,11	104	50,5%
5202	ARARA2-SP500	86,71	114,88	85,29	105,56	86,41	111,22	130	88,4%
11528	TERES4-PI500	-	40,03	-	42,91	-	43,87	-	
12905	TIANG2-CE500	25,89	35,93	23,54	51,88	25,6	62,18	130	47,8%
14921	SILVAN-GO500	51,94	63,97	38	37,33	47,86	57,77	130	49,2%
38932	NPONT3-MG500	-	94,56	-	59,78	-	86	163,8	57,7%

A partir da Tabela 13-1 e da Tabela 13-2 é possível concluir que a entrada em operação dos reforços CA propostos neste estudo não contribuem significativamente para a evolução dos níveis de curto-circuito simétrico e assimétricos nos barramentos de subestações analisados.

Cabe, contudo, salientar alguns pontos: (1) os barramentos de subestações que apresentaram as maiores evoluções dos percentuais de curto-circuito foram Teresina II e Paracatu. (2) as subestações que apresentaram valores em alerta foram: Miracema, Emborcação, Paracatu 4, Samambaia, Ribeirão

Preto, Gurupi e Araraquara 2. (3) embora seja indicada atenção para os valores de curto nos barramentos listados em (2), houve pouco impacto nesses valores pós entrada em operação dos reforços CA o que indica se tratar de condição pré-existente que podem já ter sido sanada no momento de comissionamento dos reforços do estudo. Por fim (4), foi observada a violação da capacidade de interrupção de corrente simétrica e assimétrica para a subestação de Itumbiara. Recomenda-se que seja dada continuidade aos estudos de curto-circuito em andamento para essa subestação, pelo ONS junto à transmissora, considerando a influência da rede planejada, para que, se confirmada a superação dos equipamentos, sejam tomadas as devidas providências.

14 ANÁLISE DOS ÍNDICES PREDITIVOS DE DESEMPENHO

Nesta seção serão apresentados alguns índices considerados relevantes para uma análise qualitativa da robustez do desempenho do sistema elétrico, principalmente face à injeção de elevados montantes de potência pelos elos CCAT, existentes e planejados, na região Sudeste/Centro-Oeste, configuração conhecida como *multi-infeed*. Os índices foram obtidos por meio de simulações no Programa ANATEM [27].

14.1 Descrição dos índices preditivos

14.1.1 SCR – Relação de Curto-Circuito

O índice SCR apresenta um indicativo da robustez do sistema CA, frente ao montante de potência injetada por um elo CCAT. Ele pode ser calculado a partir da Equação 1, onde "Pcc_i" corresponde à potência de curto-circuito trifásico na barra de conexão da conversora e "Pdc_i" corresponde à potência CC do elo CCAT que nela se conecta.

$$SCR = \frac{Pcc_i}{Pdc_i} \qquad (1)$$

Segundo referências do CIGRÉ [22], sistemas com SCR acima de 3 (três) podem ser considerados robustos enquanto que sistemas com SCR inferiores a 2 (dois) podem ser considerados fracos, para a conexão de elos CCAT de elevada capacidade.

14.1.2 MIIF e Potencial de Interação entre elos

O MIIF é um parâmetro de sensibilidade obtido através de simulações com o programa ANATEM, que procura estimar a distância elétrica entre os elos CCAT, através da análise do impacto causado por uma variação de tensão na barra inversora do i-ésimo elo CCAT sobre a tensão da barra inversora do j-ésimo elo CCAT, conforme Equação 2.

$$MIIF = \frac{\Delta V_i}{\Delta V_j} \qquad (2)$$

Já o Potencial de Interação (PI) apresenta a influência que um elo CCAT pode provocar em outros, em função nao apenas da distância elétrica entre eles (MIIF), como também da potência injetada por cada elo CCAT envolvido no cálculo, conforme Equação 3.

Nota-se que, mesmo que as distâncias elétricas entre os elos sejam baixas, um pode influenciar mais o desempenho do outro, em função do montante da potência que injeta na rede.

$$PI_{j,i} = MIIF_{j,i}\,\frac{Pdc_j}{Pdc_i} \qquad (3)$$

O Potencial de Interação (PI) entre elos pode ser interpretado da seguinte forma:

- Para valores de PI inferiores a 0,15 considera-se Interação Baixa entre elos CCAT
- Para valores de PI entre 0,15 e 0,4 considera-se Interação Moderada entre elos CCAT
- Para valores de PI maiores que 0,4 considera-se Interação Alta entre elos CCAT

14.2 Avaliação da potência de curto-circuito mínima e máxima nas conversoras

Potência de curto-circuito mínima

As subestações de Graça Aranha e Silvânia, apesar de não estarem conectadas diretamente a usinas, apresentam níveis de curto-circuito mínimo robustos o suficiente para a operação adequada das conversoras.

Na Tabela 14-1 são apresentadas as condições em que foram identificadas as menores potências de curto-circuito (Scc) e relação de curto-circuito (SCR) nas subestações conversoras em 500 kV do elo CCAT Graça Aranha-Silvânia, que ocorrem em cenários de inércia mínima nas vizinhanças das conversoras.

Apesar das análises em regime dinâmico terem indicado a necessidade de apenas 2 compensadores síncronos de 300 MVA na SE 500 kV Graça Aranha e 3 compensadores síncronos de 300 MVA na SE 500 kV Silvânia, para atendimento aos critérios de desempenho, o índice SCR na SE 500 kV Graça Aranha poderia atingir valores inferiores à referência mínima recomendada para sistemas robustos, nessa configuração de rede, conforme indicado na Tabela 14-1.

Tabela 14-1 - Potência mínima de curto-circuito nas conversoras operando em sentido direto – 2 CS Graça. Aranha

Conversora	nº CS	Scc [MVA]	Potência Conversora [MW]	SCR
Graça Aranha	2	14.274	5.000	2,85
Silvânia	3	16.602	4.810	3,45

Levando em consideração o valor mais reduzido de SCR identificado na SE Graça Aranha e a menor disponibilidade de máquinas síncronas nas vizinhanças dessa subestação, foi recomendado, por uma questão de confiabilidade, o aumento do número de unidades de compensadores síncronos nessa conversora.

Observa-se, a partir da Tabela 14-2, que a inserção de uma unidade de compensador síncrono adicional na subestação de Graça Aranha é suficiente para elevar o índice SCR para valor acima de 3, mesmo nos cenários de inércia reduzida.

Tabela 14-2 - Potência mínima de curto-circuito nas conversoras operando em sentido direto – 3 CS Graça Aranha

Conversora	nº CS	Scc [MVA]	Potência Conversora [MW]	SCR
Graça Aranha	3	15.250	5.000	3,05
Silvânia	3	16.602	4.810	3,45

Após conclusão pela recomendação de três compensadores síncronos em cada subestação conversora, foi avaliado, de forma complementar, a robustez de cada subestação em condição de contingência (N-1).

Na Tabela 14-3, é apresentada a redução percentual na potência de curto-circuito que a ausência de cada elemento provoca e o respectivo valor de SCR na SE Graça Aranha, em cada configuração. A única condição que reduz significativamente o SCR seria a ausência de uma unidade de compensador síncrono, porém, com a adoção de medida operativa, ou seja, redução da ordem de 4,8% da potência na conversora de Graça Aranha, o equivalente a 240 MW, seria possível elevar o SCR novamente para valores acima da referência mínima de 3.

Tabela 14-3 - Potência mínima de curto-circuito na SE G. Aranha em N-1 operando em sentido direto

Contingência	G. Aranha Scc [MVA]	Variação	SCR
Sem contingência	15.250	-	3,05
1 circuito G.Aranha-Teresina2	15.057	-1,3%	3,01
1 circuito G.Aranha-Teresina4	14.945	-2,0%	2,99
1 circuito G.Aranha-P.Dutra	14.972	-1,8%	2,99
1 circuito G.Aranha-B.Esperança	14.908	-2,2%	2,98
1 Compensador Síncrono	14.274	-6,4%	2,85

A Tabela 14-4 apresenta a potência de curto-circuito mínima na SE Silvânia e sua variação em contingência. Nota-se que o SCR dessa subestação não violou a referência mínima em nenhuma condição operativa avaliada.

Tabela 14-4 - Potência mínima de curto-circuito na SE Silvânia em N-1 operando em sentido direto

Contingência	Silvânia Scc [MVA]	Variação	SCR
Sem contingência	16.602	-	3,45
1 circuito Silvânia-Nova Ponte	15.717	-5,3%	3,27
1 circuito Silvânia-Itumbiara	15.567	-6,2%	3,24
1 circuito Silvânia-Emborcação	15.478	-6,8%	3,22
1 circuito Silvânia-Trindade	15.524	-6,5%	3,23
1 circuito Silvânia-Samambaia	15.435	-7,0%	3,21
1 Compensador Síncrono	15.915	-4,1%	3,31

A operação do elo CC em sentido reverso, isto é, com fluxo no sentido de Silvânia para Graça Aranha apresenta melhores índices SCR, pois as conversoras operam com potência reduzida em relação à transmitida em sentido direto. Na Tabela 14-5 são apresentadas a potência mínima de curto-circuito e o SCR para a operação em sentido reverso.

Tabela 14-5 - Potência mínima de curto-circuito nas conversoras operando em sentido reverso

Conversora	nº CS	Scc [MVA]	Potência Conversora [MW]	SCR
Graça Aranha	3	15.250	3.987	3,82
Silvânia	3	16.602	4.100	4,05

Potência de curto-circuito máxima

Quanto à potência de curto-circuito máximo, observa-se na Tabela 14-6 a potência nas subestações conversoras e o índice SCR para a operação em sentido direto.

Tabela 14-6 - Potência máxima de curto-circuito nas conversoras operando em sentido direto

Conversora	Scc[MVA]	Potência Conversora [MW]	SCR
Graça Aranha	23.465	5.000	4,7
Silvânia	24.750	4.810	5,1

A Tabela 14-7 também apresenta a potência máxima de curto-circuito e índice SCR, mas para a operação em sentido reverso, que por trabalhar com potência menor, apresenta índices SCR ainda melhores.

Tabela 14-7 - Potência máxima de curto-circuito nas conversoras operando em sentido reverso

Conversora	Scc[MVA]	Potência Conversora [MW]	SCR
Graça Aranha	23.465	3.987	5,9
Silvânia	24.750	4.100	6,0

14.3 Avaliação do *Multi-Infeed* com base nos principais índices preditivos calculados para o sistema planejado

A Tabela 14-8 apresenta o Potencial de Interação entre as inversoras dos elos CCAT do sistema planejado até o ano 2028, calculado para o cenário de máxima exportação do Norte/Nordeste, no patamar de carga média.

Os sinais vermelhos indicam alta interação entre as conversoras, os sinais amarelos indicam interação moderada e os sinais verdes indicam baixa interação.

Nota-se, a partir de inspeção da última linha da tabela, que o elo Graça Aranha - Silvânia sofre influência baixa ou moderada dos demais elos existentes, em função da maior distância elétrica existente entre seu terminal inversor e os demais terminais inversores existentes.

A partir de inspeção da última coluna da tabela, nota-se, porém, que este elo pode influenciar, de forma mais significativa, o desempenho dos demais, em função de sua alta capacidade de injeção de potência na rede elétrica.

Foi observada maior possibilidade de interação entre as inversoras de Silvânia, Araraquara e Estreito, o que se corrobora com os resultados de simulações dinâmicas apresentados no Capítulo 15.

Tabela 14-8 – Potencial de Interação entre elos CCAT do sistema planejado

Nome da Barra	IBIÚNA	ARARAQUARA	ESTREITO	TERMINAL RIO	SILVÂNIA
IBIÚNA		0,46	0,24	0,22	0,15
ARARAQUARA	0,40		0,32	0,26	0,28
ESTREITO	0,45	0,69		0,41	0,44
TERMINAL RIO	0,41	0,54	0,39		0,26
SILVÂNIA	0,15	0,28	0,20	0,13	

Na Tabela 14-9 são apresentados os valores de SCR nas subestações inversoras dos elos CCAT, nos cenários dimensionadores do estudo, de maior carregamento nas interligações regionais, para os patamares de carga média e leve. Nota-se que os valores de SCR são superiores a 3 (três) em todas as conversoras monitoradas, indicando robustez desses pontos para conexão dos elos CCAT.

Adicionalmente, nota-se que o mínimo valor de capacidade de curto-circuito previsto para a SE Silvânia, nesses cenários, foi de 20.043 MVA, no patamar de carga leve. Logo, numa condição operativa de máxima transferência de potência pelo bipolo Graça Aranha – Silvânia, em que a conversora de Silvânia estivesse operando à plena carga (4.833 MVA), o menor SCR a ser observado seria de 4,1 nessa subestação.

Tabela 14-9 –Valores de SCR nos cenários dimensionadores do estudo

Máxima Exportação do Norte/Nordeste - Carga Média			
Nome da Barra	Pdc[MW]	Scc[MVA]	SCR
IBIÚNA	4.355	25.120	5,8
ARARAQUARA	5.388	31.499	5,8
ESTREITO	3.827	29.327	7,7
TERMINAL RIO	3.791	28.807	7,6
SILVÂNIA	4.811	21.237	4,4

Máxima Exportação da região Nordeste - Carga Média			
Nome da Barra	Pdc[MW]	Scc[MVA]	SCR
IBIÚNA	4.725	24.872	5,3
ARARAQUARA	2.088	31.625	15,1
ESTREITO	1.331	29.325	22,0
TERMINAL RIO	1.278	30.539	23,9
SILVÂNIA	4.810	20.601	4,3

Máxima Exportação do Norte/Nordeste - Carga Leve			
Nome da Barra	Pdc[MW]	Scc[MVA]	SCR
IBIÚNA	3.640	23.953	6,6
ARARAQUARA	5.388	29.843	5,5
ESTREITO	3.827	27.771	7,3
TERMINAL RIO	3.791	28.028	7,4
SILVÂNIA	3.503	20.043	5,7

Máxima Exportação da região Nordeste - Carga Leve			
Nome da Barra	Pdc[MW]	Scc[MVA]	SCR
IBIÚNA	4.631	24.078	5,2
ARARAQUARA	1.475	30.588	20,7
ESTREITO	398	28.503	71,6
TERMINAL RIO	401	29.948	74,7
SILVÂNIA	4.809	20.190	4,2

14.4 Principais constatações

Os valores elevados de nível de curto-circuito apresentados para a SE Silvânia demonstram que esse ponto da rede é capaz de acomodar injeções de potência pelo bipolo Nordeste I, da ordem de 5 GW, bem como prover condições favoráveis para sua recuperação de potência, face à ocorrência de perturbações na rede. Essa conclusão é confirmada com a apresentação de SCR superior a 3 (três) na conversora Silvânia, para todas as configurações estudadas.

No que se refere às interações *multi-infeed*, os Potenciais de Interação apresentados sinalizam que não há preocupações relevantes quanto à influência que outros bipolos possam causar sobre o desempenho do bipolo Nordeste I, ou quanto a influência que este possa causar sobre a operação dos demais elos CCAT em operação.

Cabe ressaltar que a análise dos índices apresentados nesta seção é apenas orientativa, provendo uma sensibilidade preliminar quanto ao desempenho do sistema elétrico receptor da região Sudeste/Centro-Oeste, face ao acréscimo de injeção de potência pelo novo elo CCAT planejado. No próximo capítulo, as análises de desempenho dinâmico detalhadas do sistema poderão confirmar as conclusões preliminares apresentadas a partir da avaliação dos índices preditivos.

15 ANÁLISE DE DESEMPENHO EM REGIME DINÂMICO

Apresenta-se, neste capítulo, o desempenho dinâmico do Sistema Interligado Nacional com atenção especial ao desempenho do elo CCAT Graça Aranha - Silvânia, designado bipolo Nordeste I.

Nesta avaliação, foram considerados os cenários críticos de despacho, detalhados no item 4.5, os quais apresentaram carregamentos mais elevados nas interligações e menor inércia nas regiões próximas ao terminal inversor do bipolo, sendo eles:

- Cenário 1 – Máxima exportação do Norte/Nordeste, nas cargas Média e Leve
- Cenário 2 – Máxima exportação do Nordeste, na carga Média e Leve
- Cenário 3 – Inércia mínima na região Sudeste, na carga Média
- Cenário 4 – Norte e Nordeste importadores, na carga Leve

Para avaliar o desempenho do sistema nos cenários indicados acima, utilizou-se como referência a topologia de rede do ano 2028, considerando os reforços determinativos recomendados por este relatório.

Adicionalmente, foram feitas análises de sensibilidade, considerando o acréscimo do eixo de transmissão Miracema – Gurupi - Porangatu 2 - Barro Alto – Trindade e variações na característica técnica da geração indicativa térmica no Norte/Nordeste, conforme descrito abaixo:

- Configuração I.A – Conjunto de obras determinativas recomendadas neste relatório, considerando 100% da geração térmica indicativa no Norte/Nordeste sendo 100% flexível;
- Configuração II.B – Conjunto de obras determinativas e indicativas recomendadas neste relatório, considerando 100% da geração térmica indicativa no Norte/Nordeste sendo 100% inflexível;

Os resultados apresentados neste capítulo de desempenho dinâmico consideram grandes perturbações no sistema elétrico, tais como: bloqueio de bipolo e curto-circuito monofásico em barras da região Sudeste, seguido da abertura de linhas de transmissão, os quais costumam provocar falhas de comutação simultâneas nos elos que se conectam a essa região.

Antes de apresentar os resultados obtidos nas simulações em regime dinâmico, indica-se as premissas desta análise e informações dos equipamentos de compensação reativa recomendados.

15.1 Premissas

Para elaboração das simulações que definiram o cronograma de obras e as características básicas das instalações, consideram-se os seguintes dados, critérios e premissas.

15.1.1 Critérios Gerais

- Atendimento ao critério N-1, sem corte automático de geração, para indisponibilidade de circuito simples CA ou de um Polo CC;
- Adotou-se o valor de 12° como o ângulo de extinção para detecção automática de falhas de comutação, baseado na experiência operativa com o elo CCAT do Madeira;
- Foram simuladas falhas de comutação com duração de 40ms, para a ocorrência de perturbações em barras remotas, e de 100 ms, para a ocorrência de perturbações locais, nas barras conversoras dos sistemas CC;
- Nesta fase de estudo, são requeridos tempos de recuperação de potência para os elos CCAT iguais ou inferiores a 250 ms, de forma a atender, com segurança, o limite de 350 ms preconizado pelos Procedimentos de Rede do ONS. Este índice de desempenho é medido como o tempo, após a extinção do defeito causador, que o elo leva para atingir, sem posterior redução, 90% da potência transmitida na condição pré-falta;
- Para as primeiras oscilações de tensão em emergência simples, admitem-se valores mínimos de 80% dos valores nominais em barramentos próximos aos centros de carga;
- A representação adotada para carga foi de 100% de corrente constante na parte ativa e 100% de impedância constante na parte reativa;
- Avaliou-se o desempenho do sistema para perda de um bipolo sem expor o sistema a riscos de colapso. Para assegurar a estabilidade do sistema elétrico na perda de um bipolo, admite-se o corte de geração controlado, a partir de atuação de SEP. Considerando que o tempo máximo estimado para tomada de decisão de um SEP é de 200ms e que na subestação o tempo de atuação deve ser inferior a 20ms, o tempo total máximo estimado para atuação de um esquema de corte de máquina (SEP+tempo na SE) foi de 220ms;
- Foram utilizados os modelos oficiais das usinas eólicas e solares que já constam na base de dados e o modelo simplificado DGER do Anatem para as demais usinas eólicas e solares.

15.2 Compensação Reativa Variável

Esta seção tem como objetivo avaliar a necessidade de compensação reativa variável para as estações conversoras do bipolo Graça Aranha – Silvânia. Para isso, considera-se como premissa a presença dos compensadores síncronos da SE Barra II e da SE São João do Paraíso, recomendados no relatório EPE-DEE-RE-148/2021.

Devido à elevada potência das conversoras de Graça Aranha e Silvânia, novos equipamentos de compensação reativa variável são recomendados para o adequado desempenho do elo CCAT durante perturbações na rede de transmissão. Os principais eventos que solicitam a presença destes equipamentos são falhas de comutação simultânea nos elos CCAT do Sistema Interligado Nacional e bloqueio de bipolo.

Para soluções com elos CCAT, existem duas tecnologias apropriadas para a função de suporte de potência reativa variável, quais sejam, *o Static Synchronous Compensator* - STACOM e os compensadores síncronos. No presente estudo, em que se recomenda um elo CCAT de elevada capacidade nominal (5 GW), que pode operar em cenários de elevado fluxo de potência nas interligações regionais, foi avaliado qual tecnologia melhor dotaria o Sistema Interligado Nacional de recursos para operar com a maior segurança possível.

O principal problema que se busca mitigar ao se planejar uma rede de transmissão com elos CCAT são as falhas de comutação, que interrompem momentaneamente o fluxo de potência dos elos CCAT e podem impactar severamente a estabilidade do SIN, causando, por exemplo, colapso de tensão. Tanto o uso da tecnologia de STATCOM quanto compensadores síncronos tem o potencial de mitigar falhas de comutação e dar suporte de potência reativa que permita rápida recuperação de potência, aumentando a estabilidade do sistema [28].

Outra questão relevante relacionada ao desempenho dinâmico seria a estabilidade de frequência. Nesse sentido, cabe lembrar que as fontes renováveis de energia, cada vez mais presentes e próximas às conversoras de Graça Aranha e Silvânia, injetam potência ativa, mas não agregam inércia ao sistema de transmissão. Apesar de não terem sido identificados problemas de estabilidade de frequência no horizonte de análise desse estudo, deve-se destacar os benefícios da compensação síncrona nesse quesito. Essa tecnologia agrega inércia para o sistema, por ser constituída de máquinas rotativas com energia cinética armazenada no rotor, reduzindo variações bruscas de frequência no sistema após a ocorrência de grandes perturbações. Em situações de elevada importação de energia pelo Sudeste e número reduzido de máquinas sincronizadas, coincidentes com indisponibilidade forçada ou programada de equipamentos para manutenção, a compensação síncrona pode prover maior flexibilidade para a operação do sistema, agregando maior confiabilidade ao Sistema Interligado Nacional.

Assim, apesar de ambas as tecnologias contribuírem para a mitigação do problema de falha de comutação, recomenda-se o uso de Compensadores Síncronos – CS para a compensação reativa variável das conversoras, por uma questão de mínimo custo de arrependimento, devido à perspectiva de aumento da ocorrência de cenários de inércia reduzida no Sistema Interligado Nacional, principalmente no horizonte de mais longo prazo.

Apresenta-se, a seguir, a lista de compensadores síncronos utilizados para atender os critérios do estudo em regime dinâmico e, em seguida, o seu desempenho nos principais eventos:

- 3 CS de -300/+300 Mvar, na SE 500 kV Graça Aranha;
- 3 CS de -300/+300 Mvar, na SE 500 kV Silvânia;

Tanto para os compensadores síncronos da SE Graça Aranha, quanto para os da SE Silvânia, o requisito de absorção de -300 Mvar, por equipamento, é uma ampliação do que foi identificado como necessidade em regime dinâmico, qual seja, -180 Mvar. Tal ampliação de 120 Mvar na capacidade de absorção dos equipamentos visa garantir maior disponibilidade de recurso de compensação reativa e, portanto, maior flexibilidade operativa para os patamares de carga leve e mínima, onde há maior ocorrência de sobretensões na rede CA.

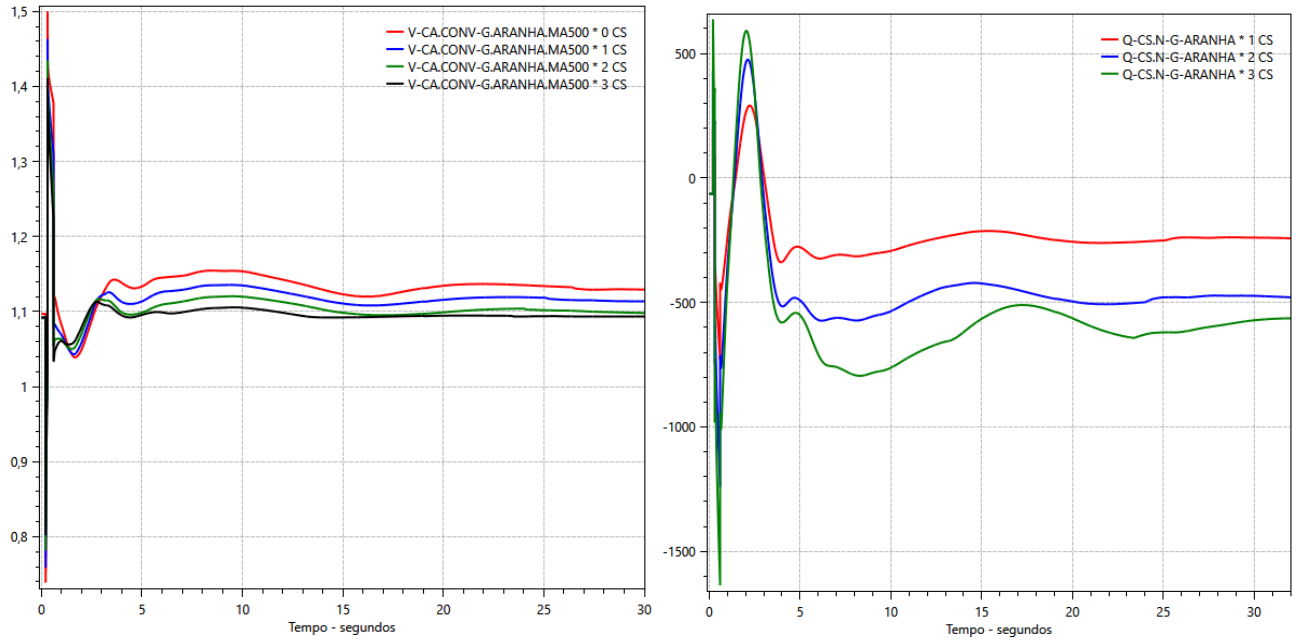
Dado que a necessidade de compensação reativa variável na faixa indutiva, em regime dinâmico, a ser provida pelos compensadores síncronos é de -180 Mvar, os 120Mvar adicionais para que se atinja a capacidade de absorção de -300 Mvar poderá ser provida por adição de equipamentos complementares como: reatores manobráveis com chaveamento rápido, sistema de excitação em quatro quadrantes ou outros para os quais seja demonstrada compatibilidade técnica da solução.

15.2.1 Compensação reativa na SE Graça Aranha

A subestação de Graça Aranha, com uma conversora de 5 GW, tem um papel relevante nos diversos cenários operativos, sendo exigido desta subestação, robustez e flexibilidade, que encontram respaldo na capacidade de curto-circuito e suporte de potência reativa dos compensadores síncronos.

Um evento importante para dimensionamento da compensação variável nesta subestação é o curto-circuito nos dois polos da linha de transmissão CC, seguido do bloqueio da conversora de Graça Aranha. Nesta perturbação, mesmo após o desligamento de todos os filtros desta subestação há necessidade de equipamentos que contribuam com o controle de tensão para evitar sobretensão na subestação de Graça Aranha.

Apresenta-se, na Figura 15-1, a tensão na SE Graça Aranha e a potência reativa fornecida pelos compensadores síncronos, considerando diferentes unidades de máquinas de -300/300 Mvar disponíveis. Para o controle de tensão após o bloqueio do bipolo, em regime permanente, é necessário a absorção de 480 Mvar. Observa-se, pelo desempenho apresentado, que o sistema necessita de 2 CS para manter a tensão em Graça Aranha na faixa operativa adequada, isto é, abaixo de 1,10 pu. Para este evento, a rede elétrica opera em condição segura mesmo na ausência de uma unidade de compensador síncrono.



(a) (b)

Figura 15-1 – Cenário 1 – (a) Tensão na SE Graça Aranha e (b) Potência reativa do CS de Graça Aranha – Bloqueio do bipolo Nordeste 1

A compensação variável em Graça Aranha tem papel relevante para possibilitar, também, a sobrecarga do bipolo Nordeste I, que pode ser aplicada, por exemplo, quando um dos bipolos de Xingu é bloqueado. A Figura 15-2 mostra que com 2 CS em Graça Aranha, é possível a aplicação de sobrecarga de 20% no bipolo Nordeste I, o que proporciona desempenho satisfatório para a rede elétrica no pós-falta. Demonstra-se assim, que mesmo na indisponibilidade de um compensador síncrono a conversora de Graça Aranha assume sobrecarga desejada de 20%.

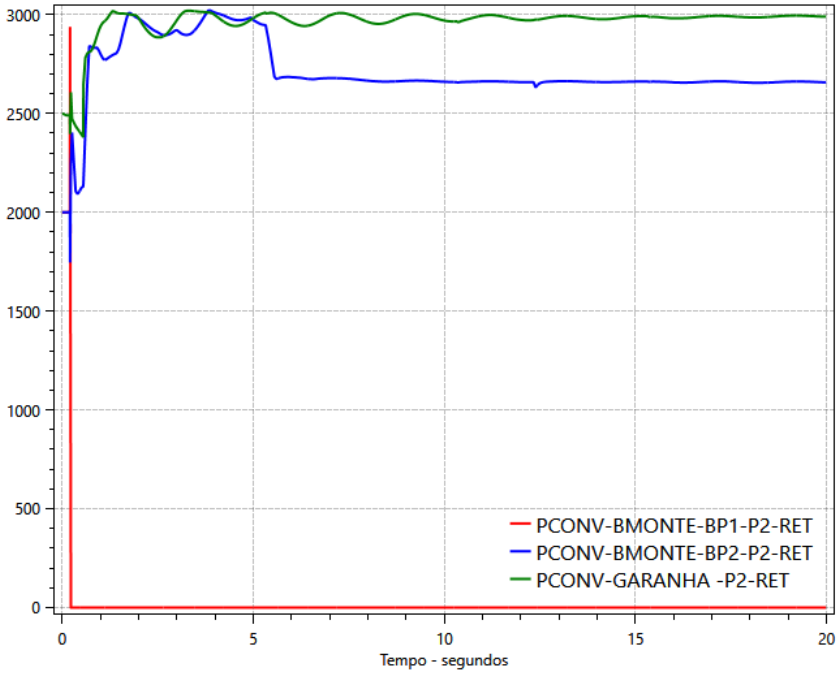
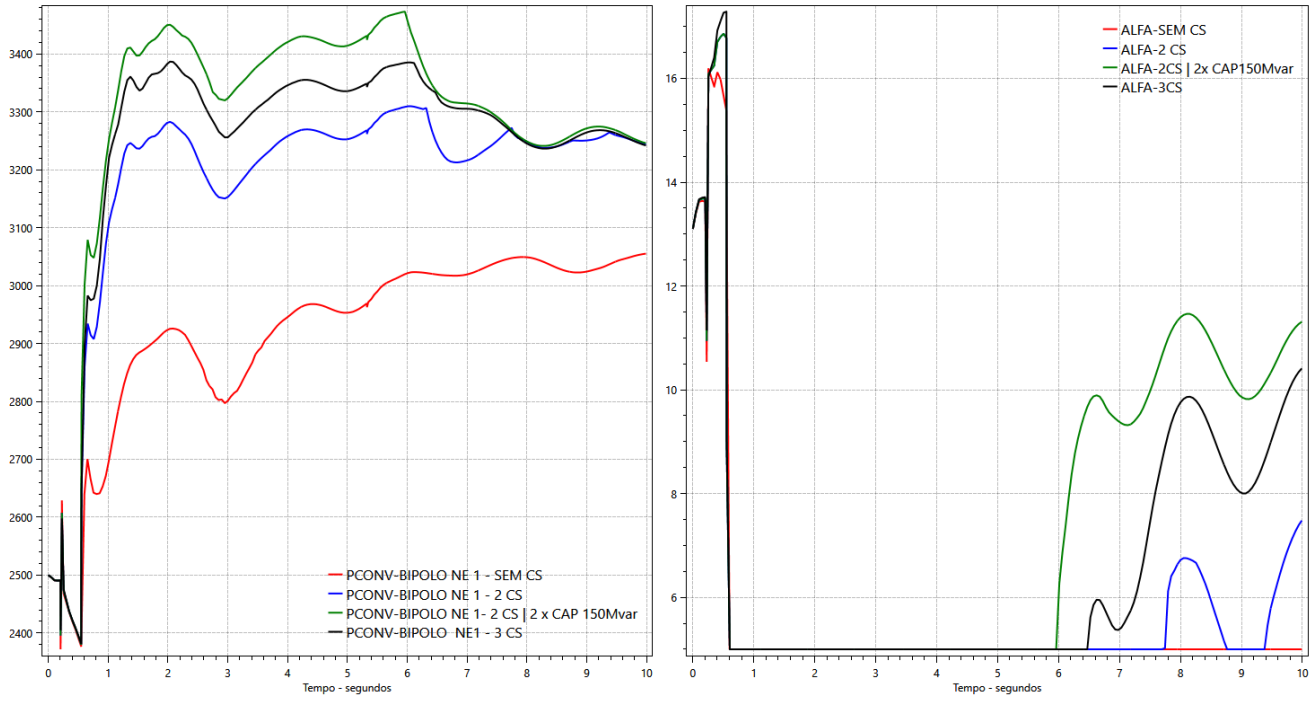


Figura 15-2 – Cenário 1 – Potência nos elos CCAT – Bloqueio do bipolo Xingu-Estreito

Ressalta-se que na mesma perturbação apresentada acima, de bloqueio do bipolo Xingu-Estreito, não seria possível que o bipolo Xingu - Terminal Rio e o bipolo Nordeste I assumissem 50% de sobrecarga de curta duração, simultaneamente.

Demonstra-se essa dificuldade a partir da Figura 15-3, que apresenta a potência ativa e o ângulo alfa da retificadora do bipolo Nordeste I. Observa-se que mesmo adicionando um terceiro CS na SE Graça Aranha, a conversora não atingiria valores de sobrecarga da ordem de 50%. Mostra-se também, que o investimento em compensação reativa manobrável, de chaveamento rápido, poderia ser uma maneira efetiva de robustecer a tomada rápida de sobrecarga pelo bipolo.

Como durante o referido evento, a sobrecarga simultânea de 50% nos dois bipolos, Xingu - Terminal Rio e Nordeste 1, não se mostrou necessária para que os critérios de desempenho preconizados para o sistema elétrico fossem atendidos, considera-se uma decisão economicamente racional limitar a capacidade de sobrecarga do bipolo Nordeste I em 20%, nessas condições, ao invés de investir em recursos majorados de compensação reativa adicional, para se atingir sobrecargas mais elevadas.



(a) **(b)**

Figura 15-3 – Cenário 1 – (a) Potência e (b) ângulo alfa da retificadora bipolo Graça Aranha – Bloqueio bipolo Xingu-Estreito

Após o bloqueio do bipolo Xingu-Estreito, avaliou-se o desempenho do bipolo Nordeste I, com aplicação de sobrecarga de 20%, utilizando o recurso de chaveamento rápido de 3 capacitores de 210 Mvar na SE Silvânia, em dois casos diferentes: com 2 CS e com 3 CS na SE Graça Aranha.

Observa-se, na Figura 15-4, que nos casos com 2 CS ou 3 CS, o elo CCAT Graça Aranha-Silvânia apresenta desempenho semelhante, sendo ligeiramente superior com 3 CS.

Desta forma, recomenda-se, também, que seja prevista a capacidade de chaveamento rápido de capacitores e filtros para que as conversoras possam ter possibilidade de operar com a sobrecarga desejada.

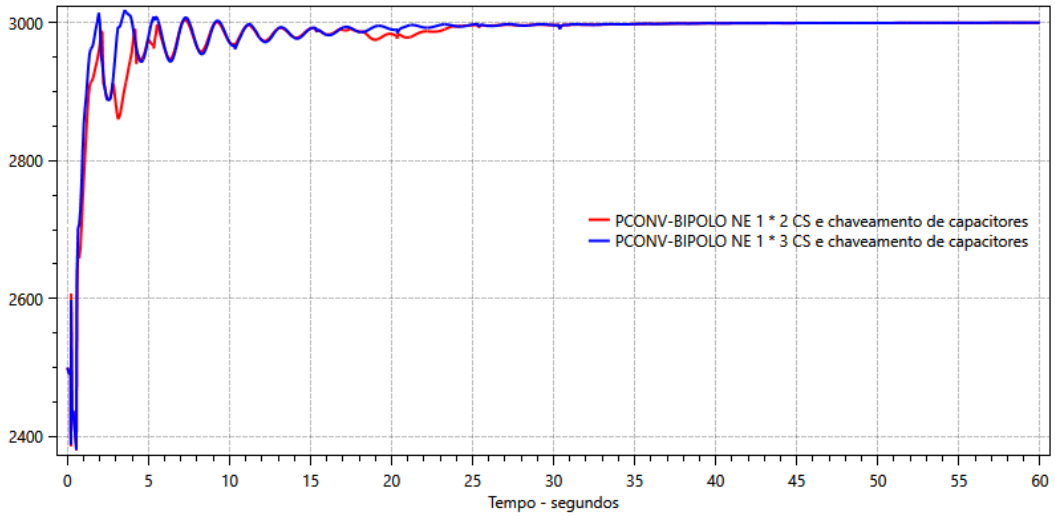


Figura 15-4 – Cenário 1 – Potência no bipolo Nordeste I – Bloqueio do bipolo Xingu-Estreito

Por fim, conclui-se que o bloqueio de polo é uma contingência pouco severa para o sistema. Observa-se, na Figura 15-5, que o polo são é capaz de assumir 50% de sobrecarga de curta duração e, na sequência, 20% de sobrecarga de longa duração, sem necessidade de sobredimensionamento da compensação reativa adotada como referência.

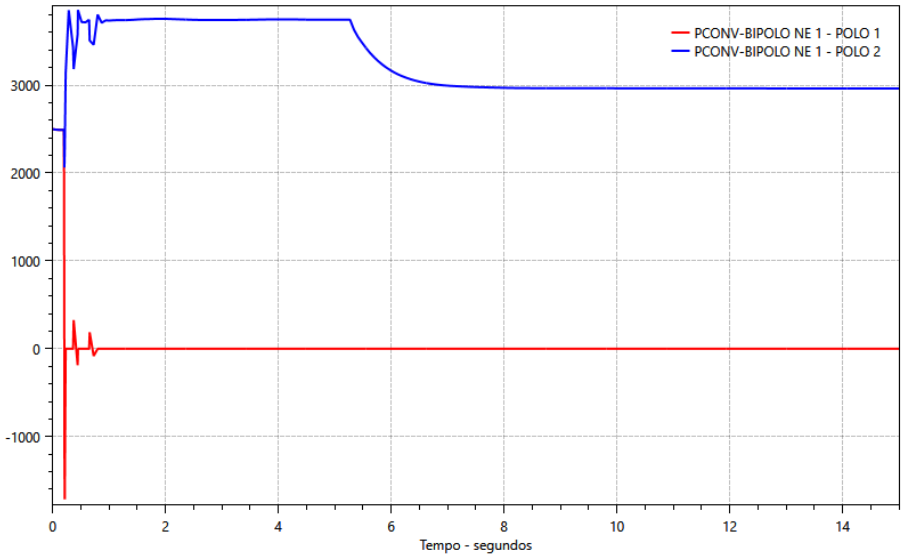
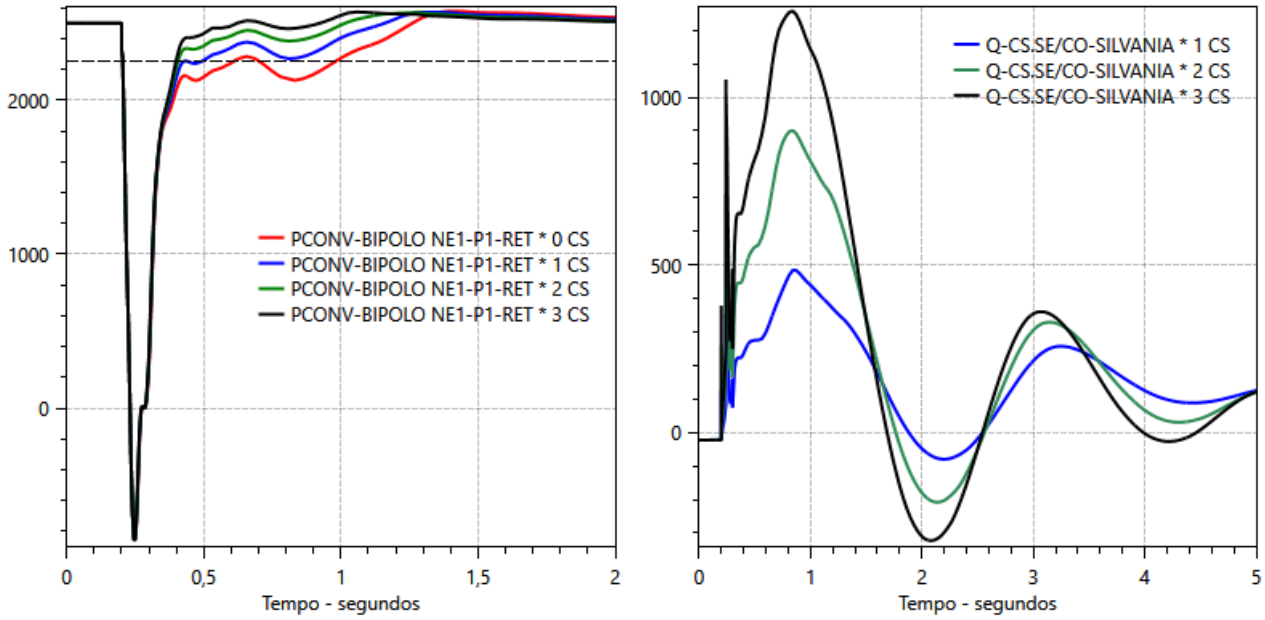


Figura 15-5 – Cenário 1 – Potência nos polos da retificadora bipolo Nordeste I – Bloqueio do polo

15.2.2 Compensação reativa na SE Silvânia

O suporte de potência reativa na subestação conversora de Silvânia impacta diretamente no tempo de recuperação da potência do elo CCAT após faltas. Considera-se que houve a recuperação de potência quando a conversora atinge 90% de sua potência pré-falta, após a eliminação do defeito.

Observa-se, na Figura 15-6, que após aplicação de curto-circuito monofásico na SE Araraquara 2 e ocorrência de falha de comutação no bipolo Nordeste I, o tempo de recuperação da conversora de Silvânia é da ordem de 98ms, quando se considera 3 CS nessa subestação, atendendo a premissa de tempo de recuperação de até 250ms adotada neste estudo. Observa-se, também nesta figura, que a potência reativa injetada pelos compensadores síncronos de Silvânia aumenta com o número de unidades e permite que a conversora alcance a potência nominal em tempo reduzido, implicando em melhor performance do Sistema Interligado Nacional.



(a) **(b)**

Figura 15-6 – Cenário 1 – (a) Potência ativa no bipolo Nordeste I (b) Potência reativa dos CS em Silvânia – Curto-circuito monofásico Araraquara2

Outra forma de demonstrar o benefício que a compensação reativa de Silvânia tem sobre o SIN se dá pelo desempenho de subestações importantes, como a SE Terminal Rio. A partir da Figura 15-7, pode-se demonstrar que o critério de primeiro afundamento de tensão seria adequadamente atendido com a configuração de 3 CS na SE Silvânia.

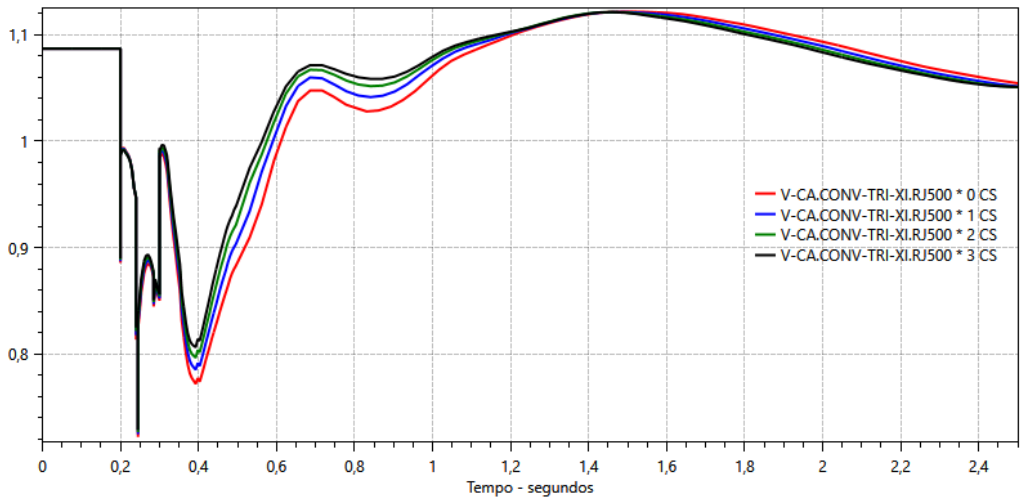


Figura 15-7– Cenário 1 - Tensão na SE Terminal Rio – Curto-circuito monofásico Araraquara2

15.3 Análise de desempenho na configuração de referência - Configuração I.A

Apresenta-se a seguir o desempenho do Sistema Interligado Nacional, em regime dinâmico, considerando apenas as obras determinativas, isto é, o bipolo Nordeste I e os reforços em corrente alternada nos terminais retificador e inversor.

Não são considerados os reforços indicativos, em virtude dos menores valores de exportação simultânea pela região Norte/Nordeste, dado que as usinas termelétricas indicativas alocadas nessa região são consideradas 100% flexíveis, nesta configuração, podendo seu despacho ser recolhido em cenários de abundância de oferta de geração hidráulica, eólica e solar simultâneas no Norte/Nordeste.

15.3.1 Desempenho Dinâmico no Cenário 1 – Carga Média

Este cenário tem como principal característica um elevado fluxo de potência nas interligações Norte/Nordeste ➔ Sudeste/Centro-Oeste e Sudeste/Centro-Oeste ➔ Sul.

A máxima exportação total de potência pelo Norte/Nordeste nessa configuração foi de 26,6 GW e o fator limitante, neste cenário, é o afundamento de tensão nos sistemas São Paulo e Rio de Janeiro, durante faltas que provocam falhas de comutação simultânea em todos os elos CCAT.

15.3.1.1 Bloqueio de polo

Na ocorrência de bloqueio de um polo do elo CCAT Nordeste 1, o polo são deve assumir uma sobrecarga de curta duração de 50% e uma sobrecarga de longa duração de 20%, conforme Figura 15-8.

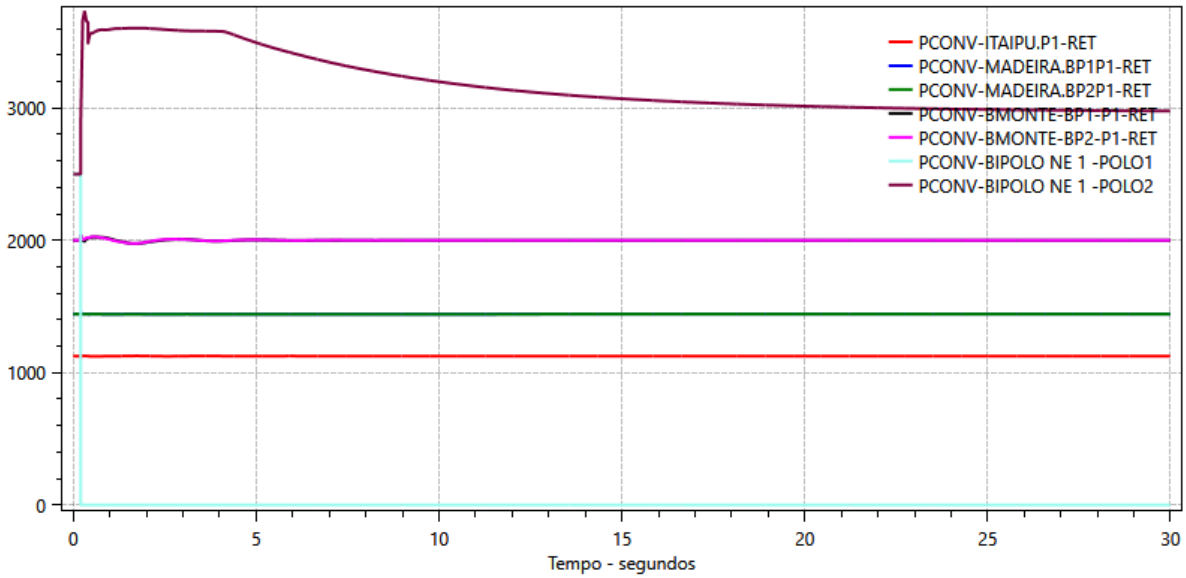


Figura 15-8 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Bloqueio de Polo do Bipolo Nordeste I

A sobrecarga no polo são é suficiente para evitar grande afundamento de tensão nas subestações das interligações regionais, conforme pode ser observado na Figura 15-9.

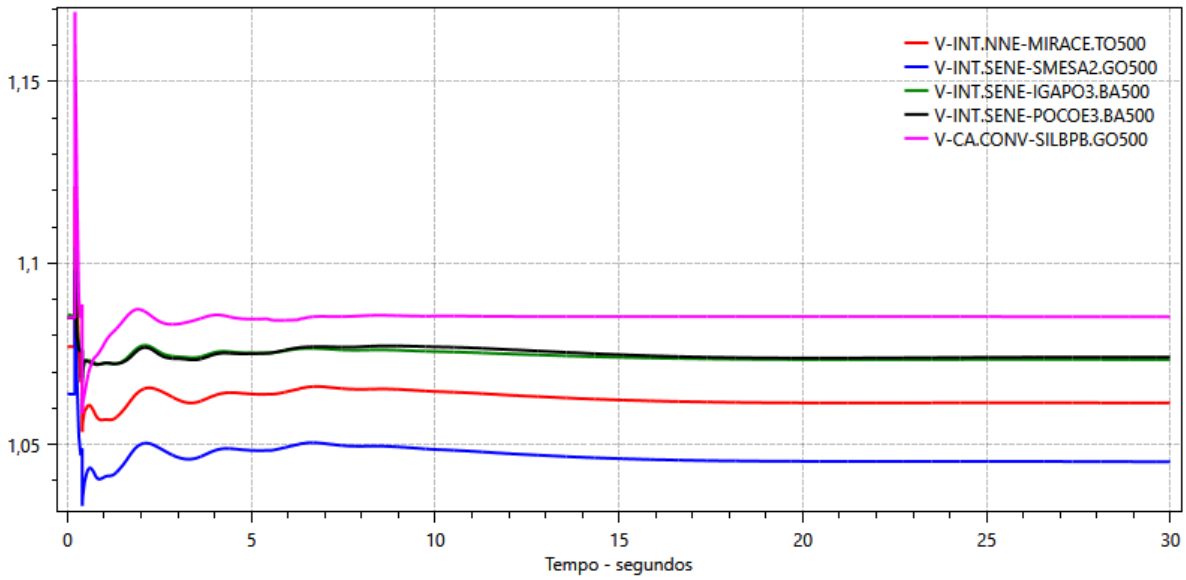


Figura 15-9– Cenário 1 - Tensão nas barras da interligação NNE-SE após bloqueio de polo do Bipolo Nordeste I

15.3.1.2 Bloqueio de bipolo

Após o bloqueio do bipolo Nordeste I, nenhuma ação especial de proteção foi requerida para que o Sistema Interligado Nacional permanecesse estável e atendesse aos critérios de segurança operativa. A Figura 15-10 apresenta a potência dos elos CCAT do SIN.

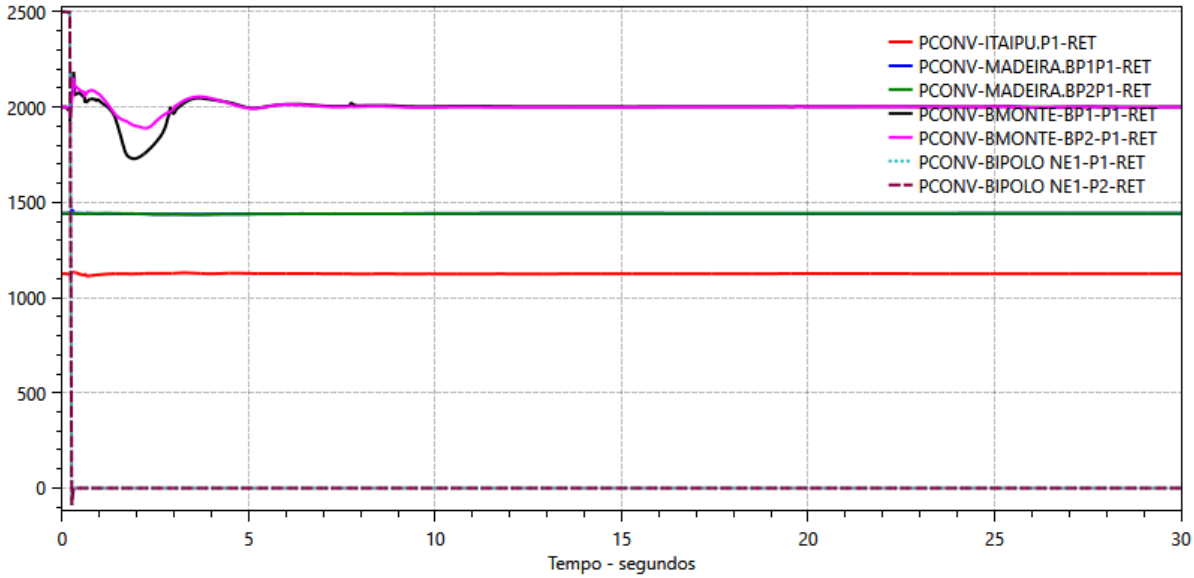


Figura 15-10 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Bloqueio do bipolo Nordeste I

Observa-se, na Figura 15-11, que o perfil de tensão nas subestações conversoras da região Sudeste mantém-se em níveis seguros de operação. Contudo, devido ao aumento do fluxo nas interligações CA, paralelas ao bipolo Nordeste I, a tensão em algumas subestações, como Serra da Mesa 2, se estabiliza em níveis ligeiramente inferiores a 1.0 pu. A seguir são apresentadas possíveis soluções para melhorar este desempenho.

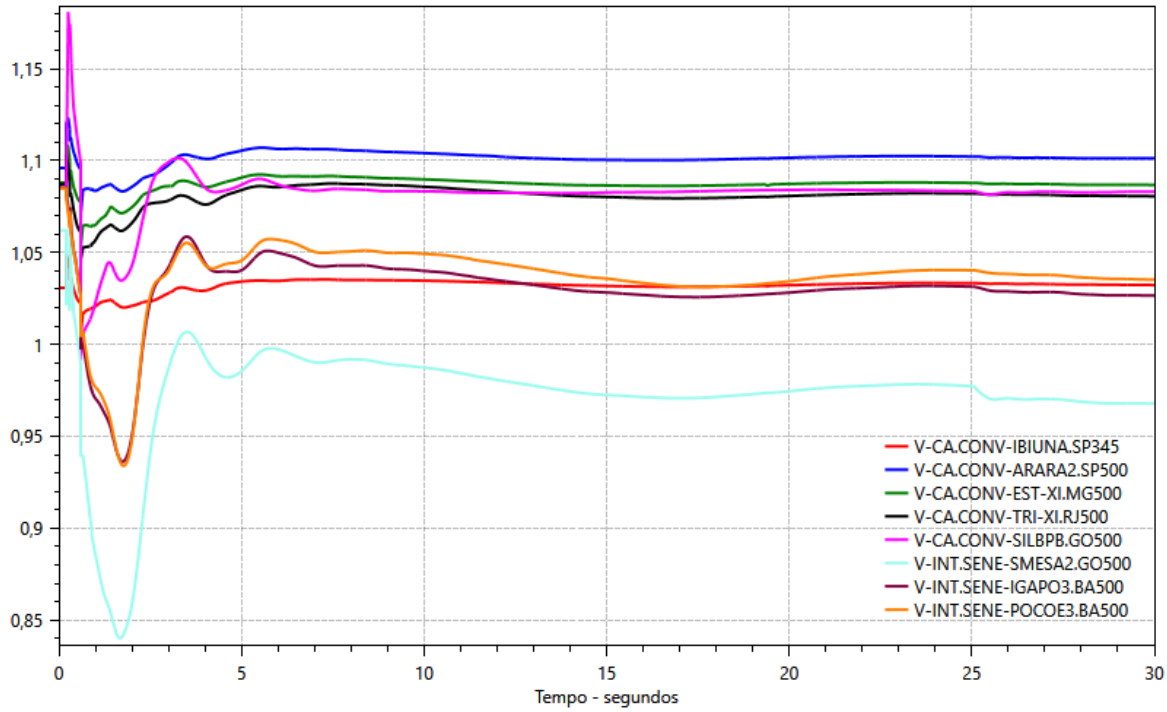


Figura 15-11– Cenário 1 - Tensão nas barras da interligação NNE-SE após bloqueio bipolo Nordeste I

Duas soluções para melhorar o perfil de tensão na SE Serra da Mesa 2 seriam: sobrecarga no bipolo Xingu-Estreito ou corte de máquinas na UHE Tucuruí. A Figura 15-12 apresenta a potência nos elos

CCAT e a Figura 15-13 demonstra melhora do perfil de tensão da SE Serra Mesa 2, após aplicação de sobrecarga no bipolo Xingu – Estreito. Neste caso, a tensão em Serra da Mesa estabiliza acima de 1.0 pu.

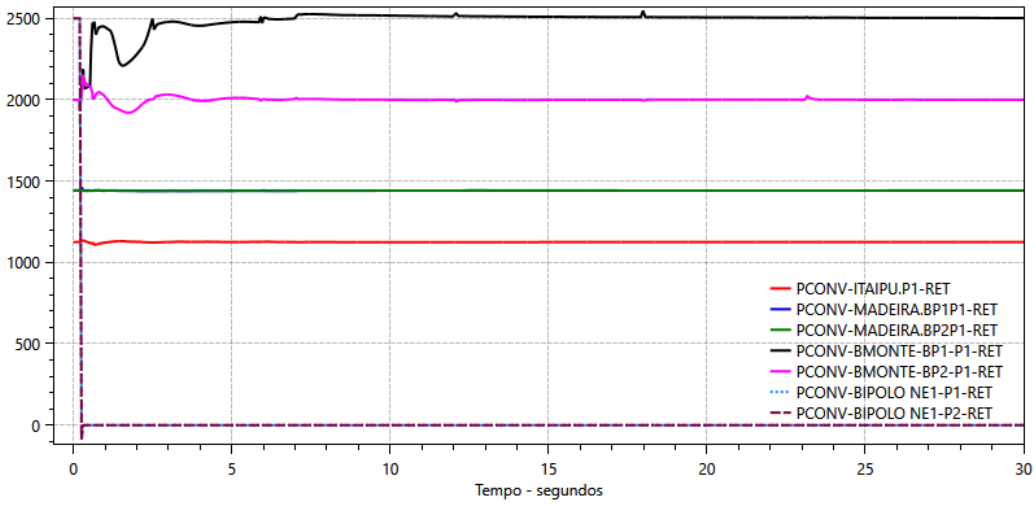


Figura 15-12 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Bloqueio do bipolo Nordeste I – sobrecarga bipolo Xingu-Estreito

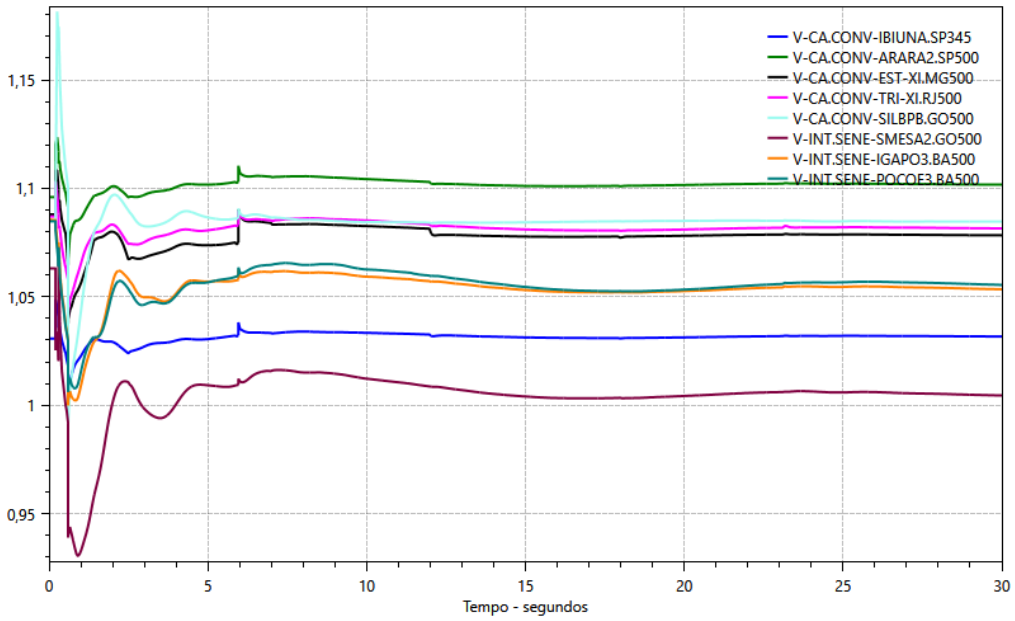


Figura 15-13– Cenário 1 - Tensão nas barras conversoras e da interligação CA após bloqueio do bipolo Nordeste 1– seguido de sobrecarga do bipolo Xingu-Estreito

15.3.1.3 Falha de Comutação Simultânea

Nas análises de desempenho dinâmico, o curto-circuito monofásico da SE 500 kV Araraquara, seguido da abertura da LT 500 kV Araraquara – Itatiba, apresentou-se como a falta mais crítica, em que todos os elos CCAT falharam simultaneamente.

Apesar da interrupção de potência momentânea nos elos CCAT, o SIN suportou essa perturbação, permitindo que estes troncos em corrente contínua recuperassem sua potência ao mesmo nível anterior

ao curto-circuito, conforme se observa na Figura 15-14. Neste caso o bipolo Nordeste I recuperou-se em 170 ms.

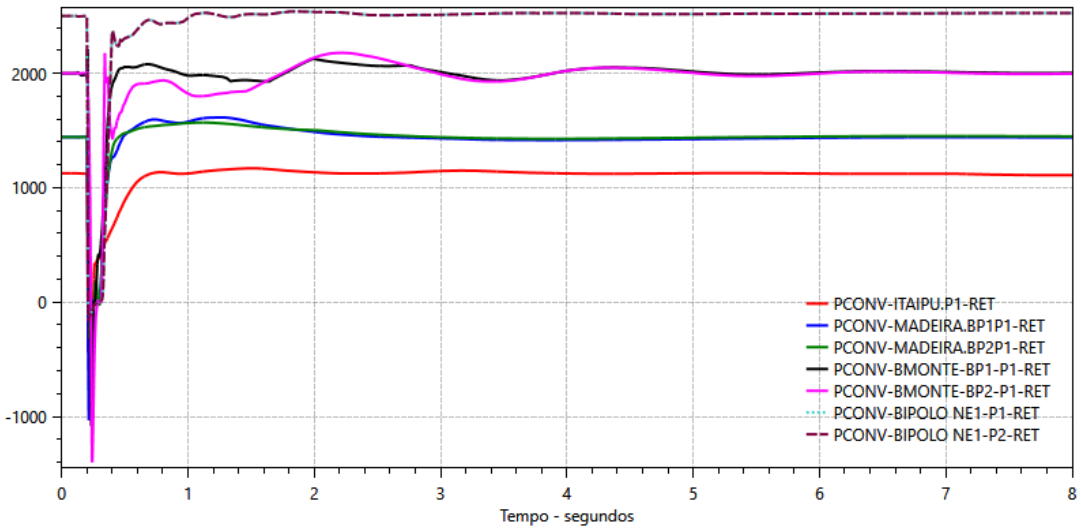


Figura 15-14 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Araraquara2 seguido de abertura da LT Araraquara - Itatiba

Na Figura 15-15 é apresentado o perfil de tensão nas subestações conversoras da região Sudeste e outras subestações das interligações CA. O maior afundamento de tensão, após a eliminação da falta, ocorreu na SE Terminal Rio, atingindo 0.83 pu.

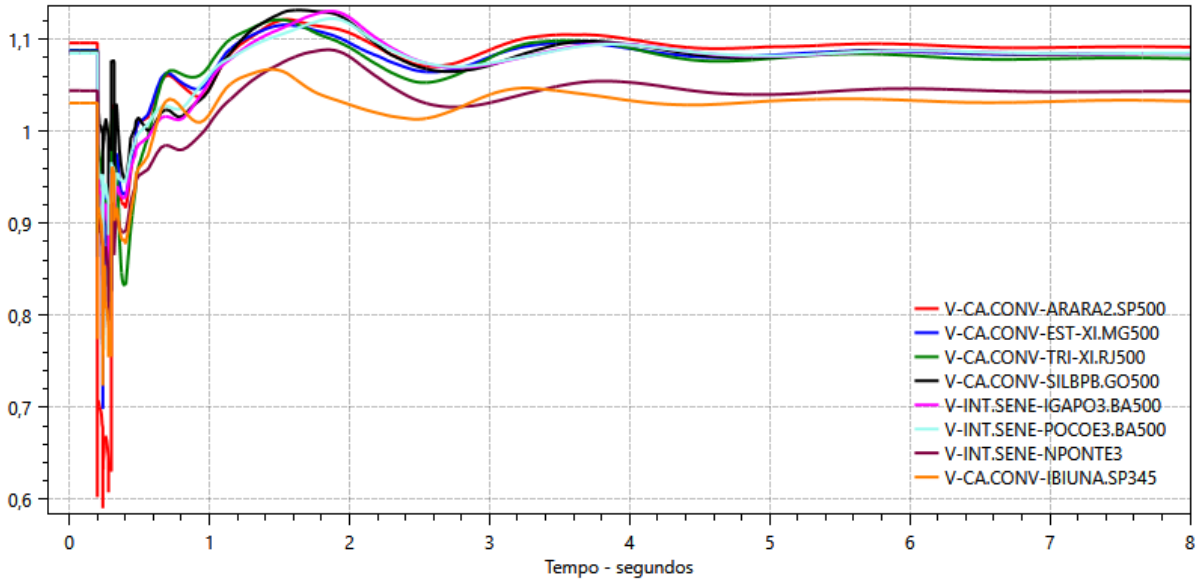


Figura 15-15– Cenário 1 - Tensão nas barras conversoras e da interligação CA – Curto-circuito Monofásico em Araraquara 2 seguido de abertura da LT Araraquara - Itatiba

Outra falta relevante para o estudo diz respeito ao curto-circuito monofásico na SE Silvânia, provocando falha de comutação na conversora desta subestação, mas não em todas as demais. A Figura 15-16

mostra que apenas o bipolo Graça Aranha - Silvânia e o bipolo 1 do Madeira sofreram falha de comutação.

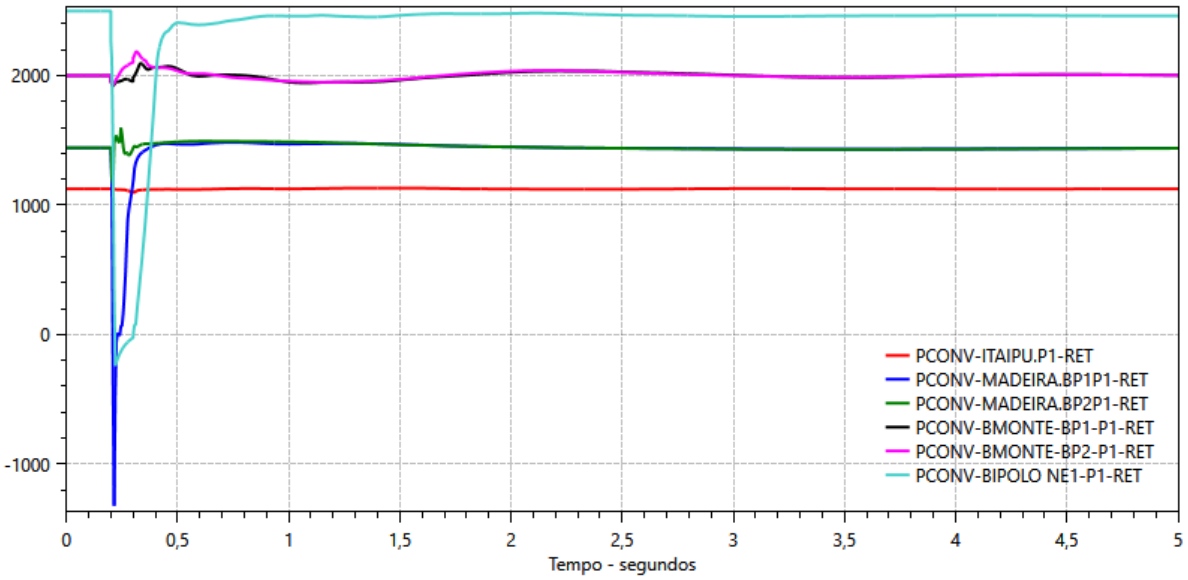


Figura 15-16 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Silvânia

Para assegurar que o Sistema interligado Nacional suportaria uma eventual falha de comutação simultânea em todos os elos CCAT, durante um curto-circuito monofásico em Silvânia, aplicou-se, por conservadorismo, falha de comutação forçada em todos os elos (ver Figura 15-17) e, ainda assim, comprovou-se a estabilidade de tensão do SIN, como pode ser observado na Figura 15-18.

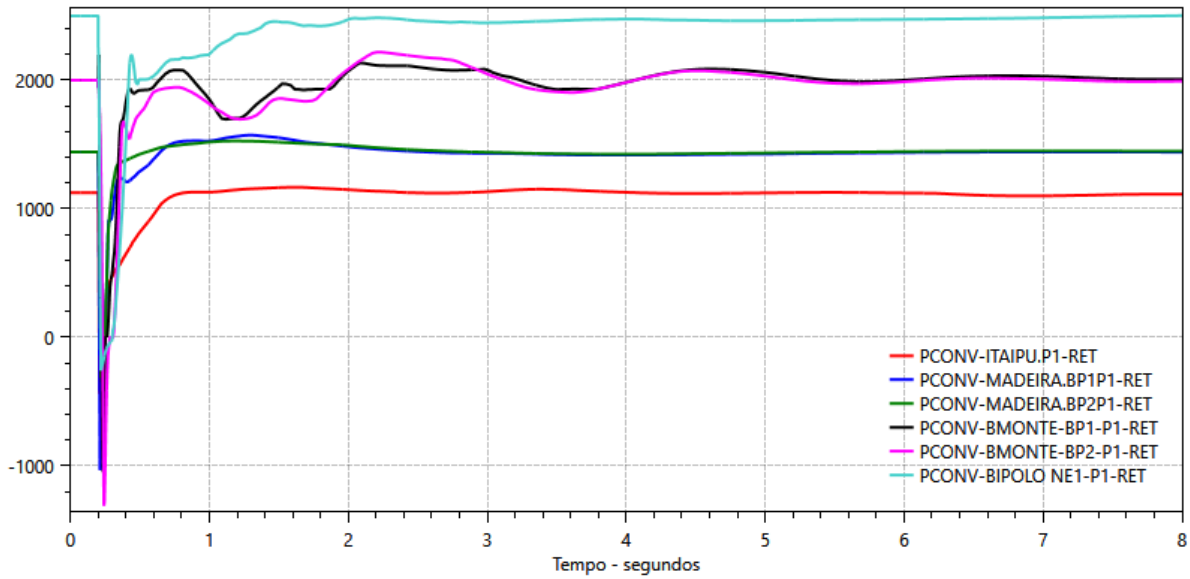


Figura 15-17 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Silvânia com falha de comutação forçada em todos elos CCAT

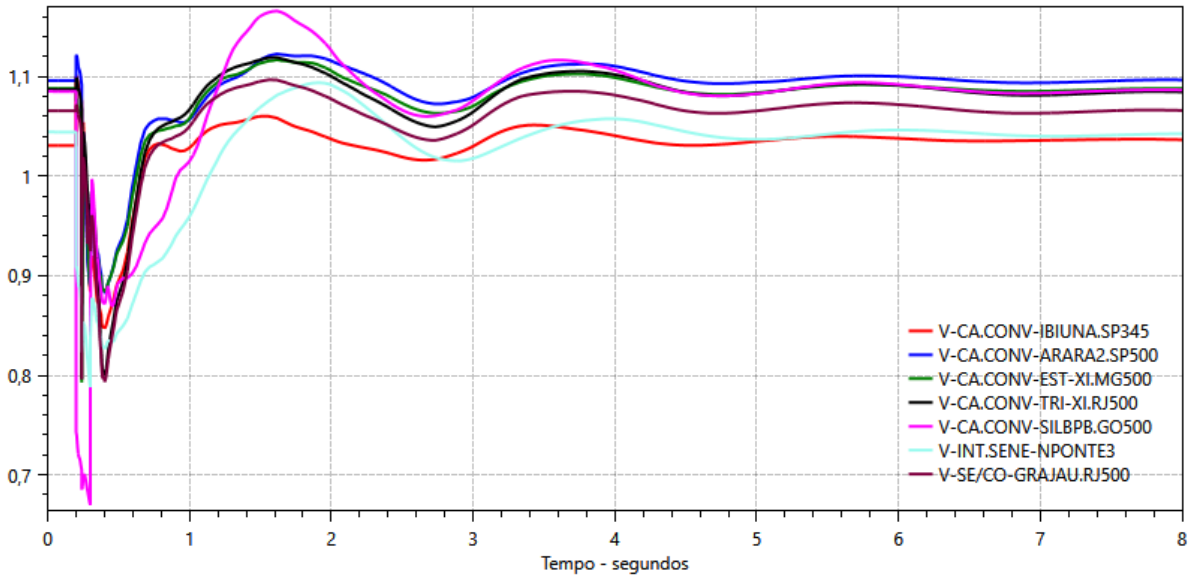


Figura 15-18– Cenário 1 - Tensão nas barras conversoras e da interligação CA – Curto-circuito Monofásico em Silvânia com falha de comutação forçada em todos elos CCAT

15.3.2 Desempenho Dinâmico no Cenário 2 – Carga Média

Este cenário, que ocorre predominantemente no período seco, tem como principal característica um elevado fluxo de potência nas interligações do Nordeste, quando a exportação dessa região atinge o montante de 25 GW. Deste montante exportado, 6 GW são orientados à região Norte, 14 GW fluem pela interligação CA Nordeste-Sudeste e 5 GW são escoados pelo bipolo Nordeste I.

O fator limitante de exportação da região Nordeste, neste cenário, foi perda da LT 500 kV Olindina-Sapeaçu ou a perda da LT 500 kV Camaçari IV-Sapeaçu.

15.3.2.1 Bloqueio de polo

Na ocorrência de bloqueio de um polo do elo CCAT Nordeste 1, o polo são deve assumir uma sobrecarga de curta duração de 50% e uma sobrecarga de longa duração de 20%, conforme Figura 15-19.

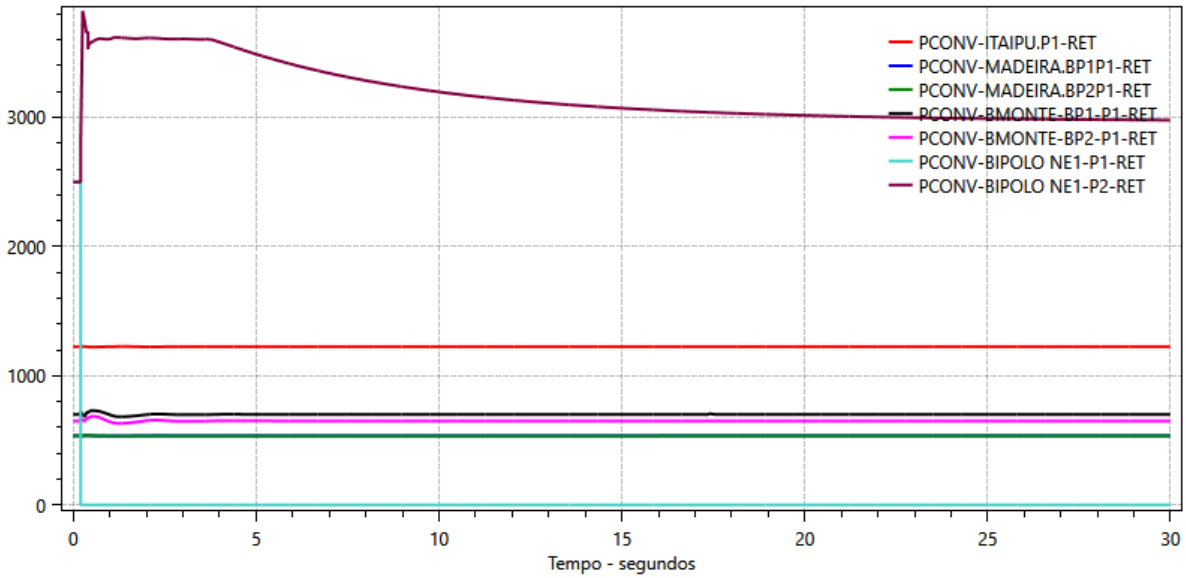


Figura 15-19 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Bloqueio de Polo do Bipolo Nordeste I

A sobrecarga no polo é suficiente para evitar grande afundamento de tensão nas subestações das interligações regionais, conforme pode ser observado na Figura 15-20.

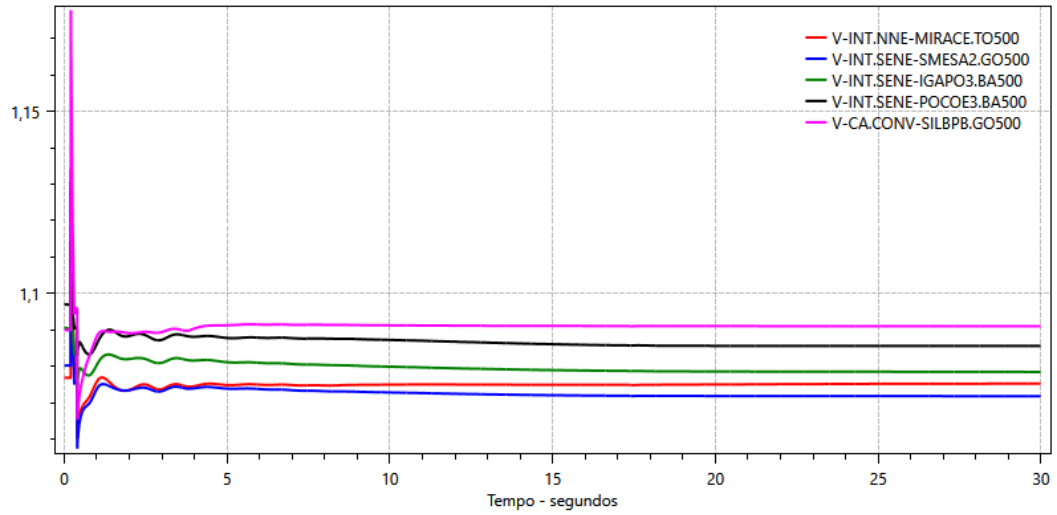


Figura 15-20– Cenário 1 - Tensão nas barras da interligação NNE-SE após bloqueio de polo do Bipolo Nordeste 1

15.3.2.2 Bloqueio de bipolo

Após o bloqueio do bipolo Nordeste I, nenhuma ação especial de proteção foi requerida para que o Sistema Interligado Nacional permanecesse estável e atendesse aos critérios de segurança operativa. A Figura 15-21 apresenta a potência dos elos CCAT do SIN.

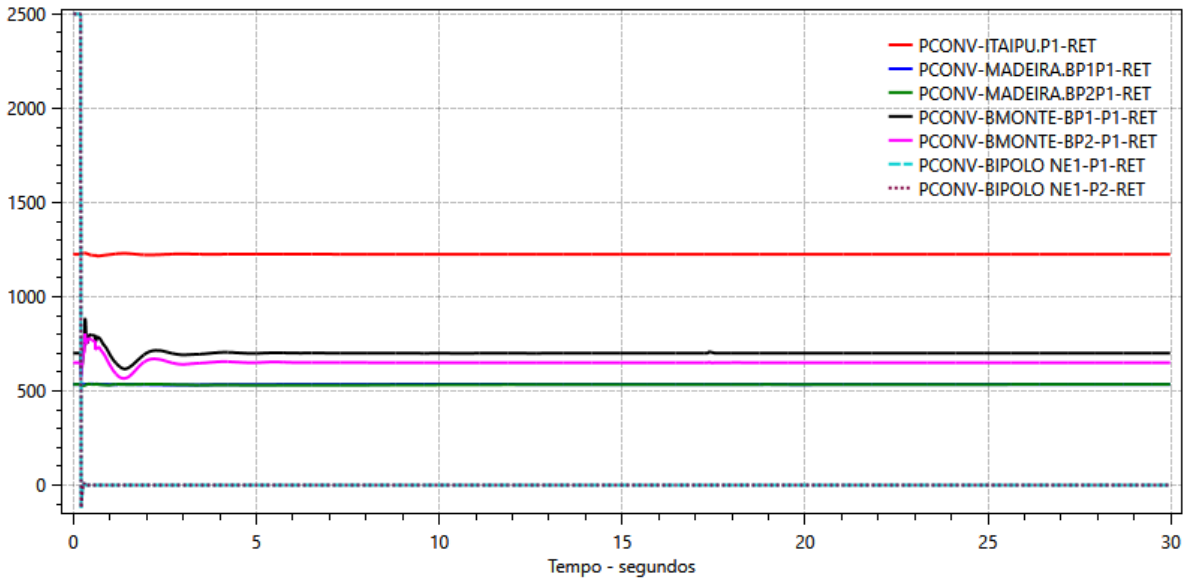


Figura 15-21 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Bloqueio do bipolo Nordeste I

Observa-se, na Figura 15-22, que o perfil de tensão nas subestações conversoras da região Sudeste mantém-se em níveis seguros de operação, mesmo sem esquemas especiais de proteção. Não se dispensa, contudo, a possibilidade de usar a capacidade dos elos CCAT de Xingu como recurso para absorver parte da energia rejeitada pelo bipolo Nordeste I e aumentar a margem de estabilidade operativa.

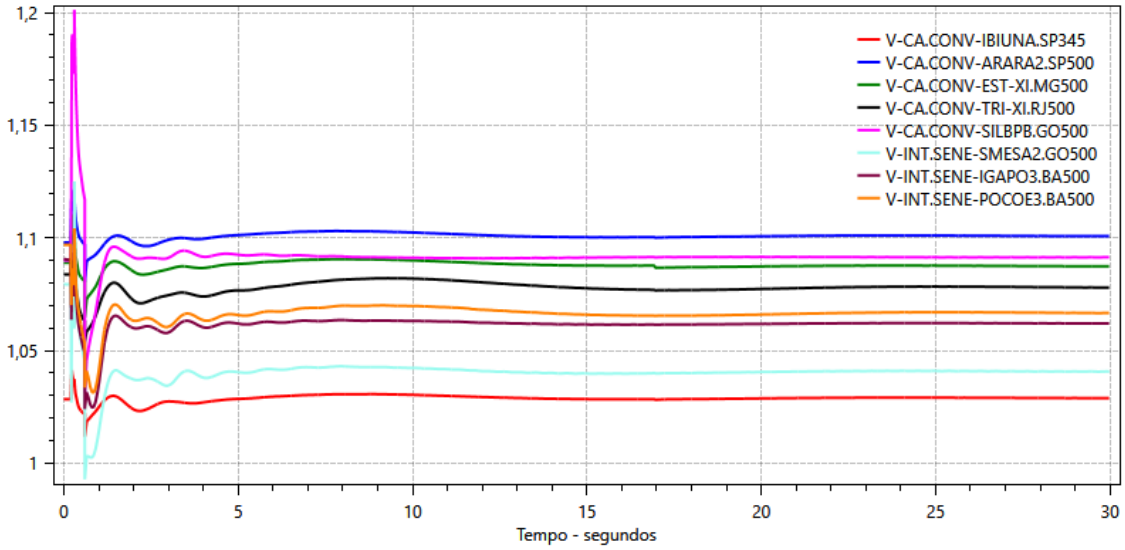


Figura 15-22– Cenário 1 - Tensão nas barras conversoras e da interligação NNE-SE após bloqueio bipolo Nordeste I

15.3.2.3 Falha de Comutação Simultânea

No cenário seco, o curto-circuito monofásico na SE 500 kV Araraquara, seguido da abertura de linha LT 500 kV Araraquara – Itatiba, também se apresentou como a falta mais crítica, em que todos os elos CCAT falharam simultaneamente. Neste cenário, as falhas simultâneas das conversoras têm menor

severidade, quando comparado ao evento quando ocorrido no cenário úmido, já que, nesta estação do ano há menos disponibilidade energética nas usinas hidráulicas da região Norte do país e consequentemente, menor fluxo nos troncos de corrente contínua.

