ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

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

epe
Empresa de Pesquisa Energética

Ministério de Minas e Energia

GOVERNO FEDERAL BRASIL PÁTRIA EDUCADORA

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

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

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***

GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia
Ministro
Carlos Eduardo de Souza Braga

Secretário-Executivo do MME
Luiz Eduardo Barata

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Altino Ventura Filho

Secretário de Energia Elétrica
Ildo Wilson Grüdtner

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis
Marco Antônio Martins Almeida

Secretaria de Geologia, Mineração e Transformação Mineral
Carlos Nogueira da Costa Júnior

Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei n° 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
Mauricio Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Ricardo Gorini de Oliveira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Amilcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis
Gelson Baptista Serva

Diretor de Gestão Corporativa
Alvaro Henrique Matias Pereira

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

Sede

SCN, Quadra 1, Bloco C, nº 85, SL 1712/1714

70711-902 - Brasília – DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar

20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Coordenação Geral
Maurício Tiomno Tolmasquim
Amilcar Gonçalves Guerreiro
Ricardo Gorini de Oliveira

Coordenação Executiva
José Marcos Bressane

Equipe Técnica:

Estudos Elétricos
Alexandre de Melo Silva
Armando Leite Fernandes
Daniel José Tavares de Souza
Dourival de Souza Carvalho Júnior
Fábio de Almeida Rocha
Maxwell Cury Júnior
Rafael Theodoro Alves e Mello
Rodrigo Rodrigues Cabral
Tiago Campos Rizzotto

Análise Socioambiental
Isaura Frega (coordenação)
André Viola Barreto
Kátia Gisele Matosinho
Leonardo de Sousa Lopes
Mariana de Assis Espécie
Valentine Jahnel

Nº EPE-DEE-RE-020/2016-rev0
Data: 29 de fevereiro de 2016

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

IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO

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 das alternativas: RELATÓRIO R1**	
Produto (Nota Técnica ou Relatório)	**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**	
Revisões	*Data*	*Descrição sucinta*
EPE-DEE-RE-020/2016-rev0	29.02.2016	Emissão original

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

APRESENTAÇÃO

Na Nota Técnica EPE-DEE-NT-049/2015 [1] foi efetuada uma avaliação inicial, de caráter indicativo, à luz do panorama hidrológico crítico que se tem observado nos últimos anos, no qual, havendo significativa disponibilidade sazonal de geração nas regiões Norte/Nordeste concomitante com severas restrições de geração hídrica no Sudeste, a adequada capacidade de transmissão entre essas regiões torna-se um elemento fundamental para a gestão dos estoques de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN) pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

De outra forma, as restrições de intercâmbios entre as citadas regiões maximizam a necessidade de despacho de geração térmica no SIN, acarretando um significativo aumento do custo marginal de operação e, como consequência, onerando os custos de suprimento de energia elétrica aos consumidores, como de fato tem-se constatado nos anos recentes.

Aquela análise inicial incorporou as seguintes avaliações:

- Avaliação eletroenergética, com base na qual foram determinados os excedentes de geração nas regiões Norte/Nordeste alocáveis nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste/Sul para o cenário hidrológico crítico mencionado.
- Cálculo dos requisitos de expansão da interligação entre os subsistemas Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste/Sul necessários para o escoamento dos excedentes de geração definidos na análise eletroenergética.
- Avaliação inicial da correspondente infraestrutura de transmissão necessária, apresentando-se uma primeira concepção da expansão dos grandes troncos transmissores interregionais.

Os excedentes de geração nas regiões Norte/Nordeste alocáveis nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste/Sul determinados na referida Nota Técnica atingiram montantes da ordem 7.500 – 8.000 MW[1], com base nos quais foram inicialmente estabelecidas duas hipóteses de expansão da interligação:

(i) expansão mista composta por um bipolo em CC interligando as regiões Norte e Sudeste, com capacidade de 5.000 MW, e um tronco transmissor em CA entre a região Norte e a área de Goiás no Sudeste, com capacidade para transmitir o requisito adicional de 2.500 MW;

(ii) expansão totalmente em CC, composta de dois bipolos interligando as regiões Norte/Nordeste às regiões Sudeste/Centro-Oeste.

[1] Os valores de excedentes de geração indicados na Nota Técnica EPE-DEE-NT-049/2015, os quais se basearam na expansão de geração prevista no PDE 2023 foram posteriormente confirmados pela análise energética efetuada para as condições mais atualizadas do PDE 2024, conforme reportado no documento EPE-DEE-RE-146/2015 [2].

A análise da hipótese (i) foi efetuada e documentada na Nota Técnica EPE-DEE-NT-018/2016 [3]. Tal análise demonstrou que a transmissão em CA com tensão 500 kV, comparada com a 750 kV CA, seria a mais atrativa para o escoamento de potência visualizado (cerca de 2.500 MW, da ordem de 1.000 km de distância). A análise também demonstrou um alto custo relativo dessa parte do sistema de transmissão em CA, indicando que sua substituição por um elo em CC seria uma solução economicamente mais atrativa, além de tecnicamente vantajosa em face da característica de controlabilidade dos intercâmbios inerente à transmissão em CC, fundamental para o objetivo específico da expansão em estudo.

Nessas condições, a hipótese mista (i) deixou de ser considerada, passando-se a concentrar o estudo na hipótese (ii), com dois bipolos em CC para o transporte da potência total de 7.500 – 8.000 MW, a qual é o objeto deste documento.

A análise a seguir apresentada contempla a avaliação técnico-econômica da expansão proposta para o sistema de transmissão, caracterizando sua atratividade face aos elevados custos de geração térmica evitados, bem como ao incremento da segurança energética e elétrica proporcionados ao SIN. Incorpora também, na Nota Técnica DEA 01/16 anexa, a análise socioambiental preliminar dos corredores de transmissão e da localização das subestações.

Os dois bipolos em corrente contínua que compõem a solução proposta, conforme apresentado a seguir, foram referencialmente denominados Bipolos A e B ao longo deste documento, sendo definidos como:

- Bipolo A: bipolo definido pelas conversoras Parauapebas (PA) – Assis 2 (SP)
- Bipolo B: bipolo definido pelas conversoras Graça Aranha (MA) – Silvânia (GO)

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO 7

SUMÁRIO 9

ÍNDICE DE FIGURAS 12

ÍNDICE DE TABELAS 15

1 INTRODUÇÃO 18

1.1 OBJETIVO 18
1.2 PROCEDIMENTO 18

2 CONCLUSÕES 20

3 RECOMENDAÇÕES 25

4 DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS 36

4.1 CRITÉRIOS BÁSICOS 36
4.2 CASOS DE TRABALHO 38
4.3 LIMITES OPERATIVOS 38
4.3.1 Tensão 38
4.3.2 Carregamento 38
4.3.3 Fator de Potência 38
4.4 HORIZONTE DO ESTUDO 39
4.5 PARÂMETROS ECONÔMICOS 40
4.6 CENÁRIOS DE INTERCÂMBIO E GERAÇÃO 41
4.6.1 Cenário 1A (dimensionador) - Máxima exportação do Norte/Nordeste com máxima exportação para o Sul – Carga Pesada 43
4.6.2 Cenário 2A – Máxima exportação do Norte/Nordeste – Carga Pesada 44
4.6.3 Cenário 2B – Máxima exportação do Norte/Nordeste – Carga Leve 45
4.6.4 Cenário 3A – Máxima exportação do Norte para Nordeste – Carga Média 46
4.6.5 Cenário 3B – Máxima exportação do Norte para Nordeste – Carga Leve 47
4.6.6 Cenário 4A – Máxima importação pelo Norte/Nordeste – Carga Média 48
4.6.7 Cenário 4B – Máxima importação pelo Norte/Nordeste – Carga Leve 50
4.6.8 Cenário 5A – Máxima exportação do Nordeste – Carga Pesada 51
4.6.9 Cenário 5B – Máxima exportação do Nordeste – Carga Leve 53
4.7 REFORÇOS REFERENCIAIS 54

5 DIMENSIONAMENTO DAS SOLUÇÕES EM CORRENTE CONTÍNUA 57

5.1 POTÊNCIA E TENSÃO DOS ELOS CCAT 57
5.2 BIPOLO A 59
5.2.1 Alternativas para Localização da Estação Retificadora 59
5.2.2 Principais constatações 70
5.2.3 Alternativas para Localização da Estação Inversora 70
5.2.4 Principais constatações 81
5.3 BIPOLO B 83
5.3.1 Alternativas para Localização da Estação Retificadora 83
5.3.2 Principais constatações 118
5.3.3 Alternativas para Localização da Estação Inversora 120
5.3.4 Conclusão 123

6 MÍNIMO CUSTO GLOBAL 124

6.1 BIPOLO A 128
6.1.1 Horizonte 2023 128
6.1.2 Sensibilidade Horizonte 2030 130
6.2 BIPOLO B 131
6.2.1 Horizonte 2023 131
6.2.2 Sensibilidade Horizonte 2030 132
6.3 EQUIPAMENTOS DE COMPENSAÇÃO REATIVA 133

7 DETALHAMENTO DA ALTERNATIVA EM 800 KV CCAT 136

7.1 CONCEPÇÃO GERAL DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO EM 800 KV 136
7.1.1 Introdução 136
7.1.2 Metodologia 137
7.1.3 Critérios de cálculo 138
7.1.4 Critérios para concepção da linha 141
7.1.5 Procedimentos para concepção da linha 142
7.2 DETERMINAÇÃO DO CONDUTOR 145
7.2.1 Seleção dos condutores mais econômicos 145
7.2.2 Condicionantes do comprimento das linhas 147
7.2.3 Condutor selecionado 148
7.3 LINHA DE TRANSMISSÃO INDICADA 151
7.4 CONVERSORAS CCAT 154
7.4.1 Potência nominal dos bipolos 154
7.4.2 Perdas máximas nas conversoras 154
7.4.3 Potência nominal das conversoras 154
7.4.4 Tensão nominal em transmissão reversa 156
7.4.5 Arranjo da Ponte Conversora e Transformadores 157
7.4.6 Eletrodos e linhas dos eletrodos 159
7.4.7 Compensação Reativa 159
7.4.8 Capacidade de sobrecarga 163
7.4.9 Potência mínima 164
7.4.10 Modos de Operação 164
7.4.11 Sistema de Controle 164
7.5 PRINCIPAIS CONSTATAÇÕES 165
7.5.1 Linhas de transmissão 165
7.5.2 Conversoras 166

8 DEFINIÇÃO DA COMPENSAÇÃO SHUNT 168

8.1 ANÁLISE SIMPLIFICADA DE RELIGAMENTO MONOPOLAR 168
8.2 ANÁLISE EM REGIME NORMAL E EM CONTINGÊNCIA 169
8.3 ANÁLISE DE ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO DE CARGA 170
8.3.1 Eixo Silvânia - Trindade 171
8.3.2 Eixo Samambaia - Silvânia 174
8.3.3 Eixo Silvânia - Itumbiara 177
8.3.4 Eixo Silvânia - Emborcação 180
8.3.5 Eixo Marimbondo II – Assis 2 182
8.3.6 Eixo Araraquara – Assis 2 182
8.3.7 Eixo Assis 2 - Assis 183
8.3.8 Eixo Graça Aranha – Teresina II 183
8.3.9 Eixo Presidente Dutra – Graça Aranha 186

9 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO 187

9.1 SUPERAÇÃO DE DISJUNTORES 187

9.2 CÁLCULO DO VALOR DE SCR 188
10 ANÁLISE DINÂMICA 190
11 ANÁLISE DE CONFIABILIDADE DIFERENCIADA 192
12 ANÁLISE SOCIAMBIENTAL PRELIMINAR 201
13 REFERÊNCIAS 202
14 EQUIPE TÉCNICA 205
15 FICHAS PET 206
16 ANEXOS 227
16.1 CENÁRIOS DE INTERCÂMBIO E GERAÇÃO 227
16.1.1 Cenário 1A (dimensionador) - Máxima exportação do Norte/Nordeste com máxima exportação para o Sul – Carga Pesada 227
16.1.2 Cenário 2A – Máxima exportação do Norte/Nordeste – Carga Pesada 232
16.1.3 Cenário 2B – Máxima exportação do Norte/Nordeste – Carga Leve 237
16.1.4 Cenário 3A – Máxima exportação do Norte para Nordeste – Carga Média 242
16.1.5 Cenário 3B – Máxima exportação do Norte para Nordeste – Carga Leve 247
16.1.6 Cenário 4A – Máxima importação pelo Norte/Nordeste – Carga Média 252
16.1.7 Cenário 4B – Máxima importação pelo Norte/Nordeste – Carga Leve 257
16.1.8 Cenário 5A – Máxima exportação do Nordeste – Carga Pesada 262
16.1.9 Cenário 5B – Máxima exportação do Nordeste – Carga Leve 267
16.2 PARÂMETROS DOS EQUIPAMENTOS DE REDE BÁSICA 272
16.3 BIPOLO A 273
16.3.1 Consulta de Expansão de Subestações e Recapacitação de Linhas de Transmissão 274
16.3.2 Planilhas de Custos 290
16.3.3 Diagramas Unifilares 295
16.4 BIPOLO B 298
16.4.1 Consulta de Expansão de Subestações e Recapacitação de Linhas de Transmissão 298
16.4.2 Planilhas de Custos 323
16.4.3 Diagramas Unifilares 328
16.5 EQUIPAMENTOS DE COMPENSAÇÃO REATIVA 332
16.6 FICHAS PARA VERIFICAÇÃO DE ADEQUAÇÃO DOS RELATÓRIOS R2 EM RELAÇÃO AO R1 334
16.7 FICHAS PARA VERIFICAÇÃO DE ADEQUAÇÃO DOS RELATÓRIOS R4 EM RELAÇÃO AO R1 339
16.8 NOTA TÉCNICA EPE-DEE-NT-019/2016 "ANÁLISE DO DESEMPENHO DINÂMICO DOS BIPOLOS A E B" 346
16.9 NOTA TÉCNICA DEA 01/16 "ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL DO ESTUDO DO AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO DA INTERLIGAÇÃO ENTRE AS REGIÕES NORTE/NORDESTE E SUDESTE/CENTRO-OESTE PARA ESCOAMENTO DE EXCEDENTES DE ENERGIA DAS REGIÕES NORTE E NORDESTE" 457

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1 – Obras Recomendadas: Bipolos A e B 26
Figura 3.2 – SE Assis 2: Detalhamento Seccionamentos Rede 500 kV 30
Figura 3.3 – SE Silvânia: Detalhamento Seccionamentos Rede 500 kV 31
Figura 3.4 – Corredor Bipolo A: Possível ponto de cruzamento com a LT 800 kVcc Xingu - Estreito 33
Figura 3.5 – Corredor Bipolo A: Possível ponto de cruzamento com as LTs 600 kVcc Porto Velho – Araraquara 2 C1 e C2 34
Figura 3.6 – Corredor Bipolo B: Possível ponto de cruzamento com a LT 800 kVcc Xingu – Terminal Rio 34
Figura 4.1 – Modelagem de Carga – Análise Energética vs Análise Elétrica 40
Figura 4.2 – Cenário 1 – Medição de Intercâmbios Inter-regionais 44
Figura 4.3 – Cenário 2A – Medição de Intercâmbios Inter-regionais 45
Figura 4.4 – Cenário 2B – Medição de Intercâmbios Inter-regionais 46
Figura 4.5 – Cenário 3A – Medição de Intercâmbios Inter-regionais 47
Figura 4.6 – Cenário 3B – Medição de Intercâmbios Inter-regionais 48
Figura 4.7 – Cenário 4A – Medição de Intercâmbios Inter-regionais 50
Figura 4.8 – Cenário 4B – Medição de Intercâmbios Inter-regionais 51
Figura 4.9 – Cenário 5A – Medição de Intercâmbios Inter-regionais 52
Figura 4.10 – Cenário 5B – Medição de Intercâmbios Inter-regionais 53
Figura 4.11 – Obras referenciais do Sul da Bahia 55
Figura 4.12 – Malha elétrica de Assis 2 com as linhas referenciais para a região Sul 56
Figura 5.1 – Custos (U$) em função da potência de estações conversoras (MW) e comprimento 58
Figura 5.2 – Alternativas de localização estação retificadora Bipolo A 60
Figura 5.3 – Retificadora SE Parauapebas: Fluxos em condição normal (%) - 2021 62
Figura 5.4 – Retificadora SE Parauapebas: Fluxos em condição normal (%) - 2023 63
Figura 5.5 – Retificadora SE Marabá: Fluxos em condição normal (%) - 2021 64
Figura 5.6 – Retificadora SE Marabá: Fluxos em condição normal (%) - 2023 65
Figura 5.7 – Retificadora SE Miracema: Fluxos em condição normal (%) - 2021 66
Figura 5.8 – Retificadora SE Miracema: Fluxos em condição normal (%) - 2023 67
Figura 5.9 – Retificadora SE Colinas: Fluxo em condição normal (%) - 2021 69
Figura 5.10 – Retificadora SE Colinas: Fluxo em condição normal (%) - 2023 70
Figura 5.11 – Alternativas de localização estação inversora Bipolo A 73
Figura 5.12 – Esquema da Alternativa 1 - SE Cândido Mota 74
Figura 5.13 – Alternativa 1 - SE Cândido Mota – Fluxos Máximos (%) 75
Figura 5.14 – Esquema da Alternativa 2 - SE Cândido Mota 76
Figura 5.15 – Alternativa 2 - SE Cândido Mota – Fluxos Máximos (%) 77
Figura 5.16 – Esquema da Alternativa 1 - SE Assis 2 78
Figura 5.17 – Alternativa 1 - SE Assis 2 – Fluxos Máximos (%) 79
Figura 5.18 – Esquema da Alternativa 2 - SE Assis 2 80
Figura 5.19 – Alternativa 2 - SE Assis 2 – Fluxos Máximos (%) 81
Figura 5.20 - Alternativas de localização estação retificadora Bipolo B 84
Figura 5.21 – Retificadora SE Gilbués II: Fluxo em condição normal no ano 2021 (%) 87
Figura 5.22 – Retificadora SE Gilbués II: Fluxo em condição normal no ano 2023 (%) 89
Figura 5.23 – Retificadora SE Gilbués II: Fluxo na Norte-Sul em condição normal no ano 2023 (%) 90
Figura 5.24 - Retificadora SE Buritirama: Fluxo em condição normal no ano 2021 (%) 91
Figura 5.25 - Retificadora SE Buritirama: Fluxo em condição normal no ano 2023 (%) 93
Figura 5.26 - Retificadora SE Buritirama: Fluxo na Norte-Sul em condição normal no ano 2023 (%) 94
Figura 5.27 - Retificadora SE Ribeiro Gonçalves: Fluxo em condição normal no ano 2021 (%) 95
Figura 5.28 - Retificadora SE Ribeiro Gonçalves: Fluxo em condição normal no ano 2023 (%) 97
Figura 5.29 - Retificadora SE Ribeiro Gonçalves: Fluxo na Norte-Sul em condição normal no ano 2023 (%). 98
Figura 5.30 - Retificadora SE São João do Piauí: Fluxo em condição normal no ano 2021 (%) 99

Figura 5.31 - Retificadora SE São João do Piauí: Fluxo em condição normal no ano 2023 (%) 101
Figura 5.32 - Retificadora SE S. João do Piauí: Fluxo na Norte-Sul em condição normal no ano 2023 (%) ... 102
Figura 5.33 - Retificadora SE Sobradinho: Fluxo em condição normal em 2021 (%) 103
Figura 5.34 - Retificadora SE Sobradinho: Fluxo em condição normal no ano 2023 (%) 105
Figura 5.35 - Retificadora SE Sobradinho: Fluxo na Norte-Sul em condição normal no ano 2023 (%) 106
Figura 5.36 – Retificadora SE Imperatriz: Fluxo em condição normal no ano 2021 (%) 107
Figura 5.37 – Retificadora SE Imperatriz: Fluxo em condição normal no ano 2023 (%) 109
Figura 5.38 – Retificadora SE Imperatriz: Fluxo em condição normal no ano 2023 (%) 110
Figura 5.39 - Retificadora SE Presidente Dutra: Fluxo em condição normal no ano 2021 (%) 111
Figura 5.40 - Retificadora SE Presidente Dutra: Fluxo em condição normal no ano 2023 (%) 113
Figura 5.41 - Retificadora SE Presidente Dutra: Fluxo na Norte Sul em condição normal no ano 2023 (%) 114
Figura 5.42 - Retificadora SE Teresina II: Fluxo em condição normal no ano 2021 (%) 115
Figura 5.43 - Retificadora SE Teresina II: Fluxo em condição normal no ano 2023 (%) 117
Figura 5.44 - Retificadora SE Teresina II: Fluxo na Norte-Sul em condição normal no ano 2023 (%) 118
Figura 5.45 - Inversora SE Silvânia 121
Figura 5.46 – Conversora SE Silvânia: Fluxo em condição normal no ano 2021 (%) – Cenário 1 122
Figura 5.47 – Conversora SE Silvânia: Fluxo em condição normal no ano 2021 (%) – Cenário 4B 123
Figura 6.1 – Interligação Xingu + Imperatriz-Sudeste/Centro-Oeste na modelagem energética 125
Figura 6-2 – Tempo de Permanência: Patamar de Carga Leve 126
Figura 6-3 – Tempo de Permanência: Patamar de Carga Média 126
Figura 6-4 – Tempo de Permanência: Patamar de Carga Pesada 127
Figura 6-5 – Custo de Investimentos e Perdas (R$ x 1000) – Horizonte 2023 129
Figura 6-6 – Custo de Investimentos e Perdas (R$ x 1000) – Horizonte 2030 130
Figura 6-7 – Custo de Investimentos e Perdas (R$ x 1000) 131
Figura 6-8 – Custo de Investimentos e Perdas (R$ x 1000) – Horizonte 2030 133
Figura 7.1 – Silhueta estilizada da estrutura estaiada adotada 143
Figura 7.2 – Custos da linha de transmissão em ±800 kV CC em função da bitola do condutor 146
Figura 7.3 – Custo total em função do fator de perdas 147
Figura 7.4 – Queda de tensão (%) na linha em função do seu comprimento 148
Figura 7.5 – Perdas totais na linha de 2000 km, por efeito Joule, expressa em percentual da potência nominal (4000 MW), em função da bitola do condutor 149
Figura 7.6 – Planta de perfil da linha em 800 kV CC com estruturas e vão típicos 152
Figura 7.7 – Disposição geométrica dos condutores (6x CAA 1590 Lapwingw por polo) e para-raios da linha de transmissão em ± 800 kV 153
Figura 7.8 – Alternativas de arranjo das pontes conversoras para transmissão da ordem de 4000 MW 158
Figura 7.9 – Alternativas de configuração dos transformadores conversores 158
Figura 8-1 – Energização Eixo Silvânia - Trindade: por SE Silvânia 172
Figura 8-2 – Energização Eixo Silvânia – Trindade: por SE Trindade 173
Figura 8-3 – Rejeição Eixo Silvânia - Trindade: por terminal 174
Figura 8-4 – Energização Eixo Samambaia - Silvânia: por SE Samambaia 175
Figura 8-5 – Energização Eixo Samambaia - Silvânia: por SE Silvânia 176
Figura 8-6 – Rejeição Eixo Samambaia - Silvânia: por terminal 177
Figura 8-7 – Energização Eixo Silvânia - Itumbiara: por SE Silvânia 178
Figura 8-8 – Energização Eixo Silvânia - Itumbiara: por SE Itumbiara 179
Figura 8-9 – Rejeição Eixo Silvânia - Itumbiara: por terminal 179
Figura 8-10 – Energização Eixo Silvânia - Emborcação: por SE Silvânia 180
Figura 8-11 – Energização Eixo Silvânia - Emborcação: por SE Emborcação 181
Figura 8-12 – Rejeição Eixo Silvânia - Emborcação: por terminal 182
Figura 8-13 – Energização Eixo Graça Aranha - Teresina II: por SE Graça Aranha 184
Figura 8-14 – Energização Eixo Graça Aranha - Teresina II: por SE Teresina II 185
Figura 8-15 – Rejeição Eixo Graça Aranha - Teresina II: por terminal 186