Apesar da interrupção de potência momentânea nos elos CCAT, o SIN suportou essa perturbação, permitindo que os troncos em corrente contínua recuperassem sua potência ao mesmo nível anterior ao curto-circuito, conforme se observa na Figura 15-23. Neste caso, o bipolo Nordeste I recuperou-se em 150 ms.

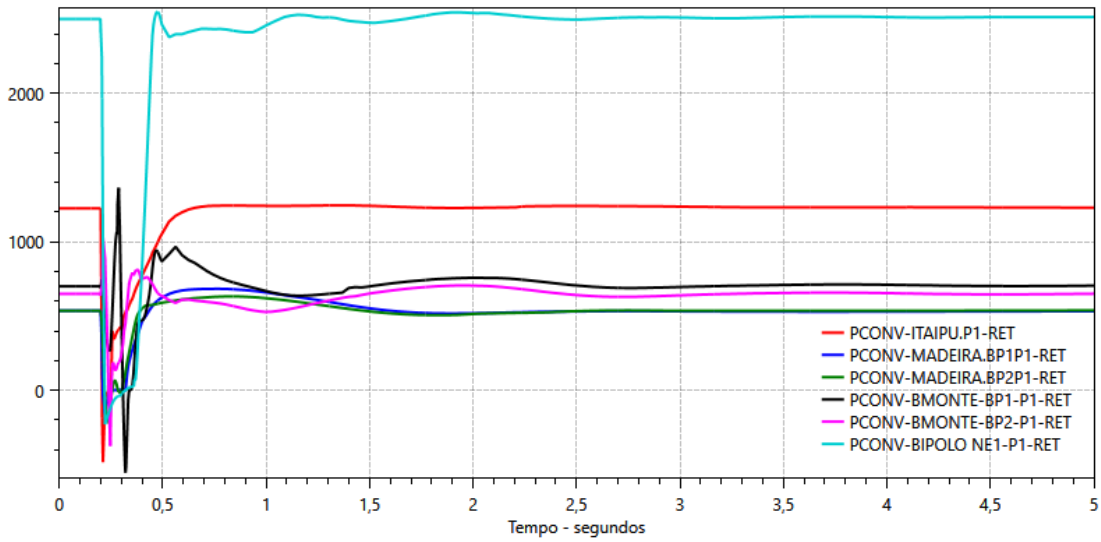


Figura 15-23 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Araraquara2

Na Figura 15-24 é apresentado o perfil de tensão nas subestações conversoras da região Sudeste e outras subestações das interligações CA. O maior afundamento de tensão, após a eliminação da falta, ocorreu na SE 500 kV Fernão Dias, atingindo 0.90 pu.

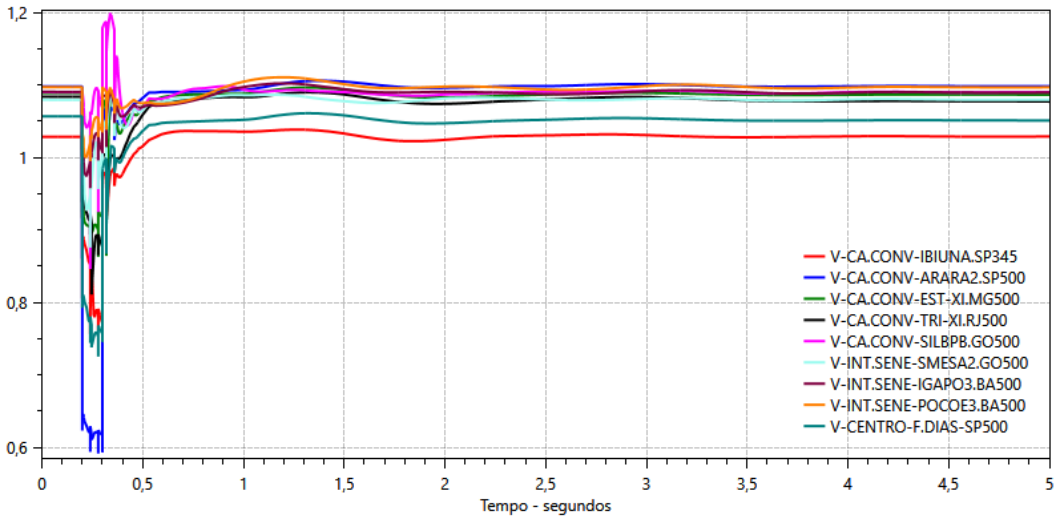


Figura 15-24– Cenário 1 - Tensão nas barras conversoras e da interligação CA – Curto-circuito Monofásico em Araraquara2

Neste cenário, o bipolo Nordeste I é o de maior relevância, visto que está operando com potência nominal. O curto-circuito monofásico na SE Silvânia provoca falha de comutação apenas na conversora desta subestação, como pode ser observado na Figura 15-25.

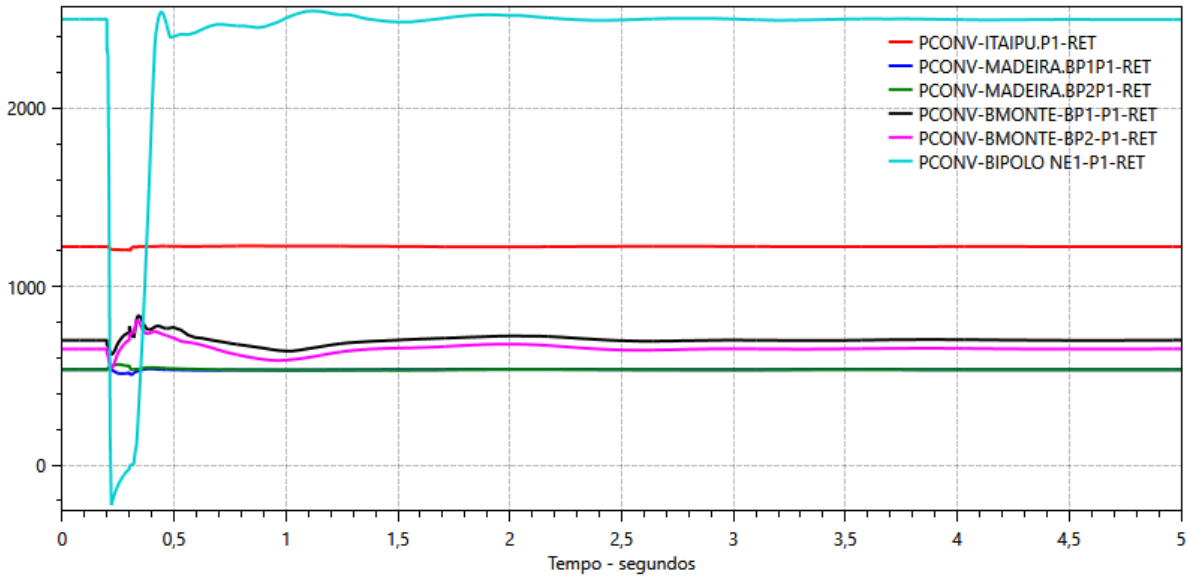


Figura 15-25 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Silvânia

Para assegurar que o Sistema interligado Nacional suportaria uma eventual falha de comutação simultânea em todos os elos CCAT, durante um curto-circuito monofásico em Silvânia, aplicou-se, por conservadorismo, falhas de comutação forçadas em todos os elos (ver

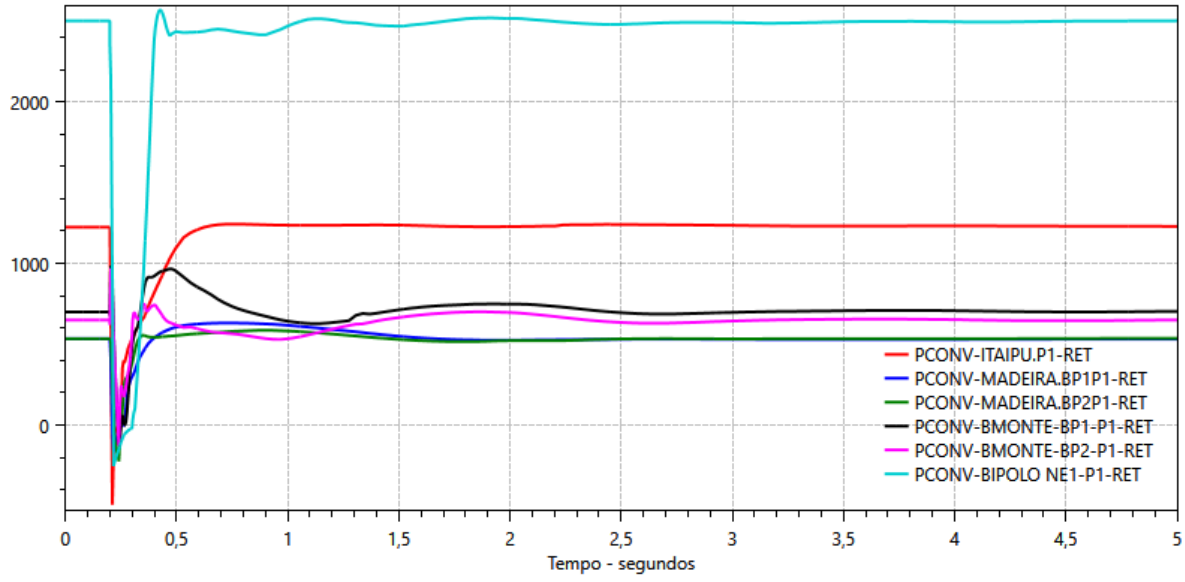


Figura 15-26) e comprovou-se a estabilidade de tensão do SIN, como pode ser observado na Figura 15-27.

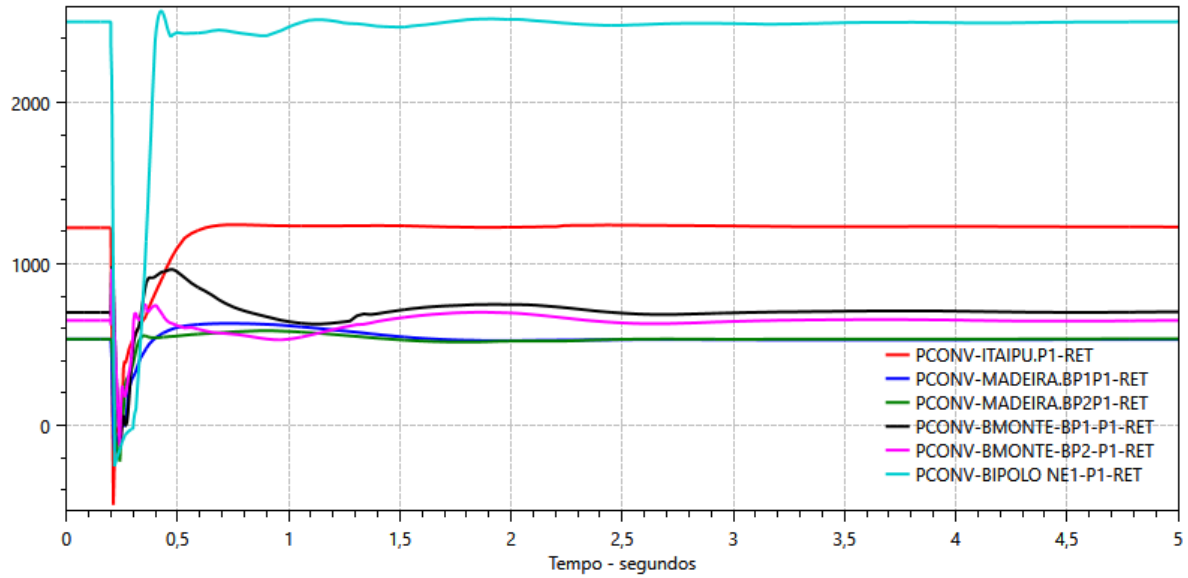


Figura 15-26 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Silvânia com falha de comutação forçada em todos elos CCAT

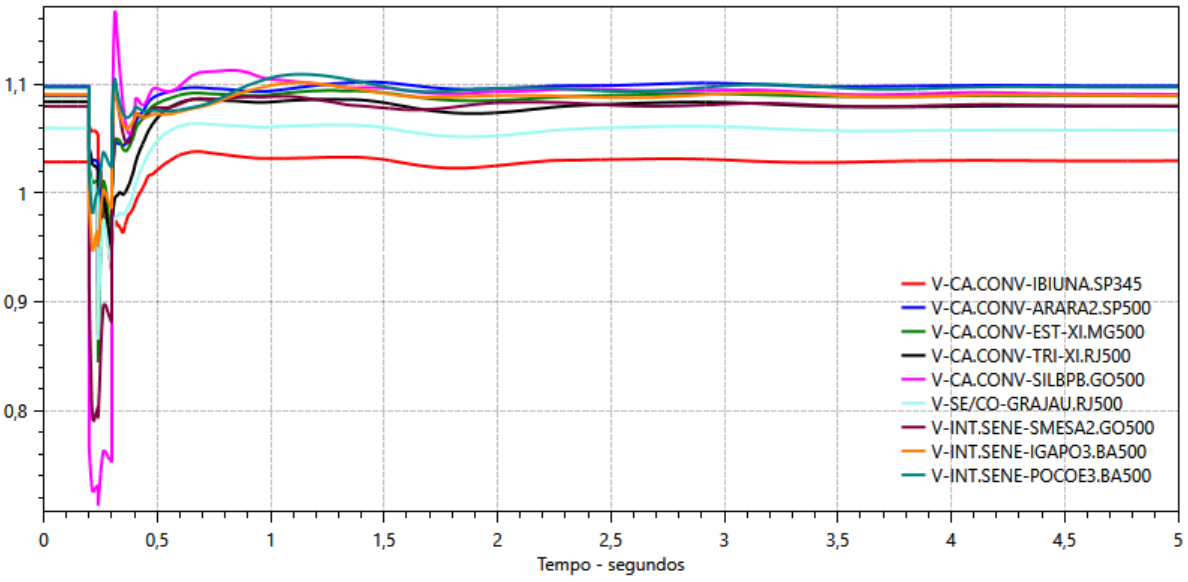


Figura 15-27– Cenário 1 - Tensão nas barras conversoras e da interligação CA – Curto-circuito Monofásico em Silvânia com falha de comutação forçada em todos os elos CCAT

15.3.3 Desempenho Dinâmico no Cenário 1 – Carga Leve

Os cenários 1 e 2 no patamar de carga média, apresentados anteriormente, tem como fatores limitantes o desempenho elétrico da rede de transmissão.

No patamar de carga leve, entretanto, o fator limitante para a máxima exportação de energia pela região Norte/Nordeste está relacionado à impossibilidade de alocação dos excedentes de energia desta região na carga dos demais subsistemas.

Considerando que a disponibilidade energética de fontes variáveis da região Norte/Nodeste é elevada em todo o período do dia, no patamar de carga leve, encontra-se dificuldade em alocar todo o potencial de energia desta região no SIN. Este problema ocorre mesmo modulando toda a geração hidráulica das regiões Sul e Sudeste para os seus valores mínimos e despachando somente as usinas termelétricas inflexíveis.

Desta forma, este cenário úmido no patamar de carga leve tem como principal característica a reduzida inércia das regiões Sul e Sudeste, que operam com número reduzido de máquinas sincronizadas, em função da elevada importação de potência do Norte/Nordeste.

Se no patamar de carga média foi possível exportar 26.600 MW pela região Norte/Nordeste, no patamar de carga leve a exportação máxima é de 20.000 MW, de acordo com a necessidade da carga e não por limitação da rede de transmissão.

15.3.3.1 Bloqueio de bipolo

Após o bloqueio do bipolo Nordeste I, nenhuma ação especial de proteção foi requerida para que o Sistema Interligado Nacional permanecesse estável e atendesse aos critérios de segurança operativa. A Figura 15-28 apresenta a potência dos elos CCAT do SIN.

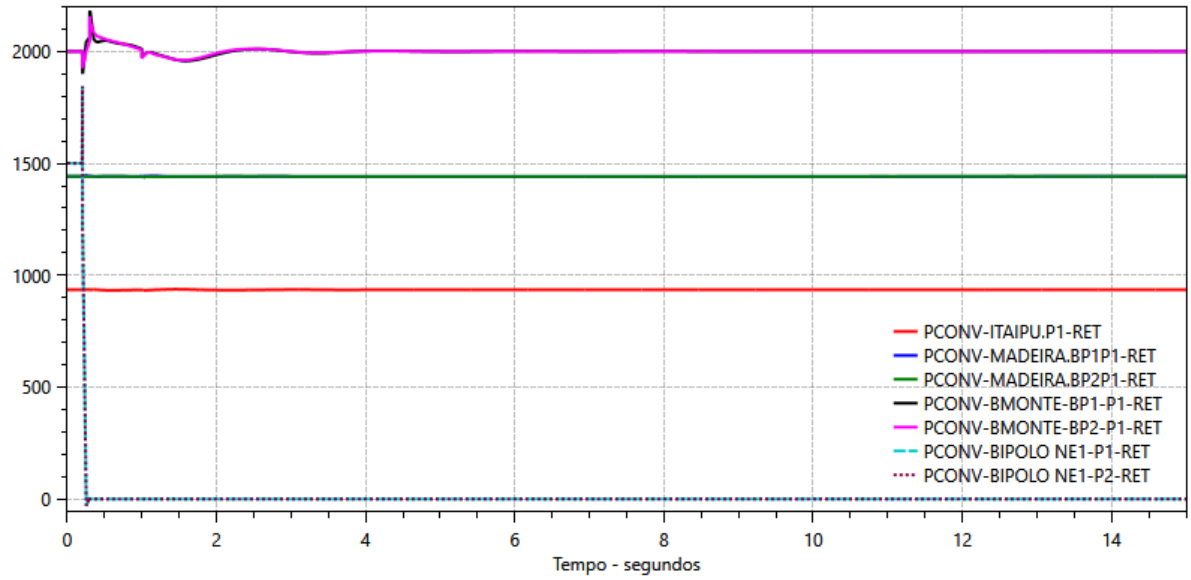


Figura 15-28 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Bloqueio do bipolo Nordeste I

Observa-se na Figura 15-29 que o perfil de tensão nas subestações conversoras da região Sudeste mantém-se em níveis seguros de operação.

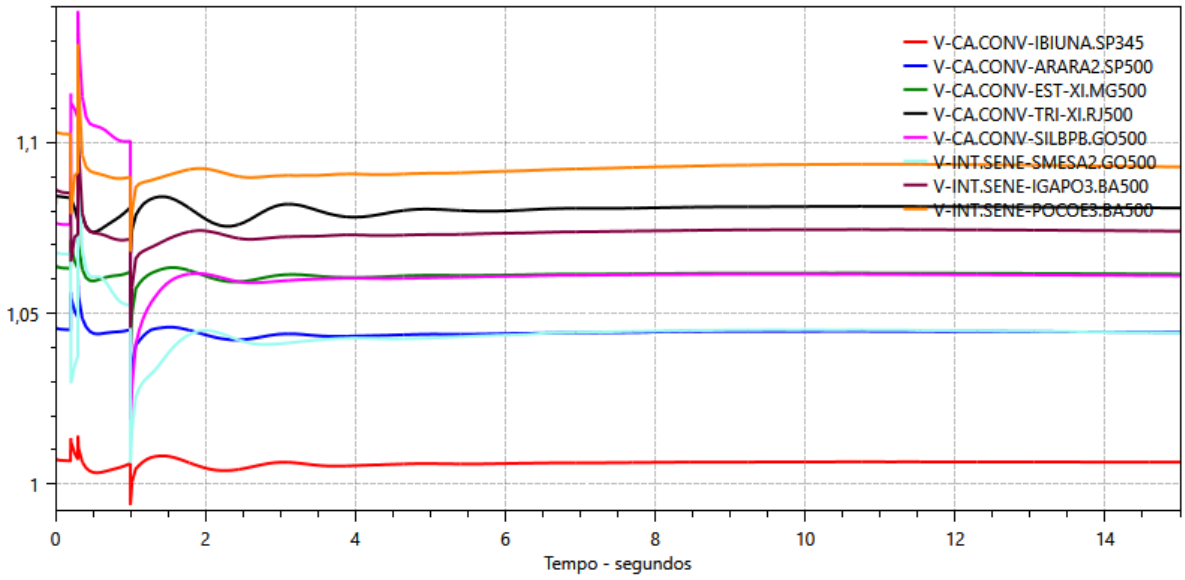


Figura 15-29– Cenário 1 - Tensão nas barras da interligação NNE-SE após bloqueio bipolo Nordeste I

15.3.3.2 Falha de Comutação Simultânea

Nas análises de desempenho dinâmico, o curto-circuito monofásico da SE 500 kV Araraquara, seguido da abertura de linha LT 500 kV Araraquara – Itatiba, apresentou-se como a falta mais crítica, em que quase todos os elos CCAT falharam simultaneamente. Apenas o bipolo Nordeste I não apresentou falha de comutação, como pode ser observado na Figura 15-30.

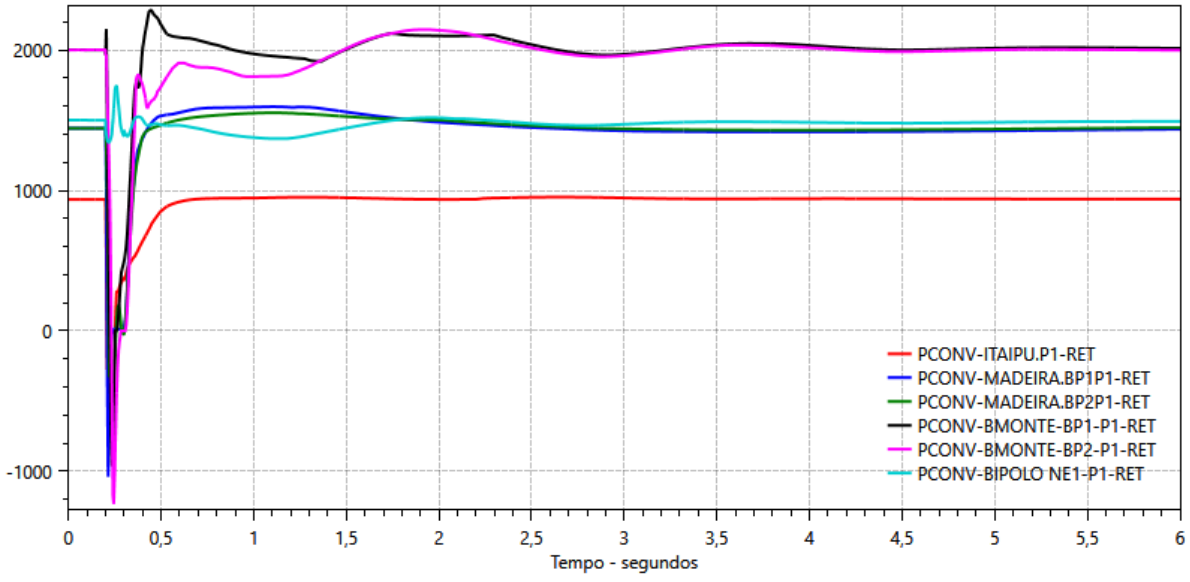


Figura 15-30 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Araraquara2

De modo a assegurar a estabilidade do SIN, apresenta-se a seguir o desempenho elétrico forçando a falha de comutação no bipolo Nordeste I. A Figura 15-31 apresenta a potência ativa dos polos nos retificadores dos elos CCAT, em que todos se recuperam adequadamente.

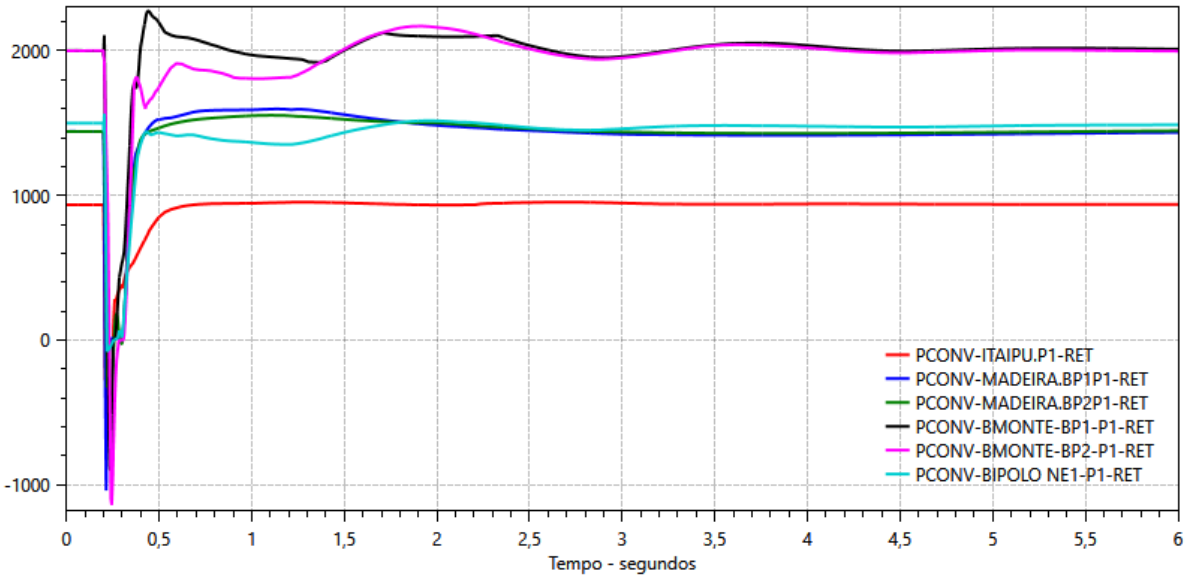


Figura 15-31 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Araraquara2 com falha de comutação forçada em todos elos CCAT

Na Figura 15-32 é apresentado o perfil de tensão nas subestações conversoras da região Sudeste e outras subestações das interligações CA. O maior afundamento de tensão, após a eliminação da falta, ocorreu na SE Terminal Rio, atingindo 0.94 pu.

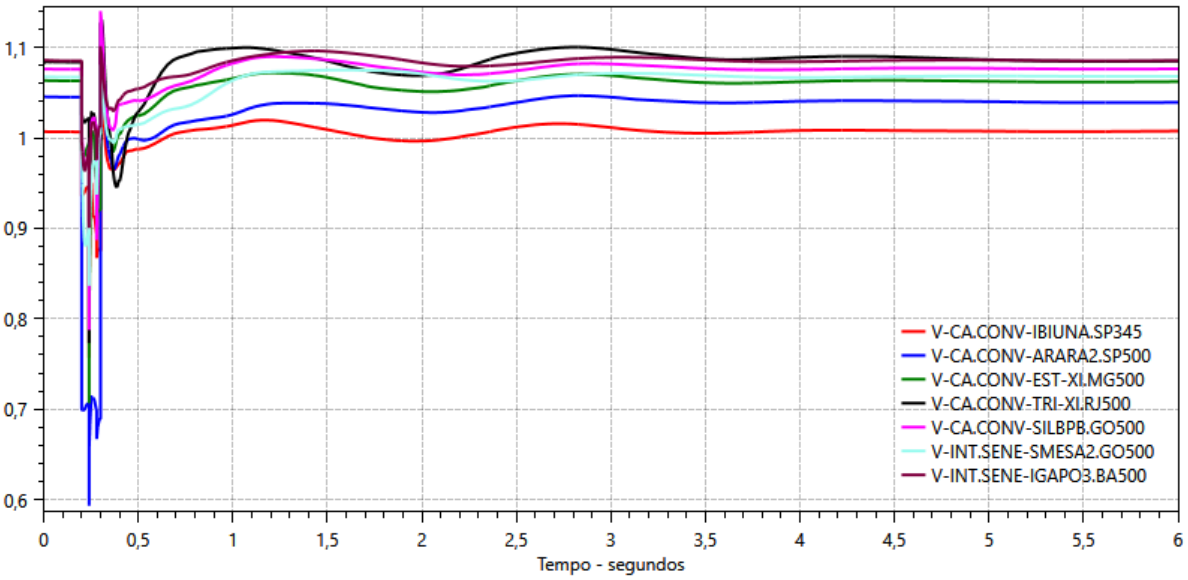


Figura 15-32– Cenário 1 - Tensão nas barras conversoras e da interligação CA – Curto-circuito Monofásico em Araraquara2 com falha de comutação forçada em todos elos CCAT

O curto-circuito monofásico na SE Silvânia provoca falha de comutação apenas na conversora desta subestação e no bipolo 1 do Madeira. A Figura 15-33 apresenta a potência ativa dos elos CCAT durante esta falta.

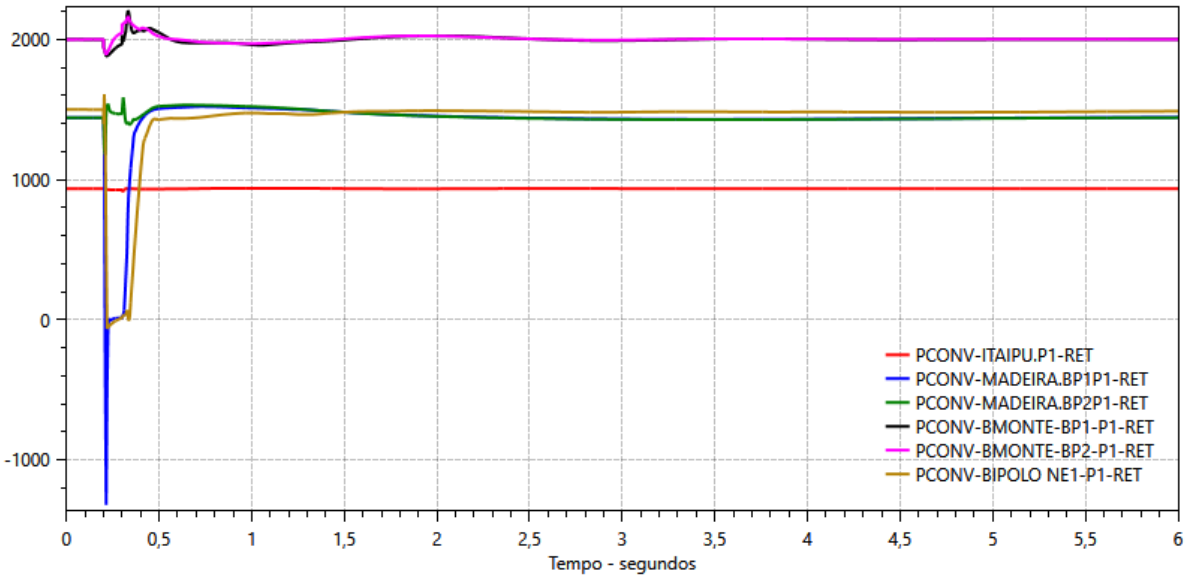


Figura 15-33 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Silvânia

Para assegurar que o Sistema interligado Nacional suportaria uma eventual falha de comutação simultânea em todos os elos CCAT, durante um curto-circuito monofásico em Silvânia, aplicaram-se, por conservadorismo, falhas de comutação forçadas em todos os elos (ver Figura 15-34) e atestou-se a estabilidade de tensão do SIN, como pode ser observado na Figura 15-35.

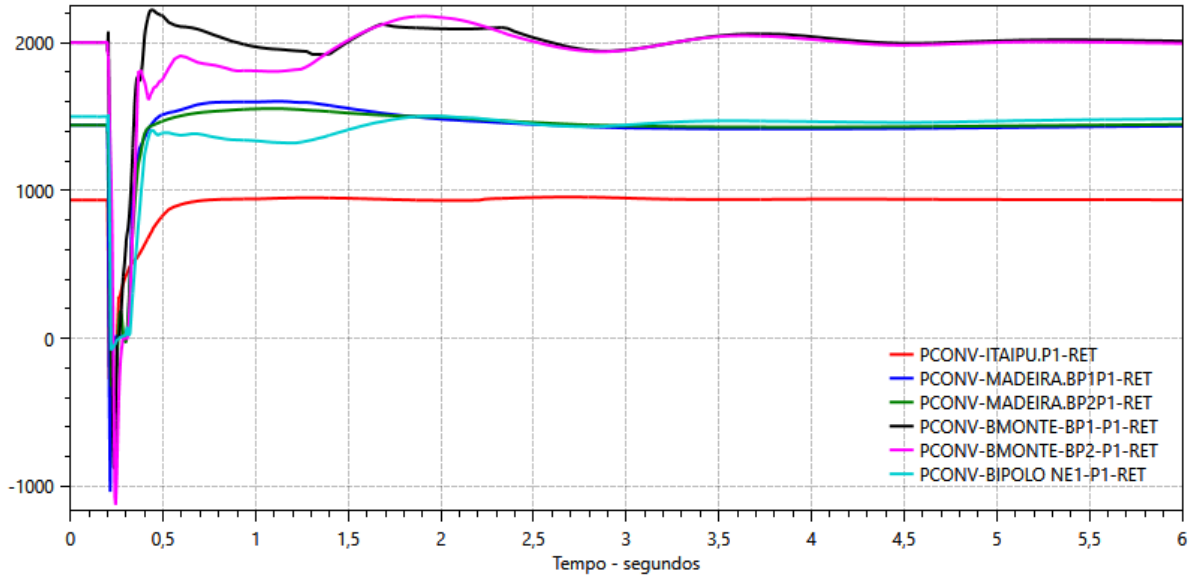


Figura 15-34 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Silvânia com falha de comutação forçada em todos elos CCAT

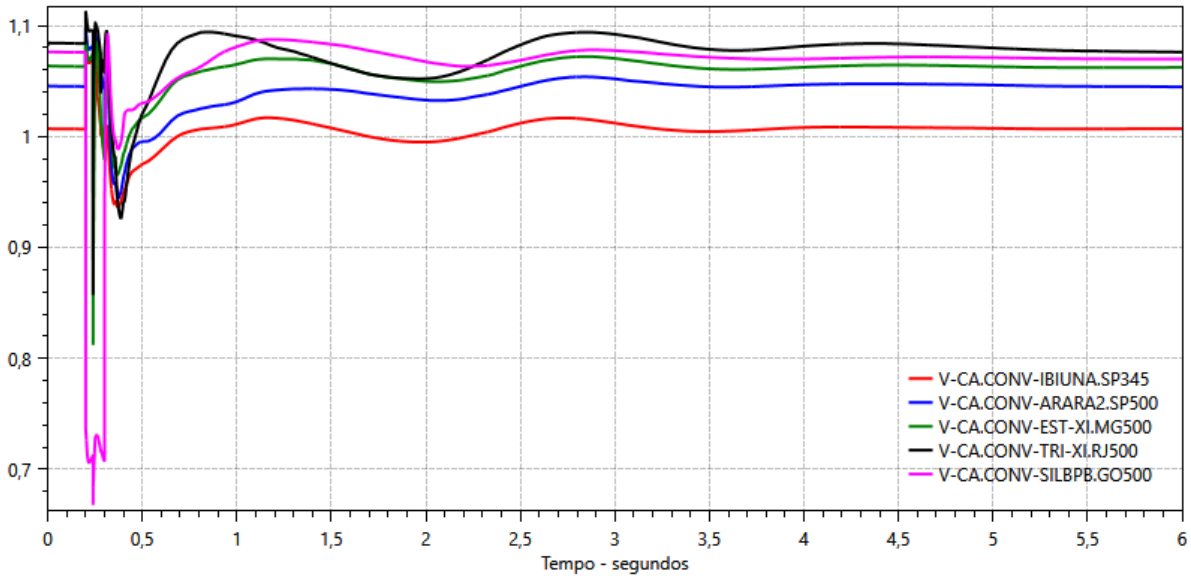


Figura 15-35– Cenário 1 - Tensão nas barras conversoras e da interligação CA – Curto-circuito Monofásico em Silvânia com falha de comutação forçada em todos elos CCAT

15.3.4 Desempenho Dinâmico no Cenário 2 – Carga Leve

O cenário 2 (seco), no patamar de carga leve, tem características energéticas e elétricas semelhantes ao cenário 1 (úmido), carga leve. Também no cenário 2 patamar de carga leve, o fator limitante para a máxima exportação de energia pela região Nordeste está relacionado à impossibilidade de alocação dos excedentes de energia desta região na carga dos demais subsistemas.

Considerando que a disponibilidade energética de fontes variáveis da região Nodeste é elevada em todo o período do dia, no patamar de carga leve, encontra-se dificuldade em alocar todo o potencial de energia desta região no SIN. Este problema ocorre mesmo modulando toda a geração hidráulica das regiões Sul e Sudeste para os seus valores mínimos e despachando somente as usinas termelétricas inflexíveis.

Desta forma, este cenário seco no patamar de carga leve tem como principal característica a reduzida inércia das regiões Sul e Sudeste, que operam com número reduzido de máquinas sincronizadas, em função da elevada importação de energia do Nordeste.

Se no patamar de carga média foi possível exportar 25.000 MW pela região Nordeste, no patamar de carga leve a exportação máxima é de 21.000 MW, de acordo com a necessidade da carga e não por limitação da rede de transmissão.

15.3.4.1 Bloqueio de bipolo

Após o bloqueio do bipolo Nordeste I, nenhuma ação especial de proteção foi requerida para que o Sistema Interligado Nacional permanecesse estável e atendesse aos critérios de segurança operativa. A Figura 15-36 apresenta a potência dos elos CCAT do SIN.

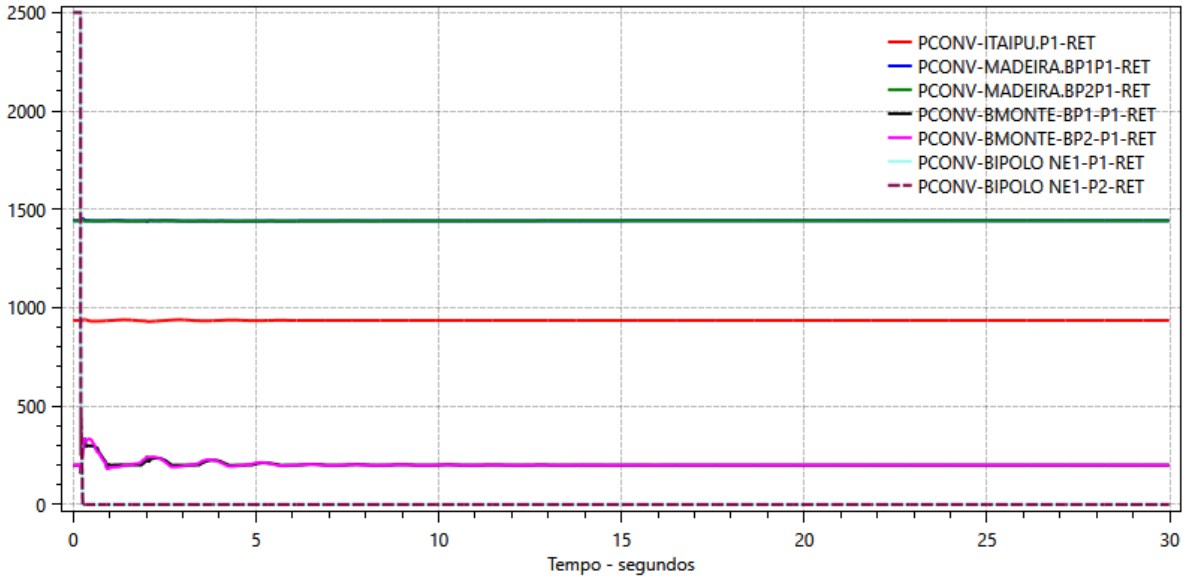


Figura 15-36 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Bloqueio do bipolo Nordeste I

Observa-se na Figura 15-37 que o perfil de tensão nas subestações conversoras da região Sudeste mantém-se em níveis seguros de operação.

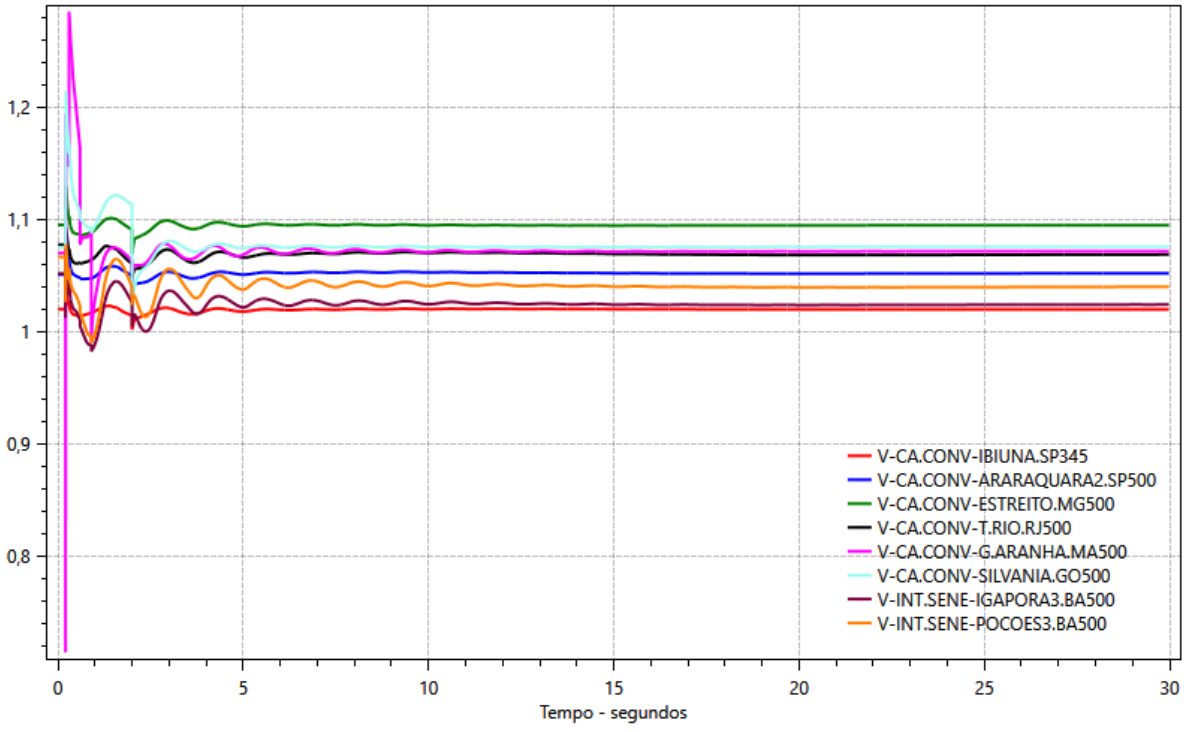


Figura 15-37– Cenário 1 - Tensão nas barras da interligação NNE-SE após bloqueio bipolo Nordeste I

15.3.4.2 Falha de Comutação Simultânea

Nas análises de desempenho dinâmico, o curto-circuito monofásico da SE 500 kV Araraquara, seguido da abertura de linha LT 500 kV Araraquara – Itatiba, apresentou-se como a falta mais crítica, em que todos os elos CCAT falharam simultaneamente. Apenas o bipolo Nordeste I não apresentou falha de comutação, como pode ser observado na Figura 15-38.

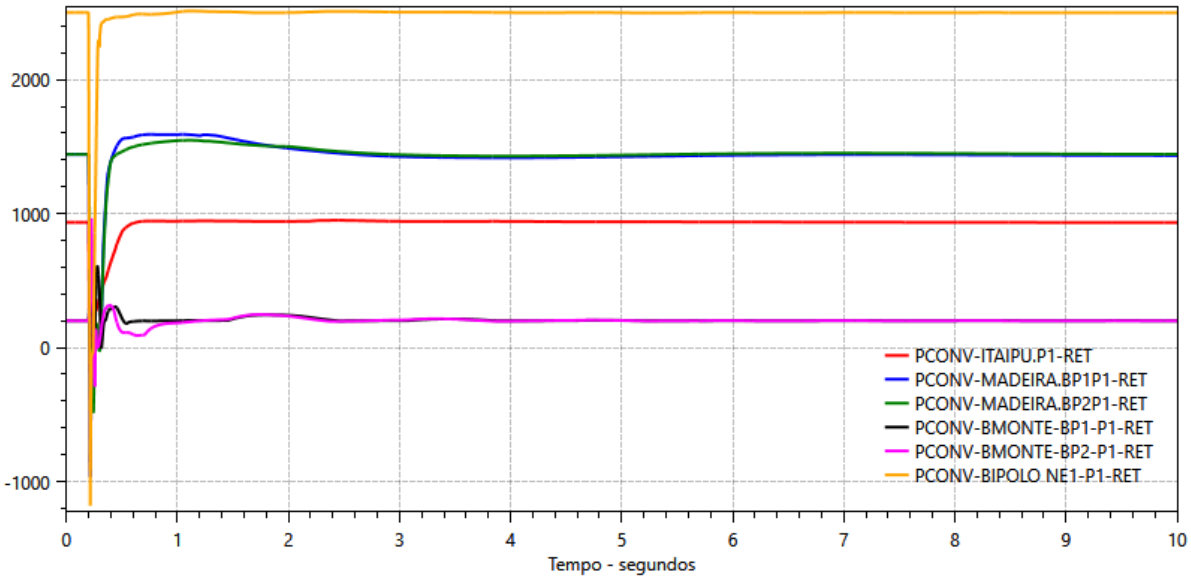


Figura 15-38 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Araraquara2

Na Figura 15-39 é apresentado o perfil de tensão nas subestações conversoras da região Sudeste e outras subestações das interligações CA. O maior afundamento de tensão, após a eliminação da falta, ocorreu na SE Terminal Rio, atingindo 0.94 pu.

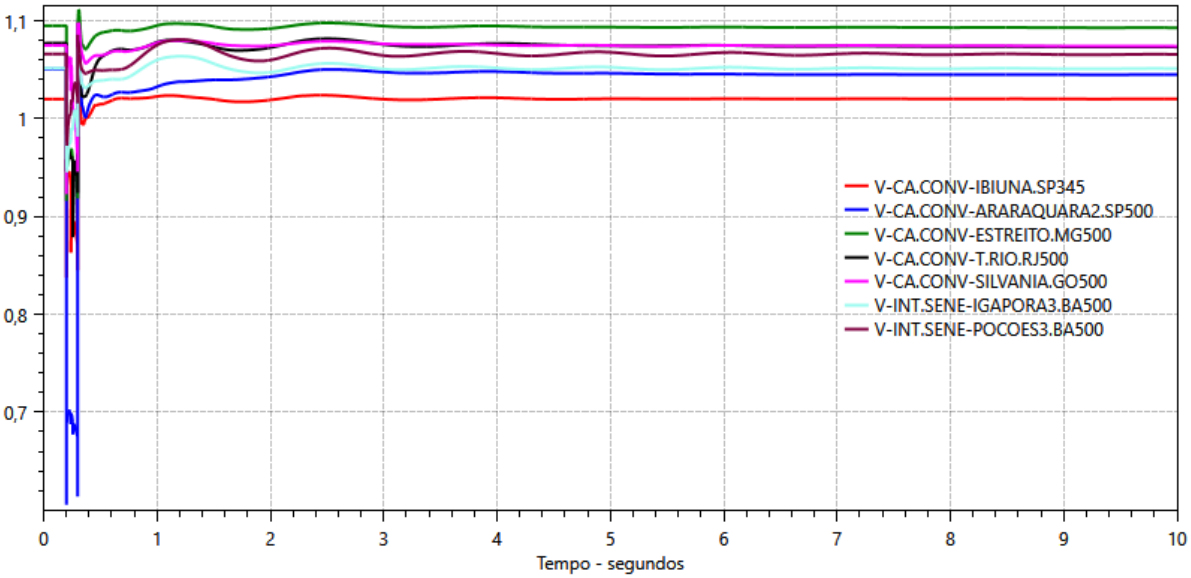


Figura 15-39– Cenário 1 - Tensão nas barras conversoras e da interligação CA – Curto-circuito Monofásico em Araraquara2

O curto-circuito monofásico na SE Silvânia provoca falha de comutação apenas na conversora desta subestação e no bipolo 1 do Madeira. A Figura 15-40 apresenta a potência ativa dos elos CCAT durante esta falta.

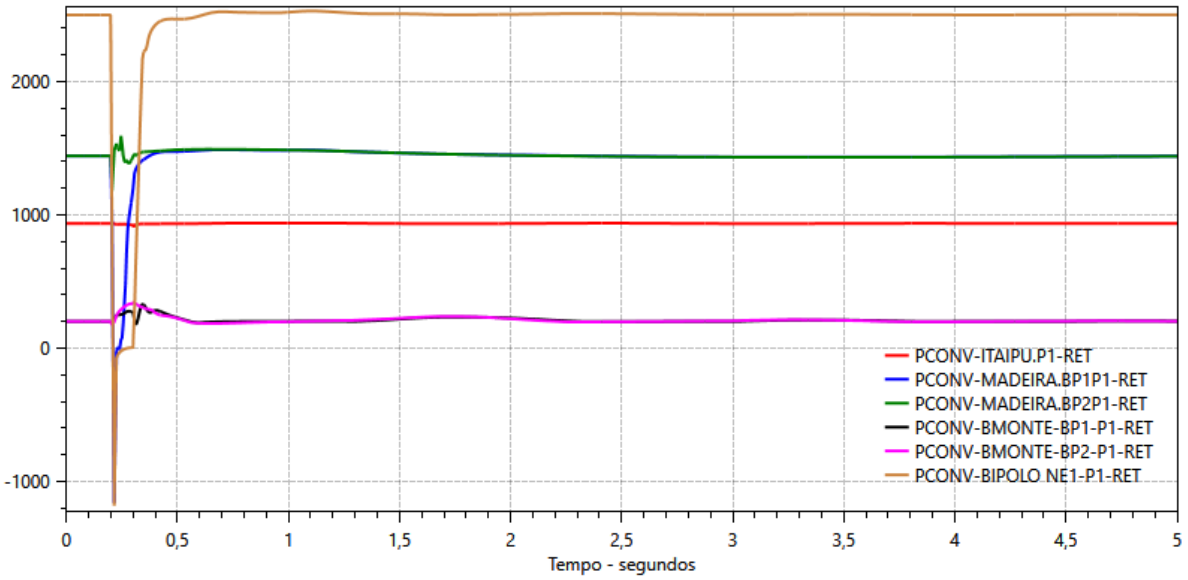


Figura 15-40 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Silvânia

Para assegurar que o Sistema interligado Nacional suportaria uma eventual falha de comutação simultânea em todos os elos CCAT, durante um curto-circuito monofásico em Silvânia, aplicaram-se, por conservadorismo, falhas de comutação forçadas em todos os elos (ver Figura 15-41) e atestou-se a estabilidade de tensão do SIN, como pode ser observado na Figura 15-42.

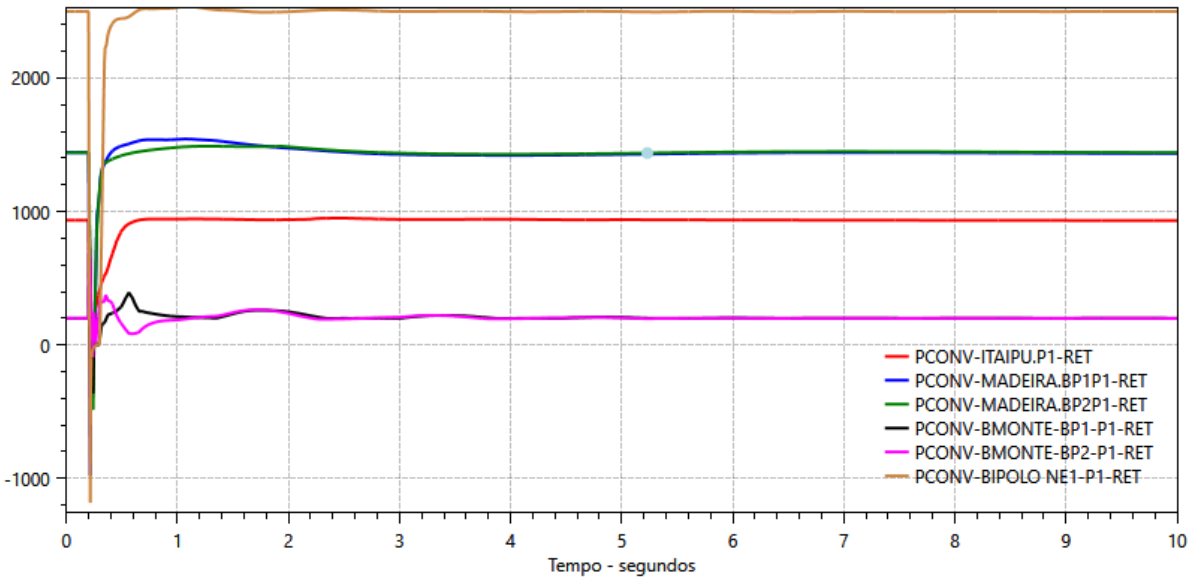


Figura 15-41 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Silvânia com falha de comutação forçada em todos elos CCAT

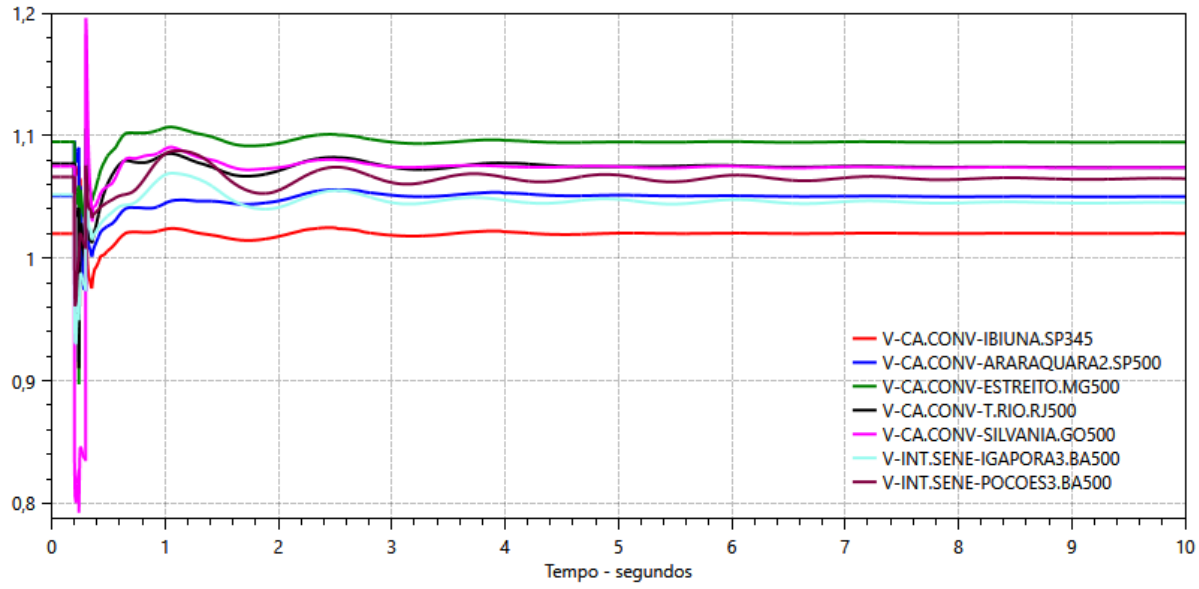


Figura 15-42– Cenário 1 - Tensão nas barras conversoras e da interligação CA – Curto-circuito Monofásico em Silvânia com falha de comutação forçada em todos elos CCAT

15.3.5 Desempenho Dinâmico no Cenário 3 – Carga Média

Este cenário tem como principal característica um elevado fluxo de potência nas interligações Norte/Nordeste ➔ Sudeste/Centro-Oeste, associado à reduzida inércia na região Sudeste.

A máxima exportação total de potência pelo Norte/Nordeste nessa configuração foi de 26,6 GW e o fator limitante, neste cenário, é o afundamento de tensão nos sistemas São Paulo e Rio de Janeiro, durante faltas que provocam falhas de comutação simultânea em todos os elos CCAT.

15.3.5.1 Bloqueio de polo

Na ocorrência de bloqueio de um polo do elo CCAT Nordeste 1, o polo são deve assumir uma sobrecarga de curta duração de 50% e uma sobrecarga de longa duração de 20%, conforme Figura 15-43.

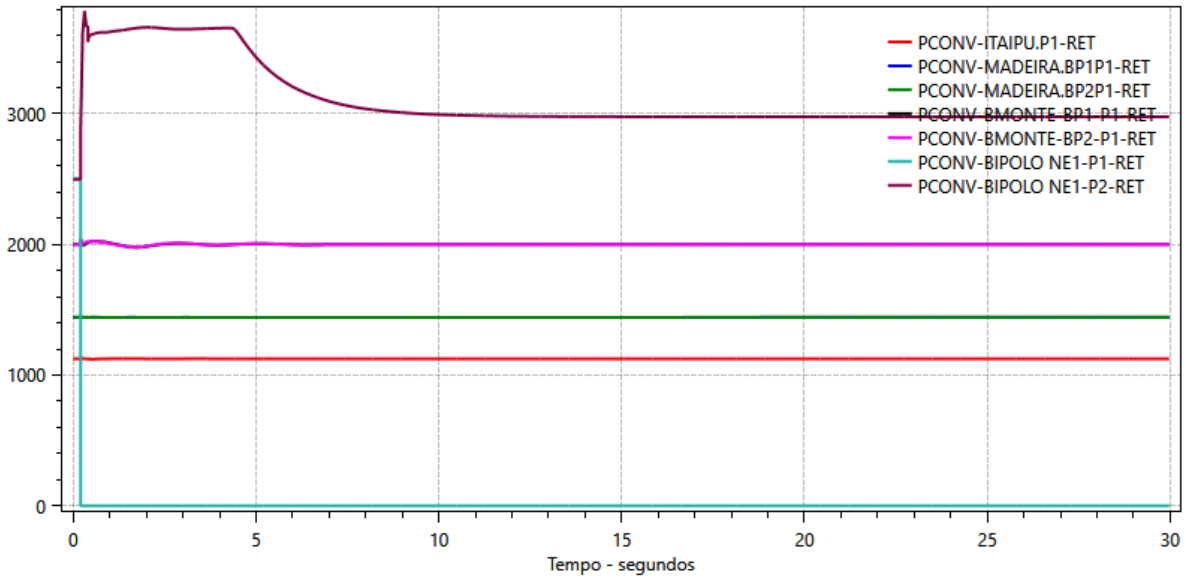


Figura 15-43 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Bloqueio de Polo do Bipolo Nordeste I

A sobrecarga no polo são é suficiente para evitar grande afundamento de tensão nas subestações das interligações regionais, conforme pode ser observado na Figura 15-44.

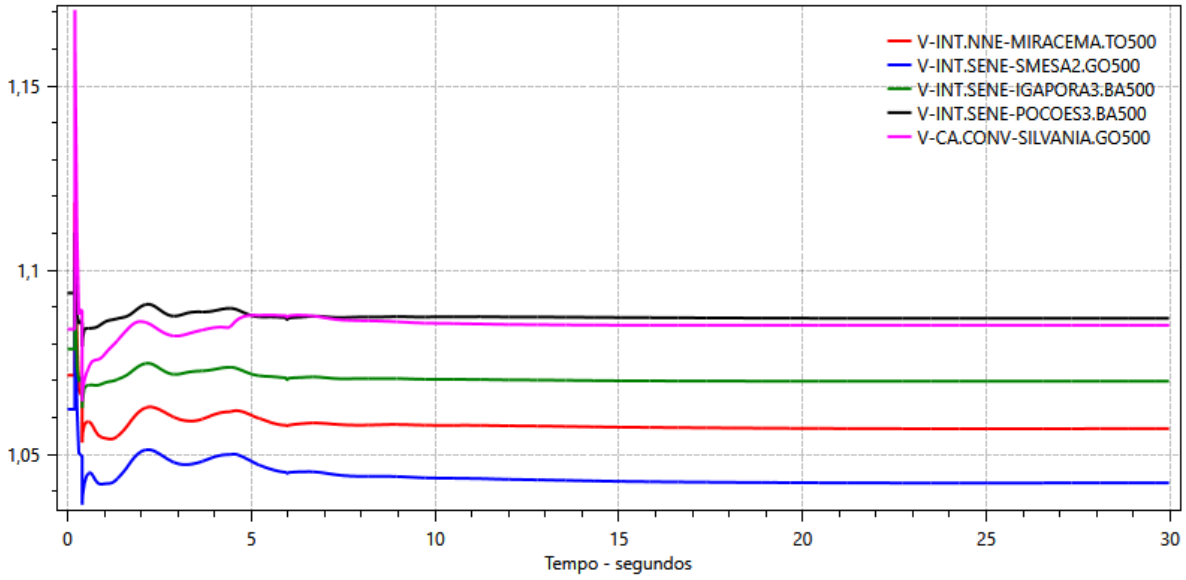


Figura 15-44– Cenário 1 - Tensão nas barras da interligação NNE-SE após bloqueio de polo do Bipolo Nordeste 1

15.3.5.2 Bloqueio de bipolo

Após o bloqueio do bipolo Nordeste I, nenhuma ação especial de proteção foi requerida para que o Sistema Interligado Nacional permanecesse estável e atendesse aos critérios de segurança operativa. A Figura 15-45 apresenta a potência dos elos CCAT do SIN.

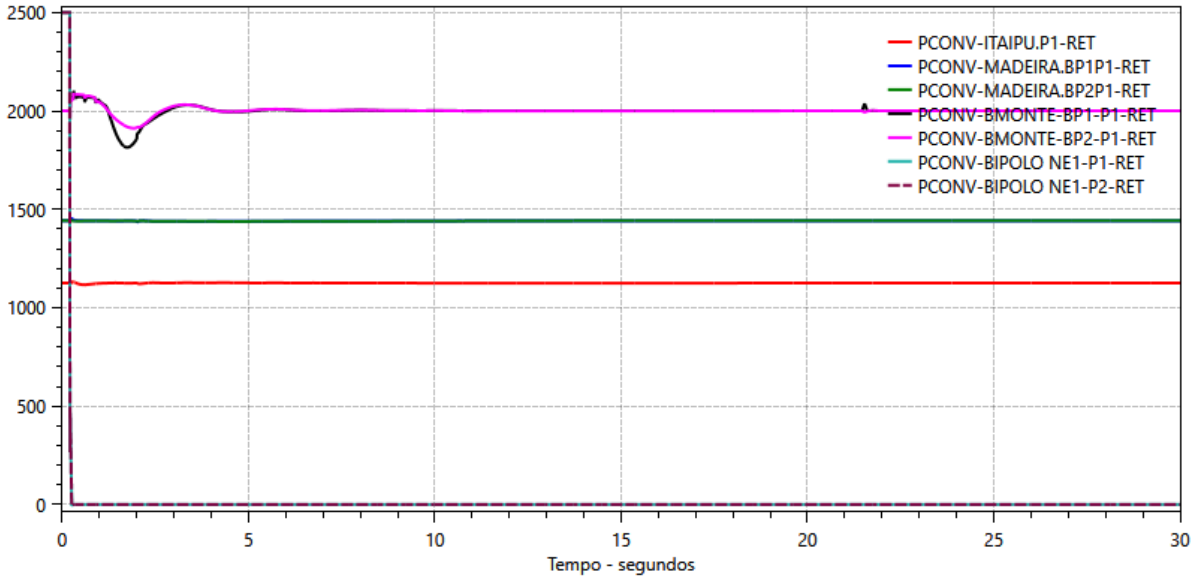


Figura 15-45 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Bloqueio do bipolo Nordeste I

Observa-se, na Figura 15-46, que o perfil de tensão nas subestações conversoras da região Sudeste mantém-se em níveis seguros de operação.

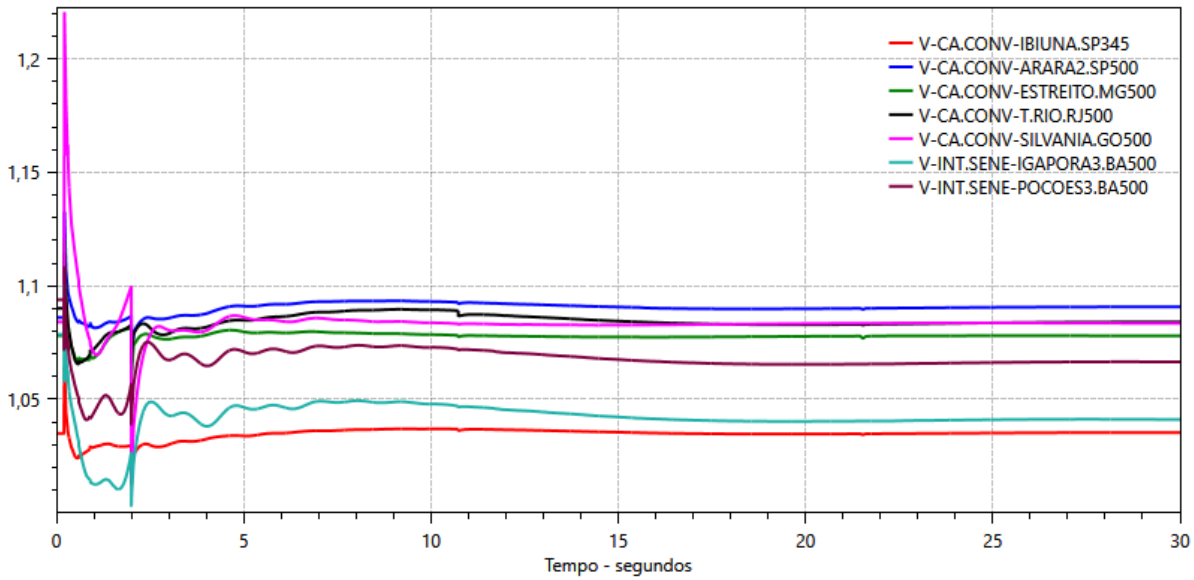


Figura 15-46– Cenário 1 - Tensão nas barras da interligação NNE-SE após bloqueio bipolo Nordeste I

15.3.5.4 Falha de Comutação Simultânea

Nas análises de desempenho dinâmico, o curto-circuito monofásico da SE 500 kV Araraquara, seguido da abertura da LT 500 kV Araraquara – Itatiba, apresentou-se como a falta mais crítica, em que todos os elos CCAT falharam simultaneamente.

Apesar da interrupção de potência momentânea nos elos CCAT, o SIN suportou essa perturbação, permitindo que estes troncos em corrente contínua recuperassem sua potência ao mesmo nível anterior ao curto-circuito, conforme se observa na Figura 15-47. Neste caso o bipolo Nordeste I recuperou-se em 165 ms.

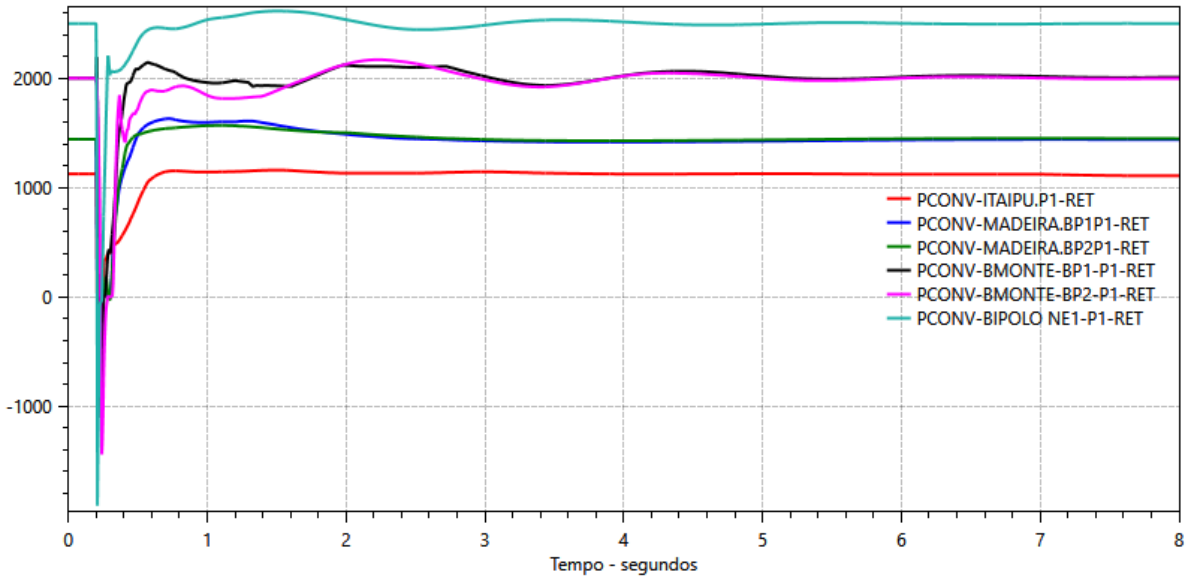


Figura 15-47 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Araraquara2 seguido de abertura da LT Araraquara - Itatiba

Na Figura 15-48 é apresentado o perfil de tensão nas subestações conversoras da região Sudeste e outras subestações das interligações CA. O maior afundamento de tensão, após a eliminação da falta, ocorreu na SE Terminal Rio, atingindo 0.80 pu.

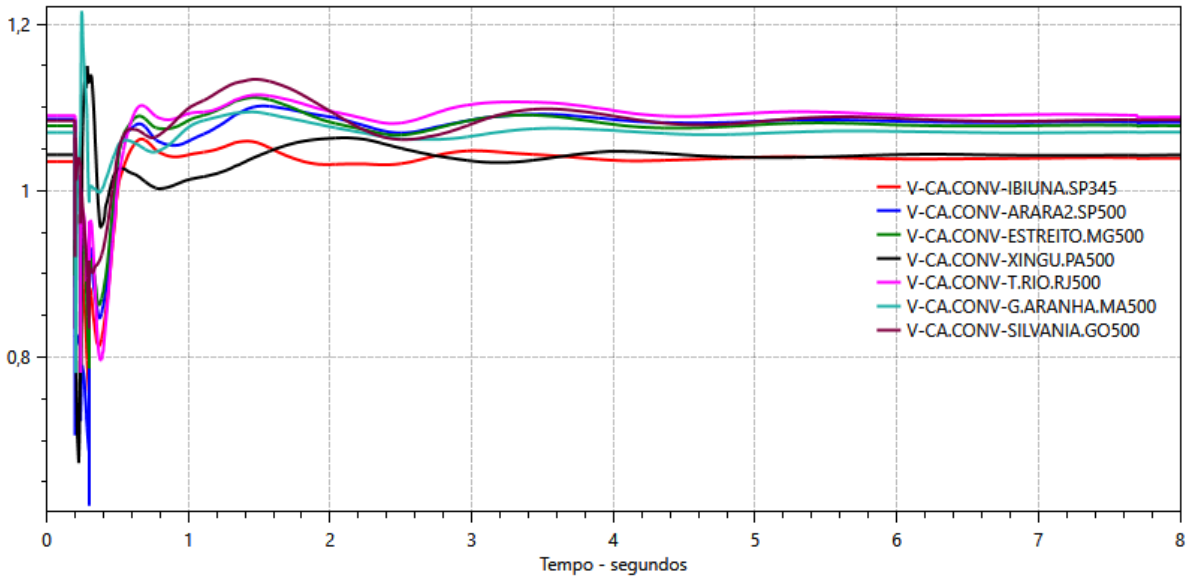


Figura 15-48– Cenário 1 - Tensão nas barras conversoras e da interligação CA – Curto-circuito Monofásico em Araraquara 2 seguido de abertura da LT Araraquara - Itatiba

Outra falta relevante para o estudo diz respeito ao curto-circuito monofásico na SE Silvânia, provocando falha de comutação na conversora desta subestação, mas não em todas as demais. A Figura 15-49 mostra que apenas o bipolo Graça Aranha - Silvânia e o bipolo 1 do Madeira sofreram falha de comutação.

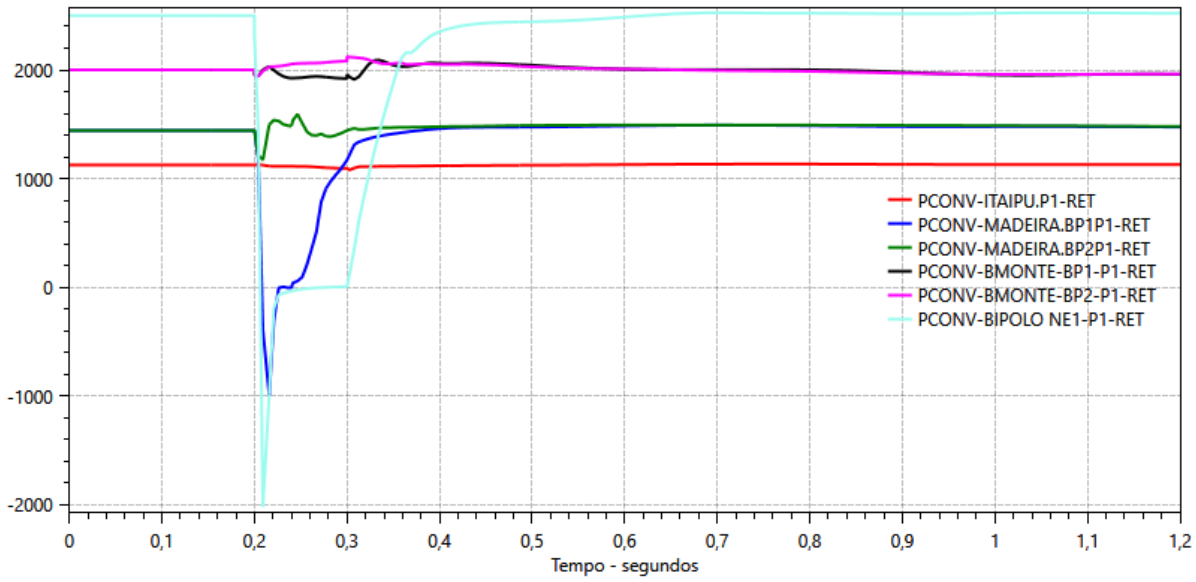


Figura 15-49 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Silvânia

Para assegurar que o Sistema interligado Nacional suportaria uma eventual falha de comutação simultânea em todos os elos CCAT, durante um curto-circuito monofásico em Silvânia, aplicou-se, por conservadorismo, falha de comutação forçada em todos os elos (ver Figura 15-50) e, ainda assim, comprovou-se a estabilidade de tensão do SIN, como pode ser observado na Figura 15-51.

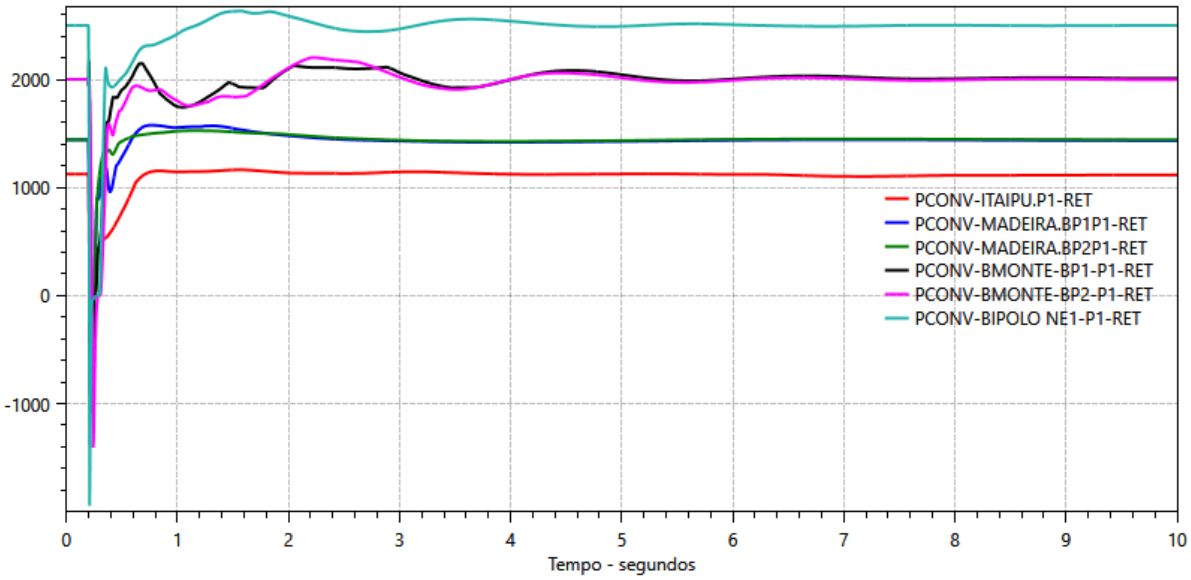


Figura 15-50 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Silvânia com falha de comutação forçada em todos elos CCAT

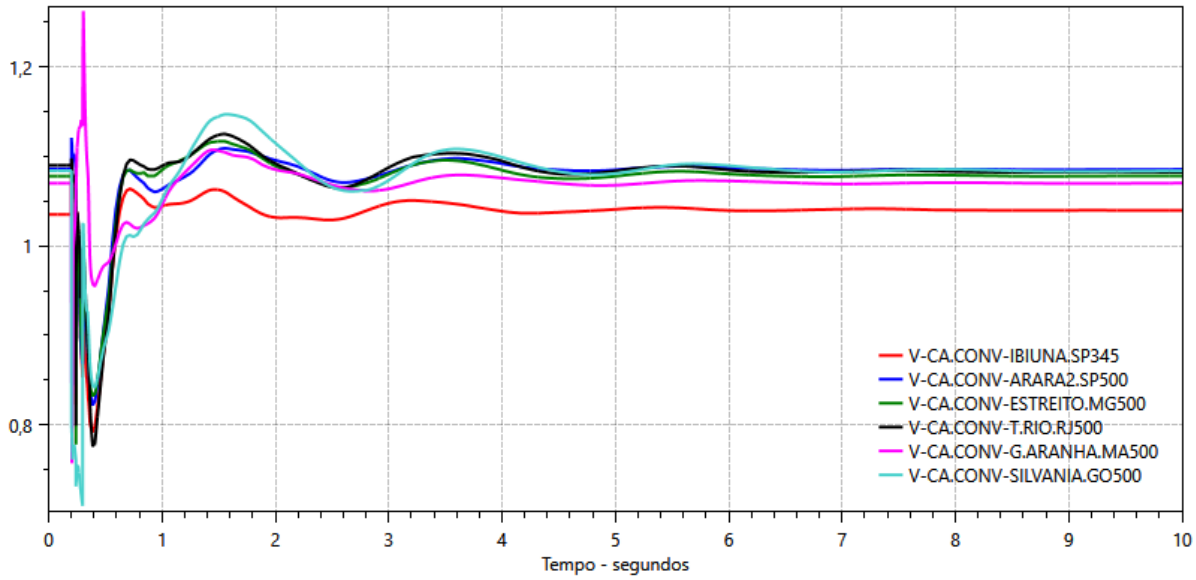


Figura 15-51– Cenário 1 - Tensão nas barras conversoras e da interligação CA – Curto-circuito Monofásico em Silvânia com falha de comutação forçada em todos elos CCAT

15.3.6 Desempenho Dinâmico no Cenário 4 – Carga Leve

O cenário Norte e Nordeste importadores tem cada vez menor frequência no horizonte de médio e longo prazo, em função da expressiva conexão de fontes renováveis nestas regiões. Deste modo, buscou-se encontrar condições operativas severas em que o bipolo Graça Aranha-Silvânia pudesse contribuir com as demais linhas de transmissão das interligações regionais. Entretanto, não foram encontrados cenários de elevado carregamento nas interligações regionais quando Norte e Nordeste são importadores de energia elétrica.

Segundo dados do PDE 2031, a expectativa de cenários em que a região Norte/Nordeste recebe energia da região Sudeste/Centro-Oeste no ano 2028 é da ordem de 0,6%, conforme Figura 15-52. Outra importante informação diz respeito a quantidade de energia recebida nestes cenários apontados, em que o valor máximo de recebimento da região Norte/Nordeste é da ordem de 2.800 MW. Tal valor de fluxo dispensaria a necessidade do bipolo Graça Aranha-Silvânia de operar com fluxo reverso. Entretanto, foi especificado no item 10.4.3 as condições em que o bipolo Graça Aranha-Silvânia seja projetado para operação em sentido reverso sem onerar adicionalmente as instalações das conversoras por causa deste tipo de operação.

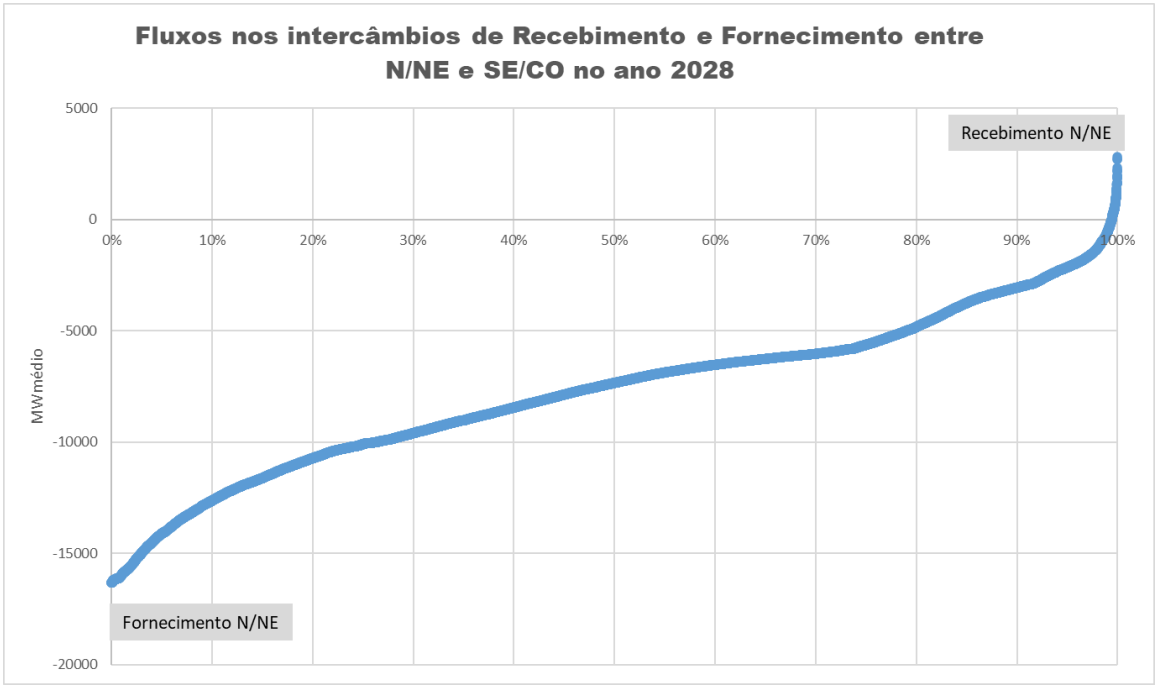


Figura 15-52– Cenário 4 - Fluxos médios de recebimento e fornecimento entre N/NE e SE/CO no ano 2028 (PDE 2031)

Podem-se identificar duas razões para que não haja elevados fluxos de recebimento pelo Norte e Nordeste. A razão mais evidente é que a carga líquida dessas regiões, isto é, carga menos geração local, está reduzindo, pois está ocorrendo maior inserção de fontes que de carga. Como exemplo de um cenário de carga leve no ano 2028, se considerarmos fator de capacidade da geração eólica em 10%, a bacia do São Francisco com 28%, geração hidráulica no Norte em 14% e despacho das termelétricas em 250 R$/MWh, o recebimento da região Norte e Nordeste seria de 2.800 MW, o que representa apenas 10% do valor de fornecimento dessas regiões no período úmido (cenário 1), que é de 26.600 MW.

Outra razão para recebimento reduzido da região Norte e Nordeste deve-se ao elevado montante de usinas termelétricas de baixo custo variável unitário - CVU nestas regiões. No patamar de carga média

do ano 2028, se considerarmos reduzido despacho hidráulico, solar e eólico na região Norte e Nordeste, e explorarmos ao máximo a geração hidráulica da região Sul e Sudeste, seria necessário o despacho de geração termelétrica para atender a carga. E devido ao baixo CVU do parque gerador da região Norte e Nordeste, haveria geração local, reduzindo a necessidade de importação nos patamares de carga pesada e média.

Desta forma, apresenta-se a seguir o desempenho em regime dinâmico do cenário Norte/Nordeste Importadores, no patamar de carga leve, em que recebem simultaneamente 2.800 MW.

15.3.6.1 Bloqueio de bipolo

Os bipolos Xingu-Estreito, Xingu-T.Rio e Graça Aranha, operam em sentido reverso com potência de aproximadamente 800 MW cada. Após o bloqueio do bipolo Nordeste I, nenhuma ação especial de proteção foi requerida para que o Sistema Interligado Nacional permanecesse estável e atendesse aos critérios de segurança operativa. A Figura 15-53 apresenta a potência dos elos CCAT do SIN.

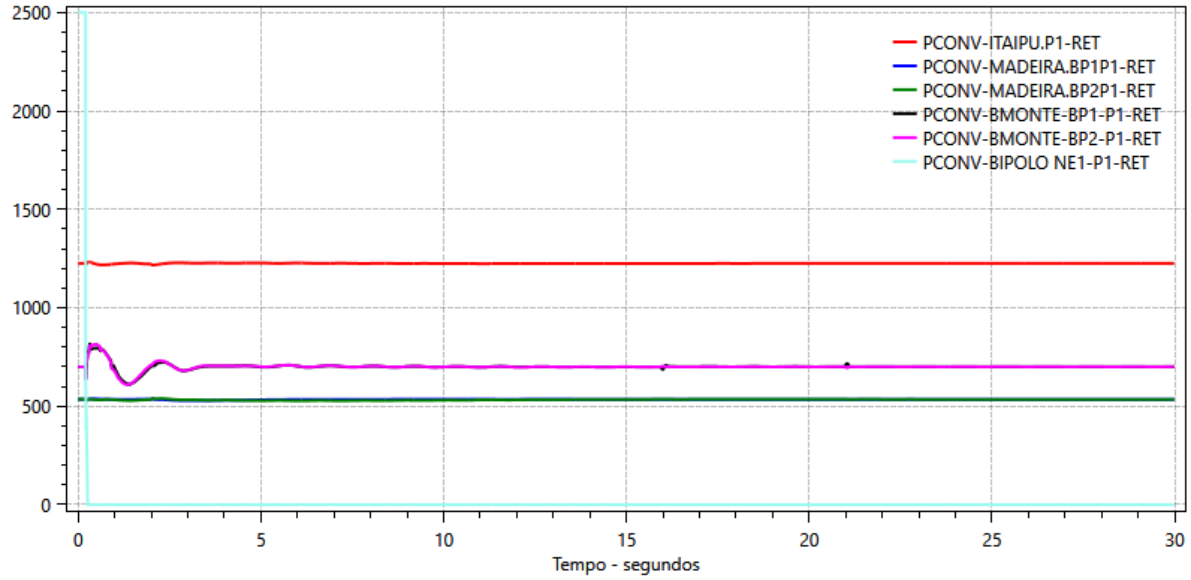


Figura 15-53 – Cenário 4 - Potência nos Elos CCAT – Bloqueio do bipolo Nordeste I

Observa-se na Figura 15-54 que o perfil de tensão nas subestações conversoras da região Sudeste mantém-se em níveis seguros de operação.

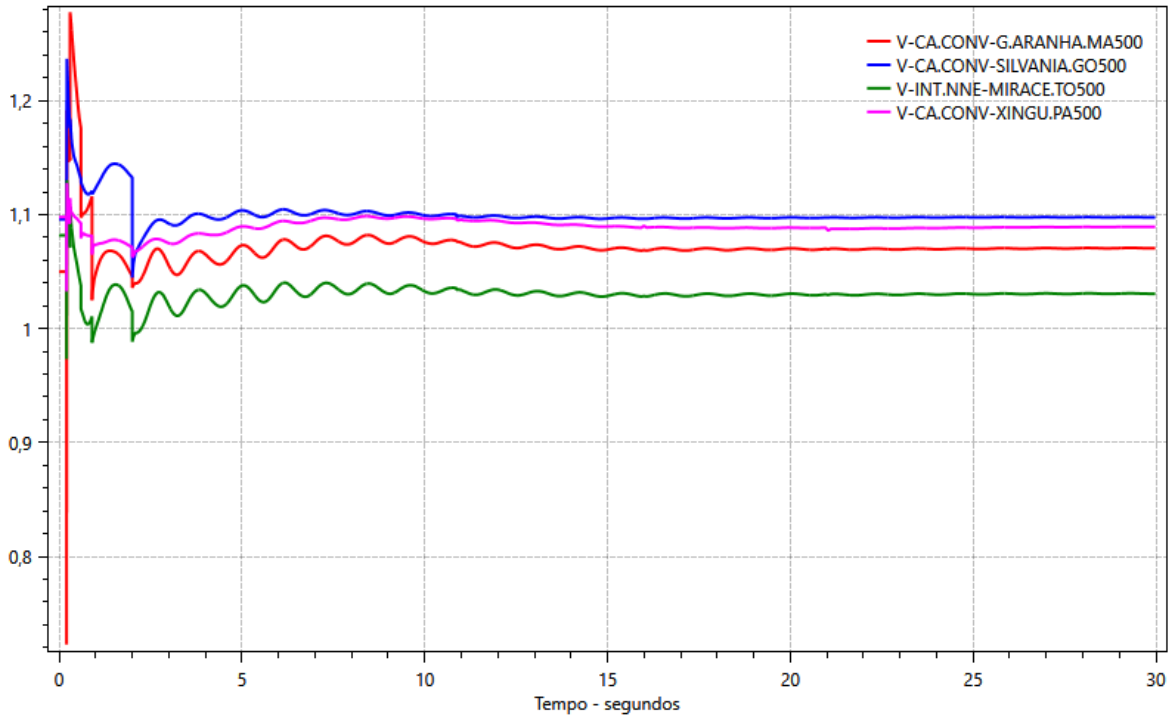


Figura 15-54– Cenário 4 - Tensão nas barras da interligação NNE-SE após bloqueio bipolo Nordeste I

15.3.6.2 Falha de Comutação Simultânea

Neste cenário são apresentadas duas situações de falha de comutação simultânea, uma na região Sudeste e outra na região Norte/Nordeste. Esta diferença ocorre pelo fato de que há em operação duas inversoras no Sudeste (Araraquara2 e Ibiúna) e três inversoras na região Norte/Nordeste, sendo que um evento no Norte pode não provocar falha nas inversoras da região Sudeste. Portanto, dois eventos distintos são apresentados.

Na primeira situação, o curto-circuito monofásico da SE 500 kV Araraquara, seguido da abertura de linha LT 500 kV Araraquara – Itatiba, provoca a falha nos bipolos do Madeira e Itaipu, enquanto as conversoras de Silvânia, Estreito e Terminal Rio operam normalmente, apresentando apenas uma redução de potência durante o curto-circuito, como pode ser observado na Figura 15-55.

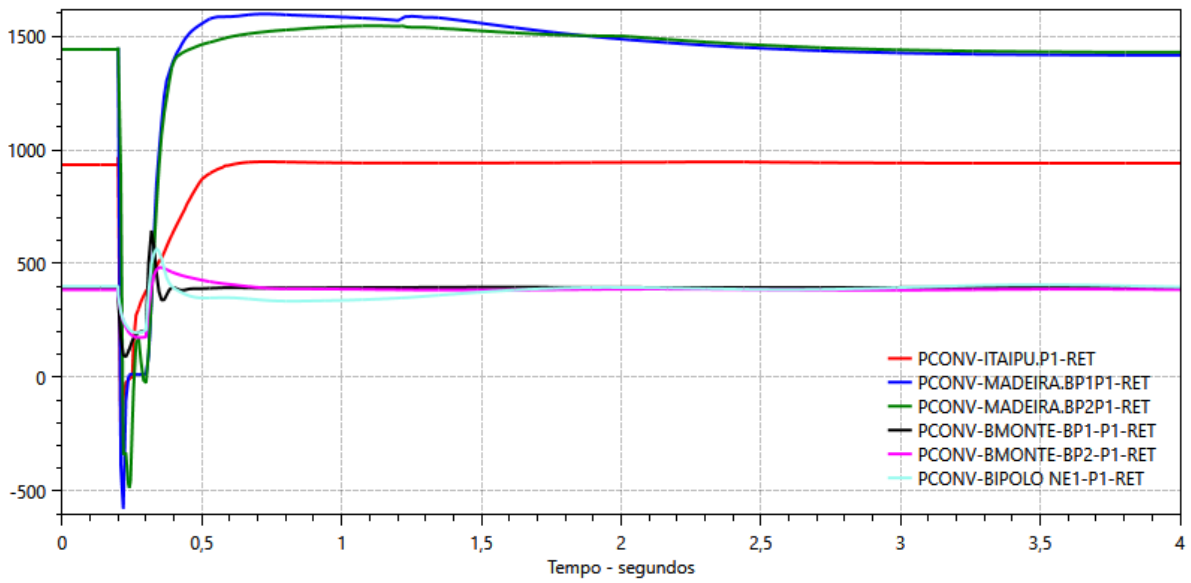


Figura 15-55 – Cenário 4 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Araraquara2

O Perfil de tensão apresentado na Figura 15-56 atende os critérios de segurança elétrica e demonstra que o sistema interligado suporta este curto-circuito no cenário 4.

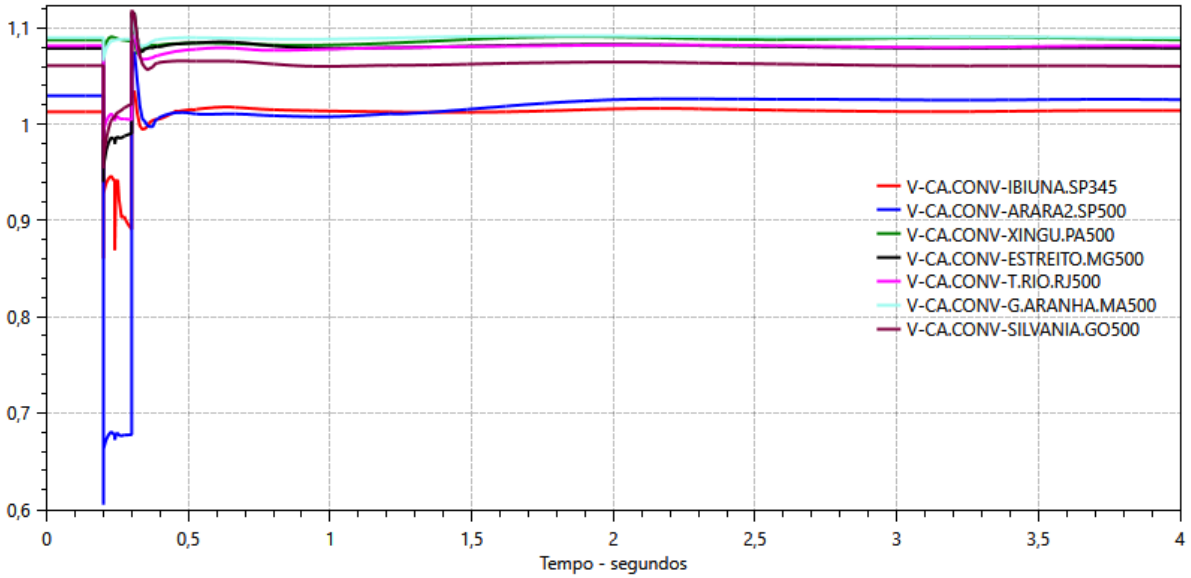


Figura 15-56– Cenário 4 - Tensão nas barras das conversoras – Curto-circuito Monofásico em Araraquara2

Outra situação em que poderia ocorrer falha de comutação simultânea seria um curto-circuito na região Norte. Com o intuito de avaliar uma condição mais severa, aplicou-se um curto-circuito em Graça Aranha, onde naturalmente houve falha de comutação, e aplicou-se falha de comutação forçada nas conversoras de Xingu-Estreito e Xingu-T.Rio.

As falhas de comutação nas conversoras de Xingu e Graça Aranha ocorreram durante o curto-circuito monofásico da SE 500 kV Graça Aranha, seguido da abertura de linha LT 500 kV Graça Aranha – P.

Dutra. Os elos CCAT do Madeira e Itaipu não sofreram perturbação grave, como pode ser observado na Figura 15-57.

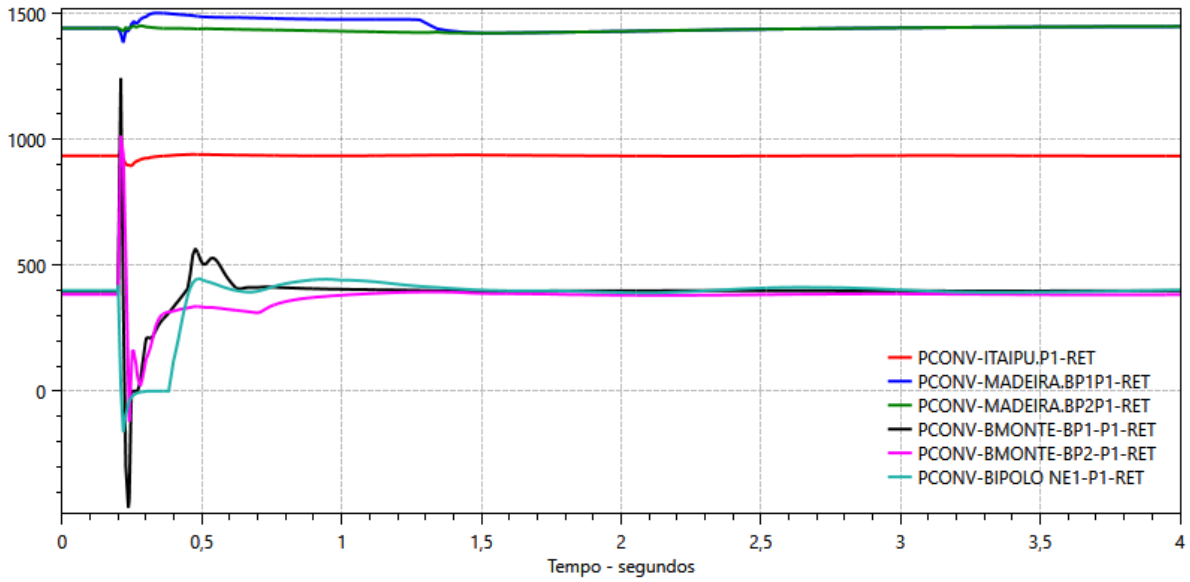


Figura 15-57 – Cenário 4 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em G. Aranha

O Perfil de tensão apresentado na Figura 15-58 atende os critérios de segurança elétrica e demonstra que o sistema interligado suporta falhas de comutação simultânea nos bipolos de Xingu e Graça Aranha, neste cenário Norte/Nordeste importador.

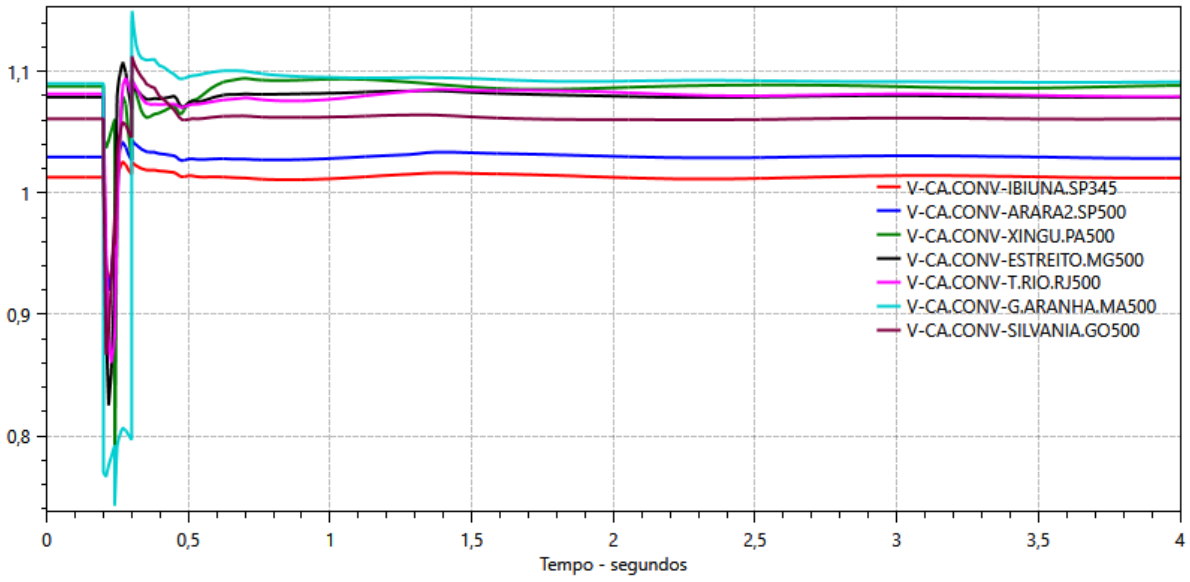


Figura 15-58– Cenário 4 - Tensão nas barras das conversoras – Curto-circuito Monofásico em G. Aranha

15.4 Análise de sensibilidade de desempenho na Configuração II.B

Apresenta-se a seguir o desempenho do SIN, em regime dinâmico, considerando as obras determinativas e o eixo de transmissão Miracema – Gurupi - Porangatu 2 - Barro Alto – Trindade, indicativo, necessário para escoamento de excedentes maiores de geração da região Norte/Nordeste, em função de eventual inflexibilidade da geração térmica indicativa ali alocada, a qual permaneceria despachada mesmo em cenários de elevada disponibilidade de geração hidráulica, eólica e solar nessa região.

15.4.1 Desempenho Dinâmico no Cenário 1 – Carga Média

Este cenário, do período úmido, tem como principal característica um elevado fluxo de potência nas interligações Norte/Nordeste ➔ Sudeste/Centro-Oeste e Sudeste/Centro-Oeste ➔ Sul.

O fator limitante de exportação da região Norte/Nordeste, que neste cenário foi de 26,6 GW, é o afundamento de tensão nos sistemas São Paulo e Rio de Janeiro durante faltas que provocam falhas de comutação simultânea em todos os elos CCAT.

A configuração II.B, por considerar inflexibilidade das termelétricas da região Norte/Nordeste, provoca carregamentos mais elevados na interligação CA Norte-Sul. Na configuração A, com flexibilidade das termelétricas do Norte/Nordeste, a distribuição de fluxo nas interligações CA é mais equilibrada entre os eixos das interligações.

Esta distribuição de fluxos nas interligações CA explica a diferença de desempenho entre as configurações.

15.4.1.1 Bloqueio de polo

Na ocorrência de bloqueio de um polo do elo CCAT Nordeste 1, o polo são assume uma sobrecarga de curta duração de 50% e uma sobrecarga de longa duração de 20%, conforme Figura 15-59.

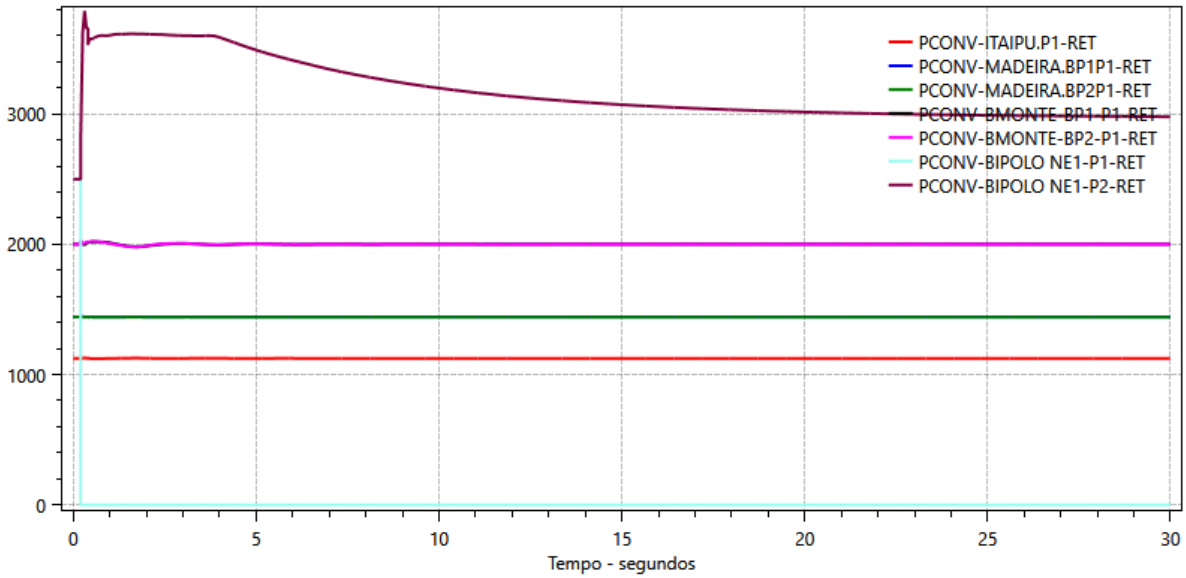


Figura 15-59 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Bloqueio de Polo do Bipolo Nordeste I

A sobrecarga no polo é suficiente para evitar grande afundamento de tensão nas subestações das interligações regionais, conforme pode ser observado na Figura 15-60.

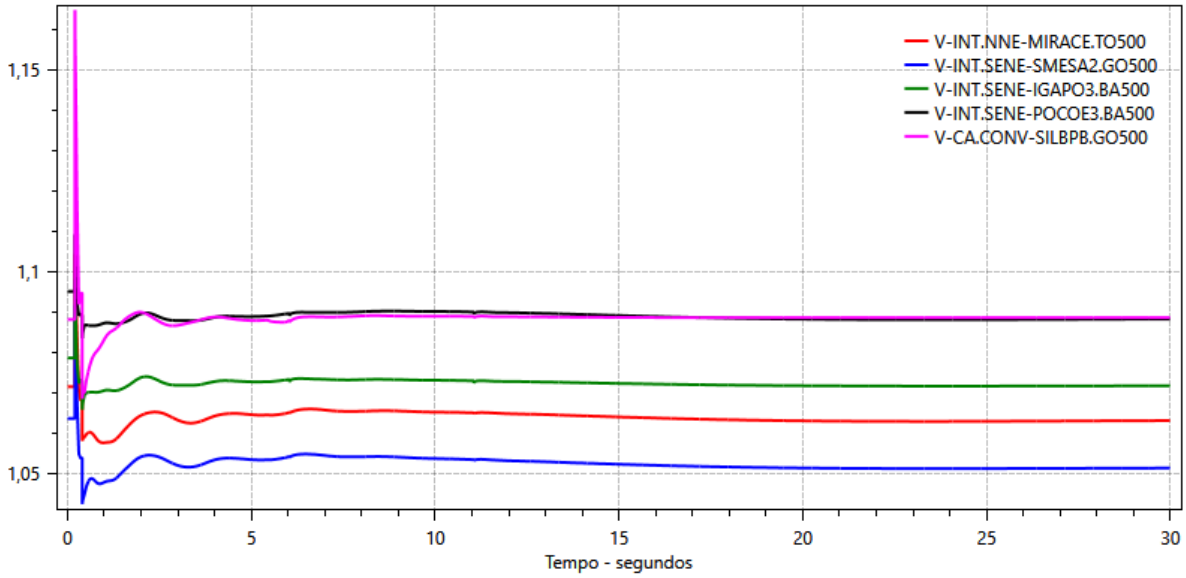


Figura 15-60-Cenário 1-Tensão nas barras da interligação NNE-SE após bloqueio de polo do Bipolo Nordeste I

15.4.1.2 Bloqueio de I

Após o bloqueio do bipolo Nordeste I, nenhuma ação especial de proteção foi requerida para que o Sistema Interligado Nacional permanece estável e atendesse aos critérios de segurança operativa. A Figura 15-61 apresenta a potência dos elos CCAT do SIN.

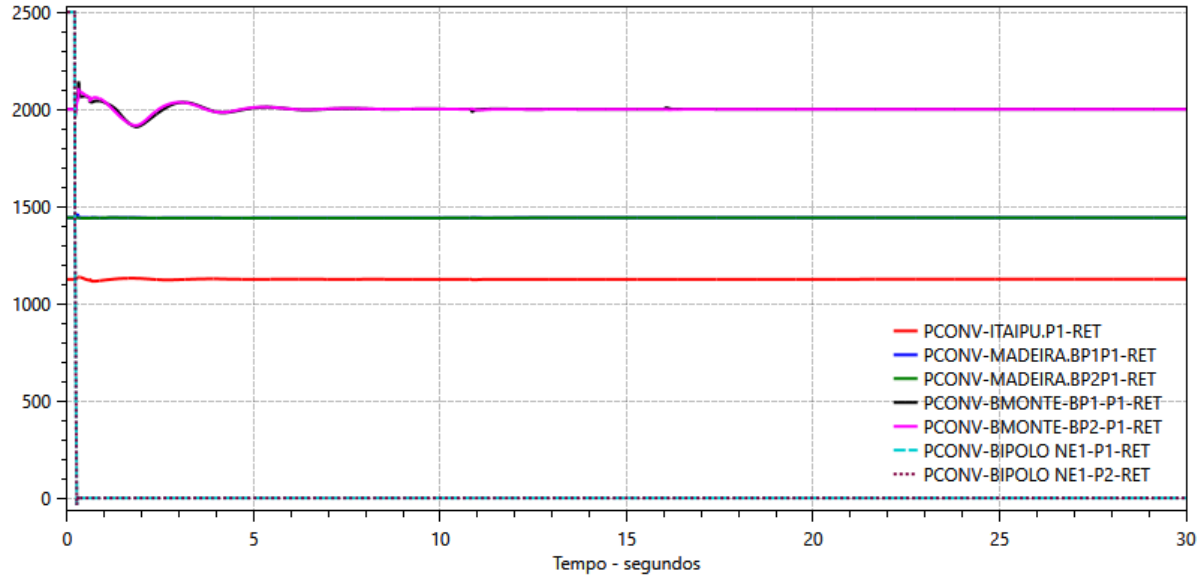


Figura 15-61– Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Bloqueio do bipolo Nordeste I

Observa-se na Figura 15-62 que o perfil de tensão nas subestações conversoras da região Sudeste mantém-se em níveis seguros de operação. As barras das conversoras na região Sudeste estabilizam-se com tensão próxima ao valor pré-falta e a barra de interligação que apresentou maior queda de tensão atinge o regime acima de 1.0 pu

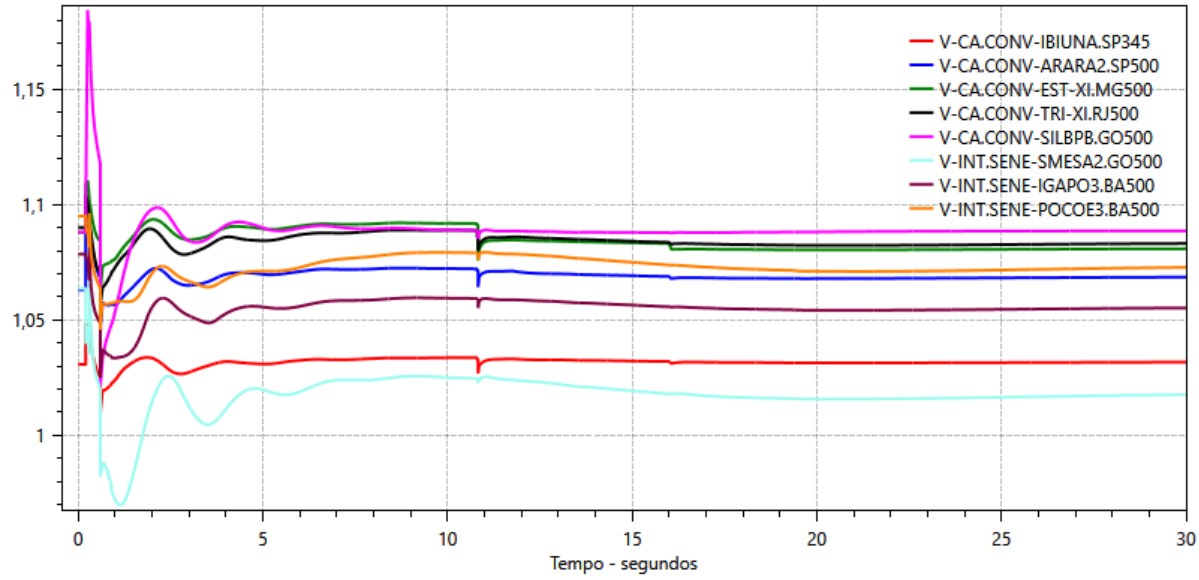


Figura 15-62-– Cenário 1 - Tensão nas barras conversoras e da interligação NNE-SE após bloqueio bipolo Nordeste I

15.4.1.3 Falha de Comutação Simultânea

O curto-circuito monofásico na SE 500 kV Araraquara, seguido da abertura de linha LT 500 kV Araraquara – Itatiba, apresentou-se como a falta mais crítica, em que todos os elos CCAT falharam simultaneamente.

Mesmo com a interrupção de potência momentânea nos elos CCAT, o SIN suportou essa perturbação, permitindo que estes troncos em corrente contínua recuperassem sua potência ao mesmo nível anterior ao curto-circuito, conforme se observa na Figura 15-63. Neste caso o bipolo Nordeste I recuperou-se em 100 ms.

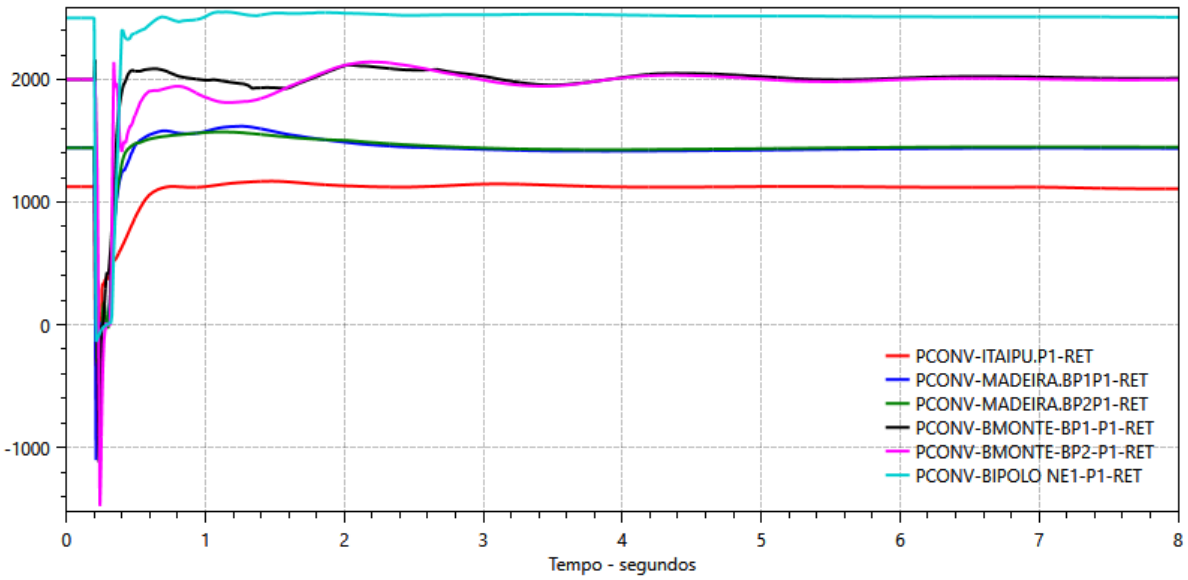


Figura 15-63 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Araraquara2

Na Figura 15-64 é apresentado o perfil de tensão nas subestações conversoras da região Sudeste e outras subestações das interligações CA. O maior afundamento de tensão, após a eliminação da falta, ocorreu na SE Terminal Rio, atingindo 0.83 pu.

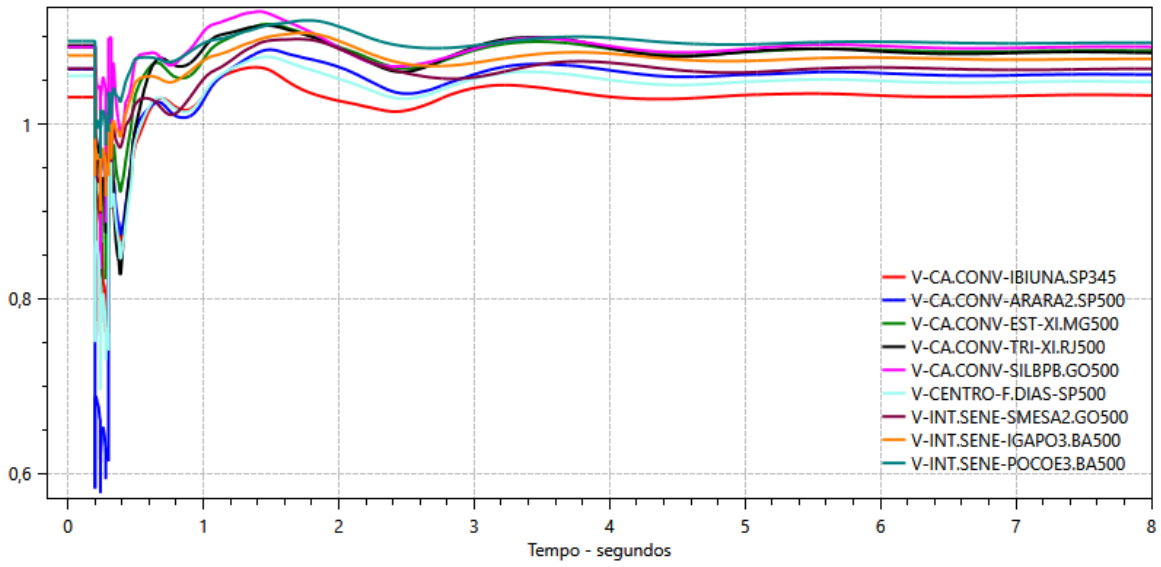


Figura 15-64-– Cenário 1 - Tensão nas barras conversoras e da interligação CA – Curto-circuito Monofásico em Araraquara2

Outra falta relevante para estudo diz respeito ao curto-circuito monofásico na SE Silvânia, provocando falha de comutação na conversora desta subestação, mas não em todas as demais. A Figura 15-65 mostra que apenas o bipolo Graça Aranha-Silvânia e o bipolo 1 do Madeira sofreram falha de comutação.

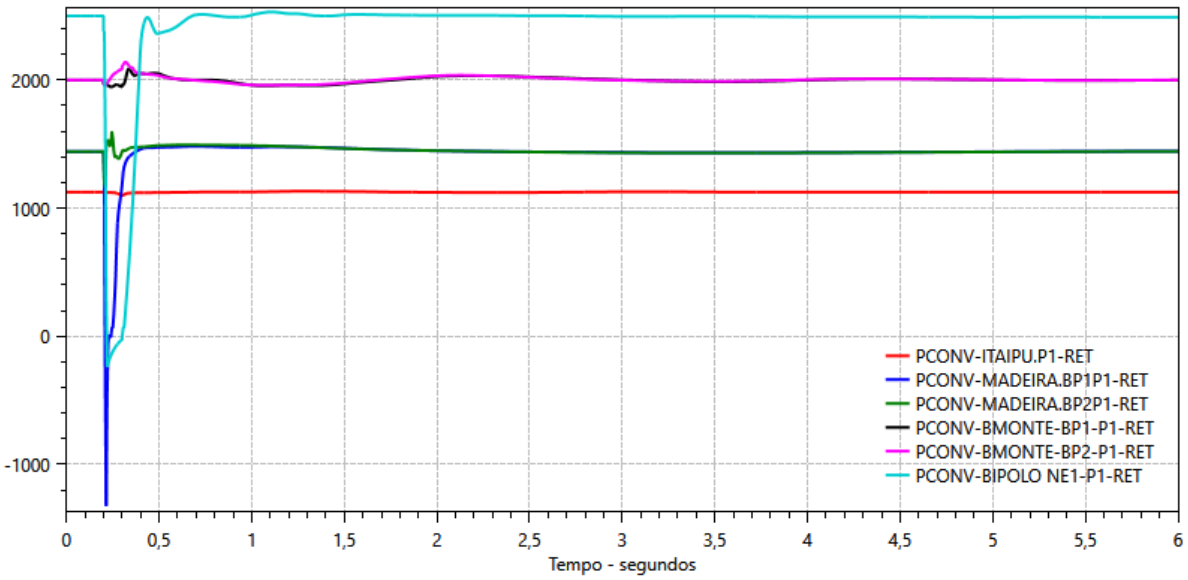


Figura 15-65- – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Silvânia

Para assegurar que o Sistema interligado Nacional suportaria uma eventual falha de comutação simultânea em todos os elos CCAT, durante um curto-circuito monofásico em Silvânia, aplicaram-se falhas de comutação forçadas em todos os elos (ver Figura 15-66) e comprovou-se a estabilidade de tensão do SIN, como pode ser observado na Figura 15-67.

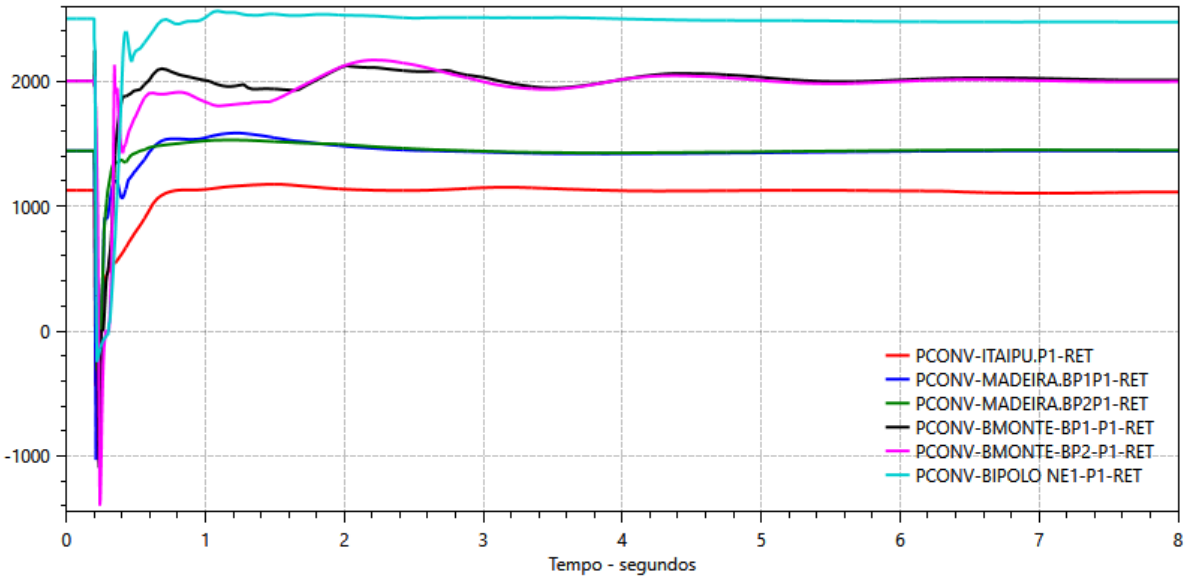


Figura 15-66 – Cenário 1 - Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico em Silvânia com falha de comutação forçada em todos elos CCAT

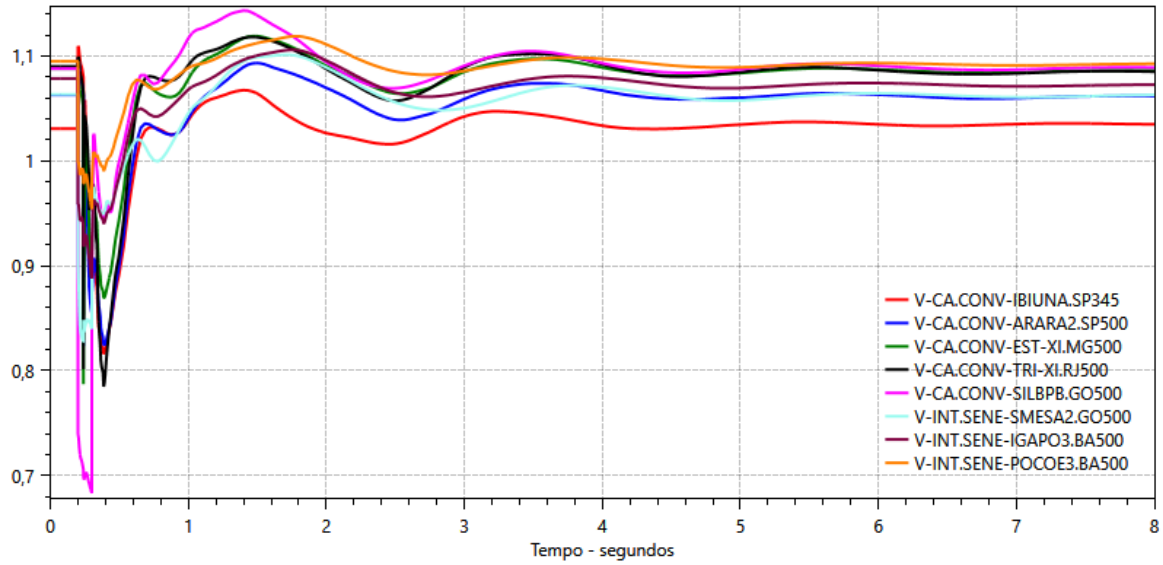


Figura 15-67 – Cenário 1 - Tensão nas barras conversoras e da interligação CA – Curto-circuito Monofásico em Silvânia com falha de comutação forçada em todos os elos CCAT

15.5 Principais constatações das análises de desempenho dinâmico

Conclui-se que o desempenho dinâmico do elo CCAT Graça Aranha – Silvânia é satisfatório face à ocorrência de grandes perturbações sistêmicas.

Apesar de existir a possibilidade de interação entre esse bipolo e os demais, em operação no SIN, as simulações demonstraram que o impacto dessas interações é baixo, tendo o novo sistema CC apresentado recuperação rápida de potência, em todos os cenários e nos eventos mais críticos estudados, após a ocorrência de falhas de comutação. Além disso, observa-se estabilidade de tensão e frequência no SIN em todas as situações e configurações de rede estudadas.

Foi demonstrado, também, que a ocorrência de faltas na vizinhança do terminal inversor de Silvânia provoca pouca influência nos demais elos existentes, sendo o bipolo Nordeste I e o bipolo 1 do Madeira, os mais sensíveis a essas perturbações.

Conclui-se que o dimensionamento da compensação reativa variável nas subestações de Silvânia e de Graça Aranha foi suficientemente satisfatório para: (i) proporcionar o controle de sobretensões transitórias no terminal retificador, em situações de bloqueio do bipolo; (ii) para tomada rápida de potência por polo, em situação de falta monopolar; (iii) para execução de ações de *Runup* ou *Runback* pelo bipolo em situação de falta bipolar em outras instalações CCAT e (iv) para a rápida recuperação de potência pelo elo CCAT após a ocorrência de perturbações na rede de transmissão.

Por fim, foi demonstrado a partir de simulações de desempenho dinâmico, que os requisitos especificados para o sistema de controle do elo CCAT, nos itens (3), (4), (5), (6) e (7) do capítulo 3.4 – "Recomendações específicas para o sistema em corrente contínua" agregam maior robustez para o desempenho do SIN após a ocorrência de perturbações, contribuindo para a estabilidade do sistema e garantindo maior confiabilidade e flexibilidade operativa para o sistema elétrico planejado.

16 OTIMIZAÇÃO DAS INTERLIGAÇÕES COM O BIPOLO NORDESTE I

Devido às características singulares do elo CCAT Graça Aranha-Silvânia e à complexidade da rede de transmissão planejada na qual está inserido, faz-se importante comentar algumas condições que demonstram suas vantagens e desafios para sua operação.

16.1 Avaliação sobre fluxos circulantes

A conversora de Graça Aranha está inserida em um ponto da rede de transmissão que serve para o escoamento de diversas fontes de energia, tanto da região Nordeste quanto da região Norte, e está inserida numa rede extremamente malhada, o que é um fator muito positivo mas que, por outro lado, exige uma atenção especial para que seja evitada operação desotimizada do Sistema Interligado Nacional. Tal condição pode acontecer quando o *setpoint* de potência definido para o bipolo Nordeste I implicar em condição de maior perda elétrica para a rede de transmissão.

Para caracterizar melhor este problema, pode-se dividi-lo entre fluxo circulante – conhecido como *loop flow* - e operação desotimizada. As duas condições devem ser evitadas, pois implicam no aumento de perdas elétricas, sendo que a primeira é mais indesejada, enquanto a segunda pode ter alguma justificativa, como aumentar a segurança operativa, entre outras.

O fluxo circulante no sistema de transmissão pode ocorrer entre duas regiões, conectadas por troncos paralelos de transmissão CA e transmissão CC, de modo que pela transmissão em corrente contínua haja fluxo num sentido e na transmissão CA haja fluxo no sentido contrário. Já a operação desotimizada é uma condição operativa coerente, sem fluxo circulante, mas com perdas elétricas passíveis de redução.

Na Figura 16-1 é apresentado um diagrama ilustrando uma operação com fluxo circulante (*loop flow*), no qual são indicados, de forma simplificada, os quatro troncos de interligação que conectam as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste. Neste conjunto de linhas de transmissão há dois troncos em corrente contínua e dois troncos em corrente alternada. Os elos CCAT conectam a subestação Xingu ao Sudeste por dois bipolos e a subestação Graça Aranha ao Centro-Oeste por um bipolo. Paralelo a estes bipolos há dois troncos em corrente alternada em 500 kV, sendo que o de maior capacidade, conecta a região Nordeste ao Sudeste (NE-SE), e outro de menor capacidade, conecta a região Norte ao Sudeste (N-SE). Ressalta-se que pode ocorrer fluxo circulante em apenas um tronco de interligação, dependendo do cenário.

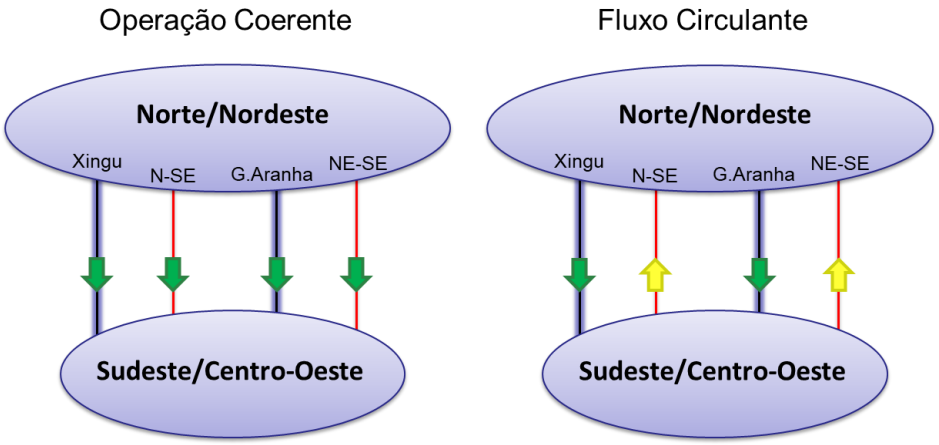


Figura 16-1 – Sentido dos fluxos em operação coerente e com fluxo circulante

Feita esta introdução, pode-se demonstrar no Sistema Interligado Nacional alguns circuitos que auxiliam a caracterizar essas condições operativas de fluxo circulante.

Como exemplo, apresenta-se um caso de carga leve, no período úmido, com elevada geração hidráulica no Norte e baixa geração eólica no Nordeste, que será utilizado para ilustrar uma situação de *loop flow*.

Na Figura 16-2 apresenta-se a operação coerente dos bipolos de Xingu e Graça Aranha, em que os bipolos Xingu-Estreito e Xingu-Terminal Rio possuem maior carregamento que o bipolo Graça Aranha-Silvânia, visto que a geração da região Nordeste está reduzida neste cenário.

Já na Figura 16-3 apresenta-se a operação em *loop flow*, na qual os fluxos nos bipolos estão no sentido de Norte/Nordeste para o Sudeste e o fluxo nas interligações em corrente alternada (Norte-Sudeste e Nordeste-Sudeste) estão no sentido de Sudeste para Norte/Nordeste. Esta configuração de operação apresenta circulação de energia pela rede de corrente contínua e corrente alternada em paralelo. Tal condição de fluxo circulante ocorreu, neste cenário, devido unicamente à elevação indevida dos fluxos nos bipolos, o que poderia ser corrigido com a redução do *setpoint* de potência nesses elos CC.

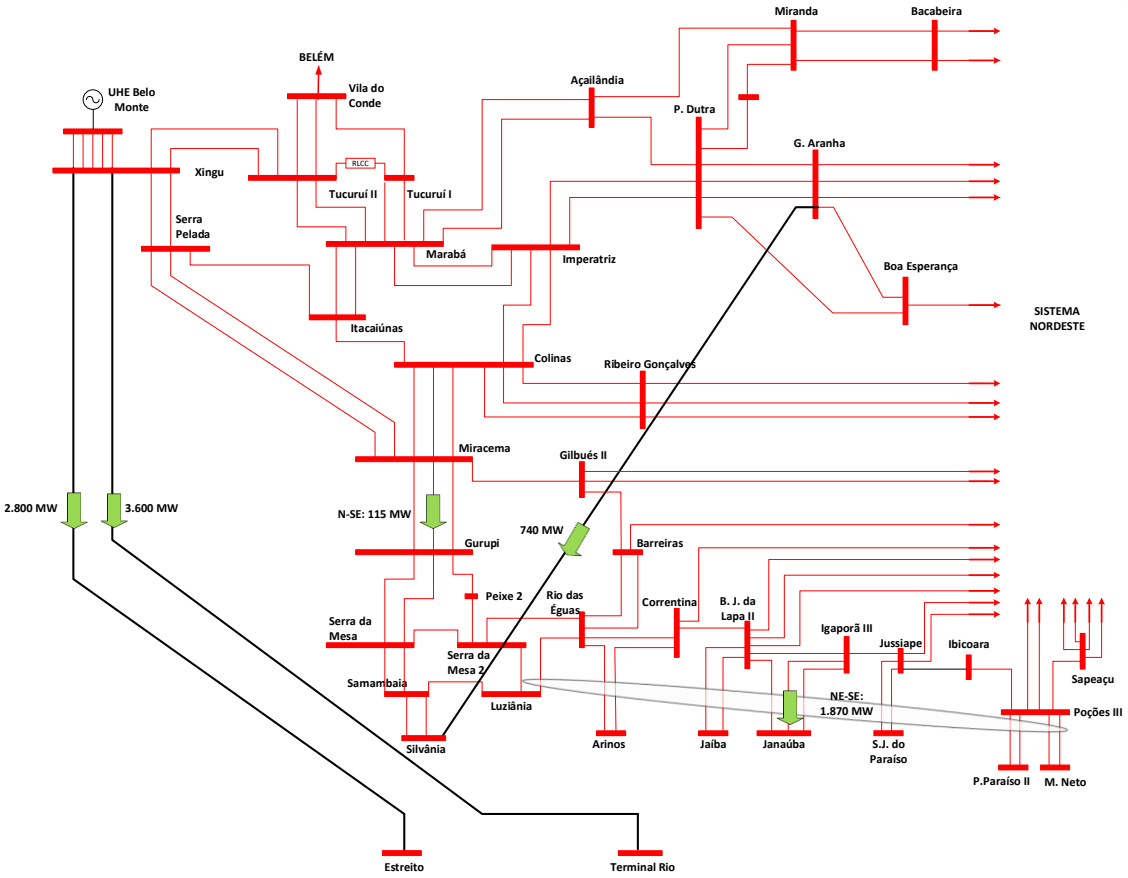


Figura 16-2 – Diagrama interligações Norte-Nordeste-Sudeste - operação coerente no cenário úmido

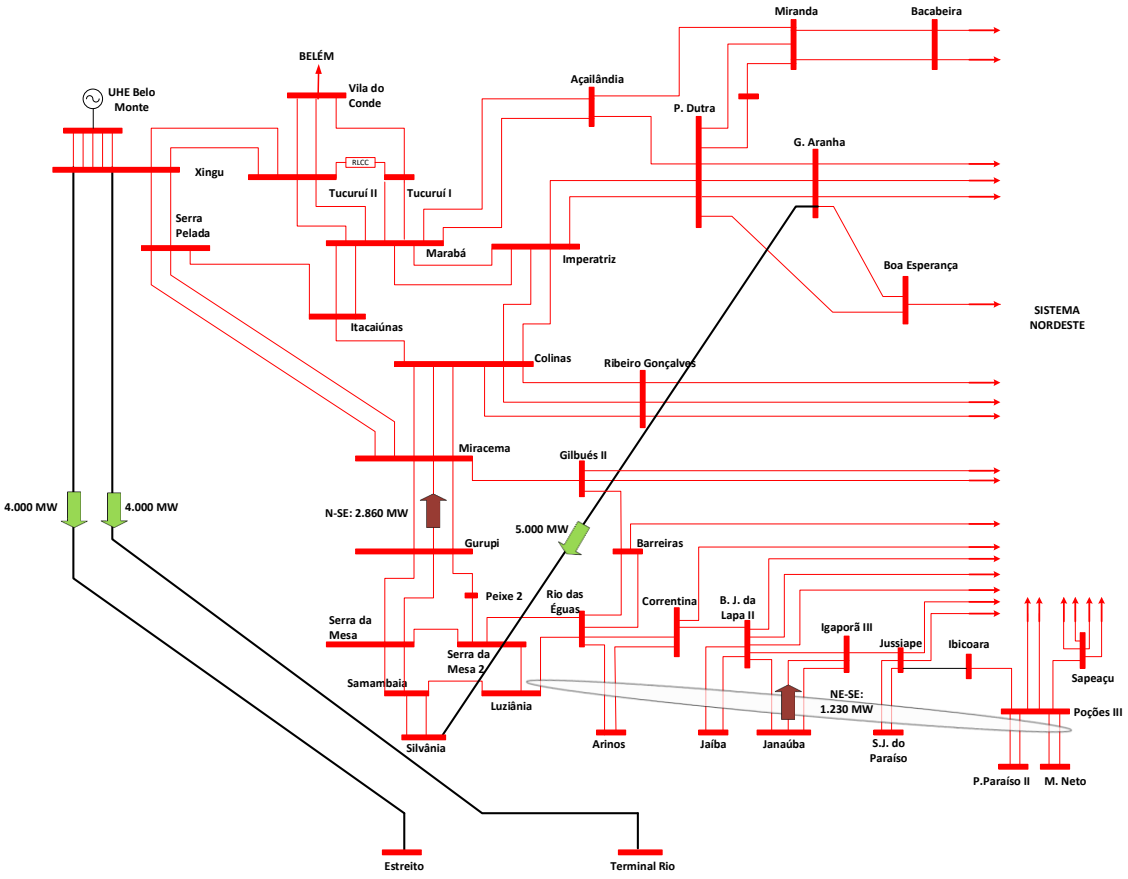


Figura 16-3 – Diagrama interligações Norte-Nordeste-Sudeste - *loop flow* no cenário úmido

16.2 Operação desotimizada

Quanto à operação desotimizada, isto é, com maiores perdas elétricas, apresenta-se a seguir um exemplo no cenário seco. O objetivo deste cenário é demonstrar que o ajuste do *setpoint* de potência nos bipolos de Graça Aranha e de Xingu alteram as perdas elétricas e podem interferir no sentido dos fluxos das linhas de transmissão em corrente alternada na vizinhança das conversoras, como por exemplo nos circuitos em 500 kV de Miracema – Colinas – Imperatriz - P. Dutra - G. Aranha. Outra observação é que o sentido do fluxo nestas linhas de transmissão em 500 kV pode não ser o fator que define o melhor ponto de operação da rede elétrica, como se pretende demonstrar no exemplo a seguir.

De forma a tornar mais compreensível o cenário utilizado como exemplo, apresenta-se, na Figura 16-4, um diagrama esquemático das interligações Norte-Nordeste-Sudeste com a indicação do sentido dos fluxos. A única diferença entre os casos otimizado e desotimizado foi a redefinição dos fluxos nos bipolos de Xingu e Graça Aranha.

A questão em destaque neste diagrama é a diferença no sentido do fluxo nas LT 500 kV Colinas-Imperatriz e LT 500 kV Imperatriz - P.Dutra, representada no diagrama pela ligação Imperatriz-Nordeste. Neste cenário, o ponto de operação de menor perda elétrica coincide com fluxo no sentido de Colinas para Imperatriz e de Imperatriz para P. Dutra, o que pode parecer contraintuitivo sob a ótica geográfica, visto que a região Nordeste exporta energia para a região Sudeste e Norte. Compreende-se, entretanto, que essa é uma condição operativa possível ao se observar que há circuitos paralelos que levam energia à subestação de Graça Aranha, e que o elo CCAT representa um caminho de mais baixa impedância para escoamento do fluxo para a região Sudeste.

Raciocínio análogo pode ser estendido ao fluxo entre Miracema e a região Norte, nesta mesma condição operativa, dada a existência de linhas que conectam a subestação de Miracema com os bipolos de Xingu, que também compõem caminho de baixa impedância para escoamento do fluxo em direção à região Sudeste.

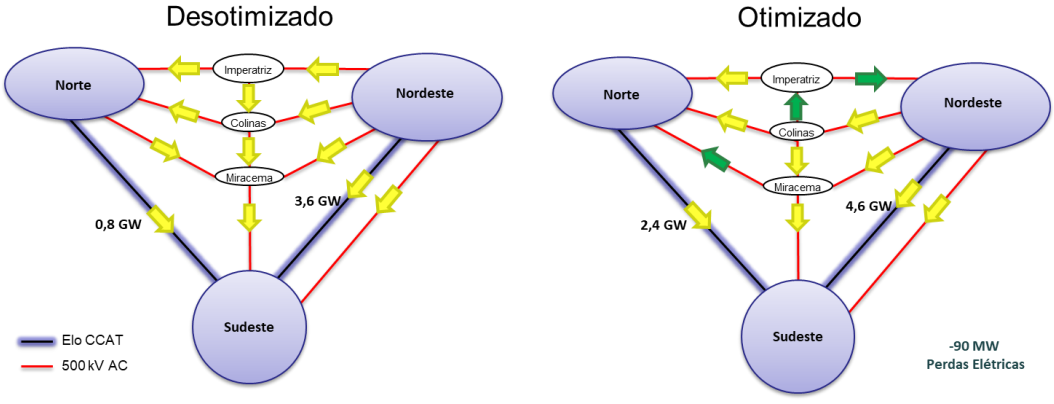


Figura 16-4 – Exemplo de sentido de fluxos otimizados e desotimizado nas interligações - cenário seco

Com mais detalhes sobre o cenário indicado na Figura 16-4, apresentam-se os fluxos no caso desotimizado, Figura 16-5, e no caso otimizado, Figura 16-6.

No cenário indicado pela Figura 16-5 apresentam-se fluxos em alguns circuitos das interligações regionais. Pela característica de exportação do Nordeste, neste cenário, os fluxos estão com sentidos muito coerentes entre si. Entretanto, apesar da coerência entre os sentidos dos fluxos, nota-se que aumentando a transmissão de energia pelos bipolos de Graça Aranha e Xingu, pode-se obter uma redução nas perdas elétricas do sistema, que otimiza a operação desse cenário.

Observa-se na Figura 16-6 que com um aumento de 1.000 MW no *setpoint* de potência do bipolo Graça Aranha e 1.600 MW no *setpoint* dos bipolos de Xingu há modificação no sentido dos fluxos nas linhas transmissão em corrente alternada próximas às conversoras, que intuitivamente poderia parecer uma condição pior à anterior, apresentada na Figura 16-5, mas que, na verdade, provoca uma otimização operativa, com redução de 90 MW nas perdas elétricas.

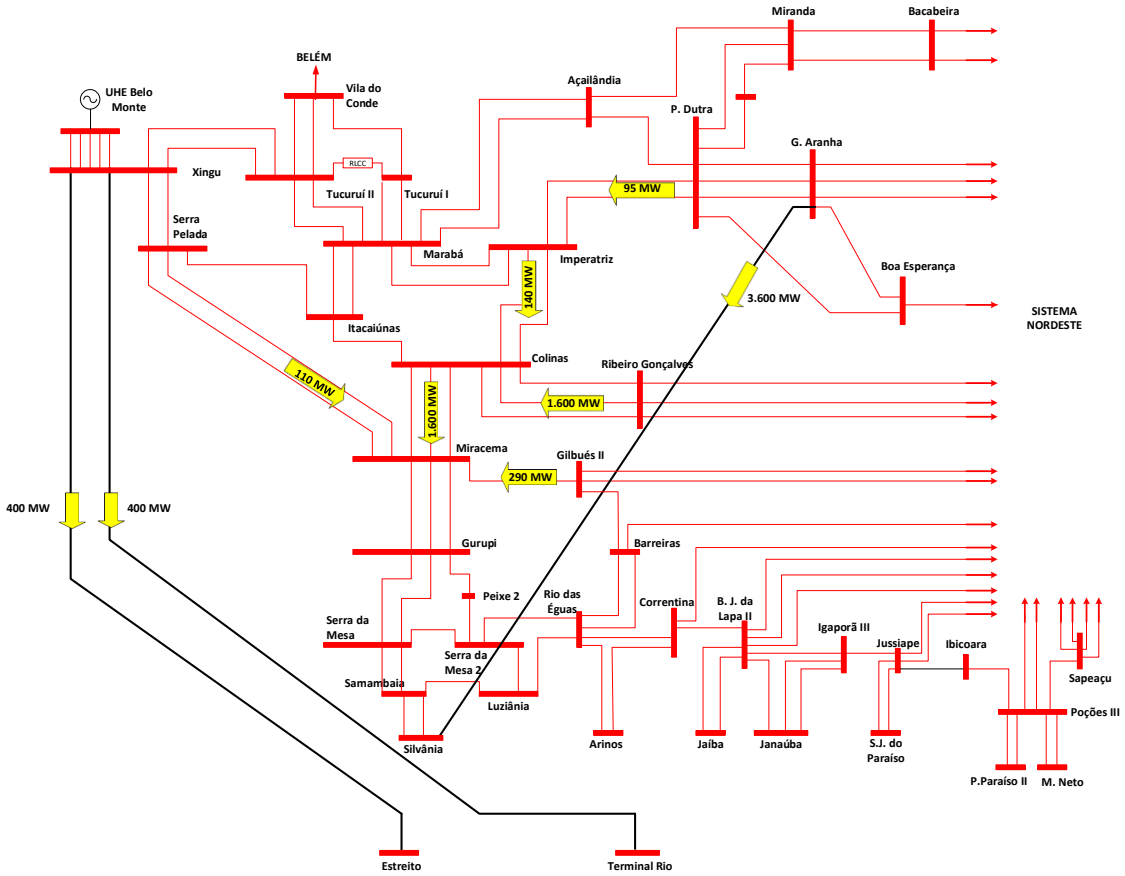


Figura 16-5 – Diagrama interligações Norte-Nordeste-Sudeste desotimizado otimizado seco

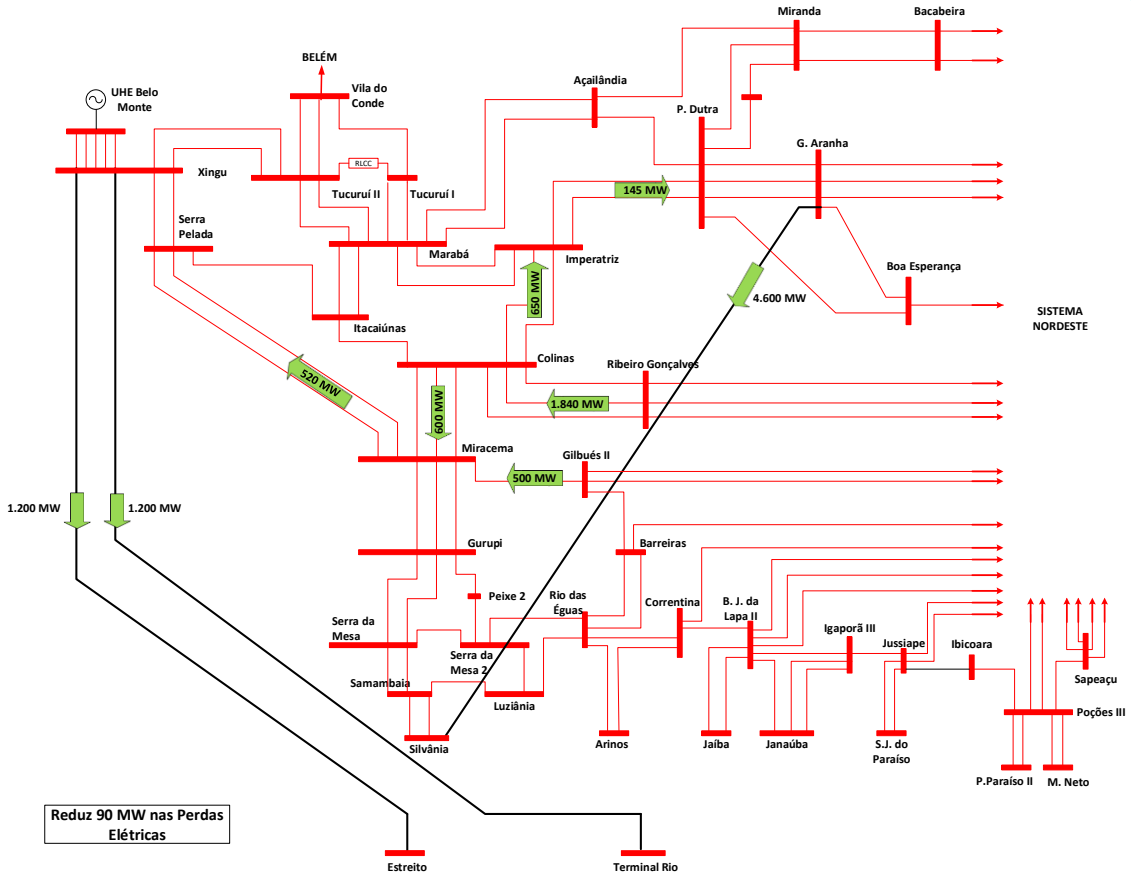


Figura 16-6 – Diagrama interligações Norte-Nordeste-Sudeste despacho otimizado seco

16.3 Modulação diária do Bipolo Graça Aranha-Silvânia

O elo CCAT Graça Aranha-Silvânia tem o objetivo de aumentar a capacidade de exportação total da região Norte/Nordeste, sem, contudo, estar associado a uma grande usina, como os bipolos de Itaipu e Madeira. Os bipolos Xingu-Estreito e Xingu-Terminal Rio tem características similares ao bipolo Graça Aranha-Silvânia, pois estão imersos em uma rede malhada.

Uma diferença relevante entre os bipolos de Xingu e o de Graça Aranha é que aqueles escoam majoritariamente a energia da uma grande usina, a UHE Belo Monte, durante alguns meses do período úmido. Por outro lado, a transmissão do bipolo de Graça Aranha-Silvânia não está associada a nenhuma usina específica.

Esta característica peculiar do bipolo de Graça Aranha, isto é, de escoar o excedente de energia de uma região e não seguir o despacho regular de alguma usina, faz com que a operação deste bipolo acompanhe a variação horária de exportação da região Norte/Nordeste. Esta variação está intrinsecamente associada à característica das fontes locais. A região Norte/Nordeste tem grande montante de fontes não controláveis, tendo como exemplo mais emblemático a fonte solar, que tem variações máximas no mesmo dia. Portanto, com a previsão de ter uma carga aproximadamente quatro vezes menor que a capacidade instalada do parque gerador, no ano 2028, grandes variações na

geração de energia da região Norte/Nordeste tenderão a provocar significativas variações de fluxo nas interligações regionais.

Dando sequência ao exposto anteriormente sobre fluxos circulantes e otimização do despacho nos bipolos, apresenta-se a seguir o benefício da participação do bipolo de Graça Aranha em condições de grande variação horária dos intercâmbios de energia da região Norte/Nordeste com Sudeste/Centro-Oeste.

Toma-se como exemplo a transição da carga leve para a carga média em um dia do período seco do ano 2028. Assumindo o acréscimo expressivo da geração solar entre o patamar de carga leve e média, e a disponibilidade das usinas hidráulicas, térmicas e eólicas da região Norte/Nordeste, pode-se avaliar uma condição em que o bipolo de Graça Aranha deverá participar ativamente na otimização operativa do sistema de transmissão.

No caso estudado, apresenta-se a elevação de aproximadamente 10 GW na exportação da região Norte/Nordeste para a região Sudeste/Centro-Oeste, em função de um acréscimo de 9 GW na carga da região Norte/Nordeste acompanhado pelo acréscimo de 20 GW na disponibilidade de geração local.

A Figura 16-7 apresenta os montantes e sentido dos fluxos nas interligações regionais Norte/Nordeste para Sudeste/Centro-Oeste. Importante notar que os bipolos acomodam 50% da variação de intercâmbio regional neste cenário, isto é, do acréscimo de 10 GW nas interligações regionais, 5 GW foram alocados nos bipolos de Xingu e Graça Aranha, sendo que o bipolo mais acionado foi o bipolo de Graça Aranha-Silvânia, iniciando a carga leve com 2 GW e atingindo 5 GW no patamar de carga média.

A participação ativa das conversoras no controle dos fluxos, permite, além da otimização das perdas elétricas, que os fluxos nas linhas de transmissão em corrente alternada apresentem pequenas variações, minimizando intervenções em inúmeros equipamentos dos Sistema Interligado Nacional para controle de tensão. Deste modo, apesar da interligação em corrente contínua transmitir 5 GW adicionais no patamar de carga média, observa-se que as linhas de transmissão em 500 kV CA das interligações sofreram uma variação média de apenas 270 MW.

Conclui-se que a controlabilidade de fluxos proporcionada pelos elos em corrente contínua é fundamental para garantir maior flexibilidade operativa no contexto do aumento da inserção de fontes variáveis de energia no SIN.

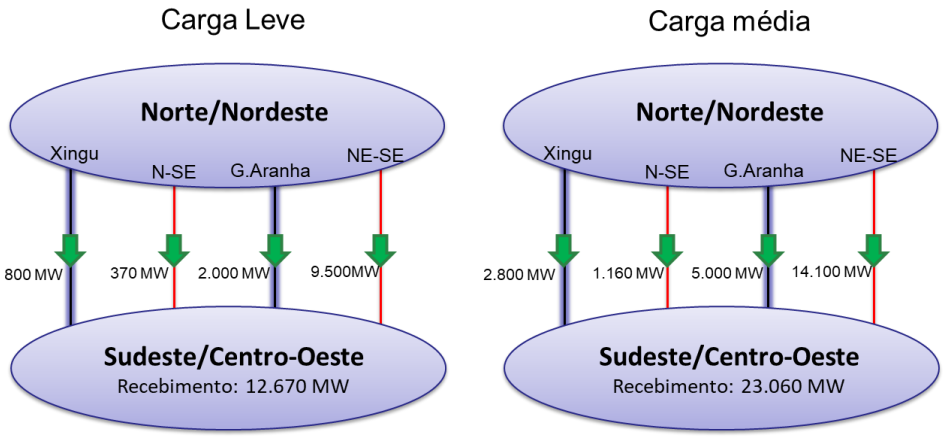


Figura 16-7 – Fluxos interligações Norte-Nordeste-Sudeste

17 ANÁLISE DE RESSONÂNCIA E EXTINÇÃO DE ARCO SECUNDÁRIO

Neste capítulo são apresentados os principais resultados das análises preliminares de ressonância e extinção de arco secundário com vistas a verificar, em regime permanente no domínio da frequência, a viabilidade de implantação do religamento monopolar na Linha de Transmissão (LT) aérea listada abaixo:

- Seccionamento da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II, C1 e C2, na SE Graça Aranha

Para as demais LT com compensação em derivação recomendadas neste relatório, muito embora as análises não tenham sido documentadas, não foram encontradas grandes dificuldades para a viabilização do religamento monopolar. Similarmente, julgou-se desnecessária a documentação das análises para as LT restantes devido a alguma combinação dos seguintes fatores: (i) comprimento não elevado; (ii) silhueta convencional e (iii) ausência de compensação. Nestes casos, a princípio, também não se vislumbra grandes dificuldades na implantação do religamento monopolar.

Não obstante as análises preliminares realizadas, ressalta-se que as situações deverão ser investigadas novamente nos relatórios R2, quando aplicável, e no âmbito do Projeto Básico, para todas as linhas e seccionamentos recomendados. Nestas análises deverão ser consideradas as soluções que de fato serão adotadas, com simulações nos domínios do tempo e da frequência, com uma modelagem mais acurada da rede adjacente, incluindo a reavaliação das especificações de eventuais reatores de neutro, caso seja identificada a necessidade nestes estudos.

Destaca-se que todas as simulações foram realizadas com o programa ATP/ATPDraw e uma ferramenta computacional dedicada para simulação paramétrica, desenvolvida pela Superintendência de Transmissão de Energia (STE) da EPE, considerando-se uma modelagem trifásica em regime permanente no domínio da frequência.

17.1 Procedimentos e Critérios de Análise

Diz-se que o religamento monopolar é viável se houver alta probabilidade de auto-extinção do arco secundário em um tempo morto predefinido. Essa probabilidade deve ser verificada através do par de valores de tensão e corrente, no ponto de falta, tanto em regime permanente como em regime transitório. Não obstante, considerando um tempo morto de até 2 s, as análises em regime permanente no domínio da frequência possibilitam conclusões preliminares sobre a viabilidade da manobra. Estas análises têm como objetivo investigar a corrente de arco secundário e a tensão sustentada, sob abertura monopolar, para a faixa de frequência de 56 Hz a 66 Hz [[29], [30]]. A

verificação da tensão de fase aberta é importante não só para a questão da extinção do arco secundário, mas também para assegurar que durante a manobra os equipamentos terminais da LT não ficarão expostos a sobretensões acima de seus limites de suportabilidade.

De forma conservativa, as tensões nas barras terminais devem ser ajustadas para valores próximos aos máximos operativos. Além disso, para maximizar a corrente de arco secundário, o fluxo de potência na LT deve ser ajustado, no mínimo, para a condição de maior carregamento vislumbrada no estudo. Nas simulações considera-se que a silhueta típica é usada em toda a extensão da LT, com a devida representação das transposições e eventuais paralelismos. Por fim, deve-se adotar os seguintes limites para as variáveis avaliadas:

- Corrente de arco secundário não superior a 80 A [31]
- Tensão induzida na fase aberta não superior à tensão máxima de operação

17.2 Seccionamento da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II, C1 e C2, na SE Graça Aranha

A LT 500 kV a ser seccionada possui um comprimento de cerca de 208 km, com reatores em derivação de 150 Mvar no terminal Presidente Dutra e 100 Mvar no terminal Teresina II, resultando em um grau de compensação de aproximadamente 77 % por circuito. Após o seccionamento estão sendo recomendados novos reatores de 73,5 Mvar para o terminal Graça Aranha. Assim, o trecho Presidente Dutra - Graça Aranha, com comprimento estimado de 20 km, ficará sem compensação e o trecho Graça Aranha – Teresina II terá um comprimento estimado de 193 km, resultando em um grau de compensação de aproximadamente 58 % por circuito. Nas simulações a seguir o ponto de operação foi ajustado considerando-se um fluxo de cerca 1200 MVA, por circuito, correspondente ao SIL (*Surge Impedance Loading*) da LT.

Para o trecho futuro Presidente Dutra – Graça Aranha, pela reduzida extensão e ausência de compensação, não são esperadas dificuldades com o religamento monopolar, logo os resultados não foram documentados. Para o trecho Graça Aranha – Teresina II, a princípio, os resultados da Tabela 17-1 já indicam a necessidade de adoção de medida para mitigar a corrente de arco secundário, caso se opte no projeto por um tempo morto de 500 ms. Por outro lado, pode-se verificar na Figura 17-1 que durante a abertura monopolar as fases não ficaram sujeitas a sobretensões, com valores abaixo do limite de 1,1 p.u. (317,5 kV).

Tabela 17-1 LT 500 kV Graça Aranha – Teresina II, C2. Corrente de arco secundário a 60 Hz, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados.

Fase em falta	Local da falta		
	Graça Aranha	½ LT	Teresina II
A	58,1 A	57,5 A	57,7 A
B	58,7 A	57,1 A	58,2 A
C	55,6 A	56,4 A	55,0 A

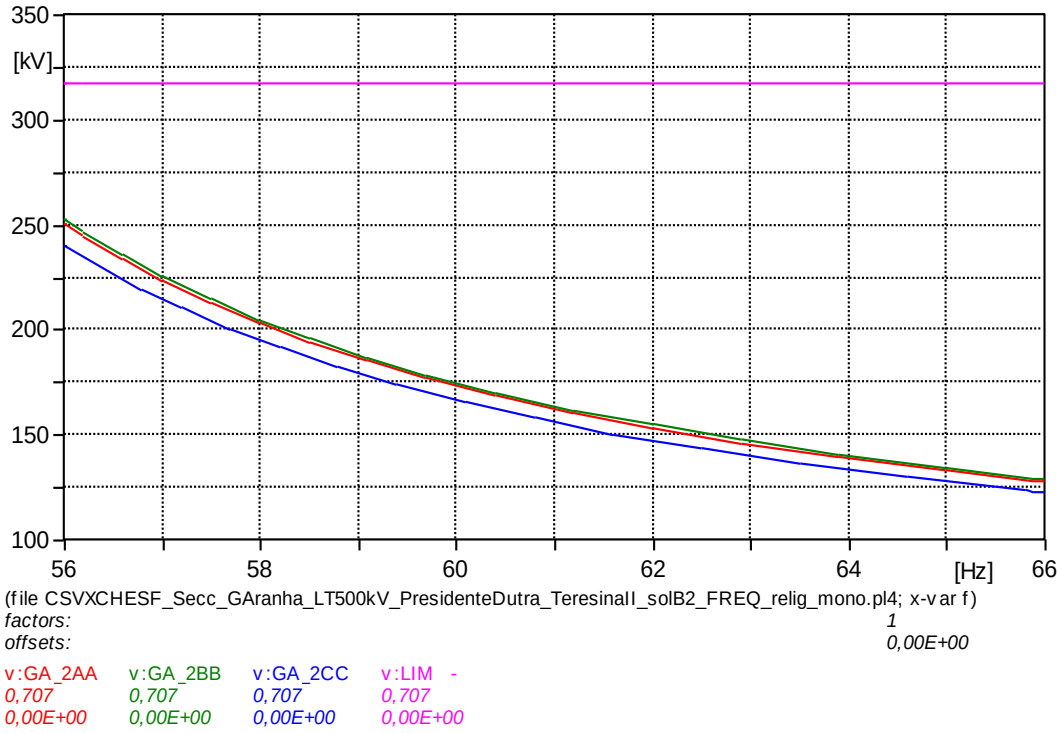


Figura 17-1 LT 500 kV Graça Aranha – Teresina II, C2. Prospecção da tensão induzida, em kV valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados. Terminal Graça Aranha.

Não obstante, observou-se que ambos os circuitos possuem paralelismo expressivo ao longo do traçado desta LT. Nesse sentido, fez-se necessária uma modelagem mais acurada visando capturar eventuais ressonâncias paralelas. Nestas simulações foi considerada, de forma aproximada, uma separação de 60 metros entre eixos. O caso mais crítico considerado consiste em o circuito em análise estar aberto e não aterrado em ambos os terminais enquanto que o paralelo realiza uma abertura de fases monopolar. Neste caso ocorre uma ressonância nas tensões induzidas no circuito aberto em torno de 60,6 Hz, conforme Figura 17-2.

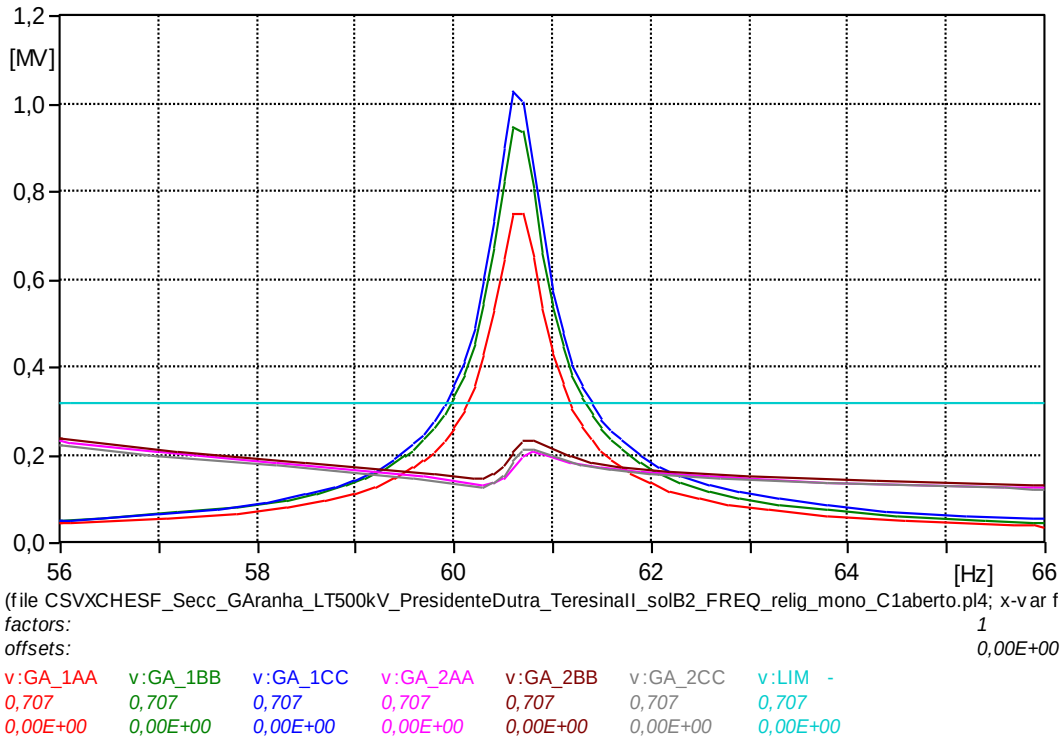


Figura 17-2 LT 500 kV Graça Aranha – Teresina II, C1 e C2. Prospecção da tensão induzida, em kV valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados. Terminal Graça Aranha. Ressonância paralela.