Figura 11-1 – Resultado das contingências múltiplas 199
Figura 16-1 – Consulta Taesa Ofício nº0693/EPE/2015 – Página 1 de 8 274
Figura 16-2 – Consulta Taesa Ofício nº0693/EPE/2015 – Página 2 de 8 275
Figura 16-3 – Consulta Taesa Ofício nº0693/EPE/2015 – Página 3 de 8 276
Figura 16-4 – Consulta Taesa Ofício nº0693/EPE/2015 – Página 4 de 8 277
Figura 16-5 – Consulta Taesa Ofício nº0693/EPE/2015 – Página 5 de 8 278
Figura 16-6 – Consulta Taesa Ofício nº0693/EPE/2015 – Página 6 de 8 279
Figura 16-7 – Consulta Taesa Ofício nº0693/EPE/2015 – Página 7 de 8 280
Figura 16-8 – Consulta Taesa Ofício nº0693/EPE/2015 – Página 8 de 8 281
Figura 16-9 – Consulta Taesa Ofício nº0725/EPE/2015 – Página 1 de 8 282
Figura 16-10 – Consulta Taesa Ofício nº0725/EPE/2015 – Página 2 de 8 283
Figura 16-11 – Consulta Taesa Ofício nº0725/EPE/2015 – Página 3 de 8 284
Figura 16-12 – Consulta Taesa Ofício nº0725/EPE/2015 – Página 4 de 8 285
Figura 16-13 – Consulta Taesa Ofício nº0725/EPE/2015 – Página 5 de 8 286
Figura 16-14 – Consulta Taesa Ofício nº0725/EPE/2015 – Página 6 de 8 287
Figura 16-15 – Consulta Taesa Ofício nº0725/EPE/2015 – Página 7 de 8 288
Figura 16-16 – Consulta Taesa Ofício nº0725/EPE/2015 – Página 8 de 8 289
Figura 16-17 – Diagrama Unifilar: Ampliação SE Parauapebas 296
Figura 16-18 – Diagrama Unifilar: Nova SE Assis 2 297
Figura 16-19 – Consulta Eletronorte Ofício nº0612/EPE/2015 – Página 1 de 18 299
Figura 16-20 – Consulta Eletronorte Ofício nº0612/EPE/2015 – Página 2 de 18 300
Figura 16-21 – Consulta Eletronorte Ofício nº0612/EPE/2015 – Página 3 de 18 301
Figura 16-22 – Consulta Eletronorte Ofício nº0612/EPE/2015 – Página 4 de 18 302
Figura 16-23 – Consulta Eletronorte Ofício nº0612/EPE/2015 – Página 5 de 18 303
Figura 16-24 – Consulta Eletronorte Ofício nº0612/EPE/2015 – Página 6 de 18 304
Figura 16-25 – Consulta Eletronorte Ofício nº0612/EPE/2015 – Página 7 de 18 305
Figura 16-26 – Consulta Eletronorte Ofício nº0612/EPE/2015 – Página 8 de 18 306
Figura 16-27 – Consulta Eletronorte Ofício nº0612/EPE/2015 – Página 9 de 18 307
Figura 16-28 – Consulta Eletronorte Ofício nº0612/EPE/2015 – Página 10 de 18 308
Figura 16-29 – Consulta Eletronorte Ofício nº0612/EPE/2015 – Página 11 de 18 309
Figura 16-30 – Consulta Eletronorte Ofício nº0612/EPE/2015 – Página 12 de 18 310
Figura 16-31 – Consulta Eletronorte Ofício nº0612/EPE/2015 – Página 13 de 18 311
Figura 16-32 – Consulta Eletronorte Ofício nº0612/EPE/2015 – Página 14 de 18 312
Figura 16-33 – Consulta Eletronorte Ofício nº0612/EPE/2015 – Página 15 de 18 313
Figura 16-34 – Consulta Eletronorte Ofício nº0612/EPE/2015 – Página 16 de 18 314
Figura 16-35 – Consulta Eletronorte Ofício nº0612/EPE/2015 – Página 17 de 18 315
Figura 16-36 – Consulta Eletronorte Ofício nº0612/EPE/2015 – Página 18 de 18 316
Figura 16-37 – Consulta Goiás Transmissão Ofício nº1590/EPE/2014 – Página 1 de 6 317
Figura 16-38 – Consulta Goiás Transmissão Ofício nº1590/EPE/2014 – Página 2 de 6 318
Figura 16-39 – Consulta Goiás Transmissão Ofício nº1590/EPE/2014 – Página 3 de 6 319
Figura 16-40 – Consulta Goiás Transmissão Ofício nº1590/EPE/2014 – Página 4 de 6 320
Figura 16-41 – Consulta Goiás Transmissão Ofício nº1590/EPE/2014 – Página 5 de 6 321
Figura 16-42 – Consulta Goiás Transmissão Ofício nº1590/EPE/2014 – Página 6 de 6 322
Figura 16-43 – Diagrama Unifilar: nova SE Graça Aranha 329
Figura 16-44 – Diagrama Unifilar: nova SE Silvânia 330
Figura 16-45 – Diagrama Unifilar: SE Trindade (expansão) 331

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3.1– Programa de obras: Bipolo A 27
Tabela 3.2– Programa de obras: Bipolo B 28
Tabela 3.3– Programa de obras: Equipamentos de Compensação Reativa 29
Tabela 3.4– Programa de obras: Realocação de Reatores de Linha 29
Tabela 4.1 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão 38
Tabela 4.2 – Cenários de análises de regime permanente e de estabilidade dinâmica 42
Tabela 5.1 – Índice SCR: Alternativas Retificadora Bipolo A 61
Tabela 5.2 – Índice ESCR: Alternativas Retificadora Bipolo A 61
Tabela 5.3 – Necessidade de Expansão das Interligações para a região Sul 71
Tabela 5.4 – Cenários Utilizados para Escolha da Conversora Inversora – Bipolo A 73
Tabela 5.5 – Carregamentos relacionado ao ATR 500/440 kV Assis 82
Tabela 5.6 – Reforços da Estação Conversora de Assis 2 82
Tabela 5.7 – Índice SCR: Alternativas Retificadora Bipolo B 85
Tabela 5.8 – Índice ESCR: Alternativas Retificadora Bipolo B 86
Tabela 6-1 – Fator de Carregamento Equivalente de Perdas por patamar 127
Tabela 6-2 – Comparação econômica das alternativas: investimento e perdas (R$ x 1000) – Horizonte 2023 128
Tabela 6-3 – Comparação econômica das alternativas: investimento e perdas (R$ x 1000) – Horizonte 2030 130
Tabela 6-4 – Comparação econômica das alternativas: investimento e perdas (R$ x 1000) – Horizonte 2023 131
Tabela 6-5 – Comparação econômica das alternativas: investimento e perdas (R$ x 1000) – Horizonte 2030 133
Tabela 6-6 – Equipamentos de Compensação Reativa recomendados 134
Tabela 6-7 – Custo Equipamentos de Compensação Reativa recomendados (R$ x 1000) 134
Tabela 6-8 – Custo realocação reatores de linha (R$ x 1000) 135
Tabela 7-1 – Fatores Multiplicadores dos custos dos componentes das linhas de transmissão Custo realocação reatores de linha (R$ x 1000) (1) 137
Tabela 7-2 - Valores limites adotados para a análise das configurações das linhas 140
Tabela 7-3 - Parâmetros ambientais adotados na concepção da linhas de transmissão 140
Tabela 7-4 – Custos de instalação, perdas e total em função do condutor, para linha em ± 800 kV, fator de perdas 0,25. 146
Tabela 7-5 Impacto do campo elétrico máximo na faixa de segurança da linha em 800 kV CC para projetos com condutor Bittern (1272 MCM) ou Lapwing (1590 MCM) 150
Tabela 7-6 - Sumário dos principais resultados técnicos para LT 800 kV CC com 6 condutores por polo CAA 1590 MCM Lapwing 152
Tabela 7-7 - Coordenadas dos condutores no centro do feixe na torre típica de LT 800 kV CC 153
Tabela 7-8 - Estimativa da potência das inversoras em transmissão direta 155
Tabela 7-9 - Carregamento dos bipolos em transmissão reversa 156
Tabela 7-10 - Balanço de potência reativa com potência ativa nominal em cada bipolo – Carga Pesada – Norte Exportador 160
Tabela 7-11 - Variação de tensão nas barras CA das conversoras sob condição de manobra de filtros - Norte Exportador - Carga Leve 161
Tabela 7-12 - Variação máxima nas barras de C.A considerando a manobra de um dos filtros planejados - Norte Exportador- Carga Leve. 162
Tabela 7-13 - Potência reativa máxima fornecida ao SIN na condição de potência ativa mínima em cada Bipolo – Carga Leve 162
Tabela 7-14 - Capacidade de sobrecarga considerada no Bipolo A e B 163
Tabela 8-1 – Tensão de Terminal Aberto (pu) 171

Tabela 9-1 – Corrente de curto-circuito e capacidade do disjuntor 188
Tabela 9-2 – Nível de curto-circuito mínimo e SCR nos pontos de conexão do link CCAT e SVC..... 189
Tabela 11-1 – Despacho Usinas Hidrelétricas – Por Bacia Hidrográfica..... 193
Tabela 11-2 – Despacho de PCH – Por Bacia Hidrográfica 194
Tabela 11-3 – Despacho de Eólica – Por Região Eólica 195
Tabela 11-4 – Despacho de Biomassa – Por Estado 196
Tabela 11-5 – Despacho de Usinas Nucleares..... 196
Tabela 11-6 – Despacho de Térmicas Fósseis – Por Estado 197
Tabela 11-7 – Despacho dos Elos de Corrente Contínua 197
Tabela 16-1 – Cenário 1A (dimensionador) – Despacho Hidrelétricas..... 227
Tabela 16-2 – Cenário 1A (dimensionador) – Despacho Pequenas Centrais Hidrelétricas..... 228
Tabela 16-3 – Cenário 1A (dimensionador) – Despacho Usinas Eólicas..... 229
Tabela 16-4 – Cenário 1A (dimensionador) – Despacho Usinas a Biomassa..... 230
Tabela 16-5 – Cenário 1A (dimensionador) – Despacho Usinas Nucleares..... 230
Tabela 16-6 – Cenário 1A (dimensionador) – Despacho Termelétricas 231
Tabela 16-7 – Cenário 1A (dimensionador) – Despacho Elos CC..... 231
Tabela 16-8 – Cenário 2A – Despacho Hidrelétricas 232
Tabela 16-9 – Cenário 2A – Despacho Pequenas Centrais Hidrelétricas..... 233
Tabela 16-10 – Cenário 2A – Despacho Usinas Eólicas 234
Tabela 16-11 – Cenário 2A – Despacho Usinas a Biomassa 235
Tabela 16-12 – Cenário 2A – Despacho Usinas Nucleares 235
Tabela 16-13 – Cenário 2A – Despacho Usinas Termelétricas 236
Tabela 16-14 – Cenário 2A – Despacho Elos CC 236
Tabela 16-15 – Cenário 2B – Despacho Usinas Hidrelétricas 237
Tabela 16-16 – Cenário 2B – Despacho Pequenas Centrais Hidrelétricas..... 238
Tabela 16-17 – Cenário 2B – Despacho Usinas Eólicas..... 239
Tabela 16-18 – Cenário 2B – Despacho Usinas a Biomassa 240
Tabela 16-19 – Cenário 2B – Despacho Usinas Nucleares..... 240
Tabela 16-20 – Cenário 2B – Despacho Usinas Termelétricas 241
Tabela 16-21 – Cenário 2B – Despacho Elos CC 241
Tabela 16-22 – Cenário 3A – Despacho Usinas Hidrelétricas..... 242
Tabela 16-23 – Cenário 3A – Despacho Pequenas Centrais Hidrelétricas..... 243
Tabela 16-24 – Cenário 3A – Despacho Usinas Eólicas 244
Tabela 16-25 – Cenário 3A – Despacho Usinas a Biomassa 245
Tabela 16-26 – Cenário 3A – Despacho Usinas Nucleares 245
Tabela 16-27 – Cenário 3A – Despacho Usinas Termelétricas 246
Tabela 16-28 – Cenário 3A – Despacho Elos CC 246
Tabela 16-29 – Cenário 3B – Despacho Usinas Hidrelétricas 247
Tabela 16-30 – Cenário 3B – Despacho Pequenas Hidrelétricas..... 248
Tabela 16-31 – Cenário 3B – Despacho Usinas Eólicas..... 249
Tabela 16-32 – Cenário 3B – Despacho Usinas a Biomassa 250
Tabela 16-33 – Cenário 3B – Despacho Usinas Nucleares..... 250
Tabela 16-34 – Cenário 3B – Despacho Usinas Termelétricas 251
Tabela 16-35 – Cenário 3B – Despacho Elos CC 251
Tabela 16-36 – Cenário 4A – Despacho Usinas Hidrelétricas..... 252
Tabela 16-37 – Cenário 4A – Despacho Pequenas Centrais Hidrelétricas..... 253
Tabela 16-38 – Cenário 4A – Despacho Usinas Eólicas 254
Tabela 16-39 – Cenário 4A – Despacho Usinas a Biomassa 255
Tabela 16-40 – Cenário 4A – Despacho Usinas Nucleares 255
Tabela 16-41 – Cenário 4A – Despacho Usinas Termelétricas 256
Tabela 16-42 – Cenário 4A – Despacho Elos CC 256

Tabela 16-43 – Cenário 4B – Despacho Usinas Hidrelétricas 257
Tabela 16-44 – Cenário 4B – Despacho Pequenas Centrais Hidrelétricas..... 258
Tabela 16-45 – Cenário 4B – Despacho Usinas Eólicas..... 259
Tabela 16-46 – Cenário 4B – Despacho Usinas a Biomassa 260
Tabela 16-47 – Cenário 4B – Despacho Usinas Nucleares..... 260
Tabela 16-48 – Cenário 4B – Despacho Usinas Termelétricas 261
Tabela 16-49 – Cenário 4B – Despacho Elos CC 261
Tabela 16-50 – Cenário 5A – Despacho Usinas Hidrelétricas..... 262
Tabela 16-51 – Cenário 5A – Despacho Pequenas Centrais Hidrelétricas..... 263
Tabela 16-52 – Cenário 5A – Despacho Usinas Eólicas 264
Tabela 16-53 – Cenário 5A – Despacho Usinas a Biomassa 265
Tabela 16-54 – Cenário 5A – Despacho Usinas Nucleares 265
Tabela 16-55 – Cenário 5A – Despacho Usinas Termelétricas 266
Tabela 16-56 – Cenário 5A – Despacho Elos CC 266
Tabela 16-57 – Cenário 5B – Despacho Usinas Hidrelétricas 267
Tabela 16-58 – Cenário 5B – Despacho Pequenas Centrais Hidrelétricas..... 268
Tabela 16-59 – Cenário 5B – Despacho Usinas Eólicas..... 269
Tabela 16-60 – Cenário 5B – Despacho Usinas a Biomassa 270
Tabela 16-61 – Cenário 5B – Despacho Usinas Nucleares..... 270
Tabela 16-62 – Cenário 5B – Despacho Usinas Termelétricas 271
Tabela 16-63 – Cenário 5B – Despacho Elos CC 271
Tabela 16-64 – Características Elétricas das Linhas de Transmissão Novas – Alternativa Vencedora..... 272
Tabela 16-65 – Parâmetros Elétricos das Linhas de Transmissão Novas – Alternativa Vencedora 272
Tabela 16-66 – Capacidade das Linhas de Transmissão Novas – Alternativa Vencedora 272
Tabela 16.67 – Plano de obras e estimativa de custos do Bipolo A (Conversora Parauapebas)– 1 de 1..... 291
Tabela 16.68 – Plano de obras e estimativa de custos do Bipolo A (Conversora Marabá)– 1 de 1 292
Tabela 16.69 – Plano de obras e estimativa de custos do Bipolo A (Conversora Miracema)– 1 de 1 293
Tabela 16.70 – Plano de obras e estimativa de custos do Bipolo A (Conversora Colinas)– 1 de 1 294
Tabela 16.71 – Plano de obras e estimativa de custos do Bipolo B (Conversora Imperatriz)– 1 de 1 324
Tabela 16.72 – Plano de obras e estimativa de custos do Bipolo B (Conversora Graça Aranha)– 1 de 2..... 325
Tabela 16.73 – Plano de obras e estimativa de custos do Bipolo B (Conversora Graça Aranha)– 2 de 2..... 326
Tabela 16.74 – Plano de obras e estimativa de custos do Bipolo B (Conversora Teresina II)– 1 de 1 327
Tabela 16.75 – Plano de obras e estimativa de custos dos Equipamentos de Compensação Reativa– 1 de 1 332
Tabela 16.76 – Plano de obras e estimativa de custos da realocação de reatores de linha – 1 de 1 332

1 INTRODUÇÃO

1.1 Objetivo

Conforme mencionado na Apresentação deste documento, o panorama hidrológico crítico que se tem observado nos últimos anos, com significativa disponibilidade sazonal de geração nas regiões Norte/Nordeste e severas restrições de geração hídrica no Sudeste, indica como necessária uma adequada expansão da capacidade de transmissão entre as regiões Norte/Nordeste e o Sudeste/Centro-Oeste/Sul de modo a possibilitar a gestão dos estoques de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN) pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

As avaliações anteriores, reportadas nas referências [1], [2] e [3], as quais contemplam a análise eletroenergética e elétrica desta questão, indicam um requisito de expansão da ordem de 8.000 MW na capacidade de transmissão entre as regiões acima citadas, sendo indicada a alternativa composta por dois bipolos em corrente contínua como a solução adequada para proporcionar essa ampliação de capacidade.

Nessas condições, o objetivo deste documento é apresentar a análise técnica e econômica desta solução, incorporando também uma primeira avaliação socioambiental referente às instalações envolvidas.

Como produto, apresentam-se as características técnicas das instalações, a serem mais detalhadamente avaliadas nos relatórios subsequentes (R2, R3 e R4), de modo a subsidiar seu processo licitatório.

1.2 Procedimento

Os principais aspectos contemplados no desenvolvimento da análise técnico-econômica foram os seguintes:

- Montagem dos casos de trabalho considerando-se um cenário extremo de disponibilidade de oferta de geração nas regiões Norte e Nordeste para o Sudeste de modo a reproduzir o excedente de geração estabelecido em [1] e [2];
- Análises de sensibilidade com relação à potência das conversoras CA/CC envolvidas e aos seus pontos de localização nas regiões Norte/Nordeste (retificadores) e Sudeste/Centro-Oeste/Sul (inversores);
- Determinação dos reforços necessários no sistema CA das regiões Norte, Nordeste, Sudeste e Centro-Oeste para o recebimento do intercâmbio desejado;
- Dimensionamento da compensão reativa;
- Avaliação do desempenho em regime permanente e dinâmico do sistema, com foco nas interações dos novos bipolos com os existentes no SIN (*multi infeed*);

- Análise de curto-circuito;
- Análise econômica;
- Avaliação do desempenho do sistema interligado face a contingências duplas (confiabilidade diferenciada de atendimento proporcionada pelos novos reforços).
- Avaliação socioambiental preliminar dos corredores das novas linhas em CC e das áreas onde serão localizadas as estações retificadoras e inversoras (apresentada em anexo).

2 CONCLUSÕES

Os estudos realizados demonstraram a viabilidade técnico-econômica e socioambiental da expansão da interligação entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste através de dois elos em corrente contínua, possibilitando um aumento de intercâmbio de 8.000 MW MW entre essas regiões.

Bipolo A

Das análises realizadas, concluiu-se que a melhor configuração para um dos bipolos, denominado Bipolo A, consiste em um elo CC de 4000 MW de capacidade, tensão 800 kVcc, interligando a SE 500 kV Parauapebas (PA) na região Norte à nova SE 500 kV Assis 2 (SP) na região Sudeste.

Dentre as características vantajosas de se estabelecer à SE 500 kV Parauapebas como ponto de localização da SE retificadora, tem-se:

- Apresenta-se como um ponto forte de conexão das usinas do Norte do país com destaque para as usinas hidrelétricas de grande porte existentes e em construição como UHEs Tucuruí e Belo Monte, respectivamente, além das futuras usinas do Complexo do rio Tapajós;
- A localização geográfica desta SE minimiza o cruzamento com outras linhas componentes do tronco em 500 kV que interliga o Norte com o Sudeste;
- Por se tratar de subestação em construção, possui em suas adjacências área compatível com uma expansão do porte necessário para alocar uma SE retificadora;
- Minimiza o reflexo das interações elétricas entre elos CC eletricamente próximos;
- Possui níveis de curto-circuito compatíveis com sistemas elétricos robustos para alocação de conversoras de Elos CC.

Como características favoráveis da SE inversora ser localizada na nova SE 500 kV Assis 2, tem-se:

- Apresenta-se como ponto de interface com a região Sul, possibilitando a futura expansão da Interligação Sudeste – Sul a partir desta SE, permitindo trocas energéticas diretas entre as regiões Norte e Sul do país;
- Minimiza os reforços no sistema CA, necessários para escoamento da energia transmitida pelo Bipolo A para os principais centros de carga;
- Minimiza o reflexo das interações elétricas entre elos CC eletricamente próximos;
- Possuí níveis de curto-circuito compatíveis com sistemas elétricos robustos para alocação de conversoras de Elos CC.

Bipolo B

Quanto ao segundo bipolo, denominado Bipolo B, para qual foram analisadas diversas possibilidades de localização da subestação retificadora, além da inicialmente proposta no estudo anterior [3], concluiu-se pela indicação na localidade de Graça Aranha (MA), conectada ao sistema através do seccionamento das linhas 500 kV Presidente Dutra – Teresina II C1, C2 e C3.

Para a localização da SE inversora, optou-se por mantê-la na nova SE Silvânia 500 kV (GO), de acordo com a avaliação anteriormente feita em [3].

A localização da SE retificadora no ponto do sistema acima mencionado tem, dentre outras, as seguintes vantagens:

- Com a SE retificadora neste ponto propicia-se um alívio no carregamento da Interligação Norte – Sul como um todo – trechos compreendidos entre as SEs 500 kV Imperatriz – Colinas – Miracema – Gurupi – Serra da Mesa – Samambaia, funcionando o bipolo B como um *by-pass*. De outra forma, pontos elétricos localizados geograficamente abaixo, ou seja, mais ao sul, acarretam carregamentos desequilibrados em trechos desta Interligação, podendo vir a demandar reforços prematuramente em alguns deles;
- Fornece um novo ponto de conexão no estado do Maranhão, estratégico para futuras conexões;
- Por se tratar de subestação nova, possui área compatível com o porte necessário para alocar uma SE retificadora;
- Apresenta-se como um ponto forte de conexão das usinas termelétricas do estado do Maranhão, bem como usinas eólicas do Nordeste, com destaque para as eólicas dos estados do Piauí e Ceará;
- Está localizada em um ponto elétrico de fronteira entre as regiões Norte e Nordeste, estando, assim, alinhado ao propósito de escoamento de excedentes energéticos dessas regiões.

Como características favoráveis da SE inversora ser localizada na nova SE 500 kV Silvânia, tem-se:

- 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;
- É 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 Interligação Norte-Sul, que vem se apresentando como gargalo para operação eletro-energética otimizada, em especial nos períodos de alta hidraulicidade da região Norte. A injeção de potência via Bipolo B 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;
- A proximidade com uma malha robusta em 500 kV evita a necessidade de complementação estrutural de grande porte para escoamento da potência injetada. Os seccionamentos das LTs 500 kV Samambaia – Itumbiara e Samambaia – Emborcação na SE Silvânia além da nova LT 500 kV Trindade – Silvânia foram suficientes para escoar a potência do Bipolo B, seja em potência direta ou reversa.

Requisitos de controle

Os estudos indicaram a importância de uma malha adicional de controle para redistribuir a carga do Bipolo A entre os dois bipolos Xingu-Estreito e Xingu-Terminal Rio durante contingências mais severas no SIN, particularmente na situação de perda de bipolo nos cenários de carga pesada. Em termos relativos, constatou-se que a perda do Bipolo B tende a ser menos severa que a do Bipolo A. Uma análise mais detalhada dos requisitos de controle para a adequada interação dos diversos elos de corrente de contínua presentes no SIN é um item relevante a ser objeto da continuação dos estudos (Relatório R2).

Investimentos

Os investimentos previstos para a implantação da expansão proposta totalizam cerca de R$ 12,2 bilhões, distribuídos conforme mostra a tabela que se segue:

	LINHA BIPOLAR		SEs CONVERSORAS		REFORÇOS CA+ Controle		TOTAL	
	bi R$	%	bi R$	%	bi R$	%	bi R$	%
BIPOLO A	2,7	42%	2,8	44%	0,9	14%	6,4	100%
BIPOLO B	2,0	34%	2,8	48%	1,0	18%	5,8	100%

Data de necessidade

Tendo em vista a recorrência das situações hidrológicas críticas que justificam a expansão da interligação entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste/Sul, a necessidade das obras propostas neste documento é de caráter imediato. Tendo em conta, porém, os prazos requeridos para a elaboração dos demais relatórios (R2, R3 e R4), bem como dos processos licitatório e de implantação subsequentes, no programa de obras a seguir apresentado foi indicada a data referencial de Novembro de 2021.