Como solução, inicialmente vislumbrou-se o uso de reator de neutro de 340 Ω instalado no reator em derivação do terminal Graça Aranha e 250 Ω em Teresina II. Esta escolha visa manter a mesma relação X0/X1, em ambos os terminais, do conjunto reator em derivação/reator de neutro. Nota-se que outras escolhas podem ser avaliadas no projeto, inclusive com reatores de neutro apenas no terminal Graça Aranha, se necessário. Na Figura 17-3 pode-se verificar a efetividade da solução no deslocamento da frequência ressonante para valores abaixo de 56 Hz. Nessa simulação também foi monitorada a tensão nos reatores de neutro que, conforme Figura 17-4, atinge no máximo cerca de 35 kV, valor eficaz.

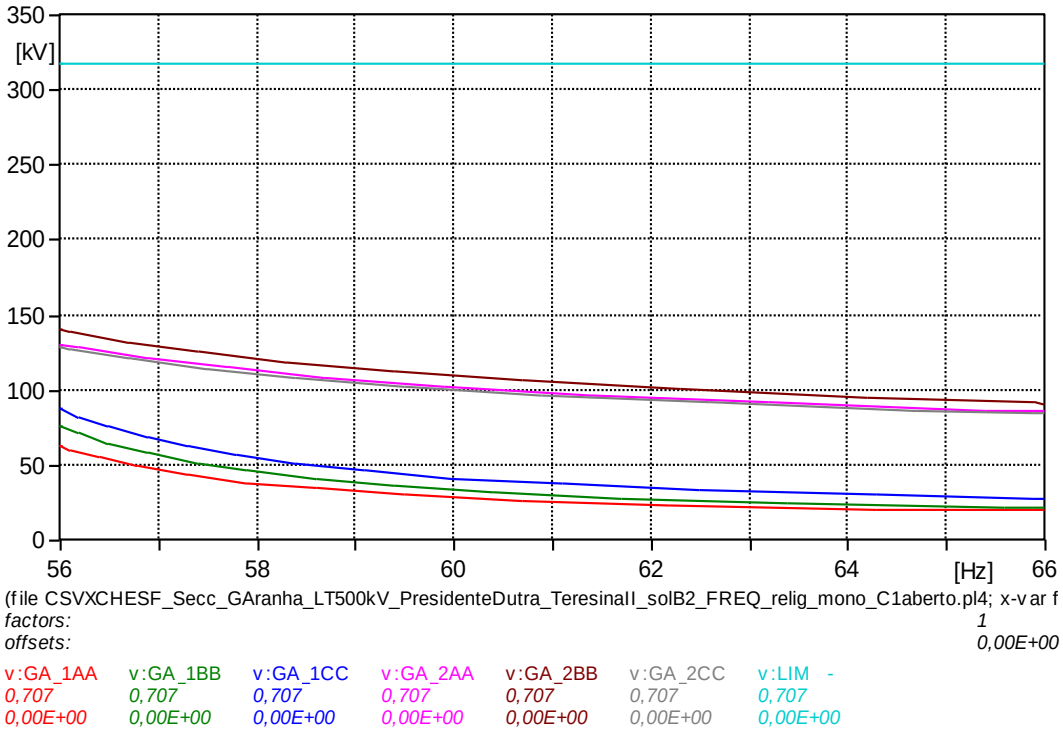


Figura 17-3 LT 500 kV Graça Aranha – Teresina II, C1 e C2. Prospecção da tensão induzida, em kV valor eficaz, com reatores de neutro de 340 Ω e 250 Ω. Terminal Graça Aranha. Ressonância paralela.

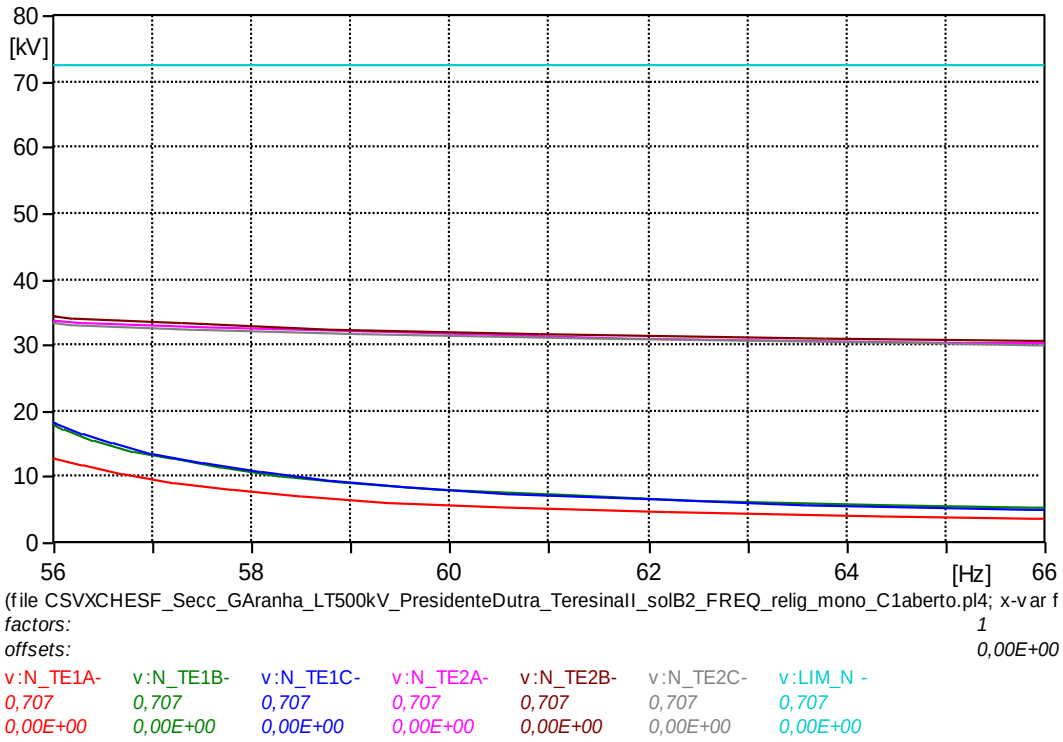


Figura 17-4 LT 500 kV Graça Aranha – Teresina II, C1 e C2. Prospecção da tensão nos reatores de neutro de 250 Ω, em kV valor eficaz. Terminal Teresina II. Ressonância paralela.

17.3 Viabilidade da Solução

Segundo informações da Concessionária, não há previsão de religamento monopolar na LT existente. Além disso, os reatores em derivação de 100 Mvar existentes no terminal Teresina II atualmente operam solidamente aterrados. Não obstante, foi informado que os terminais de neutro dos mesmos têm classe de tensão 72,5 kV (eficaz), com NBI de 350 kV (pico). De acordo com valores de norma, infere-se que a suportabilidade de curta duração (1 min) seja igual a 140 kV (eficaz).

Portanto, como a máxima tensão encontrada nos neutros desses reatores em derivação existentes está significativamente abaixo da sua suportabilidade, do ponto de vista técnico-econômico, na fase de planejamento, entende-se ser promissora a proposta de instalação de reator de neutro. Cumpre ressaltar, no entanto, que estas e outras avaliações mais detalhadas (como aquelas associadas às barras de neutro existentes) deverão ser realizadas na fase de Projeto Básico, a cargo da Transmissora vencedora da licitação, visando confirmar a viabilidade dessa proposta, bem como o devido dimensionamento da solução, em caráter definitivo.

18 RECOMENDAÇÕES PARA RELATÓRIOS R2

Para cada instalação aplicável deste relatório R1 apresenta-se a seguir a recomendação quando à elaboração ou dispensa 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.

Essas recomendações levam em conta características da instalação e da rede elétrica adjacente, condicionantes impostos pelo sistema, 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), bem como resultados de relatórios R2 já realizados para instalações semelhantes [32].

18.1 Linhas de Transmissão

Dentre todas aquelas analisadas, as Linhas de Transmissão (LT) – ou troncos -com recomendação para elaboração de relatório R2 estão relacionados na Tabela 18-1.

Tabela 18-1 Relação de linhas ou troncos de transmissão recomendados para elaboração de relatório R2

Linha ou Tronco de Transmissão
Tronco 500 kV Gurupi – Porangatu 2 – Barro Alto – Trindade, C1
LT 500 kV Marimbondo 2 – Campinas, C1

Para as demais LT analisadas, recomenda-se a dispensa de elaboração do relatório R2 associado. Entretanto, sugere-se que, caso sejam identificadas, nos estudos desenvolvidos nas etapas posteriores ao certame licitatório, elevadas 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, resistores de pré-inserção.

18.1.1 LT 500 kV Presidente Dutra – Graça Aranha, C3 e C4

Trata-se de LT em estruturas de circuito simples, de SIL elevado (cerca de 1200 MW), sem compensação reativa, com cerca de 18,19 km de extensão. Devido ao reduzido comprimento, estudos de TEM não se justificam nesta fase de planejamento, logo recomenda-se dispensar a elaboração do relatório R2.

18.1.2 LT 500 kV Miracema – Gurupi, C4

Trata-se de LT em estruturas de circuito simples, de SIL elevado (cerca de 1200MW), compensada em cerca de 68 % com reatores em derivação e 71 % com capacitores série, com cerca de 257 km de extensão. Não obstante, devido ao nível de curto-circuito das barras terminais, à topologia da rede adjacente, ao comprimento não tão elevado, ao grau de compensação em derivação, à experiência do planejamento, além das análises já realizadas neste relatório R1, recomenda-se dispensar a elaboração do relatório R2.

18.1.3 Tronco 500 kV Gurupi – Porangatu 2 – Barro Alto – Trindade, C1

Trata-se de tronco em estruturas de circuito simples, de SIL elevado (cerca de 1680 MW, com 6 subcondutores por fase), compensado em cerca de 71 % com reatores em derivação, com cerca de 579 km de extensão no total, formado pelas seguintes LT em série:

- LT 500 kV Gurupi – Porangatu 2, C1, de cerca de 189 km
- LT 500 kV Porangatu 2 – Barro Alto, C1, de cerca de 200 km
- LT 500 kV Barro Alto – Trindade, C1, de cerca de 190 km

Devido ao SIL das LTs, ao baixo nível de curto-circuito das barras intermediárias, além do fato de este tronco se tornar bastante longo quando da indisponibilidade dos transformadores da SE Barro Alto, situação que irá potencializar os impactos dos TEM, recomenda-se a elaboração do relatório R2.

18.1.4 LT 500 kV Silvânia – Nova Ponte 3, C1 e C2

Trata-se de LT em estruturas de circuito duplo, com SIL convencional, compensada em cerca de 58 % com reatores em derivação, com cerca de 329 km de extensão. Não obstante, devido ao nível de curto-circuito das barras terminais, à topologia da rede adjacente, à experiência do planejamento, além das análises já realizadas neste relatório R1, recomenda-se dispensar a elaboração do relatório R2.

18.1.5 LT 500 kV Nova Ponte 3 – Ribeirão Preto, C1 e C2

Trata-se de LT em estruturas de circuito duplo, com SIL convencional, compensada em cerca de 64 % com reatores em derivação, com cerca de 214 km de extensão. Não obstante, devido ao nível de curto-circuito das barras terminais, à topologia da rede adjacente, ao grau de compensação em derivação, à experiência do planejamento, além das análises já realizadas neste relatório R1, recomenda-se dispensar a elaboração do relatório R2.

18.1.6 LT 500 kV Marimbondo 2 – Campinas, C1

Trata-se de LT em estruturas de circuito simples, com SIL elevado (cerca de 1200 MW), compensada em cerca de 34,2 % com reatores em derivação, com cerca de 388,78 km de extensão. Devido ao elevado comprimento e ao grau de compensação intermediário, condições que podem potencializar os impactos dos TEM, recomenda-se a elaboração do relatório R2.

18.2 Seccionamentos de Linhas de Transmissão

Dentre todos aqueles analisados, não foram identificados seccionamentos com recomendação para elaboração de relatório R2. Entretanto, sugere-se que, caso sejam identificadas nos estudos desenvolvidos nas etapas posteriores ao certame licitatório elevadas 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, resistores de pré-inserção. Adicionalmente, cumpre ressaltar que, devido aos seccionamentos, avaliações adicionais poderão ser necessárias nessas etapas posteriores, dentre as quais a avaliação de superação, substituição e dimensionamento de cabos para-raios, assim como de desequilíbrio de tensão e necessidade de adequação das transposições de fases nos trechos existentes.

18.2.1 Seccionamento da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II, C1 e C2, na SE Graça Aranha

Trata-se de LT existente em circuito simples, com SIL elevado (cerca de 1200 MW), compensada em cerca de 76 % com reatores em derivação, com cerca de 210 km de extensão. Após o seccionamento os trechos mais curtos resultarão com cerca de 27,5 e 26 km de extensão, e os mais longos com cerca de 194 e 195,5 km, estes últimos compensados em cerca de 83 e 82 % com reatores em derivação, respectivamente. Tendo em vista que os trechos resultaram mais curtos que a LT existente e que, ou são muito curtos ou possuem grau de compensação mais elevado que a LT existente, além das análises já realizadas neste relatório R1, recomenda-se dispensar a elaboração do relatório R2.

18.3 Transformadores

Dentre todos aqueles analisados, os transformadores com recomendação para elaboração de relatório R2 estão relacionados na Tabela 18-2.

Tabela 18-2 Relação de transformadores recomendados para elaboração de relatório R2

Transformadores
1° banco de ATF 500/230 kV, 750 MVA, da SE Barro Alto

Para os demais transformadores das Subestações (SE) avaliadas, recomenda-se a dispensa de elaboração do relatório R2 associado. Entretanto, sugere-se que, caso sejam identificadas nos estudos desenvolvidos nas etapas posteriores ao certame licitatório elevadas sobretensões, correntes e/ou energias nos para-raios de óxido metálico, bem como algum fenômeno de interação relevante entre o transformador 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 e resistores de pré-inserção.

18.3.1 SE Barro Alto 500/230 kV

Primeira unidade de banco de autotransformadores 500/230 kV, com potência de 750 MVA. Tendo em vista a elevada potência dos equipamentos, o nível de curto-circuito das barras terminais, com possibilidade de segunda unidade no horizonte de planejamento, recomenda-se a elaboração do relatório R2.

18.4 Linha de Transmissão e Conversoras CCAT (Elo CC)

Devido às especificidades inerentes às Linhas de Transmissão e Conversoras CCAT, os estudos de detalhamento técnico desse tipo de solução apresentam escopo diferenciado quanto aos tradicionais relatórios R2 elaborados para linhas de transmissão e transformadores de corrente alternada.

Dessa forma, conforme mencionado no item 1.2 do presente documento, considerando que os estudos mais detalhados de performance dinâmica e de interações *multi-infeed* referentes aos elos CC serão realizados na Parte III do Estudo das Interligações Regionais, restariam como escopo para os estudos complementares de detalhamento técnico do elo CC (descrito na Tabela 18-3) os seguintes elementos: i) dimensionamento e especificação dos filtros das conversoras; e ii) estudos de TEM envolvendo a LT CCAT, as conversoras e demais elementos CA adjacentes.

Os estudos complementares em questão serão documentados em relatórios específicos, de modo a constituírem o conjunto de relatórios de referência para a instrução do processo licitatório do Elo CC recomendado no presente estudo.

Tabela 18-3 Relação de obras recomendadas para elaboração de estudos complementares

Linha de Transmissão e Conversoras CCAT (Elo CC)	
LT ±800 kV GRAÇA ARANHA – SILVÂNIA	Bipolo ±800 kV, 6 x 1590 MCM (LAPWING), 1.468 km
SE 800 kV CC/500 kV GRAÇA ARANHA	Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros e Compensação Reativa, Conexões CA/CC, Eletrodos, Pátio CC
SE 800 kV CC/500 kV SILVÂNIA	Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros e Compensação Reativa, Conexões CA/CC, Eletrodos, Pátio CC

19 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

As avaliações socioambientais preliminares referentes às novas instalações de Rede Básica recomendadas neste estudo foram objeto da Nota Técnica EPE-DEA-SMA-006-2022 "Estudo de Expansão das Interligações Regionais – Parte II: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Norte/Nordeste – Análise Socioambiental Preliminar no Âmbito do Relatório R1" [33], que complementa este documento.

20 REFERÊNCIAS

[1] EPE, "EPE-DEE-NT-072/2021-r0 - Expansão das Interligações Regionais - Diagnóstico Inicial," Julho de 2021.

[2] EPE, "Plano Decenal de Expansão de Energia," 2030.

[3] EPE, "EPE-DEE-NT-018/2016-rev0 - Aumento da Capacidade da Interligação entre as Regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste para Escoamento de Excedentes de Energia das Regiões Norte e Nordeste - Avaliação Inicial – Alternativa Mista em CA e CC," Fevereiro de 2016.

[4] EPE, "EPE-DEE-NT-019/2016-rev0 - Aumento da Capacidade da Interligação entre as Regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste para Escoamento de Excedentes de Energia das Regiões Norte e Nordeste - Análise do Desempenho Dinâmico dos Bipolos A e B," Fevereiro de 2016.

[5] EPE, "EPE-DEE-RE-020/2016-rev0 - Aumento da Capacidade da Interligação entre as Regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste para Escoamento de Excedentes de Energia das Regiões Norte e Nordeste: Bipolos A e B," Fevereiro de 2016.

[6] EPE, "EPE-DEE-RE-064/2020-rev1 - Expansão da Capacidade de Transmissão da Região Norte de Minas Gerais," 2020.

[7] ONS, "Procedimentos de Rede - Submódulo 2.7 - Requisitos mínimos para linhas de transmissão," 2020.

[8] EPE , "EPE-DEE-DEA-RE-062/2016-rev0 - "Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica," Julho/2016.

[9] CCPE/CTET, "Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão," Janeiro/2001.

[10] ANEEL, "Base de Referência de Preços ANEEL," Março/2021.

[11] EPE, "EPE-DEE-NT-072/2021-r0 – Expansão das Interligações Regionais – Diagnóstico Inicial," Julho de 2021.

[12] EPE, "EPE-DEE-RE-190/2014-rev1 "Atendimento Elétrico às Capitais com Critério de Confiabilidade Diferenciada: Diagnóstico e Proposta de Ações"," EPE, Rio de Janeiro, 01/2015.

[13] Empresa de Pesquisa Energética, "EPE-DEE-RE-027/2019-rev1 - "Atendimento à Região Central do Estado de Goiás" EPE-Julho/2019," EPE, Rio de Janeiro, 07/2019.

[14] EPE, EPE-DEE-RE-063/2012-r0 – Expansão das interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste Parte II, 2012.

[15] EPE, "Plano Decenal de Expansão de Energia," [Online]. Available: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde. [Acesso em 2020].

[16] Banco Central, "Cotações e Boletins," [Online]. Available: https://www.bcb.gov.br/estabilidadefinanceira/historicocotacoes.

[17] EPE, "Expansão das Interligações Norte – Sudeste e Norte – Nordeste, Parte II - Relatório R1," julho/2013.

[18] EPE, "Expansão da Interligação entre as Regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste – Elo de Corrente Contínua ± 800 kV Xingu – T. Minas, Relatório R2," Agosto/2013.

[19] EPE, "Expansão da Interligação entre as Regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste – Elo de Corrente Contínua ± 800 kV Xingu – Terminal Rio - Relatório R2," março/2014.

[20] J. C. Salari, F. C. Dart, C. K. C. Arruda, L. A. M. C. Domingues, C. R. N. Barbosa, "Estudo de Alternativas para Linhas de Transmissão em ±800kV CC Considerando os Novos Limites dos Campos Elétrico e Magnético Estabelecidos na Resolução da Aneel n° 616/2014," 2014.

[21] Peixoto, C. A., Mello, J. C. P., Brasil, D. O. C., et al., "Critérios de Limitação dos Efeitos Eletrostáticos e Eletromagnéticos Causados pelas Linhas de Transmissão de 750 kV CA e ±600 kV CC". In: Anais do VII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE)," Brasília, 1984.

[22] Cigré JWG-B2/B4/C1.17, "Impacts of HVDC Lines on the Economics of HVDC Projects," Junho/2008.

[23] ANEEL, "Base de Referência de Preços ANEEL," Junho/2020.

[24] CEPEL, "Programa ELEKTRA," [Online]. Available: http://www.cepel.br/pt_br/produtos/elektra-dimensionamento-custeio-e-otimizacao-de-lts-1.htm.

[25] INMET, "Normal Climatológico do Brasil 1981-2010: Temperatura Máxima.," [Online]. Available: http://www.inmet.gov.br/portal/.

[26] ONS, "Procedimentos de Rede – Submódulo 2.7 – Requisitos Mínimos Para Linhas de Transmissão.," 2021.

[27] CEPEL, "Programa ANATEM - Versão 12.0.3".

[28] Q. L. T. T. X. L. F. a. L. J. Wang, "Study on the site selection for synchronous condenser responding to commutation failures of multi-infeed HVDC system," *The Journal of Engineering,* pp. 1413-1418, 2019.

[29] ONS, *ONS. Procedimentos de Rede – Submódulo 2.3 – Premissas, Critérios e Metodologias Para Estudos Elétricos.,* 2021.

[30] ONS, *2. ONS. Diretrizes para a Elaboração de Projetos Básicos para Empreendimentos de Transmissão: Estudos elétricos, especificação das instalações, de equipamentos e de linhas de transmissão.,* 2013.

[31] H.-J. H. G. T. R. Haubrich, *Single-phase auto-reclosing in EHV Systems, CIGRE 1974, paper 31-09, Paris.,* 1974.

[32] EPE, EPE-DEE-NT-100/2018-rev0 - Transitórios eletromagnéticos de manobra em linhas de transmissão CA: experiência dos Relatórios R2, 2018.

[33] EPE, "NT-EPE-DEA-SMA-006-2022 - Estudo de Expansão das Interligações Regionais – Parte II: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Norte/Nordeste – Análise Socioambiental Preliminar no Âmbito do Relatório R1," 2022.

[34] EPE, "NT EPE-DE-SMA 011/2020 - Análise Socioambiental do Estudo para o Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu e Vitorino Freire (MA), e Dom Eliseu (PA)," Rio de Janeiro, 2020.

[35] EPE, "Programação de Estudos 2021," 2021. [Online]. Available: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-547/Programa%C3%A7%C3%A3o%20Estudos%202021%20-%20final.pdf. [Acesso em 06 2021].

[36] ANEEL, "Resolução Normativa Aneel no 915, de 23 de fevereiro de 2021".

[37] J. C. Salari, J. I. Silva Filho, F. C. Dart, "O Sistema computacional ELEKTRA - Integração de Modelos Matemáticos para o Dimensionamento Otimizado de Linhas de Transmissão com Feixes Convencionais e Não Convencionais," *X SEPOPE,* 2006.

[38] L. A. M. C. Domingues, J. I. Silva Filho, A. M Palantinos Neto, F. C. Dart, V. H. Andrade, "Performance of HVDC Transmission Lines in Brazil Analysis of Field Data and Calculation Methods," 2010.

[39] P. S. Maruvada, "Electric Field and Ion Current Environment of HVDC Transmission Lines: Comparison of Calculations and Measurements," *IEEE Trans. Power Del.,* vol. 27, nº 1, pp. 401-410, 2012.

[40] "EPE-DEE-IT-038/2021 –Banco de Preços de Referência da ANEEL: Atualização dos Valores para a Data-Base Março de 2021. Informe Técnico.," 2021.

[41] EPE, "Aumento da Capacidade da Interligação entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste para Escoamento de Excedentes de Energia das Regiões Norte e Nordeste – Avaliação inicial," EPE, Rio de Janeiro, 02/2016 (Nº 18).

21 EQUIPE TÉCNICA

Bruno Scarpa A. da Silveira – EPE/STE

Daniel José Tavares de Souza – EPE/STE

Dourival de Souza Carvalho Junior – EPE/STE

Fabiano Schmidt – EPE/STE

Marcos Vinícius G. da S. Farinha – EPE/STE

Rafael Theodoro Alves e Mello – EPE/STE

Rodrigo Rodrigues Cabral – EPE/STE

Sergio Felipe Falcão Lima – EPE/STE

Thaís Pacheco Teixeira – EPE/STE

Tiago Campos Rizzotto – EPE/STE

André Cassino Ferreira – EPE/SMA

André Viola Barreto – EPE/SMA

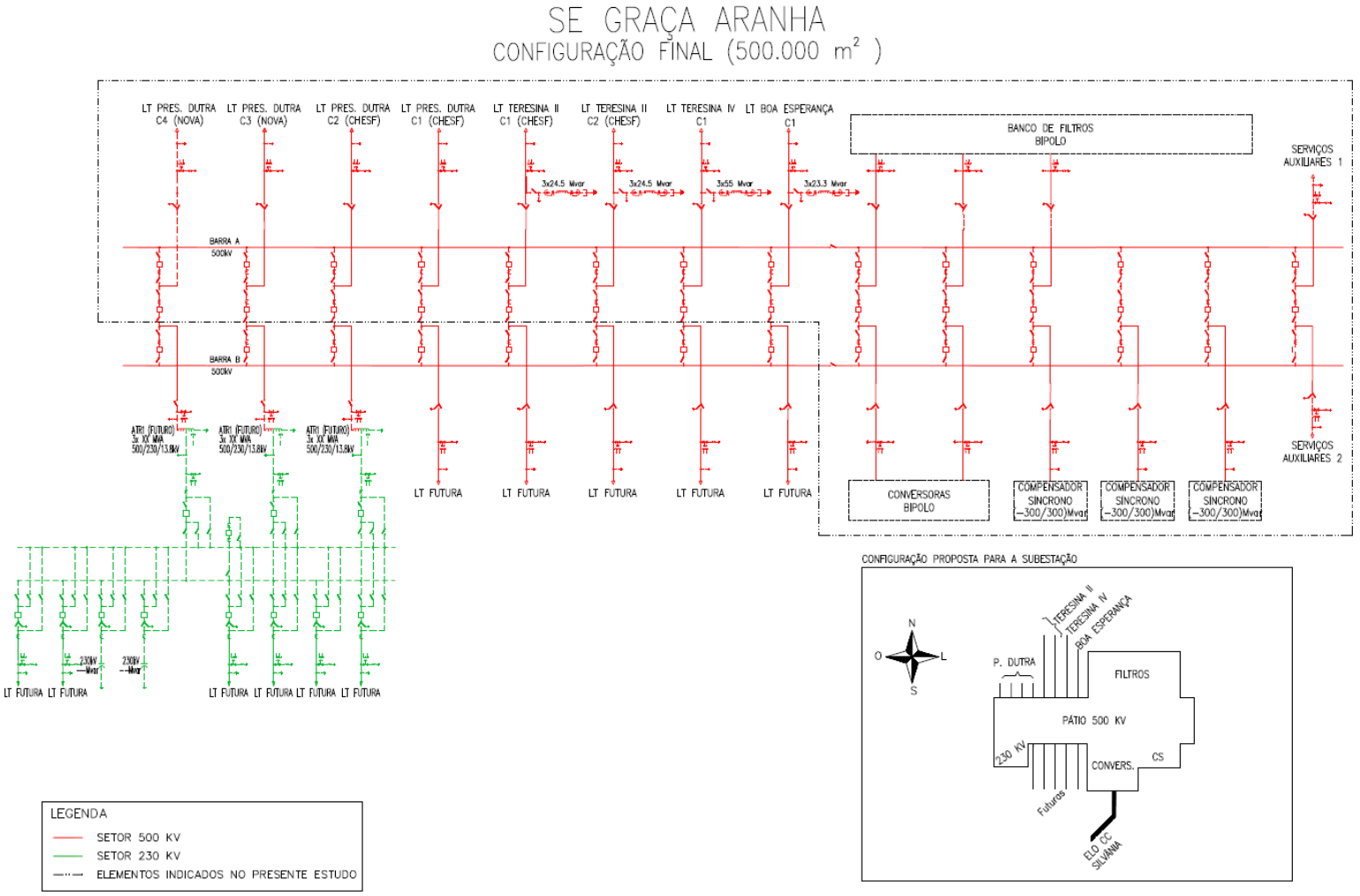
Clayton Borges Silva – EPE/SMA

Kátia Gisele Matosinho – EPE/SMA

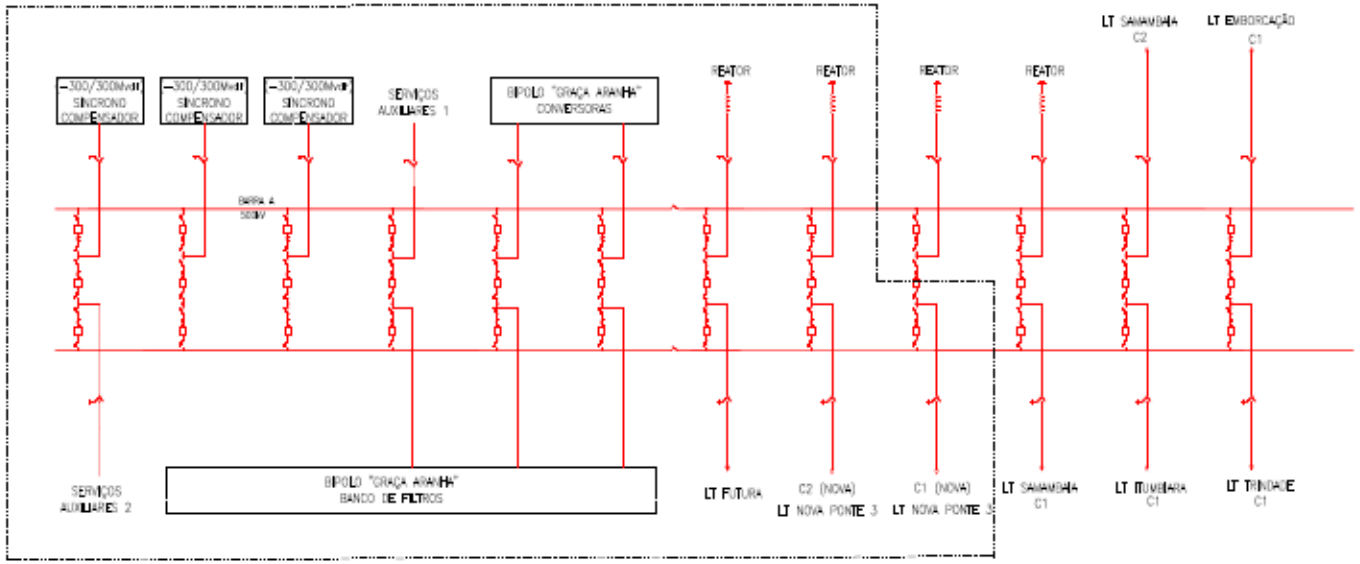
Aline Pessanha do Amaral (estagiária) – EPE/SMA

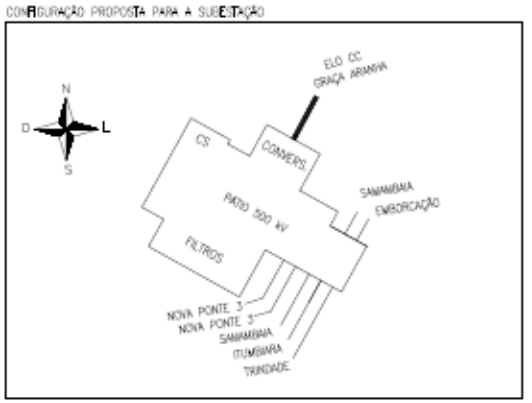
22 ANEXOS

22.1 Diagramas unifilares referenciais



SE SILVÂNIA
CONFIGURAÇÃO FINAL (507.000 m²)



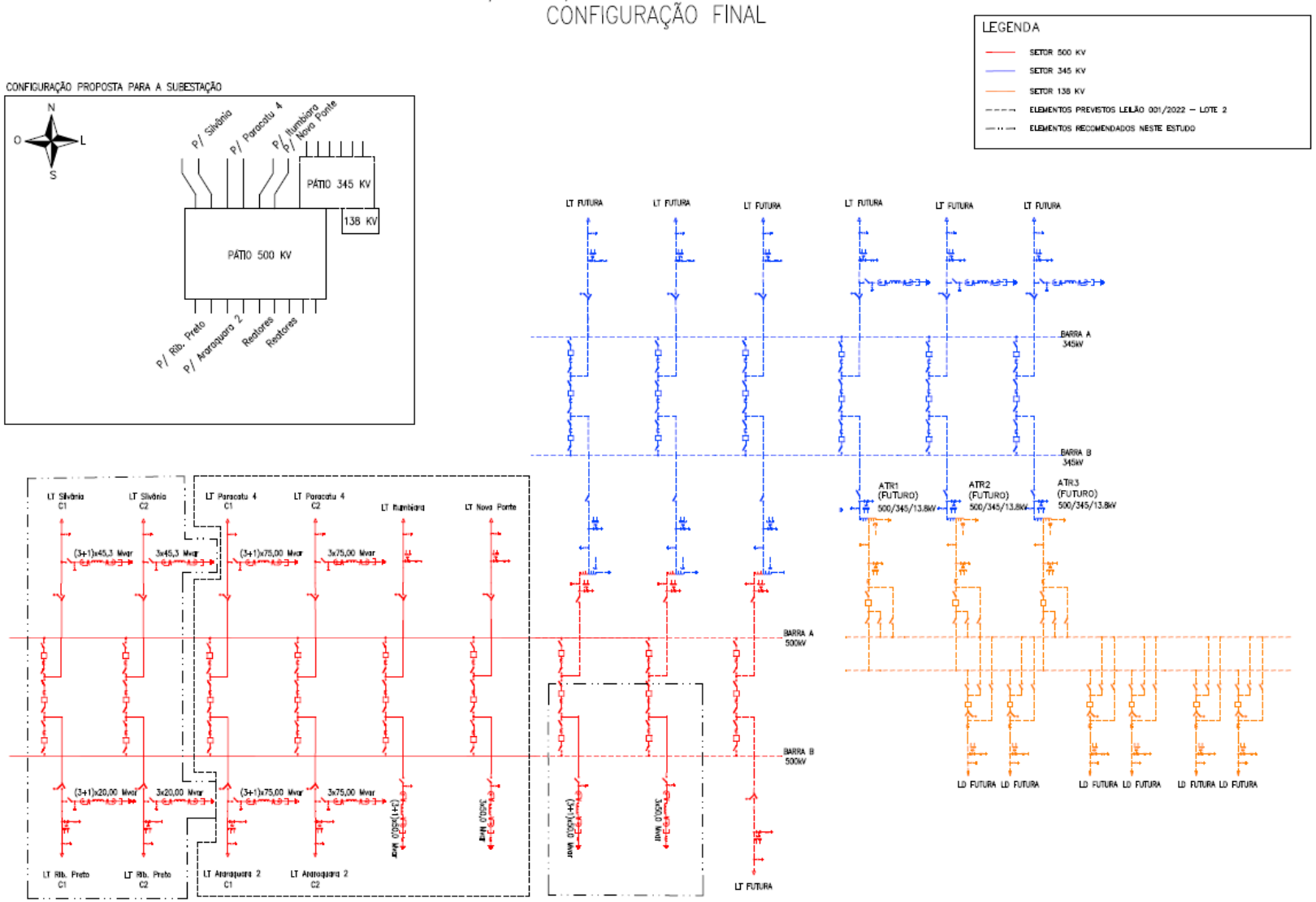


LEGENDA

—— SETOR 500 KV

—·— ELEMENTOS INDICADOS NO PRESENTE ESTUDO

SE 500/345/138 kV NOVA PONTE 3
CONFIGURAÇÃO FINAL



22.2 Parâmetros dos Equipamentos

Linha de Transmissão Nova (LT)

Tabela 22-1 – Alternativa 6B - Características Elétricas das Linhas de Transmissão Recomendadas

Linha de transmissão	Tensão (kV)	Extensão (km)	Condutor	Capacidade de Projeto da Linha de Transmissão (A)		Capacidade Operativa da Função Transmissão (A)		Parâmetros						Mútuas		
				Longa Duração	Curta Duração	Longa Duração	Curta Duração	r+ (Ω/km)	x+ (Ω/km)	b+ (µS/km)	r0 (Ω/km)	x0 (Ω/km)	b0 (µS/km)	rm (Ω/km)	xm (Ω/km)	bm (µS/km)
LT 500 kV Presidente Dutra – Graça Aranha C3 (CS)	500	22,5	4x954 MCM (RAIL)	3200	4350	3200	4000*	0,0178	0,2687	6,2192	0,3179	1,1269	3,4536	-	-	-
LT 500 kV Silvânia – Nova Ponte 3 C1 e C2 (CD)	500	329	4x954 MCM (RAIL)	3450	4500	3450	4000*	0,0175	0,2938	5,6172	0,3099	1,2554	3,0206	0,2911	0,8155	-0,8475
LT 500 kV Nova Ponte 3 – Ribeirão Preto C1 e C2 (CD)	500	214	4x954 MCM (RAIL)	3450	4500	3450	4000*	0,0175	0,2938	5,6172	0,3099	1,2554	3,0206	0,2911	0,8155	-0,8475
LT 500 kV Presidente Dutra – Graça Aranha C4 (CS)	500	22,5	4x954 MCM (RAIL)	3200	4350	3200	4000*	0,0178	0,2687	6,2192	0,3179	1,1269	3,4536	-	-	-
LT 500 kV Miracema – Gurupi C4 (CS)	500	257	4x954 MCM (RAIL)	3150	4250	3150	4000*	0,0176	0,2661	6,1872	0,3302	1,1439	3,2517	-	-	-
LT 500 kV Gurupi – Porangatu 2 C1 (CS)	500	189	6x795 MCM (TERN)	4000	5000	4000	4000*	0,0141	0,1917	8,6690	0,3101	1,1907	3,1654	-	-	-
LT 500 kV Porangatu 2 – Barro Alto C1 (CS)	500	200	6x795 MCM (TERN)	4000	5000	4000	4000*	0,0141	0,1917	8,6690	0,3101	1,1907	3,1654	-	-	-
LT 500 kV Barro Alto – Trindade C1 (CS)	500	190	6x795 MCM (TERN)	4000	5000	4000	4000*	0,0141	0,1917	8,6690	0,3101	1,1907	3,1654	-	-	-

*Valor inferior à capacidade de projeto de curta duração da linha de transmissão, em virtude das capacidades usuais dos equipamentos terminais da LT.

Tabela 22-2 – Antecipações Norte de Minas Gerais - Características Elétricas das Linhas de Transmissão Recomendadas

Linha de transmissão	Tensão (kV)	Extensão (km)	Condutor	Capacidade de Projeto da Linha de Transmissão (A)		Capacidade Operativa da Função Transmissão (A)		Parâmetros					
				Longa Duração	Curta Duração	Longa Duração	Curta Duração	r+ (Ω/km)	x+ (Ω/km)	b+ (µS/km)	r0 (Ω/km)	x0 (Ω/km)	b0 (µS/km)
LT 500 kV Marimbondo 2 - Campinas C1 (CS)	500	379	4x954 MCM (RAIL)	3450	4500	3450	4000*	0,0176	0,2661	6,1874	0,3302	1,1439	3,2529

*Valor inferior à capacidade de projeto de curta duração da linha de transmissão, em virtude de as correntes máximas observadas nos equipamentos não terem excedido o valor de 4000 A.

Seccionamento de Linha de Transmissão

Tabela 22-3 – Alternativa 6B - Características Elétricas dos Seccionamentos de Linhas de Transmissão

Linha de transmissão	Tensão (kV)	Extensão (km)	Condutor	Capacidade de Projeto da Linha de Transmissão (A)		Capacidade Operativa da Função Transmissão (A)		Parâmetros						Mútuas		
				Longa Duração	Curta Duração	Longa Duração	Curta Duração	r+ (Ω/km)	x+ (Ω/km)	b+ (µS/km)	r0 (Ω/km)	x0 (Ω/km)	b0 (µS/km)	rm (Ω/km)	xm (Ω/km)	bm (µS/km)
Secc. LT P. Dutra - Teresina II C1, na SE Graça Aranha (CD)	500	7,5	4x954 MCM (RAIL)	2452	3090	2452	3090	0,0177	0,2692	6,2380	0,2952	1,1804	3,4539	0,2774	0,8319	-1,2961
Secc. LT P. Dutra - Teresina II C2, na SE Graça Aranha (2xCS)	500	6	4x954 MCM (RAIL)	2452	3090	2452	3090	0,0176	0,2681	6,2025	0,3227	1,1275	3,4662	-	-	-

22.3 Plano de Obras e Estimativa de Investimentos

22.3.1 Alternativa 1A

Tabela 22-4 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 1A (R$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						23.862.634,80	**14.764.676,35**	**2.119.656,60**	**5.030.299,00**
LT 500 kV IMPERATRIZ - PRESIDENTE DUTRA , C3 (Nova)						**1.115.800,89**	**703.143,83**	**99.113,73**	**249.378,53**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 385 km		2028	385,0	1,0	1931,85	743.762,25	468.696,38	66.066,49	166.228,88
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Imperatriz	2028	3,0	1,0	4875,85	14.627,55	9.217,84	1.299,33	3.269,22
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Presidente Dutra	2028	3,0	1,0	4875,85	14.627,55	9.217,84	1.299,33	3.269,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	668,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	668,10
Capacitor Série 500 kV, 1 x 451 Mvar 3Φ	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	131063,79	131.063,79	82.592,42	11.642,06	29.292,41
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	6784,49	6.784,49	4.275,38	602,65	1.516,32
Capacitor Série 500 kV, 1 x 451 Mvar 3Φ	Imperatriz	2028	1,0	1,0	131063,79	131.063,79	82.592,42	11.642,06	29.292,41
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	6784,49	6.784,49	4.275,38	602,65	1.516,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
MIM - 500 kV	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
MIM - 500 kV	Imperatriz	2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
MIG-A	Imperatriz	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01
MIG-A	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01
LT 500 kV IMPERATRIZ - COLINAS, C3 (Nova)						**928.911,91**	**585.372,07**	**82.512,86**	**207.609,34**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 345 km		2028	345,0	1,0	1931,85	666.488,25	420.000,65	59.202,44	148.958,35
Reator de Linha Fixo 500 kV, 6 x 55 Mvar 1Φ	Colinas	2028	6,0	1,0	5006,57	30.039,42	18.929,93	2.668,32	6.713,73
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 55 Mvar 1Φ	Imperatriz	2028	3,0	1,0	5006,57	15.019,71	9.464,97	1.334,16	3.356,87
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	668,10
	Colinas	2028	2,0	1,0	2989,28	5.978,56	3.767,51	531,06	1.336,19
Capacitor Série 500 kV, 1 x 324,2 Mvar 3Φ	Imperatriz	2028	1,0	1,0	94394,23	94.394,23	59.484,38	8.384,80	21.096,86
Capacitor Série 500 kV, 1 x 194,5 Mvar 3Φ	Colinas	2028	1,0	1,0	56886,01	56.886,01	35.847,84	5.053,04	12.713,87
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Colinas	2028	1,0	1,0	6784,49	6.784,49	4.275,38	602,65	1.516,32
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	6784,49	6.784,49	4.275,38	602,65	1.516,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Colinas	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Colinas	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
MIM - 500 kV	Colinas	2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
MIG-A	Colinas	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
MIG-A	Imperatriz	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01
SE 800/500 kV COLINAS | Subestação Retificadora Bipolo NE 1 (Nova)						**6.714.298,73**	**4.231.147,13**	**596.413,92**	**1.500.627,88**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis (5000MW)		2028	1,0	1,0	5800000,00	5.800.000,00	3.654.983,84	515.199,11	1.296.284,55
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	6,0	1,0	11717,80	70.306,80	44.305,21	6.245,17	15.713,38
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	18897,38	18.897,38	11.908,55	1.678,61	4.223,51
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	17234,90	17.234,90	10.860,91	1.530,93	3.851,95
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-300/+300) Mvar		2028	3,0	1,0	256508,00	769.524,00	484.930,65	68.354,84	171.986,56
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	12778,55	38.335,65	24.157,96	3.405,26	8.567,92
LT 800 kV COLINAS - SILVÂNIA, C1 (Nova)						**1.533.470,40**	**966.346,47**	**136.214,24**	**342.726,55**
Linha CC ±800 kV, 990 km, 6 x 1590 MCM		2028	990,0	1,0	1548,96	1.533.470,40	966.346,47	136.214,24	342.726,55
LT 500 kV TRINDADE - SILVÂNIA, C2 (Nova)						**377.053,64**	**203.710,35**	**33.492,71**	**46.632,74**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 156 km		2030	156,0	1,0	2059,39	321.264,84	173.569,40	28.537,13	39.732,97
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Trindade	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Trindade	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 20 Mvar 1Φ	Silvânia	2030	3,0	1,0	4607,39	13.822,17	7.467,69	1.227,79	1.709,48
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 20 Mvar 1Φ	Trindade	2030	3,0	1,0	4607,39	13.822,17	7.467,69	1.227,79	1.709,48
SE 500/230 kV DIANÓPOLIS II (Ampliação/Adequação)						**439.165,00**	**260.327,44**	**39.009,90**	**79.919,27**
1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 33,3 MVA 1Φ		2030	4,0	1,0	7016,09	28.064,36	15.162,30	2.492,89	3.470,91
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	3,0	1,0	11717,80	35.153,40	18.992,29	3.122,59	4.347,66
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1,0	1,0	7970,67	7.970,67	4.306,30	708,01	985,79
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	12474,07	12.474,07	6.739,35	1.108,04	1.542,75
MIM - 500 kV		2030	1,0	1,0	9831,26	9.831,26	5.311,52	873,29	1.215,90
MIM - 230 kV		2030	1,0	1,0	882,84	882,84	476,97	78,42	109,19
MIG (Terreno Rural)		2030	1,0	1,0	19886,56	19.886,56	10.744,09	1.766,47	2.459,50
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ		2030	7,0	1,0	5141,97	35.993,79	19.446,32	3.197,24	4.451,59
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2030	2,0	1,0	9810,75	19.621,50	10.600,89	1.742,93	2.426,72
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-300/+300) Mvar		2028	1,0	1,0	256508,00	256.508,00	161.643,55	22.784,95	57.328,85
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	12778,55	12.778,55	6.903,85	1.135,09	1.580,41
LT 500 kV MIRACEMA - DIANÓPOLIS II, C1 (Nova)						**1.007.981,96**	**544.581,29**	**89.536,45**	**124.663,87**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 330 km		2030	330,0	1,0	2404,76	793.570,80	428.741,61	70.490,86	98.146,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	Miracema	2030	4,0	1,0	5401,37	21.605,48	11.672,77	1.919,16	2.672,09
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	Dianópolis II	2030	4,0	1,0	5401,37	21.605,48	11.672,77	1.919,16	2.672,09
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
Capacitor Série 500 kV, 4 x 184 Mvar 3Φ	Miracema	2030	1,0	1,0	54153,32	54.153,32	29.257,35	4.810,30	6.697,50
Capacitor Série 500 kV, 4 x 184 Mvar 3Φ	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	54153,32	54.153,32	29.257,35	4.810,30	6.697,50
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
MIG-A	Miracema	2030	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.489,04	244,82	340,87
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	11717,80	11.717,80	6.330,76	1.040,86	1.449,22
MIM - 500 kV	Miracema	2030	1,0	1,0	6554,17	6.554,17	3.541,01	582,19	810,60
LT 500 kV DIANÓPOLIS II - RIO DAS ÉGUAS, C1 (Nova)						**871.575,16**	**470.884,94**	**77.419,78**	**107.793,53**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 280 km		2030	280,0	1,0	2404,76	673.332,80	363.780,76	59.810,42	83.275,57
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Dianópolis II	2030	4,0	1,0	5271,59	21.086,36	11.392,30	1.873,05	2.607,89
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Rio das Éguas	2030	4,0	1,0	5271,59	21.086,36	11.392,30	1.873,05	2.607,89
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
Capacitor Série 500 kV, 1 x 158 Mvar 3Φ	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	46588,04	46.588,04	25.170,07	4.138,30	5.761,85
Capacitor Série 500 kV, 1 x 158 Mvar 3Φ	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	46588,04	46.588,04	25.170,07	4.138,30	5.761,85
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	11717,80	11.717,80	6.330,76	1.040,86	1.449,22
MIM - 500 kV	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	6554,17	6.554,17	3.541,01	582,19	810,60
MIG-A	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.489,04	244,82	340,87
LT 500 kV RIO DAS ÉGUAS - ARINOS 2, C2 (Nova)						**595.538,30**	**321.750,81**	**52.900,14**	**73.654,20**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 222 km		2030	222,0	1,0	2350,90	521.899,80	281.966,22	46.359,02	64.546,84
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 53,3 Mvar 1Φ	Rio das Éguas	2030	3,0	1,0	4985,15	14.955,45	8.079,96	1.328,45	1.849,64
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 53,3 Mvar 1Φ	Arinos 2	2030	3,0	1,0	4985,15	14.955,45	8.079,96	1.328,45	1.849,64
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2030	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.615,01	265,53	369,70
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.615,01	265,53	369,70
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	5.588,76	918,87	1.279,36
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2030	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	5.588,76	918,87	1.279,36
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2030	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	6.084,41	1.000,36	1.392,82
MIM - 500 kV	Arinos 2	2030	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.701,61	279,77	389,53
MIG-A	Arinos 2	2030	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.431,10	235,29	327,60
SE 500 kV PRESIDENTE DUTRA (Ampliação/Adequação)						**83.145,95**	**52.396,05**	**7.385,64**	**18.582,90**
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ		2028	7,0	1,0	5066,46	35.465,22	22.349,10	3.150,28	7.926,38
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9428,98	18.857,96	11.883,71	1.675,10	4.214,70
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11261,82	22.523,64	14.193,71	2.000,72	5.033,97

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
LT 500 kV MARIMBONDO 2 - CAMPINAS, C1 (Nova)						**913.913,29**	**575.920,40**	**81.180,57**	**204.257,19**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 388,78 km		2028	388,78	1,0	2117,37	823.191,11	518.750,03	73.121,95	183.981,02
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ	Marimbondo 2	2028	4,0	1,0	5348,41	21.393,64	13.481,62	1.900,34	4.781,42
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ	Campinas	2028	4,0	1,0	5348,41	21.393,64	13.481,62	1.900,34	4.781,42
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	10692,01	10.692,01	6.737,78	949,74	2.389,64
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	10692,01	10.692,01	6.737,78	949,74	2.389,64
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	3089,74	3.089,74	1.947,06	274,45	690,55
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	3089,74	3.089,74	1.947,06	274,45	690,55
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
MIM - 500 kV	Campinas	2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIG-A	Campinas	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
MIG-A	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
SE 800/500 kV SILVANIA (Ampliação/Adequação)						**6.772.191,74**	**4.267.629,54**	**601.556,41**	**1.513.566,82**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Serviços Auxiliares, Obras Civis (5000MW)		2028	1,0	1,0	5800000,00	5.800.000,00	3.654.983,84	515.199,11	1.296.284,55
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	7,0	1,0	11885,61	83.199,27	52.429,65	7.390,38	18.594,82
Compensador Síncrono 500 kV, 3 x (-300/+300) Mvar		2028	3,0	1,0	256508,00	769.524,00	484.930,65	68.354,84	171.986,56
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	12961,55	38.884,65	24.503,93	3.454,02	8.690,62
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	26592,14	26.592,14	16.757,56	2.362,11	5.943,27
MIG-A		2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
3° e 4° Reator de Barra 500 kV, (6) x 50 Mvar 1Φ		2028	6,0	1,0	5215,60	31.293,60	19.720,28	2.779,73	6.994,04
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9951,25	19.902,50	12.541,95	1.767,89	4.448,16
LT 500 kV SILVÂNIA - NOVA PONTE 3, C1 e C2 (CD) (Nova)						**1.359.443,43**	**856.679,96**	**120.755,87**	**303.831,99**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 329 km		2028	329,0	1,0	3596,40	1.183.215,60	745.626,53	105.102,00	264.445,54
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	2,0	1,0	10917,37	21.834,74	13.759,59	1.939,52	4.880,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	10917,37	21.834,74	13.759,59	1.939,52	4.880,01
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	1,0	1,0	11885,61	11.885,61	7.489,95	1.055,77	2.656,40
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	11885,61	23.771,22	14.979,90	2.111,54	5.312,80
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	2,0	1,0	3154,86	6.309,72	3.976,19	560,48	1.410,21
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	3154,86	6.309,72	3.976,19	560,48	1.410,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	Silvânia	2028	7,0	1,0	5145,92	36.021,44	22.699,62	3.199,69	8.050,70
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2028	7,0	1,0	5145,92	36.021,44	22.699,62	3.199,69	8.050,70
MIM - 500 kV	Nova Ponte 3	2028	1,0	1,0	6648,04	6.648,04	4.189,39	590,53	1.485,82
MIG-A	Silvânia	2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
MIG-A	Nova Ponte 3	2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
SE 500 kV NOVA PONTE 3 (Ampliação/Adequação)						**79.930,62**	**50.369,85**	**7.100,03**	**17.864,28**
3° e 4° Reator de Barra 500 kV, (6) x 50 Mvar 1Φ		2028	6,0	1,0	5107,94	30.647,64	19.313,21	2.722,35	6.849,67
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9745,83	19.491,66	12.283,05	1.731,39	4.356,33
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11640,26	23.280,52	14.670,68	2.067,95	5.203,13
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6510,80	6.510,80	4.102,91	578,34	1.455,15
LT 500 kV NOVA PONTE 3 - RIBEIRÃO PRETO, C1 e C2 (CD) (Nova)						**933.524,55**	**588.278,82**	**82.922,59**	**208.640,25**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 214 km		2028	214,0	1,0	3657,46	782.696,44	493.231,52	69.524,92	174.930,57
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	10692,01	21.384,02	13.475,56	1.899,49	4.779,27
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	10692,01	21.384,02	13.475,56	1.899,49	4.779,27
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	11640,26	23.280,52	14.670,68	2.067,95	5.203,13
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2028	7,0	1,0	4512,28	31.585,96	19.904,51	2.805,70	7.059,38
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ	Ribeirão Preto	2028	7,0	1,0	4512,28	31.585,96	19.904,51	2.805,70	7.059,38
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	3089,74	6.179,48	3.894,12	548,91	1.381,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	3089,74	6.179,48	3.894,12	548,91	1.381,10
MIM - 500 kV	Ribeirão Preto	2028	1,0	1,0	6510,80	6.510,80	4.102,91	578,34	1.455,15
MIG-A	Ribeirão Preto	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
SE 500 kV RIBEIRÃO PRETO (Ampliação/Adequação)						**136.689,23**	**86.137,40**	**12.141,75**	**30.549,68**
2° Reator de Barra 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ		2028	3,0	1,0	5039,70	15.119,10	9.527,60	1.342,99	3.379,08
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	9745,83	9.745,83	6.141,53	865,70	2.178,17
3° ATF 500/440 kV, 3 x 400 MVA 1Φ		2028	3,0	1,0	18170,69	54.512,07	34.351,85	4.842,17	12.183,30
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12391,52	12.391,52	7.808,76	1.100,71	2.769,47
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12391,52	12.391,52	7.808,76	1.100,71	2.769,47
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIM - 440 kV		2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIG-A		2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91

22.3.2 Alternativa 2A

Tabela 22-5 - Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 2A(R$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						24.203.331,59	**14.979.373,12**	**2.149.919,82**	**5.106.443,83**
LT 500 kV IMPERATRIZ - PRESIDENTE DUTRA , C3 (Nova)						**1.115.800,89**	**703.143,83**	**99.113,73**	**249.378,53**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 385 km		2028	385,0	1,0	1931,85	743.762,25	468.696,38	66.066,49	166.228,88
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Imperatriz	2028	3,0	1,0	4875,85	14.627,55	9.217,84	1.299,33	3.269,22
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Presidente Dutra	2028	3,0	1,0	4875,85	14.627,55	9.217,84	1.299,33	3.269,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	668,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	668,10
Capacitor Série 500 kV, 1 x 451 Mvar 3Φ	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	131063,79	131.063,79	82.592,42	11.642,06	29.292,41
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	6784,49	6.784,49	4.275,38	602,65	1.516,32
Capacitor Série 500 kV, 1 x 451 Mvar 3Φ	Imperatriz	2028	1,0	1,0	131063,79	131.063,79	82.592,42	11.642,06	29.292,41
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	6784,49	6.784,49	4.275,38	602,65	1.516,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
MIM - 500 kV	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
MIM - 500 kV	Imperatriz	2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
MIG-A	Imperatriz	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01
MIG-A	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01
LT 500 kV IMPERATRIZ - COLINAS, C3 (Nova)						**928.911,91**	**585.372,07**	**82.512,86**	**207.609,34**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 345 km		2028	345,0	1,0	1931,85	666.488,25	420.000,65	59.202,44	148.958,35
Reator de Linha Fixo 500 kV, 6 x 55 Mvar 1Φ	Colinas	2028	6,0	1,0	5006,57	30.039,42	18.929,93	2.668,32	6.713,73
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 55 Mvar 1Φ	Imperatriz	2028	3,0	1,0	5006,57	15.019,71	9.464,97	1.334,16	3.356,87
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	668,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Colinas	2028	2,0	1,0	2989,28	5.978,56	3.767,51	531,06	1.336,19
Capacitor Série 500 kV, 1 x 324,2 Mvar 3Φ	Imperatriz	2028	1,0	1,0	94394,23	94.394,23	59.484,38	8.384,80	21.096,86
Capacitor Série 500 kV, 1 x 194,5 Mvar 3Φ	Colinas	2028	1,0	1,0	56886,01	56.886,01	35.847,84	5.053,04	12.713,87
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Colinas	2028	1,0	1,0	6784,49	6.784,49	4.275,38	602,65	1.516,32
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	6784,49	6.784,49	4.275,38	602,65	1.516,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Colinas	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Colinas	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
MIM - 500 kV	Colinas	2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
MIG-A	Colinas	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01
MIG-A	Imperatriz	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01
SE 800/500 kV SERRA PELADA | Subestação Retificadora Bipolo NE 1 (Nova)						**6.714.224,32**	**4.231.100,23**	**596.407,31**	**1.500.611,25**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis (5000MW)		2028	1,0	1,0	5800000,00	5.800.000,00	3.654.983,84	515.199,11	1.296.284,55
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	6,0	1,0	11717,80	70.306,80	44.305,21	6.245,17	15.713,38
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-300/+300) Mvar		2028	3,0	1,0	256508,00	769.524,00	484.930,65	68.354,84	171.986,56
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	12778,55	38.335,65	24.157,96	3.405,26	8.567,92
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	18897,38	18.897,38	11.908,55	1.678,61	4.223,51
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	17160,49	17.160,49	10.814,02	1.524,32	3.835,32
LT 800 kV SERRA PELADA - SILVÂNIA, C1 (Nova)						**1.874.241,60**	**1.181.090,13**	**166.484,07**	**418.888,01**
Linha CC ±800 kV, 1210 km, 6 x 1590 MCM		2028	#######	1,0	1548,96	1.874.241,60	1.181.090,13	166.484,07	418.888,01
LT 500 kV TRINDADE - SILVÂNIA, C2 (Nova)						**377.053,64**	**203.710,35**	**33.492,71**	**46.632,74**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 156 km		2030	156,0	1,0	2059,39	321.264,84	173.569,40	28.537,13	39.732,97
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Trindade	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Trindade	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 20 Mvar 1Φ	Silvânia	2030	3,0	1,0	4607,39	13.822,17	7.467,69	1.227,79	1.709,48
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 20 Mvar 1Φ	Trindade	2030	3,0	1,0	4607,39	13.822,17	7.467,69	1.227,79	1.709,48
SE 500/230 kV DIANÓPOLIS II (Ampliação/Adequação)						**439.165,00**	**260.327,44**	**39.009,90**	**79.919,27**
1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 33,3 MVA 1Φ		2030	4,0	1,0	7016,09	28.064,36	15.162,30	2.492,89	3.470,91
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	3,0	1,0	11717,80	35.153,40	18.992,29	3.122,59	4.347,66
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1,0	1,0	7970,67	7.970,67	4.306,30	708,01	985,79
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	12474,07	12.474,07	6.739,35	1.108,04	1.542,75
MIM - 500 kV		2030	1,0	1,0	9831,26	9.831,26	5.311,52	873,29	1.215,90
MIM - 230 kV		2030	1,0	1,0	882,84	882,84	476,97	78,42	109,19
MIG (Terreno Rural)		2030	1,0	1,0	19886,56	19.886,56	10.744,09	1.766,47	2.459,50
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ		2030	7,0	1,0	5141,97	35.993,79	19.446,32	3.197,24	4.451,59
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2030	2,0	1,0	9810,75	19.621,50	10.600,89	1.742,93	2.426,72
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-300/+300) Mvar		2028	1,0	1,0	256508,00	256.508,00	161.643,55	22.784,95	57.328,85
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	12778,55	12.778,55	6.903,85	1.135,09	1.580,41

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
LT 500 kV MIRACEMA - DIANÓPOLIS II, C1 (Nova)						**1.007.981,96**	**544.581,29**	**89.536,45**	**124.663,87**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 330 km		2030	330,0	1,0	2404,76	793.570,80	428.741,61	70.490,86	98.146,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	Miracema	2030	4,0	1,0	5401,37	21.605,48	11.672,77	1.919,16	2.672,09
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	Dianópolis II	2030	4,0	1,0	5401,37	21.605,48	11.672,77	1.919,16	2.672,09
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
Capacitor Série 500 kV, 4 x 184 Mvar 3Φ	Miracema	2030	1,0	1,0	54153,32	54.153,32	29.257,35	4.810,30	6.697,50
Capacitor Série 500 kV, 4 x 184 Mvar 3Φ	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	54153,32	54.153,32	29.257,35	4.810,30	6.697,50
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
MIG-A	Miracema	2030	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.489,04	244,82	340,87
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	11717,80	11.717,80	6.330,76	1.040,86	1.449,22
MIM - 500 kV	Miracema	2030	1,0	1,0	6554,17	6.554,17	3.541,01	582,19	810,60
LT 500 kV DIANÓPOLIS II - RIO DAS ÉGUAS, C1 (Nova)						**871.575,16**	**470.884,94**	**77.419,78**	**107.793,53**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 280 km		2030	280,0	1,0	2404,76	673.332,80	363.780,76	59.810,42	83.275,57
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Dianópolis II	2030	4,0	1,0	5271,59	21.086,36	11.392,30	1.873,05	2.607,89
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Rio das Éguas	2030	4,0	1,0	5271,59	21.086,36	11.392,30	1.873,05	2.607,89
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
Capacitor Série 500 kV, 1 x 158 Mvar 3Φ	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	46588,04	46.588,04	25.170,07	4.138,30	5.761,85
Capacitor Série 500 kV, 1 x 158 Mvar 3Φ	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	46588,04	46.588,04	25.170,07	4.138,30	5.761,85
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	11717,80	11.717,80	6.330,76	1.040,86	1.449,22
MIM - 500 kV	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	6554,17	6.554,17	3.541,01	582,19	810,60
MIG-A	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.489,04	244,82	340,87
LT 500 kV RIO DAS ÉGUAS - ARINOS 2, C2 (Nova)						**595.538,30**	**321.750,81**	**52.900,14**	**73.654,20**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 222 km		2030	222,0	1,0	2350,90	521.899,80	281.966,22	46.359,02	64.546,84
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 53,3 Mvar 1Φ	Rio das Éguas	2030	3,0	1,0	4985,15	14.955,45	8.079,96	1.328,45	1.849,64
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 53,3 Mvar 1Φ	Arinos 2	2030	3,0	1,0	4985,15	14.955,45	8.079,96	1.328,45	1.849,64
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2030	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.615,01	265,53	369,70
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.615,01	265,53	369,70
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	5.588,76	918,87	1.279,36
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2030	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	5.588,76	918,87	1.279,36
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2030	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	6.084,41	1.000,36	1.392,82

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
MIM - 500 kV	Arinos 2	2030	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.701,61	279,77	389,53
MIG-A	Arinos 2	2030	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.431,10	235,29	327,60
SE 500 kV PRESIDENTE DUTRA (Ampliação/Adequação)						**83.145,95**	**52.396,05**	**7.385,64**	**18.582,90**
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ		2028	7,0	1,0	5066,46	35.465,22	22.349,10	3.150,28	7.926,38
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9428,98	18.857,96	11.883,71	1.675,10	4.214,70
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11261,82	22.523,64	14.193,71	2.000,72	5.033,97
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
LT 500 kV MARIMBONDO 2 - CAMPINAS, C1 (Nova)						**913.913,29**	**575.920,40**	**81.180,57**	**204.257,19**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 388,78 km		2028	388,78	1,0	2117,37	823.191,11	518.750,03	73.121,95	183.981,02
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ	Marimbondo 2	2028	4,0	1,0	5348,41	21.393,64	13.481,62	1.900,34	4.781,42
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ	Campinas	2028	4,0	1,0	5348,41	21.393,64	13.481,62	1.900,34	4.781,42
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	10692,01	10.692,01	6.737,78	949,74	2.389,64
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	10692,01	10.692,01	6.737,78	949,74	2.389,64
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	3089,74	3.089,74	1.947,06	274,45	690,55
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	3089,74	3.089,74	1.947,06	274,45	690,55
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
MIM - 500 kV	Campinas	2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIG-A	Campinas	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
MIG-A	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
MIG-A	Campinas	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
MIG-A	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
SE 800/500 kV SILVANIA (Ampliação/Adequação)						**6.772.191,74**	**4.267.629,54**	**601.556,41**	**1.513.566,82**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Serviços Auxiliares, Obras Civis (5000MW)		2028	1,0	1,0	5800000,00	5.800.000,00	3.654.983,84	515.199,11	1.296.284,55
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	7,0	1,0	11885,61	83.199,27	52.429,65	7.390,38	18.594,82
Compensador Síncrono 500 kV, 3 x (-300/+300) Mvar		2028	3,0	1,0	256508,00	769.524,00	484.930,65	68.354,84	171.986,56
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	12961,55	38.884,65	24.503,93	3.454,02	8.690,62
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	26592,14	26.592,14	16.757,56	2.362,11	5.943,27
MIG-A		2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
3° e 4° Reator de Barra 500 kV, (6) x 50 Mvar 1Φ		2028	6,0	1,0	5215,60	31.293,60	19.720,28	2.779,73	6.994,04
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9951,25	19.902,50	12.541,95	1.767,89	4.448,16
LT 500 kV SILVÂNIA - NOVA PONTE 3, C1 e C2 (CD) (Nova)						**1.359.443,43**	**856.679,96**	**120.755,87**	**303.831,99**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 329 km		2028	329,0	1,0	3596,40	1.183.215,60	745.626,53	105.102,00	264.445,54
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	2,0	1,0	10917,37	21.834,74	13.759,59	1.939,52	4.880,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	10917,37	21.834,74	13.759,59	1.939,52	4.880,01
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	1,0	1,0	11885,61	11.885,61	7.489,95	1.055,77	2.656,40
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	11885,61	23.771,22	14.979,90	2.111,54	5.312,80
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	2,0	1,0	3154,86	6.309,72	3.976,19	560,48	1.410,21

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	3154,86	6.309,72	3.976,19	560,48	1.410,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	Silvânia	2028	7,0	1,0	5145,92	36.021,44	22.699,62	3.199,69	8.050,70
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2028	7,0	1,0	5145,92	36.021,44	22.699,62	3.199,69	8.050,70
MIM - 500 kV	Nova Ponte 3	2028	1,0	1,0	6648,04	6.648,04	4.189,39	590,53	1.485,82
MIG-A	Silvânia	2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
MIG-A	Nova Ponte 3	2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
SE 500 kV NOVA PONTE 3 (Ampliação/Adequação)						**79.930,62**	**50.369,85**	**7.100,03**	**17.864,28**
3° e 4° Reator de Barra 500 kV, (6) x 50 Mvar 1Φ		2028	6,0	1,0	5107,94	30.647,64	19.313,21	2.722,35	6.849,67
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9745,83	19.491,66	12.283,05	1.731,39	4.356,33
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11640,26	23.280,52	14.670,68	2.067,95	5.203,13
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6510,80	6.510,80	4.102,91	578,34	1.455,15
LT 500 kV NOVA PONTE 3 - RIBEIRÃO PRETO, C1 e C2 (CD) (Nova)						**933.524,55**	**588.278,82**	**82.922,59**	**208.640,25**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 214 km		2028	214,0	1,0	3657,46	782.696,44	493.231,52	69.524,92	174.930,57
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	10692,01	21.384,02	13.475,56	1.899,49	4.779,27
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	10692,01	21.384,02	13.475,56	1.899,49	4.779,27
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	11640,26	23.280,52	14.670,68	2.067,95	5.203,13
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2028	7,0	1,0	4512,28	31.585,96	19.904,51	2.805,70	7.059,38
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ	Ribeirão Preto	2028	7,0	1,0	4512,28	31.585,96	19.904,51	2.805,70	7.059,38
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	3089,74	6.179,48	3.894,12	548,91	1.381,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	3089,74	6.179,48	3.894,12	548,91	1.381,10
MIM - 500 kV	Ribeirão Preto	2028	1,0	1,0	6510,80	6.510,80	4.102,91	578,34	1.455,15
MIG-A	Ribeirão Preto	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
SE 500 kV RIBEIRÃO PRETO (Ampliação/Adequação)						**136.689,23**	**86.137,40**	**12.141,75**	**30.549,68**
2° Reator de Barra 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ		2028	3,0	1,0	5039,70	15.119,10	9.527,60	1.342,99	3.379,08
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	9745,83	9.745,83	6.141,53	865,70	2.178,17
3° ATF 500/440 kV, 3 x 400 MVA 1Φ		2028	3,0	1,0	18170,69	54.512,07	34.351,85	4.842,17	12.183,30
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12391,52	12.391,52	7.808,76	1.100,71	2.769,47
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12391,52	12.391,52	7.808,76	1.100,71	2.769,47
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIM - 440 kV		2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIG-A		2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91

22.3.3 Alternativa 3A

Tabela 22-6 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 3A (R$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						23.462.680,80	**14.512.637,49**	**2.084.129,72**	**4.940.910,35**
LT 500 kV IMPERATRIZ - PRESIDENTE DUTRA , C3 (Nova)						**1.115.800,89**	**703.143,83**	**99.113,73**	**249.378,53**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 385 km		2028	385,0	1,0	1931,85	743.762,25	468.696,38	66.066,49	166.228,88
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Imperatriz	2028	3,0	1,0	4875,85	14.627,55	9.217,84	1.299,33	3.269,22
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Presidente Dutra	2028	3,0	1,0	4875,85	14.627,55	9.217,84	1.299,33	3.269,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	668,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	668,10
Capacitor Série 500 kV, 1 x 451 Mvar 3Φ	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	131063,79	131.063,79	82.592,42	11.642,06	29.292,41
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	6784,49	6.784,49	4.275,38	602,65	1.516,32
Capacitor Série 500 kV, 1 x 451 Mvar 3Φ	Imperatriz	2028	1,0	1,0	131063,79	131.063,79	82.592,42	11.642,06	29.292,41
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	6784,49	6.784,49	4.275,38	602,65	1.516,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
MIM - 500 kV	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
MIM - 500 kV	Imperatriz	2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
MIG-A	Imperatriz	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01
MIG-A	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01
SE 800/500 kV ITACAIÚNAS | Subestação Retificadora Bipolo NE 1 (Nova)						**6.714.224,32**	**4.231.100,23**	**596.407,31**	**1.500.611,25**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis (5000MW)		2028	1,0	1,0	5800000,00	5.800.000,00	3.654.983,84	515.199,11	1.296.284,55
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	6,0	1,0	11717,80	70.306,80	44.305,21	6.245,17	15.713,38
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-300/+300) Mvar		2028	3,0	1,0	256508,00	769.524,00	484.930,65	68.354,84	171.986,56
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	12778,55	38.335,65	24.157,96	3.405,26	8.567,92
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	18897,38	18.897,38	11.908,55	1.678,61	4.223,51
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	17160,49	17.160,49	10.814,02	1.524,32	3.835,32
LT 800 kV ITACAIÚNAS - SILVÂNIA, C1 (Nova)						**1.951.689,60**	**1.229.895,51**	**173.363,58**	**436.197,43**
Linha CC ±800 kV, 1260 km, 6 x 1590 MCM		2028	1.260,0	1,0	1548,96	1.951.689,60	1.229.895,51	173.363,58	436.197,43

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
LT 500 kV MARABÁ - ITACAIÚNAS, C3 (Nova)						**110.813,12**	**69.831,06**	**9.843,25**	**24.766,44**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 35 km		2028	35,0	1,0	1965,13	68.779,55	43.342,78	6.109,51	15.372,05
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Marabá	2028	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	6.782,66	956,07	2.405,55
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itacaiúnas	2028	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	6.782,66	956,07	2.405,55
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Marabá	2028	1,0	1,0	11717,80	11.717,80	7.384,20	1.040,86	2.618,90
MIM - 500 kV	Marabá	2028	1,0	1,0	3277,09	3.277,09	2.065,12	291,10	732,42
MIG-A	Marabá	2028	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.736,82	244,82	615,98
MIG-A	Itacaiúnas	2028	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.736,82	244,82	615,98
LT 500 kV TRINDADE - SILVÂNIA, C2 (Nova)						**377.053,64**	**203.710,35**	**33.492,71**	**46.632,74**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 156 km		2030	156,0	1,0	2059,39	321.264,84	173.569,40	28.537,13	39.732,97
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Trindade	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Trindade	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 20 Mvar 1Φ	Silvânia	2030	3,0	1,0	4607,39	13.822,17	7.467,69	1.227,79	1.709,48
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 20 Mvar 1Φ	Trindade	2030	3,0	1,0	4607,39	13.822,17	7.467,69	1.227,79	1.709,48
SE 500/230 kV DIANÓPOLIS II (Ampliação/Adequação)						**439.165,00**	**260.327,44**	**39.009,90**	**79.919,27**
1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 33,3 MVA 1Φ		2030	4,0	1,0	7016,09	28.064,36	15.162,30	2.492,89	3.470,91
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	3,0	1,0	11717,80	35.153,40	18.992,29	3.122,59	4.347,66
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1,0	1,0	7970,67	7.970,67	4.306,30	708,01	985,79
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	12474,07	12.474,07	6.739,35	1.108,04	1.542,75
MIM - 500 kV		2030	1,0	1,0	9831,26	9.831,26	5.311,52	873,29	1.215,90
MIM - 230 kV		2030	1,0	1,0	882,84	882,84	476,97	78,42	109,19
MIG (Terreno Rural)		2030	1,0	1,0	19886,56	19.886,56	10.744,09	1.766,47	2.459,50
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ		2030	7,0	1,0	5141,97	35.993,79	19.446,32	3.197,24	4.451,59
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2030	2,0	1,0	9810,75	19.621,50	10.600,89	1.742,93	2.426,72
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-300/+300) Mvar		2028	1,0	1,0	256508,00	256.508,00	161.643,55	22.784,95	57.328,85
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	12778,55	12.778,55	6.903,85	1.135,09	1.580,41
LT 500 kV MIRACEMA - DIANÓPOLIS II, C1 (Nova)						**1.007.981,96**	**544.581,29**	**89.536,45**	**124.663,87**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 330 km		2030	330,0	1,0	2404,76	793.570,80	428.741,61	70.490,86	98.146,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	Miracema	2030	4,0	1,0	5401,37	21.605,48	11.672,77	1.919,16	2.672,09
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	Dianópolis II	2030	4,0	1,0	5401,37	21.605,48	11.672,77	1.919,16	2.672,09
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
Capacitor Série 500 kV, 4 x 184 Mvar 3Φ	Miracema	2030	1,0	1,0	54153,32	54.153,32	29.257,35	4.810,30	6.697,50
Capacitor Série 500 kV, 4 x 184 Mvar 3Φ	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	54153,32	54.153,32	29.257,35	4.810,30	6.697,50

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
MIG-A	Miracema	2030	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.489,04	244,82	340,87
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	11717,80	11.717,80	6.330,76	1.040,86	1.449,22
MIM - 500 kV	Miracema	2030	1,0	1,0	6554,17	6.554,17	3.541,01	582,19	810,60
LT 500 kV DIANÓPOLIS II - RIO DAS ÉGUAS, C1 (Nova)						**871.575,16**	**470.884,94**	**77.419,78**	**107.793,53**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 280 km		2030	280,0	1,0	2404,76	673.332,80	363.780,76	59.810,42	83.275,57
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Dianópolis II	2030	4,0	1,0	5271,59	21.086,36	11.392,30	1.873,05	2.607,89
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Rio das Éguas	2030	4,0	1,0	5271,59	21.086,36	11.392,30	1.873,05	2.607,89
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
Capacitor Série 500 kV, 1 x 158 Mvar 3Φ	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	46588,04	46.588,04	25.170,07	4.138,30	5.761,85
Capacitor Série 500 kV, 1 x 158 Mvar 3Φ	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	46588,04	46.588,04	25.170,07	4.138,30	5.761,85
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	11717,80	11.717,80	6.330,76	1.040,86	1.449,22
MIM - 500 kV	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	6554,17	6.554,17	3.541,01	582,19	810,60
MIG-A	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.489,04	244,82	340,87
LT 500 kV RIO DAS ÉGUAS - ARINOS 2, C2 (Nova)						**595.538,30**	**321.750,81**	**52.900,14**	**73.654,20**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 222 km		2030	222,0	1,0	2350,90	521.899,80	281.966,22	46.359,02	64.546,84
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 53,3 Mvar 1Φ	Rio das Éguas	2030	3,0	1,0	4985,15	14.955,45	8.079,96	1.328,45	1.849,64
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 53,3 Mvar 1Φ	Arinos 2	2030	3,0	1,0	4985,15	14.955,45	8.079,96	1.328,45	1.849,64
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2030	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.615,01	265,53	369,70
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.615,01	265,53	369,70
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	5.588,76	918,87	1.279,36
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2030	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	5.588,76	918,87	1.279,36
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2030	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	6.084,41	1.000,36	1.392,82
MIM - 500 kV	Arinos 2	2030	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.701,61	279,77	389,53
MIG-A	Arinos 2	2030	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.431,10	235,29	327,60
SE 500 kV PRESIDENTE DUTRA (Ampliação/Adequação)						**83.145,95**	**52.396,05**	**7.385,64**	**18.582,90**
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ		2028	7,0	1,0	5066,46	35.465,22	22.349,10	3.150,28	7.926,38
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9428,98	18.857,96	11.883,71	1.675,10	4.214,70
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11261,82	22.523,64	14.193,71	2.000,72	5.033,97
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
LT 500 kV MARIMBONDO 2 - CAMPINAS, C1 (Nova)						**913.913,29**	**575.920,40**	**81.180,57**	**204.257,19**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 388,78 km		2028	388,78	1,0	2117,37	823.191,11	518.750,03	73.121,95	183.981,02
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ	Marimbondo 2	2028	4,0	1,0	5348,41	21.393,64	13.481,62	1.900,34	4.781,42
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ	Campinas	2028	4,0	1,0	5348,41	21.393,64	13.481,62	1.900,34	4.781,42
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	10692,01	10.692,01	6.737,78	949,74	2.389,64
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	10692,01	10.692,01	6.737,78	949,74	2.389,64
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	3089,74	3.089,74	1.947,06	274,45	690,55
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	3089,74	3.089,74	1.947,06	274,45	690,55
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
MIM - 500 kV	Campinas	2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIG-A	Campinas	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
MIG-A	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
SE 800/500 kV SILVANIA (Ampliação/Adequação)						**6.772.191,74**	**4.267.629,54**	**601.556,41**	**1.513.566,82**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Serviços Auxiliares, Obras Civis (5000MW)		2028	1,0	1,0	5800000,00	5.800.000,00	3.654.983,84	515.199,11	1.296.284,55
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	7,0	1,0	11885,61	83.199,27	52.429,65	7.390,38	18.594,82
Compensador Síncrono 500 kV, 3 x (-300/+300) Mvar		2028	3,0	1,0	256508,00	769.524,00	484.930,65	68.354,84	171.986,56
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	12961,55	38.884,65	24.503,93	3.454,02	8.690,62
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	26592,14	26.592,14	16.757,56	2.362,11	5.943,27
MIG-A		2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
3° e 4° Reator de Barra 500 kV, (6) x 50 Mvar 1Φ		2028	6,0	1,0	5215,60	31.293,60	19.720,28	2.779,73	6.994,04
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9951,25	19.902,50	12.541,95	1.767,89	4.448,16
LT 500 kV SILVÂNIA - NOVA PONTE 3, C1 e C2 (CD) (Nova)						**1.359.443,43**	**856.679,96**	**120.755,87**	**303.831,99**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 329 km		2028	329,0	1,0	3596,40	1.183.215,60	745.626,53	105.102,00	264.445,54
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	2,0	1,0	10917,37	21.834,74	13.759,59	1.939,52	4.880,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	10917,37	21.834,74	13.759,59	1.939,52	4.880,01
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	1,0	1,0	11885,61	11.885,61	7.489,95	1.055,77	2.656,40
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	11885,61	23.771,22	14.979,90	2.111,54	5.312,80
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	2,0	1,0	3154,86	6.309,72	3.976,19	560,48	1.410,21
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	3154,86	6.309,72	3.976,19	560,48	1.410,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	Silvânia	2028	7,0	1,0	5145,92	36.021,44	22.699,62	3.199,69	8.050,70
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2028	7,0	1,0	5145,92	36.021,44	22.699,62	3.199,69	8.050,70
MIM - 500 kV	Nova Ponte 3	2028	1,0	1,0	6648,04	6.648,04	4.189,39	590,53	1.485,82
MIG-A	Silvânia	2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
MIG-A	Nova Ponte 3	2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
SE 500 kV NOVA PONTE 3 (Ampliação/Adequação)						**79.930,62**	**50.369,85**	**7.100,03**	**17.864,28**
3° e 4° Reator de Barra 500 kV, (6) x 50 Mvar 1Φ		2028	6,0	1,0	5107,94	30.647,64	19.313,21	2.722,35	6.849,67

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9745,83	19.491,66	12.283,05	1.731,39	4.356,33
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11640,26	23.280,52	14.670,68	2.067,95	5.203,13
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6510,80	6.510,80	4.102,91	578,34	1.455,15
LT 500 kV NOVA PONTE 3 - RIBEIRÃO PRETO, C1 e C2 (CD) (Nova)						**933.524,55**	**588.278,82**	**82.922,59**	**208.640,25**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 214 km		2028	214,0	1,0	3657,46	782.696,44	493.231,52	69.524,92	174.930,57
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	10692,01	21.384,02	13.475,56	1.899,49	4.779,27
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	10692,01	21.384,02	13.475,56	1.899,49	4.779,27
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	11640,26	23.280,52	14.670,68	2.067,95	5.203,13
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2028	7,0	1,0	4512,28	31.585,96	19.904,51	2.805,70	7.059,38
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ	Ribeirão Preto	2028	7,0	1,0	4512,28	31.585,96	19.904,51	2.805,70	7.059,38
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	3089,74	6.179,48	3.894,12	548,91	1.381,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	3089,74	6.179,48	3.894,12	548,91	1.381,10
MIM - 500 kV	Ribeirão Preto	2028	1,0	1,0	6510,80	6.510,80	4.102,91	578,34	1.455,15
MIG-A	Ribeirão Preto	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
SE 500 kV RIBEIRÃO PRETO (Ampliação/Adequação)						**136.689,23**	**86.137,40**	**12.141,75**	**30.549,68**
2° Reator de Barra 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ		2028	3,0	1,0	5039,70	15.119,10	9.527,60	1.342,99	3.379,08
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	9745,83	9.745,83	6.141,53	865,70	2.178,17
3° ATF 500/440 kV, 3 x 400 MVA 1Φ		2028	3,0	1,0	18170,69	54.512,07	34.351,85	4.842,17	12.183,30
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12391,52	12.391,52	7.808,76	1.100,71	2.769,47
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12391,52	12.391,52	7.808,76	1.100,71	2.769,47
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIM - 440 kV		2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIG-A		2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91

22.3.5 Alternativa 4A

Tabela 22-7 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 4A (R$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						23.449.149,41	**14.504.110,42**	**2.082.927,76**	**4.937.886,12**
SE 800/500 kV IMPERATRIZ | Subestação retificadora Bipolo NE 1 (Nova)						**6.710.823,65**	**4.228.957,24**	**596.105,24**	**1.499.851,21**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis (5000MW)		2028	1,0	1,0	5800000,00	5.800.000,00	3.654.983,84	515.199,11	1.296.284,55
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	6,0	1,0	11261,82	67.570,92	42.581,14	6.002,15	15.101,92
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-300/+300) Mvar		2028	3,0	1,0	256508,00	769.524,00	484.930,65	68.354,84	171.986,56
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	12778,55	38.335,65	24.157,96	3.405,26	8.567,92
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	18897,38	18.897,38	11.908,55	1.678,61	4.223,51
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	16495,70	16.495,70	10.395,09	1.465,27	3.686,75
LT 800 kV IMPERATRIZ - SILVÂNIA, C1 (Nova)						**2.052.372,00**	**1.293.342,50**	**182.306,94**	**458.699,68**
Linha CC ±800 kV, 1325 km, 6 x 1590 MCM		2028	1.325,0	1,0	1548,96	2.052.372,00	1.293.342,50	182.306,94	458.699,68
LT 500 kV IMPERATRIZ - PRESIDENTE DUTRA , C3 (Nova)						**1.115.800,89**	**703.143,83**	**99.113,73**	**249.378,53**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 385 km		2028	385,0	1,0	1931,85	743.762,25	468.696,38	66.066,49	166.228,88
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Imperatriz	2028	3,0	1,0	4875,85	14.627,55	9.217,84	1.299,33	3.269,22
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Presidente Dutra	2028	3,0	1,0	4875,85	14.627,55	9.217,84	1.299,33	3.269,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	668,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	668,10
Capacitor Série 500 kV, 1 x 451 Mvar 3Φ	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	131063,79	131.063,79	82.592,42	11.642,06	29.292,41
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	6784,49	6.784,49	4.275,38	602,65	1.516,32
Capacitor Série 500 kV, 1 x 451 Mvar 3Φ	Imperatriz	2028	1,0	1,0	131063,79	131.063,79	82.592,42	11.642,06	29.292,41
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	6784,49	6.784,49	4.275,38	602,65	1.516,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
MIM - 500 kV	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
MIM - 500 kV	Imperatriz	2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
MIG-A	Imperatriz	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01
MIG-A	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
LT 500 kV TRINDADE - SILVÂNIA, C2 (Nova)						**377.053,64**	**203.710,35**	**33.492,71**	**46.632,74**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 156 km		2030	156,0	1,0	2059,39	321.264,84	173.569,40	28.537,13	39.732,97
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Trindade	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Trindade	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 20 Mvar 1Φ	Silvânia	2030	3,0	1,0	4607,39	13.822,17	7.467,69	1.227,79	1.709,48
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 20 Mvar 1Φ	Trindade	2030	3,0	1,0	4607,39	13.822,17	7.467,69	1.227,79	1.709,48
SE 500/230 kV DIANÓPOLIS II (Ampliação/Adequação)						**439.165,00**	**260.327,44**	**39.009,90**	**79.919,27**
1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 33,3 MVA 1Φ		2030	4,0	1,0	7016,09	28.064,36	15.162,30	2.492,89	3.470,91
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	3,0	1,0	11717,80	35.153,40	18.992,29	3.122,59	4.347,66
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1,0	1,0	7970,67	7.970,67	4.306,30	708,01	985,79
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	12474,07	12.474,07	6.739,35	1.108,04	1.542,75
MIM - 500 kV		2030	1,0	1,0	9831,26	9.831,26	5.311,52	873,29	1.215,90
MIM - 230 kV		2030	1,0	1,0	882,84	882,84	476,97	78,42	109,19
MIG (Terreno Rural)		2030	1,0	1,0	19886,56	19.886,56	10.744,09	1.766,47	2.459,50
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ		2030	7,0	1,0	5141,97	35.993,79	19.446,32	3.197,24	4.451,59
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2030	2,0	1,0	9810,75	19.621,50	10.600,89	1.742,93	2.426,72
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-300/+300) Mvar		2028	1,0	1,0	256508,00	256.508,00	161.643,55	22.784,95	57.328,85
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	12778,55	12.778,55	6.903,85	1.135,09	1.580,41
LT 500 kV MIRACEMA - DIANÓPOLIS II, C1 (Nova)						**1.007.981,96**	**544.581,29**	**89.536,45**	**124.663,87**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 330 km		2030	330,0	1,0	2404,76	793.570,80	428.741,61	70.490,86	98.146,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	Miracema	2030	4,0	1,0	5401,37	21.605,48	11.672,77	1.919,16	2.672,09
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	Dianópolis II	2030	4,0	1,0	5401,37	21.605,48	11.672,77	1.919,16	2.672,09
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
Capacitor Série 500 kV, 4 x 184 Mvar 3Φ	Miracema	2030	1,0	1,0	54153,32	54.153,32	29.257,35	4.810,30	6.697,50
Capacitor Série 500 kV, 4 x 184 Mvar 3Φ	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	54153,32	54.153,32	29.257,35	4.810,30	6.697,50
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
MIG-A	Miracema	2030	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.489,04	244,82	340,87
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	11717,80	11.717,80	6.330,76	1.040,86	1.449,22
MIM - 500 kV	Miracema	2030	1,0	1,0	6554,17	6.554,17	3.541,01	582,19	810,60
LT 500 kV DIANÓPOLIS II - RIO DAS ÉGUAS, C1 (Nova)						**871.575,16**	**470.884,94**	**77.419,78**	**107.793,53**

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 280 km		2030	280,0	1,0	2404,76	673.332,80	363.780,76	59.810,42	83.275,57
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Dianópolis II	2030	4,0	1,0	5271,59	21.086,36	11.392,30	1.873,05	2.607,89
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Rio das Éguas	2030	4,0	1,0	5271,59	21.086,36	11.392,30	1.873,05	2.607,89
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
Capacitor Série 500 kV, 1 x 158 Mvar 3Φ	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	46588,04	46.588,04	25.170,07	4.138,30	5.761,85
Capacitor Série 500 kV, 1 x 158 Mvar 3Φ	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	46588,04	46.588,04	25.170,07	4.138,30	5.761,85
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	11717,80	11.717,80	6.330,76	1.040,86	1.449,22
MIM - 500 kV	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	6554,17	6.554,17	3.541,01	582,19	810,60
MIG-A	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.489,04	244,82	340,87
LT 500 kV RIO DAS ÉGUAS - ARINOS 2, C2 (Nova)						**595.538,30**	**321.750,81**	**52.900,14**	**73.654,20**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 222 km		2030	222,0	1,0	2350,90	521.899,80	281.966,22	46.359,02	64.546,84
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 53,3 Mvar 1Φ	Rio das Éguas	2030	3,0	1,0	4985,15	14.955,45	8.079,96	1.328,45	1.849,64
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 53,3 Mvar 1Φ	Arinos 2	2030	3,0	1,0	4985,15	14.955,45	8.079,96	1.328,45	1.849,64
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2030	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.615,01	265,53	369,70
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.615,01	265,53	369,70
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2030	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.615,01	265,53	369,70
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.615,01	265,53	369,70
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	5.588,76	918,87	1.279,36
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2030	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	5.588,76	918,87	1.279,36
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2030	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	6.084,41	1.000,36	1.392,82
MIM - 500 kV	Arinos 2	2030	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.701,61	279,77	389,53
MIG-A	Arinos 2	2030	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.431,10	235,29	327,60
SE 500 kV PRESIDENTE DUTRA (Ampliação/Adequação)						**83.145,95**	**52.396,05**	**7.385,64**	**18.582,90**
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ		2028	7,0	1,0	5066,46	35.465,22	22.349,10	3.150,28	7.926,38
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9428,98	18.857,96	11.883,71	1.675,10	4.214,70
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11261,82	22.523,64	14.193,71	2.000,72	5.033,97
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
LT 500 kV MARIMBONDO 2 - CAMPINAS, C1 (Nova)						**913.913,29**	**575.920,40**	**81.180,57**	**204.257,19**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 388,78 km		2028	388,78	1,0	2117,37	823.191,11	518.750,03	73.121,95	183.981,02
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ	Marimbondo 2	2028	4,0	1,0	5348,41	21.393,64	13.481,62	1.900,34	4.781,42
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ	Campinas	2028	4,0	1,0	5348,41	21.393,64	13.481,62	1.900,34	4.781,42
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	10692,01	10.692,01	6.737,78	949,74	2.389,64
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	10692,01	10.692,01	6.737,78	949,74	2.389,64
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	3089,74	3.089,74	1.947,06	274,45	690,55

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	3089,74	3.089,74	1.947,06	274,45	690,55
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
MIM - 500 kV	Campinas	2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIG-A	Campinas	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
MIG-A	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
SE 800/500 kV SILVANIA (Ampliação/Adequação)						**6.772.191,74**	**4.267.629,54**	**601.556,41**	**1.513.566,82**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Serviços Auxiliares, Obras Civis (5000MW)		2028	1,0	1,0	5800000,00	5.800.000,00	3.654.983,84	515.199,11	1.296.284,55
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	7,0	1,0	11885,61	83.199,27	52.429,65	7.390,38	18.594,82
Compensador Síncrono 500 kV, 3 x (-300/+300) Mvar		2028	3,0	1,0	256508,00	769.524,00	484.930,65	68.354,84	171.986,56
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	12961,55	38.884,65	24.503,93	3.454,02	8.690,62
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	26592,14	26.592,14	16.757,56	2.362,11	5.943,27
MIG-A		2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
3° e 4° Reator de Barra 500 kV, (6) x 50 Mvar 1Φ		2028	6,0	1,0	5215,60	31.293,60	19.720,28	2.779,73	6.994,04
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9951,25	19.902,50	12.541,95	1.767,89	4.448,16
LT 500 kV SILVÂNIA - NOVA PONTE 3, C1 e C2 (CD) (Nova)						**1.359.443,43**	**856.679,96**	**120.755,87**	**303.831,99**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 329 km		2028	329,0	1,0	3596,40	1.183.215,60	745.626,53	105.102,00	264.445,54
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	2,0	1,0	10917,37	21.834,74	13.759,59	1.939,52	4.880,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	10917,37	21.834,74	13.759,59	1.939,52	4.880,01
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	1,0	1,0	11885,61	11.885,61	7.489,95	1.055,77	2.656,40
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	11885,61	23.771,22	14.979,90	2.111,54	5.312,80
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	2,0	1,0	3154,86	6.309,72	3.976,19	560,48	1.410,21
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	3154,86	6.309,72	3.976,19	560,48	1.410,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	Silvânia	2028	7,0	1,0	5145,92	36.021,44	22.699,62	3.199,69	8.050,70
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2028	7,0	1,0	5145,92	36.021,44	22.699,62	3.199,69	8.050,70
MIM - 500 kV	Nova Ponte 3	2028	1,0	1,0	6648,04	6.648,04	4.189,39	590,53	1.485,82
MIG-A	Silvânia	2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
MIG-A	Nova Ponte 3	2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
SE 500 kV NOVA PONTE 3 (Ampliação/Adequação)						**79.930,62**	**50.369,85**	**7.100,03**	**17.864,28**
3° e 4° Reator de Barra 500 kV, (6) x 50 Mvar 1Φ		2028	6,0	1,0	5107,94	30.647,64	19.313,21	2.722,35	6.849,67
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9745,83	19.491,66	12.283,05	1.731,39	4.356,33
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11640,26	23.280,52	14.670,68	2.067,95	5.203,13
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6510,80	6.510,80	4.102,91	578,34	1.455,15
LT 500 kV NOVA PONTE 3 - RIBEIRÃO PRETO, C1 e C2 (CD) (Nova)						**933.524,55**	**588.278,82**	**82.922,59**	**208.640,25**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 214 km		2028	214,0	1,0	3657,46	782.696,44	493.231,52	69.524,92	174.930,57
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	10692,01	21.384,02	13.475,56	1.899,49	4.779,27

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	10692,01	21.384,02	13.475,56	1.899,49	4.779,27
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	11640,26	23.280,52	14.670,68	2.067,95	5.203,13
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2028	7,0	1,0	4512,28	31.585,96	19.904,51	2.805,70	7.059,38
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ	Ribeirão Preto	2028	7,0	1,0	4512,28	31.585,96	19.904,51	2.805,70	7.059,38
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	3089,74	6.179,48	3.894,12	548,91	1.381,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	3089,74	6.179,48	3.894,12	548,91	1.381,10
MIM - 500 kV	Ribeirão Preto	2028	1,0	1,0	6510,80	6.510,80	4.102,91	578,34	1.455,15
MIG-A	Ribeirão Preto	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
SE 500 kV RIBEIRÃO PRETO (Ampliação/Adequação)						**136.689,23**	**86.137,40**	**12.141,75**	**30.549,68**
2° Reator de Barra 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ		2028	3,0	1,0	5039,70	15.119,10	9.527,60	1.342,99	3.379,08
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	9745,83	9.745,83	6.141,53	865,70	2.178,17
3° ATF 500/440 kV, 3 x 400 MVA 1Φ		2028	3,0	1,0	18170,69	54.512,07	34.351,85	4.842,17	12.183,30
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12391,52	12.391,52	7.808,76	1.100,71	2.769,47
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12391,52	12.391,52	7.808,76	1.100,71	2.769,47
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIM - 440 kV		2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIG-A		2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91

22.3.6 Alternativa 5A

Tabela 22-8 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 5A (R$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						23.538.989,09	**14.560.724,65**	**2.090.907,99**	**4.957.965,05**
SE 800/500 kV AÇAILÂNDIA | Subestação retificadora Bipolo NE 1 (Nova)						**6.710.823,65**	**4.228.957,24**	**596.105,24**	**1.499.851,21**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis (5000MW)		2028	1,0	1,0	5800000,00	5.800.000,00	3.654.983,84	515.199,11	1.296.284,55
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	6,0	1,0	11261,82	67.570,92	42.581,14	6.002,15	15.101,92
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-300/+300) Mvar		2028	3,0	1,0	256508,00	769.524,00	484.930,65	68.354,84	171.986,56
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	12778,55	38.335,65	24.157,96	3.405,26	8.567,92
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	18897,38	18.897,38	11.908,55	1.678,61	4.223,51
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	16495,70	16.495,70	10.395,09	1.465,27	3.686,75
LT 800 kV AÇAILÂNDIA - SILVÂNIA, C1 (Nova)						**2.142.211,68**	**1.349.956,74**	**190.287,17**	**478.778,61**
Linha CC ±800 kV, 1383 km, 6 x 1590 MCM		2028	1.383,0	1,0	1548,96	2.142.211,68	1.349.956,74	190.287,17	478.778,61
LT 500 kV IMPERATRIZ - PRESIDENTE DUTRA , C3 (Nova)						**1.115.800,89**	**703.143,83**	**99.113,73**	**249.378,53**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 385 km		2028	385,0	1,0	1931,85	743.762,25	468.696,38	66.066,49	166.228,88
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Imperatriz	2028	3,0	1,0	4875,85	14.627,55	9.217,84	1.299,33	3.269,22
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Presidente Dutra	2028	3,0	1,0	4875,85	14.627,55	9.217,84	1.299,33	3.269,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	668,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	668,10
Capacitor Série 500 kV, 1 x 451 Mvar 3Φ	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	131063,79	131.063,79	82.592,42	11.642,06	29.292,41
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	6784,49	6.784,49	4.275,38	602,65	1.516,32
Capacitor Série 500 kV, 1 x 451 Mvar 3Φ	Imperatriz	2028	1,0	1,0	131063,79	131.063,79	82.592,42	11.642,06	29.292,41
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	6784,49	6.784,49	4.275,38	602,65	1.516,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
MIM - 500 kV	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
MIM - 500 kV	Imperatriz	2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
MIG-A	Imperatriz	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01
MIG-A	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
LT 500 kV TRINDADE - SILVÂNIA, C2 (Nova)						**377.053,64**	**203.710,35**	**33.492,71**	**46.632,74**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 156 km		2030	156,0	1,0	2059,39	321.264,84	173.569,40	28.537,13	39.732,97
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Trindade	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Trindade	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 20 Mvar 1Φ	Silvânia	2030	3,0	1,0	4607,39	13.822,17	7.467,69	1.227,79	1.709,48
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 20 Mvar 1Φ	Trindade	2030	3,0	1,0	4607,39	13.822,17	7.467,69	1.227,79	1.709,48
SE 500/230 kV DIANÓPOLIS II (Ampliação/Adequação)						**439.165,00**	**260.327,44**	**39.009,90**	**79.919,27**
1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 33,3 MVA 1Φ		2030	4,0	1,0	7016,09	28.064,36	15.162,30	2.492,89	3.470,91
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	3,0	1,0	11717,80	35.153,40	18.992,29	3.122,59	4.347,66
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1,0	1,0	7970,67	7.970,67	4.306,30	708,01	985,79
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	12474,07	12.474,07	6.739,35	1.108,04	1.542,75
MIM - 500 kV		2030	1,0	1,0	9831,26	9.831,26	5.311,52	873,29	1.215,90
MIM - 230 kV		2030	1,0	1,0	882,84	882,84	476,97	78,42	109,19
MIG (Terreno Rural)		2030	1,0	1,0	19886,56	19.886,56	10.744,09	1.766,47	2.459,50
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ		2030	7,0	1,0	5141,97	35.993,79	19.446,32	3.197,24	4.451,59
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2030	2,0	1,0	9810,75	19.621,50	10.600,89	1.742,93	2.426,72
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-300/+300) Mvar		2028	1,0	1,0	256508,00	256.508,00	161.643,55	22.784,95	57.328,85
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	12778,55	12.778,55	6.903,85	1.135,09	1.580,41
LT 500 kV MIRACEMA - DIANÓPOLIS II, C1 (Nova)						**1.007.981,96**	**544.581,29**	**89.536,45**	**124.663,87**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 330 km		2030	330,0	1,0	2404,76	793.570,80	428.741,61	70.490,86	98.146,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	Miracema	2030	4,0	1,0	5401,37	21.605,48	11.672,77	1.919,16	2.672,09
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	Dianópolis II	2030	4,0	1,0	5401,37	21.605,48	11.672,77	1.919,16	2.672,09
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
Capacitor Série 500 kV, 4 x 184 Mvar 3Φ	Miracema	2030	1,0	1,0	54153,32	54.153,32	29.257,35	4.810,30	6.697,50
Capacitor Série 500 kV, 4 x 184 Mvar 3Φ	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	54153,32	54.153,32	29.257,35	4.810,30	6.697,50
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
MIG-A	Miracema	2030	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.489,04	244,82	340,87
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	11717,80	11.717,80	6.330,76	1.040,86	1.449,22
MIM - 500 kV	Miracema	2030	1,0	1,0	6554,17	6.554,17	3.541,01	582,19	810,60
LT 500 kV DIANÓPOLIS II - RIO DAS ÉGUAS, C1 (Nova)						**871.575,16**	**470.884,94**	**77.419,78**	**107.793,53**

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 280 km		2030	280,0	1,0	2404,76	673.332,80	363.780,76	59.810,42	83.275,57
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Dianópolis II	2030	4,0	1,0	5271,59	21.086,36	11.392,30	1.873,05	2.607,89
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Rio das Éguas	2030	4,0	1,0	5271,59	21.086,36	11.392,30	1.873,05	2.607,89
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
Capacitor Série 500 kV, 1 x 158 Mvar 3Φ	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	46588,04	46.588,04	25.170,07	4.138,30	5.761,85
Capacitor Série 500 kV, 1 x 158 Mvar 3Φ	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	46588,04	46.588,04	25.170,07	4.138,30	5.761,85
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	11717,80	11.717,80	6.330,76	1.040,86	1.449,22
MIM - 500 kV	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	6554,17	6.554,17	3.541,01	582,19	810,60
MIG-A	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.489,04	244,82	340,87
LT 500 kV RIO DAS ÉGUAS - ARINOS 2, C2 (Nova)						**595.538,30**	**321.750,81**	**52.900,14**	**73.654,20**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 222 km		2030	222,0	1,0	2350,90	521.899,80	281.966,22	46.359,02	64.546,84
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 53,3 Mvar 1Φ	Rio das Éguas	2030	3,0	1,0	4985,15	14.955,45	8.079,96	1.328,45	1.849,64
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 53,3 Mvar 1Φ	Arinos 2	2030	3,0	1,0	4985,15	14.955,45	8.079,96	1.328,45	1.849,64
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2030	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.615,01	265,53	369,70
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.615,01	265,53	369,70
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2030	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.615,01	265,53	369,70
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.615,01	265,53	369,70
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	5.588,76	918,87	1.279,36
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2030	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	5.588,76	918,87	1.279,36
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2030	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	6.084,41	1.000,36	1.392,82
MIM - 500 kV	Arinos 2	2030	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.701,61	279,77	389,53
MIG-A	Arinos 2	2030	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.431,10	235,29	327,60
SE 500 kV PRESIDENTE DUTRA (Ampliação/Adequação)						**83.145,95**	**52.396,05**	**7.385,64**	**18.582,90**
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ		2028	7,0	1,0	5066,46	35.465,22	22.349,10	3.150,28	7.926,38
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9428,98	18.857,96	11.883,71	1.675,10	4.214,70
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11261,82	22.523,64	14.193,71	2.000,72	5.033,97
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
LT 500 kV MARIMBONDO 2 - CAMPINAS, C1 (Nova)						**913.913,29**	**575.920,40**	**81.180,57**	**204.257,19**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 388,78 km		2028	388,78	1,0	2117,37	823.191,11	518.750,03	73.121,95	183.981,02
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ	Marimbondo 2	2028	4,0	1,0	5348,41	21.393,64	13.481,62	1.900,34	4.781,42
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ	Campinas	2028	4,0	1,0	5348,41	21.393,64	13.481,62	1.900,34	4.781,42
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	10692,01	10.692,01	6.737,78	949,74	2.389,64
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	10692,01	10.692,01	6.737,78	949,74	2.389,64
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	3089,74	3.089,74	1.947,06	274,45	690,55
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	3089,74	3.089,74	1.947,06	274,45	690,55

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
MIM - 500 kV	Campinas	2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIG-A	Campinas	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
MIG-A	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
SE 800/500 kV SILVANIA (Ampliação/Adequação)						**6.772.191,74**	**4.267.629,54**	**601.556,41**	**1.513.566,82**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Serviços Auxiliares, Obras Civis (5000MW)		2028	1,0	1,0	5800000,00	5.800.000,00	3.654.983,84	515.199,11	1.296.284,55
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	7,0	1,0	11885,61	83.199,27	52.429,65	7.390,38	18.594,82
Compensador Síncrono 500 kV, 3 x (-300/+300) Mvar		2028	3,0	1,0	256508,00	769.524,00	484.930,65	68.354,84	171.986,56
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	12961,55	38.884,65	24.503,93	3.454,02	8.690,62
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	26592,14	26.592,14	16.757,56	2.362,11	5.943,27
MIG-A		2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
3° e 4° Reator de Barra 500 kV, (6) x 50 Mvar 1Φ		2028	6,0	1,0	5215,60	31.293,60	19.720,28	2.779,73	6.994,04
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9951,25	19.902,50	12.541,95	1.767,89	4.448,16
LT 500 kV SILVÂNIA - NOVA PONTE 3, C1 e C2 (CD) (Nova)						**1.359.443,43**	**856.679,96**	**120.755,87**	**303.831,99**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 329 km		2028	329,0	1,0	3596,40	1.183.215,60	745.626,53	105.102,00	264.445,54
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	2,0	1,0	10917,37	21.834,74	13.759,59	1.939,52	4.880,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	10917,37	21.834,74	13.759,59	1.939,52	4.880,01
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	1,0	1,0	11885,61	11.885,61	7.489,95	1.055,77	2.656,40
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	11885,61	23.771,22	14.979,90	2.111,54	5.312,80
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	2,0	1,0	3154,86	6.309,72	3.976,19	560,48	1.410,21
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	3154,86	6.309,72	3.976,19	560,48	1.410,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	Silvânia	2028	7,0	1,0	5145,92	36.021,44	22.699,62	3.199,69	8.050,70
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2028	7,0	1,0	5145,92	36.021,44	22.699,62	3.199,69	8.050,70
MIM - 500 kV	Nova Ponte 3	2028	1,0	1,0	6648,04	6.648,04	4.189,39	590,53	1.485,82
MIG-A	Silvânia	2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
MIG-A	Nova Ponte 3	2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
SE 500 kV NOVA PONTE 3 (Ampliação/Adequação)						**79.930,62**	**50.369,85**	**7.100,03**	**17.864,28**
3° e 4° Reator de Barra 500 kV, (6) x 50 Mvar 1Φ		2028	6,0	1,0	5107,94	30.647,64	19.313,21	2.722,35	6.849,67
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9745,83	19.491,66	12.283,05	1.731,39	4.356,33
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11640,26	23.280,52	14.670,68	2.067,95	5.203,13
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6510,80	6.510,80	4.102,91	578,34	1.455,15
LT 500 kV NOVA PONTE 3 - RIBEIRÃO PRETO, C1 e C2 (CD) (Nova)						**933.524,55**	**588.278,82**	**82.922,59**	**208.640,25**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 214 km		2028	214,0	1,0	3657,46	782.696,44	493.231,52	69.524,92	174.930,57
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	10692,01	21.384,02	13.475,56	1.899,49	4.779,27
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	10692,01	21.384,02	13.475,56	1.899,49	4.779,27

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	11640,26	23.280,52	14.670,68	2.067,95	5.203,13
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2028	7,0	1,0	4512,28	31.585,96	19.904,51	2.805,70	7.059,38
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ	Ribeirão Preto	2028	7,0	1,0	4512,28	31.585,96	19.904,51	2.805,70	7.059,38
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	3089,74	6.179,48	3.894,12	548,91	1.381,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	3089,74	6.179,48	3.894,12	548,91	1.381,10
MIM - 500 kV	Ribeirão Preto	2028	1,0	1,0	6510,80	6.510,80	4.102,91	578,34	1.455,15
MIG-A	Ribeirão Preto	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
SE 500 kV RIBEIRÃO PRETO (Ampliação/Adequação)						**136.689,23**	**86.137,40**	**12.141,75**	**30.549,68**
2° Reator de Barra 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ		2028	3,0	1,0	5039,70	15.119,10	9.527,60	1.342,99	3.379,08
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	9745,83	9.745,83	6.141,53	865,70	2.178,17
3° ATF 500/440 kV, 3 x 400 MVA 1Φ		2028	3,0	1,0	18170,69	54.512,07	34.351,85	4.842,17	12.183,30
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12391,52	12.391,52	7.808,76	1.100,71	2.769,47
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12391,52	12.391,52	7.808,76	1.100,71	2.769,47
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIM - 440 kV		2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIG-A		2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91

22.3.7 Alternativa 6A

Tabela 22-9 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 6A (R$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						22.946.721,25	**14.156.348,66**	**2.038.298,35**	**4.791.011,14**
SE 800/500 kV GRAÇA ARANHA | Subestação retificadora Bipolo NE 1 (Nova)						**6.710.976,18**	**4.229.053,36**	**596.118,79**	**1.499.885,30**
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*5,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM			*5,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	6,0	1,0	11261,82	67.570,92	42.581,14	6.002,15	15.101,92
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-300/+300) Mvar		2028	3,0	1,0	256508,00	769.524,00	484.930,65	68.354,84	171.986,56
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	12778,55	38.335,65	24.157,96	3.405,26	8.567,92
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	16648,23	16.648,23	10.491,21	1.478,82	3.720,84
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	18897,38	18.897,38	11.908,55	1.678,61	4.223,51
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis (5000MW)		2028	1,0	1,0	5800000,00	5.800.000,00	3.654.983,84	515.199,11	1.296.284,55
LT 800 kV GRAÇA ARANHA - SILVÂNIA, C1 (Nova)						**2.348.344,58**	**1.479.855,43**	**208.597,42**	**524.848,76**
Linha CC ±800 kV, 1468,67 km, 6 x 1590 MCM		2028	1468,7	1,0	1598,96	2.348.344,58	1.479.855,43	208.597,42	524.848,76
SECC LT 500 kV PRESIDENTE DUTRA - TERESINA II, C1, NA SE GRAÇA ARANHA (Nova)						**93.492,95**	**58.916,42**	**8.304,74**	**20.895,43**
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	10344,40	20.688,80	13.037,45	1.837,73	4.623,89
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11261,82	22.523,64	14.193,71	2.000,72	5.033,97
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 6 km		2028	6,0	1,0	3399,62	20.397,72	12.854,02	1.811,88	4.558,84
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 24,5 Mvar 1Φ		2028	4,0	1,0	4486,38	17.945,52	11.308,72	1.594,05	4.010,78
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	668,10
MIG-A		2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
SECC LT 500 kV PRESIDENTE DUTRA - TERESINA II, C2, NA SE GRAÇA ARANHA (Nova)						**94.937,74**	**59.826,88**	**8.433,08**	**21.218,33**
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	10344,40	20.688,80	13.037,45	1.837,73	4.623,89
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11261,82	22.523,64	14.193,71	2.000,72	5.033,97
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 24,5 Mvar 1Φ		2028	3,0	1,0	4486,38	13.459,14	8.481,54	1.195,54	3.008,08
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	668,10
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 7,5 km		2028	7,5	1,0	1931,85	14.488,88	9.130,45	1.287,01	3.238,22
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 7,5 km		2028	7,5	1,0	1931,85	14.488,88	9.130,45	1.287,01	3.238,22
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
LT 500 kV TRINDADE - SILVÂNIA, C2 (Nova)						**377.053,64**	**203.710,35**	**33.492,71**	**46.632,74**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 156 km		2030	156,0	1,0	2059,39	321.264,84	173.569,40	28.537,13	39.732,97

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Trindade	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Trindade	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 20 Mvar 1Φ	Silvânia	2030	3,0	1,0	4607,39	13.822,17	7.467,69	1.227,79	1.709,48
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 20 Mvar 1Φ	Trindade	2030	3,0	1,0	4607,39	13.822,17	7.467,69	1.227,79	1.709,48
SE 500/230 kV DIANÓPOLIS II (Ampliação/Adequação)						**439.165,00**	**237.267,18**	**39.009,90**	**54.314,47**
1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 33,3 MVA 1Φ		2030	4,0	1,0	7016,09	28.064,36	15.162,30	2.492,89	3.470,91
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	3,0	1,0	11717,80	35.153,40	18.992,29	3.122,59	4.347,66
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1,0	1,0	7970,67	7.970,67	4.306,30	708,01	985,79
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	12474,07	12.474,07	6.739,35	1.108,04	1.542,75
MIM - 500 kV		2030	1,0	1,0	9831,26	9.831,26	5.311,52	873,29	1.215,90
MIM - 230 kV		2030	1,0	1,0	882,84	882,84	476,97	78,42	109,19
MIG (Terreno Rural)		2030	1,0	1,0	19886,56	19.886,56	10.744,09	1.766,47	2.459,50
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ		2030	7,0	1,0	5141,97	35.993,79	19.446,32	3.197,24	4.451,59
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2030	2,0	1,0	9810,75	19.621,50	10.600,89	1.742,93	2.426,72
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-300/+300) Mvar		2030	1,0	1,0	256508,00	256.508,00	138.583,29	22.784,95	31.724,06
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	12778,55	12.778,55	6.903,85	1.135,09	1.580,41
LT 500 kV MIRACEMA - DIANÓPOLIS II, C1 (Nova)						**1.007.981,96**	**544.581,29**	**89.536,45**	**124.663,87**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 330 km		2030	330,0	1,0	2404,76	793.570,80	428.741,61	70.490,86	98.146,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	Miracema	2030	4,0	1,0	5401,37	21.605,48	11.672,77	1.919,16	2.672,09
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	Dianópolis II	2030	4,0	1,0	5401,37	21.605,48	11.672,77	1.919,16	2.672,09
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
Capacitor Série 500 kV, 4 x 184 Mvar 3Φ	Miracema	2030	1,0	1,0	54153,32	54.153,32	29.257,35	4.810,30	6.697,50
Capacitor Série 500 kV, 4 x 184 Mvar 3Φ	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	54153,32	54.153,32	29.257,35	4.810,30	6.697,50
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
MIG-A	Miracema	2030	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.489,04	244,82	340,87
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	11717,80	11.717,80	6.330,76	1.040,86	1.449,22
MIM - 500 kV	Miracema	2030	1,0	1,0	6554,17	6.554,17	3.541,01	582,19	810,60
LT 500 kV DIANÓPOLIS II - RIO DAS ÉGUAS, C1 (Nova)						**871.575,16**	**470.884,94**	**77.419,78**	**107.793,53**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 280 km		2030	280,0	1,0	2404,76	673.332,80	363.780,76	59.810,42	83.275,57
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Dianópolis II	2030	4,0	1,0	5271,59	21.086,36	11.392,30	1.873,05	2.607,89

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Rio das Éguas	2030	4,0	1,0	5271,59	21.086,36	11.392,30	1.873,05	2.607,89
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
Capacitor Série 500 kV, 1 x 158 Mvar 3Φ	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	46588,04	46.588,04	25.170,07	4.138,30	5.761,85
Capacitor Série 500 kV, 1 x 158 Mvar 3Φ	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	46588,04	46.588,04	25.170,07	4.138,30	5.761,85
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	11717,80	11.717,80	6.330,76	1.040,86	1.449,22
MIM - 500 kV	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	6554,17	6.554,17	3.541,01	582,19	810,60
MIG-A	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.489,04	244,82	340,87
LT 500 kV RIO DAS ÉGUAS - ARINOS 2, C2 (Nova)						**595.538,30**	**321.750,81**	**52.900,14**	**73.654,20**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 222 km		2030	222,0	1,0	2350,90	521.899,80	281.966,22	46.359,02	64.546,84
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 53,3 Mvar 1Φ	Rio das Éguas	2030	3,0	1,0	4985,15	14.955,45	8.079,96	1.328,45	1.849,64
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 53,3 Mvar 1Φ	Arinos 2	2030	3,0	1,0	4985,15	14.955,45	8.079,96	1.328,45	1.849,64
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2030	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.615,01	265,53	369,70
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.615,01	265,53	369,70
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	5.588,76	918,87	1.279,36
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2030	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	5.588,76	918,87	1.279,36
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2030	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	6.084,41	1.000,36	1.392,82
MIM - 500 kV	Arinos 2	2030	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.701,61	279,77	389,53
MIG-A	Arinos 2	2030	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.431,10	235,29	327,60
SE 500 kV NOVA PONTE 3 (Ampliação/Adequação)						**79.930,62**	**50.369,85**	**7.100,03**	**17.864,28**
3° e 4° Reator de Barra 500 kV, (6) x 50 Mvar 1Φ		2028	6,0	1,0	5107,94	30.647,64	19.313,21	2.722,35	6.849,67
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9745,83	19.491,66	12.283,05	1.731,39	4.356,33
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11640,26	23.280,52	14.670,68	2.067,95	5.203,13
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6510,80	6.510,80	4.102,91	578,34	1.455,15
LT 500 kV NOVA PONTE 3 - RIBEIRÃO PRETO, C1 e C2 (CD) (Nova)						**933.524,55**	**588.278,82**	**82.922,59**	**208.640,25**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 214 km		2028	214,0	1,0	3657,46	782.696,44	493.231,52	69.524,92	174.930,57
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	10692,01	21.384,02	13.475,56	1.899,49	4.779,27
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	10692,01	21.384,02	13.475,56	1.899,49	4.779,27
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	11640,26	23.280,52	14.670,68	2.067,95	5.203,13
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2028	7,0	1,0	4512,28	31.585,96	19.904,51	2.805,70	7.059,38
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ	Ribeirão Preto	2028	7,0	1,0	4512,28	31.585,96	19.904,51	2.805,70	7.059,38
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	3089,74	6.179,48	3.894,12	548,91	1.381,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	3089,74	6.179,48	3.894,12	548,91	1.381,10
MIM - 500 kV	Ribeirão Preto	2028	1,0	1,0	6510,80	6.510,80	4.102,91	578,34	1.455,15

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
MIG-A	Ribeirão Preto	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
SE 500 kV RIBEIRÃO PRETO (Ampliação/Adequação)						**136.689,23**	**86.137,40**	**12.141,75**	**30.549,68**
2° Reator de Barra 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ		2028	3,0	1,0	5039,70	15.119,10	9.527,60	1.342,99	3.379,08
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	9745,83	9.745,83	6.141,53	865,70	2.178,17
3° ATF 500/440 kV, 3 x 400 MVA 1Φ		2028	3,0	1,0	18170,69	54.512,07	34.351,85	4.842,17	12.183,30
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12391,52	12.391,52	7.808,76	1.100,71	2.769,47
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12391,52	12.391,52	7.808,76	1.100,71	2.769,47
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIM - 440 kV		2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIG-A		2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
SE 500 kV PRESIDENTE DUTRA (Ampliação/Adequação)						**34.712,48**	**21.874,75**	**3.083,42**	**7.758,15**
2° Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ		2028	3,0	0,4	4941,88	5.930,25	3.737,06	526,77	1.325,40
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	9428,98	9.428,98	5.941,86	837,55	2.107,35
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.984,76	279,77	703,92
1 Reator de Barra 500 kV (Reserva), 1 x 50 Mvar 1Φ		2028	1,0	1,0	4941,87	4.941,87	3.114,22	438,97	1.104,49
LT 500 kV PRESIDENTE DUTRA - GRAÇA ARANHA, C3 (Nova)						**87.300,77**	**55.014,29**	**7.754,70**	**19.511,49**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 18,19 km		2028	18,2	1,0	1931,85	35.140,35	22.144,38	3.121,43	7.853,77
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Graça Aranha	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Graça Aranha	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
MIM - 500 kV	Graça Aranha	2028	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.984,76	279,77	703,92
MIG-A	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
MIM - 500 kV	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.984,76	279,77	703,92
LT 500 kV PRESIDENTE DUTRA - GRAÇA ARANHA, C4 (Nova)						**89.949,63**	**48.596,99**	**7.989,99**	**11.124,67**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 18,19 km		2030	18,2	1,0	1931,85	35.140,35	18.985,24	3.121,43	4.346,04
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2030	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	5.588,76	918,87	1.279,36
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Graça Aranha	2030	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	5.588,76	918,87	1.279,36
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Graça Aranha	2030	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	6.084,41	1.000,36	1.392,82
MIM - 500 kV	Graça Aranha	2030	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.701,61	279,77	389,53
MIG-A	Presidente Dutra	2030	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.431,10	235,29	327,60

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
MIG-A	Graça Aranha	2030	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.431,10	235,29	327,60
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2030	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	6.084,41	1.000,36	1.392,82
MIM - 500 kV	Presidente Dutra	2030	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.701,61	279,77	389,53
LT 500 kV MARIMBONDO 2 - CAMPINAS, C1 (Nova)						**913.913,29**	**575.920,40**	**81.180,57**	**204.257,19**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 388,78 km		2028	388,78	1,0	2117,37	823.191,11	518.750,03	73.121,95	183.981,02
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ	Marimbondo 2	2028	4,0	1,0	5348,41	21.393,64	13.481,62	1.900,34	4.781,42
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ	Campinas	2028	4,0	1,0	5348,41	21.393,64	13.481,62	1.900,34	4.781,42
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo AN	Campinas	2028	1,0	1,0	10692,01	10.692,01	6.737,78	949,74	2.389,64
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	10692,01	10.692,01	6.737,78	949,74	2.389,64
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	3089,74	3.089,74	1.947,06	274,45	690,55
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo AN	Campinas	2028	1,0	1,0	3089,74	3.089,74	1.947,06	274,45	690,55
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	Campinas	2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
MIM - 500 kV	Campinas	2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIG-A	Campinas	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
MIG-A	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
SE 800/500 kV SILVANIA (Ampliação/Adequação)						**6.784.077,35**	**4.275.119,49**	**602.612,18**	**1.516.223,22**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Serviços Auxiliares, Obras Civis (5000MW)		2028	1,0	1,0	5800000,00	5.800.000,00	3.654.983,84	515.199,11	1.296.284,55
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	8,0	1,0	11885,61	95.084,88	59.919,60	8.446,15	21.251,22
Compensador Síncrono 500 kV, 3 x (-300/+300) Mvar		2028	3,0	1,0	256508,00	769.524,00	484.930,65	68.354,84	171.986,56
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	12961,55	38.884,65	24.503,93	3.454,02	8.690,62
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	26592,14	26.592,14	16.757,56	2.362,11	5.943,27
MIG-A		2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
3° e 4° Reator de Barra 500 kV, (6) x 50 Mvar 1Φ		2028	6,0	1,0	5215,60	31.293,60	19.720,28	2.779,73	6.994,04
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9951,25	19.902,50	12.541,95	1.767,89	4.448,16
LT 500 kV SILVÂNIA - NOVA PONTE 3, C1 e C2 (CD) (Nova)						**1.347.557,82**	**849.190,01**	**119.700,10**	**301.175,58**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 329 km		2028	329,0	1,0	3596,40	1.183.215,60	745.626,53	105.102,00	264.445,54
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	2,0	1,0	10917,37	21.834,74	13.759,59	1.939,52	4.880,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	10917,37	21.834,74	13.759,59	1.939,52	4.880,01
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	11885,61	23.771,22	14.979,90	2.111,54	5.312,80
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	2,0	1,0	3154,86	6.309,72	3.976,19	560,48	1.410,21
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	3154,86	6.309,72	3.976,19	560,48	1.410,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	Silvânia	2028	7,0	1,0	5145,92	36.021,44	22.699,62	3.199,69	8.050,70
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2028	7,0	1,0	5145,92	36.021,44	22.699,62	3.199,69	8.050,70
MIM - 500 kV	Nova Ponte 3	2028	1,0	1,0	6648,04	6.648,04	4.189,39	590,53	1.485,82
MIG-A	Silvânia	2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
MIG-A	Nova Ponte 3	2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80

22.3.8 Alternativa 7A

Tabela 22-10 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 7A (R$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						23.734.460,80	**14.683.904,99**	**2.108.271,24**	**5.001.652,46**
LT 500 kV IMPERATRIZ - PRESIDENTE DUTRA , C3 (Nova)						**1.115.800,89**	**703.143,83**	**99.113,73**	**249.378,53**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 385 km		2028	385,0	1,0	1931,85	743.762,25	468.696,38	66.066,49	166.228,88
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Imperatriz	2028	3,0	1,0	4875,85	14.627,55	9.217,84	1.299,33	3.269,22
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Presidente Dutra	2028	3,0	1,0	4875,85	14.627,55	9.217,84	1.299,33	3.269,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	668,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	668,10
Capacitor Série 500 kV, 1 x 451 Mvar 3Φ	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	131063,79	131.063,79	82.592,42	11.642,06	29.292,41
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	6784,49	6.784,49	4.275,38	602,65	1.516,32
Capacitor Série 500 kV, 1 x 451 Mvar 3Φ	Imperatriz	2028	1,0	1,0	131063,79	131.063,79	82.592,42	11.642,06	29.292,41
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	6784,49	6.784,49	4.275,38	602,65	1.516,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
MIM - 500 kV	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
MIM - 500 kV	Imperatriz	2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
MIG-A	Imperatriz	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01
MIG-A	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01
**SE 800/500 kV TUCURUÍ	Subestação Retificadora Bipolo NE 1 (Nova)**					**6.714.224,32**	**4.231.100,23**	**596.407,31**	**1.500.611,25**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis (5000MW)		2028	1,0	1,0	5800000,00	5.800.000,00	3.654.983,84	515.199,11	1.296.284,55
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	6,0	1,0	11717,80	70.306,80	44.305,21	6.245,17	15.713,38
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-300/+300) Mvar		2028	3,0	1,0	256508,00	769.524,00	484.930,65	68.354,84	171.986,56
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	12778,55	38.335,65	24.157,96	3.405,26	8.567,92
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	18897,38	18.897,38	11.908,55	1.678,61	4.223,51
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	17160,49	17.160,49	10.814,02	1.524,32	3.835,32
LT 800 kV TUCURUÍ - SILVÂNIA, C1 (Nova)						**2.334.282,72**	**1.470.994,07**	**207.348,34**	**521.705,97**
Linha CC ±800 kV, 1507 km, 6 x 1590 MCM		2028	1.507,0	1,0	1548,96	2.334.282,72	1.470.994,07	207.348,34	521.705,97

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
LT 500 kV TRINDADE - SILVÂNIA, C2 (Nova)						**377.053,64**	**203.710,35**	**33.492,71**	**46.632,74**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 156 km		2030	156,0	1,0	2059,39	321.264,84	173.569,40	28.537,13	39.732,97
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Trindade	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Trindade	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 20 Mvar 1Φ	Silvânia	2030	3,0	1,0	4607,39	13.822,17	7.467,69	1.227,79	1.709,48
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 20 Mvar 1Φ	Trindade	2030	3,0	1,0	4607,39	13.822,17	7.467,69	1.227,79	1.709,48
SE 500/230 kV DIANÓPOLIS II (Ampliação/Adequação)						**439.165,00**	**260.327,44**	**39.009,90**	**79.919,27**
1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 33,3 MVA 1Φ		2030	4,0	1,0	7016,09	28.064,36	15.162,30	2.492,89	3.470,91
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	3,0	1,0	11717,80	35.153,40	18.992,29	3.122,59	4.347,66
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1,0	1,0	7970,67	7.970,67	4.306,30	708,01	985,79
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	12474,07	12.474,07	6.739,35	1.108,04	1.542,75
MIM - 500 kV		2030	1,0	1,0	9831,26	9.831,26	5.311,52	873,29	1.215,90
MIM - 230 kV		2030	1,0	1,0	882,84	882,84	476,97	78,42	109,19
MIG (Terreno Rural)		2030	1,0	1,0	19886,56	19.886,56	10.744,09	1.766,47	2.459,50
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ		2030	7,0	1,0	5141,97	35.993,79	19.446,32	3.197,24	4.451,59
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2030	2,0	1,0	9810,75	19.621,50	10.600,89	1.742,93	2.426,72
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-300/+300) Mvar		2028	1,0	1,0	256508,00	256.508,00	161.643,55	22.784,95	57.328,85
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	12778,55	12.778,55	6.903,85	1.135,09	1.580,41
LT 500 kV MIRACEMA - DIANÓPOLIS II, C1 (Nova)						**1.007.981,96**	**544.581,29**	**89.536,45**	**124.663,87**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 330 km		2030	330,0	1,0	2404,76	793.570,80	428.741,61	70.490,86	98.146,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	Miracema	2030	4,0	1,0	5401,37	21.605,48	11.672,77	1.919,16	2.672,09
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	Dianópolis II	2030	4,0	1,0	5401,37	21.605,48	11.672,77	1.919,16	2.672,09
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
Capacitor Série 500 kV, 4 x 184 Mvar 3Φ	Miracema	2030	1,0	1,0	54153,32	54.153,32	29.257,35	4.810,30	6.697,50
Capacitor Série 500 kV, 4 x 184 Mvar 3Φ	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	54153,32	54.153,32	29.257,35	4.810,30	6.697,50
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
MIG-A	Miracema	2030	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.489,04	244,82	340,87
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	11717,80	11.717,80	6.330,76	1.040,86	1.449,22
MIM - 500 kV	Miracema	2030	1,0	1,0	6554,17	6.554,17	3.541,01	582,19	810,60
LT 500 kV DIANÓPOLIS II - RIO DAS ÉGUAS, C1 (Nova)						**871.575,16**	**470.884,94**	**77.419,78**	**107.793,53**

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 280 km		2030	280,0	1,0	2404,76	673.332,80	363.780,76	59.810,42	83.275,57
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Dianópolis II	2030	4,0	1,0	5271,59	21.086,36	11.392,30	1.873,05	2.607,89
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Rio das Éguas	2030	4,0	1,0	5271,59	21.086,36	11.392,30	1.873,05	2.607,89
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
Capacitor Série 500 kV, 1 x 158 Mvar 3Φ	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	46588,04	46.588,04	25.170,07	4.138,30	5.761,85
Capacitor Série 500 kV, 1 x 158 Mvar 3Φ	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	46588,04	46.588,04	25.170,07	4.138,30	5.761,85
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	11717,80	11.717,80	6.330,76	1.040,86	1.449,22
MIM - 500 kV	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	6554,17	6.554,17	3.541,01	582,19	810,60
MIG-A	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.489,04	244,82	340,87
LT 500 kV RIO DAS ÉGUAS - ARINOS 2, C2 (Nova)						**595.538,30**	**321.750,81**	**52.900,14**	**73.654,20**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 222 km		2030	222,0	1,0	2350,90	521.899,80	281.966,22	46.359,02	64.546,84
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 53,3 Mvar 1Φ	Rio das Éguas	2030	3,0	1,0	4985,15	14.955,45	8.079,96	1.328,45	1.849,64
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 53,3 Mvar 1Φ	Arinos 2	2030	3,0	1,0	4985,15	14.955,45	8.079,96	1.328,45	1.849,64
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2030	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.615,01	265,53	369,70
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.615,01	265,53	369,70
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2030	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.615,01	265,53	369,70
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.615,01	265,53	369,70
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	5.588,76	918,87	1.279,36
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2030	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	5.588,76	918,87	1.279,36
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2030	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	6.084,41	1.000,36	1.392,82
MIM - 500 kV	Arinos 2	2030	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.701,61	279,77	389,53
MIG-A	Arinos 2	2030	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.431,10	235,29	327,60
SE 500 kV PRESIDENTE DUTRA (Ampliação/Adequação)						**83.145,95**	**52.396,05**	**7.385,64**	**18.582,90**
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ		2028	7,0	1,0	5066,46	35.465,22	22.349,10	3.150,28	7.926,38
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9428,98	18.857,96	11.883,71	1.675,10	4.214,70
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11261,82	22.523,64	14.193,71	2.000,72	5.033,97
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
LT 500 kV MARIMBONDO 2 - CAMPINAS, C1 (Nova)						**913.913,29**	**575.920,40**	**81.180,57**	**204.257,19**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 388,78 km		2028	388,78	1,0	2117,37	823.191,11	518.750,03	73.121,95	183.981,02
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ	Marimbondo 2	2028	4,0	1,0	5348,41	21.393,64	13.481,62	1.900,34	4.781,42
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ	Campinas	2028	4,0	1,0	5348,41	21.393,64	13.481,62	1.900,34	4.781,42
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	10692,01	10.692,01	6.737,78	949,74	2.389,64
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	10692,01	10.692,01	6.737,78	949,74	2.389,64
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	3089,74	3.089,74	1.947,06	274,45	690,55
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	3089,74	3.089,74	1.947,06	274,45	690,55

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
MIM - 500 kV	Campinas	2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIG-A	Campinas	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
MIG-A	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
SE 800/500 kV SILVANIA (Ampliação/Adequação)						**6.772.191,74**	**4.267.629,54**	**601.556,41**	**1.513.566,82**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Serviços Auxiliares, Obras Civis (5000MW)		2028	1,0	1,0	5800000,00	5.800.000,00	3.654.983,84	515.199,11	1.296.284,55
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	7,0	1,0	11885,61	83.199,27	52.429,65	7.390,38	18.594,82
Compensador Síncrono 500 kV, 3 x (-300/+300) Mvar		2028	3,0	1,0	256508,00	769.524,00	484.930,65	68.354,84	171.986,56
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	12961,55	38.884,65	24.503,93	3.454,02	8.690,62
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	26592,14	26.592,14	16.757,56	2.362,11	5.943,27
MIG-A		2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
3° e 4° Reator de Barra 500 kV, (6) x 50 Mvar 1Φ		2028	6,0	1,0	5215,60	31.293,60	19.720,28	2.779,73	6.994,04
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9951,25	19.902,50	12.541,95	1.767,89	4.448,16
LT 500 kV SILVÂNIA - NOVA PONTE 3, C1 e C2 (CD) (Nova)						**1.359.443,43**	**856.679,96**	**120.755,87**	**303.831,99**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 329 km		2028	329,0	1,0	3596,40	1.183.215,60	745.626,53	105.102,00	264.445,54
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	2,0	1,0	10917,37	21.834,74	13.759,59	1.939,52	4.880,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	10917,37	21.834,74	13.759,59	1.939,52	4.880,01
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	1,0	1,0	11885,61	11.885,61	7.489,95	1.055,77	2.656,40
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	11885,61	23.771,22	14.979,90	2.111,54	5.312,80
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	2,0	1,0	3154,86	6.309,72	3.976,19	560,48	1.410,21
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	3154,86	6.309,72	3.976,19	560,48	1.410,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	Silvânia	2028	7,0	1,0	5145,92	36.021,44	22.699,62	3.199,69	8.050,70
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2028	7,0	1,0	5145,92	36.021,44	22.699,62	3.199,69	8.050,70
MIM - 500 kV	Nova Ponte 3	2028	1,0	1,0	6648,04	6.648,04	4.189,39	590,53	1.485,82
MIG-A	Silvânia	2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
MIG-A	Nova Ponte 3	2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
SE 500 kV NOVA PONTE 3 (Ampliação/Adequação)						**79.930,62**	**50.369,85**	**7.100,03**	**17.864,28**
3° e 4° Reator de Barra 500 kV, (6) x 50 Mvar 1Φ		2028	6,0	1,0	5107,94	30.647,64	19.313,21	2.722,35	6.849,67
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9745,83	19.491,66	12.283,05	1.731,39	4.356,33
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11640,26	23.280,52	14.670,68	2.067,95	5.203,13
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6510,80	6.510,80	4.102,91	578,34	1.455,15
LT 500 kV NOVA PONTE 3 - RIBEIRÃO PRETO, C1 e C2 (CD) (Nova)						**933.524,55**	**588.278,82**	**82.922,59**	**208.640,25**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 214 km		2028	214,0	1,0	3657,46	782.696,44	493.231,52	69.524,92	174.930,57
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	10692,01	21.384,02	13.475,56	1.899,49	4.779,27
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	10692,01	21.384,02	13.475,56	1.899,49	4.779,27

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	11640,26	23.280,52	14.670,68	2.067,95	5.203,13
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2028	7,0	1,0	4512,28	31.585,96	19.904,51	2.805,70	7.059,38
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ	Ribeirão Preto	2028	7,0	1,0	4512,28	31.585,96	19.904,51	2.805,70	7.059,38
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	3089,74	6.179,48	3.894,12	548,91	1.381,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	3089,74	6.179,48	3.894,12	548,91	1.381,10
MIM - 500 kV	Ribeirão Preto	2028	1,0	1,0	6510,80	6.510,80	4.102,91	578,34	1.455,15
MIG-A	Ribeirão Preto	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
SE 500 kV RIBEIRÃO PRETO (Ampliação/Adequação)						**136.689,23**	**86.137,40**	**12.141,75**	**30.549,68**
2° Reator de Barra 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ		2028	3,0	1,0	5039,70	15.119,10	9.527,60	1.342,99	3.379,08
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	9745,83	9.745,83	6.141,53	865,70	2.178,17
3° ATF 500/440 kV, 3 x 400 MVA 1Φ		2028	3,0	1,0	18170,69	54.512,07	34.351,85	4.842,17	12.183,30
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12391,52	12.391,52	7.808,76	1.100,71	2.769,47
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12391,52	12.391,52	7.808,76	1.100,71	2.769,47
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIM - 440 kV		2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIG-A		2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91

22.3.9 Alternativa 1B

Tabela 22-11 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 1B (R$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						23.601.149,75	**14.600.338,81**	**2.096.429,56**	**4.972.349,01**
LT 500 kV IMPERATRIZ - PRESIDENTE DUTRA , C3 (Nova)						**1.115.800,89**	**703.143,83**	**99.113,73**	**249.378,53**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 385 km		2028	385,0	1,0	1931,85	743.762,25	468.696,38	66.066,49	166.228,88
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Imperatriz	2028	3,0	1,0	4875,85	14.627,55	9.217,84	1.299,33	3.269,22
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Presidente Dutra	2028	3,0	1,0	4875,85	14.627,55	9.217,84	1.299,33	3.269,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	668,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	668,10
Capacitor Série 500 kV, 1 x 451 Mvar 3Φ	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	131063,79	131.063,79	82.592,42	11.642,06	29.292,41
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	6784,49	6.784,49	4.275,38	602,65	1.516,32
Capacitor Série 500 kV, 1 x 451 Mvar 3Φ	Imperatriz	2028	1,0	1,0	131063,79	131.063,79	82.592,42	11.642,06	29.292,41
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	6784,49	6.784,49	4.275,38	602,65	1.516,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
MIM - 500 kV	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
MIM - 500 kV	Imperatriz	2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
MIG-A	Imperatriz	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01
MIG-A	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01
LT 500 kV IMPERATRIZ - COLINAS, C3 (Nova)						**928.911,91**	**585.372,07**	**82.512,86**	**207.609,34**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 345 km		2028	345,0	1,0	1931,85	666.488,25	420.000,65	59.202,44	148.958,35
Reator de Linha Fixo 500 kV, 6 x 55 Mvar 1Φ	Colinas	2028	6,0	1,0	5006,57	30.039,42	18.929,93	2.668,32	6.713,73
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 55 Mvar 1Φ	Imperatriz	2028	3,0	1,0	5006,57	15.019,71	9.464,97	1.334,16	3.356,87
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	668,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Colinas	2028	2,0	1,0	2989,28	5.978,56	3.767,51	531,06	1.336,19
Capacitor Série 500 kV, 1 x 324,2 Mvar 3Φ	Imperatriz	2028	1,0	1,0	94394,23	94.394,23	59.484,38	8.384,80	21.096,86
Capacitor Série 500 kV, 1 x 194,5 Mvar 3Φ	Colinas	2028	1,0	1,0	56886,01	56.886,01	35.847,84	5.053,04	12.713,87
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Colinas	2028	1,0	1,0	6784,49	6.784,49	4.275,38	602,65	1.516,32
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	6784,49	6.784,49	4.275,38	602,65	1.516,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Colinas	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Colinas	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
MIM - 500 kV	Colinas	2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
MIG-A	Colinas	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01
MIG-A	Imperatriz	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01
SE 800/500 kV COLINAS | Subestação Retificadora Bipolo NE 1 (Nova)						**6.714.242,67**	**4.231.111,80**	**596.408,94**	**1.500.615,35**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis (5000MW)		2028	1,0	1,0	5800000,00	5.800.000,00	3.654.983,84	515.199,11	1.296.284,55
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	6,0	1,0	11717,80	70.306,80	44.305,21	6.245,17	15.713,38
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-300/+300) Mvar		2028	3,0	1,0	256508,00	769.524,00	484.930,65	68.354,84	171.986,56
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	12778,55	38.335,65	24.157,96	3.405,26	8.567,92
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	18897,38	18.897,38	11.908,55	1.678,61	4.223,51
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	17178,84	17.178,84	10.825,58	1.525,95	3.839,42
LT 800 kV COLINAS - SILVÂNIA, C1 (Nova)						**1.533.470,40**	**966.346,47**	**136.214,24**	**342.726,55**
Linha CC ±800 kV, 990 km, 6 x 1590 MCM		2028	990,0	1,0	1548,96	1.533.470,40	966.346,47	136.214,24	342.726,55
LT 500 kV MIRACEMA - GURUPI, C4 (Nova)						**812.729,62**	**439.092,53**	**72.192,69**	**100.515,70**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 256 km		2030	257,0	1,0	1965,13	505.038,41	272.856,54	44.861,27	62.461,48
Capacitor Série 500 kV, 1 x 361,5 Mvar 3Φ	Miracema	2030	1,0	1,0	105800,96	105.800,96	57.160,97	9.398,03	13.085,11
Capacitor Série 500 kV, 1 x 361,5 Mvar 3Φ	Gurupi	2030	1,0	1,0	105800,96	105.800,96	57.160,97	9.398,03	13.085,11
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Gurupi	2030	3,0	1,0	5073,27	15.219,81	8.222,79	1.351,94	1.882,34
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Miracema	2030	3,0	1,0	5073,27	15.219,81	8.222,79	1.351,94	1.882,34
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	11717,80	11.717,80	6.330,76	1.040,86	1.449,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
MIM - 500 kV	Gurupi	2030	1,0	1,0	6554,17	6.554,17	3.541,01	582,19	810,60
MIG-A	Gurupi	2030	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.489,04	244,82	340,87
MIG-A	Miracema	2030	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.489,04	244,82	340,87
LT 500 kV GURUPI - PORANGATU, C1 (Nova)						**523.382,50**	**282.767,28**	**46.490,72**	**64.730,21**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 189 km		2030	189,0	1,0	2404,76	454.499,64	245.552,01	40.372,04	56.211,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Gurupi	2030	4,0	1,0	5141,97	20.567,88	11.112,19	1.826,99	2.543,77
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Porangatu	2030	4,0	1,0	5141,97	20.567,88	11.112,19	1.826,99	2.543,77

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SE 500 kV PORANGATU 2 (Nova)						**387.151,30**	**209.165,80**	**34.389,66**	**47.881,59**
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 33,3 Mvar 1Φ		2030	7,0	1,0	4935,30	34.547,10	18.664,72	3.068,73	4.272,67
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	3,0	1,0	11885,61	35.656,83	19.264,28	3.167,30	4.409,92
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2030	2,0	1,0	9951,25	19.902,50	10.752,70	1.767,89	2.461,48
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIM - 500 kV		2030	1,0	1,0	9972,05	9.972,05	5.387,59	885,79	1.233,31
MIG (Terreno Rural)		2030	1,0	1,0	17603,27	17.603,27	9.510,50	1.563,65	2.177,11
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	12961,55	12.961,55	7.002,72	1.151,34	1.603,04
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-300/+300) Mvar		2030	1,0	1,0	256508,00	256.508,00	138.583,29	22.784,95	31.724,06
LT 500 kV PORANGATU 2 - BARRO ALTO, C1 (Ampliação/Adequação)						**560.083,26**	**302.595,56**	**49.750,76**	**69.269,24**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 200 km		2030	200,0	1,0	2451,07	490.214,00	264.847,37	43.544,45	60.628,04
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu 2	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu 2	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Porangatu 2	2030	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	11.271,31	1.853,15	2.580,19
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Barro Alto	2030	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	11.271,31	1.853,15	2.580,19
SE 500/230 kV BARRO ALTO | novó pátio 500 kV (Ampliação/Adequação)						**163.268,17**	**88.208,71**	**14.502,69**	**20.192,47**
1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 250 MVA 1Φ		2030	4,0	1,0	15352,71	61.410,84	33.178,37	5.454,97	7.595,09
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	12652,71	12.652,71	6.835,87	1.123,91	1.564,85
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	9951,25	9.951,25	5.376,35	883,94	1.230,74
1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ		2030	4,0	1,0	4935,30	19.741,20	10.665,56	1.753,56	2.441,53
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	2,0	1,0	11885,61	23.771,22	12.842,85	2.111,54	2.939,95
MIM - 500 kV		2030	1,0	1,0	6648,04	6.648,04	3.591,73	590,53	822,21
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1,0	1,0	8084,82	8.084,82	4.367,98	718,15	999,90
MIM - 230 kV		2030	1,0	1,0	895,48	895,48	483,80	79,54	110,75
MIG (Terreno Rural)		2030	1,0	1,0	20112,61	20.112,61	10.866,22	1.786,55	2.487,46
LT 500 kV BARRO ALTO - TRINDADE, C1 (Ampliação/Adequação)						**538.368,14**	**290.863,55**	**47.821,86**	**66.583,59**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 190 km		2030	190,0	1,0	2451,07	465.703,30	251.605,00	41.367,23	57.596,64
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Trindade	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Trindade	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
MIG-A	Trindade	2030	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.510,36	248,32	345,75
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Barro Alto	2030	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	11.271,31	1.853,15	2.580,19
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Trindade	2030	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	11.271,31	1.853,15	2.580,19

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SE 500/230 kV TRINDADE (Ampliação/Adequação)						**44.902,08**	**24.259,20**	**3.988,54**	**5.553,34**
1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ		2030	4,0	1,0	4935,30	19.741,20	10.665,56	1.753,56	2.441,53
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	9951,25	9.951,25	5.376,35	883,94	1.230,74
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	11885,61	11.885,61	6.421,43	1.055,77	1.469,97
MIM - 500 kV		2030	1,0	1,0	3324,02	3.324,02	1.795,86	295,26	411,10
SE 500 kV PRESIDENTE DUTRA (Ampliação/Adequação)						**83.145,95**	**52.396,05**	**7.385,64**	**18.582,90**
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ		2028	7,0	1,0	5066,46	35.465,22	22.349,10	3.150,28	7.926,38
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9428,98	18.857,96	11.883,71	1.675,10	4.214,70
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11261,82	22.523,64	14.193,71	2.000,72	5.033,97
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
LT 500 kV MARIMBONDO 2 - CAMPINAS, C1 (Nova)						**913.913,29**	**575.920,40**	**81.180,57**	**204.257,19**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 388,78 km		2028	388,78	1,0	2117,37	823.191,11	518.750,03	73.121,95	183.981,02
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ	Marimbondo 2	2028	4,0	1,0	5348,41	21.393,64	13.481,62	1.900,34	4.781,42
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ	Campinas	2028	4,0	1,0	5348,41	21.393,64	13.481,62	1.900,34	4.781,42
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	10692,01	10.692,01	6.737,78	949,74	2.389,64
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	10692,01	10.692,01	6.737,78	949,74	2.389,64
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	3089,74	3.089,74	1.947,06	274,45	690,55
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	3089,74	3.089,74	1.947,06	274,45	690,55
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
MIM - 500 kV	Campinas	2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIG-A	Campinas	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
MIG-A	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
SE 800/500 kV SILVANIA (Ampliação/Adequação)						**6.772.191,74**	**4.267.629,54**	**601.556,41**	**1.513.566,82**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Serviços Auxiliares, Obras Civis (5000MW)		2028	1,0	1,0	5800000,00	5.800.000,00	3.654.983,84	515.199,11	1.296.284,55
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	7,0	1,0	11885,61	83.199,27	52.429,65	7.390,38	18.594,82
Compensador Síncrono 500 kV, 3 x (-300/+300) Mvar		2028	3,0	1,0	256508,00	769.524,00	484.930,65	68.354,84	171.986,56
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	12961,55	38.884,65	24.503,93	3.454,02	8.690,62
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	26592,14	26.592,14	16.757,56	2.362,11	5.943,27
MIG-A		2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
3° e 4° Reator de Barra 500 kV, (6) x 50 Mvar 1Φ		2028	6,0	1,0	5215,60	31.293,60	19.720,28	2.779,73	6.994,04
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9951,25	19.902,50	12.541,95	1.767,89	4.448,16
LT 500 kV SILVÂNIA - NOVA PONTE 3, C1 e C2 (CD) (Nova)						**1.359.443,43**	**856.679,96**	**120.755,87**	**303.831,99**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 329 km		2028	329,0	1,0	3596,40	1.183.215,60	745.626,53	105.102,00	264.445,54
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	2,0	1,0	10917,37	21.834,74	13.759,59	1.939,52	4.880,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	10917,37	21.834,74	13.759,59	1.939,52	4.880,01

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	1,0	1,0	11885,61	11.885,61	7.489,95	1.055,77	2.656,40
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	11885,61	23.771,22	14.979,90	2.111,54	5.312,80
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	2,0	1,0	3154,86	6.309,72	3.976,19	560,48	1.410,21
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	3154,86	6.309,72	3.976,19	560,48	1.410,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	Silvânia	2028	7,0	1,0	5145,92	36.021,44	22.699,62	3.199,69	8.050,70
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2028	7,0	1,0	5145,92	36.021,44	22.699,62	3.199,69	8.050,70
MIM - 500 kV	Nova Ponte 3	2028	1,0	1,0	6648,04	6.648,04	4.189,39	590,53	1.485,82
MIG-A	Silvânia	2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
MIG-A	Nova Ponte 3	2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
SE 500 kV NOVA PONTE 3 (Ampliação/Adequação)						**79.930,62**	**50.369,85**	**7.100,03**	**17.864,28**
3° e 4° Reator de Barra 500 kV, (6) x 50 Mvar 1Φ		2028	6,0	1,0	5107,94	30.647,64	19.313,21	2.722,35	6.849,67
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9745,83	19.491,66	12.283,05	1.731,39	4.356,33
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11640,26	23.280,52	14.670,68	2.067,95	5.203,13
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6510,80	6.510,80	4.102,91	578,34	1.455,15
LT 500 kV NOVA PONTE 3 - RIBEIRÃO PRETO, C1 e C2 (CD) (Nova)						**933.524,55**	**588.278,82**	**82.922,59**	**208.640,25**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 214 km		2028	214,0	1,0	3657,46	782.696,44	493.231,52	69.524,92	174.930,57
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	10692,01	21.384,02	13.475,56	1.899,49	4.779,27
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	10692,01	21.384,02	13.475,56	1.899,49	4.779,27
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	11640,26	23.280,52	14.670,68	2.067,95	5.203,13
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	11640,26	23.280,52	14.670,68	2.067,95	5.203,13
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2028	7,0	1,0	4512,28	31.585,96	19.904,51	2.805,70	7.059,38
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ	Ribeirão Preto	2028	7,0	1,0	4512,28	31.585,96	19.904,51	2.805,70	7.059,38
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	3089,74	6.179,48	3.894,12	548,91	1.381,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	3089,74	6.179,48	3.894,12	548,91	1.381,10
MIM - 500 kV	Ribeirão Preto	2028	1,0	1,0	6510,80	6.510,80	4.102,91	578,34	1.455,15
MIG-A	Ribeirão Preto	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
SE 500 kV RIBEIRÃO PRETO (Ampliação/Adequação)						**136.689,23**	**86.137,40**	**12.141,75**	**30.549,68**
2° Reator de Barra 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ		2028	3,0	1,0	5039,70	15.119,10	9.527,60	1.342,99	3.379,08
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	9745,83	9.745,83	6.141,53	865,70	2.178,17
3° ATF 500/440 kV, 3 x 400 MVA 1Φ		2028	3,0	1,0	18170,69	54.512,07	34.351,85	4.842,17	12.183,30
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12391,52	12.391,52	7.808,76	1.100,71	2.769,47
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12391,52	12.391,52	7.808,76	1.100,71	2.769,47
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIM - 440 kV		2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIG-A		2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91

22.3.10 Alternativa 2B

Tabela 22-12 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 2B (R$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						23.941.902,60	**14.815.070,91**	**2.126.697,76**	**5.048.506,36**
LT 500 kV IMPERATRIZ - PRESIDENTE DUTRA , C3 (Nova)						**1.115.800,89**	**703.143,83**	**99.113,73**	**249.378,53**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 385 km		2028	385,0	1,0	1931,85	743.762,25	468.696,38	66.066,49	166.228,88
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Imperatriz	2028	3,0	1,0	4875,85	14.627,55	9.217,84	1.299,33	3.269,22
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Presidente Dutra	2028	3,0	1,0	4875,85	14.627,55	9.217,84	1.299,33	3.269,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	668,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	668,10
Capacitor Série 500 kV, 1 x 451 Mvar 3Φ	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	131063,79	131.063,79	82.592,42	11.642,06	29.292,41
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	6784,49	6.784,49	4.275,38	602,65	1.516,32
Capacitor Série 500 kV, 1 x 451 Mvar 3Φ	Imperatriz	2028	1,0	1,0	131063,79	131.063,79	82.592,42	11.642,06	29.292,41
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	6784,49	6.784,49	4.275,38	602,65	1.516,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
MIM - 500 kV	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
MIM - 500 kV	Imperatriz	2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
MIG-A	Imperatriz	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01
MIG-A	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01
LT 500 kV IMPERATRIZ - COLINAS, C3 (Nova)						**928.911,91**	**585.372,07**	**82.512,86**	**207.609,34**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 345 km		2028	345,0	1,0	1931,85	666.488,25	420.000,65	59.202,44	148.958,35
Reator de Linha Fixo 500 kV, 6 x 55 Mvar 1Φ	Colinas	2028	6,0	1,0	5006,57	30.039,42	18.929,93	2.668,32	6.713,73
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 55 Mvar 1Φ	Imperatriz	2028	3,0	1,0	5006,57	15.019,71	9.464,97	1.334,16	3.356,87
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	668,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Colinas	2028	2,0	1,0	2989,28	5.978,56	3.767,51	531,06	1.336,19
Capacitor Série 500 kV, 1 x 324,2 Mvar 3Φ	Imperatriz	2028	1,0	1,0	94394,23	94.394,23	59.484,38	8.384,80	21.096,86
Capacitor Série 500 kV, 1 x 194,5 Mvar 3Φ	Colinas	2028	1,0	1,0	56886,01	56.886,01	35.847,84	5.053,04	12.713,87
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Colinas	2028	1,0	1,0	6784,49	6.784,49	4.275,38	602,65	1.516,32
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	6784,49	6.784,49	4.275,38	602,65	1.516,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Colinas	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Colinas	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
MIM - 500 kV	Colinas	2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
MIG-A	Colinas	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01
MIG-A	Imperatriz	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01
SE 800/500 kV SERRA PELADA | Subestação Retificadora Bipolo NE 1 (Nova)						**6.714.224,32**	**4.231.100,23**	**596.407,31**	**1.500.611,25**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis (5000MW)		2028	1,0	1,0	5800000,00	5.800.000,00	3.654.983,84	515.199,11	1.296.284,55
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	6,0	1,0	11717,80	70.306,80	44.305,21	6.245,17	15.713,38
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-300/+300) Mvar		2028	3,0	1,0	256508,00	769.524,00	484.930,65	68.354,84	171.986,56
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	12778,55	38.335,65	24.157,96	3.405,26	8.567,92
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	18897,38	18.897,38	11.908,55	1.678,61	4.223,51
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	17160,49	17.160,49	10.814,02	1.524,32	3.835,32
LT 800 kV SERRA PELADA - SILVÂNIA, C1 (Nova)						**1.874.241,60**	**1.181.090,13**	**166.484,07**	**418.888,01**
Linha CC ±800 kV, 1210 km, 6 x 1590 MCM		2028	#######	1,0	1548,96	1.874.241,60	1.181.090,13	166.484,07	418.888,01
LT 500 kV MIRACEMA - GURUPI, C4 (Nova)						**812.729,62**	**439.092,53**	**72.192,69**	**100.515,70**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 256 km		2030	257,0	1,0	1965,13	505.038,41	272.856,54	44.861,27	62.461,48
Capacitor Série 500 kV, 1 x 361,5 Mvar 3Φ	Miracema	2030	1,0	1,0	105800,96	105.800,96	57.160,97	9.398,03	13.085,11
Capacitor Série 500 kV, 1 x 361,5 Mvar 3Φ	Gurupi	2030	1,0	1,0	105800,96	105.800,96	57.160,97	9.398,03	13.085,11
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Gurupi	2030	3,0	1,0	5073,27	15.219,81	8.222,79	1.351,94	1.882,34
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Miracema	2030	3,0	1,0	5073,27	15.219,81	8.222,79	1.351,94	1.882,34
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	11717,80	11.717,80	6.330,76	1.040,86	1.449,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
MIM - 500 kV	Gurupi	2030	1,0	1,0	6554,17	6.554,17	3.541,01	582,19	810,60
MIG-A	Gurupi	2030	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.489,04	244,82	340,87
MIG-A	Miracema	2030	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.489,04	244,82	340,87
LT 500 kV GURUPI - PORANGATU, C1 (Nova)						**523.382,50**	**282.767,28**	**46.490,72**	**64.730,21**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 189 km		2030	189,0	1,0	2404,76	454.499,64	245.552,01	40.372,04	56.211,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Gurupi	2030	4,0	1,0	5141,97	20.567,88	11.112,19	1.826,99	2.543,77

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Porangatu	2030	4,0	1,0	5141,97	20.567,88	11.112,19	1.826,99	2.543,77
SE 500 kV PORANGATU 2 (Nova)						**387.151,30**	**209.165,80**	**34.389,66**	**47.881,59**
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 33,3 Mvar 1Φ		2030	7,0	1,0	4935,30	34.547,10	18.664,72	3.068,73	4.272,67
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	3,0	1,0	11885,61	35.656,83	19.264,28	3.167,30	4.409,92
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2030	2,0	1,0	9951,25	19.902,50	10.752,70	1.767,89	2.461,48
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIM - 500 kV		2030	1,0	1,0	9972,05	9.972,05	5.387,59	885,79	1.233,31
MIG (Terreno Rural)		2030	1,0	1,0	17603,27	17.603,27	9.510,50	1.563,65	2.177,11
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	12961,55	12.961,55	7.002,72	1.151,34	1.603,04
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-300/+300) Mvar		2030	1,0	1,0	256508,00	256.508,00	138.583,29	22.784,95	31.724,06
LT 500 kV PORANGATU 2 - BARRO ALTO, C1 (Ampliação/Adequação)						**560.083,26**	**302.595,56**	**49.750,76**	**69.269,24**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 200 km		2030	200,0	1,0	2451,07	490.214,00	264.847,37	43.544,45	60.628,04
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu 2	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu 2	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Porangatu 2	2030	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	11.271,31	1.853,15	2.580,19
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Barro Alto	2030	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	11.271,31	1.853,15	2.580,19
**SE 500/230 kV BARRO ALTO	novó pátio 500 kV (Ampliação/Adequação)**					**163.268,17**	**88.208,71**	**14.502,69**	**20.192,47**
1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 250 MVA 1Φ		2030	4,0	1,0	15352,71	61.410,84	33.178,37	5.454,97	7.595,09
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	12652,71	12.652,71	6.835,87	1.123,91	1.564,85
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	9951,25	9.951,25	5.376,35	883,94	1.230,74
1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ		2030	4,0	1,0	4935,30	19.741,20	10.665,56	1.753,56	2.441,53
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	2,0	1,0	11885,61	23.771,22	12.842,85	2.111,54	2.939,95
MIM - 500 kV		2030	1,0	1,0	6648,04	6.648,04	3.591,73	590,53	822,21
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1,0	1,0	8084,82	8.084,82	4.367,98	718,15	999,90
MIM - 230 kV		2030	1,0	1,0	895,48	895,48	483,80	79,54	110,75
MIG (Terreno Rural)		2030	1,0	1,0	20112,61	20.112,61	10.866,22	1.786,55	2.487,46
LT 500 kV BARRO ALTO - TRINDADE, C1 (Ampliação/Adequação)						**538.368,14**	**290.863,55**	**47.821,86**	**66.583,59**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 190 km		2030	190,0	1,0	2451,07	465.703,30	251.605,00	41.367,23	57.596,64
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Trindade	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Trindade	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
MIG-A	Trindade	2030	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.510,36	248,32	345,75
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Barro Alto	2030	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	11.271,31	1.853,15	2.580,19

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Trindade	2030	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	11.271,31	1.853,15	2.580,19
SE 500/230 kV TRINDADE (Ampliação/Adequação)						**44.902,08**	**24.259,20**	**3.988,54**	**5.553,34**
1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ		2030	4,0	1,0	4935,30	19.741,20	10.665,56	1.753,56	2.441,53
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	9951,25	9.951,25	5.376,35	883,94	1.230,74
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	11885,61	11.885,61	6.421,43	1.055,77	1.469,97
MIM - 500 kV		2030	1,0	1,0	3324,02	3.324,02	1.795,86	295,26	411,10
SE 500 kV PRESIDENTE DUTRA (Ampliação/Adequação)						**83.145,95**	**52.396,05**	**7.385,64**	**18.582,90**
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ		2028	7,0	1,0	5066,46	35.465,22	22.349,10	3.150,28	7.926,38
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9428,98	18.857,96	11.883,71	1.675,10	4.214,70
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11261,82	22.523,64	14.193,71	2.000,72	5.033,97
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
LT 500 kV MARIMBONDO 2 - CAMPINAS, C1 (Nova)						**913.913,29**	**575.920,40**	**81.180,57**	**204.257,19**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 388,78 km		2028	388,78	1,0	2117,37	823.191,11	518.750,03	73.121,95	183.981,02
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ	Marimbondo 2	2028	4,0	1,0	5348,41	21.393,64	13.481,62	1.900,34	4.781,42
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ	Campinas	2028	4,0	1,0	5348,41	21.393,64	13.481,62	1.900,34	4.781,42
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	10692,01	10.692,01	6.737,78	949,74	2.389,64
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	10692,01	10.692,01	6.737,78	949,74	2.389,64
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	3089,74	3.089,74	1.947,06	274,45	690,55
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	3089,74	3.089,74	1.947,06	274,45	690,55
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
MIM - 500 kV	Campinas	2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIG-A	Campinas	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
MIG-A	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
SE 800/500 kV SILVANIA (Ampliação/Adequação)						**6.772.191,74**	**4.267.629,54**	**601.556,41**	**1.513.566,82**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Serviços Auxiliares, Obras Civis (5000MW)		2028	1,0	1,0	5800000,00	5.800.000,00	3.654.983,84	515.199,11	1.296.284,55
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	7,0	1,0	11885,61	83.199,27	52.429,65	7.390,38	18.594,82
Compensador Síncrono 500 kV, 3 x (-300/+300) Mvar		2028	3,0	1,0	256508,00	769.524,00	484.930,65	68.354,84	171.986,56
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	12961,55	38.884,65	24.503,93	3.454,02	8.690,62
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	26592,14	26.592,14	16.757,56	2.362,11	5.943,27
MIG-A		2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
3° e 4° Reator de Barra 500 kV, (6) x 50 Mvar 1Φ		2028	6,0	1,0	5215,60	31.293,60	19.720,28	2.779,73	6.994,04
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9951,25	19.902,50	12.541,95	1.767,89	4.448,16
LT 500 kV SILVÂNIA - NOVA PONTE 3, C1 e C2 (CD) (Nova)						**1.359.443,43**	**856.679,96**	**120.755,87**	**303.831,99**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 329 km		2028	329,0	1,0	3596,40	1.183.215,60	745.626,53	105.102,00	264.445,54

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	2,0	1,0	10917,37	21.834,74	13.759,59	1.939,52	4.880,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	10917,37	21.834,74	13.759,59	1.939,52	4.880,01
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	1,0	1,0	11885,61	11.885,61	7.489,95	1.055,77	2.656,40
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	11885,61	23.771,22	14.979,90	2.111,54	5.312,80
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	2,0	1,0	3154,86	6.309,72	3.976,19	560,48	1.410,21
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	3154,86	6.309,72	3.976,19	560,48	1.410,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	Silvânia	2028	7,0	1,0	5145,92	36.021,44	22.699,62	3.199,69	8.050,70
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2028	7,0	1,0	5145,92	36.021,44	22.699,62	3.199,69	8.050,70
MIM - 500 kV	Nova Ponte 3	2028	1,0	1,0	6648,04	6.648,04	4.189,39	590,53	1.485,82
MIG-A	Silvânia	2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
MIG-A	Nova Ponte 3	2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
SE 500 kV NOVA PONTE 3 (Ampliação/Adequação)						**79.930,62**	**50.369,85**	**7.100,03**	**17.864,28**
3° e 4° Reator de Barra 500 kV, (6) x 50 Mvar 1Φ		2028	6,0	1,0	5107,94	30.647,64	19.313,21	2.722,35	6.849,67
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9745,83	19.491,66	12.283,05	1.731,39	4.356,33
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11640,26	23.280,52	14.670,68	2.067,95	5.203,13
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6510,80	6.510,80	4.102,91	578,34	1.455,15
LT 500 kV NOVA PONTE 3 - RIBEIRÃO PRETO, C1 e C2 (CD) (Nova)						**933.524,55**	**588.278,82**	**82.922,59**	**208.640,25**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 214 km		2028	214,0	1,0	3657,46	782.696,44	493.231,52	69.524,92	174.930,57
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	10692,01	21.384,02	13.475,56	1.899,49	4.779,27
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	10692,01	21.384,02	13.475,56	1.899,49	4.779,27
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	11640,26	23.280,52	14.670,68	2.067,95	5.203,13
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2028	7,0	1,0	4512,28	31.585,96	19.904,51	2.805,70	7.059,38
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ	Ribeirão Preto	2028	7,0	1,0	4512,28	31.585,96	19.904,51	2.805,70	7.059,38
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	3089,74	6.179,48	3.894,12	548,91	1.381,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	3089,74	6.179,48	3.894,12	548,91	1.381,10
MIM - 500 kV	Ribeirão Preto	2028	1,0	1,0	6510,80	6.510,80	4.102,91	578,34	1.455,15
MIG-A	Ribeirão Preto	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
SE 500 kV RIBEIRÃO PRETO (Ampliação/Adequação)						**136.689,23**	**86.137,40**	**12.141,75**	**30.549,68**
2° Reator de Barra 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ		2028	3,0	1,0	5039,70	15.119,10	9.527,60	1.342,99	3.379,08
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	9745,83	9.745,83	6.141,53	865,70	2.178,17
3° ATF 500/440 kV, 3 x 400 MVA 1Φ		2028	3,0	1,0	18170,69	54.512,07	34.351,85	4.842,17	12.183,30
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12391,52	12.391,52	7.808,76	1.100,71	2.769,47
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12391,52	12.391,52	7.808,76	1.100,71	2.769,47
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIM - 440 kV		2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIG-A		2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91