Constatações adicionais

A solução apresentada (Bipolos A e B) para o aumento da capacidade de transmissão entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste/Sul, com a eliminação da restrição no intercâmbio entre essas regiões, agregarão os seguintes benefícios ao Sistema Interligado Nacional - SIN:

- Aumento da segurança energética do sistema interligado em cenário hidrológicos adversos, a exemplo daqueles que vem ocorrendo com frequência não desprezível nos últimos anos.

- Não obstante o elevado investimento, a solução contribui para a modicidade tarifária considerando-se o custo global de investimento e de operação do sistema. De fato, o sistema proposto, com capacidade nominal de 8.000 MW, possibilita transferência de pelo menos 6.000 MWmédios de excedentes de geração durante cerca de quatro meses do período úmido da região Norte, conforme demonstrado pelos estudos energéticos efetuados. Nessas condições, ter-se-ia, em correspondência, uma economia de geração térmica no subsistema Sudeste/Sul de até R$ 6,6 bilhões por ano (adotando-se, para efeito deste cálculo exemplificativo, um custo variável médio de despacho térmico de R$ 380/MWh, próximo ao valor máximo do PLD). Por outro lado, considerando o investimento total de R$ 12,2 bilhões para este novo sistema, verifica-se que este custo poderia ser recuperado em um período menor que dois anos caso ocorressem condições hidrológicas críticas ou severas, como as de 2014 e 2015 (ou mesmo em um prazo menor, no caso de custos mais elevados da geração térmica efetivamente despachada, a exemplo do ocorrido no passado recente).

- Assim, a solução proposta possibilita reduzir os custos da geração térmica e aumentar a segurança energética do sistema interligado em cenários hidrológicos críticos, a exemplo daqueles que vem ocorrendo com frequência não desprezível nos últimos anos. Por outro lado, como benefício adicional, para cenários hidrológicos menos severos que a situação extrema analisada, com frequência mais próxima da média do histórico de ocorrências, o sistema proposto possibilita também um aumento da segurança elétrica, com atendimento a contingências duplas nos principais trechos da interligação entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste.

- Propicia oportunidade para um expressivo aumento da capacidade de expansão de fontes de geração principalmente na região Nordeste.

- Harmonizando-se com o planejamento da expansão do sistema de geração da região Norte, a presença de pelo menos um dos bipolos propostos neste documento será importante para possibilitar o escoamento de parte da geração do complexo de usinas do rio Tapajós, conforme tratado em [29].

- Melhora o desempenho do SIN frente a contingências dos demais bipolos CC existentes entre as regiões Norte e Sudeste, principalmente em cenários de Norte e Nordeste Exportadores, período úmido.

- De modo mais específico, adicionalmente:

- Soluciona problemas de carregamento elevado na LT 500 kV Rio das Éguas-Luziânia no cenário de Nordeste Exportador máximo.

- Dota a região central do estado de Goiás de um novo ponto de conexão do sistema de 500 kV devido às dificuldades relativas a novas expansões nas SEs Luziânia e Samambaia.

- Atendimento ao critério N-2 para o sistema de 500 kV de suprimento à capital Goiânia.

- Soluciona problemas de carregamento elevado da rede de 230 kV da região central de Goiás no cenário de Sudeste Exportador para as regiões Norte e Nordeste.

3 RECOMENDAÇÕES

As obras recomendadas para possibilitar o escoamento dos excedentes de geração das regiões Norte/Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste/Sul, eliminando as restrições de intercâmbio entre essas regiões no cenário crítico de hidrologia contemplado neste trabalho, são a seguir apresentadas.

Os dois bipolos em corrente contínua que compõem a solução proposta são referencialmente denominados Bipolos A e B, sendo:

- Bipolo A: bipolo definido pelas conversoras Parauapebas (PA) – Assis 2 (SP)

- Bipolo B: bipolo definido pelas conversoras Graça Aranha (MA) – Silvânia (GO)

Na Figura 3.1 é apresentada uma ilustração eletrogeográfica dessas instalações.

Os correspondentes programas de obras são mostrados na Tabela 3.1, Tabela 3.2, Tabela 3.3 e na Tabela 3.4, referentes, respectivamente, ao Bipolo A, Bipolo B, equipamentos de compensação reativa e realocação de reatores de linha.

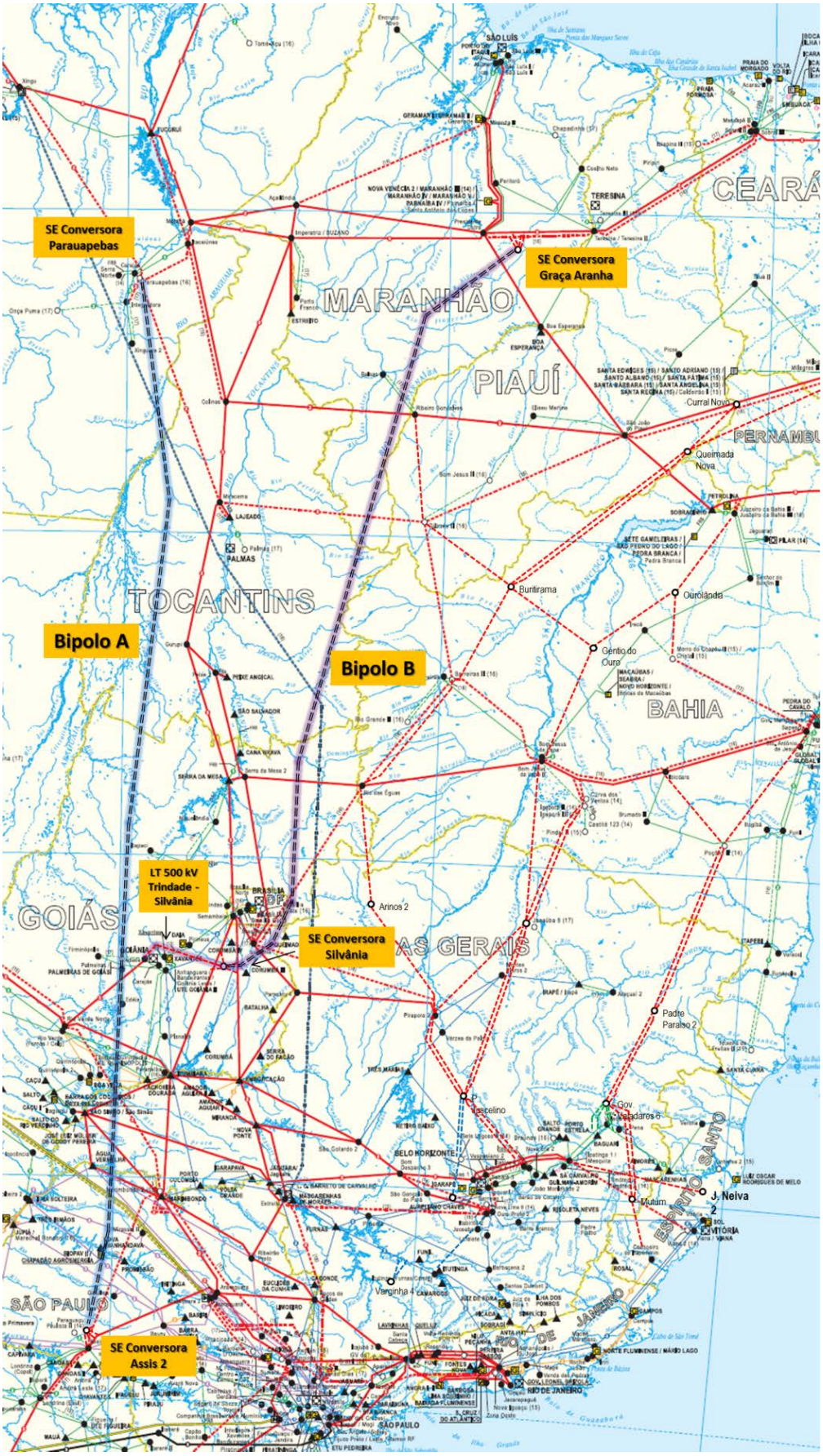


Figura 3.1 – Obras Recomendadas: Bipolos A e B

1. Bipolo A

Tabela 3.1– Programa de obras: Bipolo A

Descrição	Ano	Qtde.
SE 800 kV PARAUAPEBAS | Conversora 500 kVCA/±800 kVCC (Ampliação/Adequação)		
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis	2021	1,0
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		*3,0*
MIG-A	2021	1,0
SE 800 kV ASSIS 2 | Conversora 500 kVCA/±800 kVCC (Nova)		
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis	2021	1,0
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*5,0*
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		*6,0*
MIG (Terreno Rural)	2021	1,0
LT 800 kV PARAUAPEBAS - ASSIS 2, C1 (Nova)		
Linha CC ±800 kV, 1941 km, 6 x 1590 MCM	2021	1.941,0
SECC LT 500 kV MARIMBONDO II - ASSIS, C1, NA SE ASSIS 2 (Nova)		
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 2x2,3 km	2021	4,6
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2021	1,0
MIM - 500 kV	2021	1,0
MIG-A	2021	1,0
SECC LT 500 kV ARARAQUARA 2 - ASSIS, C1, NA SE ASSIS 2 (Nova)		
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 11,5 km	2021	11,5
Circuito Simples 500 kV, 4 x 795.0 MCM (Tern), 11,5 km	2021	11,5
Recondutoramento trecho Assis - ponto seccionamento 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 4,5 km	2021	4,5
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2021	1,0
MIM - 500 kV	2021	1,0
MIG-A	2021	1,0
LT 500 kV ASSIS - ASSIS 2, C1 (Nova)		
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 14,5 km	2021	14,5
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE ASSIS	2021	1,0
MIG-A // SE ASSIS	2021	1,0
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE ASSIS 2	2021	1,0
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // SE ASSIS 2	2021	1,0
MIM - 500 kV // SE ASSIS 2	2021	1,0
SE 500/440 kV ASSIS (Ampliação/Adequação)		
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2021	1,0
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2021	1,0
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM	2021	1,0
2° ATF 500/440 kV, 3 x 500 MVA 1Φ	2021	3,0
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*1,0*
MIM - 500 kV	2021	1,0

2. Bipolo B

Tabela 3.2– Programa de obras: Bipolo B

Descrição	Ano	Qtde.
SE 800 kV GRAÇA ARANHA | Conversora 500 kVCA/±800 kVCC (Nova)		
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis	2021	1,0
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*6,0*
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		*6,0*
MIG (Terreno Rural)	2021	1,0
SE 800 kV SILVÂNIA | Conversora 500 kVCA/±800 kVCC (Nova)		
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis	2021	1,0
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*5,0*
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		*6,0*
MIG (Terreno Rural)	2021	1,0
LT 800 kV GRAÇA ARANHA - SILVÂNIA, C1 | Linha ±800 kVCC (Nova)		
Linha CC ±800 kV, 1460 km, 6 x 1590 MCM	2021	1.460,0
SECC LT 500 kV PRESIDENTE DUTRA - TERESINA II, C1, C2, NA SE GRAÇA ARANHA (Nova)		
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 2x3,0 km	2021	6,0
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 2x3,0 km	2021	6,0
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2021	4,0
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0
MIM - 500 kV	2021	1,0
MIG-A	2021	1,0
SECC LT 500 kV PRESIDENTE DUTRA - TERESINA II, C3, NA SE GRAÇA ARANHA (Nova)		
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 2x7,6 km	2021	15,2
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2021	1,0
MIM - 500 kV	2021	1,0
MIG-A	2021	1,0
SECC LT 500 kV SAMAMBAIA - ITUMBIARA, C1, NA SE SILVÂNIA (Nova)		
Circuito Simples 500 kV, 3 x 900.0 MCM (Ruddy), 2x14,4 km	2021	28,8
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2021	1,0
MIM - 500 kV	2021	1,0
MIG-A	2021	1,0
SECC LT 500 kV SAMAMBAIA - EMBORCAÇÃO, C1, NA SE SILVÂNIA (Nova)		
Circuito Simples 500 kV, 3 x 900.0 MCM (Ruddy), 2x7,1 km	2021	14,2
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2021	1,0
MIM - 500 kV	2021	1,0
LT 500 kV TRINDADE - SILVÂNIA, C1 (Nova)		
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 161 km	2021	161,0
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE TRINDADE	2021	1,0
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // SE TRINDADE	2021	1,0
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 23,33 Mvar 1Φ // SE TRINDADE	2021	4,0
MIG-A // SE TRINDADE	2021	1,0
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE SILVÂNIA	2021	1,0
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // SE SILVÂNIA	2021	1,0
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 23,33 Mvar 1Φ // SE SILVÂNIA	2021	4,0

3. Equipamentos de Compensação Reativa

Tabela 3.3– Programa de obras: Equipamentos de Compensação Reativa

Descrição	Ano	Qtde.
SE 500 kV ASSIS 2 (Nova)		
Compensador Síncrono 500 kV, 2 x (-90/+150) Mvar	2021	2,0
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0
MIM - 500 kV	2021	1,0
SE 500 kV JANAÚBA 3 (Ampliação/Adequação)		
Compensador Síncrono 500 kV, 2 x (-90/+150) Mvar	2021	2,0
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0
MIM - 500 kV	2021	1,0
SE 500 kV SILVÂNIA (Nova)		
Compensador Síncrono 500 kV, 3 x (-90/+150) Mvar	2021	3,0
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2021	3,0
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2021	3,0
MIM - 500 kV	2021	1,0
SE 500 kV PADRE PARAÍSO 2 (Ampliação/Adequação)		
Compensador Estático 500 kV, 1 x (-150/+300) Mvar	2021	1,0
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2021	1,0
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2021	1,0
MIM - 500 kV	2021	1,0

Os equipamentos de compensação reativa indicados na Tabela 3.3 para instalação nas SEs Janaúba 3 e Padre Paraíso 2 já foram relacionados antecipadamente pela ANEEL para comporem o Leilão de Transmissão referente à implantação dessas subestações.

4. Realocação de reatores de linha

Tabela 3.4– Programa de obras: Realocação de Reatores de Linha

Descrição	Ano	Qtde.
SE 500 kV ASSIS (Ampliação/Adequação)		
Realoção Reator Linha Fixo -136 MVar p/ nova SE Assis 2	2021	1,0
Realoção Reator Linha Manobrável -100 MVar p/ nova SE Assis 2	2021	1,0
SE 500 kV PRESIDENTE DUTRA (Ampliação/Adequação)		
Realoção Reator Linha Fixo -150 MVar p/ nova SE Graça Aranha	2021	3,0

Obs.: - O reator de linha fixo de 136 Mvar a ser realocado da SE Assis para a nova SE Assis 2 é oriundo da LT 500 kV Marimbondo II – Assis C1, enquanto o reator de linha manobrável de 100 Mvar é oriundo da LT 500 kV Araraquara – Assis C1

- Os reatores de linha fixo de 150 Mvar a serem realocados da SE Presidente Dutra para a SE Graça Aranha são oriundos das LTs 500 kV Presidente Dutra – Teresina II C1, C2 e C3

Recomenda-se atenção especial na elaboração do R2 com relação aos empreendimentos da Tabela 3.4, no sentido de se verificar a ocorrência de ressonância e a consequente necessidade de implantação de reatores de neutro após a transferência dos reatores de linha da SE Presidente Dutra para a nova SE Graça Aranha.

Com relação aos seccionamentos da rede de 500 kV na nova SE Assis 2, listados na Tabela 3.1, estamos fornecendo um melhor detalhamento dessas obras através da Figura 3.2, que contém um diagrama esquemático elucidativo.

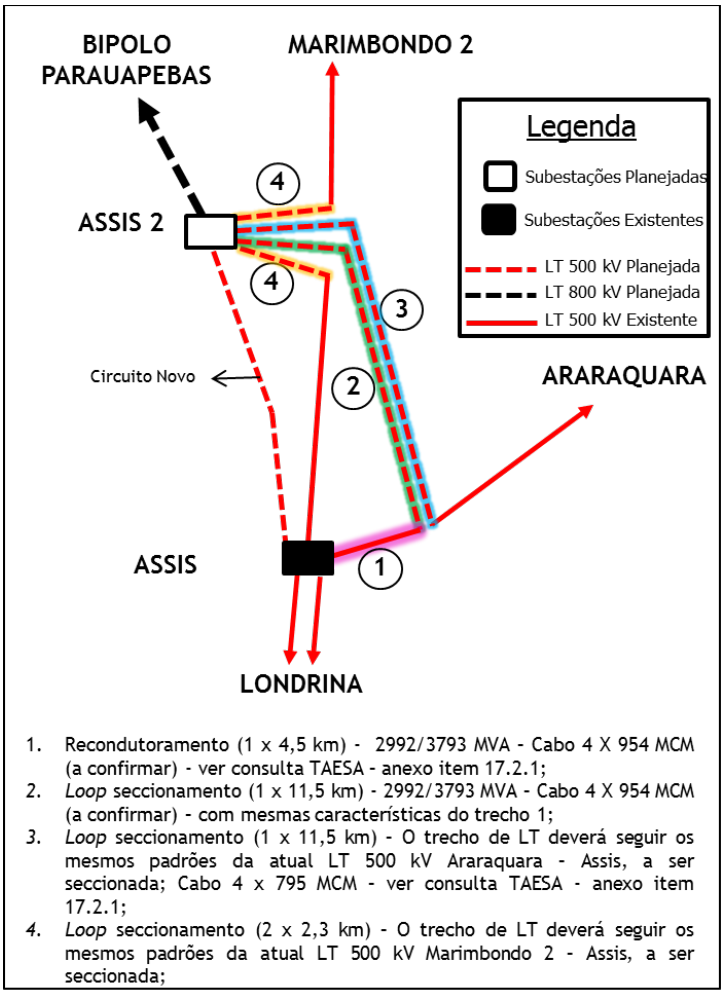


Figura 3.2 – SE Assis 2: Detalhamento Seccionamentos Rede 500 kV

Com relação aos seccionamentos da rede de 500 kV na nova SE Silvânia, listados na Tabela 3.2, estamos fornecendo um melhor detalhamento dessas obras através da Figura 3.3, que contém um diagrama esquemático elucidativo.

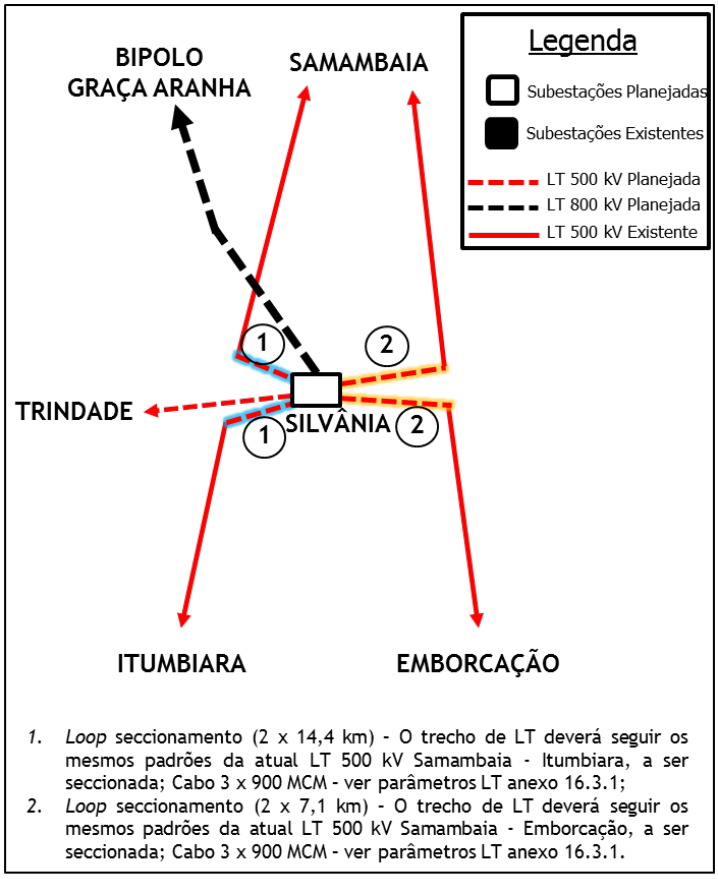


Figura 3.3 – SE Silvânia: Detalhamento Seccionamentos Rede 500 kV

5. Distâncias de afastamento

Na definição da diretriz preferencial dos Bipolos A e B procurou-se manter uma distância mínima de 10 km em relação à diretriz de outros Bipolos e linhas troncais em 500 kV, tais como Interligação Norte – Sul e Norte – Nordeste, existentes ou em implantação, dentre as quais destacam-se:

- LT planejada 800 kV Xingu – Estreito;
- LT planejada 800 kV Xingu – Terminal Rio;
- LT existente 500 kV Serra da Mesa 2 – Luziânia;
- LT existente 500 kV Luziânia – Paracatu 4;
- LT planejada 500 kV Luziânia – Pirapora 2;
- LT planejada 500 kV Rio das Éguas – Luziânia;
- LT planejada 500 kV Barreiras II – Rio das Éguas C1 e C2;
- LT planejada 500 kV Gilbués II – Barreiras II;

- LT planejada 500 kV Barreiras II – Bom Jesus da Lapa II;
- LT planejada 500 kV Ribeiro Gonçalves – Gilbués II;

Essa distância mínima deverá ser observada na implantação da LT-CC ±800 kV Parauapebas – Assis 2 e da LT-CC ±800 kV Graça Aranha – Silvânia. Destacam-se os locais nos quais o critério de afastamento de 10 km poderá ser flexibilizado:

- Em relação ao Bipolo A:

  Trecho de travessia do rio Araguaia - o afastamento poderá ser inferior a 10 km em relação ao traçado da LT 800 kV Xingu – Estreito, de forma a possibilitar a travessia do rio em trechos mais estreitos. Deve-se observar, no entanto, que tais trechos permitem um afastamento mínimo de 5 km;

- Em relação ao Bipolo B:

  Região no entorno do local indicado para a UHE Maranhão (125 MW, localizada no estado de Goiás, atualmente em fase de estudos de viabilidade) - poderá não ser mantido o afastamento de 10 km com a LT 800 kV Xingu – Estreito, caso confirmada a viabilização desse projeto.

Na impossibilidade de atendimento dessa distância mínima, a Transmissora deverá apresentar justificativas no Projeto Básico - Etapa de Concepção, para aprovação da ANEEL.

Ressalta-se que na definição da diretriz preferencial dos Bipolos A e B identificaram-se pontos nos quais poderão haver cruzamentos entre elos CC em construção e/ou em operação com os Bipolos recomendados neste estudo. Nestes pontos deverão ser utilizadas estruturas especiais para o cruzamento. Esses pontos estão ilustrados nas Figura 3.4, Figura 3.5 e Figura 3.6.



Figura 3.4 – Corredor Bipolo A: Possível ponto de cruzamento com a LT 800 kVcc Xingu - Estreito

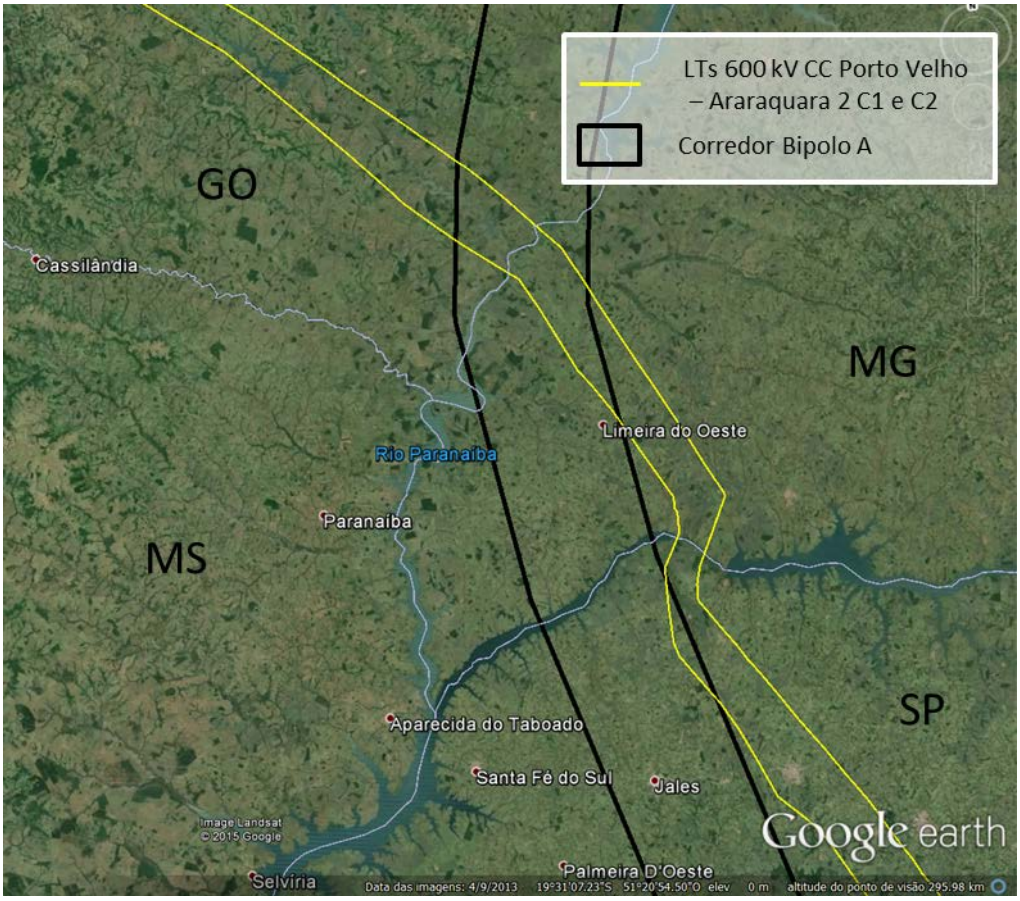


Figura 3.5 – Corredor Bipolo A: Possível ponto de cruzamento com as LTs 600 kVcc Porto Velho – Araraquara 2 C1 e C2

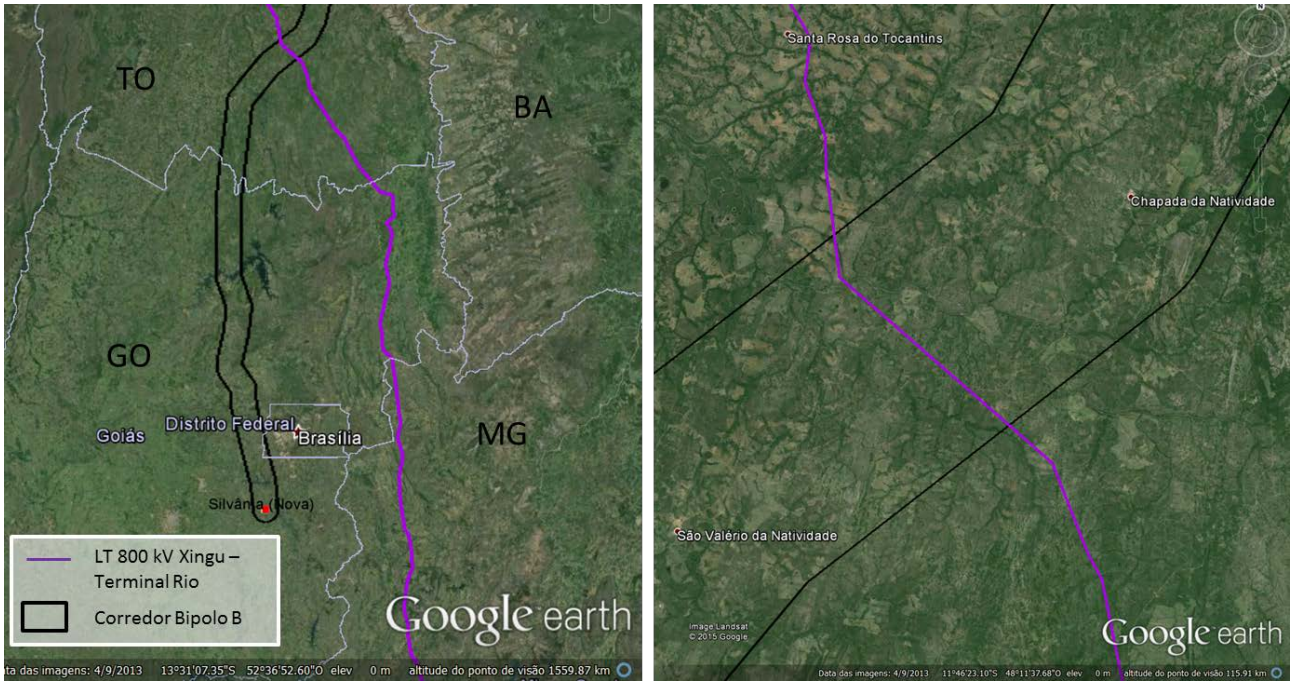


Figura 3.6 – Corredor Bipolo B: Possível ponto de cruzamento com a LT 800 kVcc Xingu – Terminal Rio

Por fim, recomenda-se que o traçado do Bipolo A não coincida com o corredor em que estão inseridas as LTs 600 kV CC Coletora Porto Velho – Araraquara 2 C1 e C2 na travessia do Rio Grande . Essa medida visa evitar a concentração de 3 bipolos CC no mesmo corredor, próximas entre si, numa área de cultivo intensivo de cana-de-açúcar (sujeita a queimadas).

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”, [5].

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” [6], com os seguintes destaques:

- Conceito de mínimo custo global para a escolha da alternativa;
- Variação máxima de 5% da tensão do barramento decorrente da manobra de equipamentos;
- Atendimento ao critério N-1, sem corte automático de geração, com possibilidade de redespacho após 30 minutos, para indisponibilidade de LT CA circuito simples ou de um Polo CC (retorno por terra por até 30 minutos), evitando sobredimensionamento da compensação série ou da potência das conversoras;
- As linhas CA deverão ser providas por religamento monopolar;
- Para os carregamentos máximos de linhas de transmissão e transformadores, foram seguidas, para as instalações existentes, as informações das empresas conforme apresentadas nos casos do Plano Decenal de Energia 2023 [7]. Para as transformações futuras, foram admitidas sobrecargas de 20% em emergência;

A distância máxima entre as subestações seccionadoras de 500 kV deverá ser limitada em cerca de 400 km. Nas análises de desempenho dinâmico ressaltam-se os seguintes pontos:

- A duração das falhas de comutação para defeitos remotos estendeu-se entre 16 e 100 ms, conforme severidade da perturbação. Para defeitos locais, considerou-se a duração das falhas de comutação igual a da própria falta (100ms no sistema de 500 kV);
- Na perda de um Polo, o comando de sobrecarga do remanescente foi considerado instantâneo, pois o tempo que o Polo leva para assumir a sobrecarga já está modelado pela dinâmica do controle;

- Por se tratar de um sistema com extensas linhas de transmissão, adotou-se nesse estudo um critério diferenciado, onde o sistema não poderá ter colapso de tensão para a perda de Bipolo (emergência múltipla). Nessa situação, pode-se contar com o alívio ou corte automático de geração como solução para garantir o bom desempenho do sistema. Considerando que o tempo máximo estimado para tomada de decisão de uma 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;

- Nesta fase de estudo, foram considerados ajustes típicos de controle, para que a recuperação da potência CC a 90% do valor anterior à aplicação do defeito ocorresse no tempo máximo 200 ms após a potência CC atingir 0 MW;

- Com base na experiência operativa com o elo CCAT do Madeira, adotou-se o valor de 12,0° para o ângulo mínimo de extinção;

- Para os sistemas CA foram adotados os critérios vigentes de tensão máxima transitória de até 140% dos valores nominais no instante t0+;

- Para as oscilações de tensão em emergência simples, será admitido valor mínimo de 80% dos valores nominais em barramentos próximos aos centros de carga;

- No caso de oscilações de tensão em emergências múltiplas, será admitido valor mínimo de 70% dos valores nominais em barramentos próximos aos centros de carga de modo a evitar atuação indevida da lógica de subtensão que leva ao bloqueio dos CEs, aumentando o risco de colapso de tensão;

- A representação adotada para carga foi de 100% de corrente constante na parte ativa e 100% de impedância constante na parte reativa;

- Considerou-se nesta análise os controles do elo por potência, que representa análise mais conservativa para identificar afundamentos de tensão. Contudo, considerou-se como o valor de 0,975 pu o nível mínimo da tensão na conversora que divide a ordem de potência para ordem de corrente (Vdcmin), semelhante ao adotado na etapa de projeto básico do CCAT do Madeira.

Ressalta-se que, além das simulações de fluxo de carga, serão analisados os níveis de curto circuito da alternativa selecionada para a expansão do sistema.

4.2 Casos de Trabalho

Considerou-se como referência para as simulações de fluxo de potência a base de dados correspondente ao Plano Decenal da Transmissão EPE 2023 [7], com as atualizações pertinentes da topologia da rede, plano de geração e mercado.

4.3 Limites Operativos

4.3.1 Tensão

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 de Operação	Condição Normal de Operação		Condição Operativa de Emergência	
(kV)	(kV)	(pu)	(kV)	(pu)
<230	-	0,95 a 1,05	-	0,90 a 1,05
230	218 a 242	0,95 a 1,05	207 a 242	0,90 a 1,05
345	328 a 362	0,95 a 1,05	311 a 362	0,90 a 1,05
440	418 a 460	0,95 a 1,046	396 a 460	0,90 a 1,046
500	500 a 550	1,00 a 1,10	475 a 550	0,95 a 1,10
525	500 a 550	0,95 a 1,05	475 a 550	0,90 a 1,05
765	690 a 800	0,90 a 1,046	690 a 800	0,90 a 1,046

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

4.3.3 Fator de Potência

O fator de potência a ser respeitado na Rede Básica de Fronteira foi de 0,95.

4.4 Horizonte do Estudo

De acordo com as referência [1] e [2], as restrições de intercâmbio das regiões Norte/Nordeste para a região Sudeste ocorrem a partir de ano de 2019.

Tendo em vista a impossibilidade de entrada em operação de novas obras de grande porte em 2019, considerou-se a data Novembro/2021 como factível para a entrada em operação dos empreendimentos a serem recomendados no presente relatório.

Conforme mencionado no item 4.2, foram utilizados os casos referentes ao Plano Decenal da Transmissão EPE 2023, atualização disponibilizada em 05 de novembro de 2014, com as atualizações pertinentes da topologia da rede e plano de geração.

Apesar do ano de referência para entrada em operação das obras a serem recomendadas pelo estudo ser 2021, optou-se em utilizar os casos com as projeções de mercado referentes ao ano de 2019 do PDE 2023, que são correspondentes ao ano 2021 do novo PDE 2024. Esta correspondência é justificada pela redução da previsão de mercado do PDE 2024 com relação ao PDE 2023, principalmente devido ao uso parâmetros econômicos mais aderentes à atual conjuntura do país.

No que se refere aos patamares de carga utilizados, cabe destacar uma diferença de modelagem da carga que ocorre entre a análise energética e a análise elétrica. No primeiro caso, utiliza-se a modelagem da carga em MWmed por patamar, enquanto no segundo caso utiliza-se a demanda máxima instantânea para os patamares de carga média e pesada e a demanda mínima para o patamar de carga leve. A Figura 4.1 ilustra de forma qualitativa essa diferença.

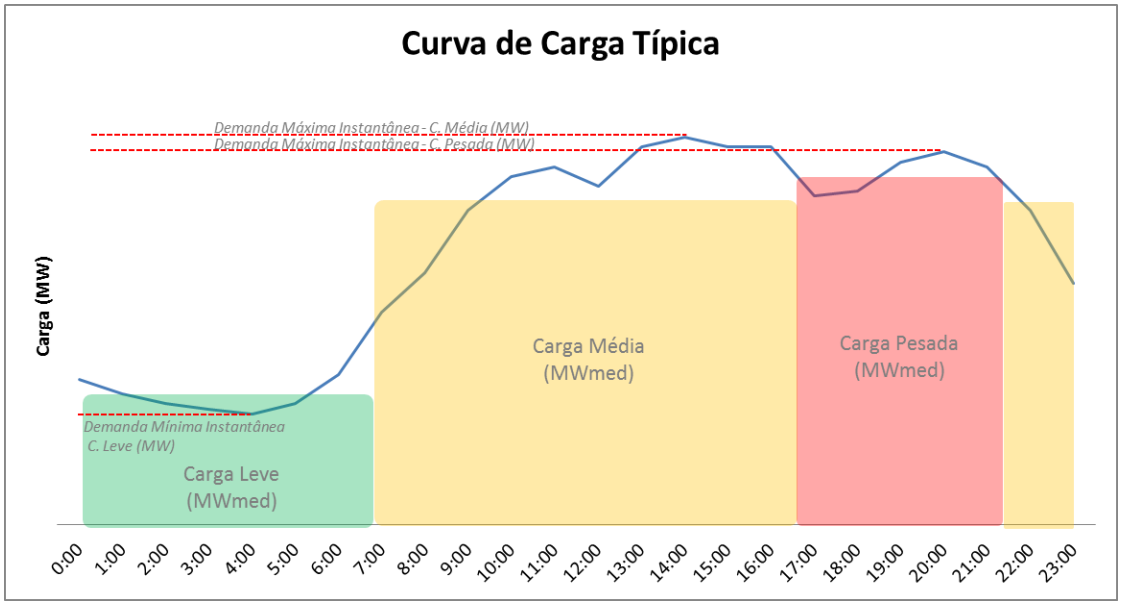


Figura 4.1 – Modelagem de Carga – Análise Energética vs Análise Elétrica

Na modelagem em MWmed, a carga média é sempre menor que a carga pesada, enquanto que na modelagem da demanda máxima instantânea vêm-se observando uma mudança de comportamento do pico de demanda da maioria das regiões, o qual passa a ocorrer no meio da tarde, dentro ainda do patamar de carga média.

Levando em consideração que os estudos energéticos apontaram que o maior excedente de geração das regiões Norte/Nordeste alocável nas regiões Sudeste/Centro-Oeste/Sul ocorre no patamar de carga média, optou-se por utilizar, nos estudos elétricos, o cenário de carga pesada como dimensionador da expansão do sistema de transmissão. Isso foi feito de forma a aproximar a análise elétrica da análise energética realizada em [1] e [2].

4.5 Parâmetros Econômicos

- Os investimentos previstos ao longo do tempo são referidos ao ano 2021 com taxa de retorno de 8% ao ano.

- Os custos estimados para as subestações conversoras estão de acordo com as médias de orçamentos fornecidos pelos fabricantes em consulta realizada entre os meses de abril e maio de 2015. Este custo considera capacidade de sobrecarga de 33% por meia hora.

- Os custos das linhas de transmissão convencionais foram retirados do Banco de Preços da ANEEL. No caso de linhas com características que não constam do Banco de preços da ANEEL, os custos utilizados são os calculados pelo CEPEL para o programa ELEKTRA, com

base nos insumos disponibilizados no módulo de linhas de transmissão do Banco de Preços da ANEEL [8].

- Para cálculo de perdas elétricas foram simulados os patamares de carga pesada, média e leve. O custo das perdas foi calculado com base no custo marginal de expansão da geração informado pela EPE de 193,00 R$/MWh [9]. O detalhamento está apresentado no Capítulo 6.

- Para a estimativa do custo das subestações conversoras utilizou-se a média dos meses de abril e maio do ano de 2015 para Dólar e Euro: 1 USD = R$ 3,05 e 1 EUR = R$ 3,35. A utilização desses valores tomou como base o período em que foram fornecidos orçamentos pelos fabricantes.

4.6 Cenários de Intercâmbio e Geração

Além do cenário dimensionador, baseado no que dispõe a NT 049/2015 [1] e NT 146/2015 [2], foram criados outros oito cenários para as análises de regime permanente e de estabilidade dinâmica, totalizando nove casos de trabalho. Esses cenários representam situações em que o sistema apresenta algum grau de fragilidade, como por exemplo a necessidade de maximização de transferência energética entre submercados que compõem o SIN ou situações de baixa inércia de subsistemas. Os cenários utilizados estão numerados abaixo para facilicitar a sua referência ao longo do texto.

- Cenário 1 (dimensionador): Máxima exportação do Norte/Nordeste com máxima importação para o Sul – Carga Pesada

- Cenário 2A: Máxima exportação do Norte/Nordeste – Carga Pesada

- Cenário 2B: Máxima exportação do Norte/Nordeste – Carga Leve

- Cenário 3A: Máxima exportação do Norte para Nordeste – Carga Média

- Cenário 3B: Máxima exportação do Norte para Nordeste – Carga Leve

- Cenário 4A: Máxima importação pelo Norte/Nordeste – Carga Média

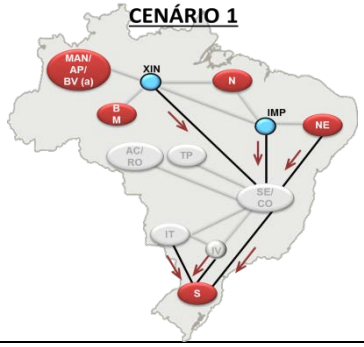
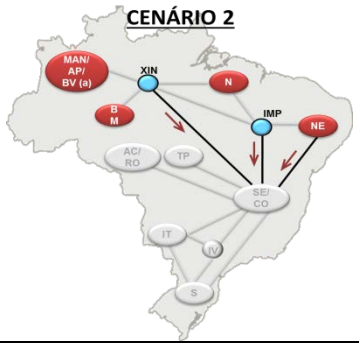
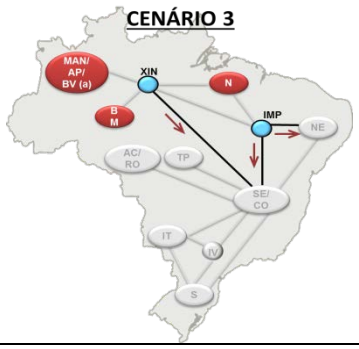
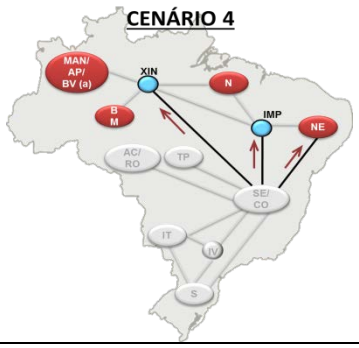
- Cenário 4B: Máxima importação pelo Norte/Nordeste – Carga Leve

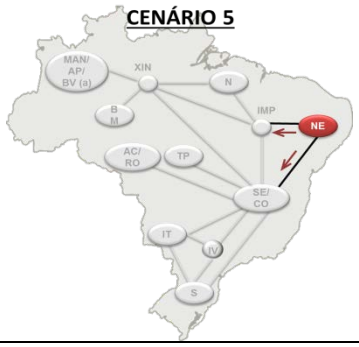
- Cenário 5A: Máxima exportação do Nordeste – Carga Pesada

- Cenário 5B: Máxima exportação do Nordeste – Carga Leve

A Tabela 4.2 ilustra, para cada uma das famílias de intercâmbio, os eixos de interligação que se encontram mais carregados e que, por conseguinte, serão o foco de cada uma das análises. Além disso, indica quais cenários foram utilizados para as análises de regime permanente e quais foram utilizados para as análises dinâmicas.

Tabela 4.2 – Cenários de análises de regime permanente e de estabilidade dinâmica

CENÁRIO		REGIME PERMANENTE	DINÂMICA
	1 - Máxima exportação do Norte/Nordeste com máxima importação para o Sul – Carga **Pesada**	✓	✓
	2A - Máxima exportação do Norte/Nordeste – Carga **Pesada**	✓	✓
	2B - Máxima exportação do Norte/Nordeste – Carga **Leve**		✓
	3A - Máxima exportação do Norte para Nordeste – Carga **Média**	✓	✓
	3B - Máxima exportação do Norte para Nordeste – Carga **Leve**		✓
	4A - Máxima importação pelo Norte/Nordeste – Carga **Média**	✓	✓
	4B - Máxima importação pelo Norte/Nordeste – Carga **Leve**	✓	✓

	5A - Máxima exportação do Nordeste – Carga **Pesada**		✓
	5B - Máxima exportação do Nordeste – Carga **Leve**	✓	✓

Os cenários 2A, 3A, 4A, 4B e 5B, utilizados na análise de regime permanente, não foram utilizados para dimensionamento e comparação das alternativas, sendo utilizados apenas para se mensurar os impactos da alternativa vencedora em diferentes cenários de geração e intercâmbio. O objetivo de se avaliar esses cenários é o de identificar a efetividade da solução recomendada e indicar, se necessário, reforços adicionais. Os detalhes do despacho para cada cenário podem ser encontrados no Anexo 16.1, com especificação da geração por fonte, bacia hidrográfica, unidade da federação e submercado.

4.6.1 Cenário 1A (dimensionador) - Máxima exportação do Norte/Nordeste com máxima exportação para o Sul – Carga Pesada

Foram considerados valores de geração tais, de modo a permitir que os valores de intercâmbio fossem similares aos valores considerados nas NT 049/2015 [1] e NT 146/2015 [2]. Este cenário se caracteriza por apresentar elevado carregamento das linhas de transmissão da interligação Norte/Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste e da interligação Sudeste/Centro-Oeste – Sul, tornando esse cenário crítico tanto do ponto de vista de carregamento, quanto do ponto de vista de esgotamento de potência reativa. Utilizaram-se, basicamente, as seguintes premissas:

- Período de elevada hidraulicidade das regiões Norte e Nordeste;
- Período de baixa hidraulicidade das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul;
- Utilização de todo o parque térmico do SIN, com fator de capacidade entre 90-95%;
- Despacho das usinas eólicas da região Nordeste em 55% da capacidade instalada prevista.

Verificou-se que, apesar de a maior disponibilidade energética líquida das regiões Norte/Nordeste ocorrer no período de carga leve, não é possível transferir todo o excedente dessas regiões para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul sem que sejam violados os limites de geração mínima

das usinas hidráulicas que compõem esses submercados. No período de carga leve, as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul não possuem capacidade para absorver todo o excedente de energia produzido nos submercados Norte e Nordeste. A Figura 4.2 ilustra de forma esquemática os intercâmbios inter-regionais praticados para o cenário 1A.

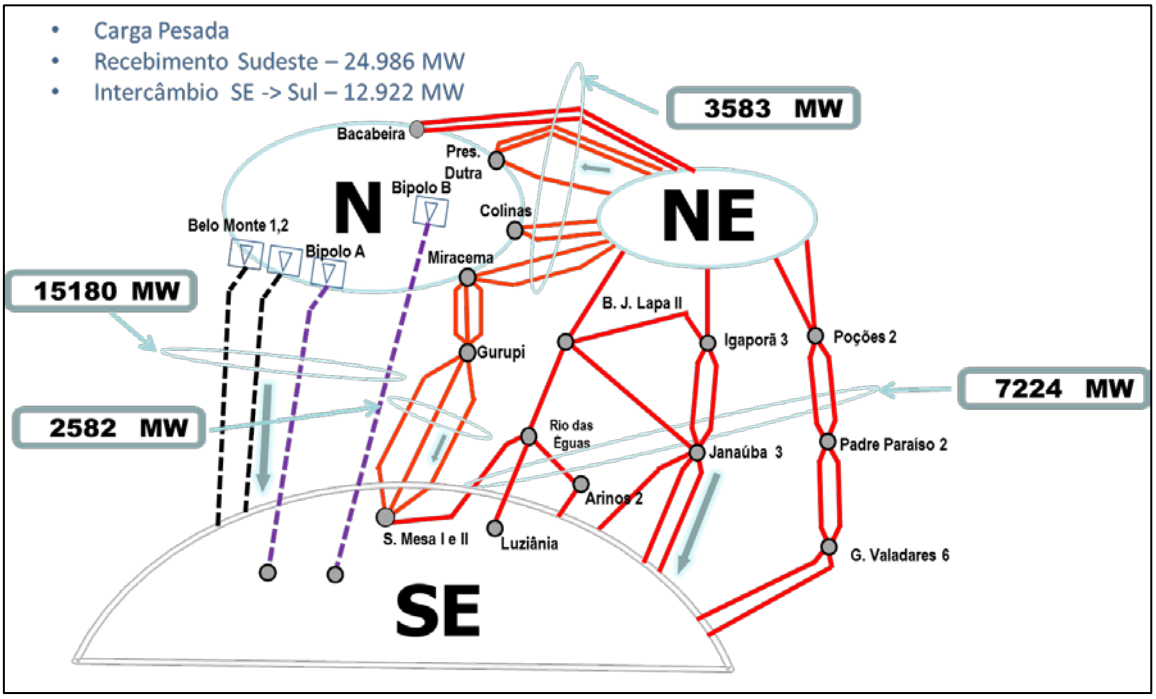


Figura 4.2 – Cenário 1 – Medição de Intercâmbios Inter-regionais

4.6.2 Cenário 2A – Máxima exportação do Norte/Nordeste – Carga Pesada

Este cenário é bastante semelhante ao cenário 1A, à exceção do intercâmbio praticado entre as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul, que é significativamente menor, embora também no sentido do Sudeste/Centro-Oeste para o Sul. A intenção, nesse cenário, é reproduzir uma situação de maximização de transferência das regiões Norte/Nordeste para a Sudeste/Centro-Oeste, aliada à baixa inércia deste último submercado. Para tanto, ao diminuir a geração na região Sudeste/Centro-Oeste e aumentar a geração na região Sul, verificou-se a consequente diminuição do intercâmbio entre essas regiões. A Figura 4.3 ilustra essa situação.