22.3.11 Alternativa 3B

Tabela 22-13 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 3B (R$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						23.201.251,81	**14.348.335,28**	**2.060.907,65**	**4.882.972,88**
LT 500 kV IMPERATRIZ - PRESIDENTE DUTRA , C3 (Nova)						**1.115.800,89**	**703.143,83**	**99.113,73**	**249.378,53**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 385 km		2028	385,0	1,0	1931,85	743.762,25	468.696,38	66.066,49	166.228,88
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Imperatriz	2028	3,0	1,0	4875,85	14.627,55	9.217,84	1.299,33	3.269,22
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Presidente Dutra	2028	3,0	1,0	4875,85	14.627,55	9.217,84	1.299,33	3.269,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	668,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	668,10
Capacitor Série 500 kV, 1 x 451 Mvar 3Φ	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	131063,79	131.063,79	82.592,42	11.642,06	29.292,41
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	6784,49	6.784,49	4.275,38	602,65	1.516,32
Capacitor Série 500 kV, 1 x 451 Mvar 3Φ	Imperatriz	2028	1,0	1,0	131063,79	131.063,79	82.592,42	11.642,06	29.292,41
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	6784,49	6.784,49	4.275,38	602,65	1.516,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
MIM - 500 kV	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
MIM - 500 kV	Imperatriz	2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
MIG-A	Imperatriz	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01
MIG-A	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01
**SE 800/500 kV ITACAIÚNAS	Subestação Retificadora Bipolo NE 1 (Nova)**					**6.714.224,32**	**4.231.100,23**	**596.407,31**	**1.500.611,25**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis (5000MW)		2028	1,0	1,0	5800000,00	5.800.000,00	3.654.983,84	515.199,11	1.296.284,55
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	6,0	1,0	11717,80	70.306,80	44.305,21	6.245,17	15.713,38
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-300/+300) Mvar		2028	3,0	1,0	256508,00	769.524,00	484.930,65	68.354,84	171.986,56
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	12778,55	38.335,65	24.157,96	3.405,26	8.567,92
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	18897,38	18.897,38	11.908,55	1.678,61	4.223,51
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	17160,49	17.160,49	10.814,02	1.524,32	3.835,32
LT 800 kV ITACAIÚNAS - SILVÂNIA, C1 (Nova)						**1.951.689,60**	**1.229.895,51**	**173.363,58**	**436.197,43**
Linha CC ±800 kV, 1260 km, 6 x 1590 MCM		2028	1.260,0	1,0	1548,96	1.951.689,60	1.229.895,51	173.363,58	436.197,43

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
LT 500 kV MARABÁ - ITACAIÚNAS, C3 (Nova)						**110.813,12**	**69.831,06**	**9.843,25**	**24.766,44**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 35 km		2028	35,0	1,0	1965,13	68.779,55	43.342,78	6.109,51	15.372,05
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Marabá	2028	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	6.782,66	956,07	2.405,55
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itacaiúnas	2028	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	6.782,66	956,07	2.405,55
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Marabá	2028	1,0	1,0	11717,80	11.717,80	7.384,20	1.040,86	2.618,90
MIM - 500 kV	Marabá	2028	1,0	1,0	3277,09	3.277,09	2.065,12	291,10	732,42
MIG-A	Marabá	2028	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.736,82	244,82	615,98
MIG-A	Itacaiúnas	2028	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.736,82	244,82	615,98
LT 500 kV MIRACEMA - GURUPI, C4 (Nova)						**812.729,62**	**439.092,53**	**72.192,69**	**100.515,70**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 256 km		2030	257,0	1,0	1965,13	505.038,41	272.856,54	44.861,27	62.461,48
Capacitor Série 500 kV, 1 x 361,5 Mvar 3Φ	Miracema	2030	1,0	1,0	105800,96	105.800,96	57.160,97	9.398,03	13.085,11
Capacitor Série 500 kV, 1 x 361,5 Mvar 3Φ	Gurupi	2030	1,0	1,0	105800,96	105.800,96	57.160,97	9.398,03	13.085,11
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Gurupi	2030	3,0	1,0	5073,27	15.219,81	8.222,79	1.351,94	1.882,34
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Miracema	2030	3,0	1,0	5073,27	15.219,81	8.222,79	1.351,94	1.882,34
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	11717,80	11.717,80	6.330,76	1.040,86	1.449,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
MIM - 500 kV	Gurupi	2030	1,0	1,0	6554,17	6.554,17	3.541,01	582,19	810,60
MIG-A	Gurupi	2030	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.489,04	244,82	340,87
MIG-A	Miracema	2030	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.489,04	244,82	340,87
LT 500 kV GURUPI - PORANGATU, C1 (Nova)						**523.382,50**	**282.767,28**	**46.490,72**	**64.730,21**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 189 km		2030	189,0	1,0	2404,76	454.499,64	245.552,01	40.372,04	56.211,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Gurupi	2030	4,0	1,0	5141,97	20.567,88	11.112,19	1.826,99	2.543,77
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Porangatu	2030	4,0	1,0	5141,97	20.567,88	11.112,19	1.826,99	2.543,77
SE 500 kV PORANGATU 2 (Nova)						**387.151,30**	**209.165,80**	**34.389,66**	**47.881,59**
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 33,3 Mvar 1Φ		2030	7,0	1,0	4935,30	34.547,10	18.664,72	3.068,73	4.272,67
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	3,0	1,0	11885,61	35.656,83	19.264,28	3.167,30	4.409,92
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2030	2,0	1,0	9951,25	19.902,50	10.752,70	1.767,89	2.461,48
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIM - 500 kV		2030	1,0	1,0	9972,05	9.972,05	5.387,59	885,79	1.233,31

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
MIG (Terreno Rural)		2030	1,0	1,0	17603,27	17.603,27	9.510,50	1.563,65	2.177,11
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	12961,55	12.961,55	7.002,72	1.151,34	1.603,04
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-300/+300) Mvar		2030	1,0	1,0	256508,00	256.508,00	138.583,29	22.784,95	31.724,06
LT 500 kV PORANGATU 2 - BARRO ALTO, C1 (Ampliação/Adequação)						**560.083,26**	**302.595,56**	**49.750,76**	**69.269,24**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 200 km		2030	200,0	1,0	2451,07	490.214,00	264.847,37	43.544,45	60.628,04
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu 2	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu 2	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Porangatu 2	2030	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	11.271,31	1.853,15	2.580,19
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Barro Alto	2030	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	11.271,31	1.853,15	2.580,19
SE 500/230 kV BARRO ALTO | novó pátio 500 kV (Ampliação/Adequação)						**163.268,17**	**88.208,71**	**14.502,69**	**20.192,47**
1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 250 MVA 1Φ		2030	4,0	1,0	15352,71	61.410,84	33.178,37	5.454,97	7.595,09
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	12652,71	12.652,71	6.835,87	1.123,91	1.564,85
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	9951,25	9.951,25	5.376,35	883,94	1.230,74
1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ		2030	4,0	1,0	4935,30	19.741,20	10.665,56	1.753,56	2.441,53
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	2,0	1,0	11885,61	23.771,22	12.842,85	2.111,54	2.939,95
MIM - 500 kV		2030	1,0	1,0	6648,04	6.648,04	3.591,73	590,53	822,21
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1,0	1,0	8084,82	8.084,82	4.367,98	718,15	999,90
MIM - 230 kV		2030	1,0	1,0	895,48	895,48	483,80	79,54	110,75
MIG (Terreno Rural)		2030	1,0	1,0	20112,61	20.112,61	10.866,22	1.786,55	2.487,46
LT 500 kV BARRO ALTO - TRINDADE, C1 (Ampliação/Adequação)						**538.368,14**	**290.863,55**	**47.821,86**	**66.583,59**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 190 km		2030	190,0	1,0	2451,07	465.703,30	251.605,00	41.367,23	57.596,64
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Trindade	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Trindade	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
MIG-A	Trindade	2030	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.510,36	248,32	345,75
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Barro Alto	2030	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	11.271,31	1.853,15	2.580,19
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Trindade	2030	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	11.271,31	1.853,15	2.580,19
SE 500/230 kV TRINDADE (Ampliação/Adequação)						**44.902,08**	**24.259,20**	**3.988,54**	**5.553,34**
1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ		2030	4,0	1,0	4935,30	19.741,20	10.665,56	1.753,56	2.441,53
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	9951,25	9.951,25	5.376,35	883,94	1.230,74
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	11885,61	11.885,61	6.421,43	1.055,77	1.469,97
MIM - 500 kV		2030	1,0	1,0	3324,02	3.324,02	1.795,86	295,26	411,10

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SE 500 kV PRESIDENTE DUTRA (Ampliação/Adequação)						**83.145,95**	**52.396,05**	**7.385,64**	**18.582,90**
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ		2028	7,0	1,0	5066,46	35.465,22	22.349,10	3.150,28	7.926,38
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9428,98	18.857,96	11.883,71	1.675,10	4.214,70
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11261,82	22.523,64	14.193,71	2.000,72	5.033,97
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
LT 500 kV MARIMBONDO 2 - CAMPINAS, C1 (Nova)						**913.913,29**	**575.920,40**	**81.180,57**	**204.257,19**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 388,78 km		2028	388,78	1,0	2117,37	823.191,11	518.750,03	73.121,95	183.981,02
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ	Marimbondo 2	2028	4,0	1,0	5348,41	21.393,64	13.481,62	1.900,34	4.781,42
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ	Campinas	2028	4,0	1,0	5348,41	21.393,64	13.481,62	1.900,34	4.781,42
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	10692,01	10.692,01	6.737,78	949,74	2.389,64
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	10692,01	10.692,01	6.737,78	949,74	2.389,64
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	3089,74	3.089,74	1.947,06	274,45	690,55
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	3089,74	3.089,74	1.947,06	274,45	690,55
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
MIM - 500 kV	Campinas	2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIG-A	Campinas	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
MIG-A	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
SE 800/500 kV SILVANIA (Ampliação/Adequação)						**6.772.191,74**	**4.267.629,54**	**601.556,41**	**1.513.566,82**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Serviços Auxiliares, Obras Civis (5000MW)		2028	1,0	1,0	5800000,00	5.800.000,00	3.654.983,84	515.199,11	1.296.284,55
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	7,0	1,0	11885,61	83.199,27	52.429,65	7.390,38	18.594,82
Compensador Síncrono 500 kV, 3 x (-300/+300) Mvar		2028	3,0	1,0	256508,00	769.524,00	484.930,65	68.354,84	171.986,56
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	12961,55	38.884,65	24.503,93	3.454,02	8.690,62
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	26592,14	26.592,14	16.757,56	2.362,11	5.943,27
MIG-A		2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
3° e 4° Reator de Barra 500 kV, (6) x 50 Mvar 1Φ		2028	6,0	1,0	5215,60	31.293,60	19.720,28	2.779,73	6.994,04
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9951,25	19.902,50	12.541,95	1.767,89	4.448,16
LT 500 kV SILVÂNIA - NOVA PONTE 3, C1 e C2 (CD) (Nova)						**1.359.443,43**	**856.679,96**	**120.755,87**	**303.831,99**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 329 km		2028	329,0	1,0	3596,40	1.183.215,60	745.626,53	105.102,00	264.445,54
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	2,0	1,0	10917,37	21.834,74	13.759,59	1.939,52	4.880,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	10917,37	21.834,74	13.759,59	1.939,52	4.880,01
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	1,0	1,0	11885,61	11.885,61	7.489,95	1.055,77	2.656,40
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	11885,61	23.771,22	14.979,90	2.111,54	5.312,80
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	2,0	1,0	3154,86	6.309,72	3.976,19	560,48	1.410,21
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	3154,86	6.309,72	3.976,19	560,48	1.410,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	Silvânia	2028	7,0	1,0	5145,92	36.021,44	22.699,62	3.199,69	8.050,70
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2028	7,0	1,0	5145,92	36.021,44	22.699,62	3.199,69	8.050,70

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
MIM - 500 kV	Nova Ponte 3	2028	1,0	1,0	6648,04	6.648,04	4.189,39	590,53	1.485,82
MIG-A	Silvânia	2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
MIG-A	Nova Ponte 3	2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
SE 500 kV NOVA PONTE 3 (Ampliação/Adequação)						**79.930,62**	**50.369,85**	**7.100,03**	**17.864,28**
3° e 4° Reator de Barra 500 kV, (6) x 50 Mvar 1Φ		2028	6,0	1,0	5107,94	30.647,64	19.313,21	2.722,35	6.849,67
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9745,83	19.491,66	12.283,05	1.731,39	4.356,33
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11640,26	23.280,52	14.670,68	2.067,95	5.203,13
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6510,80	6.510,80	4.102,91	578,34	1.455,15
LT 500 kV NOVA PONTE 3 - RIBEIRÃO PRETO, C1 e C2 (CD) (Nova)						**933.524,55**	**588.278,82**	**82.922,59**	**208.640,25**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 214 km		2028	214,0	1,0	3657,46	782.696,44	493.231,52	69.524,92	174.930,57
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	10692,01	21.384,02	13.475,56	1.899,49	4.779,27
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	10692,01	21.384,02	13.475,56	1.899,49	4.779,27
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	11640,26	23.280,52	14.670,68	2.067,95	5.203,13
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2028	7,0	1,0	4512,28	31.585,96	19.904,51	2.805,70	7.059,38
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ	Ribeirão Preto	2028	7,0	1,0	4512,28	31.585,96	19.904,51	2.805,70	7.059,38
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	3089,74	6.179,48	3.894,12	548,91	1.381,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	3089,74	6.179,48	3.894,12	548,91	1.381,10
MIM - 500 kV	Ribeirão Preto	2028	1,0	1,0	6510,80	6.510,80	4.102,91	578,34	1.455,15
MIG-A	Ribeirão Preto	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
SE 500 kV RIBEIRÃO PRETO (Ampliação/Adequação)						**136.689,23**	**86.137,40**	**12.141,75**	**30.549,68**
2° Reator de Barra 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ		2028	3,0	1,0	5039,70	15.119,10	9.527,60	1.342,99	3.379,08
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	9745,83	9.745,83	6.141,53	865,70	2.178,17
3° ATF 500/440 kV, 3 x 400 MVA 1Φ		2028	3,0	1,0	18170,69	54.512,07	34.351,85	4.842,17	12.183,30
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12391,52	12.391,52	7.808,76	1.100,71	2.769,47
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12391,52	12.391,52	7.808,76	1.100,71	2.769,47
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIM - 440 kV		2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIG-A		2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91

22.3.12 Alternativa 4B

Tabela 22-14 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 4B (R$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						23.187.720,42	**14.339.808,21**	**2.059.705,69**	**4.879.948,65**
SE 800/500 kV IMPERATRIZ | Subestação retificadora Bipolo NE 1 (Nova)						**6.710.823,65**	**4.228.957,24**	**596.105,24**	**1.499.851,21**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis (5000MW)		2028	1,0	1,0	5800000,00	5.800.000,00	3.654.983,84	515.199,11	1.296.284,55
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	6,0	1,0	11261,82	67.570,92	42.581,14	6.002,15	15.101,92
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-300/+300) Mvar		2028	3,0	1,0	256508,00	769.524,00	484.930,65	68.354,84	171.986,56
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	12778,55	38.335,65	24.157,96	3.405,26	8.567,92
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	18897,38	18.897,38	11.908,55	1.678,61	4.223,51
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	16495,70	16.495,70	10.395,09	1.465,27	3.686,75
LT 800 kV IMPERATRIZ - SILVÂNIA, C1 (Nova)						**2.052.372,00**	**1.293.342,50**	**182.306,94**	**458.699,68**
Linha CC ±800 kV, 1325 km, 6 x 1590 MCM		2028	#######	1,0	1548,96	2.052.372,00	1.293.342,50	182.306,94	458.699,68
LT 500 kV IMPERATRIZ - PRESIDENTE DUTRA , C3 (Nova)						**1.115.800,89**	**703.143,83**	**99.113,73**	**249.378,53**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 385 km		2028	385,0	1,0	1931,85	743.762,25	468.696,38	66.066,49	166.228,88
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Imperatriz	2028	3,0	1,0	4875,85	14.627,55	9.217,84	1.299,33	3.269,22
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Presidente Dutra	2028	3,0	1,0	4875,85	14.627,55	9.217,84	1.299,33	3.269,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	668,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	668,10
Capacitor Série 500 kV, 1 x 451 Mvar 3Φ	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	131063,79	131.063,79	82.592,42	11.642,06	29.292,41
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	6784,49	6.784,49	4.275,38	602,65	1.516,32
Capacitor Série 500 kV, 1 x 451 Mvar 3Φ	Imperatriz	2028	1,0	1,0	131063,79	131.063,79	82.592,42	11.642,06	29.292,41
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	6784,49	6.784,49	4.275,38	602,65	1.516,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
MIM - 500 kV	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
MIM - 500 kV	Imperatriz	2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
MIG-A	Imperatriz	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01
MIG-A	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
LT 500 kV MIRACEMA - GURUPI, C4 (Nova)						**812.729,62**	**439.092,53**	**72.192,69**	**100.515,70**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 256 km		2030	257,0	1,0	1965,13	505.038,41	272.856,54	44.861,27	62.461,48
Capacitor Série 500 kV, 1 x 361,5 Mvar 3Φ	Miracema	2030	1,0	1,0	105800,96	105.800,96	57.160,97	9.398,03	13.085,11
Capacitor Série 500 kV, 1 x 361,5 Mvar 3Φ	Gurupi	2030	1,0	1,0	105800,96	105.800,96	57.160,97	9.398,03	13.085,11
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Gurupi	2030	3,0	1,0	5073,27	15.219,81	8.222,79	1.351,94	1.882,34
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Miracema	2030	3,0	1,0	5073,27	15.219,81	8.222,79	1.351,94	1.882,34
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	11717,80	11.717,80	6.330,76	1.040,86	1.449,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
MIM - 500 kV	Gurupi	2030	1,0	1,0	6554,17	6.554,17	3.541,01	582,19	810,60
MIG-A	Gurupi	2030	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.489,04	244,82	340,87
MIG-A	Miracema	2030	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.489,04	244,82	340,87
LT 500 kV GURUPI - PORANGATU, C1 (Nova)						**523.382,50**	**282.767,28**	**46.490,72**	**64.730,21**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 189 km		2030	189,0	1,0	2404,76	454.499,64	245.552,01	40.372,04	56.211,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Gurupi	2030	4,0	1,0	5141,97	20.567,88	11.112,19	1.826,99	2.543,77
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Porangatu	2030	4,0	1,0	5141,97	20.567,88	11.112,19	1.826,99	2.543,77
SE 500 kV PORANGATU 2 (Nova)						**387.151,30**	**209.165,80**	**34.389,66**	**47.881,59**
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 33,3 Mvar 1Φ		2030	7,0	1,0	4935,30	34.547,10	18.664,72	3.068,73	4.272,67
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	3,0	1,0	11885,61	35.656,83	19.264,28	3.167,30	4.409,92
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2030	2,0	1,0	9951,25	19.902,50	10.752,70	1.767,89	2.461,48
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIM - 500 kV		2030	1,0	1,0	9972,05	9.972,05	5.387,59	885,79	1.233,31
MIG (Terreno Rural)		2030	1,0	1,0	17603,27	17.603,27	9.510,50	1.563,65	2.177,11
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	12961,55	12.961,55	7.002,72	1.151,34	1.603,04
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-300/+300) Mvar		2030	1,0	1,0	256508,00	256.508,00	138.583,29	22.784,95	31.724,06
LT 500 kV PORANGATU 2 - BARRO ALTO, C1 (Ampliação/Adequação)						**560.083,26**	**302.595,56**	**49.750,76**	**69.269,24**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 200 km		2030	200,0	1,0	2451,07	490.214,00	264.847,37	43.544,45	60.628,04
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu 2	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu 2	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Porangatu 2	2030	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	11.271,31	1.853,15	2.580,19
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Barro Alto	2030	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	11.271,31	1.853,15	2.580,19
SE 500/230 kV BARRO ALTO | novó pátio 500 kV (Ampliação/Adequação)						**163.268,17**	**88.208,71**	**14.502,69**	**20.192,47**
1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 250 MVA 1Φ		2030	4,0	1,0	15352,71	61.410,84	33.178,37	5.454,97	7.595,09
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	12652,71	12.652,71	6.835,87	1.123,91	1.564,85
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	9951,25	9.951,25	5.376,35	883,94	1.230,74
1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ		2030	4,0	1,0	4935,30	19.741,20	10.665,56	1.753,56	2.441,53
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	2,0	1,0	11885,61	23.771,22	12.842,85	2.111,54	2.939,95
MIM - 500 kV		2030	1,0	1,0	6648,04	6.648,04	3.591,73	590,53	822,21
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1,0	1,0	8084,82	8.084,82	4.367,98	718,15	999,90
MIM - 230 kV		2030	1,0	1,0	895,48	895,48	483,80	79,54	110,75
MIG (Terreno Rural)		2030	1,0	1,0	20112,61	20.112,61	10.866,22	1.786,55	2.487,46
LT 500 kV BARRO ALTO - TRINDADE, C1 (Ampliação/Adequação)						**538.368,14**	**290.863,55**	**47.821,86**	**66.583,59**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 190 km		2030	190,0	1,0	2451,07	465.703,30	251.605,00	41.367,23	57.596,64
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Trindade	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Trindade	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Trindade	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Trindade	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
MIG-A	Trindade	2030	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.510,36	248,32	345,75
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Barro Alto	2030	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	11.271,31	1.853,15	2.580,19
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Trindade	2030	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	11.271,31	1.853,15	2.580,19
SE 500/230 kV TRINDADE (Ampliação/Adequação)						**44.902,08**	**24.259,20**	**3.988,54**	**5.553,34**
1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ		2030	4,0	1,0	4935,30	19.741,20	10.665,56	1.753,56	2.441,53
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	9951,25	9.951,25	5.376,35	883,94	1.230,74
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	11885,61	11.885,61	6.421,43	1.055,77	1.469,97
MIM - 500 kV		2030	1,0	1,0	3324,02	3.324,02	1.795,86	295,26	411,10
SE 500 kV PRESIDENTE DUTRA (Ampliação/Adequação)						**83.145,95**	**52.396,05**	**7.385,64**	**18.582,90**
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ		2028	7,0	1,0	5066,46	35.465,22	22.349,10	3.150,28	7.926,38
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9428,98	18.857,96	11.883,71	1.675,10	4.214,70
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11261,82	22.523,64	14.193,71	2.000,72	5.033,97
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
LT 500 kV MARIMBONDO 2 - CAMPINAS, C1 (Nova)						**913.913,29**	**575.920,40**	**81.180,57**	**204.257,19**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 388,78 km		2028	388,78	1,0	2117,37	823.191,11	518.750,03	73.121,95	183.981,02
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ	Marimbondo 2	2028	4,0	1,0	5348,41	21.393,64	13.481,62	1.900,34	4.781,42

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ	Campinas	2028	4,0	1,0	5348,41	21.393,64	13.481,62	1.900,34	4.781,42
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	10692,01	10.692,01	6.737,78	949,74	2.389,64
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	10692,01	10.692,01	6.737,78	949,74	2.389,64
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	3089,74	3.089,74	1.947,06	274,45	690,55
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	3089,74	3.089,74	1.947,06	274,45	690,55
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
MIM - 500 kV	Campinas	2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIG-A	Campinas	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
MIG-A	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
SE 800/500 kV SILVANIA (Ampliação/Adequação)						**6.772.191,74**	**4.267.629,54**	**601.556,41**	**1.513.566,82**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Serviços Auxiliares, Obras Civis (5000MW)		2028	1,0	1,0	5800000,00	5.800.000,00	3.654.983,84	515.199,11	1.296.284,55
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	7,0	1,0	11885,61	83.199,27	52.429,65	7.390,38	18.594,82
Compensador Síncrono 500 kV, 3 x (-300/+300) Mvar		2028	3,0	1,0	256508,00	769.524,00	484.930,65	68.354,84	171.986,56
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	12961,55	38.884,65	24.503,93	3.454,02	8.690,62
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	26592,14	26.592,14	16.757,56	2.362,11	5.943,27
MIG-A		2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
3° e 4° Reator de Barra 500 kV, (6) x 50 Mvar 1Φ		2028	6,0	1,0	5215,60	31.293,60	19.720,28	2.779,73	6.994,04
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9951,25	19.902,50	12.541,95	1.767,89	4.448,16
LT 500 kV SILVÂNIA - NOVA PONTE 3, C1 e C2 (CD) (Nova)						**1.359.443,43**	**856.679,96**	**120.755,87**	**303.831,99**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 329 km		2028	329,0	1,0	3596,40	1.183.215,60	745.626,53	105.102,00	264.445,54
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	2,0	1,0	10917,37	21.834,74	13.759,59	1.939,52	4.880,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	10917,37	21.834,74	13.759,59	1.939,52	4.880,01
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	1,0	1,0	11885,61	11.885,61	7.489,95	1.055,77	2.656,40
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	11885,61	23.771,22	14.979,90	2.111,54	5.312,80
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	2,0	1,0	3154,86	6.309,72	3.976,19	560,48	1.410,21
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	3154,86	6.309,72	3.976,19	560,48	1.410,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	Silvânia	2028	7,0	1,0	5145,92	36.021,44	22.699,62	3.199,69	8.050,70
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2028	7,0	1,0	5145,92	36.021,44	22.699,62	3.199,69	8.050,70
MIM - 500 kV	Nova Ponte 3	2028	1,0	1,0	6648,04	6.648,04	4.189,39	590,53	1.485,82
MIG-A	Silvânia	2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
MIG-A	Nova Ponte 3	2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
SE 500 kV NOVA PONTE 3 (Ampliação/Adequação)						**79.930,62**	**50.369,85**	**7.100,03**	**17.864,28**
3° e 4° Reator de Barra 500 kV, (6) x 50 Mvar 1Φ		2028	6,0	1,0	5107,94	30.647,64	19.313,21	2.722,35	6.849,67
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9745,83	19.491,66	12.283,05	1.731,39	4.356,33
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11640,26	23.280,52	14.670,68	2.067,95	5.203,13
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6510,80	6.510,80	4.102,91	578,34	1.455,15

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
LT 500 kV NOVA PONTE 3 - RIBEIRÃO PRETO, C1 e C2 (CD) (Nova)						**933.524,55**	**588.278,82**	**82.922,59**	**208.640,25**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 214 km		2028	214,0	1,0	3657,46	782.696,44	493.231,52	69.524,92	174.930,57
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	10692,01	21.384,02	13.475,56	1.899,49	4.779,27
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	10692,01	21.384,02	13.475,56	1.899,49	4.779,27
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	11640,26	23.280,52	14.670,68	2.067,95	5.203,13
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2028	7,0	1,0	4512,28	31.585,96	19.904,51	2.805,70	7.059,38
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ	Ribeirão Preto	2028	7,0	1,0	4512,28	31.585,96	19.904,51	2.805,70	7.059,38
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	3089,74	6.179,48	3.894,12	548,91	1.381,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	3089,74	6.179,48	3.894,12	548,91	1.381,10
MIM - 500 kV	Ribeirão Preto	2028	1,0	1,0	6510,80	6.510,80	4.102,91	578,34	1.455,15
MIG-A	Ribeirão Preto	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
SE 500 kV RIBEIRÃO PRETO (Ampliação/Adequação)						**136.689,23**	**86.137,40**	**12.141,75**	**30.549,68**
2° Reator de Barra 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ		2028	3,0	1,0	5039,70	15.119,10	9.527,60	1.342,99	3.379,08
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	9745,83	9.745,83	6.141,53	865,70	2.178,17
3° ATF 500/440 kV, 3 x 400 MVA 1Φ		2028	3,0	1,0	18170,69	54.512,07	34.351,85	4.842,17	12.183,30
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12391,52	12.391,52	7.808,76	1.100,71	2.769,47
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12391,52	12.391,52	7.808,76	1.100,71	2.769,47
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIM - 440 kV		2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIG-A		2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91

22.3.13 Alternativa 5B

Tabela 22-15 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 5B (R$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						23.277.560,10	**14.396.422,44**	**2.067.685,92**	**4.900.027,58**
SE 800/500 kV AÇAILÂNDIA | Subestação retificadora Bipolo NE 1 (Nova)						**6.710.823,65**	**4.228.957,24**	**596.105,24**	**1.499.851,21**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis (5000MW)		2028	1,0	1,0	5800000,00	5.800.000,00	3.654.983,84	515.199,11	1.296.284,55
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	6,0	1,0	11261,82	67.570,92	42.581,14	6.002,15	15.101,92
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-300/+300) Mvar		2028	3,0	1,0	256508,00	769.524,00	484.930,65	68.354,84	171.986,56
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	12778,55	38.335,65	24.157,96	3.405,26	8.567,92
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	18897,38	18.897,38	11.908,55	1.678,61	4.223,51
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	16495,70	16.495,70	10.395,09	1.465,27	3.686,75
LT 800 kV AÇAILÂNDIA - SILVÂNIA, C1 (Nova)						**2.142.211,68**	**1.349.956,74**	**190.287,17**	**478.778,61**
Linha CC ±800 kV, 1383 km, 6 x 1590 MCM		2028	#######	1,0	1548,96	2.142.211,68	1.349.956,74	190.287,17	478.778,61
LT 500 kV IMPERATRIZ - PRESIDENTE DUTRA , C3 (Nova)						**1.115.800,89**	**703.143,83**	**99.113,73**	**249.378,53**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 385 km		2028	385,0	1,0	1931,85	743.762,25	468.696,38	66.066,49	166.228,88
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Imperatriz	2028	3,0	1,0	4875,85	14.627,55	9.217,84	1.299,33	3.269,22
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Presidente Dutra	2028	3,0	1,0	4875,85	14.627,55	9.217,84	1.299,33	3.269,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	668,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	668,10
Capacitor Série 500 kV, 1 x 451 Mvar 3Φ	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	131063,79	131.063,79	82.592,42	11.642,06	29.292,41
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	6784,49	6.784,49	4.275,38	602,65	1.516,32
Capacitor Série 500 kV, 1 x 451 Mvar 3Φ	Imperatriz	2028	1,0	1,0	131063,79	131.063,79	82.592,42	11.642,06	29.292,41
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	6784,49	6.784,49	4.275,38	602,65	1.516,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
MIM - 500 kV	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
MIM - 500 kV	Imperatriz	2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
MIG-A	Imperatriz	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01
MIG-A	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01
LT 500 kV MIRACEMA - GURUPI, C4 (Nova)						**812.729,62**	**439.092,53**	**72.192,69**	**100.515,70**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 256 km		2030	257,0	1,0	1965,13	505.038,41	272.856,54	44.861,27	62.461,48
Capacitor Série 500 kV, 1 x 361,5 Mvar 3Φ	Miracema	2030	1,0	1,0	105800,96	105.800,96	57.160,97	9.398,03	13.085,11
Capacitor Série 500 kV, 1 x 361,5 Mvar 3Φ	Gurupi	2030	1,0	1,0	105800,96	105.800,96	57.160,97	9.398,03	13.085,11

Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Gurupi	2030	3,0	1,0	5073,27	15.219,81	8.222,79	1.351,94	1.882,34
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Miracema	2030	3,0	1,0	5073,27	15.219,81	8.222,79	1.351,94	1.882,34
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	11717,80	11.717,80	6.330,76	1.040,86	1.449,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
MIM - 500 kV	Gurupi	2030	1,0	1,0	6554,17	6.554,17	3.541,01	582,19	810,60
MIG-A	Gurupi	2030	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.489,04	244,82	340,87
MIG-A	Miracema	2030	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.489,04	244,82	340,87
LT 500 kV GURUPI - PORANGATU, C1 (Nova)						**523.382,50**	**282.767,28**	**46.490,72**	**64.730,21**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 189 km		2030	189,0	1,0	2404,76	454.499,64	245.552,01	40.372,04	56.211,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Gurupi	2030	4,0	1,0	5141,97	20.567,88	11.112,19	1.826,99	2.543,77
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Porangatu	2030	4,0	1,0	5141,97	20.567,88	11.112,19	1.826,99	2.543,77
SE 500 kV PORANGATU 2 (Nova)						**387.151,30**	**209.165,80**	**34.389,66**	**47.881,59**
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 33,3 Mvar 1Φ		2030	7,0	1,0	4935,30	34.547,10	18.664,72	3.068,73	4.272,67
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	3,0	1,0	11885,61	35.656,83	19.264,28	3.167,30	4.409,92
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2030	2,0	1,0	9951,25	19.902,50	10.752,70	1.767,89	2.461,48
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIM - 500 kV		2030	1,0	1,0	9972,05	9.972,05	5.387,59	885,79	1.233,31
MIG (Terreno Rural)		2030	1,0	1,0	17603,27	17.603,27	9.510,50	1.563,65	2.177,11
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	12961,55	12.961,55	7.002,72	1.151,34	1.603,04
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-300/+300) Mvar		2030	1,0	1,0	256508,00	256.508,00	138.583,29	22.784,95	31.724,06
LT 500 kV PORANGATU 2 - BARRO ALTO, C1 (Ampliação/Adequação)						**560.083,26**	**302.595,56**	**49.750,76**	**69.269,24**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 200 km		2030	200,0	1,0	2451,07	490.214,00	264.847,37	43.544,45	60.628,04
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu 2	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu 2	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Porangatu 2	2030	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	11.271,31	1.853,15	2.580,19
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Barro Alto	2030	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	11.271,31	1.853,15	2.580,19
**SE 500/230 kV BARRO ALTO	novó pátio 500 kV (Ampliação/Adequação)**					**163.268,17**	**88.208,71**	**14.502,69**	**20.192,47**
1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 250 MVA 1Φ		2030	4,0	1,0	15352,71	61.410,84	33.178,37	5.454,97	7.595,09
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	12652,71	12.652,71	6.835,87	1.123,91	1.564,85
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	9951,25	9.951,25	5.376,35	883,94	1.230,74

1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ		2030	4,0	1,0	4935,30	19.741,20	10.665,56	1.753,56	2.441,53
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	2,0	1,0	11885,61	23.771,22	12.842,85	2.111,54	2.939,95
MIM - 500 kV		2030	1,0	1,0	6648,04	6.648,04	3.591,73	590,53	822,21
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1,0	1,0	8084,82	8.084,82	4.367,98	718,15	999,90
MIM - 230 kV		2030	1,0	1,0	895,48	895,48	483,80	79,54	110,75
MIG (Terreno Rural)		2030	1,0	1,0	20112,61	20.112,61	10.866,22	1.786,55	2.487,46
LT 500 kV BARRO ALTO - TRINDADE, C1 (Ampliação/Adequação)						**538.368,14**	**290.863,55**	**47.821,86**	**66.583,59**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 190 km		2030	190,0	1,0	2451,07	465.703,30	251.605,00	41.367,23	57.596,64
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Trindade	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Trindade	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
MIG-A	Trindade	2030	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.510,36	248,32	345,75
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Barro Alto	2030	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	11.271,31	1.853,15	2.580,19
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Trindade	2030	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	11.271,31	1.853,15	2.580,19
SE 500/230 kV TRINDADE (Ampliação/Adequação)						**44.902,08**	**24.259,20**	**3.988,54**	**5.553,34**
1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ		2030	4,0	1,0	4935,30	19.741,20	10.665,56	1.753,56	2.441,53
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	9951,25	9.951,25	5.376,35	883,94	1.230,74
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	11885,61	11.885,61	6.421,43	1.055,77	1.469,97
MIM - 500 kV		2030	1,0	1,0	3324,02	3.324,02	1.795,86	295,26	411,10
SE 500 kV PRESIDENTE DUTRA (Ampliação/Adequação)						**83.145,95**	**52.396,05**	**7.385,64**	**18.582,90**
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ		2028	7,0	1,0	5066,46	35.465,22	22.349,10	3.150,28	7.926,38
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9428,98	18.857,96	11.883,71	1.675,10	4.214,70
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11261,82	22.523,64	14.193,71	2.000,72	5.033,97
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
LT 500 kV MARIMBONDO 2 - CAMPINAS, C1 (Nova)						**913.913,29**	**575.920,40**	**81.180,57**	**204.257,19**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 388,78 km		2028	388,78	1,0	2117,37	823.191,11	518.750,03	73.121,95	183.981,02
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ	Marimbondo 2	2028	4,0	1,0	5348,41	21.393,64	13.481,62	1.900,34	4.781,42
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ	Campinas	2028	4,0	1,0	5348,41	21.393,64	13.481,62	1.900,34	4.781,42
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	10692,01	10.692,01	6.737,78	949,74	2.389,64
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	10692,01	10.692,01	6.737,78	949,74	2.389,64
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	3089,74	3.089,74	1.947,06	274,45	690,55
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	3089,74	3.089,74	1.947,06	274,45	690,55
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
MIM - 500 kV	Campinas	2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIG-A	Campinas	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
MIG-A	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
SE 800/500 kV SILVANIA (Ampliação/Adequação)						**6.772.191,74**	**4.267.629,54**	**601.556,41**	**1.513.566,82**

Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Serviços Auxiliares, Obras Civis (5000MW)		2028	1,0	1,0	5800000,00	5.800.000,00	3.654.983,84	515.199,11	1.296.284,55
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	7,0	1,0	11885,61	83.199,27	52.429,65	7.390,38	18.594,82
Compensador Síncrono 500 kV, 3 x (-300/+300) Mvar		2028	3,0	1,0	256508,00	769.524,00	484.930,65	68.354,84	171.986,56
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	12961,55	38.884,65	24.503,93	3.454,02	8.690,62
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	26592,14	26.592,14	16.757,56	2.362,11	5.943,27
MIG-A		2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
3° e 4° Reator de Barra 500 kV, (6) x 50 Mvar 1Φ		2028	6,0	1,0	5215,60	31.293,60	19.720,28	2.779,73	6.994,04
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9951,25	19.902,50	12.541,95	1.767,89	4.448,16
LT 500 kV SILVÂNIA - NOVA PONTE 3, C1 e C2 (CD) (Nova)						**1.359.443,43**	**856.679,96**	**120.755,87**	**303.831,99**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 329 km		2028	329,0	1,0	3596,40	1.183.215,60	745.626,53	105.102,00	264.445,54
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	2,0	1,0	10917,37	21.834,74	13.759,59	1.939,52	4.880,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	10917,37	21.834,74	13.759,59	1.939,52	4.880,01
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	1,0	1,0	11885,61	11.885,61	7.489,95	1.055,77	2.656,40
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	11885,61	23.771,22	14.979,90	2.111,54	5.312,80
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	2,0	1,0	3154,86	6.309,72	3.976,19	560,48	1.410,21
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	3154,86	6.309,72	3.976,19	560,48	1.410,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	Silvânia	2028	7,0	1,0	5145,92	36.021,44	22.699,62	3.199,69	8.050,70
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2028	7,0	1,0	5145,92	36.021,44	22.699,62	3.199,69	8.050,70
MIM - 500 kV	Nova Ponte 3	2028	1,0	1,0	6648,04	6.648,04	4.189,39	590,53	1.485,82
MIG-A	Silvânia	2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
MIG-A	Nova Ponte 3	2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
SE 500 kV NOVA PONTE 3 (Ampliação/Adequação)						**79.930,62**	**50.369,85**	**7.100,03**	**17.864,28**
3° e 4° Reator de Barra 500 kV, (6) x 50 Mvar 1Φ		2028	6,0	1,0	5107,94	30.647,64	19.313,21	2.722,35	6.849,67
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9745,83	19.491,66	12.283,05	1.731,39	4.356,33
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11640,26	23.280,52	14.670,68	2.067,95	5.203,13
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6510,80	6.510,80	4.102,91	578,34	1.455,15
LT 500 kV NOVA PONTE 3 - RIBEIRÃO PRETO, C1 e C2 (CD) (Nova)						**933.524,55**	**588.278,82**	**82.922,59**	**208.640,25**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 214 km		2028	214,0	1,0	3657,46	782.696,44	493.231,52	69.524,92	174.930,57
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	10692,01	21.384,02	13.475,56	1.899,49	4.779,27
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	10692,01	21.384,02	13.475,56	1.899,49	4.779,27
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	11640,26	23.280,52	14.670,68	2.067,95	5.203,13
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2028	7,0	1,0	4512,28	31.585,96	19.904,51	2.805,70	7.059,38
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ	Ribeirão Preto	2028	7,0	1,0	4512,28	31.585,96	19.904,51	2.805,70	7.059,38
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	3089,74	6.179,48	3.894,12	548,91	1.381,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	3089,74	6.179,48	3.894,12	548,91	1.381,10
MIM - 500 kV	Ribeirão Preto	2028	1,0	1,0	6510,80	6.510,80	4.102,91	578,34	1.455,15
MIG-A	Ribeirão Preto	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
SE 500 kV RIBEIRÃO PRETO (Ampliação/Adequação)						**136.689,23**	**86.137,40**	**12.141,75**	**30.549,68**
2° Reator de Barra 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ		2028	3,0	1,0	5039,70	15.119,10	9.527,60	1.342,99	3.379,08

CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	2028	1,0	1,0	9745,83	9.745,83	6.141,53	865,70	2.178,17
3° ATF 500/440 kV, 3 x 400 MVA 1Φ	2028	3,0	1,0	18170,69	54.512,07	34.351,85	4.842,17	12.183,30
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2028	1,0	1,0	12391,52	12.391,52	7.808,76	1.100,71	2.769,47
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM	2028	1,0	1,0	12391,52	12.391,52	7.808,76	1.100,71	2.769,47
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM	2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
MIM - 500 kV	2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIM - 440 kV	2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIG-A	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91

22.3.14 Alternativa 6B – Alternativa Vencedora

Tabela 22-16 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 6B – Alternativa Vencedora (R$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						22.655.752,34	**13.999.160,92**	**2.012.452,33**	**4.755.040,29**
SE 800/500 kV GRAÇA ARANHA | Subestação retificadora Bipolo NE 1 (Nova)						**6.711.128,71**	**4.229.149,48**	**596.132,34**	**1.499.919,39**
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*5,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM			*5,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	6,0	1,0	11261,82	67.570,92	42.581,14	6.002,15	15.101,92
Compensador Síncrono 500 kV, 3 x (-300/+300) Mvar		2028	3,0	1,0	256508,00	769.524,00	484.930,65	68.354,84	171.986,56
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	12778,55	38.335,65	24.157,96	3.405,26	8.567,92
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	16800,76	16.800,76	10.587,33	1.492,37	3.754,93
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Serviços Auxiliares, Obras Civis (5000MW)		2028	1,0	1,0	5800000,00	5.800.000,00	3.654.983,84	515.199,11	1.296.284,55
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	18897,38	18.897,38	11.908,55	1.678,61	4.223,51
LT 800 kV GRAÇA ARANHA - SILVÂNIA, C1 (Nova)						**2.348.344,58**	**1.479.855,43**	**208.597,42**	**524.848,76**
Linha CC ±800 kV, 1468,67 km, 6 x 1590 MCM		2028	1468,7	1,0	1598,96	2.348.344,58	1.479.855,43	208.597,42	524.848,76
SECC LT 500 kV PRESIDENTE DUTRA - TERESINA II, C1, NA SE GRAÇA ARANHA (Nova)						**93.492,95**	**58.916,42**	**8.304,74**	**20.895,43**
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	10344,40	20.688,80	13.037,45	1.837,73	4.623,89
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11261,82	22.523,64	14.193,71	2.000,72	5.033,97
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 6 km		2028	6,0	1,0	3399,62	20.397,72	12.854,02	1.811,88	4.558,84
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 24,5 Mvar 1Φ		2028	4,0	1,0	4486,38	17.945,52	11.308,72	1.594,05	4.010,78
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	668,10
MIG-A		2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
SECC LT 500 kV PRESIDENTE DUTRA - TERESINA II, C2, NA SE GRAÇA ARANHA (Nova)						**94.937,74**	**59.826,88**	**8.433,08**	**21.218,33**
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	10344,40	20.688,80	13.037,45	1.837,73	4.623,89
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11261,82	22.523,64	14.193,71	2.000,72	5.033,97
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 24,5 Mvar 1Φ		2028	3,0	1,0	4486,38	13.459,14	8.481,54	1.195,54	3.008,08
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	668,10
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 7,5 km		2028	7,5	1,0	1931,85	14.488,88	9.130,45	1.287,01	3.238,22
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 7,5 km		2028	7,5	1,0	1931,85	14.488,88	9.130,45	1.287,01	3.238,22
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
LT 500 kV PRESIDENTE DUTRA - GRAÇA ARANHA, C3 (Nova)						**87.300,77**	**55.014,29**	**7.754,70**	**19.511,49**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 18,19 km		2028	18,2	1,0	1931,85	35.140,35	22.144,38	3.121,43	7.853,77

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Graça Aranha	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Graça Aranha	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
MIM - 500 kV	Graça Aranha	2028	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.984,76	279,77	703,92
MIG-A	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
MIM - 500 kV	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.984,76	279,77	703,92
LT 500 kV PRESIDENTE DUTRA - GRAÇA ARANHA, C4 (Nova)						**89.949,63**	**48.596,99**	**7.989,99**	**11.124,67**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 18,19 km		2030	18,2	1,0	1931,85	35.140,35	18.985,24	3.121,43	4.346,04
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2030	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	5.588,76	918,87	1.279,36
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Graça Aranha	2030	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	5.588,76	918,87	1.279,36
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Graça Aranha	2030	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	6.084,41	1.000,36	1.392,82
MIM - 500 kV	Graça Aranha	2030	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.701,61	279,77	389,53
MIG-A	Presidente Dutra	2030	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.431,10	235,29	327,60
MIG-A	Graça Aranha	2030	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.431,10	235,29	327,60
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2030	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	6.084,41	1.000,36	1.392,82
MIM - 500 kV	Presidente Dutra	2030	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.701,61	279,77	389,53
LT 500 kV MIRACEMA - GURUPI, C4 (Nova)						**812.729,62**	**439.092,53**	**72.192,69**	**100.515,70**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 256 km		2030	257,0	1,0	1965,13	505.038,41	272.856,54	44.861,27	62.461,48
Capacitor Série 500 kV, 1 x 361,5 Mvar 3Φ	Miracema	2030	1,0	1,0	105800,96	105.800,96	57.160,97	9.398,03	13.085,11
Capacitor Série 500 kV, 1 x 361,5 Mvar 3Φ	Gurupi	2030	1,0	1,0	105800,96	105.800,96	57.160,97	9.398,03	13.085,11
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Gurupi	2030	3,0	1,0	5073,27	15.219,81	8.222,79	1.351,94	1.882,34
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Miracema	2030	3,0	1,0	5073,27	15.219,81	8.222,79	1.351,94	1.882,34
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	11717,80	11.717,80	6.330,76	1.040,86	1.449,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
MIM - 500 kV	Gurupi	2030	1,0	1,0	6554,17	6.554,17	3.541,01	582,19	810,60
MIG-A	Gurupi	2030	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.489,04	244,82	340,87
MIG-A	Miracema	2030	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.489,04	244,82	340,87
LT 500 kV GURUPI - PORANGATU, C1 (Nova)						**523.382,50**	**282.767,28**	**46.490,72**	**64.730,21**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 189 km		2030	189,0	1,0	2404,76	454.499,64	245.552,01	40.372,04	56.211,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Gurupi	2030	4,0	1,0	5141,97	20.567,88	11.112,19	1.826,99	2.543,77
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Porangatu	2030	4,0	1,0	5141,97	20.567,88	11.112,19	1.826,99	2.543,77
SE 500 kV PORANGATU 2 (Nova)						**387.151,30**	**209.165,80**	**34.389,66**	**47.881,59**
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 33,3 Mvar 1Φ		2030	7,0	1,0	4935,30	34.547,10	18.664,72	3.068,73	4.272,67
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	3,0	1,0	11885,61	35.656,83	19.264,28	3.167,30	4.409,92
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2030	2,0	1,0	9951,25	19.902,50	10.752,70	1.767,89	2.461,48
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIM - 500 kV		2030	1,0	1,0	9972,05	9.972,05	5.387,59	885,79	1.233,31
MIG (Terreno Rural)		2030	1,0	1,0	17603,27	17.603,27	9.510,50	1.563,65	2.177,11
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	12961,55	12.961,55	7.002,72	1.151,34	1.603,04
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-300/+300) Mvar		2030	1,0	1,0	256508,00	256.508,00	138.583,29	22.784,95	31.724,06
LT 500 kV PORANGATU 2 - BARRO ALTO, C1 (Ampliação/Adequação)						**560.083,26**	**302.595,56**	**49.750,76**	**69.269,24**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 200 km		2030	200,0	1,0	2451,07	490.214,00	264.847,37	43.544,45	60.628,04
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu 2	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu 2	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Porangatu 2	2030	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	11.271,31	1.853,15	2.580,19
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Barro Alto	2030	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	11.271,31	1.853,15	2.580,19
SE 500/230 kV BARRO ALTO | novó pátio 500 kV (Ampliação/Adequação)						**163.268,17**	**88.208,71**	**14.502,69**	**20.192,47**
1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 250 MVA 1Φ		2030	4,0	1,0	15352,71	61.410,84	33.178,37	5.454,97	7.595,09
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	12652,71	12.652,71	6.835,87	1.123,91	1.564,85
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	9951,25	9.951,25	5.376,35	883,94	1.230,74
1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ		2030	4,0	1,0	4935,30	19.741,20	10.665,56	1.753,56	2.441,53
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	2,0	1,0	11885,61	23.771,22	12.842,85	2.111,54	2.939,95
MIM - 500 kV		2030	1,0	1,0	6648,04	6.648,04	3.591,73	590,53	822,21
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1,0	1,0	8084,82	8.084,82	4.367,98	718,15	999,90
MIM - 230 kV		2030	1,0	1,0	895,48	895,48	483,80	79,54	110,75
MIG (Terreno Rural)		2030	1,0	1,0	20112,61	20.112,61	10.866,22	1.786,55	2.487,46
LT 500 kV BARRO ALTO - TRINDADE, C1 (Ampliação/Adequação)						**553.577,77**	**299.080,84**	**49.172,89**	**68.464,66**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 190 km		2030	190,0	1,0	2451,07	465.703,30	251.605,00	41.367,23	57.596,64
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Trindade	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Trindade	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
MIG-A	Trindade	2030	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.510,36	248,32	345,75
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	11885,61	11.885,61	6.421,43	1.055,77	1.469,97
MIM - 500 kV		2030	1,0	1,0	3324,02	3.324,02	1.795,86	295,26	411,10
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Barro Alto	2030	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	11.271,31	1.853,15	2.580,19
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Trindade	2030	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	11.271,31	1.853,15	2.580,19
SE 500 kV PRESIDENTE DUTRA (Ampliação/Adequação)						**34.712,48**	**21.874,75**	**3.083,42**	**7.758,15**
2° Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ		2028	3,0	0,4	4941,88	5.930,25	3.737,06	526,77	1.325,40
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	9428,98	9.428,98	5.941,86	837,55	2.107,35
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.984,76	279,77	703,92
1 Reator de Barra 500 kV (Reserva), 1 x 50 Mvar 1Φ		2028	1,0	1,0	4941,87	4.941,87	3.114,22	438,97	1.104,49
SE 500 kV NOVA PONTE 3 (Ampliação/Adequação)						**79.930,62**	**50.369,85**	**7.100,03**	**17.864,28**
3° e 4° Reator de Barra 500 kV, (6) x 50 Mvar 1Φ		2028	6,0	1,0	5107,94	30.647,64	19.313,21	2.722,35	6.849,67
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9745,83	19.491,66	12.283,05	1.731,39	4.356,33
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11640,26	23.280,52	14.670,68	2.067,95	5.203,13
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6510,80	6.510,80	4.102,91	578,34	1.455,15
LT 500 kV NOVA PONTE 3 - RIBEIRÃO PRETO, C1 e C2 (CD) (Nova)						**933.524,55**	**588.278,82**	**82.922,59**	**208.640,25**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 214 km		2028	214,0	1,0	3657,46	782.696,44	493.231,52	69.524,92	174.930,57
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	10692,01	21.384,02	13.475,56	1.899,49	4.779,27
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	10692,01	21.384,02	13.475,56	1.899,49	4.779,27
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	11640,26	23.280,52	14.670,68	2.067,95	5.203,13
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2028	7,0	1,0	4512,28	31.585,96	19.904,51	2.805,70	7.059,38
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ	Ribeirão Preto	2028	7,0	1,0	4512,28	31.585,96	19.904,51	2.805,70	7.059,38
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	3089,74	6.179,48	3.894,12	548,91	1.381,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	3089,74	6.179,48	3.894,12	548,91	1.381,10
MIM - 500 kV	Ribeirão Preto	2028	1,0	1,0	6510,80	6.510,80	4.102,91	578,34	1.455,15
MIG-A	Ribeirão Preto	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
SE 500 kV RIBEIRÃO PRETO (Ampliação/Adequação)						**136.689,23**	**86.137,40**	**12.141,75**	**30.549,68**
2° Reator de Barra 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ		2028	3,0	1,0	5039,70	15.119,10	9.527,60	1.342,99	3.379,08
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	9745,83	9.745,83	6.141,53	865,70	2.178,17
3° ATF 500/440 kV, 3 x 400 MVA 1Φ		2028	3,0	1,0	18170,69	54.512,07	34.351,85	4.842,17	12.183,30
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12391,52	12.391,52	7.808,76	1.100,71	2.769,47
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12391,52	12.391,52	7.808,76	1.100,71	2.769,47
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIM - 440 kV		2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
MIG-A		2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
LT 500 kV MARIMBONDO 2 - CAMPINAS, C1 (Nova)						**913.913,29**	**575.920,40**	**81.180,57**	**204.257,19**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 388,78 km		2028	388,78	1,0	2117,37	823.191,11	518.750,03	73.121,95	183.981,02
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ	Marimbondo 2	2028	4,0	1,0	5348,41	21.393,64	13.481,62	1.900,34	4.781,42
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ	Campinas	2028	4,0	1,0	5348,41	21.393,64	13.481,62	1.900,34	4.781,42
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo AN	Campinas	2028	1,0	1,0	10692,01	10.692,01	6.737,78	949,74	2.389,64
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	10692,01	10.692,01	6.737,78	949,74	2.389,64
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	3089,74	3.089,74	1.947,06	274,45	690,55
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo AN	Campinas	2028	1,0	1,0	3089,74	3.089,74	1.947,06	274,45	690,55
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	Campinas	2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
MIM - 500 kV	Campinas	2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIG-A	Campinas	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
MIG-A	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
SE 800/500 kV SILVANIA (Ampliação/Adequação)						**6.784.077,35**	**4.275.119,49**	**602.612,18**	**1.516.223,22**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Serviços Auxiliares, Obras Civis (5000MW)		2028	1,0	1,0	5800000,00	5.800.000,00	3.654.983,84	515.199,11	1.296.284,55
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	8,0	1,0	11885,61	95.084,88	59.919,60	8.446,15	21.251,22
Compensador Síncrono 500 kV, 3 x (-300/+300) Mvar		2028	3,0	1,0	256508,00	769.524,00	484.930,65	68.354,84	171.986,56
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	12961,55	38.884,65	24.503,93	3.454,02	8.690,62
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	26592,14	26.592,14	16.757,56	2.362,11	5.943,27
MIG-A		2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
3° e 4° Reator de Barra 500 kV, (6) x 50 Mvar 1Φ		2028	6,0	1,0	5215,60	31.293,60	19.720,28	2.779,73	6.994,04
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9951,25	19.902,50	12.541,95	1.767,89	4.448,16
LT 500 kV SILVÂNIA - NOVA PONTE 3, C1 e C2 (CD) (Nova)						**1.347.557,82**	**849.190,01**	**119.700,10**	**301.175,58**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 329 km		2028	329,0	1,0	3596,40	1.183.215,60	745.626,53	105.102,00	264.445,54
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	2,0	1,0	10917,37	21.834,74	13.759,59	1.939,52	4.880,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	10917,37	21.834,74	13.759,59	1.939,52	4.880,01
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	11885,61	23.771,22	14.979,90	2.111,54	5.312,80
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	2,0	1,0	3154,86	6.309,72	3.976,19	560,48	1.410,21
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	3154,86	6.309,72	3.976,19	560,48	1.410,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	Silvânia	2028	7,0	1,0	5145,92	36.021,44	22.699,62	3.199,69	8.050,70
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2028	7,0	1,0	5145,92	36.021,44	22.699,62	3.199,69	8.050,70
MIM - 500 kV	Nova Ponte 3	2028	1,0	1,0	6648,04	6.648,04	4.189,39	590,53	1.485,82
MIG-A	Silvânia	2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
MIG-A	Nova Ponte 3	2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80

22.3.15 Alternativa 7B

Tabela 22-17 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 7B(R$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						23.473.031,81	**14.519.602,78**	**2.085.049,17**	**4.943.714,99**
LT 500 kV IMPERATRIZ - PRESIDENTE DUTRA , C3 (Nova)						**1.115.800,89**	**703.143,83**	**99.113,73**	**249.378,53**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 385 km		2028	385,0	1,0	1931,85	743.762,25	468.696,38	66.066,49	166.228,88
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Imperatriz	2028	3,0	1,0	4875,85	14.627,55	9.217,84	1.299,33	3.269,22
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Presidente Dutra	2028	3,0	1,0	4875,85	14.627,55	9.217,84	1.299,33	3.269,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	668,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	668,10
Capacitor Série 500 kV, 1 x 451 Mvar 3Φ	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	131063,79	131.063,79	82.592,42	11.642,06	29.292,41
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	6784,49	6.784,49	4.275,38	602,65	1.516,32
Capacitor Série 500 kV, 1 x 451 Mvar 3Φ	Imperatriz	2028	1,0	1,0	131063,79	131.063,79	82.592,42	11.642,06	29.292,41
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	6784,49	6.784,49	4.275,38	602,65	1.516,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
MIM - 500 kV	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
MIM - 500 kV	Imperatriz	2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
MIG-A	Imperatriz	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01
MIG-A	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01
**SE 800/500 kV TUCURUÍ	Subestação Retificadora Bipolo NE 1 (Nova)**					**6.714.224,32**	**4.231.100,23**	**596.407,31**	**1.500.611,25**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis (5000MW)		2028	1,0	1,0	5800000,00	5.800.000,00	3.654.983,84	515.199,11	1.296.284,55
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	6,0	1,0	11717,80	70.306,80	44.305,21	6.245,17	15.713,38
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-300/+300) Mvar		2028	3,0	1,0	256508,00	769.524,00	484.930,65	68.354,84	171.986,56
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	12778,55	38.335,65	24.157,96	3.405,26	8.567,92
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	18897,38	18.897,38	11.908,55	1.678,61	4.223,51
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	17160,49	17.160,49	10.814,02	1.524,32	3.835,32
LT 800 kV TUCURUÍ - SILVÂNIA, C1 (Nova)						**2.334.282,72**	**1.470.994,07**	**207.348,34**	**521.705,97**
Linha CC ±800 kV, 1507 km, 6 x 1590 MCM		2028	1.507,0	1,0	1548,96	2.334.282,72	1.470.994,07	207.348,34	521.705,97

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
LT 500 kV MIRACEMA - GURUPI, C4 (Nova)						**812.729,62**	**439.092,53**	**72.192,69**	**100.515,70**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 256 km		2030	257,0	1,0	1965,13	505.038,41	272.856,54	44.861,27	62.461,48
Capacitor Série 500 kV, 1 x 361,5 Mvar 3Φ	Miracema	2030	1,0	1,0	105800,96	105.800,96	57.160,97	9.398,03	13.085,11
Capacitor Série 500 kV, 1 x 361,5 Mvar 3Φ	Gurupi	2030	1,0	1,0	105800,96	105.800,96	57.160,97	9.398,03	13.085,11
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Gurupi	2030	3,0	1,0	5073,27	15.219,81	8.222,79	1.351,94	1.882,34
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Miracema	2030	3,0	1,0	5073,27	15.219,81	8.222,79	1.351,94	1.882,34
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	11717,80	11.717,80	6.330,76	1.040,86	1.449,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
MIM - 500 kV	Gurupi	2030	1,0	1,0	6554,17	6.554,17	3.541,01	582,19	810,60
MIG-A	Gurupi	2030	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.489,04	244,82	340,87
MIG-A	Miracema	2030	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.489,04	244,82	340,87
LT 500 kV GURUPI - PORANGATU, C1 (Nova)						**523.382,50**	**282.767,28**	**46.490,72**	**64.730,21**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 189 km		2030	189,0	1,0	2404,76	454.499,64	245.552,01	40.372,04	56.211,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Gurupi	2030	4,0	1,0	5141,97	20.567,88	11.112,19	1.826,99	2.543,77
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Porangatu	2030	4,0	1,0	5141,97	20.567,88	11.112,19	1.826,99	2.543,77
SE 500 kV PORANGATU 2 (Nova)						**387.151,30**	**209.165,80**	**34.389,66**	**47.881,59**
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 33,3 Mvar 1Φ		2030	7,0	1,0	4935,30	34.547,10	18.664,72	3.068,73	4.272,67
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	3,0	1,0	11885,61	35.656,83	19.264,28	3.167,30	4.409,92
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2030	2,0	1,0	9951,25	19.902,50	10.752,70	1.767,89	2.461,48
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIM - 500 kV		2030	1,0	1,0	9972,05	9.972,05	5.387,59	885,79	1.233,31
MIG (Terreno Rural)		2030	1,0	1,0	17603,27	17.603,27	9.510,50	1.563,65	2.177,11
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	12961,55	12.961,55	7.002,72	1.151,34	1.603,04
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-300/+300) Mvar		2030	1,0	1,0	256508,00	256.508,00	138.583,29	22.784,95	31.724,06
LT 500 kV PORANGATU 2 - BARRO ALTO, C1 (Ampliação/Adequação)						**560.083,26**	**302.595,56**	**49.750,76**	**69.269,24**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 200 km		2030	200,0	1,0	2451,07	490.214,00	264.847,37	43.544,45	60.628,04
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu 2	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu 2	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Porangatu 2	2030	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	11.271,31	1.853,15	2.580,19
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Barro Alto	2030	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	11.271,31	1.853,15	2.580,19
SE 500/230 kV BARRO ALTO | novó pátio 500 kV (Ampliação/Adequação)						**163.268,17**	**88.208,71**	**14.502,69**	**20.192,47**
1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 250 MVA 1Φ		2030	4,0	1,0	15352,71	61.410,84	33.178,37	5.454,97	7.595,09
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	12652,71	12.652,71	6.835,87	1.123,91	1.564,85
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	9951,25	9.951,25	5.376,35	883,94	1.230,74
1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ		2030	4,0	1,0	4935,30	19.741,20	10.665,56	1.753,56	2.441,53
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	2,0	1,0	11885,61	23.771,22	12.842,85	2.111,54	2.939,95
MIM - 500 kV		2030	1,0	1,0	6648,04	6.648,04	3.591,73	590,53	822,21
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1,0	1,0	8084,82	8.084,82	4.367,98	718,15	999,90
MIM - 230 kV		2030	1,0	1,0	895,48	895,48	483,80	79,54	110,75
MIG (Terreno Rural)		2030	1,0	1,0	20112,61	20.112,61	10.866,22	1.786,55	2.487,46
LT 500 kV BARRO ALTO - TRINDADE, C1 (Ampliação/Adequação)						**538.368,14**	**290.863,55**	**47.821,86**	**66.583,59**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 190 km		2030	190,0	1,0	2451,07	465.703,30	251.605,00	41.367,23	57.596,64
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Trindade	2030	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	5.898,32	969,76	1.350,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Trindade	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2030	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.704,47	280,24	390,18
MIG-A	Trindade	2030	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.510,36	248,32	345,75
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Barro Alto	2030	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	11.271,31	1.853,15	2.580,19
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Trindade	2030	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	11.271,31	1.853,15	2.580,19
SE 500/230 kV TRINDADE (Ampliação/Adequação)						**44.902,08**	**24.259,20**	**3.988,54**	**5.553,34**
1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ		2030	4,0	1,0	4935,30	19.741,20	10.665,56	1.753,56	2.441,53
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	9951,25	9.951,25	5.376,35	883,94	1.230,74
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	11885,61	11.885,61	6.421,43	1.055,77	1.469,97
MIM - 500 kV		2030	1,0	1,0	3324,02	3.324,02	1.795,86	295,26	411,10
SE 500 kV PRESIDENTE DUTRA (Ampliação/Adequação)						**83.145,95**	**52.396,05**	**7.385,64**	**18.582,90**
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ		2028	7,0	1,0	5066,46	35.465,22	22.349,10	3.150,28	7.926,38
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9428,98	18.857,96	11.883,71	1.675,10	4.214,70
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11261,82	22.523,64	14.193,71	2.000,72	5.033,97
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
LT 500 kV MARIMBONDO 2 - CAMPINAS, C1 (Nova)						**913.913,29**	**575.920,40**	**81.180,57**	**204.257,19**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 388,78 km		2028	388,78	1,0	2117,37	823.191,11	518.750,03	73.121,95	183.981,02
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ	Marimbondo 2	2028	4,0	1,0	5348,41	21.393,64	13.481,62	1.900,34	4.781,42

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ	Campinas	2028	4,0	1,0	5348,41	21.393,64	13.481,62	1.900,34	4.781,42
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	10692,01	10.692,01	6.737,78	949,74	2.389,64
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	10692,01	10.692,01	6.737,78	949,74	2.389,64
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	3089,74	3.089,74	1.947,06	274,45	690,55
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	3089,74	3.089,74	1.947,06	274,45	690,55
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
MIM - 500 kV	Campinas	2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIG-A	Campinas	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
MIG-A	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
SE 800/500 kV SILVANIA (Ampliação/Adequação)						**6.772.191,74**	**4.267.629,54**	**601.556,41**	**1.513.566,82**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Serviços Auxiliares, Obras Civis (5000MW)		2028	1,0	1,0	5800000,00	5.800.000,00	3.654.983,84	515.199,11	1.296.284,55
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	7,0	1,0	11885,61	83.199,27	52.429,65	7.390,38	18.594,82
Compensador Síncrono 500 kV, 3 x (-300/+300) Mvar		2028	3,0	1,0	256508,00	769.524,00	484.930,65	68.354,84	171.986,56
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	12961,55	38.884,65	24.503,93	3.454,02	8.690,62
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	26592,14	26.592,14	16.757,56	2.362,11	5.943,27
MIG-A		2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
3° e 4° Reator de Barra 500 kV, (6) x 50 Mvar 1Φ		2028	6,0	1,0	5215,60	31.293,60	19.720,28	2.779,73	6.994,04
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9951,25	19.902,50	12.541,95	1.767,89	4.448,16
LT 500 kV SILVÂNIA - NOVA PONTE 3, C1 e C2 (CD) (Nova)						**1.359.443,43**	**856.679,96**	**120.755,87**	**303.831,99**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 329 km		2028	329,0	1,0	3596,40	1.183.215,60	745.626,53	105.102,00	264.445,54
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	2,0	1,0	10917,37	21.834,74	13.759,59	1.939,52	4.880,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	10917,37	21.834,74	13.759,59	1.939,52	4.880,01
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	1,0	1,0	11885,61	11.885,61	7.489,95	1.055,77	2.656,40
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	11885,61	23.771,22	14.979,90	2.111,54	5.312,80
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	2,0	1,0	3154,86	6.309,72	3.976,19	560,48	1.410,21
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	3154,86	6.309,72	3.976,19	560,48	1.410,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	Silvânia	2028	7,0	1,0	5145,92	36.021,44	22.699,62	3.199,69	8.050,70
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2028	7,0	1,0	5145,92	36.021,44	22.699,62	3.199,69	8.050,70
MIM - 500 kV	Nova Ponte 3	2028	1,0	1,0	6648,04	6.648,04	4.189,39	590,53	1.485,82
MIG-A	Silvânia	2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
MIG-A	Nova Ponte 3	2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
SE 500 kV NOVA PONTE 3 (Ampliação/Adequação)						**79.930,62**	**50.369,85**	**7.100,03**	**17.864,28**
3° e 4° Reator de Barra 500 kV, (6) x 50 Mvar 1Φ		2028	6,0	1,0	5107,94	30.647,64	19.313,21	2.722,35	6.849,67
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9745,83	19.491,66	12.283,05	1.731,39	4.356,33
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11640,26	23.280,52	14.670,68	2.067,95	5.203,13
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6510,80	6.510,80	4.102,91	578,34	1.455,15

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
LT 500 kV NOVA PONTE 3 - RIBEIRÃO PRETO, C1 e C2 (CD) (Nova)						**933.524,55**	**588.278,82**	**82.922,59**	**208.640,25**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 214 km		2028	214,0	1,0	3657,46	782.696,44	493.231,52	69.524,92	174.930,57
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	10692,01	21.384,02	13.475,56	1.899,49	4.779,27
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	10692,01	21.384,02	13.475,56	1.899,49	4.779,27
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	11640,26	23.280,52	14.670,68	2.067,95	5.203,13
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2028	7,0	1,0	4512,28	31.585,96	19.904,51	2.805,70	7.059,38
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ	Ribeirão Preto	2028	7,0	1,0	4512,28	31.585,96	19.904,51	2.805,70	7.059,38
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	3089,74	6.179,48	3.894,12	548,91	1.381,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	3089,74	6.179,48	3.894,12	548,91	1.381,10
MIM - 500 kV	Ribeirão Preto	2028	1,0	1,0	6510,80	6.510,80	4.102,91	578,34	1.455,15
MIG-A	Ribeirão Preto	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
SE 500 kV RIBEIRÃO PRETO (Ampliação/Adequação)						**136.689,23**	**86.137,40**	**12.141,75**	**30.549,68**
2° Reator de Barra 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ		2028	3,0	1,0	5039,70	15.119,10	9.527,60	1.342,99	3.379,08
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	9745,83	9.745,83	6.141,53	865,70	2.178,17
3° ATF 500/440 kV, 3 x 400 MVA 1Φ		2028	3,0	1,0	18170,69	54.512,07	34.351,85	4.842,17	12.183,30
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12391,52	12.391,52	7.808,76	1.100,71	2.769,47
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12391,52	12.391,52	7.808,76	1.100,71	2.769,47
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIM - 440 kV		2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIG-A		2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91

22.3.16 Alternativa 1C

Tabela 22-18 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 1C(R$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						25.446.123,62	**15.797.589,11**	**2.260.313,85**	**5.423.117,84**
LT 500 kV IMPERATRIZ - PRESIDENTE DUTRA , C3 (Nova)						**1.115.800,89**	**703.143,83**	**99.113,73**	**249.378,53**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 385 km		2028	385,0	1,0	1931,85	743.762,25	468.696,38	66.066,49	166.228,88
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Imperatriz	2028	3,0	1,0	4875,85	14.627,55	9.217,84	1.299,33	3.269,22
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Presidente Dutra	2028	3,0	1,0	4875,85	14.627,55	9.217,84	1.299,33	3.269,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	668,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	668,10
Capacitor Série 500 kV, 1 x 451 Mvar 3Φ	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	131063,79	131.063,79	82.592,42	11.642,06	29.292,41
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	6784,49	6.784,49	4.275,38	602,65	1.516,32
Capacitor Série 500 kV, 1 x 451 Mvar 3Φ	Imperatriz	2028	1,0	1,0	131063,79	131.063,79	82.592,42	11.642,06	29.292,41
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	6784,49	6.784,49	4.275,38	602,65	1.516,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
MIM - 500 kV	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
MIM - 500 kV	Imperatriz	2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
MIG-A	Imperatriz	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01
MIG-A	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01
LT 500 kV IMPERATRIZ - COLINAS, C3 (Nova)						**928.911,91**	**585.372,07**	**82.512,86**	**207.609,34**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 345 km		2028	345,0	1,0	1931,85	666.488,25	420.000,65	59.202,44	148.958,35
Reator de Linha Fixo 500 kV, 6 x 55 Mvar 1Φ	Colinas	2028	6,0	1,0	5006,57	30.039,42	18.929,93	2.668,32	6.713,73
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 55 Mvar 1Φ	Imperatriz	2028	3,0	1,0	5006,57	15.019,71	9.464,97	1.334,16	3.356,87
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	668,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Colinas	2028	2,0	1,0	2989,28	5.978,56	3.767,51	531,06	1.336,19
Capacitor Série 500 kV, 1 x 324,2 Mvar 3Φ	Imperatriz	2028	1,0	1,0	94394,23	94.394,23	59.484,38	8.384,80	21.096,86
Capacitor Série 500 kV, 1 x 194,5 Mvar 3Φ	Colinas	2028	1,0	1,0	56886,01	56.886,01	35.847,84	5.053,04	12.713,87
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Colinas	2028	1,0	1,0	6784,49	6.784,49	4.275,38	602,65	1.516,32
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	6784,49	6.784,49	4.275,38	602,65	1.516,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Colinas	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Colinas	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
MIM - 500 kV	Colinas	2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
MIG-A	Colinas	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01
MIG-A	Imperatriz	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01
SE 800/500 kV COLINAS | Subestação Retificadora Bipolo NE 1 (Nova)						**5.914.242,67**	**3.726.976,10**	**525.347,00**	**1.321.817,49**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis (4000MW)		2028	1,0	1,0	5000000,00	5.000.000,00	3.150.848,13	444.137,17	1.117.486,68
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	6,0	1,0	11717,80	70.306,80	44.305,21	6.245,17	15.713,38
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-300/+300) Mvar		2028	3,0	1,0	256508,00	769.524,00	484.930,65	68.354,84	171.986,56
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	12778,55	38.335,65	24.157,96	3.405,26	8.567,92
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	18897,38	18.897,38	11.908,55	1.678,61	4.223,51
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	17178,84	17.178,84	10.825,58	1.525,95	3.839,42
LT 800 kV COLINAS - SILVÂNIA, C1 (Nova)						**1.533.470,40**	**966.346,47**	**136.214,24**	**342.726,55**
Linha CC ±800 kV, 990 km, 6 x 1590 MCM		2028	990,0	1,0	1548,96	1.533.470,40	966.346,47	136.214,24	342.726,55
SE 500/230 kV DIANÓPOLIS II (Ampliação/Adequação)						**169.878,45**	**91.780,04**	**15.089,87**	**21.010,00**
1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 33,3 MVA 1Φ		2030	4,0	1,0	7016,09	28.064,36	15.162,30	2.492,89	3.470,91
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	3,0	1,0	11717,80	35.153,40	18.992,29	3.122,59	4.347,66
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1,0	1,0	7970,67	7.970,67	4.306,30	708,01	985,79
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	12474,07	12.474,07	6.739,35	1.108,04	1.542,75
MIM - 500 kV		2030	1,0	1,0	9831,26	9.831,26	5.311,52	873,29	1.215,90
MIM - 230 kV		2030	1,0	1,0	882,84	882,84	476,97	78,42	109,19
MIG (Terreno Rural)		2030	1,0	1,0	19886,56	19.886,56	10.744,09	1.766,47	2.459,50
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ		2030	7,0	1,0	5141,97	35.993,79	19.446,32	3.197,24	4.451,59
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2030	2,0	1,0	9810,75	19.621,50	10.600,89	1.742,93	2.426,72
LT 500 kV MIRACEMA - DIANÓPOLIS II, C1 (Nova)						**1.007.981,96**	**544.581,29**	**89.536,45**	**124.663,87**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 330 km		2030	330,0	1,0	2404,76	793.570,80	428.741,61	70.490,86	98.146,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	Miracema	2030	4,0	1,0	5401,37	21.605,48	11.672,77	1.919,16	2.672,09
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	Dianópolis II	2030	4,0	1,0	5401,37	21.605,48	11.672,77	1.919,16	2.672,09
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
Capacitor Série 500 kV, 4 x 184 Mvar 3Φ	Miracema	2030	1,0	1,0	54153,32	54.153,32	29.257,35	4.810,30	6.697,50
Capacitor Série 500 kV, 4 x 184 Mvar 3Φ	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	54153,32	54.153,32	29.257,35	4.810,30	6.697,50
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
MIG-A	Miracema	2030	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.489,04	244,82	340,87
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	11717,80	11.717,80	6.330,76	1.040,86	1.449,22
MIM - 500 kV	Miracema	2030	1,0	1,0	6554,17	6.554,17	3.541,01	582,19	810,60
LT 500 kV DIANÓPOLIS II - RIO DAS ÉGUAS, C1 (Nova)						**871.575,16**	**470.884,94**	**77.419,78**	**107.793,53**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 280 km		2030	280,0	1,0	2404,76	673.332,80	363.780,76	59.810,42	83.275,57
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Dianópolis II	2030	4,0	1,0	5271,59	21.086,36	11.392,30	1.873,05	2.607,89
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Rio das Éguas	2030	4,0	1,0	5271,59	21.086,36	11.392,30	1.873,05	2.607,89
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
Capacitor Série 500 kV, 1 x 158 Mvar 3Φ	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	46588,04	46.588,04	25.170,07	4.138,30	5.761,85
Capacitor Série 500 kV, 1 x 158 Mvar 3Φ	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	46588,04	46.588,04	25.170,07	4.138,30	5.761,85
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	11717,80	11.717,80	6.330,76	1.040,86	1.449,22
MIM - 500 kV	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	6554,17	6.554,17	3.541,01	582,19	810,60
MIG-A	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.489,04	244,82	340,87
LT 500 kV RIO DAS ÉGUAS - ARINOS 2, C2 (Nova)						**595.538,30**	**321.750,81**	**52.900,14**	**73.654,20**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 222 km		2030	222,0	1,0	2350,90	521.899,80	281.966,22	46.359,02	64.546,84
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 53,3 Mvar 1Φ	Rio das Éguas	2030	3,0	1,0	4985,15	14.955,45	8.079,96	1.328,45	1.849,64
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 53,3 Mvar 1Φ	Arinos 2	2030	3,0	1,0	4985,15	14.955,45	8.079,96	1.328,45	1.849,64
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2030	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.615,01	265,53	369,70
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.615,01	265,53	369,70
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	5.588,76	918,87	1.279,36
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2030	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	5.588,76	918,87	1.279,36
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2030	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	6.084,41	1.000,36	1.392,82
MIM - 500 kV	Arinos 2	2030	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.701,61	279,77	389,53
MIG-A	Arinos 2	2030	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.431,10	235,29	327,60
LT 500 kV MIRACEMA - GURUPI, C4 (Nova)						**812.729,62**	**512.157,52**	**72.192,69**	**181.642,91**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 256 km		2028	257,0	1,0	1965,13	505.038,41	318.259,87	44.861,27	112.874,74
Capacitor Série 500 kV, 1 x 361,5 Mvar 3Φ	Miracema	2028	1,0	1,0	105800,96	105.800,96	66.672,55	9.398,03	23.646,23
Capacitor Série 500 kV, 1 x 361,5 Mvar 3Φ	Gurupi	2028	1,0	1,0	105800,96	105.800,96	66.672,55	9.398,03	23.646,23
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Gurupi	2028	3,0	1,0	5073,27	15.219,81	9.591,06	1.351,94	3.401,59
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Miracema	2028	3,0	1,0	5073,27	15.219,81	9.591,06	1.351,94	3.401,59
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2028	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	6.782,66	956,07	2.405,55
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2028	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	6.782,66	956,07	2.405,55
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2028	1,0	1,0	11717,80	11.717,80	7.384,20	1.040,86	2.618,90

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2028	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.960,03	276,28	695,15
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2028	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.960,03	276,28	695,15
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2028	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	4.448,49	627,05	1.577,71
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2028	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	4.448,49	627,05	1.577,71
MIM - 500 kV	Gurupi	2028	1,0	1,0	6554,17	6.554,17	4.130,24	582,19	1.464,84
MIG-A	Gurupi	2028	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.736,82	244,82	615,98
MIG-A	Miracema	2028	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.736,82	244,82	615,98
LT 500 kV GURUPI - PORANGATU, C1 (Nova)						**523.382,50**	**329.819,75**	**46.490,72**	**116.974,59**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 189 km		2028	189,0	1,0	2404,76	454.499,64	286.411,87	40.372,04	101.579,46
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2028	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	6.782,66	956,07	2.405,55
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu	2028	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	6.782,66	956,07	2.405,55
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2028	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.960,03	276,28	695,15
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu	2028	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.960,03	276,28	695,15
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Gurupi	2028	4,0	1,0	5141,97	20.567,88	12.961,25	1.826,99	4.596,87
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Porangatu	2028	4,0	1,0	5141,97	20.567,88	12.961,25	1.826,99	4.596,87
SE 500 kV PORANGATU 2 (Nova)						**387.151,30**	**243.970,99**	**34.389,66**	**86.527,28**
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 33,3 Mvar 1Φ		2028	7,0	1,0	4935,30	34.547,10	21.770,53	3.068,73	7.721,18
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	11885,61	35.656,83	22.469,85	3.167,30	7.969,21
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9951,25	19.902,50	12.541,95	1.767,89	4.448,16
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	9972,05	9.972,05	6.284,08	885,79	2.228,73
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	17603,27	17.603,27	11.093,05	1.563,65	3.934,28
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12961,55	12.961,55	8.167,98	1.151,34	2.896,87
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-300/+300) Mvar		2028	1,0	1,0	256508,00	256.508,00	161.643,55	22.784,95	57.328,85
LT 500 kV PORANGATU 2 - BARRO ALTO, C1 (Ampliação/Adequação)						**560.083,26**	**352.947,46**	**49.750,76**	**125.177,12**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 200 km		2028	200,0	1,0	2451,07	490.214,00	308.917,97	43.544,45	109.561,52
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2028	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	6.879,79	969,76	2.440,00
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu 2	2028	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	6.879,79	969,76	2.440,00
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu 2	2028	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.988,10	280,24	705,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2028	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.988,10	280,24	705,10
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Porangatu 2	2028	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	13.146,85	1.853,15	4.662,69
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Barro Alto	2028	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	13.146,85	1.853,15	4.662,69
**SE 500/230 kV BARRO ALTO	novó pátio 500 kV (Ampliação/Adequação)**					**163.268,17**	**102.886,64**	**14.502,69**	**36.490,00**
1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 250 MVA 1Φ		2028	4,0	1,0	15352,71	61.410,84	38.699,25	5.454,97	13.725,16
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12652,71	12.652,71	7.973,35	1.123,91	2.827,85
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	9951,25	9.951,25	6.270,98	883,94	2.224,08
1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ		2028	4,0	1,0	4935,30	19.741,20	12.440,30	1.753,56	4.412,11