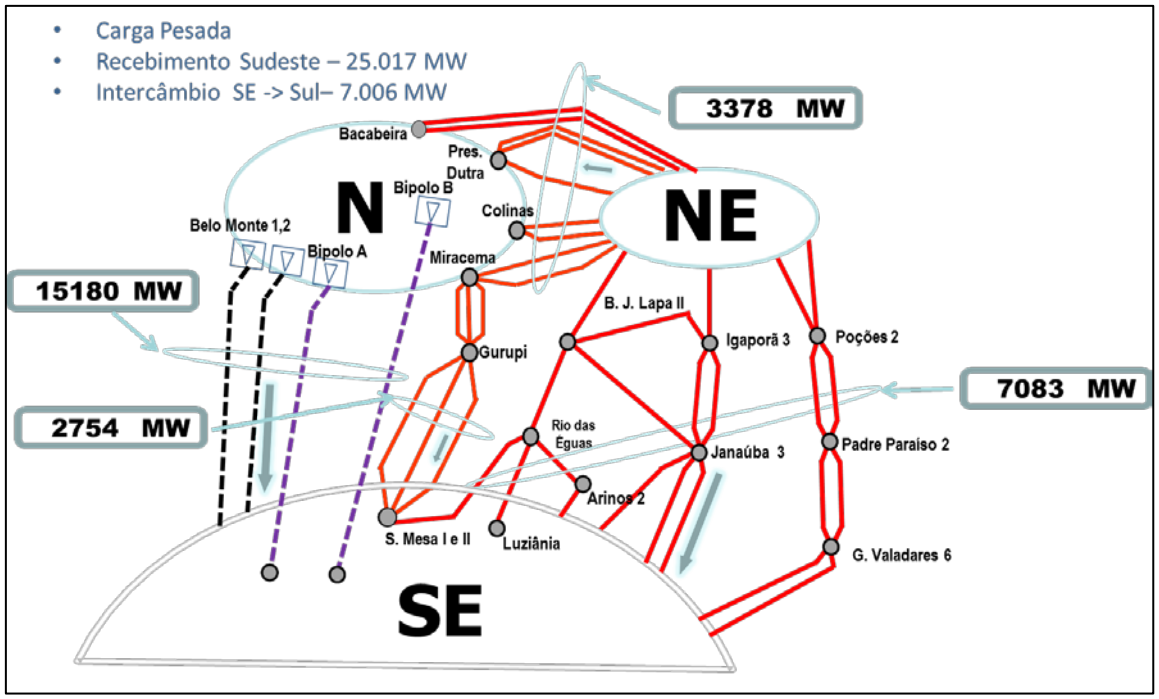


Figura 4.3 – Cenário 2A – Medição de Intercâmbios Inter-regionais

4.6.3 Cenário 2B – Máxima exportação do Norte/Nordeste – Carga Leve

Este cenário reproduz condições hidrológicas semelhantes ao cenário 2A, porém para o período de carga leve. Nesta situação, observou-se intercâmbio menor das regiões Norte e Nordeste para a região Sudeste/Centro-Oeste, quando comparado ao cenário 1B, conforme mostrado na Figura 4.4.

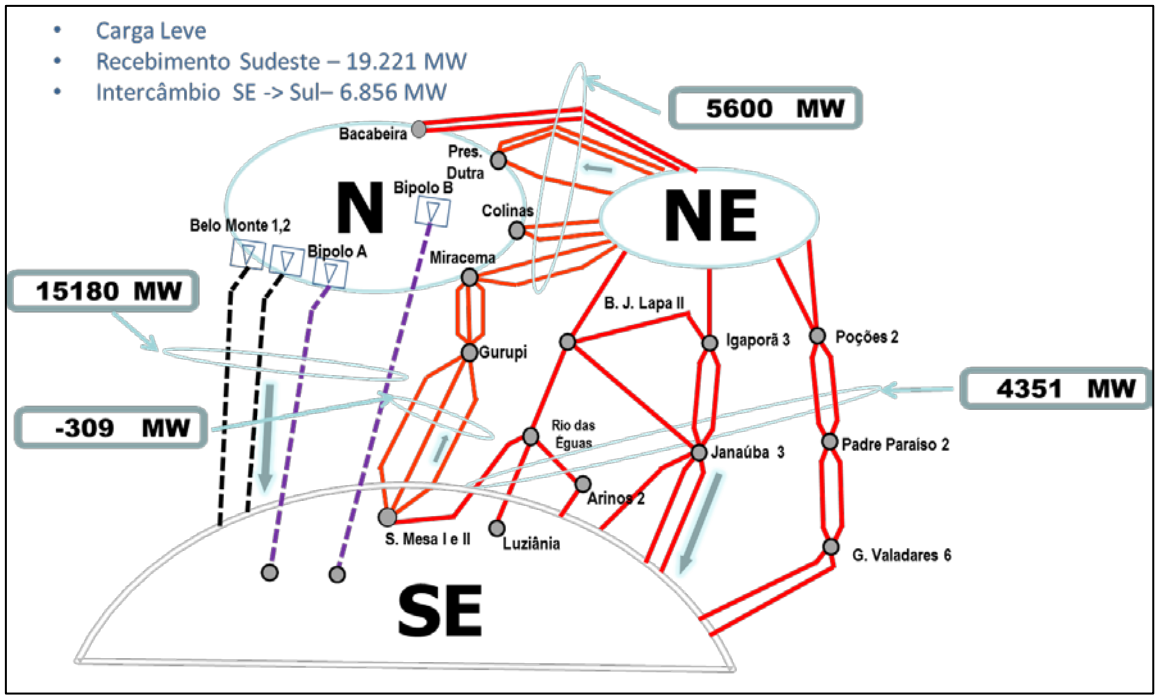


Figura 4.4 – Cenário 2B – Medição de Intercâmbios Inter-regionais

4.6.4 Cenário 3A – Máxima exportação do Norte para Nordeste – Carga Média

Este cenário tem como objetivo maximizar o carregamento das linhas de transmissão que compõem a interligação Norte-Nordeste, no sentido do submercado Norte para o Nordeste. Para tal, utilizou-se o período de carga média, que é o que apresenta maior demanda instantânea da região Nordeste. Adicionalmente, considerou-se uma situação de baixa hidraulicidade nesta região, concomitante à ocorrência de baixa geração eólica, ao passo que, para a região Norte, foi considerado todo o parque gerador despachado, com fator de capacidade da ordem de 90% a 95%. Além disso, verifica-se uma exportação da região Sudeste/Centro-Oeste para a região Nordeste da ordem de 3400 MW. Um esquema ilustrativo dos intercâmbios é mostrado na Figura 4.5.

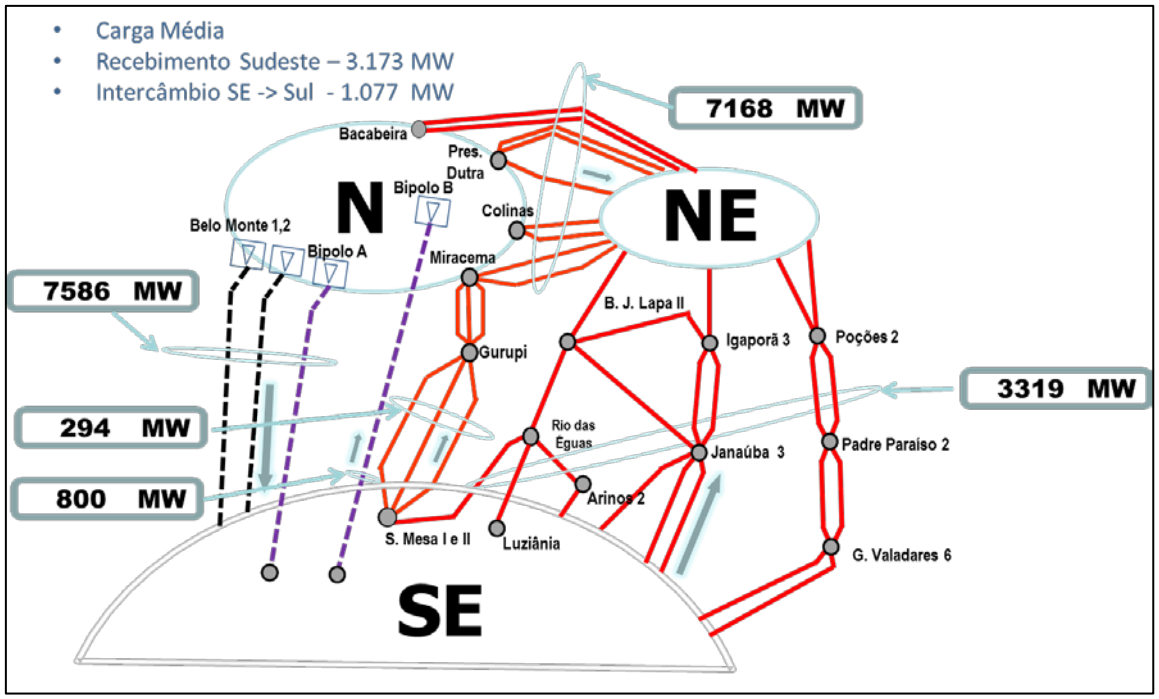


Figura 4.5 – Cenário 3A – Medição de Intercâmbios Inter-regionais

4.6.5 Cenário 3B – Máxima exportação do Norte para Nordeste – Carga Leve

Este cenário reproduz as condições hidrológicas semelhantes às do cenário 3A, porém para o patamar de carga leve. Nesta situação, observou-se intercâmbio menor da região Norte para a Nordeste, assim como da região Sudeste/Centro-Oeste para a Nordeste, face à menor carga deste submercado. No entanto, similarmente ao cenário 3A, foi mantida uma importação equivalente a 60% da carga do submercado Nordeste. A Figura 4.6 ilustra os intercâmbios praticados.

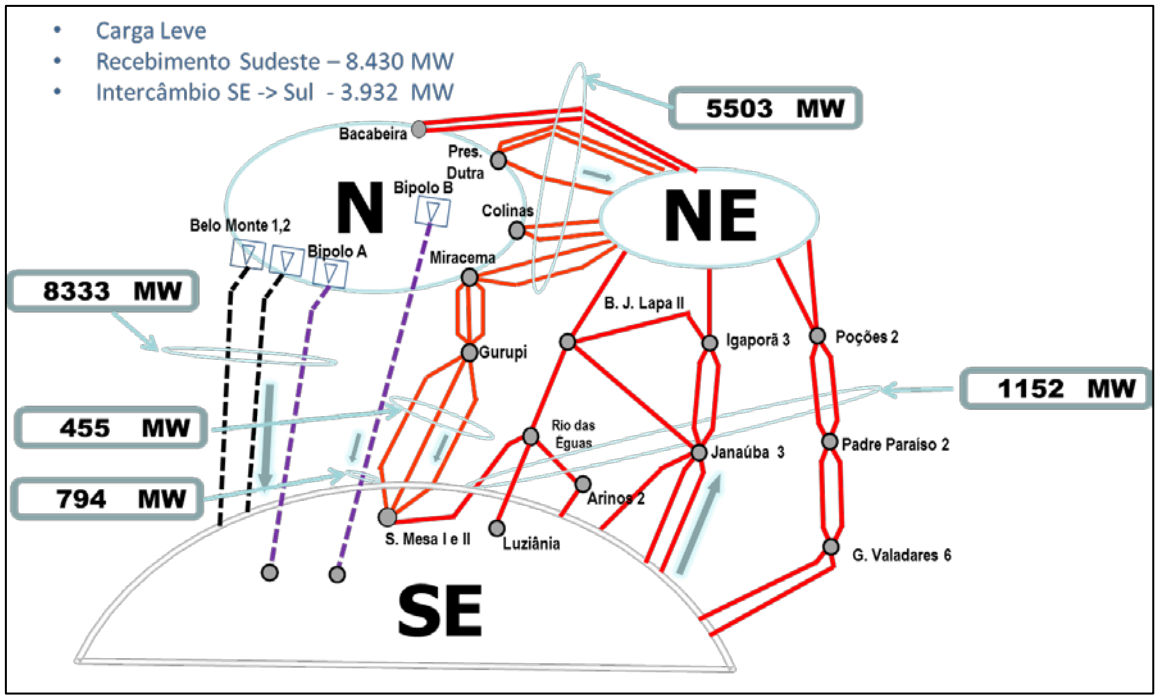


Figura 4.6 – Cenário 3B – Medição de Intercâmbios Inter-regionais

4.6.6 Cenário 4A – Máxima importação pelo Norte/Nordeste – Carga Média

O crescente aumento de oferta de energia nas regiões Norte e Nordeste tem resultado uma necessidade cada vez menor de importação de energia por esses submercados, mesmo considerando situações de despacho reduzido do parque gerador que os compõe. O crescimento da carga, apesar de ser bastante significativo em termos percentuais, tanto na região Norte quanto na região Nordeste, não acompanha, em termos absolutos, a grande expansão de oferta energética que essas regiões têm experimentado. Com isso, esses submercados têm se apresentado como exportadores de energia com maior frequência, e nos cenários em que se apresentam como importadores, necessitam de quantidades de potência cada vez menores.

Este cenário foi elaborado de forma a se verificar a operação dos reforços de transmissão em corrente contínua operando de forma inversa, ou seja, com as conversoras localizadas no submercado Sudeste/Centro-Oeste operando como retificadoras. Assim, espera-se mensurar o impacto da injeção de potência na rede CA dos submercados Norte e Nordeste, tendo como base a alternativa vencedora identificada através das análises do cenário dimensionador.

Os patamares de carga pesada e média, em termos de balanço energético, seriam aqueles que demandariam maior importação de energia pelas regiões Norte e Nordeste, considerando a geração mínima dessas regiões durante o período seco. No entanto, neste período, os

submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste não dispõem de oferta suficiente para atender integralmente, além da própria demanda, a máxima importação das regiões Norte e Nordeste. Foram observados valores baixos de recebimento pelas regiões Norte e Nordeste neste patamar de carga, da ordem de apenas 1.800 MW. Basicamente, foram consideradas as seguintes premissas:

- Usinas das bacias hidrográficas do Sul e Sudeste/Centro-Oeste com geração máxima (95% de fator de capacidade)
- Usinas das bacias hidrográficas da região Norte gerando valores próximos ao mínimo. Nessa situação, usinas localizadas nas bacias dos rios Madeira, Teles Pires e Juruena, apesar de estarem conectadas ao submercado Sudeste/Centro-Oeste, estão com geração baixa, pois seguem hidrologia semelhante à da bacia do rio Amazonas.
- Usinas das bacias hidrográficas da região Nordeste gerando próximas ao mínimo.
- Parques Eólicos da região Nordeste com baixa geração.
- Parque térmico do SIN com geração próxima à máxima (aproximadamente 85% potência instalada).
- Geração térmica a biomassa do SIN próxima ao máximo.
- Usinas nucleares de Angra I, II e III com geração próxima às suas capacidades máximas.

Nesse sentido, observaram-se os intercâmbios inter-regionais conforme mostrado na Figura 4.7.

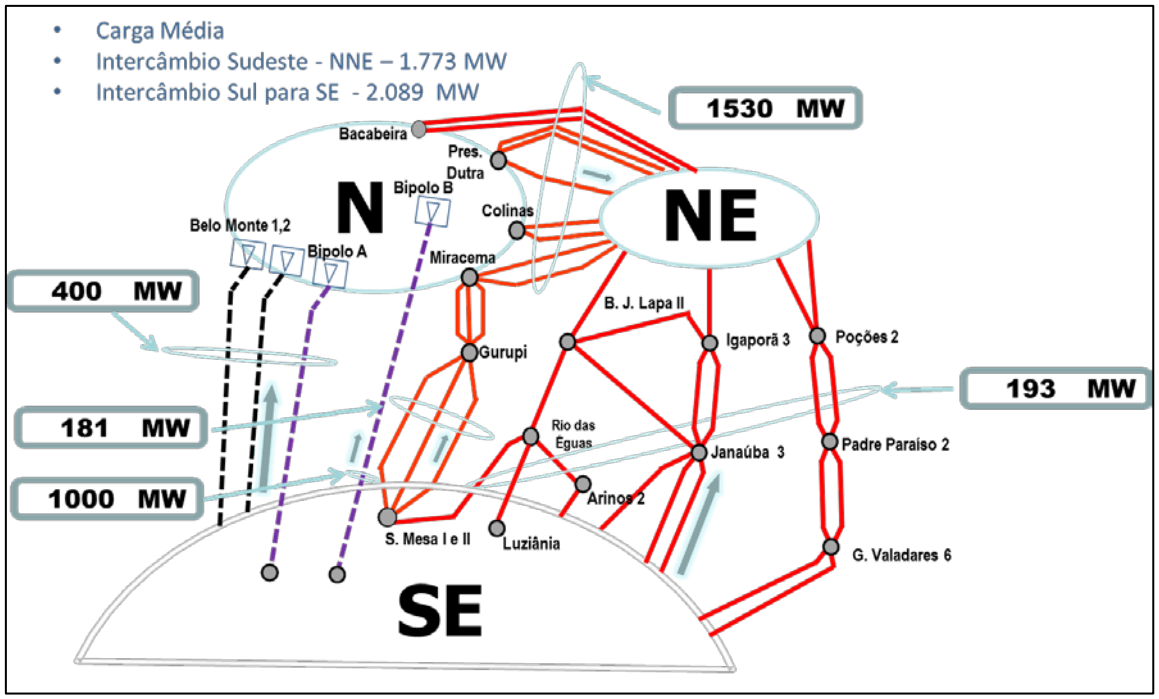


Figura 4.7 – Cenário 4A – Medição de Intercâmbios Inter-regionais

4.6.7 Cenário 4B – Máxima importação pelo Norte/Nordeste – Carga Leve

Neste cenário foi considerado despacho semelhante ao cenário 4A, porém, devido à utilização do mercado de energia referente ao patamar de carga leve, os intercâmbios inter-regionais resultaram em valores diferentes. Diferentemente do que ocorre para o patamar de carga pesada, na carga leve os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul possuem geração excedente suficiente para atender à máxima importação dos submercados Norte e Nordeste. Portanto, foi possível obter uma importação da região Norte e Nordeste substancialmente maior que a do cenário 4A. Simplificadamente, pode-se afirmar que, enquanto no cenário 4A o fator limitante para maximização da importação pelo Norte e Nordeste foi a falta de geração nos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste, no cenário 4B, o fator restritivo foi o limite mínimo de geração do parque gerador dos submercados Norte e Nordeste. Basicamente, foram consideradas as seguintes premissas:

- Usinas das bacias hidrográficas do Sul e Sudeste/Centro-Oeste com geração intermediária (50%~70% de fator de capacidade)

- Usinas das bacias hidrográficas da região Norte gerando valores próximos ao mínimo. Nesse caso, usinas localizadas nas bacias dos rios Madeira, Teles Pires e Juruena, apesar

de estarem conectadas ao submercado Sudeste/Centro-Oeste, estão com geração baixa, pois seguem hidrologia semelhante à do rio Amazonas.

- Usinas das bacias hidrográficas da região Nordeste gerando próximas ao mínimo.
- Geração eólica na região Nordeste com geração mínima (10%).
- Despacho reduzido do parque térmico do SIN, sendo despachadas apenas usinas com CVU menor que R$ 150,00, e com fator de capacidade da ordem de 70%.
- Geração térmica a biomassa do SIN próxima ao máximo.
- Usinas nucleares de Angra I e II com geração próxima às suas capacidades máximas. Angra III desligada.

Nesse sentido, observaram-se os intercâmbios inter-regionais conforme mostrado na Figura 4.8.

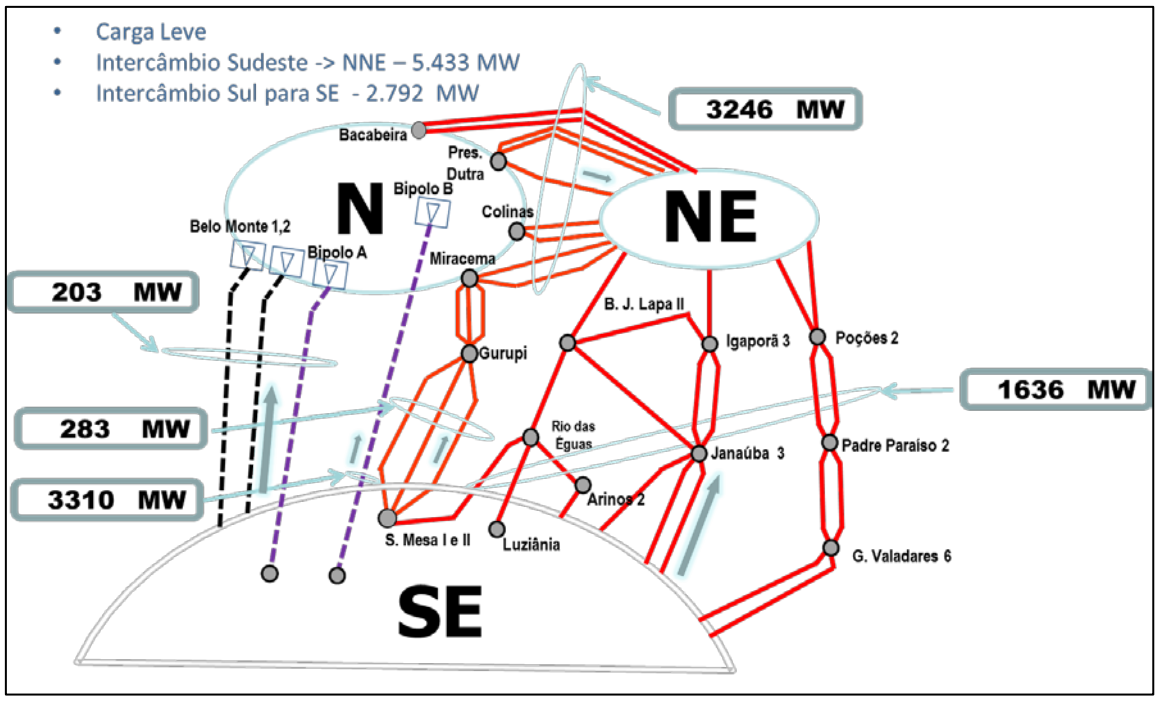


Figura 4.8 – Cenário 4B – Medição de Intercâmbios Inter-regionais

4.6.8 Cenário 5A – Máxima exportação do Nordeste – Carga Pesada

O cenário 5A caracteriza-se pela grande oferta de geração na região Nordeste, com destaque para o crescente parque gerador de fonte eólica. Esse cenário simula a simultaneidade de oferta eólica, hidráulica e térmica dessa região no patamar de carga pesada. A maior oferta de hidráulica na

região Nordeste durante esse período poderia ser advinda de uma gestão dos reservatórios das usinas da Bacia do São Francisco, objetivando menor deplecionamento desses reservatórios durante o período úmido da região e, consequentemente, maior disponibilidade de oferta durante o período seco.

Nesse cenário, considerou-se pouca oferta de geração hidráulica na região Norte, reproduzindo o período de baixa disponibilidade hidrológica que essa região vivencia entre os meses de junho e novembro. Basicamente, foram utilizadas as seguintes premissas:

- Usinas eólicas da região Nordeste com geração alta (80% de fator de capacidade).
- Usinas das bacias hidrográficas da região Nordeste gerando próximas ao máximo (95% de fator de capacidade).
- Parque térmico do SIN com despacho elevado (aproximadamente 72% da capacidade total).

Nesse sentido, observaram-se os intercâmbios inter-regionais conforme mostrado na Figura 4.9.

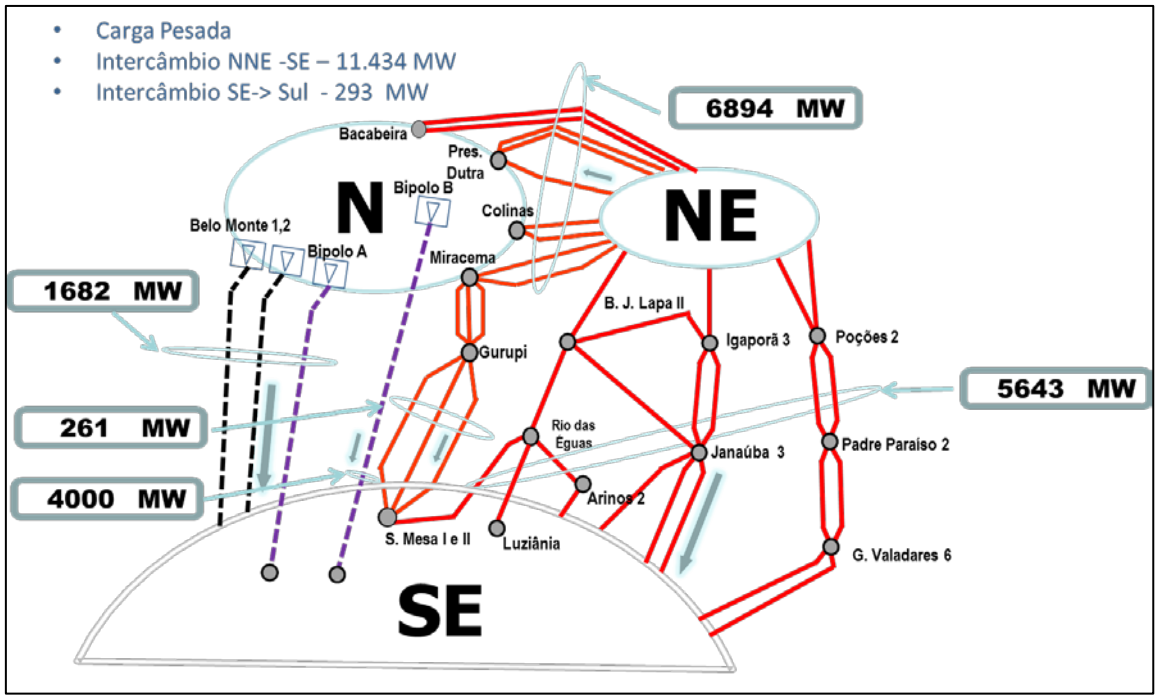


Figura 4.9 – Cenário 5A – Medição de Intercâmbios Inter-regionais

4.6.9 Cenário 5B – Máxima exportação do Nordeste – Carga Leve

O cenário 5B, similarmente ao cenário 5A, caracteriza-se pela grande oferta energética na região Nordeste, com a simultaneidade de oferta principalmente de fonte eólica e hidráulica dessa região durante o patamar de carga leve. Basicamente, foram utilizadas as seguintes premissas:

- Usinas eólicas da região Nordeste com geração alta (80% de fator de capacidade).
- Usinas das bacias hidrográficas da região Nordeste gerando próximas ao máximo (95% de fator de capacidade).
- Parque térmico do SIN com baixo despacho (aproximadamente 31% da capacidade total).

Comparando-se ao cenário 5A, mesmo com menos geração térmica despachada na região Nordeste, observa-se que a exportação desta região tanto para o submercado Norte quanto para o submercado Sudeste/Centro-Oeste foi maior do que o observado no cenário 5A, em decorrência, principalmente, da diferença da demanda do submercado Nordeste quando compara-se o patamar de carga leve com a pesada.

Nesse sentido, foram observados os intercâmbios inter-regionais conforme mostrado na Figura 4.10.

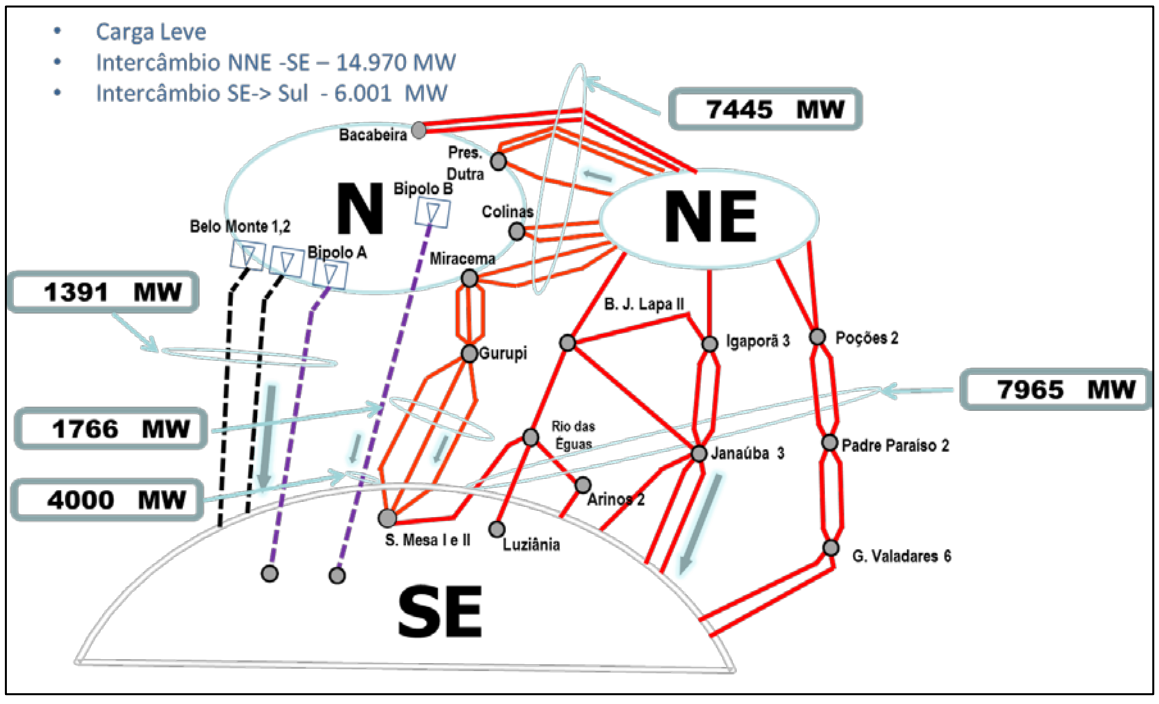


Figura 4.10 – Cenário 5B – Medição de Intercâmbios Inter-regionais

4.7 Reforços Referenciais

Simultaneamente a estas análises, realizou-se outro estudo para escoamento da geração da área sul da região Nordeste. O impacto das linhas de transmissão recomendadas nesse estudo foi positivo, pois funcionaram como uma rede paralela aos elos CCAT que conectam o Norte ao Sudeste.

Assim, com a finalidade de se obter uma melhor representação da rede futura e evitar recomendações desotimizadas, os reforços que estão sendo considerados no estudo acima referenciado foram representados neste estudo.

As linhas de transmissão referenciais localizadas no sul da Bahia foram listadas abaixo e representadas na Figura 4.11:

- LT 500 kV Xingó – Olindina C1 (4 x 954 MCM);
- LT 500 kV Olindina – Sapeaçu C1 (4 x 954 MCM);
- LT 230 kV Jardim – Catu C1.

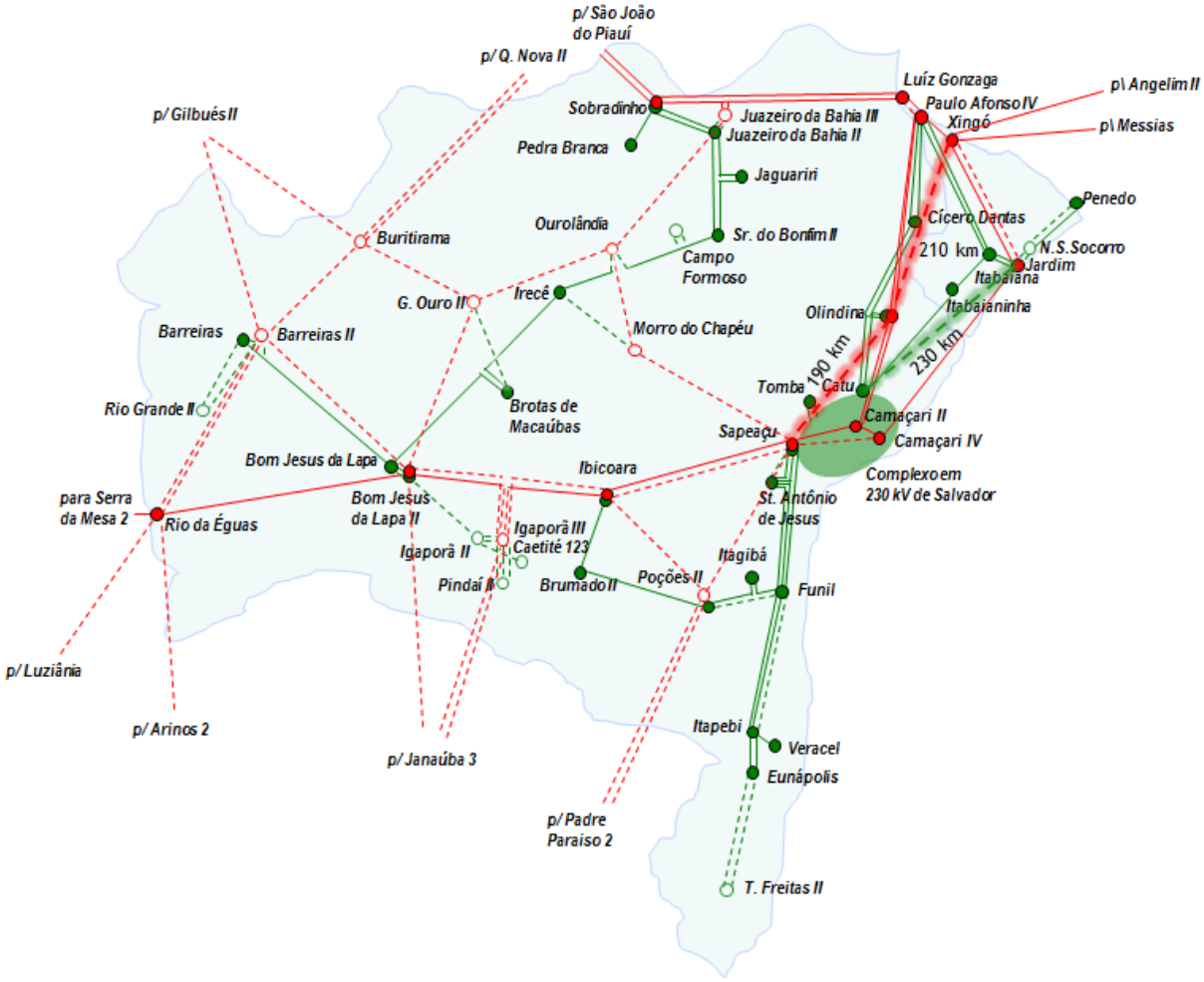


Figura 4.11 – Obras referenciais do Sul da Bahia

Na região ao sul, foram consideradas duas linhas referenciais conectadas a uma das subestações candidatas a comportar uma das conversoras do Bipolo A (SE Assis 2), conforme Figura 4.12:

- LT 500 kV Assis 2 – Ponta Grossa C1 e C2;

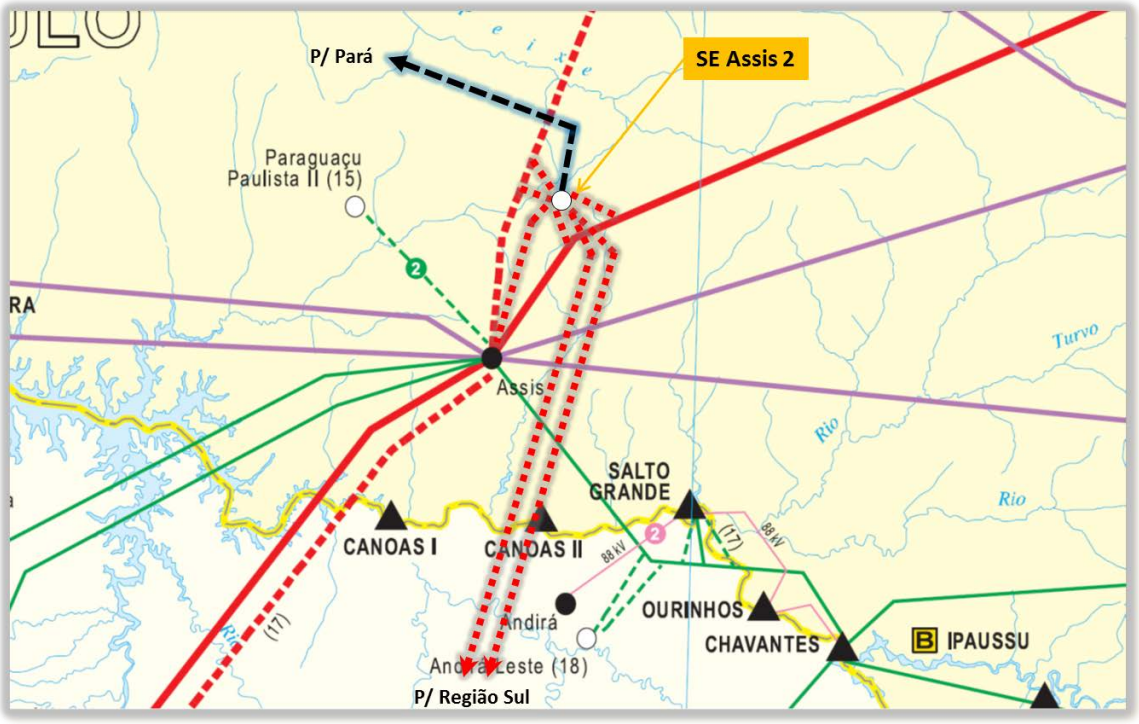


Figura 4.12 – Malha elétrica de Assis 2 com as linhas referenciais para a região Sul

Compensações reativas referenciais

A fim de garantir que a tensão em regime normal de operação permanecesse dentro dos limites estabelecidos pelos Procedimentos de Rede, foram indicados reatores de barra na região Nordeste.

Essa análise considerou os cenários nos quais as regiões Norte e Nordeste eram importadoras de energia, seja de forma simultânea ou independente. Esses reatores serão recomendados em relatório posterior, tendo caráter indicativo neste estudo. A seguir é apresentada a relação dos equipamentos:

- SE Olindina: 1º Reator de barra de 150 Mvar em 500 kV;
- SE Bom Jesus da Lapa: 3º Reator de barra de 150 Mvar em 500 kV;
- SE Morro do Chapéu: 1º Reator de barra de 150 Mvar em 500 kV;
- SE Ourolândia: 2º Reator de barra de 100 Mvar em 500 kV;
- SE Igaporã III: 4º Reator de barra de 150 Mvar em 500 kV.

5 DIMENSIONAMENTO DAS SOLUÇÕES EM CORRENTE CONTÍNUA

5.1 Potência e Tensão dos Elos CCAT

Conforme tratado na Apresentação deste documento, a solução estrutural para o escoamento de potência da ordem 7.500-8.000 MW, correspondente aos excedentes energéticos exportáveis das regiões Norte e Nordeste e alocáveis no Sudeste/Centro-Oeste, deverá ser composta por elos em corrente contínua, tecnologia comprovadamente atrativa para as potências e distâncias envolvidas.

De inicio, com concepção similar à estabelecida para a solução mista de expansão do sistema – hipótese (i) descrita na Apresentação – cogitou-se de uma solução com dois bipolos, sendo um com capacidade de 5.000 MW e outro de 2.000 MW. Demonstrou-se que este segundo bipolo, em conjunto com as demais linhas CA planejadas para a expansão da interligação entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, seria capaz de possibilitar um aumento agregado da capacidade de recebimento da região Sudeste/Centro-Oeste da ordem de 2500 MW, totalizando-se 7.500 MW para os dois bipolos.

Nessa primeira avaliação, a solução estrutural seria a seguinte:

- Um bipolo, denominado Bipolo A, com capacidade máxima de 5000 MW, extensão de cerca de 2500 km. Tal bipolo teria sua estação retificadora localizada na região Norte, inicialmente considerada na área de influência da SE 500 kV Parauapebas/PA e com inversora localizada na região Sudeste ou na fronteira Sudeste/Sul ou mesmo na região Sul; e

- Um bipolo, denominado Bipolo B, com capacidade de 2000 MW, extensão de cerca de 900 km, em complemento ao requisito total de 7500 MW excedentes de energia do Norte/Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste. Tal bipolo teria sua estação retificadora situada na fronteira elétrica das regiões Norte e Nordeste, inicialmente considerada na área de influência da SE 500 kV Gilbués II no sul do Piauí, e uma nova SE 500 kV na área de Goiás, inicialmente considerada a SE Cruzeiro. Complementarmente, de modo a proporcionar um necessário aumento de confiabilidade do atendimento à região de Goiânia bem como escoar a potência do Bipolo B a partir de sua estação inversora seria implantado um circuito em 500 kV da SE Cruzeiro até a SE Trindade, com extensão de cerca de 150 km.

Com o desenvolvimento das análises, fixando-se o requisito de potência total na faixa de 7.500 a 8.000 MW, verificou-se que a configuração acima poderia ser otimizada sob o aspecto técnico-econômico, considerando-se a potência nominal de ambos os bipolos igual a 4.000 MW. Constatou-se que essa uniformização das potências nominais proporciona ganhos significativos no

desempenho dinâmico do sistema devido à possibilidade de uma melhor distribuição dos fluxos de potência nos dois bipolos. Adicionalmente, a potência total de 8.000 MW, correspondente ao limite superior da faixa anteriormente citada, proporciona uma margem adicional que será útil para o escoamento dos excedentes de geração da região Norte visualizados com a entrada de usinas futuras, a exemplo das do Complexo Hidrelétrico do Tapajós.

Com a potência das estações conversoras e o comprimento dos elos CC pré-definidos, determinou-se o nível de tensão mais econômico. Como referência inicial, foram consideradas as informações extraídas do documento "*Impacts of HVDC Lines on the Economics of HVDC Projects*" [10], conforme a Figura 5.1 a seguir.

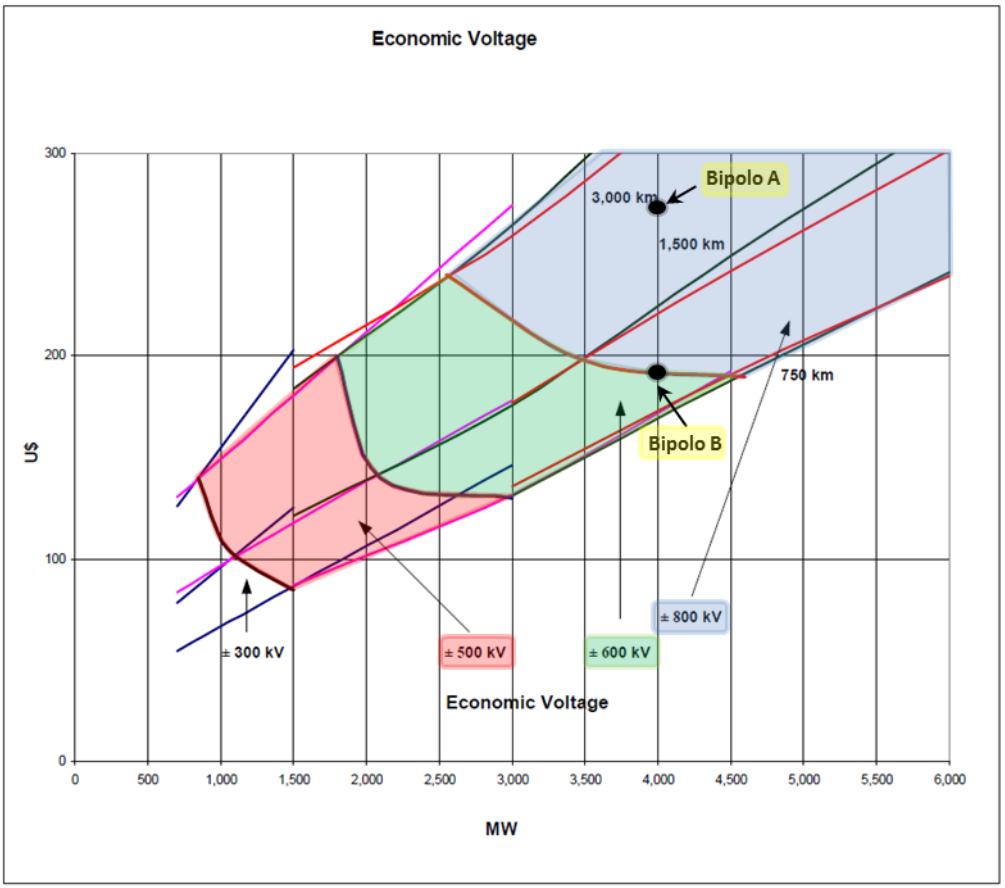


Figura 5.1 – Custos (U$) em função da potência de estações conversoras (MW) e comprimento de elos CC (km) – Edição EPE

Verifica-se que as características do Bipolo A (4.000 MW, distância na faixa 2.000 – 2.500 km) o inserem nitidamente na área onde o nível de tensão em 800 kV é o indicado. Com relação ao Bipolo B (4.000 MW, distância da ordem de 1.000 km), o mesmo também pode ser caracterizado na área correspondente à tensão 800 kV, porém próximo à fronteira entre os níveis de tensão em 600 kV e 800 kV.

Optou-se por considerar o nível de tensão em 800 kV também para o Bipolo B, tendo em conta a perspectiva de custos das perdas crescentes, o que tende a tornar mais competitiva a solução em 800 kV em relação ao 600 kV.

Em função da localização final das estações conversoras e, consequentemente, dos ajustes no comprimento do elo CC, esta especificação do nível de tensão nominal do Bipolo B foi confirmada durante o desenvolvimento das análises, levando em consideração os parâmetros de custos de investimento e de perdas adotados no presente estudo.

A partir do sistema composto pelos bipolos anteriormente descritos, foi realizada uma série de análises visando avaliar as alternativas para a localização das estações retificadoras e inversoras.

Essa avaliação visou determinar a adequada inserção dos novos elos CC no SIN, de forma a proporcionar menor custo global e de investimentos em reforços de transmissão, bem como redução de perdas e melhor controlabilidade/desempenho do SIN.

Os itens a seguir descrevem o desenvolvimento das análises realizadas.

5.2 Bipolo A

5.2.1 Alternativas para Localização da Estação Retificadora

Foram identificados quatro pontos elétricos possíveis de serem utilizados para a estação retificadora do Bipolo A. São eles:

- SE Parauapebas 500 kV
- SE Marabá 500 kV
- SE Miracema 500 kV
- SE Colinas 500 kV

A Figura 5.2 abaixo mostra a localização dessas subestações no SIN.