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11885,61	23.771,22	14.979,90	2.111,54	5.312,80
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6648,04	6.648,04	4.189,39	590,53	1.485,82
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2028	1,0	1,0	8084,82	8.084,82	5.094,81	718,15	1.806,94
MIM - 230 kV		2028	1,0	1,0	895,48	895,48	564,30	79,54	200,14
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	20112,61	20.112,61	12.674,36	1.786,55	4.495,11
LT 500 kV BARRO ALTO - TRINDADE, C1 (Ampliação/Adequação)						**538.368,14**	**339.263,25**	**47.821,86**	**120.323,85**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 190 km		2028	190,0	1,0	2451,07	465.703,30	293.472,07	41.367,23	104.083,45
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2028	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	6.879,79	969,76	2.440,00
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Trindade	2028	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	6.879,79	969,76	2.440,00
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Trindade	2028	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.988,10	280,24	705,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2028	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.988,10	280,24	705,10
MIG-A	Trindade	2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Barro Alto	2028	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	13.146,85	1.853,15	4.662,69
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Trindade	2028	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	13.146,85	1.853,15	4.662,69
SE 500/230 kV TRINDADE (Ampliação/Adequação)						**44.902,08**	**28.295,93**	**3.988,54**	**10.035,50**
1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ		2028	4,0	1,0	4935,30	19.741,20	12.440,30	1.753,56	4.412,11
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	9951,25	9.951,25	6.270,98	883,94	2.224,08
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11885,61	11.885,61	7.489,95	1.055,77	2.656,40
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	3324,02	3.324,02	2.094,70	295,26	742,91
SE 500 kV PRESIDENTE DUTRA (Ampliação/Adequação)						**83.145,95**	**52.396,05**	**7.385,64**	**18.582,90**
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ		2028	7,0	1,0	5066,46	35.465,22	22.349,10	3.150,28	7.926,38
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9428,98	18.857,96	11.883,71	1.675,10	4.214,70
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11261,82	22.523,64	14.193,71	2.000,72	5.033,97
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
LT 500 kV MARIMBONDO 2 - CAMPINAS, C1 (Nova)						**913.913,29**	**575.920,40**	**81.180,57**	**204.257,19**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 388,78 km		2028	388,78	1,0	2117,37	823.191,11	518.750,03	73.121,95	183.981,02
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ	Marimbondo 2	2028	4,0	1,0	5348,41	21.393,64	13.481,62	1.900,34	4.781,42
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ	Campinas	2028	4,0	1,0	5348,41	21.393,64	13.481,62	1.900,34	4.781,42
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	10692,01	10.692,01	6.737,78	949,74	2.389,64
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	10692,01	10.692,01	6.737,78	949,74	2.389,64
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	3089,74	3.089,74	1.947,06	274,45	690,55
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	3089,74	3.089,74	1.947,06	274,45	690,55
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
MIM - 500 kV	Campinas	2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIG-A	Campinas	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
MIG-A	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SE 800/500 kV SILVANIA (Ampliação/Adequação)						**6.772.191,74**	**4.267.629,54**	**601.556,41**	**1.513.566,82**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Serviços Auxiliares, Obras Civis (5000MW)		2028	1,0	1,0	5800000,00	5.800.000,00	3.654.983,84	515.199,11	1.296.284,55
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	7,0	1,0	11885,61	83.199,27	52.429,65	7.390,38	18.594,82
Compensador Síncrono 500 kV, 3 x (-300/+300) Mvar		2028	3,0	1,0	256508,00	769.524,00	484.930,65	68.354,84	171.986,56
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	12961,55	38.884,65	24.503,93	3.454,02	8.690,62
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	26592,14	26.592,14	16.757,56	2.362,11	5.943,27
MIG-A		2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
3° e 4° Reator de Barra 500 kV, (6) x 50 Mvar 1Φ		2028	6,0	1,0	5215,60	31.293,60	19.720,28	2.779,73	6.994,04
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9951,25	19.902,50	12.541,95	1.767,89	4.448,16
LT 500 kV SILVÂNIA - NOVA PONTE 3, C1 e C2 (CD) (Nova)						**1.359.443,43**	**856.679,96**	**120.755,87**	**303.831,99**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 329 km		2028	329,0	1,0	3596,40	1.183.215,60	745.626,53	105.102,00	264.445,54
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	2,0	1,0	10917,37	21.834,74	13.759,59	1.939,52	4.880,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	10917,37	21.834,74	13.759,59	1.939,52	4.880,01
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	1,0	1,0	11885,61	11.885,61	7.489,95	1.055,77	2.656,40
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	11885,61	23.771,22	14.979,90	2.111,54	5.312,80
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	2,0	1,0	3154,86	6.309,72	3.976,19	560,48	1.410,21
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	3154,86	6.309,72	3.976,19	560,48	1.410,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	Silvânia	2028	7,0	1,0	5145,92	36.021,44	22.699,62	3.199,69	8.050,70
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2028	7,0	1,0	5145,92	36.021,44	22.699,62	3.199,69	8.050,70
MIM - 500 kV	Nova Ponte 3	2028	1,0	1,0	6648,04	6.648,04	4.189,39	590,53	1.485,82
MIG-A	Silvânia	2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
MIG-A	Nova Ponte 3	2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
SE 500 kV NOVA PONTE 3 (Ampliação/Adequação)						**79.930,62**	**50.369,85**	**7.100,03**	**17.864,28**
3° e 4° Reator de Barra 500 kV, (6) x 50 Mvar 1Φ		2028	6,0	1,0	5107,94	30.647,64	19.313,21	2.722,35	6.849,67
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9745,83	19.491,66	12.283,05	1.731,39	4.356,33
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11640,26	23.280,52	14.670,68	2.067,95	5.203,13
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6510,80	6.510,80	4.102,91	578,34	1.455,15
LT 500 kV NOVA PONTE 3 - RIBEIRÃO PRETO, C1 e C2 (CD) (Nova)						**933.524,55**	**588.278,82**	**82.922,59**	**208.640,25**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 214 km		2028	214,0	1,0	3657,46	782.696,44	493.231,52	69.524,92	174.930,57
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	10692,01	21.384,02	13.475,56	1.899,49	4.779,27
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	10692,01	21.384,02	13.475,56	1.899,49	4.779,27
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	11640,26	23.280,52	14.670,68	2.067,95	5.203,13
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2028	7,0	1,0	4512,28	31.585,96	19.904,51	2.805,70	7.059,38
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ	Ribeirão Preto	2028	7,0	1,0	4512,28	31.585,96	19.904,51	2.805,70	7.059,38
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	3089,74	6.179,48	3.894,12	548,91	1.381,10

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	3089,74	6.179,48	3.894,12	548,91	1.381,10
MIM - 500 kV	Ribeirão Preto	2028	1,0	1,0	6510,80	6.510,80	4.102,91	578,34	1.455,15
MIG-A	Ribeirão Preto	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
SE 500 kV RIBEIRÃO PRETO (Ampliação/Adequação)						**136.689,23**	**86.137,40**	**12.141,75**	**30.549,68**
2° Reator de Barra 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ		2028	3,0	1,0	5039,70	15.119,10	9.527,60	1.342,99	3.379,08
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	9745,83	9.745,83	6.141,53	865,70	2.178,17
3° ATF 500/440 kV, 3 x 400 MVA 1Φ		2028	3,0	1,0	18170,69	54.512,07	34.351,85	4.842,17	12.183,30
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12391,52	12.391,52	7.808,76	1.100,71	2.769,47
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12391,52	12.391,52	7.808,76	1.100,71	2.769,47
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIM - 440 kV		2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIG-A		2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91

22.3.17 Alternativa 4C

Tabela 22-19 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 4C(R$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						25.032.694,29	**15.537.058,51**	**2.223.589,98**	**5.330.717,49**
SE 800/500 kV IMPERATRIZ | Subestação retificadora Bipolo NE 1 (Nova)						**5.910.823,65**	**3.724.821,53**	**525.043,29**	**1.321.053,34**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis (4000MW)		2028	1,0	1,0	5000000,00	5.000.000,00	3.150.848,13	444.137,17	1.117.486,68
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	6,0	1,0	11261,82	67.570,92	42.581,14	6.002,15	15.101,92
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-300/+300) Mvar		2028	3,0	1,0	256508,00	769.524,00	484.930,65	68.354,84	171.986,56
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	12778,55	38.335,65	24.157,96	3.405,26	8.567,92
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	18897,38	18.897,38	11.908,55	1.678,61	4.223,51
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	16495,70	16.495,70	10.395,09	1.465,27	3.686,75
LT 800 kV IMPERATRIZ - SILVÂNIA, C1 (Nova)						**2.052.372,00**	**1.293.342,50**	**182.306,94**	**458.699,68**
Linha CC ±800 kV, 1325 km, 6 x 1590 MCM		2028	#######	1,0	1548,96	2.052.372,00	1.293.342,50	182.306,94	458.699,68
LT 500 kV IMPERATRIZ - PRESIDENTE DUTRA , C3 (Nova)						**1.115.800,89**	**703.143,83**	**99.113,73**	**249.378,53**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 385 km		2028	385,0	1,0	1931,85	743.762,25	468.696,38	66.066,49	166.228,88
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Imperatriz	2028	3,0	1,0	4875,85	14.627,55	9.217,84	1.299,33	3.269,22
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Presidente Dutra	2028	3,0	1,0	4875,85	14.627,55	9.217,84	1.299,33	3.269,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	668,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	668,10
Capacitor Série 500 kV, 1 x 451 Mvar 3Φ	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	131063,79	131.063,79	82.592,42	11.642,06	29.292,41
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	6784,49	6.784,49	4.275,38	602,65	1.516,32
Capacitor Série 500 kV, 1 x 451 Mvar 3Φ	Imperatriz	2028	1,0	1,0	131063,79	131.063,79	82.592,42	11.642,06	29.292,41
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	6784,49	6.784,49	4.275,38	602,65	1.516,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Imperatriz	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
MIM - 500 kV	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
MIM - 500 kV	Imperatriz	2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
MIG-A	Imperatriz	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01
MIG-A	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SE 500/230 kV DIANÓPOLIS II (Ampliação/Adequação)						**169.878,45**	**91.780,04**	**15.089,87**	**21.010,00**
1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 33,3 MVA 1Φ		2030	4,0	1,0	7016,09	28.064,36	15.162,30	2.492,89	3.470,91
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	3,0	1,0	11717,80	35.153,40	18.992,29	3.122,59	4.347,66
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1,0	1,0	7970,67	7.970,67	4.306,30	708,01	985,79
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	12474,07	12.474,07	6.739,35	1.108,04	1.542,75
MIM - 500 kV		2030	1,0	1,0	9831,26	9.831,26	5.311,52	873,29	1.215,90
MIM - 230 kV		2030	1,0	1,0	882,84	882,84	476,97	78,42	109,19
MIG (Terreno Rural)		2030	1,0	1,0	19886,56	19.886,56	10.744,09	1.766,47	2.459,50
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ		2030	7,0	1,0	5141,97	35.993,79	19.446,32	3.197,24	4.451,59
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2030	2,0	1,0	9810,75	19.621,50	10.600,89	1.742,93	2.426,72
LT 500 kV MIRACEMA - DIANÓPOLIS II, C1 (Nova)						**1.007.981,96**	**544.581,29**	**89.536,45**	**124.663,87**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 330 km		2030	330,0	1,0	2404,76	793.570,80	428.741,61	70.490,86	98.146,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	Miracema	2030	4,0	1,0	5401,37	21.605,48	11.672,77	1.919,16	2.672,09
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	Dianópolis II	2030	4,0	1,0	5401,37	21.605,48	11.672,77	1.919,16	2.672,09
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
Capacitor Série 500 kV, 4 x 184 Mvar 3Φ	Miracema	2030	1,0	1,0	54153,32	54.153,32	29.257,35	4.810,30	6.697,50
Capacitor Série 500 kV, 4 x 184 Mvar 3Φ	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	54153,32	54.153,32	29.257,35	4.810,30	6.697,50
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
MIG-A	Miracema	2030	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.489,04	244,82	340,87
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	11717,80	11.717,80	6.330,76	1.040,86	1.449,22
MIM - 500 kV	Miracema	2030	1,0	1,0	6554,17	6.554,17	3.541,01	582,19	810,60
LT 500 kV DIANÓPOLIS II - RIO DAS ÉGUAS, C1 (Nova)						**871.575,16**	**470.884,94**	**77.419,78**	**107.793,53**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 280 km		2030	280,0	1,0	2404,76	673.332,80	363.780,76	59.810,42	83.275,57
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Dianópolis II	2030	4,0	1,0	5271,59	21.086,36	11.392,30	1.873,05	2.607,89
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Rio das Éguas	2030	4,0	1,0	5271,59	21.086,36	11.392,30	1.873,05	2.607,89
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
Capacitor Série 500 kV, 1 x 158 Mvar 3Φ	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	46588,04	46.588,04	25.170,07	4.138,30	5.761,85
Capacitor Série 500 kV, 1 x 158 Mvar 3Φ	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	46588,04	46.588,04	25.170,07	4.138,30	5.761,85
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	11717,80	11.717,80	6.330,76	1.040,86	1.449,22
MIM - 500 kV	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	6554,17	6.554,17	3.541,01	582,19	810,60
MIG-A	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.489,04	244,82	340,87
LT 500 kV RIO DAS ÉGUAS - ARINOS 2, C2 (Nova)						**595.538,30**	**321.750,81**	**52.900,14**	**73.654,20**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 222 km		2030	222,0	1,0	2350,90	521.899,80	281.966,22	46.359,02	64.546,84
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 53,3 Mvar 1Φ	Rio das Éguas	2030	3,0	1,0	4985,15	14.955,45	8.079,96	1.328,45	1.849,64
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 53,3 Mvar 1Φ	Arinos 2	2030	3,0	1,0	4985,15	14.955,45	8.079,96	1.328,45	1.849,64
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2030	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.615,01	265,53	369,70
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.615,01	265,53	369,70
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	5.588,76	918,87	1.279,36
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2030	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	5.588,76	918,87	1.279,36
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2030	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	6.084,41	1.000,36	1.392,82
MIM - 500 kV	Arinos 2	2030	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.701,61	279,77	389,53
MIG-A	Arinos 2	2030	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.431,10	235,29	327,60
LT 500 kV MIRACEMA - GURUPI, C4 (Nova)						**812.729,62**	**512.157,52**	**72.192,69**	**181.642,91**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 256 km		2028	257,0	1,0	1965,13	505.038,41	318.259,87	44.861,27	112.874,74
Capacitor Série 500 kV, 1 x 361,5 Mvar 3Φ	Miracema	2028	1,0	1,0	105800,96	105.800,96	66.672,55	9.398,03	23.646,23
Capacitor Série 500 kV, 1 x 361,5 Mvar 3Φ	Gurupi	2028	1,0	1,0	105800,96	105.800,96	66.672,55	9.398,03	23.646,23
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Gurupi	2028	3,0	1,0	5073,27	15.219,81	9.591,06	1.351,94	3.401,59
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Miracema	2028	3,0	1,0	5073,27	15.219,81	9.591,06	1.351,94	3.401,59
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2028	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	6.782,66	956,07	2.405,55
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2028	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	6.782,66	956,07	2.405,55
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2028	1,0	1,0	11717,80	11.717,80	7.384,20	1.040,86	2.618,90
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2028	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.960,03	276,28	695,15
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2028	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.960,03	276,28	695,15
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2028	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	4.448,49	627,05	1.577,71
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2028	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	4.448,49	627,05	1.577,71
MIM - 500 kV	Gurupi	2028	1,0	1,0	6554,17	6.554,17	4.130,24	582,19	1.464,84
MIG-A	Gurupi	2028	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.736,82	244,82	615,98
MIG-A	Miracema	2028	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.736,82	244,82	615,98
LT 500 kV GURUPI - PORANGATU, C1 (Nova)						**523.382,50**	**329.819,75**	**46.490,72**	**116.974,59**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 189 km		2028	189,0	1,0	2404,76	454.499,64	286.411,87	40.372,04	101.579,46
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2028	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	6.782,66	956,07	2.405,55
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu	2028	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	6.782,66	956,07	2.405,55
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2028	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.960,03	276,28	695,15
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu	2028	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.960,03	276,28	695,15
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Gurupi	2028	4,0	1,0	5141,97	20.567,88	12.961,25	1.826,99	4.596,87
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Porangatu	2028	4,0	1,0	5141,97	20.567,88	12.961,25	1.826,99	4.596,87

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SE 500 kV PORANGATU 2 (Nova)						**387.151,30**	**243.970,99**	**34.389,66**	**86.527,28**
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 33,3 Mvar 1Φ		2028	7,0	1,0	4935,30	34.547,10	21.770,53	3.068,73	7.721,18
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	11885,61	35.656,83	22.469,85	3.167,30	7.969,21
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9951,25	19.902,50	12.541,95	1.767,89	4.448,16
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	9972,05	9.972,05	6.284,08	885,79	2.228,73
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	17603,27	17.603,27	11.093,05	1.563,65	3.934,28
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12961,55	12.961,55	8.167,98	1.151,34	2.896,87
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-300/+300) Mvar		2028	1,0	1,0	256508,00	256.508,00	161.643,55	22.784,95	57.328,85
LT 500 kV PORANGATU 2 - BARRO ALTO, C1 (Ampliação/Adequação)						**560.083,26**	**352.947,46**	**49.750,76**	**125.177,12**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 200 km		2028	200,0	1,0	2451,07	490.214,00	308.917,97	43.544,45	109.561,52
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2028	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	6.879,79	969,76	2.440,00
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu 2	2028	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	6.879,79	969,76	2.440,00
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu 2	2028	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.988,10	280,24	705,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2028	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.988,10	280,24	705,10
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Porangatu 2	2028	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	13.146,85	1.853,15	4.662,69
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Barro Alto	2028	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	13.146,85	1.853,15	4.662,69
SE 500/230 kV BARRO ALTO | novó pátio 500 kV (Ampliação/Adequação)						**163.268,17**	**102.886,64**	**14.502,69**	**36.490,00**
1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 250 MVA 1Φ		2028	4,0	1,0	15352,71	61.410,84	38.699,25	5.454,97	13.725,16
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12652,71	12.652,71	7.973,35	1.123,91	2.827,85
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	9951,25	9.951,25	6.270,98	883,94	2.224,08
1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ		2028	4,0	1,0	4935,30	19.741,20	12.440,30	1.753,56	4.412,11
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11885,61	23.771,22	14.979,90	2.111,54	5.312,80
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6648,04	6.648,04	4.189,39	590,53	1.485,82
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2028	1,0	1,0	8084,82	8.084,82	5.094,81	718,15	1.806,94
MIM - 230 kV		2028	1,0	1,0	895,48	895,48	564,30	79,54	200,14
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	20112,61	20.112,61	12.674,36	1.786,55	4.495,11
LT 500 kV BARRO ALTO - TRINDADE, C1 (Ampliação/Adequação)						**538.368,14**	**339.263,25**	**47.821,86**	**120.323,85**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 190 km		2028	190,0	1,0	2451,07	465.703,30	293.472,07	41.367,23	104.083,45
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2028	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	6.879,79	969,76	2.440,00
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Trindade	2028	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	6.879,79	969,76	2.440,00
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Trindade	2028	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.988,10	280,24	705,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2028	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.988,10	280,24	705,10
MIG-A	Trindade	2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Barro Alto	2028	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	13.146,85	1.853,15	4.662,69
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Trindade	2028	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	13.146,85	1.853,15	4.662,69

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SE 500/230 kV TRINDADE (Ampliação/Adequação)						**44.902,08**	**28.295,93**	**3.988,54**	**10.035,50**
1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ		2028	4,0	1,0	4935,30	19.741,20	12.440,30	1.753,56	4.412,11
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	9951,25	9.951,25	6.270,98	883,94	2.224,08
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11885,61	11.885,61	7.489,95	1.055,77	2.656,40
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	3324,02	3.324,02	2.094,70	295,26	742,91
SE 500 kV PRESIDENTE DUTRA (Ampliação/Adequação)						**83.145,95**	**52.396,05**	**7.385,64**	**18.582,90**
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ		2028	7,0	1,0	5066,46	35.465,22	22.349,10	3.150,28	7.926,38
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9428,98	18.857,96	11.883,71	1.675,10	4.214,70
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11261,82	22.523,64	14.193,71	2.000,72	5.033,97
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
LT 500 kV MARIMBONDO 2 - CAMPINAS, C1 (Nova)						**913.913,29**	**575.920,40**	**81.180,57**	**204.257,19**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 388,78 km		2028	388,78	1,0	2117,37	823.191,11	518.750,03	73.121,95	183.981,02
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ	Marimbondo 2	2028	4,0	1,0	5348,41	21.393,64	13.481,62	1.900,34	4.781,42
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ	Campinas	2028	4,0	1,0	5348,41	21.393,64	13.481,62	1.900,34	4.781,42
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	10692,01	10.692,01	6.737,78	949,74	2.389,64
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	10692,01	10.692,01	6.737,78	949,74	2.389,64
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	3089,74	3.089,74	1.947,06	274,45	690,55
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	3089,74	3.089,74	1.947,06	274,45	690,55
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
MIM - 500 kV	Campinas	2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIG-A	Campinas	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
MIG-A	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
SE 800/500 kV SILVANIA (Ampliação/Adequação)						**6.772.191,74**	**4.267.629,54**	**601.556,41**	**1.513.566,82**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Serviços Auxiliares, Obras Civis (5000MW)		2028	1,0	1,0	5800000,00	5.800.000,00	3.654.983,84	515.199,11	1.296.284,55
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	7,0	1,0	11885,61	83.199,27	52.429,65	7.390,38	18.594,82
Compensador Síncrono 500 kV, 3 x (-300/+300) Mvar		2028	3,0	1,0	256508,00	769.524,00	484.930,65	68.354,84	171.986,56
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	12961,55	38.884,65	24.503,93	3.454,02	8.690,62
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	26592,14	26.592,14	16.757,56	2.362,11	5.943,27
MIG-A		2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
3° e 4° Reator de Barra 500 kV, (6) x 50 Mvar 1Φ		2028	6,0	1,0	5215,60	31.293,60	19.720,28	2.779,73	6.994,04
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9951,25	19.902,50	12.541,95	1.767,89	4.448,16
LT 500 kV SILVÂNIA - NOVA PONTE 3, C1 e C2 (CD) (Nova)						**1.359.443,43**	**856.679,96**	**120.755,87**	**303.831,99**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 329 km		2028	329,0	1,0	3596,40	1.183.215,60	745.626,53	105.102,00	264.445,54
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	2,0	1,0	10917,37	21.834,74	13.759,59	1.939,52	4.880,01

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	10917,37	21.834,74	13.759,59	1.939,52	4.880,01
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	1,0	1,0	11885,61	11.885,61	7.489,95	1.055,77	2.656,40
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	11885,61	23.771,22	14.979,90	2.111,54	5.312,80
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	2,0	1,0	3154,86	6.309,72	3.976,19	560,48	1.410,21
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	3154,86	6.309,72	3.976,19	560,48	1.410,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	Silvânia	2028	7,0	1,0	5145,92	36.021,44	22.699,62	3.199,69	8.050,70
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2028	7,0	1,0	5145,92	36.021,44	22.699,62	3.199,69	8.050,70
MIM - 500 kV	Nova Ponte 3	2028	1,0	1,0	6648,04	6.648,04	4.189,39	590,53	1.485,82
MIG-A	Silvânia	2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
MIG-A	Nova Ponte 3	2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
SE 500 kV NOVA PONTE 3 (Ampliação/Adequação)						**79.930,62**	**50.369,85**	**7.100,03**	**17.864,28**
3° e 4° Reator de Barra 500 kV, (6) x 50 Mvar 1Φ		2028	6,0	1,0	5107,94	30.647,64	19.313,21	2.722,35	6.849,67
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9745,83	19.491,66	12.283,05	1.731,39	4.356,33
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11640,26	23.280,52	14.670,68	2.067,95	5.203,13
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6510,80	6.510,80	4.102,91	578,34	1.455,15
LT 500 kV NOVA PONTE 3 - RIBEIRÃO PRETO, C1 e C2 (CD) (Nova)						**933.524,55**	**588.278,82**	**82.922,59**	**208.640,25**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 214 km		2028	214,0	1,0	3657,46	782.696,44	493.231,52	69.524,92	174.930,57
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	10692,01	21.384,02	13.475,56	1.899,49	4.779,27
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	10692,01	21.384,02	13.475,56	1.899,49	4.779,27
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	11640,26	23.280,52	14.670,68	2.067,95	5.203,13
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2028	7,0	1,0	4512,28	31.585,96	19.904,51	2.805,70	7.059,38
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ	Ribeirão Preto	2028	7,0	1,0	4512,28	31.585,96	19.904,51	2.805,70	7.059,38
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	3089,74	6.179,48	3.894,12	548,91	1.381,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	3089,74	6.179,48	3.894,12	548,91	1.381,10
MIM - 500 kV	Ribeirão Preto	2028	1,0	1,0	6510,80	6.510,80	4.102,91	578,34	1.455,15
MIG-A	Ribeirão Preto	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
SE 500 kV RIBEIRÃO PRETO (Ampliação/Adequação)						**136.689,23**	**86.137,40**	**12.141,75**	**30.549,68**
2° Reator de Barra 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ		2028	3,0	1,0	5039,70	15.119,10	9.527,60	1.342,99	3.379,08
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	9745,83	9.745,83	6.141,53	865,70	2.178,17
3° ATF 500/440 kV, 3 x 400 MVA 1Φ		2028	3,0	1,0	18170,69	54.512,07	34.351,85	4.842,17	12.183,30
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12391,52	12.391,52	7.808,76	1.100,71	2.769,47
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12391,52	12.391,52	7.808,76	1.100,71	2.769,47
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIM - 440 kV		2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIG-A		2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91

22.3.18 Alternativa 6C

Tabela 22-20 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 6C (R$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						24.530.266,13	**15.212.357,00**	**2.178.960,58**	**5.209.447,30**
SE 800/500 kV GRAÇA ARANHA | Subestação retificadora Bipolo NE 1 (Nova)						**5.910.976,18**	**3.724.917,65**	**525.056,84**	**1.321.087,43**
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*5,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM			*5,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	6,0	1,0	11261,82	67.570,92	42.581,14	6.002,15	15.101,92
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-300/+300) Mvar		2028	3,0	1,0	256508,00	769.524,00	484.930,65	68.354,84	171.986,56
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	12778,55	38.335,65	24.157,96	3.405,26	8.567,92
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	16648,23	16.648,23	10.491,21	1.478,82	3.720,84
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	18897,38	18.897,38	11.908,55	1.678,61	4.223,51
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis (4000MW)		2028	1,0	1,0	5000000,00	5.000.000,00	3.150.848,13	444.137,17	1.117.486,68
LT 800 kV GRAÇA ARANHA - SILVÂNIA, C1 (Nova)						**2.348.344,58**	**1.479.855,43**	**208.597,42**	**524.848,76**
Linha CC ±800 kV, 1468,67 km, 6 x 1590 MCM		2028	1468,7	1,0	1598,96	2.348.344,58	1.479.855,43	208.597,42	524.848,76
SECC LT 500 kV PRESIDENTE DUTRA - TERESINA II, C1, NA SE GRAÇA ARANHA (Nova)						**93.492,95**	**58.916,42**	**8.304,74**	**20.895,43**
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	10344,40	20.688,80	13.037,45	1.837,73	4.623,89
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11261,82	22.523,64	14.193,71	2.000,72	5.033,97
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 6 km		2028	6,0	1,0	3399,62	20.397,72	12.854,02	1.811,88	4.558,84
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 24,5 Mvar 1Φ		2028	4,0	1,0	4486,38	17.945,52	11.308,72	1.594,05	4.010,78
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	668,10
MIG-A		2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84
SECC LT 500 kV PRESIDENTE DUTRA - TERESINA II, C2, NA SE GRAÇA ARANHA (Nova)						**94.937,74**	**59.826,88**	**8.433,08**	**21.218,33**
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	10344,40	20.688,80	13.037,45	1.837,73	4.623,89
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11261,82	22.523,64	14.193,71	2.000,72	5.033,97
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 24,5 Mvar 1Φ		2028	3,0	1,0	4486,38	13.459,14	8.481,54	1.195,54	3.008,08
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	668,10
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 7,5 km		2028	7,5	1,0	1931,85	14.488,88	9.130,45	1.287,01	3.238,22
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 7,5 km		2028	7,5	1,0	1931,85	14.488,88	9.130,45	1.287,01	3.238,22
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	1.407,84

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SE 500/230 kV DIANÓPOLIS II (Ampliação/Adequação)						**169.878,45**	**91.780,04**	**15.089,87**	**21.010,00**
1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 33,3 MVA 1Φ		2030	4,0	1,0	7016,09	28.064,36	15.162,30	2.492,89	3.470,91
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	3,0	1,0	11717,80	35.153,40	18.992,29	3.122,59	4.347,66
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1,0	1,0	7970,67	7.970,67	4.306,30	708,01	985,79
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	12474,07	12.474,07	6.739,35	1.108,04	1.542,75
MIM - 500 kV		2030	1,0	1,0	9831,26	9.831,26	5.311,52	873,29	1.215,90
MIM - 230 kV		2030	1,0	1,0	882,84	882,84	476,97	78,42	109,19
MIG (Terreno Rural)		2030	1,0	1,0	19886,56	19.886,56	10.744,09	1.766,47	2.459,50
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ		2030	7,0	1,0	5141,97	35.993,79	19.446,32	3.197,24	4.451,59
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2030	2,0	1,0	9810,75	19.621,50	10.600,89	1.742,93	2.426,72
LT 500 kV MIRACEMA - DIANÓPOLIS II, C1 (Nova)						**1.007.981,96**	**544.581,29**	**89.536,45**	**124.663,87**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 330 km		2030	330,0	1,0	2404,76	793.570,80	428.741,61	70.490,86	98.146,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	Miracema	2030	4,0	1,0	5401,37	21.605,48	11.672,77	1.919,16	2.672,09
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	Dianópolis II	2030	4,0	1,0	5401,37	21.605,48	11.672,77	1.919,16	2.672,09
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
Capacitor Série 500 kV, 4 x 184 Mvar 3Φ	Miracema	2030	1,0	1,0	54153,32	54.153,32	29.257,35	4.810,30	6.697,50
Capacitor Série 500 kV, 4 x 184 Mvar 3Φ	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	54153,32	54.153,32	29.257,35	4.810,30	6.697,50
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
MIG-A	Miracema	2030	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.489,04	244,82	340,87
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2030	1,0	1,0	11717,80	11.717,80	6.330,76	1.040,86	1.449,22
MIM - 500 kV	Miracema	2030	1,0	1,0	6554,17	6.554,17	3.541,01	582,19	810,60
LT 500 kV DIANÓPOLIS II - RIO DAS ÉGUAS, C1 (Nova)						**871.575,16**	**470.884,94**	**77.419,78**	**107.793,53**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 280 km		2030	280,0	1,0	2404,76	673.332,80	363.780,76	59.810,42	83.275,57
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Dianópolis II	2030	4,0	1,0	5271,59	21.086,36	11.392,30	1.873,05	2.607,89
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Rio das Éguas	2030	4,0	1,0	5271,59	21.086,36	11.392,30	1.873,05	2.607,89
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.680,41	276,28	384,67
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	5.815,04	956,07	1.331,16
Capacitor Série 500 kV, 1 x 158 Mvar 3Φ	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	46588,04	46.588,04	25.170,07	4.138,30	5.761,85
Capacitor Série 500 kV, 1 x 158 Mvar 3Φ	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	46588,04	46.588,04	25.170,07	4.138,30	5.761,85
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Dianópolis II	2030	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	3.813,86	627,05	873,06

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	11717,80	11.717,80	6.330,76	1.040,86	1.449,22
MIM - 500 kV	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	6554,17	6.554,17	3.541,01	582,19	810,60
MIG-A	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.489,04	244,82	340,87
LT 500 kV RIO DAS ÉGUAS - ARINOS 2, C2 (Nova)						**595.538,30**	**321.750,81**	**52.900,14**	**73.654,20**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 222 km		2030	222,0	1,0	2350,90	521.899,80	281.966,22	46.359,02	64.546,84
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 53,3 Mvar 1Φ	Rio das Éguas	2030	3,0	1,0	4985,15	14.955,45	8.079,96	1.328,45	1.849,64
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 53,3 Mvar 1Φ	Arinos 2	2030	3,0	1,0	4985,15	14.955,45	8.079,96	1.328,45	1.849,64
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2030	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.615,01	265,53	369,70
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.615,01	265,53	369,70
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Rio das Éguas	2030	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	5.588,76	918,87	1.279,36
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2030	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	5.588,76	918,87	1.279,36
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2030	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	6.084,41	1.000,36	1.392,82
MIM - 500 kV	Arinos 2	2030	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.701,61	279,77	389,53
MIG-A	Arinos 2	2030	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.431,10	235,29	327,60
LT 500 kV MIRACEMA - GURUPI, C4 (Nova)						**812.729,62**	**512.157,52**	**72.192,69**	**181.642,91**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 256 km		2028	257,0	1,0	1965,13	505.038,41	318.259,87	44.861,27	112.874,74
Capacitor Série 500 kV, 1 x 361,5 Mvar 3Φ	Miracema	2028	1,0	1,0	105800,96	105.800,96	66.672,55	9.398,03	23.646,23
Capacitor Série 500 kV, 1 x 361,5 Mvar 3Φ	Gurupi	2028	1,0	1,0	105800,96	105.800,96	66.672,55	9.398,03	23.646,23
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Gurupi	2028	3,0	1,0	5073,27	15.219,81	9.591,06	1.351,94	3.401,59
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	Miracema	2028	3,0	1,0	5073,27	15.219,81	9.591,06	1.351,94	3.401,59
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2028	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	6.782,66	956,07	2.405,55
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2028	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	6.782,66	956,07	2.405,55
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2028	1,0	1,0	11717,80	11.717,80	7.384,20	1.040,86	2.618,90
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2028	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.960,03	276,28	695,15
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2028	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.960,03	276,28	695,15
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2028	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	4.448,49	627,05	1.577,71
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2028	1,0	1,0	7059,19	7.059,19	4.448,49	627,05	1.577,71
MIM - 500 kV	Gurupi	2028	1,0	1,0	6554,17	6.554,17	4.130,24	582,19	1.464,84
MIG-A	Gurupi	2028	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.736,82	244,82	615,98
MIG-A	Miracema	2028	1,0	1,0	2756,11	2.756,11	1.736,82	244,82	615,98
LT 500 kV GURUPI - PORANGATU, C1 (Nova)						**523.382,50**	**329.819,75**	**46.490,72**	**116.974,59**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 189 km		2028	189,0	1,0	2404,76	454.499,64	286.411,87	40.372,04	101.579,46
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2028	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	6.782,66	956,07	2.405,55
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu	2028	1,0	1,0	10763,23	10.763,23	6.782,66	956,07	2.405,55
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Gurupi	2028	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.960,03	276,28	695,15
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu	2028	1,0	1,0	3110,32	3.110,32	1.960,03	276,28	695,15
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Gurupi	2028	4,0	1,0	5141,97	20.567,88	12.961,25	1.826,99	4.596,87
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Porangatu	2028	4,0	1,0	5141,97	20.567,88	12.961,25	1.826,99	4.596,87

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SE 500 kV PORANGATU 2 (Nova)						**387.151,30**	**243.970,99**	**34.389,66**	**86.527,28**
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 33,3 Mvar 1Φ		2028	7,0	1,0	4935,30	34.547,10	21.770,53	3.068,73	7.721,18
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	11885,61	35.656,83	22.469,85	3.167,30	7.969,21
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9951,25	19.902,50	12.541,95	1.767,89	4.448,16
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	9972,05	9.972,05	6.284,08	885,79	2.228,73
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	17603,27	17.603,27	11.093,05	1.563,65	3.934,28
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12961,55	12.961,55	8.167,98	1.151,34	2.896,87
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-300/+300) Mvar		2028	1,0	1,0	256508,00	256.508,00	161.643,55	22.784,95	57.328,85
LT 500 kV PORANGATU 2 - BARRO ALTO, C1 (Ampliação/Adequação)						**560.083,26**	**352.947,46**	**49.750,76**	**125.177,12**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 200 km		2028	200,0	1,0	2451,07	490.214,00	308.917,97	43.544,45	109.561,52
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2028	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	6.879,79	969,76	2.440,00
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu 2	2028	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	6.879,79	969,76	2.440,00
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Porangatu 2	2028	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.988,10	280,24	705,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2028	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.988,10	280,24	705,10
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Porangatu 2	2028	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	13.146,85	1.853,15	4.662,69
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Barro Alto	2028	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	13.146,85	1.853,15	4.662,69
SE 500/230 kV BARRO ALTO | novó pátio 500 kV (Ampliação/Adequação)						**163.268,17**	**102.886,64**	**14.502,69**	**36.490,00**
1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 250 MVA 1Φ		2028	4,0	1,0	15352,71	61.410,84	38.699,25	5.454,97	13.725,16
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12652,71	12.652,71	7.973,35	1.123,91	2.827,85
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	9951,25	9.951,25	6.270,98	883,94	2.224,08
1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ		2028	4,0	1,0	4935,30	19.741,20	12.440,30	1.753,56	4.412,11
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11885,61	23.771,22	14.979,90	2.111,54	5.312,80
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6648,04	6.648,04	4.189,39	590,53	1.485,82
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2028	1,0	1,0	8084,82	8.084,82	5.094,81	718,15	1.806,94
MIM - 230 kV		2028	1,0	1,0	895,48	895,48	564,30	79,54	200,14
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	20112,61	20.112,61	12.674,36	1.786,55	4.495,11
LT 500 kV BARRO ALTO - TRINDADE, C1 (Ampliação/Adequação)						**538.368,14**	**339.263,25**	**47.821,86**	**120.323,85**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 190 km		2028	190,0	1,0	2451,07	465.703,30	293.472,07	41.367,23	104.083,45
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2028	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	6.879,79	969,76	2.440,00
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Trindade	2028	1,0	1,0	10917,37	10.917,37	6.879,79	969,76	2.440,00
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Trindade	2028	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.988,10	280,24	705,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Barro Alto	2028	1,0	1,0	3154,86	3.154,86	1.988,10	280,24	705,10
MIG-A	Trindade	2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Barro Alto	2028	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	13.146,85	1.853,15	4.662,69
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Trindade	2028	4,0	1,0	5215,60	20.862,40	13.146,85	1.853,15	4.662,69

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SE 500/230 kV TRINDADE (Ampliação/Adequação)						**44.902,08**	**28.295,93**	**3.988,54**	**10.035,50**
1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ		2028	4,0	1,0	4935,30	19.741,20	12.440,30	1.753,56	4.412,11
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	9951,25	9.951,25	6.270,98	883,94	2.224,08
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11885,61	11.885,61	7.489,95	1.055,77	2.656,40
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	3324,02	3.324,02	2.094,70	295,26	742,91
SE 500 kV NOVA PONTE 3 (Ampliação/Adequação)						**79.930,62**	**50.369,85**	**7.100,03**	**17.864,28**
3° e 4° Reator de Barra 500 kV, (6) x 50 Mvar 1Φ		2028	6,0	1,0	5107,94	30.647,64	19.313,21	2.722,35	6.849,67
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9745,83	19.491,66	12.283,05	1.731,39	4.356,33
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11640,26	23.280,52	14.670,68	2.067,95	5.203,13
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6510,80	6.510,80	4.102,91	578,34	1.455,15
LT 500 kV NOVA PONTE 3 - RIBEIRÃO PRETO, C1 e C2 (CD) (Nova)						**933.524,55**	**588.278,82**	**82.922,59**	**208.640,25**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 214 km		2028	214,0	1,0	3657,46	782.696,44	493.231,52	69.524,92	174.930,57
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	10692,01	21.384,02	13.475,56	1.899,49	4.779,27
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	10692,01	21.384,02	13.475,56	1.899,49	4.779,27
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	11640,26	23.280,52	14.670,68	2.067,95	5.203,13
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2028	7,0	1,0	4512,28	31.585,96	19.904,51	2.805,70	7.059,38
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ	Ribeirão Preto	2028	7,0	1,0	4512,28	31.585,96	19.904,51	2.805,70	7.059,38
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2028	2,0	1,0	3089,74	6.179,48	3.894,12	548,91	1.381,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	3089,74	6.179,48	3.894,12	548,91	1.381,10
MIM - 500 kV	Ribeirão Preto	2028	1,0	1,0	6510,80	6.510,80	4.102,91	578,34	1.455,15
MIG-A	Ribeirão Preto	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
SE 500 kV RIBEIRÃO PRETO (Ampliação/Adequação)						**136.689,23**	**86.137,40**	**12.141,75**	**30.549,68**
2° Reator de Barra 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ		2028	3,0	1,0	5039,70	15.119,10	9.527,60	1.342,99	3.379,08
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	9745,83	9.745,83	6.141,53	865,70	2.178,17
3° ATF 500/440 kV, 3 x 400 MVA 1Φ		2028	3,0	1,0	18170,69	54.512,07	34.351,85	4.842,17	12.183,30
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12391,52	12.391,52	7.808,76	1.100,71	2.769,47
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12391,52	12.391,52	7.808,76	1.100,71	2.769,47
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIM - 440 kV		2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIG-A		2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
SE 500 kV PRESIDENTE DUTRA (Ampliação/Adequação)						**34.712,48**	**21.874,75**	**3.083,42**	**7.758,15**
2° Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ		2028	3,0	0,4	4941,88	5.930,25	3.737,06	526,77	1.325,40
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	9428,98	9.428,98	5.941,86	837,55	2.107,35
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.984,76	279,77	703,92
1 Reator de Barra 500 kV (Reserva), 1 x 50 Mvar 1Φ		2028	1,0	1,0	4941,87	4.941,87	3.114,22	438,97	1.104,49
LT 500 kV PRESIDENTE DUTRA - GRAÇA ARANHA, C3 (Nova)						**87.300,77**	**55.014,29**	**7.754,70**	**19.511,49**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 18,19 km		2028	18,2	1,0	1931,85	35.140,35	22.144,38	3.121,43	7.853,77
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Graça Aranha	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	2.311,95
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Graça Aranha	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
MIM - 500 kV	Graça Aranha	2028	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.984,76	279,77	703,92
MIG-A	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	592,01
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	2.516,99
MIM - 500 kV	Presidente Dutra	2028	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.984,76	279,77	703,92
LT 500 kV PRESIDENTE DUTRA - GRAÇA ARANHA, C4 (Nova)						**89.949,63**	**48.596,99**	**7.989,99**	**11.124,67**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 18,19 km		2030	18,2	1,0	1931,85	35.140,35	18.985,24	3.121,43	4.346,04
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2030	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	5.588,76	918,87	1.279,36
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Graça Aranha	2030	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	5.588,76	918,87	1.279,36
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Graça Aranha	2030	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	6.084,41	1.000,36	1.392,82
MIM - 500 kV	Graça Aranha	2030	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.701,61	279,77	389,53
MIG-A	Presidente Dutra	2030	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.431,10	235,29	327,60
MIG-A	Graça Aranha	2030	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.431,10	235,29	327,60
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Dutra	2030	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	6.084,41	1.000,36	1.392,82
MIM - 500 kV	Presidente Dutra	2030	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.701,61	279,77	389,53
LT 500 kV MARIMBONDO 2 - CAMPINAS, C1 (Nova)						**913.913,29**	**575.920,40**	**81.180,57**	**204.257,19**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 388,78 km		2028	388,78	1,0	2117,37	823.191,11	518.750,03	73.121,95	183.981,02
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ	Marimbondo 2	2028	4,0	1,0	5348,41	21.393,64	13.481,62	1.900,34	4.781,42
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ	Campinas	2028	4,0	1,0	5348,41	21.393,64	13.481,62	1.900,34	4.781,42
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo AN	Campinas	2028	1,0	1,0	10692,01	10.692,01	6.737,78	949,74	2.389,64
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	10692,01	10.692,01	6.737,78	949,74	2.389,64
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	3089,74	3.089,74	1.947,06	274,45	690,55
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo AN	Campinas	2028	1,0	1,0	3089,74	3.089,74	1.947,06	274,45	690,55
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	Campinas	2028	1,0	1,0	11640,26	11.640,26	7.335,34	1.033,97	2.601,57
MIM - 500 kV	Campinas	2028	1,0	1,0	3255,40	3.255,40	2.051,45	289,17	727,57
MIG-A	Campinas	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91
MIG-A	Marimbondo 2	2028	1,0	1,0	2737,87	2.737,87	1.725,32	243,20	611,91

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SE 800/500 kV SILVANIA (Ampliação/Adequação)						**6.784.077,35**	**4.275.119,49**	**602.612,18**	**1.516.223,22**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Serviços Auxiliares, Obras Civis (5000MW)		2028	1,0	1,0	5800000,00	5.800.000,00	3.654.983,84	515.199,11	1.296.284,55
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	8,0	1,0	11885,61	95.084,88	59.919,60	8.446,15	21.251,22
Compensador Síncrono 500 kV, 3 x (-300/+300) Mvar		2028	3,0	1,0	256508,00	769.524,00	484.930,65	68.354,84	171.986,56
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	12961,55	38.884,65	24.503,93	3.454,02	8.690,62
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	26592,14	26.592,14	16.757,56	2.362,11	5.943,27
MIG-A		2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
3° e 4° Reator de Barra 500 kV, (6) x 50 Mvar 1Φ		2028	6,0	1,0	5215,60	31.293,60	19.720,28	2.779,73	6.994,04
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9951,25	19.902,50	12.541,95	1.767,89	4.448,16
LT 500 kV SILVÂNIA - NOVA PONTE 3, C1 e C2 (CD) (Nova)						**1.347.557,82**	**849.190,01**	**119.700,10**	**301.175,58**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 329 km		2028	329,0	1,0	3596,40	1.183.215,60	745.626,53	105.102,00	264.445,54
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	2,0	1,0	10917,37	21.834,74	13.759,59	1.939,52	4.880,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	10917,37	21.834,74	13.759,59	1.939,52	4.880,01
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	11885,61	23.771,22	14.979,90	2.111,54	5.312,80
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Silvânia	2028	2,0	1,0	3154,86	6.309,72	3.976,19	560,48	1.410,21
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2028	2,0	1,0	3154,86	6.309,72	3.976,19	560,48	1.410,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	Silvânia	2028	7,0	1,0	5145,92	36.021,44	22.699,62	3.199,69	8.050,70
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2028	7,0	1,0	5145,92	36.021,44	22.699,62	3.199,69	8.050,70
MIM - 500 kV	Nova Ponte 3	2028	1,0	1,0	6648,04	6.648,04	4.189,39	590,53	1.485,82
MIG-A	Silvânia	2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80
MIG-A	Nova Ponte 3	2028	1,0	1,0	2795,58	2.795,58	1.761,69	248,32	624,80

22.4 Formulários de Consultas sobre a Viabilidade de Expansões da Subestação

22.4.1 Subestação Presidente Dutra

22.4.1.1 Consulta 2015

Empresa de Pesquisa Energética - EPE
48002.006000/2015-14

Eletrobras
Eletronorte

CE-EPP 025/2015

Brasília, 30 de Julho de 2015.
Fl. 1/2

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE
RECEBIDO EM
03 AGO 2015
ÀS 16:43 Hs

Ilmo. Senhor.
Amilcar Gonçalves Guerreiro
DIRETOR DE ESTUDOS DE ENERGIA ELÉTRICA
EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE
Avenida Rio Branco, nº 01, 11º andar, Centro
CEP.: 20090-003 – Rio de Janeiro – RJ

Assunto: Consulta sobre a viabilidade de expansão da subestação de Presidente Dutra.

Ref.:

[1]. Ofício **nº 0612/EPE/2015** de 03 de junho de 2015;

[2]. NT **EPPT - 1.006/2015** - Inspeção a campo para avaliar a possibilidade de expansão da SE Presidente Dutra 500/230/69/13,8kV.

Prezado Senhor,

Em atenção a vossa solicitação, contida no Ofício de referência [1], no qual a Eletrobras Eletronorte é questionada sobre a viabilidade de expansão da subestação de Presidente Dutra, bem como para atender a solicitação de preenchimento do formulário de consulta constante do Ofício em referência, esclarecemos que:

1. Foi realizada inspeção de campo no período de 06/07 a 09/07/2015 com equipe multidisciplinar com o objetivo de reponder o Ofício de referência [1];

2. Apesar de não ser fruto do Ofício de referência [1], e devido as constatações de campo pela equipe técnica, decidiu-se avaliar um novo ponto sugerido pela EPE "via e-mail" denominado SE Graça Aranha para a implantação das expansões previstas;

3. A nota técnica de referência [2] **que segue em anexo**, mostra ser viavel a ampliação da SE Presidente Dutra, porém devido as constatações de campo e as conclusões sobre esta ampliação, a Eletrobras Eletronorte recomenda que a implantação da Estação Conversora 500 KVCA /± 800 VCC - 4000 MW, bem como a previsão de

Centrais Elétricas do Norte do Brasil SA Diretoria de Planejamento e Engenharia SCN Quadra 6, Conjunto A Bloco B 401 Entrada Norte 2, Asa Norte CEP 70716-901 Brasília - DF Brasil (61) 3429-6400
Fax (61) 3429-xxxx email: xxxxx@eletronorte.gov.br www.eletronorte.gov.br

Eletrobras
Eletronorte

3 futuras LT's em 500 kV sejam implantadas em um novo ponto;

4. Devido a complexidade do assunto em epígrafe, a Eletrobras Eletronorte elaborou a Nota Técnica de referência [2] para responder os questionamentos definidos no Ofício de referência [1].

Fl. 2/2

Estamos à disposição para esclarecimentos adicionais que se fizerem necessários.

Atenciosamente,

Luiz Cláudio de Oliveira Coutinho
Superintendente de Planejamento da Expansão – EPP

C/C.: EPPT, EETL, EETS, EETM e EEMT.

Eletrobras
Eletronorte

DIRETORIA DE PLANEJAMENTO E ENGENHARIA - DE
SUPERINTENDÊNCIA DE PLANEJAMENTO - EPP
GERÊNCIA DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO - EPPT
GERÊNCIA DE PROJETO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO – EETL
GERÊNCIA DE MEIO AMBIENTE DE EMPREENDIMENTO DE TRANSMISSÃO - EEMT
GERÊNCIA OBRAS DE TRANSMISSÃO MA E TO - EETM
GERÊNCIA DE SUBESTAÇÃO - EETS

SE PRESIDENTE DUTRA 500/230/69/13,8 kV

NT 1.006/2015 – EPPT – Inspeção a campo para avaliar a possibilidade de expansão da SE Presidente Dutra 500/230/69/13,8 kV.

1

1) OBJETIVO

A presente Nota Técnica tem o objetivo de apresentar sucintamente os resultados de Inspeção de campo com equipe multidisciplinar para responder ao Ofício **nº 0612/EPE/20105** de 03 de junho de 2015. O Ofício em referência, trata-se da viabilidade de ampliação da subestação de Presidente Dutra 500/230/69/13,8 kV.

2) INTRODUÇÃO

A EPE (Empresa de Pesquisa Energética) através de Estudos desenvolvidos em seu âmbito detectou a necessidade de reforços para o aumento da capacidade da interligação entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste. Esses estudos apontaram dentre outros reforços, a necessidade de ampliação da SE Presidente Dutra que deverá comportar tanto uma Estação Conversora 500 KV_{CA} /± 800 V_{CC} - 4000 MW, bem como a previsão de 3 futuras LT's em 500 kV. A área total necessária e estimada pela EPE é de cerca de 480.000 m² considerando a expansão de 600 m no sentido do barramento em 500 kV existente da SE Presidente Dutra e considerando uma área de 600 m x 800 m.

Embora não seja fruto de consulta do Ofício de referência [1], foi avaliado em campo um novo ponto para a implantação da estação conversora em epígrafe, denominado de Futura SE Graça Aranha.

Portanto, a seguir será realizada uma análise das principais constatações em campo considerando a ampliação da SE Presidente Dutra (**Alternativa 1**) e Novo ponto para implantação da estação conversora - SE Graça Aranha (**Alternativa 2**).

3) CONSTATAÇÕES DE CAMPO

Alternativa 1: Ampliação da SE Presidente Dutra estendendo o barramento de 500 kV desta SE:

- Constatou-se que há terreno com possibilidade viável para a expansão considerada (600 m x 800 m), porém **com necessidade de aquisição**;

- A área atual da SE P. Dutra abrange 500 m X 500 m aproximadamente, incluindo edificações administrativas e técnicas, vias de acesso e área energizada interna ao alambrado (Figura 1). A extensão do barramento existente de 500 kV está com aproximadamente 230 m.

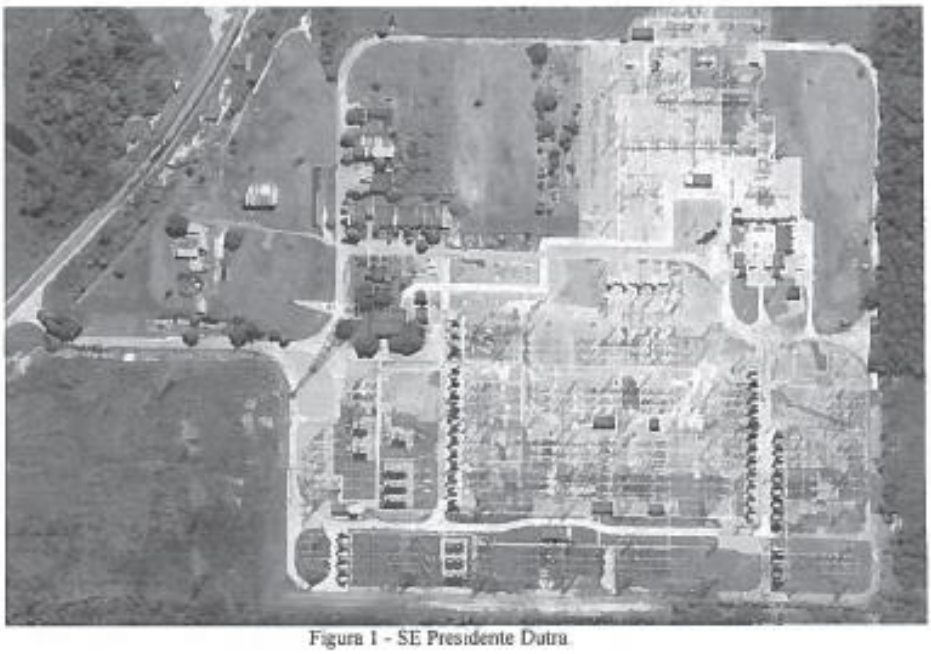


Figura 1 - SE Presidente Dutra

- Já estão sendo executados os trabalhos para expansão da SE em referência com o novo vão da LT Presidente Dutra/Teresina, circuito C3 - 500 kV, com extensão do barramento de 500 kV em torno de 60 m, o que esboçamos na Figura 2. Com isso, o barramento de 500 kV passará a ter extensão de aproximadamente 290 m.

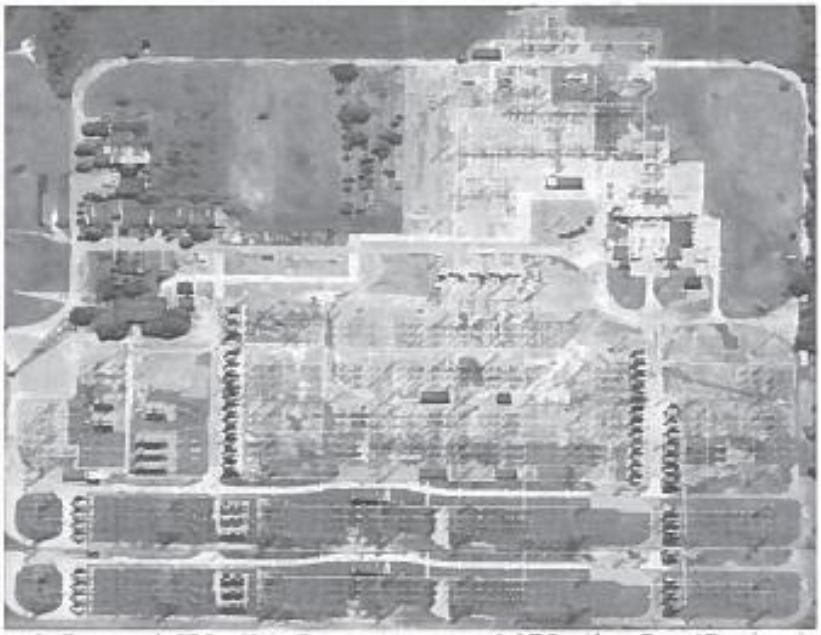


Figura 2 - Expansão da SE Presidente Dutra com o novo vão da LT Presidente Dutra / Teresina, circuito C3

- Assim, a implantação da Subestação Conversora com a extensão do barramento de 500 kV da SE Presidente Dutra, solicitando a área de 600 m x 800 m, foi avaliada com a inserção do espaço relativo ao vão da LT Presidente Dutra / Teresina, circuito C3, representado pelas linhas vermelhas, da figura 3, e em sequência, a área da expansão para a subestação conversora 500 V_{CA} / 800 V_{CC} - 4000 MW, além da previsão de espaço para a implantação de 3 novas LT's em 500 kV, representada pelas linhas verdes na mesma figura 3.

Figura 3 – Áreas representadas - Vão da LT Presidente Dutra / Teresina, circuito C3 - Expansão SE conversora 500 VCA / 800 VCC - 4000 MW

- Na figura 4 estão esboçadas a área da LT Presidente Dutra / Teresina, circuito C3 - e a área da Expansão SE conversora 500 V_{CA} / 800 V_{CC} - 4000 MW, representada pelo seu Diagrama Unifilar. A extensão do barramento de 500 kV ficará com aproximadamente 890 m.

Figura 4 – Área da expansão SE conversora 500 VCA / 800 VCC - 4000 MW representada pelo seu Diagrama Unifilar

- Considerando as distâncias nas proximidades com a expansão prevista par a futura SE conversora, identificamos na figura 5 o aspecto geral da SE Presidente Dutra, observando os pontos mais críticos, dentre os quais, podemos destacar apenas 990 m de distância da SE P. Dutra à cidade de Presidente Dutra:

  - SE e cidade de Presidente Dutra: 990 m;

- SE e cabeceira do aeroporto: 3.380 m;
- SE (lado mais próximo) e estrutura do vértice da LT 500 kV, em frente a SE: 365 m;
- SE (lado oposto) e estrutura da LT 500 kV, em frente a SE: 700 m.

Figura 5 – Distâncias entre pontos críticos observados em campo e a SE

- **Saídas e Entradas de LT's**: verificou-se que as distâncias eletromecânicas são atendidas. Há possibilidade de saída/entrada de linhas tanto pelo lado Oeste quanto pelo lado Leste da possível área de expansão da SE. Contudo, haverá cruzamento de linhas de transmissão em 500 kV em ambos os lados da referida SE. Alertamos para o fato de que não está indicado a diretriz preliminar do Eletrodo do Bipolo, vide figura 6.

- **Fundiário:** Nota-se que a área para possível expansão, encontra-se dentro do vetor de expansão da cidade de Presidente Dutra, devendo esta ser mais bem avaliada frente ao plano diretor para expansão da cidade, vide figura 6.

- **Interferências**: Devido a portaria, ROTAER DECEA de 13 de abril de 2012, que rege em seu item 4.2.5., que nenhum Órgão Regional deverá emitir parecer técnico favorável para linhas de Transmissão de energia que estejam a menos de 3 km das bordas internas das superfícies de aproximação e decolagem, mesmo que não constituam como obstáculos, conclui-se que a presença do Aeródromo na cidade inviabiliza saídas de linhas pelo lado Oeste sem transpor as LT´s existentes, deixando assim a expansão futura na SE atual com grandes dificuldades de entradas/saídas de linhas de transmissão, vide figura 6.

Figura 6 – Aeródromo de Presidente Dutra

Alternativa 2 - Novo ponto para implantação da estação conversora denominada SE Graça Aranha (coordenadas 5°22'13.82"S e 44°20'57.84"O):

- Para essa alternativa foi avaliado o ponto indicado na figura 7, próximo da localidade de Graça Aranha.

Figura 7 – Possível local para implantação da futura SE Graça Aranha.

- Essa alternativa pressupõe a instalação da SE conversora 500 V_{CA} / 800 V_{CC} - 4000 MW, além do espaço para 3 novas LTs em 500 kV em nova área. Nesta condição, deve-se somar à área do seccionamento das 3 LTs 500 kV PD / Teresina – C1, C2 e C3,

6

totalizando, então, mais 6 (seis) bays, ficando o sistema conforme a configuração da Figura 8 .

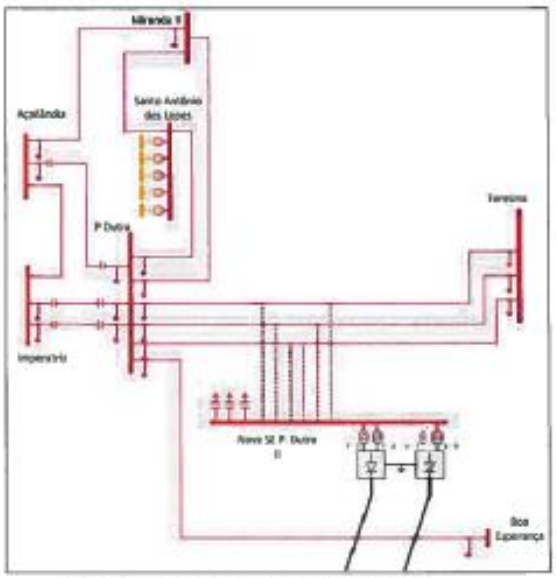


Figura 8 – Configuração da SE em nova área

- A área prevista pela EPE de 600 m X 800 m poderá ser alterada já que os seccionamentos das LT´s existes de 500 kV não foram considerados, sendo que o melhor detalhamento para esta definição deverá ser feito na elaboração do relatório R4.

- Apesar das dificuldades no que diz respeito a Linhas de Transmissão listadas na alternativa 1, é importante salientar que qualquer outro ponto para a implantação das expansões previstas que não seja na SE Presidente Dutra, exige o seccionamento das 3 LT's 500 kV Presidente Dutra / Teresina – C1, C2 e C3 – com as 3 (três) entradas e 3 (três) saídas, totalizando, então, mais 6 (seis) bays. Também é importante relatar que haverá necessidade de inserção de estruturas de ancoragem para realização dos seccionamentos e consideração de desligamentos para execução dos serviços. Vide figura 9.

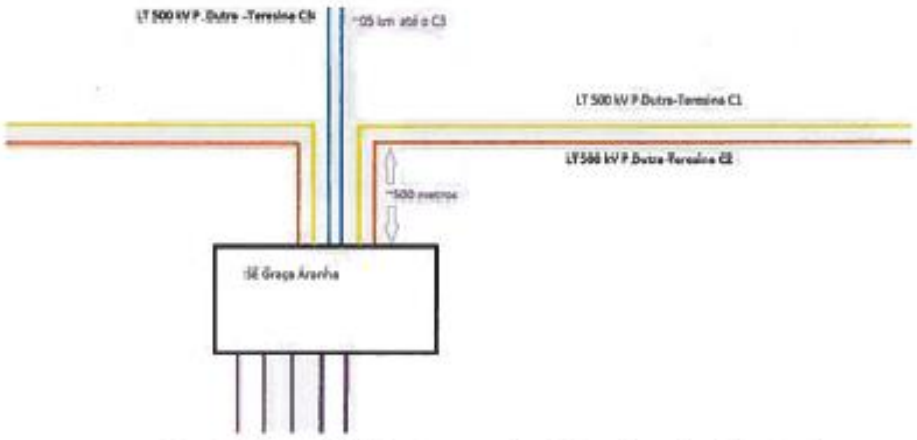


Figura 9 – Necessidade de Seccionamento das LT's Presidente Dutra/Teresina C1, C2 e futuro C3.

4) ASPECTOS AMBIENTAIS E FUNDIÁRIOS

A vegetação do município de Presidente Dutra - MA é caracterizada pela cobertura vegetal predominantemente constituída de formações de savana com enclaves de formações florestais, com clima dominante tropical quente e sub úmido. O solo hidromórfico na região favorece a formação de alagamentos frequentes nos locais visitados.

Alternativa 1: Ampliação da SE Presidente Dutra

- A maior parte da vegetação é constituída por gramíneas (vegetação secundária) e há áreas alagadas devido ao solo argiloso e declividade do terreno. Próximo à área de drenagem da subestação existe um fragmento florestal de vegetação primária, porém não há interferência com áreas preservadas. O terreno para ampliação da subestação faz parte de uma fazenda com poucas benfeitorias e aproximadamente a 2 km do local, observou-se o crescimento da cidade.

- Abaixo, seguem alguns registros fotográficos da região:

Alternativa 2: SE Graça Aranha

- Há uma pequena vila à margem da rodovia, próximo ao terreno. A vegetação é característica de mata de cocais, apresentando diversos exemplares de babaçu, além de arbustos e vegetações de pequeno porte. O solo é argiloso retendo muita água no período chuvoso, porém não há interferência com áreas preservadas.

- Seguem alguns registros fotográficos do terreno:

4) CONCLUSÕES

4.1 Alternativa 1:

A Eletrobras Eletronorte informa que desconhece haver mais expansões além da prevista no formulário de consulta constante do Ofício de referência [1] para a SE Presidente Dutra. Diante dessa informação a Eletrobras Eletronorte observa que a atual expansão prevista poderia ser implantada conforme a alternativa 1, ou seja:

- 3 (três) entradas de linha em 500 kV arranjo disjuntor e meio (DJM);
- 2 (duas) conexão de transformador conversor (CTC);
- 4 (quatro) interligação de barra em 500 kV arranjo disjuntor e meio (DJM);
- 3 (três) conexão de banco de filtros de harmônicas (CFH);
- necessidade de aquisição de terreno com área prevista de 480.000 m²;
- será necessária a expansão do barramento de 500 kV existente, sem necessidade de adequação do mesmo;

Entretanto, há restrições quanto a expansão da SE Presidente Dutra, pela proximidade entre a SE existente e o Aeroporto da cidade.

Ademais, pela proximidade de 990 m entre a SE P. Dutra e a cidade, poderá ocorrer limitações quanto a expansões futuras da SE Presidente Dutra.

Além disso, prevê-se duas entradas futuras de LTs 500 kV onde já existem edificações residenciais na região direcional destas duas entradas.

Durante a inspeção técnica, foram identificadas possibilidades de implantação de um loteamento na área o que dificultaria ainda mais a situação.

Considerando que há demanda de eletrodos de aterramento de alta potência, não é aconselhável a instalação próxima a área urbana, como é o caso;

Diante da expansão da cidade de Presidente Dutra nesta direção, não se pode certificar-se da situação das edificações na região bem como a expansão e crescimento da cidade de Presidente Dutra no momento da definição das execuções destas expansões, que poderão vir a inviabilizar tais expansões à ocasião.

4.2 Alternativa 2:

Para a implantação desta alternativa, será necessário realizar o seccionamento das 3 LT's 500 kV PD / Teresina – C1, C2 e C3 – com as 3 (três) entradas e 3 (três) saídas, totalizando, então, mais 6 (seis) bays.

A nova área avaliada denominada de futura SE Graça Aranha, foi escolhida em um ponto próximo das 3 LTs 500 kV PD / Teresina – C1, C2 e C3 –, em região rural, com acesso em asfalto desde a cidade de Presidente Dutra pela BR 226, em 16 km em linha reta até o trevo da estrada estadual no sentido da cidade de Graça Aranha – MA, a 4,6 km deste trevo.

A avaliação preliminar realizada pela equipe técnica para a implantação desta SE no ponto sugerido pela EPE, permite além da implantação citada no Ofício de referência [1] o acréscimo de outras ampliações futuras.

Por ser área rural, a questão fundiária e as possibilidades de ampliações futuras são positivas, porém deverão ser fruto de análises mais precisas.

4.3 Análise Ambiental/Fundiário:

- Alternativa 1: O terreno para ampliação da subestação de Presidente Dutra apresenta condições ambientais e fundiárias viáveis, entretanto, deve-se analisar o acelerado crescimento urbano da cidade em direção a ampliação proposta, como também os pontos abordados no item 4.1;

- Alternativa 2: O terreno para a implantação da SE Graça Aranha apresentam condições ambientais e fundiárias viáveis, entretanto, um melhor detalhamento Socioambiental/Fundiário deverá ser elaborado no Relatório R3.

7) RECOMENDAÇÕES

Diante das conclusões ora citadas na presente Nota Técnica, a Eletrobras Eletronorte recomenda que, a Estação Conversora 500 KV_{CA} /± 800 V_{CC} - 4000 MW, bem como a implantação de 3 futuras LT's em 500 kV sejam implantadas no novo ponto denominado SE Graça Aranha.

Recomenda-se também seguir medidas que auxiliem na proteção da palmeira Babaçu, pois esta Arecaceae é protegida por lei no Estado do Maranhão.

8) REFERÊNCIAS

[1] Ofício nº 0612/EPE/2015 de 03 de Junho de 2015, "Consulta sobre viabilidade de expansão da subestação de Presidente Dutra".

8) EQUIPE TÉCNICA

- Isa Helena Castro Carramaschi - EETL.
- Jader Fernandes de Jesus - EPPT;
- Janine Machado Nobrega - EEMT;
- João Carlos Oliveira Almeida - EETS;
- Rafael Lewergger Meireles Piccirili - EPPT;
- Valdenor Costa Almeida - EETM.

22.4.1.2 Consulta 2021

Ofício n. 1796/2021/DEE/EPE 48002.002819/2021-51

Rio de Janeiro, 17 de novembro de 2021.

Ao Senhor
MARCOS CESAR DE ARAUJO
Superintendente de Transmissão - EET.
Eletrobrás ELETRONORTE
SCN Quadra 06 Conj. A, Bloco C, Sala 501-C, Entrada Norte 2, Asa Norte
70716-901 – Brasília – DF

Assunto: **Consulta sobre viabilidade de expansão da SE Presidente Dutra**

Senhor Superintendente,

1. Referimo-nos ao ofício [1] enviado em julho de 2015 pela Eletrobrás Eletronorte, em reposta ao ofício [2] enviado pela EPE, no qual se solicitou, desta transmissora, a informação sobre a viabilidade de expansão da SE Presidente Dutra para implantação de uma estação conversora 500 kVCA/+-800 kVCC, 4.000 MW adjacente à SE.

2. Naquela oportunidade, a Eletrobrás Eletronorte apontou alguns óbices à implantação da estação conversora em área contígua à SE Presidente Dutra, indicando um novo local para a nova SE conversora, cerca de 15 km distante do ponto originalmente cogitado, no município de Graça Aranha.

3. Em junho de 2021 a EPE iniciou novo estudo de alternativas para expansão das interligações regionais, dentre as quais consta nova avaliação do reforço em ± 800 kVcc conectando a SE Graça Aranha à SE Silvânia, no estado de Goiás. Dentre os reforços complementares vislumbrados nesta alternativa, consta a LT 500 kV Presidente Dutra – Graça Aranha C3, necessária para o adequado desempenho da alternativa. Nessas análises foi considerada a caducidade da concessão da ATE XX – que compreendia a LT 500 kV Presidente Dutra-Teresina C3.

4. Para subsidiar a definição das alternativas a serem analisadas, encaminhamos o formulário em anexo que trata da viabilidade da ampliação da SE Presidente Dutra. Os formulários solicitam um levantamento de informações pelas áreas de Engenharia e Projetos da Eletrobrás Eletronorte quanto à viabilidade da implantação das obras acima mencionadas.

Praça Pio X, n. 54, 5° andar – Centro
CEP 20091-040 – Rio de Janeiro – RJ
Telefone: (21) 3512-3100

Ofício n. 1796/2021/DEE/EPE 48002.002819/2021-51

5. Em virtude, ainda, do atingimento do final de vida útil do reator de barra PDRE7-01 (3 x 50 Mvar) e da aproximação do final de vida útil do reator de barra PDRE7-09 (3+1R x 60 Mvar), incluímos nessa solicitação a análise da viabilidade de substituição desses equipamentos, com respectivas adequações de arranjo de conexão ao barramento, que deverá ser em disjuntor-e-meio. Além disso, solicitamos considerar no novo arranjo proposto as adequações necessárias para o compartilhamento da fase reserva entre os dois novos reatores de barra.

6. Estas informações servirão de base documental pública e consultiva para o estudo de forma a dar solidez na recomendação.

7. É importante mencionar que os dados informados pela Eletrobrás Eletronorte serão levados ao conhecimento do MME e da ANEEL com o objetivo de tornar o processo da expansão da transmissão mais célere, consistente e transparente em todas as suas etapas.

8. Por fim, solicitamos que as informações requisitadas sejam encaminhadas à EPE em um prazo máximo de 15 dias, contados a partir da data de envio deste ofício, de forma a não comprometer o andamento das atividades subsequentes previstas para o estudo citado.

9. Ficamos à disposição para eventuais esclarecimentos que se façam necessários.

Atenciosamente,

JOSE MARCOS BRESSANE:60963255800

Assinado de forma digital por JOSE MARCOS BRESSANE:60963255800
Dados: 2021.11.17 19:30:36 -03'00'

JOSÉ MARCOS BRESSANE
Superintendente de Transmissão de Energia
Empresa de Pesquisa Energética

Referências:

[1] Ofício CE-EPP 025/2015 – "Consulta sobre viabilidade de expansão da subestação Presidente Dutra" – de 30 de julho de 2015.
[2] Ofício 0612/EPE/2015 – "Consulta sobre viabilidade de expansão da subestação Presidente Dutra" – de 03 de junho de 2015.

Praça Pio X, n. 54, 5° andar – Centro
CEP 20091-040 – Rio de Janeiro – RJ
Telefone: (21) 3512-3100

Eletrobras
Eletronorte

CE-EET-0045/2021

Brasília,07 de dezembro de 2021.
Fl. 1 de 1.

Ao Senhor
José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia Elétrica
EPE-Empresa de Pesquisa Energética
Praça Pio X, 54 - 5º andar - Centro
20091-040 – Rio de Janeiro - RJ

Assunto: Consulta sobre viabilidade de expansão da SE Presidente Dutra.
Referência: Ofício nº 1796/2021/DEE/EPE de 17 de novembro de 2021.

Prezado Senhor,

1.Em atenção a vossa solicitação, contida no ofício em referência, no qual a Eletrobras Eletronorte é questionada sobre a viabilidade da ampliação da SE Presidente Dutra, esclarecemos que os formulários encaminhados foram preenchidos e as informações complementares estão no "Anexo I - Resposta_EPE_Ofício_1796_2021-DEE-EPE".

2.Estamos à disposição para esclarecimentos adicionas que se fizerem necessários.

Atenciosamente,

MARCOS CESAR DE ARAUJO:73325139868
Assinado de forma digital por MARCOS CESAR DE ARAUJO:73325139868
Dados: 2021.12.07 19:37:43 -03'00'

Marcos César de Araújo
Superintendência de Engenharia da Transmissão - EET

Anexo: Anexo I - Resposta_EPE_Oficio_1796_2021-DEE-EPE

C.c.: EETS;EAMT;EETT

EET / CMT MRR/ rlmp

Eletrobras Eletronorte-Superintendência de Engenharia da Transmissão
SCN Quadra 6, Conjunto A Bloco C, Sala 501 Entrada Norte 2, Asa Norte CEP 70716-901 Brasília - DF
Brasil (61) 3429-5315 email: marcos.araujo@eletronorte.gov.br www.eletronorte.gov.br

CLASSIFICAÇÃO: PÚBLICA

epe	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 17/11/2021 Revisão: Página: 1 - 3

ESTUDO: Expansão das interligações regionais – Parte II- Análise de alternativas

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Presidente Dutra **Concessionária Proprietária: Eletrobrás Eletronorte**

1. Módulos de Manobra

■	EL	Quantidade:1	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
■	IB	Quantidade:2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
■	CRB	Quantidade: 2	Tensão (kV 500	Arranjo: DJM
☐	IB	Quantidade: ____	Tensão (kV): ____	Arranjo: ____
☐	CCP	Quantidade: __	Tensão (kV): ___	Arranjo: ____
☐	CCS	Quantidade: ____	Tensão (kV): ____	Arranjo: ____
☐	CT	Quantidade: ____	Tensão (kV): __	Arranjo:___
☐	CRL	Quantidade: ____	Tensão (kV): ____	Arranjo: ____
☐	CTA	Quantidade: ____	Tensão (kV): ____	Arranjo: ____
☐	CC	Quantidade: ____	Tensão (kV): ____	Arranjo: ____

2. Módulos de Equipamentos

■	Reator	Quantidade:6+1R	Potência (Mvar):60	Tensão (kV): 500	Fase: monofásico
☐	Autotransformadores	Quantidade: ____	Potência (MVA): ____	Tensão Prim./Sec. (kV)_____	Fase:____
☐	Autotransformadores	Quantidade: ____	Potência (MVA): ____	Tensão Prim./Sec. (kV)_____	Fase:____
☐	Transformadores	Quantidade: ___	Potência (MVA): __	Tensão Prim./Sec. (kV)_____	Fase:___
☐	Capacitor Shunt	Quantidade: ____	Potência (Mvar):____	Tensão (kV): ____	Fase: ____
☐	Capacitor Série	Quantidade: ____	Potência (Mvar):____	Tensão (kV): ____	Fase: ____
☐	Compensador Estático	Quantidade: ____	Potência (Mvar):____	Tensão (kV): ____	Fase: ____

Legenda:

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

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 17/11/2021 Revisão: Página: 2 - 3

(X) Assinalar os itens que podem ser implementados na subestação de acordo com o arranjo e espaço disponíveis.

1. Módulos de Manobra

- [X] EL Quantidade: 1 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- [ ] CT Quantidade: ____ Tensão Prim/Sec/Ter (kV)_____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: _____ Ter:_____
- [ ] CT Quantidade: ____ Tensão Prim/Sec/Ter (kV)_____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: _____ Ter:_____
- [X] IB Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- [ ] CCP Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- [ ] CCS Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- [ ] CRL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- [X] CRB Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- [ ] CTA Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- [ ] CC Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

2. Módulos de Equipamentos

- [ ] Transformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV)_____ Fase:____
- [ ] Transformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV)_____ Fase:____
- [ ] Autotransformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV)_____ Fase:____
- [ ] Autotransformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV)_____ Fase:____
- [X] Reator Quantidade: 6+1 Potência (Mvar): 50 Tensão (kV): 500 Fase: Monofásico
- [ ] Capacitor Shunt Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- [ ] Capacitor Série Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- [ ] Compensador Estático Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? [ ] Sim Área Prevista:_____ [X] Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? [ ] Sim Equipamentos Necessários: _____ [X] Não _____

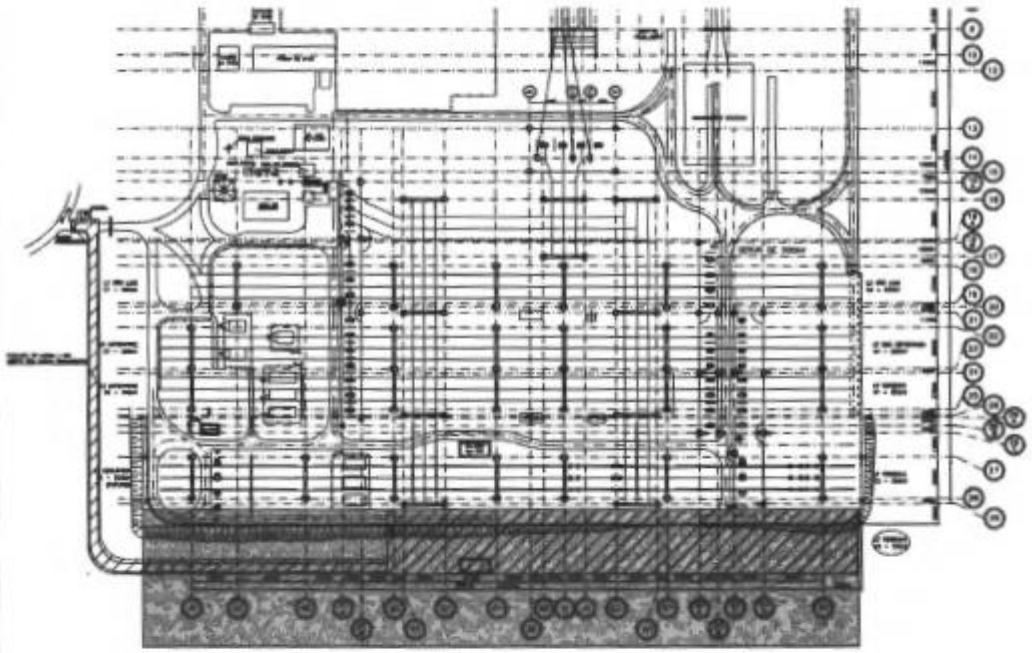
epe	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data:17/11/2021 Revisão: Página: 3- 3

5. Observações

Solicita-se considerar na análise:

- **Caducidade da concessão da ATE XX – LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II – Sobral C3**
- **2º Transformador 500/230 kV Presidente Dutra, conforme ofício CE-EET-015-2020.**
- **Adequação do arranjo para os novos reatores de barra, em substituição aos que estão em final de vida útil, considerando compartilhamento de fase reserva.**

Verificar sugestão de expansão para a SE:



17 de novembro de 2021

Data da Solicitação

JOSE MARCOS BRESSANE:60963255800 Assinado de forma digital por JOSE MARCOS BRESSANE:60963255800 Dados: 2021.11.17 19:31:35 -03'00'

José Marcos Bressane

Superintendente da Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

7 DE DEZEMBRO DE 2021

Data da Entrega do Formulário

MARCOS CESAR DE ARAUJO:73325139868 Assinado de forma digital por MARCOS CESAR DE ARAUJO:73325139868 Dados: 2021.12.07 19:38:28 -03'00'

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome:

Cargo:

Eletrobras
Eletronorte

ANEXO 1 — INFORMAÇÕES ADICIONAIS - OFÍCIO 1796/2021/DEE/EPE

SUBESTAÇÃO PRESIDENTE DUTRA

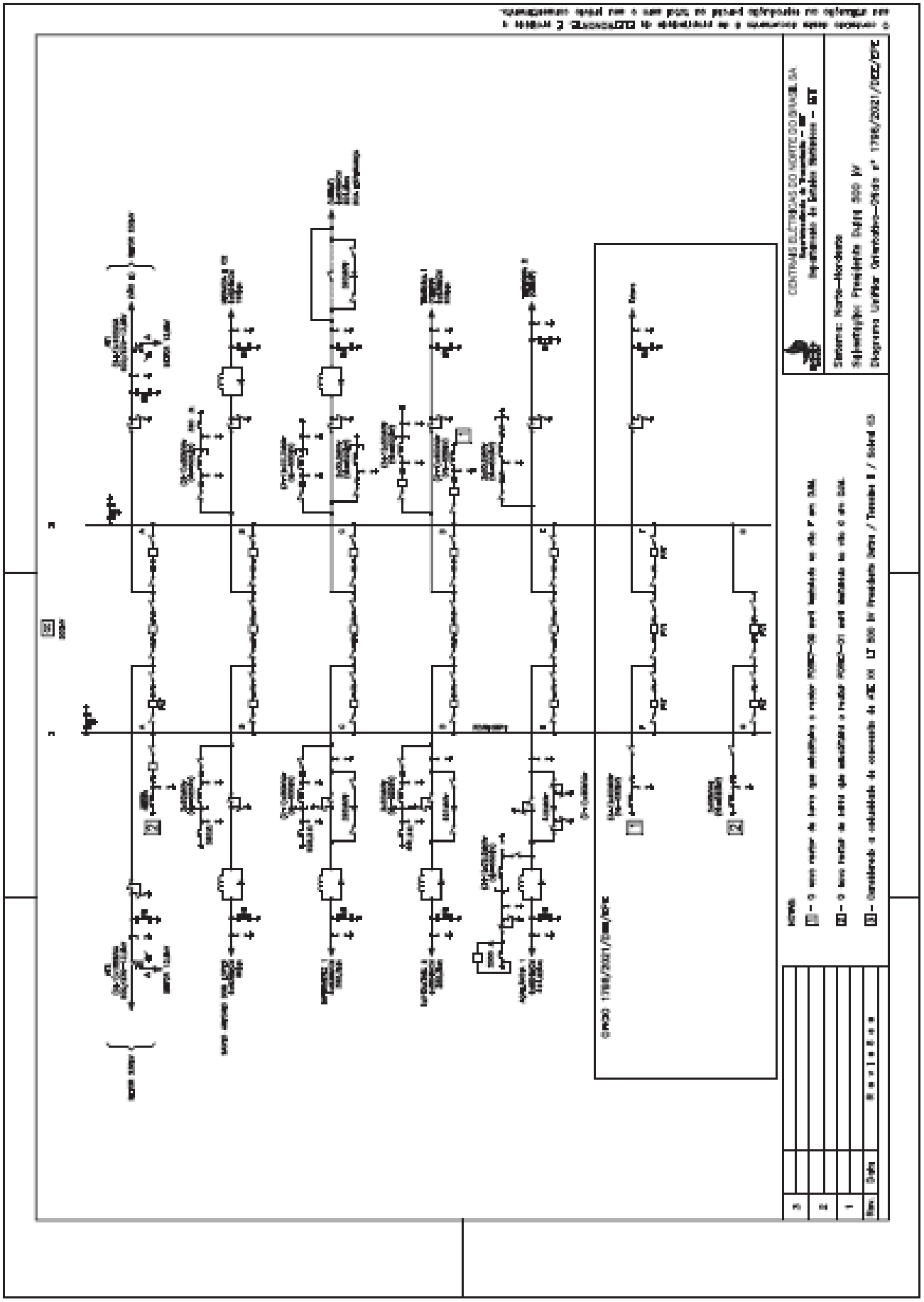
Conforme diagrama unifilar orientativo da SE Presidente Dutra em anexo, para comportar a expansão solicitada pela EPE haverá a necessidade de expansão do barramento de 500 kV até o vão G.