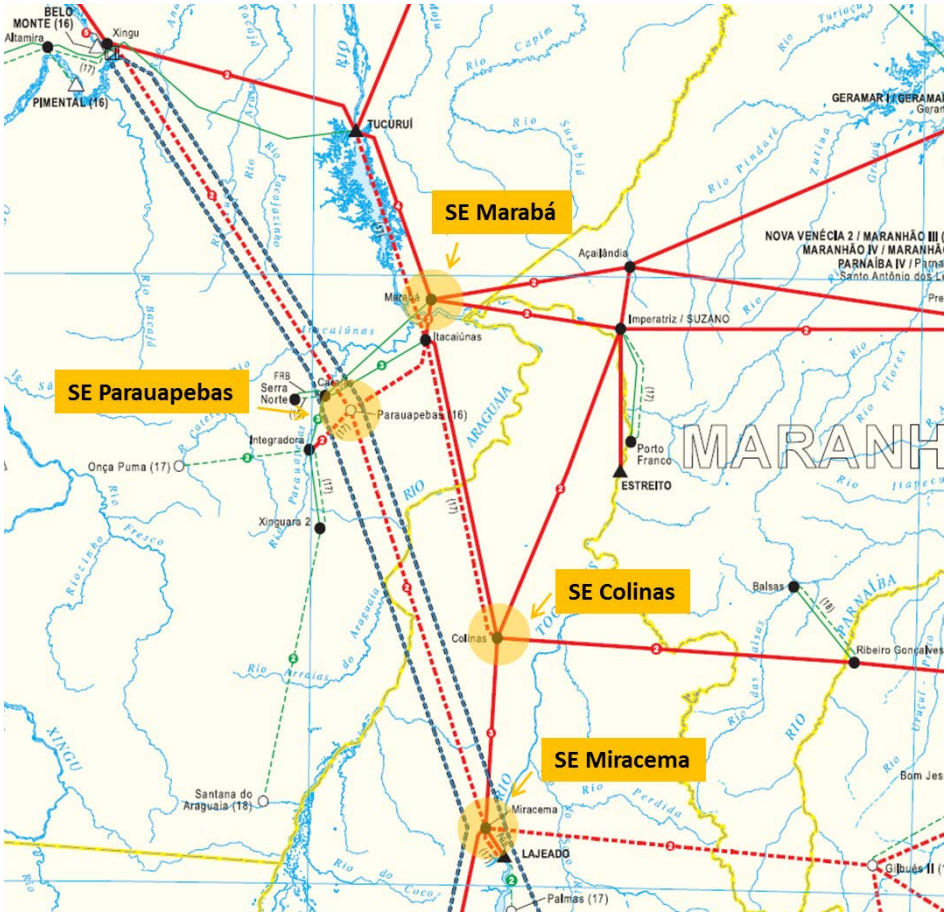


Figura 5.2 – Alternativas de localização estação retificadora Bipolo A

Todas as alternativas consideradas estão em pontos elétricos estratégicos em relação às principais fontes de geração hidrelétrica da região Norte como as UHEs Belo Monte e Tucuruí, propiciando assim o escoamento dos excedentes energéticos dessa região. As análises descartaram pontos elétricos a partir da SE Imperatriz devido à possibilidade de aproximação elétrica com as conversoras do Bipolo B, e a SE Xingu, por questões de confiabilidade e de viabilidade de espaço físico, visto que nesse ponto estarão localizados os dois bipolos associados aos excedentes de potência da UHE Belo Monte.

Para a definição do ponto elétrico elétrico da subestação retificadora do Bipolo A será considerada, inicialmente, a subestação de Assis 500 kV, no estado de São Paulo, como a subestação inversora.

Para a análise do desempenho das alternativas, primeiramente calculou-se o valor das potências de curto-circuito e de índices preditivos de desempenho de elos CCAT.

O índice SCR (*Short Circuit Ratio*) provê um bom indicativo quanto à robustez do sistema CA frente a uma injeção de potência por um tronco CC em operação isolada e, consequentemente, uma boa sensibilidade quanto à gama de problemas que se pode esperar na ocorrência de perturbações no

sistema. O cálculo desse índice está indicado na equação a seguir, onde Pcc corresponde à potência de curto-circuito trifásico na barra de comutação e Pdc à potência CC do bipolo correspondente.

$$SCR_i = \frac{Pcc_i}{Pdc_i}$$

De um modo geral, sistemas com SCR acima de 3,0 (três) são considerados robustos enquanto que sistemas com SCR menores do que 2,0 (dois) são considerados fracos.

Os resultados obtidos para as barras das subestações candidatas a receber a estação retificadora do Bipolo A estão apresentados na Tabela 5.1

Tabela 5.1 – Índice SCR: Alternativas Retificadora Bipolo A

BIPOLO A	Nível CC 3ϕ (MVA)	Índice SCR
SE Parauapebas	17209,47	4,30
SE Marabá	20908,47	5,23
SE Miracema	22523,24	5,63
SE Colinas	21129,78	5,28

Com o objetivo de levar em consideração o efeito da potência reativa na impedância vista pela conversora e fornecer a estimativa de robustez do sistema, também foi considerado o índice ESCR (*Effective Short Circuit Ratio*). O cálculo desse índice está indicado na equação a seguir.

$$ESCR = \frac{Pcc - Qc}{Pdc}$$

Os resultados obtidos para as barras das subestações candidatas a receber a estação retificadora do Bipolo A estão apresentados na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Índice ESCR: Alternativas Retificadora Bipolo A

BIPOLO A	Nível CC 3ϕ (MVA)	Qc (Mvar)	Índice SCR
SE Parauapebas	17209,47	2000,00	3,80
SE Marabá	20908,47	2000,00	4,73
SE Miracema	22523,24	2000,00	5,13
SE Colinas	21129,78	2000,00	4,78

Verificou-se, de um modo geral, que todas as barras candidatas apresentam bons indicativos de robustez através do índices SCR e ESCR calculados. Todos resultaram em índices acima de 3,0 (três), sendo a que apresentou o maior índice foi a SE Miracema.

5.2.1.1 SE Parauapebas

- Análise ano 2021

A alternativa considerando a retificadora do Bipolo A na SE Parauapebas apresentou desempenho satisfatório, atendendo a todos os requisitos mínimos preconizados pelos critérios de planejamento da expansão da transmissão [6].

Esta alternativa propicia uma boa distribuição de fluxos na malha de 500 kV da região Norte. Esse equilíbrio possibilita o adiamento de potenciais necessidades de reforços na rede de transmissão, principalmente devido a violações nos bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul, nos trechos compreendidos entre as subestações Imperatriz, Colinas e Miracema.

A Figura 5.3 apresenta o mapa geoelétrico do sistema adjacente à SE Parauapebas e os fluxos percentuais das principais linhas afetadas em condição normal.

Como algumas linhas não são significativamente afetadas pela mudança do ponto elétrico da retificador do Bipolo A, optou-se por não representar esses fluxos nas ilustrações.

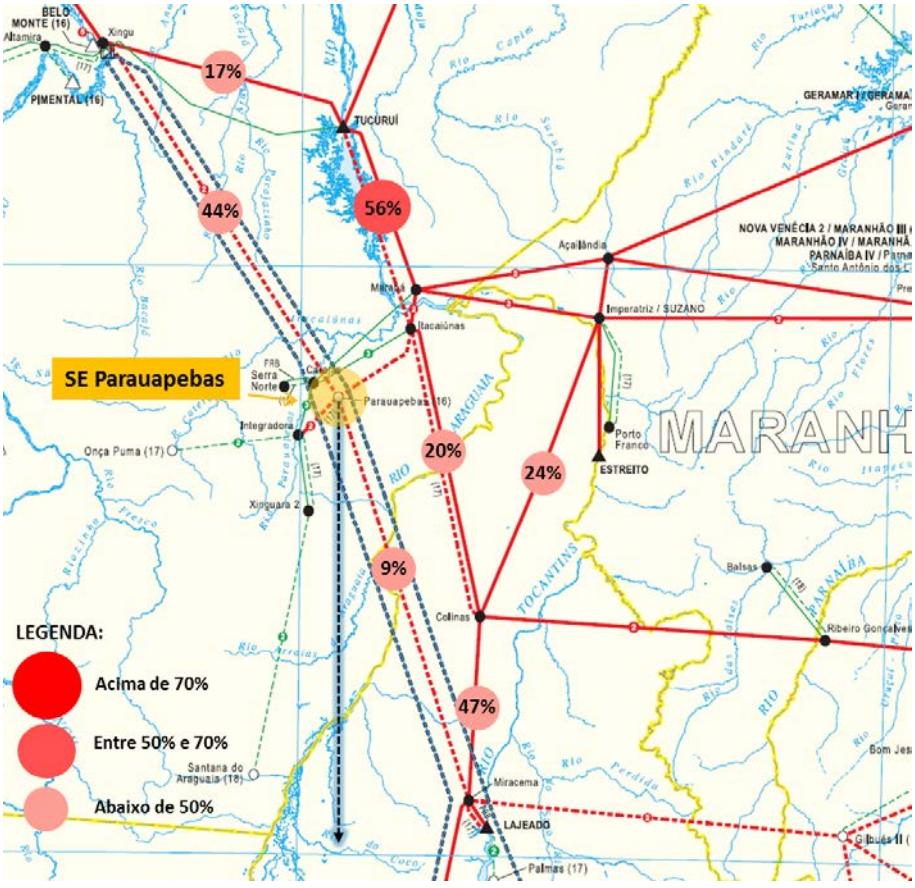


Figura 5.3 – Retificadora SE Parauapebas: Fluxos em condição normal (%) - 2021

O trecho de maior carregamento corresponde ao verificado nos bancos de capacitores-série das LTs 500 kV Tucuruí – Marabá C1, C2, C3 e C4. Os valores ultrapassam 50% da capacidade nominal em condição normal. Não verificam-se carregamentos acima do limite em contingência.

- Sensibilidade ano 2023

A Figura 5.4 apresenta o mapa geoelétrico do sistema adjacente à SE Parauapebas e os fluxos percentuais das principais linhas afetadas em condição normal.

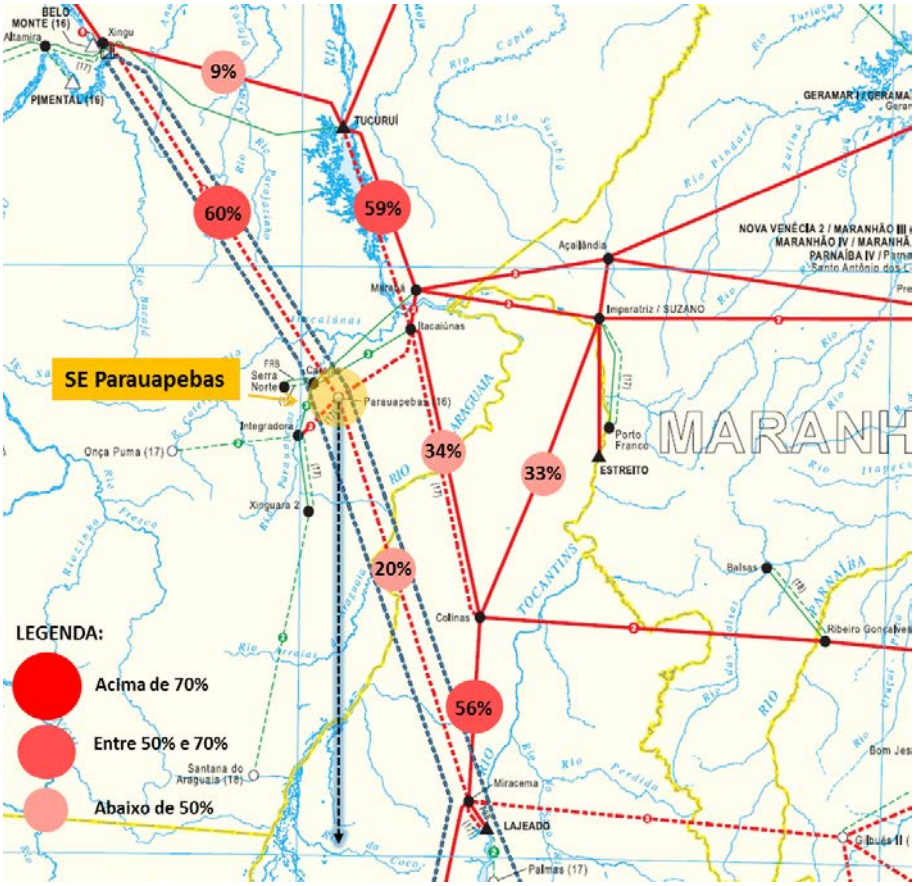


Figura 5.4 – Retificadora SE Parauapebas: Fluxos em condição normal (%) - 2023

No ano de 2023, o trecho de maior carregamento passa a ser a LT 500 kV Xingu – Parauapebas C1 e C2. Os valores chegam a 60% da capacidade nominal em condição normal. Não verificam-se carregamentos acima do limite em contingência.

5.2.1.2 SE Marabá

- Análise ano 2021

A alternativa considerando a retificadora do Bipolo A na SE Marabá apresentou desempenho satisfatório, atendendo a todos os requisitos mínimos preconizados pelos critérios de planejamento das expansão da transmissão [6].

Esta alternativa propicia melhor distribuição de fluxos na malha de 500 kV da região Norte, pois é a conversora mais próxima dos grandes potenciais de geração hidráulica (UHE Tucuruí com 8.370 MW de capacidade instalada). Esse fato traduz em menores fluxos passantes nas linhas de transmissão e, consequentemente, menores valores de perdas elétricas.

Esse equilíbrio propicia o adiamento de potenciais necessidades de reforços na rede de transmissão, principalmente devido a violações nos bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul nos trechos compreendidos entre as SE Imperatriz, Colinas e Miracema.

A Figura 5.5 apresenta o mapa geoelétrico do sistema adjacente à SE Marabá e os fluxos percentuais das principais linhas afetadas em condição normal.

Como algumas linhas não são significativamente afetadas pela mudança do ponto elétrico da retificador do Bipolo A, optou-se por não representar esses fluxos nas ilustrações.

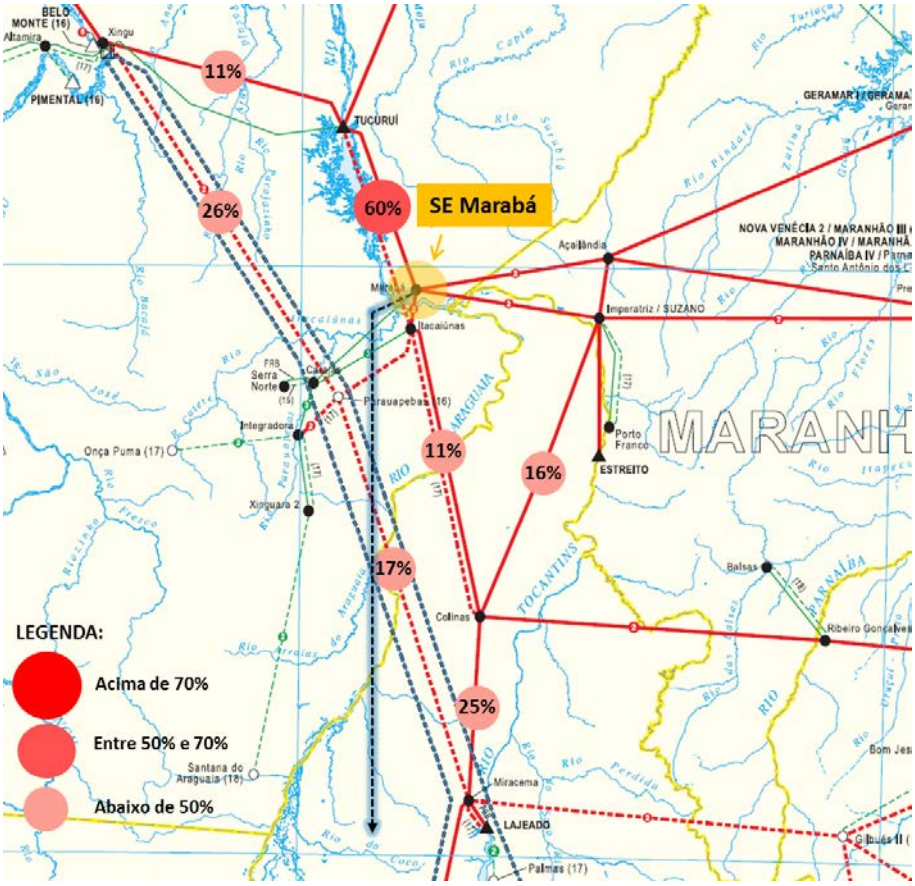


Figura 5.5 – Retificadora SE Marabá: Fluxos em condição normal (%) - 2021

O trecho de maior carregamento corresponde ao verificado nos bancos de capacitores-série das LTs 500 kV Tucuruí – Marabá C1, C2, C3 e C4. Os valores alcançam 60% da capacidade nominal em condição normal. Não verificam-se carregamentos acima do limite em contingência.

As maiores reduções de carregamento verificadas em relação à alternativa com a retificadora em Parauapebas foram nos eixos em 500 kV entre as SEs Marabá e Imperatriz até a SE Colinas. Os valores ficaram abaixo de 30% da capacidade nominal em condição normal.

- Sensibilidade ano 2023

A Figura 5.6 apresenta o mapa geoelétrico do sistema adjacente à SE Marabá e os fluxos percentuais das principais linhas afetadas em condição normal.

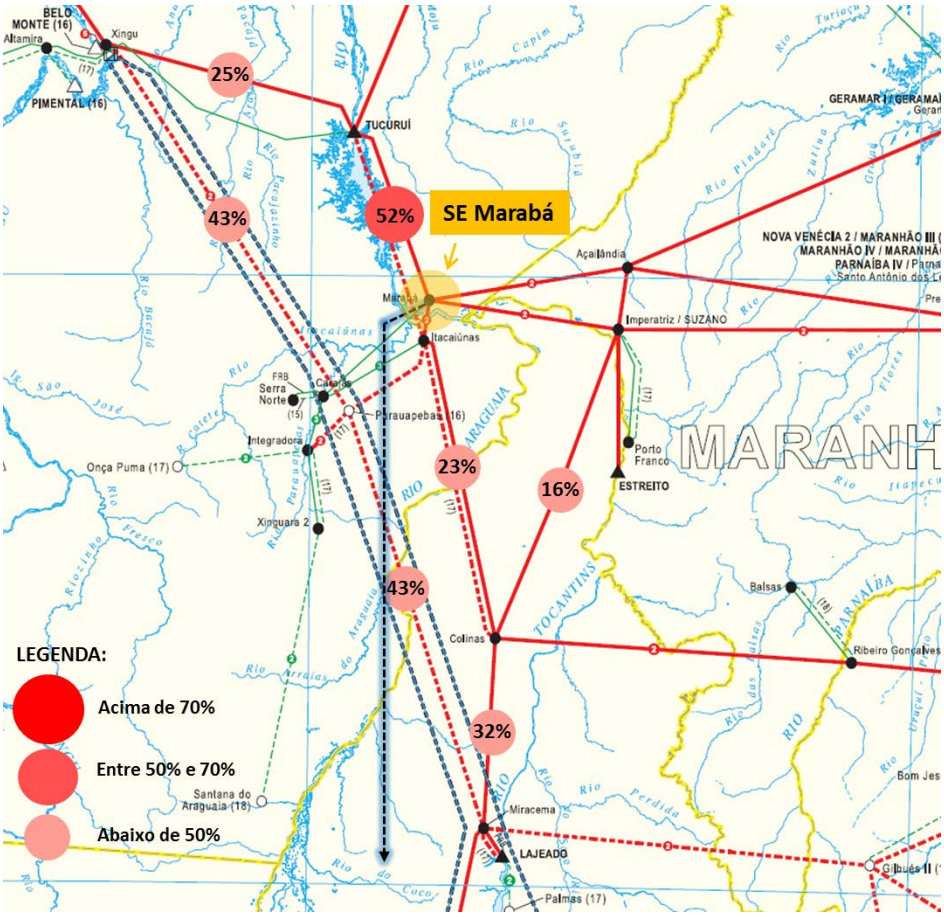


Figura 5.6 – Retificadora SE Marabá: Fluxos em condição normal (%) - 2023

O trecho de maior carregamento corresponde ao verificado nos bancos de capacitores-série das LTs 500 kV Tucuruí – Marabá C1, C2, C3 e C4. Os valores ultrapassam 50% da capacidade nominal em condição normal. Não verificam-se carregamentos acima do limite em contingência.

5.2.1.3 SE Miracema

- Análise ano 2021

A alternativa considerando a retificadora do Bipolo A na SE Miracema apresentou desempenho satisfatório, atendendo a todos os requisitos mínimos preconizados pelos critérios de planejamento das expansão da transmissão [6].

Esta alternativa tem uma distribuição de fluxos razoável na malha de 500 kV da região Norte. A Figura 5.7 apresenta o mapa geoelétrico do sistema adjacente à SE Miracema e os fluxos percentuais das principais linhas afetadas em condição normal.

Como algumas linhas não são significativamente afetadas pela mudança do ponto elétrico da retificador do Bipolo A, optou-se por não representar esses fluxos nas ilustrações.

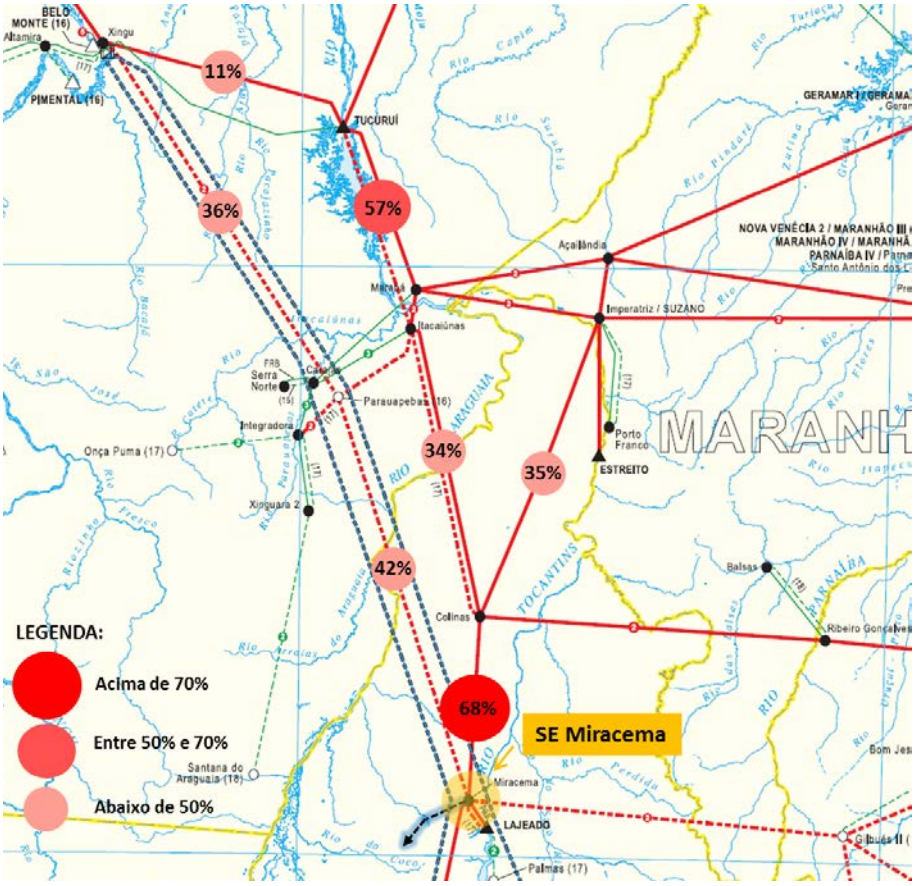


Figura 5.7 – Retificadora SE Miracema: Fluxos em condição normal (%) - 2021

Os trechos de maior carregamento correspondem aos verificados nos bancos de capacitores-série das LTs 500 kV Tucuruí – Marabá C1, C2, C3 e C4 bem como nos bancos de capacitores-série das LTs 500 kV Colinas – Miracema C1, C2 e C3. Os valores chegam a alcançar valores próximos a

70% da capacidade nominal em condição normal. Não verificam-se carregamentos acima do limite em contingência.

Por se tratar de interligação entre submercados, principalmente o eixo entre as SEs de Colinas e Miracema, essas linhas são mais sensíveis a variações de carregamentos ocasionados pelos variabilidade de cenários de intercâmbio. Por isso, a identificação de carregamentos elevados indica um potencial de necessidade de reforços na rede de transmissão em um horizonte de tempo menor. Essa condição se configura, portanto, em desvantagem da alternativa em relação à demais.

- Sensibilidade ano 2023

A Figura 5.8 apresenta o mapa geoelétrico do sistema adjacente à SE Miracema e os fluxos percentuais das principais linhas afetadas em condição normal.

Como algumas linhas não são significativamente afetadas pela mudança do ponto elétrico da retificador do Bipolo A, optou-se por não representar esses fluxos nas ilustrações.