Importante destacar que para a expansão do barramento é necessária uma terraplenagem com volume muito acima do quantitativo padrão ANEEL.

Conforme figura 1, observar-se a altura do alambrado em relação ao "morro" para se obter uma ordem de grandeza do volume da terraplenagem necessária para possibilitar a expansão das Barras 500 kV

Figura 1

ANEXO 1 — INFORMAÇÕES ADICIONAIS - OFÍCIO 1796/2021/DEE/EPE



22.4.2 Subestação Ribeirão Preto

Ofício n. 1798/2021/DEE/EPE 48002.002821/2021-20

Rio de Janeiro, 17 de novembro de 2021.

Ao Senhor
RAMON SADE HADDAD
Diretor Presidente
Poços de Caldas Transmissora de Energia S.A.
Av. Presidente Vargas, 955 – 16° andar - Centro
20071-004 – Rio de Janeiro – RJ

Assunto: **Consulta sobre viabilidade de expansão da Subestação Ribeirão Preto**

Senhor Diretor,

1. A EPE está desenvolvendo estudos de expansão da transmissão de energia elétrica com vistas a aumentar a capacidade de transmissão entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste. Visando a confirmação da viabilidade das alternativas estudadas, encaminhamos o formulário anexo que trata da viabilidade de expansão da subestação Ribeirão Preto.

2. O formulário solicita um levantamento de informações pelas áreas de Engenharia e Projetos quanto à viabilidade da implantação das obras a serem recomendadas neste estudo. Estas informações servirão de base documental e consultiva para o estudo de forma a dar solidez na recomendação e mitigação de eventuais problemas futuros.

3. Ressaltamos, contudo, que as expansões vislumbradas nas subestações desta concessionária de transmissão, objeto dessa consulta de viabilidade, devem ser tratadas como expansões possíveis, mas não mandatórias nesse momento. Assim sendo, podem ser efetivamente recomendadas no estudo ou não, a depender do desempenho final e do mínimo custo global das alternativas.

4. É importante mencionar que os dados informados por V.Sa. serão levados ao conhecimento do MME e da ANEEL com o objetivo de tornar o processo da expansão da transmissão mais célere, consistente e transparente em todas as suas etapas.

5. Cabe ressaltar que, a resposta à essa consulta deve levar em consideração as expansões planejadas e em fase de implantação na subestação. Nesse sentido, no último ano, foi realizado o estudo Nº EPE-DEE-RE-064/2020-rev0 - *Expansão da Capacidade de Transmissão da Região Norte*

Praça Pio X, n. 54, 5° andar – Centro
CEP 20091-040 – Rio de Janeiro – RJ
Telefone: (21) 3512-3100

1

Ofício n. 1798/2021/DEE/EPE 48002.002821/2021-20

de Minas Gerais, que indicou um conjunto de reforços para o ano 2031, dentre os quais, uma nova linha em 500 kV originada da nova subestação Nova Ponte 3, em Minas Gerais, chegando até a subestação Ribeirão Preto, além de mais uma unidade autotransformadora 500/440 kV para essa subestação.

6. No âmbito desse estudo, por meio do ofício [1], foi realizada consulta de viabilidade de expansão para a subestação Ribeirão Preto, cuja resposta recebida em [2] indicou a possibilidade de expansão dessa subestação.

7. Por fim, solicitamos que as informações requisitadas sejam encaminhadas à EPE em um prazo máximo de 30 dias, contados a partir da data de envio deste ofício, de forma a não comprometer o andamento das atividades subsequentes previstas para o estudo citado.

8. Ficamos à disposição para eventuais esclarecimentos que se façam necessários.

Atenciosamente,

JOSE MARCOS BRESSANE:60963255800
Assinado de forma digital por JOSE MARCOS BRESSANE:60963255800
Dados: 2021.11.17 19:33:54 -03'00'

JOSÉ MARCOS BRESSANE
Superintendente de Transmissão de Energia
Empresa de Pesquisa Energética

Referências:

[1] Ofício n. 0549/2020/DEE/EPE – "Consulta sobre a viabilidade de expansão da subestação Ribeirão Preto" – de 21 de setembro de 2020.
[2] Ofício PCTE/BD/101/20 - "Resposta ao Ofício nº 0549/2020: Consulta de viabilidade de expansão da subestação Ribeirão Preto 500/440 kV" - de 05 de outubro de 2020

Praça Pio X, n. 54, 5º andar – Centro
CEP 20091-040 – Rio de Janeiro – RJ
Telefone: (21) 3512-3100

POÇOS DE CALDAS
TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.

Rio de Janeiro, 17 de dezembro de 2021
PCTE/BD/104/2021

À
EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE
Av. Rio Branco, 01 – 11° andar
20.090-003 – Rio de Janeiro – RJ

Atenção: José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia Elétrica

Assunto: Resposta ao Ofício nº 1798/2021/DEE/EPE - Consulta sobre a viabilidade de expansão da SE Ribeirão Preto

Prezados Senhores,

A Poços de Caldas Transmissora de Energia S.A. ("PCTE"), concessionária de transmissão de energia, vem em atenção ao ofício em referência, informar sobre a viabilidade de expansão da SE Ribeirão Preto, nos termos solicitados e de acordo com as observações contidas no formulário de consulta anexo.

Destaca-se que as informações consideram apenas as premissas elencadas pela EPE no formulário de consulta, sendo necessários estudos mais aprofundados, bem como conhecimento do traçado e dos projetos associados, para a verificação da plena e efetiva viabilidade técnica.

Sendo o que nos cabia informar, permanecemos à disposição.

Atenciosamente.

Ramon Sade Haddad
Diretor Presidente

Este documento foi assinado digitalmente por Ramon Sade Haddad.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://vertsign.portaldeassinaturas.com.br:443 e utilize o código CD60-E2AC-635B-625F.

Av. Presidente Vargas, 955 – 16° Andar – Centro – Rio de Janeiro – RJ – CEP: 20.071-004
Tel.: (21) 3223-7342

Este documento foi assinado digitalmente por Ramon Sade Haddad.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://vertsign.portaldeassinaturas.com.br:443 e utilize o código CD60-E2AC-635B-625F.

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 17/11/2021 Revisão: Página: 1 - 5

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Expansão das Interligações Regionais.

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Ribeirão Preto **Concessionária Proprietária:** Poços de Caldas Transmissora de Energia S.A.

1. Módulos de Manobra

■	IB	Quantidade: 3	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
■	EL	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
■	CC	Quantidade: 3	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM

2. Módulos de Equipamentos

■	Compensador Síncrono	Quantidade: 3	Tensão Prim(kV): 13,8 Potência nominal -180/300 Mvar

3. Planta da Subestação

A planta da subestação com os detalhes de expansão propostos encontra-se na Figura A anexa.

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

Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 17/11/2021
	Revisão:
	Página: 2 - 5

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

(X) Assinalar os itens que podem ser implementados na subestação de acordo com o arranjo e espaço disponíveis.

SE Ribeirão Preto:

1. Módulos de Manobra

[X] IB Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

[X] EL Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

[X] CC Quantidade: 1 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

2. Módulos de Equipamentos

[X] Compensador Síncrono Quantidade: 1 Tensão Prim(kV): 13,8 Potência nominal (-180/300) Mvar

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? [ ] Sim Área Prevista:_____

[X] Não

3. Outros

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

[X] Não _____

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 17/11/2021 Revisão: Página: 3 - 5

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações da EPE

1 - Solicita-se informação sobre a viabilidade de atendimento total ou parcial da solicitação (Ex.: apenas 1 compensador síncrono seria viável).

2 - Ressalta-se a necessidade de considerar, na resposta à consulta atual, a configuração completa da subestação de Ribeirão Preto, com uma nova linha saindo em direção a SE Nova Ponte 3 e uma nova unidade autotransformadora 500/440 kV, conforme planejado no estudo *EPE-DEE-RE-064/2020-rev0 - Expansão da Capacidade de Transmissão da Região Norte de Minas Gerais*, para o horizonte 2031.

4 - A figura A apresenta a visão aérea da subestação, considerando as expansões indicativas descritas no item acima e a sugestão de expansão futura para comportar os equipamentos objeto deste formulário de consulta. Por gentileza, sugerir posicionamento para os novos equipamentos e, se necessário, apontar óbices ou dificuldades de implantação.

6. Observações da Proprietária

A área sinalizada como prevista para o Compensador Síncrono é semelhante a utilizada pelo CS na SE Terminal Rio, de potência similar.

Como pode ser observado na imagem "Imagem Satélite - SE Ribeirão Preto - Resp Ofício 1798", o espaço previsto as 2 EL 500kV não pode ser considerado para instalação de CS em função da limitação de terreno e de via de acesso local limítrofe à Subestação.

O anexo "PLANTA 500KV - Consulta EPE-1798" representa a área oriunda desta consulta, bem como das ampliações já sinalizadas, uma EL e um novo banco de autotransformadores 500/440kV.

A ampliação da SE Ribeirão Preto com aquisição de terreno limítrofe está prejudicada em função de bem feitorias existentes, tanto no terreno a oeste (antena de rádio) quanto a leste (área da concessionária vizinha).

Das duas EL sinalizadas como possíveis, somente uma poderá ser considerada com reator de linha, em função de limite de espaço físico.

17 de novembro de 2021
Data da Solicitação

Data da Entrega do Formulário

JOSE MARCOS BRESSANE:60963255800
Assinado de forma digital por JOSE MARCOS BRESSANE:60963255800
Dados: 2021.11.17 19:34:44 -03'00'

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

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome:
Cargo:

epe Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 17/11/2021 Revisão: Página: 4 - 5

ANEXO ➔ DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA

Figura A

22.4.3 Subestação Campinas

Ofício n. 1784/2021/DEE/EPE 48002.002805/2021-37

Rio de Janeiro, 17 de novembro de 2021.

Ao Senhor
VICTOR HUGO GOES RICCO
Superintendente de Empreendimentos de Transmissão
Eletrobras Furnas
Rua Real Grandeza, 219, 4° andar, Bloco A - Botafogo
22281-900 – Rio de Janeiro – RJ

Assunto: **Consulta sobre viabilidade de expansão da Subestação Campinas**

Senhor Superintendente,

1. A EPE está desenvolvendo estudos de expansão da transmissão de energia elétrica com vistas a aumentar a capacidade de transmissão entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste. Visando a confirmação da viabilidade das alternativas estudadas, encaminhamos o formulário anexo que trata da viabilidade de expansão da subestação Campinas.

2. O formulário solicita um levantamento de informações pelas áreas de Engenharia e Projetos quanto à viabilidade da implantação das obras a serem recomendadas neste estudo. Estas informações servirão de base documental e consultiva para o estudo de forma a dar solidez na recomendação e mitigação de eventuais problemas futuros.

3. Ressaltamos, contudo, que as expansões vislumbradas nas subestações desta concessionária de transmissão, objeto dessa consulta de viabilidade, devem ser tratadas como expansões possíveis, mas não mandatórias nesse momento. Assim sendo, podem ser efetivamente recomendadas no estudo ou não, a depender do desempenho final e do mínimo custo global das alternativas.

4. Solicita-se que sejam consideradas, na resposta a este ofício, as expansões planejadas e em fase de execução na SE Campinas, a exemplo da LT 500 kV Campinas – Itatiba C2 e da LT 500 kV Marimbondo 2 – Campinas.

5. É importante mencionar que os dados informados por V.Sa. serão levados ao conhecimento do MME e da ANEEL com o objetivo de tornar o processo da expansão da transmissão mais célere, consistente e transparente em todas as suas etapas.

Praça Pio X, n. 54, 5° andar – Centro
CEP 20091-040 – Rio de Janeiro – RJ
Telefone: (21) 3512-3100

Ofício n. 1784/2021/DEE/EPE 48002.002805/2021-37

6. Por fim, solicitamos que as informações requisitadas sejam encaminhadas à EPE em um prazo máximo de 30 dias, contados a partir da data de envio deste ofício, de forma a não comprometer o andamento das atividades subsequentes previstas para o estudo citado.

7. Ficamos à disposição para eventuais esclarecimentos que se façam necessários.

Atenciosamente,

JOSE MARCOS BRESSANE:60963255800

Assinado de forma digital por JOSE MARCOS BRESSANE:60963255800
Dados: 2021.11.17 19:03:03 -03'00'

JOSÉ MARCOS BRESSANE
Superintendente de Transmissão de Energia
Empresa de Pesquisa Energética

Praça Pio X, n. 54, 5° andar – Centro
CEP 20091-040 – Rio de Janeiro – RJ
Telefone: (21) 3512-3100

FURNAS

Av. Graça Aranha, 26
Edifício Barão de Mauá II
Centro - Rio de Janeiro - RJ
CEP 20030-000

Rio de Janeiro, 13 de dezembro de 2021
N.Ref. ET.E.E.051.2021
S.Ref. Ofício 1784/2021/DEE/EPE

Ao Senhor
José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
EPE – Empresa de Energia Elétrica
Praça Pio X, 54
Centro – CEP: 20091-040
Rio de Janeiro RJ

Assunto: Consulta sobre viabilidade de expansão da Subestação Campinas

Senhor Superintendente

1. O Ofício 1784/2021/DEE/EPE de 17 de novembro de 2021 nos consulta sobre a viabilidade de expansão da subestação Campinas e que sejam consideradas, na resposta a este ofício, as expansões planejadas e em fase de execução na subestação Campinas, a exemplo da LT 500 kV Campinas-Itatiba c2 e da LT 500 kV Campinas-Marimbondo 2. Adicionalmente foram consideradas na análise a inclusão de novo banco de reator na barra e a transferência de banco de reatores de linha para a barra. Para tanto a EPE enviou-nos o formulário em anexo, preenchido por FURNAS.

2. Em levantamento realizado, verificou-se que a expansão é possível, desde que sejam observadas as condições informadas no item 6 - Observações da Transmissora de Energia, no Formulário de Consulta sobre a viabilidade de Expansão da Subestação.

3. Encaminhamos em anexo, o formulário supracitado contendo as informações oriundas do levantamento realizado por FURNAS e as possibilidades de expansão da Subestação Campinas, em atendimento ao Ofício da EPE.

4. Sendo o que tínhamos a apresentar nesta oportunidade, colocamo-nos à disposição para quaisquer esclarecimentos e/ou informações adicionais que se façam necessários.

Atenciosamente,

LUCIANO ROBERTO BARBOSA:17129626801
Digitally signed by LUCIANO ROBERTO BARBOSA:17129626801
Date: 2021.12.14 09:48:07 -03'00'

Luciano Roberto Barbosa
Superintendência de Engenharia de Transmissão

Este documento é classificado como "Informação Pública", nos termos do Regulamento de Classificação da Informação das Empresas Eletrobras e da Lei nº 12.527/2011, sendo o Gestor do órgão o responsável pela sua classificação, na presente data.

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 17/11/2021 Revisão: Página: 1 – 11

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Expansão das interligações regionais

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Campinas **Concessionária Proprietária:** Eletrobrás Furnas

1. Módulos de Manobra

■	EL	Quantidade: 2	Tensão Sec (kV): 500	Arranjo Secn.: DJM
■	CRL	Quantidade: 2	Tensão Sec (kV): 500	Arranjo Secn.: DJM
■	IB	Quantidade: 4	Tensão Sec (kV): 500	Arranjo Secn.: DJM
■	CC	Quantidade: 2	Tensão Sec (kV): 500	Arranjo Secn.: DJM

2. Módulos de Equipamentos

■	Reator de Linha	Quantidade: 6+1	Potência (Mvar): 31,6 cada	Tensão (kV): 500	Fase: monofásico
■	Compensador Síncrono	Quantidade: 2	Tensão Prim (kV) 13,8	Potência nominal -180/300 Mvar	

3. Planta da Subestação

A planta da subestação com os detalhes de expansão propostos encontra-se nas Figura A e B anexa.

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

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 17/11/2021 Revisão: Página: 2 – 11

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

[X]	EL	Quantidade: 2	Tensão Prim	(kV) 500	Arranjo Prim.: AN	
[X]	CRL	Quantidade: 2	Tensão Secn	(kV) 500	Arranjo Prim.: AN	
[X]	IB	Quantidade: 2	Tensão Prim	(kV) 500	Arranjo Prim.: AN	Sec.: _____ Ter:_____
[X]	CC	Quantidade: 2	Tensão Prim	(kV) 500	Arranjo Prim.: AN	

2. Módulos de Equipamentos

[X] Reator de Linha Quantidade: 6+1 Potência (Mvar): 31,6 cada Tensão. (kV) 500 Fase: monofásico

[X] Compensador Síncrono Quantidade: 2 Tensão Prim. (kV) 13,8 Potência nominal(Mvar): -180/300 Mvar

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? [ ] Sim Área Prevista:_____

[X] Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? [X] Sim Equipamentos Necessários: 8 disjuntores, 16 chaves seccionadoras, 2 chaves seccionadoras com lâmina de terra, 18 TCs, 6 TPCs, 18 PRs, 4 DCPS, além de sondagem, terraplenagem, embritamento.

[ ] Não

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 17/11/2021 Revisão: Página: 3 – 11

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações da EPE

1 - Solicita-se informação sobre a viabilidade de atendimento total ou parcial da solicitação (Ex.: apenas 1 linha seria viável).

2 – Considerar, na resposta, as LTs em 500kV planejadas: Campinas – Itatiba C2 e Marimbondo 2 – Campinas C1.

Observação sobre as figuras:

Na figura A, são consideradas duas possibilidades de expansão do barramento de 500 kV.

O diagrama da Figura B indica a possibilidade de expansão de dois novos bays no setor 1 e foi observado, em visão aérea, possibilidade de expansão do setor 2.

Cabe destacar que as áreas indicadas para expansão são apenas sugestões, com viabilidade a ser confirmada pela transmissora.

Solicita-se que seja apontado, na resposta à esta consulta, qual setor da subestação pode efetivamente ser expandido para comportar a expansão descrita nos itens 1 e 2 deste formulário. Por gentileza, sugerir outro posicionamento, se necessário, assim como óbices ou dificuldades de implantação.

6. Observações da Transmissora de Energia

- O espaço alvo considerado pela EPE foi atualizado e encontra-se nas figuras C,D,E, F deste formulário.

- A Subestação Campinas possui um pátio de 500 kV com arranjo em anel, e recentemente entrou em operação a EL Campinas - Itatiba- C2. Já se encontra em fase de contratação a execução de inclusão de novo banco de reator na barra (15R) e transferência de banco de reatores de linha para a barra (16R), ambos na área hachurada em azul (figura D). Após a conclusão da instalação do banco de reator de barra (16R) haverá espaço para 01 EL nova (podendo ser a EL para Marimbondo 2), com o respectivo módulo de manobra, na área britada existente e sem necessidade de expansão de terreno, ao lado do banco de reatores. Com isto não resta espaço livre suficiente como foi aventado (Setor 1 citado).

- Quanto a possibilidade de ELs adicionais (novas expansões), há espaço físico disponível para expandir a SE aumentando a área energizada (Setor 2 citado). Para mais 02 ELs, com 02 CRLs mais 07 (sete) reatores monofásicos, será necessário expandir o arranjo em anel, ocupando o espaço equivalente a dois vãos e realizando terraplenagem (aterro) em função do desnível existente.

- Além destas, no aventado e promissor Setor 2, também é possível mais expansões para novas ELs e/ou CT e/ou CC, sendo neste caso a aplicação de 02 Compensadores Síncronos totalmente viável e ocupariam o espaço equivalente a 02 ELs, guardados seus devidos estudos detalhados de viabilidade econômico-financeira visto que os montantes de terraplenagem se tornam ainda maiores.

No local da expansão existem áreas de armazenamento de materiais (almoxarifado) que precisarão ser realocadas.

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 17/11/2021 Revisão: Página: 4 – 11

- Quanto aos aspectos de Supervisão, Proteção e Controle, deverá ser prevista Sala de Painéis independente, bem como os Serviços Auxiliares, no caso de o novo empreendimento não ser de Furnas.

17/11/2021
Data da Solicitação

JOSE MARCOS BRESSANE:60963255800
Assinado de forma digital por JOSE MARCOS BRESSANE:60963255800
Dados: 2021.11.17 19:03:45 -03'00'

José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia

Data da Entrega do Formulário

LUCIANO ROBERTO BARBOSA:17129626801
Digitally signed by LUCIANO ROBERTO BARBOSA:17129626801
Date: 2021.12.14 09:47:54 -03'00'

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

epe	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 17/11/2021 Revisão: Página: 5 – 11

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA

Figura A

epe	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 17/11/2021 Revisão: Página: 6 – 11

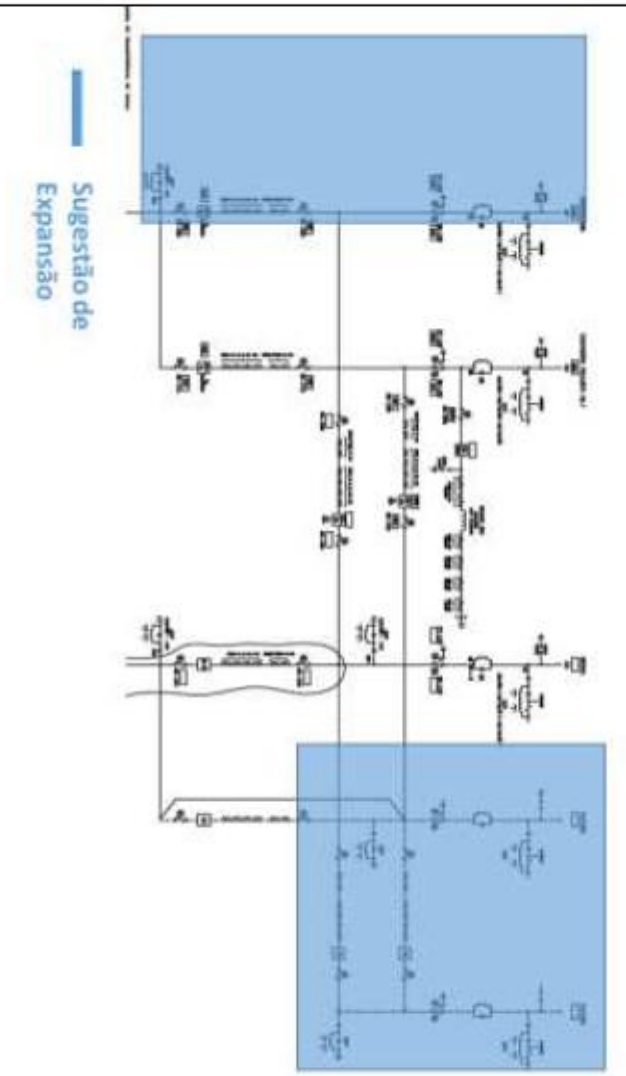


Figura B

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 17/11/2021
		Revisão:
		Página: 7 – 11

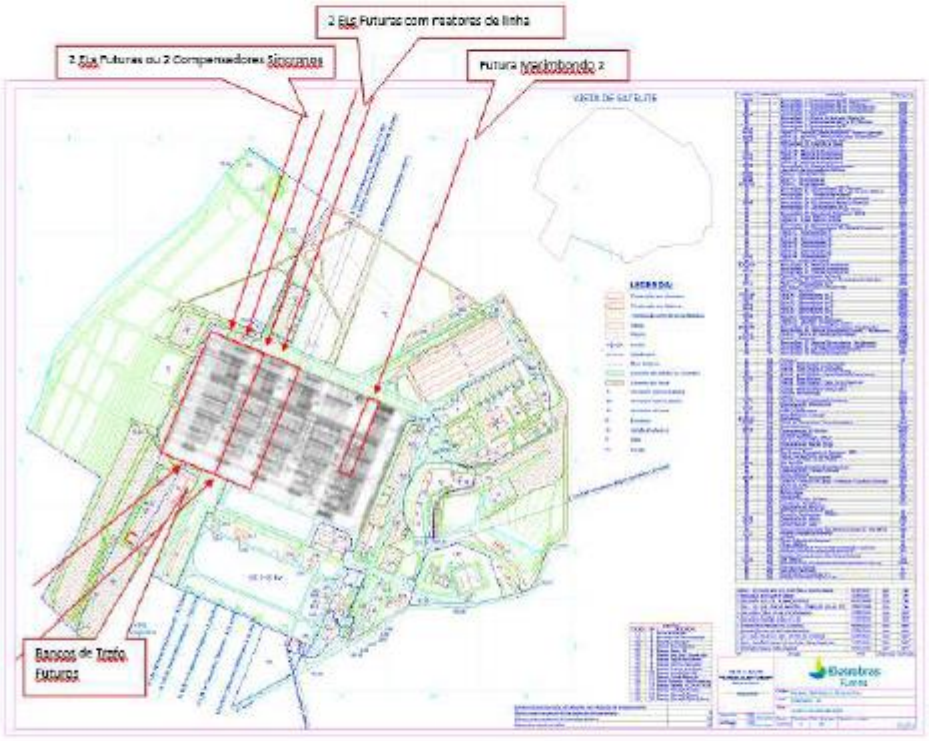


Figura C

epe	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 17/11/2021 Revisão: Página: 8 – 11

Figura D

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 17/11/2021 Revisão: Página: 9 – 11

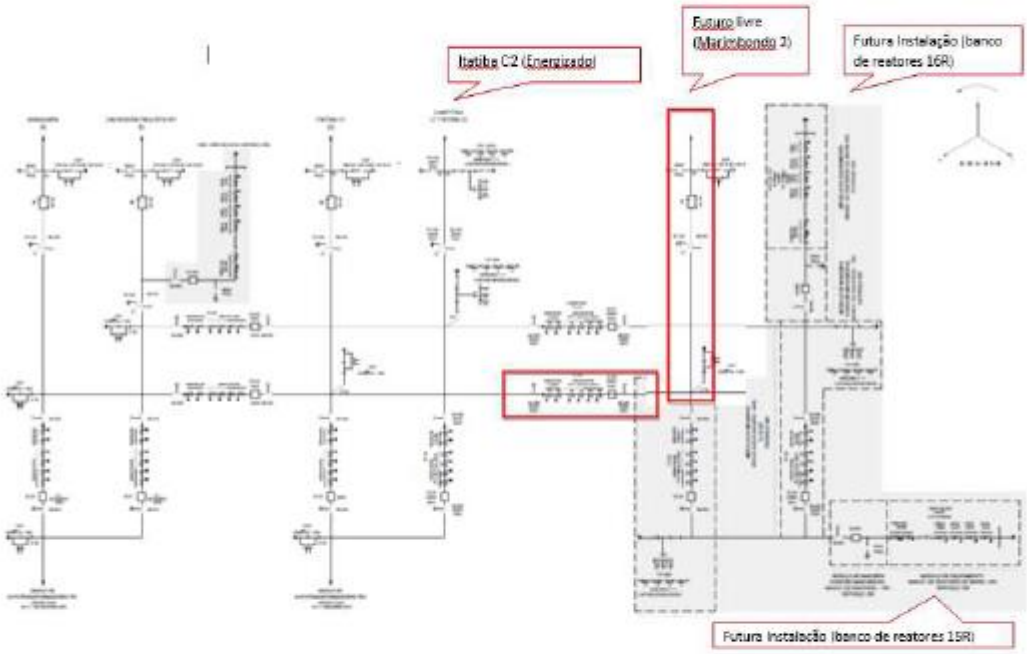


Figura E (Setor 1)

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 17/11/2021
		Revisão:
		Página: 10 – 11

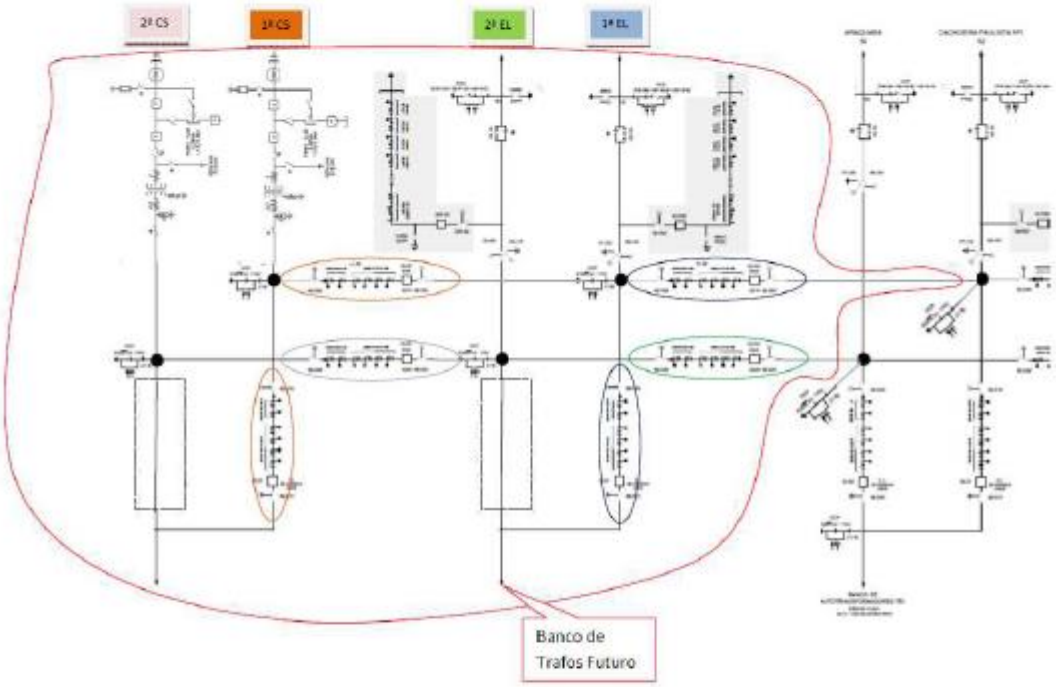


Figura F (Setor 2)

22.4.4 Subestação Miracema

Ofício n. 1792/2021/DEE/EPE 48002.002815/2021-72

Rio de Janeiro, 17 de novembro de 2021.

Ao Senhor
MARCOS CESAR DE ARAUJO
Superintendente de Transmissão - EET
ELETROBRAS ELETRONORTE
SCN Quadra 06 Conj. A, Bloco C, Sala 501-C, Entrada Norte 2, Asa Norte
70716-901 – Brasília – DF

Assunto: **Consulta sobre viabilidade de expansão da Subestação Miracema**

Senhor Superintendente,

1. A EPE está desenvolvendo estudos de expansão da transmissão de energia elétrica com vistas a aumentar a capacidade de transmissão entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste. Visando a confirmação da viabilidade das alternativas estudadas, encaminhamos o formulário anexo que trata da viabilidade de expansão da subestação Miracema.

2. O formulário solicita um levantamento de informações pelas áreas de Engenharia e Projetos quanto à viabilidade da implantação das obras a serem recomendadas neste estudo. Estas informações servirão de base documental e consultiva para o estudo de forma a dar solidez na recomendação e mitigação de eventuais problemas futuros.

3. Ressaltamos, contudo, que as expansões vislumbradas nas subestações desta concessionária de transmissão, objeto dessa consulta de viabilidade, devem ser tratadas como expansões possíveis, mas não mandatórias nesse momento. Assim sendo, podem ser efetivamente recomendadas no estudo ou não, a depender do desempenho final e do mínimo custo global das alternativas.

4. Solicitamos que sejam consideradas, na resposta, as novas expansões planejadas para essa subestação, quais sejam, LT 500 kV Serra Pelada – Miracema C1 e C2 e Miracema – Gilbués C3, ambas em fase de execução. Considerar a caducidade da LT 500 kV Parauapebas – Miracema C1 e C2 e da LT 500 kV Miracema – Gilbués C1 e C2.

Praça Pio X, n. 54, 5° andar – Centro
CEP 20091-040 – Rio de Janeiro – RJ
Telefone: (21) 3512-3100

1

Ofício n. 1792/2021/DEE/EPE 48002.002815/2021-72

5. É importante mencionar que os dados informados por V.Sa. serão levados ao conhecimento do MME e da ANEEL com o objetivo de tornar o processo da expansão da transmissão mais célere, consistente e transparente em todas as suas etapas.

6. Por fim, solicitamos que as informações requisitadas sejam encaminhadas à EPE em um prazo máximo de 30 dias, contados a partir da data de envio deste ofício, de forma a não comprometer o andamento das atividades subsequentes previstas para o estudo citado.

7. Ficamos à disposição para eventuais esclarecimentos que se façam necessários.

Atenciosamente,

JOSE MARCOS BRESSANE:60963255800

Assinado de forma digital por JOSE MARCOS BRESSANE:60963255800
Dados: 2021.11.17 19:24:00 -03'00'

JOSÉ MARCOS BRESSANE
Superintendente de Transmissão de Energia
Empresa de Pesquisa Energética

Praça Pio X, n. 54, 5° andar – Centro
CEP 20091-040 – Rio de Janeiro – RJ
Telefone: (21) 3512-3100

Eletrobras
Eletronorte

CE-EET-0046/2021

Brasília,09/12/2021.
Fl. 1 de 1.

Ao Senhor
José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia Elétrica
EPE - Empresa de Pesquisa Energética
Praça Pio X, 54 - 5º andar - Centro
20091-040 – Rio de Janeiro - RJ

Assunto: Consulta sobre viabilidade de expansão da Subestação Miracema.

Referência: Ofício nº 1792/2021/DEE/EPE de 17 de novembro de 2021.

Prezado Senhor,

1.Em atenção a vossa solicitação, contida no Ofício em referência, no qual a Eletrobras Eletronorte é questionada sobre a viabilidade da ampliação da SE Miracema, esclarecemos que os formulários encaminhados foram preenchidos conforme solicitado.

2.Estamos à disposição para esclarecimentos adicionas que se fizerem necessários.

Atenciosamente,

MARCOS CESAR DE ARAUJO:73325139868 Assinado de forma digital por MARCOS CESAR DE ARAUJO:73325139868 Dados: 2021.12.10 00:22:44 -03'00'

Marcos César de Araújo
Superintendência de Engenharia da Transmissão - EET

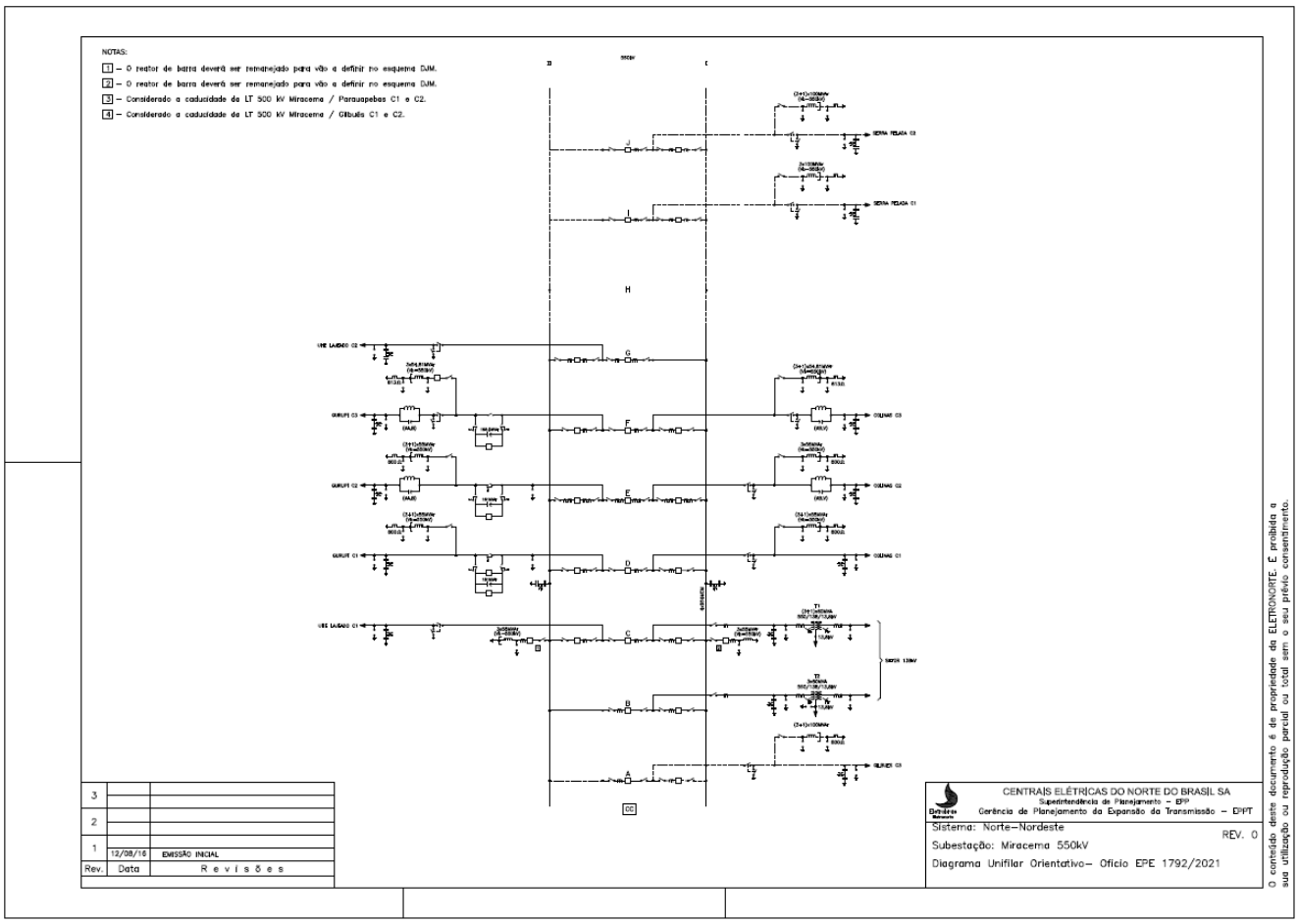
Anexo: Formulário de Consulta - Expansão da SE Miracema; Diagrama Orientativo Ofício EPE 1792_21 Miracema 500kV.

C.c.: EETS;EETT

EET / CMT-RLMP / mca

Eletrobras Eletronorte-Superintendência de Engenharia da Transmissão
SCN Quadra 6, Conjunto A Bloco C, Sala 501 Entrada Norte 2, Asa Norte CEP 70716-901 Brasília - DF
Brasil (61) 3429-5315 email: marcos.araujo@eletronorte.gov.br www.eletronorte.gov.br

CLASSIFICAÇÃO: PÚBLICA


NOTAS:
1 – O reator de barra deverá ser remanejado para vão a definir no esquema DJM.
2 – O reator de barra deverá ser remanejado para vão a definir no esquema DJM.
3 – Considerado a caducidade da LT 500 kV Miracema / Parauapebas C1 e C2.
4 – Considerado a caducidade da LT 500 kV Miracema / Gilbués C1 e C2.
3
2
1 12/08/16 EMISSÃO INICIAL
Rev. Data Revisões
CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL SA
Superintendência de Planejamento – EPP
Gerência de Planejamento da Expansão da Transmissão – EPPT
Sistema: Norte-Nordeste
REV. 0
Subestação: Miracema 550kV
Diagrama Unifilar Orientativo– Ofício EPE 1792/2021
O conteúdo deste documento é de propriedade da ELETRONORTE. É proibida a sua utilização ou reprodução parcial ou total sem o seu prévio consentimento.

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 17/11/2021 Revisão: Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Expansão das Interligações Regionais.

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Miracema **Concessionária Proprietária:** Eletrobras Eletronorte

1. Módulos de Manobra

■	EL	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
■	CRL	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
■	IB	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
■	CCS	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM

2. Módulos de Equipamentos

■	Reator de linha	Quantidade:3+1R	Potência (Mvar):71	Tensão (kV): 500	Fase: monofásico
■	Reator de linha	Quantidade: 3	Potência (Mvar):45,35	Tensão (kV): 500	Fase: monofásico
■	Capacitor Série	Quantidade: 3+1R	Potência (Mvar):122,94	Tensão (kV): 500	Fase: monofásico
■	Capacitor Série	Quantidade: 3+1R	Potência (Mvar):95,2	Tensão (kV): 500	Fase: monofásico

3. Planta da Subestação

A planta da subestação com os detalhes de expansão propostos encontra-se na Figura A.

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

Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 17/11/2021
	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.

SE Miracema:

1. Módulos de Manobra

- [x] EL Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- [x] CRL Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- [x] IB Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- [x] CCS Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

2. Módulos de Equipamentos

- [ ] Reator de linha Quantidade: 3+1 Potência (Mvar): 72 Tensão (kV): 500 Fase: monofásico
- [ ] Reator de linha Quantidade: 3 Potência (Mvar): 45,35 Tensão (kV): 500 Fase: monofásico
- [ ] Capacitor Série Quantidade: 3 Potência (Mvar): 122,94 Tensão (kV): 500 Fase: monofásico
- [ ] Capacitor Série Quantidade: 3 Potência (Mvar) 95,2 Tensão (kV): 500 Fase: monofásico

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? [ ] Sim Área Prevista:_____ [x] Não

3. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? [ ] Sim Equipamentos Necessários: _____ [x] Não _____

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 17/11/2021 Revisão: Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações da EPE

1 - Solicita-se informar sobre a viabilidade de atendimento total ou parcial da solicitação (Ex.: apenas 1 linha seria viável).

Observações da figura:

No diagrama unifilar da figura A é indicada a existência de 2 bays vagos para linhas futuras nos vãos completos associados a LT 500 kV Parauapebas – Miracema- C1 e C2, que foram revogadas.
Solicitamos que sejam consideradas, na resposta a este formulário, as novas expansões planejadas para essa subestação, dentre elas, a LT 500 kV Serra Pelada – Miracema C1 e C2 e Miracema – Gilbués C3, ambas em fase de execução. Considerar a caducidade da LT 500 kV Parauapebas – Miracema C1 e C2 e da LT 500 kV Miracema – Gilbués C1 e C2.

6. Observações da Proprietária

1- O DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO APRESENTADO NA PÁGINA 4 NÃO ESTÁ CORRETO. FAVOR CONSULTAR O DIAGRAMA UNIFILAR ORIENTATIVO.

2- ENTENDEMOS QUE O CAPACITOR SÉRIE NÃO POSSUI FASE DESIGNADA.

17 de novembro de 2021
Data da Solicitação

JOSE MARCOS BRESSANE:60963255800 — Assinado de forma digital por JOSE MARCOS BRESSANE:60963255800 Dados: 2021.11.17 19:24:37 -03'00'

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

09 DE DEZEMBRO 2021
Data da Entrega do Formulário

MARCOS CESAR DE ARAUJO:73325139868 — Assinado de forma digital por MARCOS CESAR DE ARAUJO:73325139868 Dados: 2021.12.10 00:23:24 -03'00'

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome: MARCOS CESAR ARAÚJO
Cargo: SUPERINTENDENTE DE ENGENHARIA DA TRANSMISSÃO - EET

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 17/11/2021 Revisão: Página: 4 - 4

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA

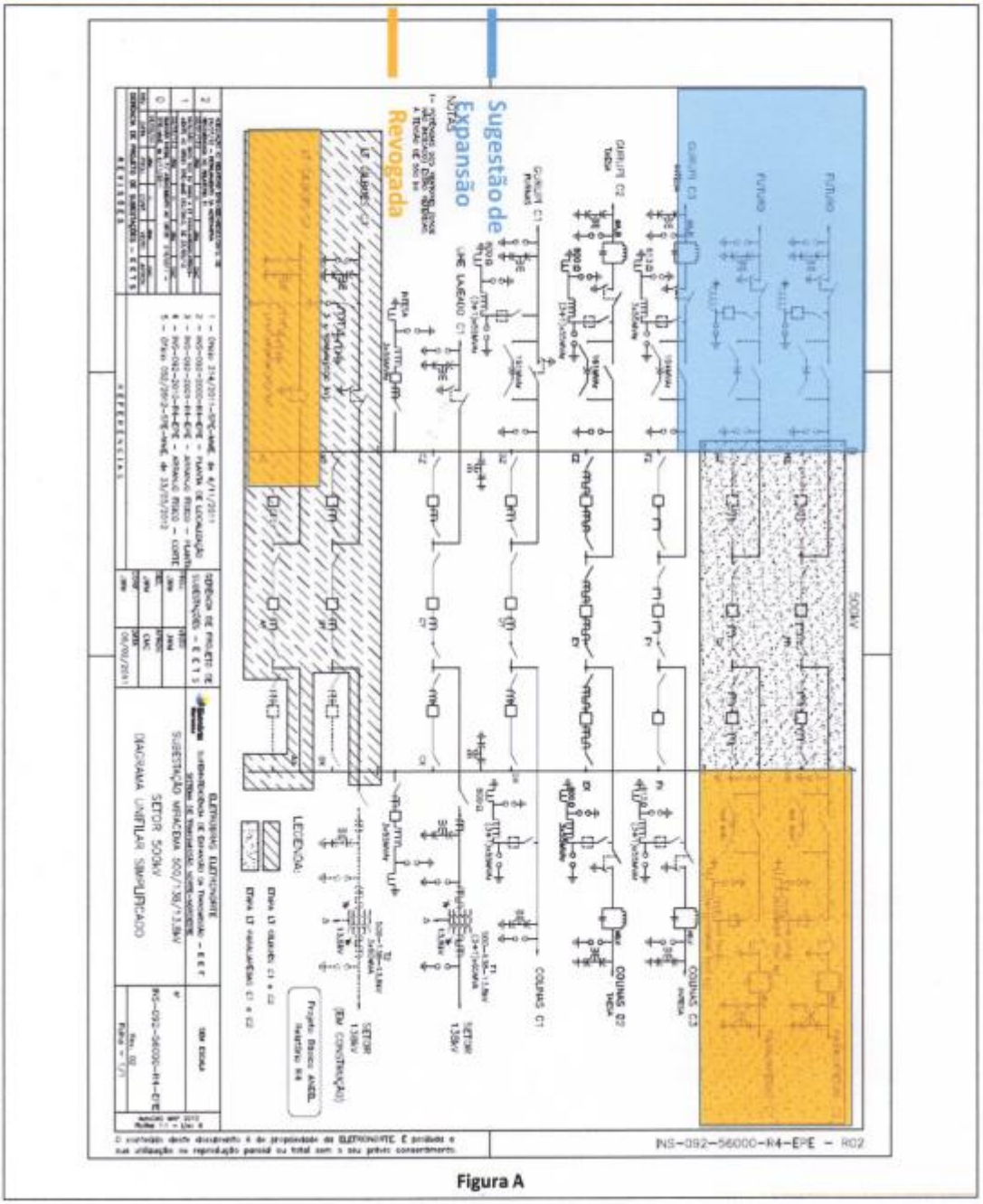


Figura A

22.4.5 Subestação Gurupi

Ofício n. 1787/2021/DEE/EPE 48002.002810/2021-40

Rio de Janeiro, 17 de novembro de 2021.

Ao Senhor
LUCIANO ROBERTO BARBOSA
Superintendente de Engenharia de Transmissão
FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.
Av. Graça Aranha, 26 - Centro
20030-00 – Rio de Janeiro – RJ

Assunto: **Consulta sobre viabilidade de expansão da SE Gurupi**

Senhor Superintendente,

1. A EPE está desenvolvendo estudos de expansão da transmissão de energia elétrica com vistas a aumentar a capacidade de transmissão entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste. Visando a confirmação da viabilidade das alternativas estudadas, encaminhamos os formulários anexos que tratam da viabilidade de expansão da subestação Gurupi.

2. Os formulários solicitam um levantamento de informações pelas áreas de Engenharia e Projetos quanto à viabilidade da implantação das obras a serem recomendadas neste estudo. Estas informações servirão de base documental e consultiva para o estudo de forma a dar solidez na recomendação e mitigação de eventuais problemas futuros.

3. Ressaltamos, contudo, que as expansões vislumbradas nas subestações desta concessionária de transmissão, objeto dessa consulta de viabilidade, devem ser tratadas como expansões possíveis, mas não mandatórias nesse momento. Assim sendo, podem ser efetivamente recomendadas no estudo ou não, a depender do desempenho final e do mínimo custo global das alternativas.

4. É importante mencionar que os dados informados por V.Sa. serão levados ao conhecimento do MME e da ANEEL com o objetivo de tornar o processo da expansão da transmissão mais célere, consistente e transparente em todas as suas etapas.

5. Por fim, solicitamos que as informações requisitadas sejam encaminhadas à EPE em um prazo máximo de 30 dias, contados a partir da data de envio deste ofício, de forma a não comprometer o andamento das atividades subsequentes previstas para o estudo citado.

Praça Pio X, n. 54, 5° andar – Centro
CEP 20091-040 – Rio de Janeiro – RJ
Telefone: (21) 3512-3100

1

Ofício n. 1787/2021/DEE/EPE 48002.002810/2021-40

6. Ficamos à disposição para eventuais esclarecimentos que se façam necessários.

Atenciosamente,

JOSÉ MARCOS BRESSANE
Superintendente de Transmissão de Energia
Empresa de Pesquisa Energética

Praça Pio X, n. 54, 5° andar – Centro
CEP 20091-040 – Rio de Janeiro – RJ
Telefone: (21) 3512-3100

FURNAS

Av. Graça Aranha, 26
Edifício Barão de Mauá II
Centro - Rio de Janeiro - RJ
CEP 20030-000

Rio de Janeiro, 15 de dezembro de 2021
N.Ref. ET.E.E.053.2021
S.Ref. Ofício 1787/2021/DEE/EPE

Ao Senhor
José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
EPE – Empresa de Energia Elétrica
Praça Pio X, 54
Centro – CEP: 20091-040
Rio de Janeiro RJ

Assunto: Consulta sobre viabilidade de expansão da SE Gurupi

Senhor Superintendente

1. Em resposta ao Ofício 1787/2021/DEE/EPE de 17 de novembro de 2021, sobre a consulta de viabilidade de expansão na SE Gurupi, temos a informar:

   1.1. A Subestação Gurupi tem capacidade para expansão em seu pátio de 500 kV para ambas as linhas solicitadas, em área já terraplenada;
   1.2. No desenho anexo é apresentado a melhor solução de instalação dos vãos propostos.
   1.3. Próximo a saída de LT em direção ao Sul (Porangatu), existe atualmente uma estação meteorológica, que poderá ser realocada.
   1.4. Existe área próximo ao disjuntor de barra no vão em direção Sul (Porangatu) para instalação de casa de controle (marcada como "FUTURO").
   1.5. A casa questionada no item 2 do referido ofício se refere a casa INTESA instalada próximo ao seu vão, sendo apenas um detalhe da casa de comando na região comentada.
   1.6. A proteção de barras 500 kV da SE Gurupi pertence à Transmissora TAESA e quaisquer questionamentos a cerca desta proteção deverá ser feito junto a esta Transmissora.

2. Seguem anexos ao presente documento o formulário de consulta preenchido e assinado e o diagrama de localização dos vãos consultados.

3. Sendo o que tínhamos a apresentar nesta oportunidade, colocamo-nos à disposição para quaisquer esclarecimentos e/ou informações adicionais que se façam necessários.

Anexos:
Formulário de Consulta - Expansão da SE Gurupi-Furnas.pdf
DPE.E-3280.pdf

Atenciosamente,

LUCIANO ROBERTO BARBOSA:17129626801
Digitally signed by LUCIANO ROBERTO BARBOSA:17129626801
Date: 2021.12.15 13:45:20 -03'00'

Luciano Roberto Barbosa
Superintendência de Engenharia de Transmissão

Este documento é classificado como "Informação Pública", nos termos do Regulamento de Classificação da Informação das Empresas Eletrobras e da Lei nº 12.527/2011, sendo o Gestor do órgão o responsável pela sua classificação, na presente data.

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 17/11/2021 Revisão: Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Expansão das interligações regionais – Parte II- Análise de alternativas

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Gurupi **Concessionária Proprietária:** Furnas

1. Módulos de Manobra

■	EL	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
■	CRL	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
■	IB	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
■	CCS	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM

2. Módulos de Equipamentos

■	Reator de linha	Quantidade:6	Potência (Mvar):55	Tensão (kV): 500	Fase: monofásico
■	Capacitor Série	Quantidade: 3	Potência (Mvar):95,2	Tensão (kV): 500	Fase: monofásico

3. Planta da Subestação

A planta da subestação com os detalhes de expansão propostos encontra-se nas Figura 1 anexa.

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

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 17/11/2021 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.

SE Gurupi:

1. Módulos de Manobra

- [x] EL Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- [x] CRL Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- [x] IB Quantidade: 1 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- [x] CCS Quantidade: 1 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

2. Módulos de Equipamentos

- [x] Reator de Linha Quantidade: 6 Potência (Mvar): 55 Tensão (kV): 500 Fase: 1F
- [x] Capacitor Série Quantidade: 3 Potência (Mvar): 95,2 Tensão (kV): 500 Fase: 1F

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno?

- [ ] Sim Área Prevista: _____
- [x] Não

3. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo?

- [x] Sim Equipamentos Necessários: Extensão de barramento
- [ ] Não 500 kV (parte superior, adjacente ao vão LT Peixe)

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 17/11/2021 Revisão: Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações da EPE

1 - Solicita-se informar sobre a viabilidade de atendimento total ou parcial da solicitação (Ex.: apenas 1 linha seria viável).

2 – Considerar as expansões previstas no R4 do leilão 001/2021 – Lote 4, referente ao novo pátio 230 kV da SE (ver Figura 1 - Anexo). Aparentemente, há uma casa de controle prevista na área de expansão indicada na Figura 1. Gentileza comentar.

6. Observações de Furnas

A Subestação Gurupi tem capacidade para expansão em seu pátio de 500 kV, para ambas as linhas solicitadas, em área já terraplenada. Considerando as informações recebidas quanto a direção das linhas sob estudo, anexo é apresentado a melhor solução de instalação dos vãos propostos. Próximo a saída de LT em direção a Porangatu, existe atualmente uma estação meteorológica, que poderá ser realocada. Existe área próximo ao disjuntor de barra no vão em direção Sul (Porangatu) para instalação de casa de controle (marcada como "FUTURO"). A casa questionada no item 2 se refere a casa INTESA instalada proximo ao seu vão, sendo apenas um detalhe da casa de comando na região comentada.

A proteção de barras 500 kV da SE Gurupi pertence à Transmissora TAESA e quaisquer questionamento a cerca desta proteção deverá ser feito junto a esta Transmissora.

17 de Novembro de 2021
Data da Solicitação

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

Data da Entrega do Formulário

LUCIANO ROBERTO BARBOSA:17129626801
Digitally signed by LUCIANO ROBERTO BARBOSA:17129626801
Date: 2021.12.15 13:43:18 -03'00'

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome:
Cargo:

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 17/11/2021 Revisão: Página: 4 - 4

ANEXO → DIAGRAMA SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA

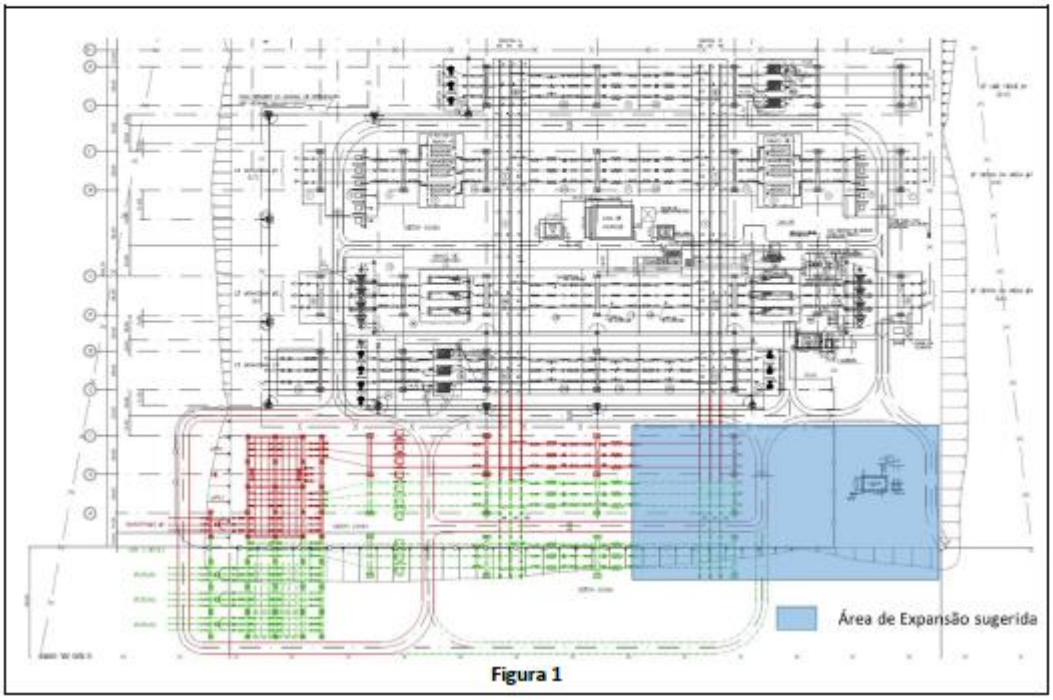


Figura 1

22.4.6 Subestação Barro Alto

Ofício n. 1782/2021/DEE/EPE 48002.002799/2021-18

Rio de Janeiro, 17 de novembro de 2021.

Ao Senhor
LUCIANO ROBERTO BARBOSA
Superintendente de Engenharia de Transmissão
FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.
Av. Graça Aranha, 26 - Centro
20030-000 – Rio de Janeiro – RJ

Assunto: **Consulta sobre viabilidade de expansão da SE Barro Alto**

Senhor Superintendente,

1. A EPE está desenvolvendo estudos de expansão da transmissão de energia elétrica com vistas a aumentar a capacidade de transmissão entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste. Visando a confirmação da viabilidade das alternativas estudadas, encaminhamos os formulários anexos que tratam da viabilidade de expansão da subestação Barro Alto.

2. Os formulários solicitam um levantamento de informações pelas áreas de Engenharia e Projetos quanto à viabilidade da implantação das obras a serem recomendadas neste estudo. Estas informações servirão de base documental e consultiva para o estudo de forma a dar solidez na recomendação e mitigação de eventuais problemas futuros.

3. Ressaltamos, contudo, que as expansões vislumbradas nas subestações desta concessionária de transmissão, objeto dessa consulta de viabilidade, devem ser tratadas como expansões possíveis, mas não mandatórias nesse momento. Assim sendo, podem ser efetivamente recomendadas no estudo ou não, a depender do desempenho final e do mínimo custo global das alternativas.

4. É importante mencionar que os dados informados por V.Sa. serão levados ao conhecimento do MME e da ANEEL com o objetivo de tornar o processo da expansão da transmissão mais célere, consistente e transparente em todas as suas etapas.

5. Por fim, solicitamos que as informações requisitadas sejam encaminhadas à EPE em um prazo máximo de 30 dias, contados a partir da data de envio deste ofício, de forma a não comprometer o andamento das atividades subsequentes previstas para o estudo citado.

Praça Pio X, n. 54, 5° andar – Centro
CEP 20091-040 – Rio de Janeiro – RJ
Telefone: (21) 3512-3100

Ofício n. 1782/2021/DEE/EPE

6. Ficamos à disposição para eventuais esclarecimentos que se façam necessários.

Atenciosamente,

JOSÉ MARCOS BRESSANE
Superintendente de Transmissão de Energia
Empresa de Pesquisa Energética

Praça Pio X, n. 54, 5° andar – Centro
CEP 20091-040 – Rio de Janeiro – RJ
Telefone: (21) 3512-3100

FURNAS

Av. Graça Aranha, 26
Edifício Barão de Mauá II
Centro - Rio de Janeiro – RJ
CEP 20030-000

Rio de Janeiro, 18 de fevereiro de 2022
N.Ref. ET.E.E.007.2022
S.Ref. Ofício 0131/2022/DEE/EPE

Ao Senhor
Thiago de Faria Rocha Dourado Martins
Superintendente de Transmissão de Energia
EPE - Empresa de Energia Elétrica
Praça Pio X, 54
Centro - CEP: 20091-040
Rio de Janeiro RJ

Assunto: Consulta sobre viabilidade de expansão da SE Barro Alto

Senhor Superintendente,

1. Em resposta ao Ofício 0131/2022/DEE/EPE de 04/02/2022 referente à viabilidade de expansão da SE Barro Alto, encaminhamos o Formulário preenchido com os seguintes destaques.

2. A solicitação enviada através do formulário de consulta pode ser atendida totalmente, existe a possibilidade de instalação de quatro vãos de entrada de linha na posição sugerida para a conexão do novo pátio de 500 kV, para tal há necessidade de extensão do barramento e malha de terra.

3. A área sugerida para o pátio de 500 kV não faz parte da propriedade atual da subestação sendo necessária a aquisição do terreno para todo o novo pátio.

4. Segue em anexo o formulário preenchido com as informações solicitadas.

5. Sendo o que tínhamos a apresentar nesta oportunidade, colocamo-nos à disposição para quaisquer esclarecimentos e/ou informações adicionais que se façam necessários.

Atenciosamente,

LUCIANO ROBERTO BARBOSA:17129626801
Digitally signed by LUCIANO ROBERTO BARBOSA:17129626801
Date: 2022.02.18 16:56:29 -03'00'

Luciano Roberto Barbosa
Superintendente de Engenharia de Transmissão

Este documento é classificado como "Informação Pública", nos termos do Regulamento de Classificação da Informação das Empresas Eletrobras e da Lei nº 12.527/2011, sendo o Gestor do órgão o responsável pela sua classificação, na presente data.

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 04/02/2022 Revisão: Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Expansão das interligações regionais – Parte II- Análise de alternativas

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Barro Alto **Concessionária Proprietária:** Furnas

1. Módulos de Manobra

■	EL	Quantidade: 4	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
■	CRL	Quantidade: 4	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
■	IB	Quantidade: 5	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
■	CCS	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
■	CRB	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
■	CT	Quantidade: 3	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
■	CT	Quantidade: 3	Tensão (kV): 230	Arranjo: BD4

2. Módulos de Equipamentos

■	Reator de linha	Quantidade:12+2R	Potência (Mvar):40	Tensão (kV): 500	Fase: monofásico
■	Capacitor Série	Quantidade: 6	Potência (Mvar):95,2	Tensão (kV): 500	Fase: monofásico
■	Reator de barra	Quantidade:6+1R	Potência (Mvar):50	Tensão (kV): 500	Fase: monofásico
■	Autotransform.	Quantidade:9+1R	Potência (MVA):200	Tensão (kV): 500/230	Fase: monofásico

3. Planta da Subestação

A planta da subestação com os detalhes de expansão propostos encontra-se nas Figura 1 Anexa

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

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 04/02/2022 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.

SE Barro Alto:

1. Módulos de Manobra

[X]	EL	Quantidade:	4_	Tensão (kV):	500_	Arranjo:	DJM
[X]	CRL	Quantidade:	4_	Tensão (kV):	500_	Arranjo:	DJM
[X]	IB	Quantidade:	5_	Tensão (kV):	500_	Arranjo:	DJM
[X]	CCS	Quantidade:	2_	Tensão (kV):	500_	Arranjo:	DJM
[X]	CRB	Quantidade:	2_	Tensão (kV):	500_	Arranjo:	DJM
[X]	CT	Quantidade:	3_	Tensão (kV):	500_	Arranjo:	DJM
[X]	CT	Quantidade:	3_	Tensão (kV):	230_	Arranjo:	DJM

2. Módulos de Equipamentos

[X]	Reator de Linha	Quantidade: 12+2R Potência (Mvar): 40 Tensão (kV): 500 Fase: monofásico
[X]	Capacitor Série	Quantidade: 6____Potência (Mvar): 95,2 Tensão (kV): 500 Fase: monofásico
[X]	Reator de Barra	Quantidade: 6+1R Potência (Mvar): 50 Tensão (kV): 500 Fase: monofásico
[X]	Autotransformador	Quantidade: 9+1R Potência (Mvar): 200 Tensão (kV): 500/230 Fase: monofásico

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? [X] Sim [ ] Não Área Prevista: A ser estudado nos Relatórios R1 e R3.

3. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? [ ] Sim [X] Não Equipamentos Necessários: _____

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 04/02/2022 Revisão: Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações da EPE

1 - Solicita-se informar sobre a viabilidade de atendimento total ou parcial da solicitação (Ex.: 3 entradas de linha seriam viáveis).

2 – Considerar a implantação de novo pátio 500 kV em área contígua à SE Barro Alto, conforme sugerido na Figura 1 anexa. Gentileza sugerir outro posicionamento se necessário, assim como óbices ou dificuldades de implantação.

6. Observações de Furnas

Não temos sugestão para outra posição além da apresentada para o novo pátio.

A área sugerida para o pátio de 500 kV não faz parte da propriedade atual da subestação sendo necessária a aquisição do terreno para todo o novo pátio.

Para a expansão do setor de 230 kV, será necessário expandir o barramento e a malha de terra.

04 de Fevereiro de 2022
~~Data da Solicitação~~

THIAGO DE FARIA ROCHA DOURADO
Assinado de forma digital por THIAGO DE FARIA ROCHA DOURADO
Dados: 2022.02.04 11:26:40 -03'00'

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

Data da Entrega do Formulário

LUCIANO ROBERTO BARBOSA:17129626801
Digitally signed by LUCIANO ROBERTO BARBOSA:17129626801
Date: 2022.02.24 09:07:55 -03'00'

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome:
Cargo:

Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 04/02/2022
	Revisão:
	Página: 4 - 4

ANEXO → DIAGRAMA SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA

Figura 1

22.5 Fichas PET

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORDESTE

EMPREENDIMENTO:	UF: MA
SE 800/500 kV GRAÇA ARANHA (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **JAN/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 MESES**

JUSTIFICATIVA:

AUMENTO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO DO NORTE/NORDESTE PARA O SUDESTE/CENTRO-OESTE

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

6 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	67.570,92
Compensador Síncrono 500 kV, 3 x (-300/+300) Mvar	769.524,00
3 CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	38.335,65
MIG (Terreno Rural)	16.699,08
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Serviços Auxiliares Obras Civis (5000MW)	5.800.000,00
MIM - 500 kV	18.897,38

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: **6.711.128,71**

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

Custos Modulares da ANEEL – Março de 2021.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região CENTRO-OESTE

Empreendimento:	UF: **GO**
SE 800/500 kV SILVANIA (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Aumento da capacidade da interligações Norte/Nordeste -> Sudeste/Centro_Oeste

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Serviços Auxiliares, Obras Civis (5000MW)	5.800.000,00
8 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	95.084,88
Compensador Síncrono 500 kV, 3 x (-300/+300) Mvar	769.524,00
3 CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	38.884,65
MIM - 500 kV	26.592,14
MIG-A	2.795,58
3° e 4° Reator de Barra 500 kV, (6) x 50 Mvar 1Φ	31.293,60
2 CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	19.902,50

Total de Investimentos Previstos: **6.784.077,35**

Situação atual:

Observações:

Aumento da capacidade da interligações Norte/Nordeste -> Sudeste/Centro_Oeste

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Março de 2021.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **MA**
LT 800 kV GRAÇA ARANHA - SILVÂNIA, C1 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Aumento da capacidade das interligações Norte/Nordeste -> Sudeste/Centro_Oeste

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Linha CC ±800 kV, 1468,67 km, 6 x 1590 MCM	2.348.344,58

Total de Investimentos Previstos: **2.348.344,58**

Situação atual:

Observações:

Aumento da capacidade das interligações Norte/Nordeste -> Sudeste/Centro_Oeste

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Março de 2021.

Sistema Interligado da Região NORDESTE

EMPREENDIMENTO:	UF: MA
SECC LT 500 kV PRESIDENTE DUTRA - TERESINA II, C1, NA SE GRAÇA ARANHA (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **JAN/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 MESES**

JUSTIFICATIVA:

AUMENTO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO DO NORTE/NORDESTE PARA O SUDESTE/CENTRO-OESTE

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	20.688,80
2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	22.523,64
4 Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 24,5 Mvar 1Φ	17.945,520
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 6 km	20.397,72
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2.989,28
MIG-A	2.648,86
MIM - 500 kV	6.299,13

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS:

93.492,95

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

Custos Modulares da ANEEL – Março de 2021.

Sistema Interligado da Região NORDESTE

EMPREENDIMENTO:	UF: MA
SECC LT 500 kV PRESIDENTE DUTRA - TERESINA II, C2, NA SE GRAÇA ARANHA (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **JAN/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 MESES**

JUSTIFICATIVA:

AUMENTO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO DO NORTE/NORDESTE PARA O SUDESTE/CENTRO-OESTE

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	20.688,80
2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	22.523,64
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 24,5 Mvar 1Φ	13.459,14
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 7,5 km	14.488,88
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 7,5 km	14.488,88
MIM - 500 kV	3.149,56
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2.989,28

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS:

94.937,74

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

Custos Modulares da ANEEL – Março de 2021.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **MA**
LT 500 kV PRESIDENTE DUTRA - GRAÇA ARANHA, C3 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Reforço necessário para o atendimento ao critério N-1 durante a contingência LT 500 kV Presidente Dutra - Graça Aranha, C1 ou C2

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 18,19 km	35.140,35
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Presidente Dutra	10.344,40
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Graça Aranha	10.344,40
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Graça Aranha	11.261,82
MIM - 500 kV // Graça Aranha	3.149,56
MIG-A // Presidente Dutra	2.648,86
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Presidente Dutra	11.261,82
MIM - 500 kV // Presidente Dutra	3.149,56

Total de Investimentos Previstos: **87.300,77**

Situação atual:

Observações:

Reforço necessário para o atendimento ao critério N-1 durante a contingência LT 500 kV Presidente Dutra - Graça Aranha, C1 ou C2

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Março de 2021.

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **MA**
LT 500 kV PRESIDENTE DUTRA - GRAÇA ARANHA, C4 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2030**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Reforço referencial necessário para o atendimento ao critério N-2 durante a contingência LT 500 kV Presidente Dutra - Graça Aranha, C1 e C2

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 18,19 km	35.140,35
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Presidente Dutra	10.344,40
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Graça Aranha	10.344,40
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Graça Aranha	11.261,82
MIM - 500 kV // Graça Aranha	3.149,56
MIG-A // Presidente Dutra	2.648,86
MIG-A // Graça Aranha	2.648,86
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Presidente Dutra	11.261,82
MIM - 500 kV // Presidente Dutra	3.149,56

Total de Investimentos Previstos: **89.949,63**

Situação atual:

Observações:

Reforço referencial necessário para o atendimento ao critério N-2 durante a contingência LT 500 kV Presidente Dutra - Graça Aranha, C1 e C2

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Março de 2021.

Sistema Interligado da Região CENTRO-OESTE

Empreendimento:	UF: **GO**
LT 500 kV SILVÂNIA - NOVA PONTE 3, C1 e C2 (CD) (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Aumento da capacidade da interligações Norte/Nordeste -> Sudeste/Centro_Oeste

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 329 km	1.183.215,60
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Silvânia	21.834,74
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Nova Ponte 3	21.834,74
2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Nova Ponte 3	23.771,22
2 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Silvânia	6.309,72
2 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Nova Ponte 3	6.309,72
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ // Silvânia	36.021,44
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ // Nova Ponte 3	36.021,44
MIM - 500 kV // Nova Ponte 3	6.648,04
MIG-A // Silvânia	2.795,58
MIG-A // Nova Ponte 3	2.795,58

Total de Investimentos Previstos: **1.347.557,82**

Situação atual:

Observações:

Aumento da capacidade da interligações Norte/Nordeste -> Sudeste/Centro_Oeste

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Março de 2021.

Sistema Interligado da Região SUDESTE

EMPREENDIMENTO:	UF: MG
SE 500 kV NOVA PONTE 3 (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: **JAN/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 MESES**

JUSTIFICATIVA:

AUMENTO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO DO NORTE/NORDESTE PARA O SUDESTE/CENTRO-OESTE

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

3° e 4° Reator de Barra 500 kV, (6) x 50 Mvar 1Φ	30.647,64
2 CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	19.491,66
2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	23.280,52
MIM – 500 kV	6.510,80

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: 79.930,62

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

Custos Modulares da ANEEL – Março de 2021.

Sistema Interligado da Região SUDESTE

EMPREENDIMENTO:	UF: MG
LT 500 kV NOVA PONTE 3 - RIBEIRÃO PRETO, C1 e C2 (CD) (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **JAN/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 MESES**

JUSTIFICATIVA:

AUMENTO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO DO NORTE/NORDESTE PARA O SUDESTE/CENTRO-OESTE

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 214 km	782.696,44
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Nova Ponte 3	21.384,02
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Ribeirão Preto	21.384,02
2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Ribeirão Preto	23.280,52
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ // Nova Ponte 3	31.585,96
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ // Ribeirão Preto	31.585,96
2 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Ribeirão Preto	6.179,48
2 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Nova Ponte 3	6.179,48
MIM - 500 kV // Ribeirão Preto	6.510,80
MIG-A // Ribeirão Preto	2.737,87

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: **933.524,55**

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

Custos Modulares da ANEEL – Março de 2021.

Sistema Interligado da Região SUDESTE

EMPREENDIMENTO:	UF: SP
SE 500 kV RIBEIRÃO PRETO (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: **JAN/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 MESES**

JUSTIFICATIVA:

AUMENTO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO DO NORTE/NORDESTE PARA O SUDESTE/CENTRO-OESTE

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

2° Reator de Barra 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	15.119,10
1 CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	9.745,83
3° ATF 500/440 kV, 3 x 400 MVA 1Φ	54.512,07
1 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	12.391,52
1 CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM	12.391,52
1 IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM	11.640,26
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	11.640,26
MIM - 500 kV	3.255,40
MIM - 440 kV	3.255,40
MIG-A	2.737,87

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: **136.689,23**

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

Custos Modulares da ANEEL – Março de 2021.

Sistema Interligado da Região SUDESTE

EMPREENDIMENTO:	UF: SP
LT 500 kV MARIMBONDO 2 – CAMPINAS (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **JAN/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 MESES**

JUSTIFICATIVA:

AUMENTO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO DO NORTE/NORDESTE PARA O SUDESTE/CENTRO-OESTE

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 388,78 km	823.191,11
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ	21.393,64
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ	21.393,64
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	10.692,01
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	10.692,01
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	3.089,74
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	3.089,74
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	11.640,26
MIM - 500 kV	3.255,40
MIG-A	2.737,87
MIG-A	2.737,87

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: **913.913,29**

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

Custos Modulares da ANEEL – Março de 2021.

Sistema Interligado da Região NORTE

EMPREENDIMENTO:	UF: TO
LT 500 kV MIRACEMA - GURUPI, C4 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **JAN/2030**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 MESES**

JUSTIFICATIVA:

AUMENTO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO DO NORTE/NORDESTE PARA O SUDESTE/CENTRO-OESTE

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 256 km	505.038,41
Capacitor Série 500 kV, 1 x 361,5 Mvar 3Φ // Miracema	105.800,96
Capacitor Série 500 kV, 1 x 361,5 Mvar 3Φ // Gurupi	105.800,96
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ // Gurupi	15.219,81
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ // Miracema	15.219,81
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Miracema	10.763,23
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Gurupi	10.763,23
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Gurupi	11.717,80
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Miracema	3.110,32
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Gurupi	3.110,32
1 CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM // Gurupi	7.059,19
1 CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM // Miracema	7.059,19
MIM - 500 kV // Gurupi	6.554,17
MIG-A // Gurupi	2.756,11
MIG-A // Miracema	**2.756,11**

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: **812.729,62**

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

Custos Modulares da ANEEL – Março de 2021.

Sistema Interligado da Região NORTE

EMPREENDIMENTO:	UF: TO
LT 500 kV GURUPI - PORANGATU, C1 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **JAN/2030**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 MESES**

JUSTIFICATIVA:

AUMENTO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO DO NORTE/NORDESTE PARA O SUDESTE/CENTRO-OESTE

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 189 km	454.499,64
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Gurupi	10.763,23
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Porangatu	10.763,23
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Gurupi	3.110,32
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Porangatu	3.110,32
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ // Gurupi	20.567,88
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ // Porangatu	20.567,88

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: 523.382,50

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

Custos Modulares da ANEEL – Março de 2021.

Sistema Interligado da Região CENTRO-OESTE

EMPREENDIMENTO:	UF: GO
SE 500 kV PORANGATU 2 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **JAN/2030**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 MESES**

JUSTIFICATIVA:

AUMENTO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO DO NORTE/NORDESTE PARA O SUDESTE/CENTRO-OESTE

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 33,3 Mvar 1Φ	34.547,10
3 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	35.656,83
2 CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	19.902,50
MIM - 500 kV	9.972,05
MIG (Terreno Rural)	17.603,27
1 CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	12.961,55
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-300/+300) Mvar	256.508,00

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: **387.151,30**

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

Custos Modulares da ANEEL – Março de 2021.

Sistema Interligado da Região CENTRO-OESTE

EMPREENDIMENTO:	UF: GO
LT 500 kV PORANGATU 2 - BARRO ALTO, C1 (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: **JAN/2030**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 MESES**

JUSTIFICATIVA:

AUMENTO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO DO NORTE/NORDESTE PARA O SUDESTE/CENTRO-OESTE

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 200 km	490.214,00
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Barro Alto	10.917,37
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Porangatu 2	10.917,37
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Porangatu 2	3.154,86
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Barro Alto	3.154,86
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ // Porangatu 2	20.862,40
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ // Barro Alto	20.862,40

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: **560.083,26**

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

Custos Modulares da ANEEL – Março de 2021.

Sistema Interligado da Região CENTRO-OESTE

EMPREENDIMENTO:	UF: GO
SE 500/230 kV BARRO ALTO (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: **JAN/2030**
novó pátio 500 kV	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 MESES**

JUSTIFICATIVA:

AUMENTO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO DO NORTE/NORDESTE PARA O SUDESTE/CENTRO-OESTE

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 250 MVA 1Φ	61.410,84
1 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	12.652,71
1 CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	9.951,25
1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ	19.741,20
2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	23.771,22
MIM - 500 kV	6.648,04
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	8.084,82
MIM - 230 kV	895,48
MIG (Terreno Rural)	20.112,61

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: **163.268,17**

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

Custos Modulares da ANEEL – Março de 2021.

Sistema Interligado da Região CENTRO-OESTE

EMPREENDIMENTO:	UF: GO
LT 500 kV BARRO ALTO - TRINDADE, C1 (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: **JAN/2030**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 MESES**

JUSTIFICATIVA:

AUMENTO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO DO NORTE/NORDESTE PARA O SUDESTE/CENTRO-OESTE

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 190 km	465.703,30
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Trindade	10.917,37
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Barro Alto	10.917,37
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Barro Alto	3.154,86
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Trindade	3.154,86
MIG-A // Trindade	2.795,58
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ // Barro Alto	20.862,40
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ // Trindade	20.862,40
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	11.885,61
MIM - 500 kV	3.324,02

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: **553.577,77**

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

Custos Modulares da ANEEL – Março de 2021.

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **MA**
SE 500 kV PRESIDENTE DUTRA (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Fim de vida útil de reatores em Presidente Dutra

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

2° Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ	5.930,26
1 CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	9.428,98
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	11.261,82
MIM - 500 kV	3.149,56
1 Reator de Barra 500 kV (Reserva), 1 x 50 Mvar 1Φ	4.941,87

Total de Investimentos Previstos: **34.712,49**

Situação atual:

Observações:

Fim de vida útil de reatores em Presidente Dutra

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Março de 2021.

22.6 Tabelas de Comparação R1xR4

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4 *Empreendimento (Tipo B): SE 500/230 kV Presidente Dutra*			
Característica da Instalação	**Recomendações R1**	**Considerações do R4**	**Justificativas em Caso de Alterações no R4**
Posicionamento dos novos bays	Vide diagrama unifilar básico contido na ficha de consulta de viabilidade de expansão da subestação	Posicionamento dos novos bays idêntico ao R1 (Sim/Não)?	
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4 *Empreendimento (Tipo B): SE 500 kV Ribeirão Preto*			
Característica da Instalação	**Recomendações R1**	**Considerações do R4**	**Justificativas em Caso de Alterações no R4**
Posicionamento dos novos bays	Vide diagrama unifilar básico contido na ficha de consulta de viabilidade de expansão da subestação	Posicionamento dos novos bays idêntico ao R1 (Sim/Não)?	
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4 *Empreendimento (Tipo B): SE 500 kV Campinas*			
Característica da Instalação	**Recomendações R1**	**Considerações do R4**	**Justificativas em Caso de Alterações no R4**
Posicionamento dos novos bays	Vide diagrama unifilar básico contido na ficha de consulta de viabilidade de expansão da subestação	Posicionamento dos novos bays idêntico ao R1 (Sim/Não)?	
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4 *Empreendimento (Tipo B): SE 500 kV Silvânia*			
Característica da Instalação	**Recomendações R1**	**Considerações do R4**	**Justificativas em Caso de Alterações no R4**
Posicionamento dos novos bays	Subestação licitada recentemente, já prevendo espaço para implantação de conversora. Ver desenho orientativo na seção 22.1	Posicionamento dos novos bays idêntico ao R1 (Sim/Não)?	
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4 *Empreendimento (Tipo B): SE 500 kV Marimbondo 2*			
Característica da Instalação	**Recomendações R1**	**Considerações do R4**	**Justificativas em Caso de Alterações no R4**
Posicionamento dos novos bays	Posicionar a oeste da saída da LT 500 kV Marimbondo 2 – Araraquara C1	Posicionamento dos novos bays idêntico ao R1 (Sim/Não)?	
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4 *Empreendimento (Tipo B): SE 500 kV Nova Ponte 3*			
Característica da Instalação	**Recomendações R1**	**Considerações do R4**	**Justificativas em Caso de Alterações no R4**
Posicionamento dos novos bays	Subestação licitada recentemente, já prevendo espaço para implantação dos reforços propostos neste estudo	Posicionamento dos novos bays idêntico ao R1 (Sim/Não)?	
OBSERVAÇÕES			