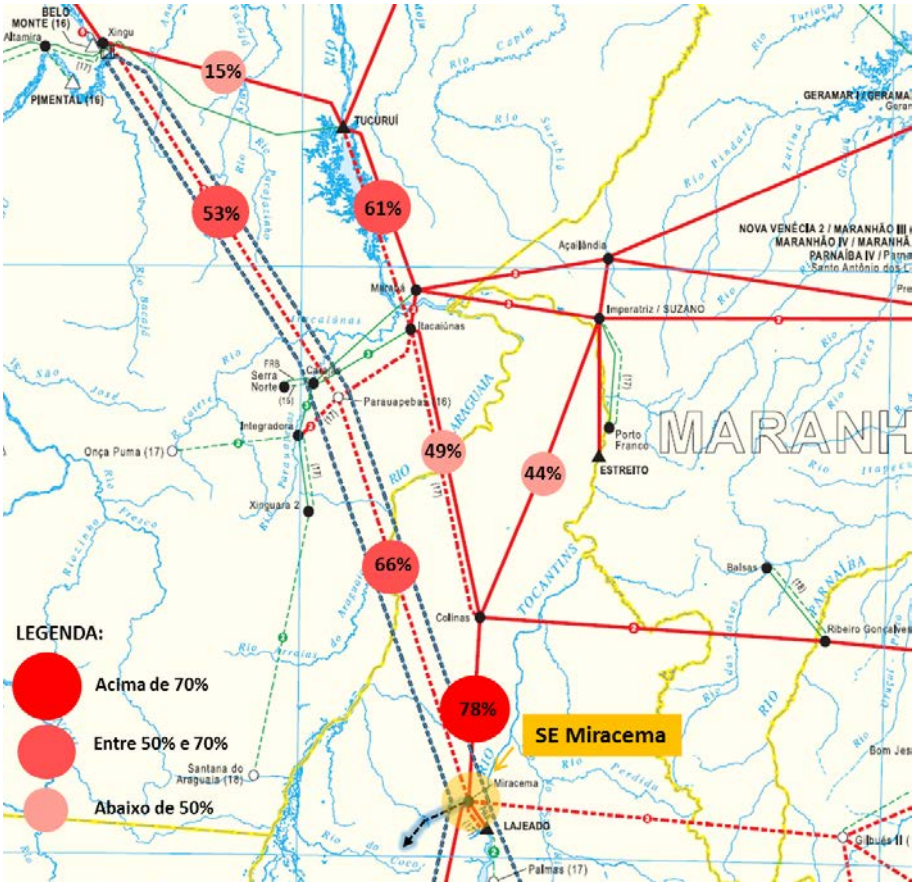


Figura 5.8 – Retificadora SE Miracema: Fluxos em condição normal (%) - 2023

Os trechos de maior carregamento correspondem aos verificados nos bancos de capacitores-série das LTs 500 kV Tucuruí – Marabá C1, C2, C3 e C4 bem como nos bancos de capacitores-série das

LTs 500 kV Colinas – Miracema C1, C2 e C3. Os valores chegam a alcançar valores próximos a 80% da capacidade nominal em condição normal. Não verificam-se carregamentos acima do limite em contingência.

5.2.1.4 SE Colinas

- Análise ano 2021

A alternativa considerando a retificadora do Bipolo A na SE Colinas apresentou desempenho satisfatório, atendendo a todos os requisitos mínimos preconizados pelos critérios de planejamento das expansão da transmissão [6].

Destacam-se as seguintes observações em relação ao desempenho dessa alternativa:

Esta alternativa propicia uma boa distribuição de fluxos na malha de 500 kV da região Norte. Esse equilíbrio propicia o adiamento de potenciais necessidades de reforços na rede de transmissão, principalmente devido a violações nos bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul nos trechos compreendidos entre as SE Imperatriz, Colinas e Miracema.

A Figura 5.9 apresenta o mapa geoelétrico do sistema adjacente à SE Colinas e os fluxos percentuais das principais linhas afetadas em condição normal.

Como algumas linhas não são significativamente afetadas pela mudança do ponto elétrico da retificador do Bipolo A, optou-se por não representar esses fluxos nas ilustrações.

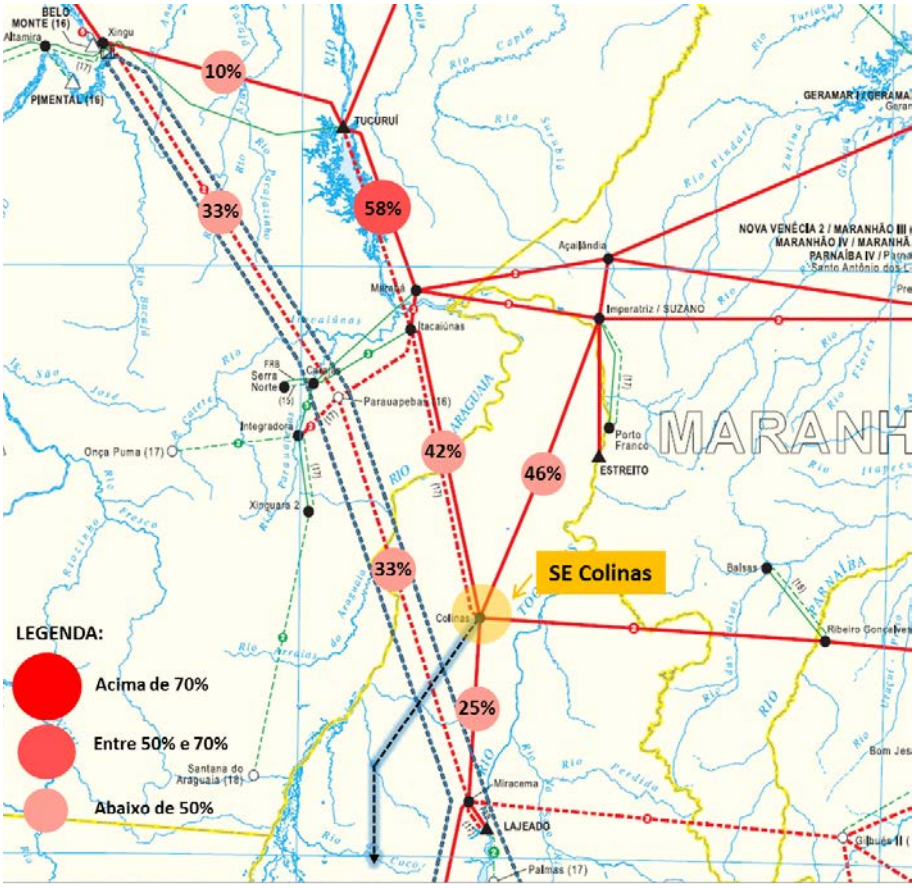


Figura 5.9 – Retificadora SE Colinas: Fluxo em condição normal (%) - 2021

O trecho de maior carregamento corresponde ao verificado nos bancos de capacitores-série das LTs 500 kV Tucuruí – Marabá C1, C2, C3 e C4. Os valores ultrapassam 50% da capacidade nominal em condição normal. Não verificam-se carregamentos acima do limite em contingência.

- Sensibilidade ano 2023

A Figura 5.10 apresenta o mapa geoelétrico do sistema adjacente à SE Colinas e os fluxos percentuais das principais linhas afetadas em condição normal.

Como algumas linhas não são significativamente afetadas pela mudança do ponto elétrico da retificador do Bipolo A, optou-se por não representar esses fluxos nas ilustrações.

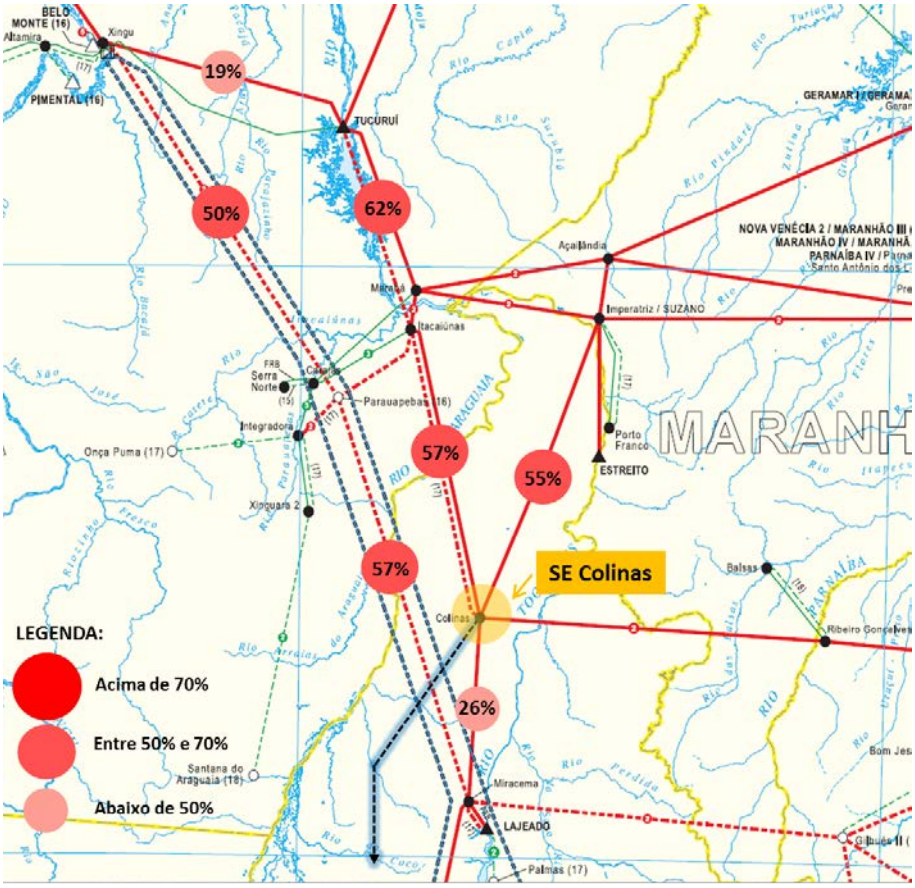


Figura 5.10 – Retificadora SE Colinas: Fluxo em condição normal (%) - 2023

O trecho de maior carregamento corresponde ao verificado nos bancos de capacitores-série das LTs 500 kV Tucuruí – Marabá C1, C2, C3 e C4. Os valores ultrapassam 50% da capacidade nominal em condição normal. Não verificam-se carregamentos acima do limite em contingência.

5.2.2 Principais constatações

As análises de desempenho em regime permanente permitiram verificar que todas as alternativas atenderem satisfatoriamente todos os requisitos mínimos preconizados pelos critérios de planejamento das expansão da transmissão [6].

A alternativa de Miracema apresentou a desvantagem dos maiores carregamentos nas adjacências, com destaque para o BCS do trecho de linha entre as SEs Colinas e Miracema.

5.2.3 Alternativas para Localização da Estação Inversora

A escolha do ponto apropriado para alocação das inversoras do Bipolo A no sistema CA das regiões Sul ou Sudeste envolve uma série de aspectos a serem perseguidos, em especial os que seguem:

- Minimizar os reforços no sistema CA, necessários para escoamento da energia transmitida pelo Bipolo A para os principais centros de carga;
- Minimizar o reflexo das interações elétricas entre elos CC eletricamente próximos;
- Buscar pontos com níveis de curto-circuito compatíveis com sistemas elétricos robustos para alocação de conversoras de Elos CC;
- Solucionar problemas previamente identificados desde que os prazos entre a identificação e solução dos problemas sejam compatíveis.

O PDE 2024, no âmbito do planejamento da expansão energética, indicou a necessidade de aumento da capacidade da Interligação Sudeste – Sul a partir do ano 2020 em aproximadamente 2.000 MW, conforme Tabela 5.3 abaixo.

Tabela 5.3 – Necessidade de Expansão das Interligações para a região Sul

ANO	SUDESTE-SUL		ITAIPU - SUL		IVAIPORÃ-SUL		Capacidade Total
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	
2015	0	3665	0	1905	0	2110	7680
2016	0	3665	0	1905	0	2110	7680
2017	642	4307	95	2000	53	2163	8470
2018	894	5201	0	2000	63	2226	9427
2019	851	6052	0	2000	132	2358	10410
2020	1966	8018	0	2000	0	2358	12376
2021	0	8018	0	2000	0	2358	12376
2022	0	8018	0	2000	0	2358	12376
2023	1700	9718	0	2000	0	2358	14076
2024	0	9718	0	2000	0	2358	14076

Como a data de necessidade de expansão da Interligação Sudeste – Sul é inferior ao prazo esperado para entrada em operação do Bipolo A (ano 2021), optou-se por não considerar um ponto elétrico do subsistema Sul como candidato para alocação da inversora deste Bipolo.

Sistemas de transmissão em longas distâncias têm prazos de implantação maiores e a probabilidade de ocorrerem atrasos na entrada em operação é maior. Com isso, a recomendação da estação inversora do Bipolo A localizada no subsistema Sul como forma de solucionar a necessidade de expansão da Interligação Sudeste – Sul não é factível, pois o SIN estaria operando por vários meses com uma restrição de intercâmbio entre estes subsistemas, o que poderia acarretar em custos elevados aos consumidores em razão da desotimização energética. Dessa forma, a ampliação da Interligação Sudeste – Sul será objeto de estudo específico já considerando

os reforços estruturais recomendados no presente estudo, e terá prazo de execução mais curto em relação ao sistema de longa distância, buscando atender à necessidade prevista para 2020.

Isto posto, visando minimizar os reforços necessários para escoamento da potência deste Bipolo na chegada à região Sudeste, definiram-se pontos elétricos no estado de São Paulo como alternativas para alocação das inversoras do Bipolo A, porém na área fronteiriça ao subsistema Sul, facilitando tanto o escoamento da potência do bipolo para esta região quanto a expansão da interligação Sudeste-Sul, conforme necessidade apontada no âmbito do PDE 2024.

Nessa perspectiva, três pontos da malha de 500 kV do estado de São Paulo seriam interessantes: SE Assis, SE Ibiúna e SE Itatiba. Uma análise mais crítica, considerando os apectos já mencionados para escolha de um ponto apropriado, indicam que a SE Ibiúna e a SE Itatiba não são pontos adequados devido à grande proximidade elétrica com as inversoras dos dois elos ± 600 kV de Itaipu, localizadas na SE Ibiúna (345 kV), e dos elos ± 600 kV associados às usinas do Complexo do Madeira, na SE Araraquara II.

Desta forma, apenas a região da SE Assis foi considerada promissora porque localiza-se em um ponto elétrico um pouco mais afastado eletricamente das demais estações inversoras da região Sudeste, diminuindo o nível de interação elétrica entre os elos de corrente contínua. No entanto, a expansão da SE Assis, com alocação das conversoras em pátio contíguo à estação, além de não ser viável do ponto de vista locacional, tampouco seria adequado do ponto de vista estratégico.

No que se refere ao aspecto locacional, percebe-se que a referida SE está localizada às margens de uma rodovia importante,o que impede uma grande expansão e o prolongamento do pátio de 500 kV. Do ponto de vista estratégico, a SE não se mostra adequada por duas principais razões: i) devido à proximidade com a mancha urbana da cidade de Assis/SP, localizada a apenas 2 km da SE, que pode vir a limitar as opções de expansão futura da estação; e ii) pelo fato de a SE Assis ser atualmente uma subestação bastante extensa, com níveis de tensão em 500 kV, 440 kV, 230kV e 88 kV, não é adequado efetuar uma expansão desse porte, do ponto de vista da confiabilidade.

Por isso, foram escolhidos dois pontos próximos à SE Assis, um ao norte (SE Assis 2), resultante do seccionamento da LT 500 kV Marimbondo II – Assis e da LT 500 kV Araraquara - Assis e outro ao sul (SE Cândido Mota), resultante do seccionamento da LT 500 kV Assis – Londrina C1 e C2. A Figura 5.11 abaixo mostra a localização dessas subestações no SIN.

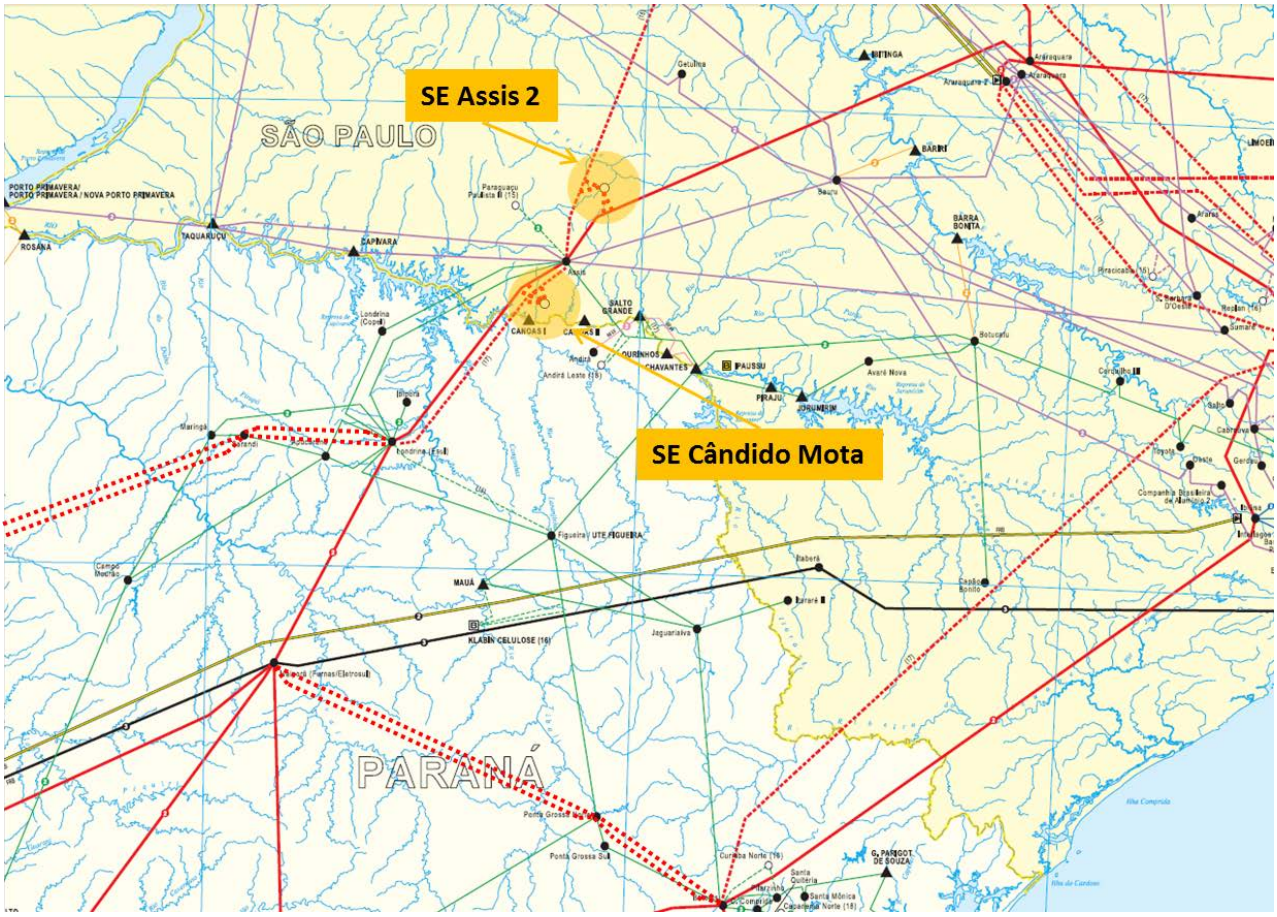


Figura 5.11 – Alternativas de localização estação inversora Bipolo A

A análise realizada no presente momento tem como finalidade escolher a alternativa que possua o melhor desempenho frente à expansão da interligação Sudeste-Sul, que será alvo de estudo posterior específico. Foram analisados 5 (cinco) diferentes cenários para análise do escoamento da potência do Bipolo A, considerando várias situações de trocas energéticas entre as regiões, em especial os que envolvem a interligação Sudeste – Sul. Tais cenários estão descritos resumidamente na Tabela 5.4.

Tabela 5.4 – Cenários Utilizados para Escolha da Conversora Inversora – Bipolo A

CENÁRIO	Potência Interligação NNE -> SE	Potência Interligação SE/CO -> S	Potência Bipolo A Pará -> São Paulo	Topologia Com Interligação Referencial SE/CO - S?
1	25.000	4.000	4.000	SIM
2	25.000	0	4.000	SIM
3	25.000	13.500	4.000	SIM
4	-6.900	-7.800	-3.280 *	SIM
5	25.000	10.900	4.000	NÃO

* Potência reversa máxima considerada

Além dos cenários mostrados, foi cogitado um cenário de exportação máxima do Sul para o Sudeste, concomitantemente ao despacho máximo do Bipolo A no sentido do Pará para São Paulo. Entretanto, a montagem do caso mostrou que essa situação não é sensata numa operação real e otimizada, visto que no cenário de exportação máxima do Sul para o Sudeste, esta região não consegue receber ao mesmo tempo uma potência elevada da região Norte e Nordeste.

Este fato se traduz numa ociosidade dos demais bipolos do sistema, em especial os dois bipolos de Belo Monte e o Bipolo B, que de forma geral possuem as estações inversoras em pontos mais próximos aos principais centros de carga do submercado Sudeste/Centro-Oeste, não sendo sensato despachar o Bipolo A em capacidade máxima mantendo os demais em potência reduzida.

As análises preliminares mostraram que apenas os seccionamentos das LTs indicados na Figura 5.11 não foram suficientes para escoar a potência total em alguns cenários estudados, sendo neste caso necessário simular, de forma referencial, algumas opções para aumento da interligação entre Sudeste e Sul, em 500 kV, partindo da região de Assis, além de reforços adicionais. Assim, foram analisadas quatro alternativas, sendo duas delas considerando a conversora em Assis 2 e as outras duas em Cândido Mota.

5.2.3.1 Nova SE Cândido Mota com interligação Sudeste – Sul partindo da SE C. Mota

A Figura 5.12 apresenta um diagrama esquemático desta alternativa.

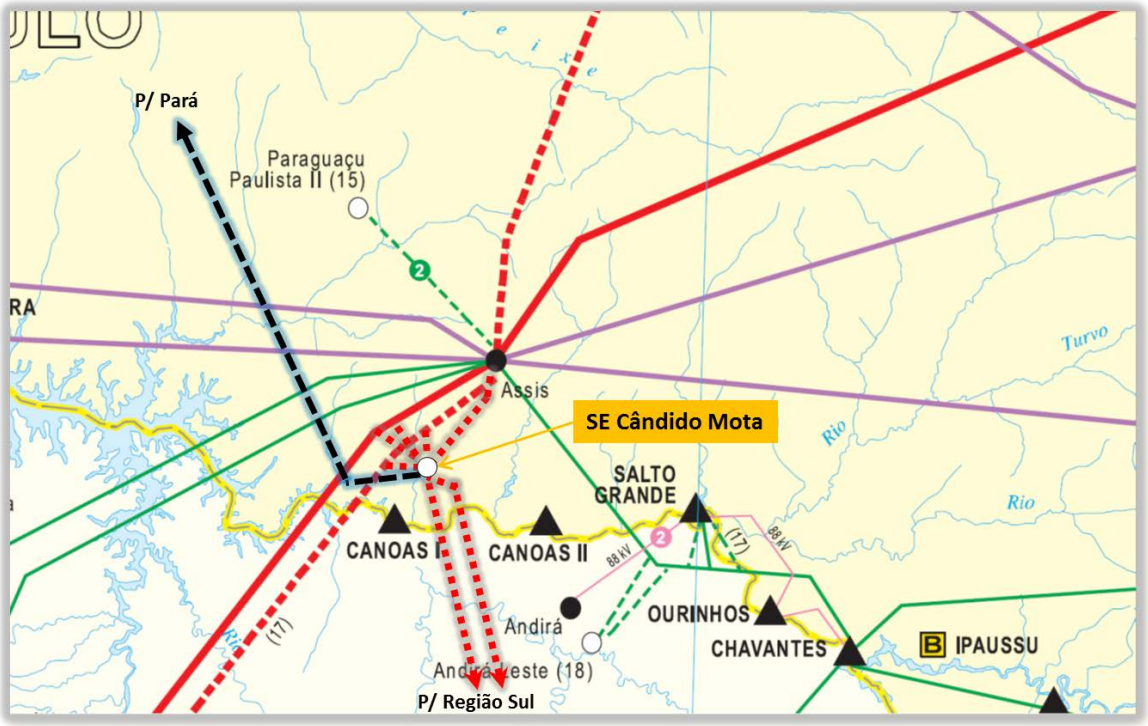


Figura 5.12 – Esquema da Alternativa 1 - SE Cândido Mota

Essa alternativa contempla o seccionamento dos dois circuitos da LT 500 kV Assis – Londrina na nova SE Cândido Mota, além da construção de um terceiro circuito em 500 kV ligando as SEs Assis e Cândido Mota. Adicionalmente, considerou-se a conexão das linhas referenciais de interligação Sudeste-Sul na SE Cândido Mota.

A Figura 5.13 apresenta o percentual de carregamento máximo verificado em condição normal e/ou emergência, para o ano de 2021. Em cada bolotário é indicado o cenário e a emergência nos quais o carregamento é atingido, de acordo com a numeração da Tabela 5.4.

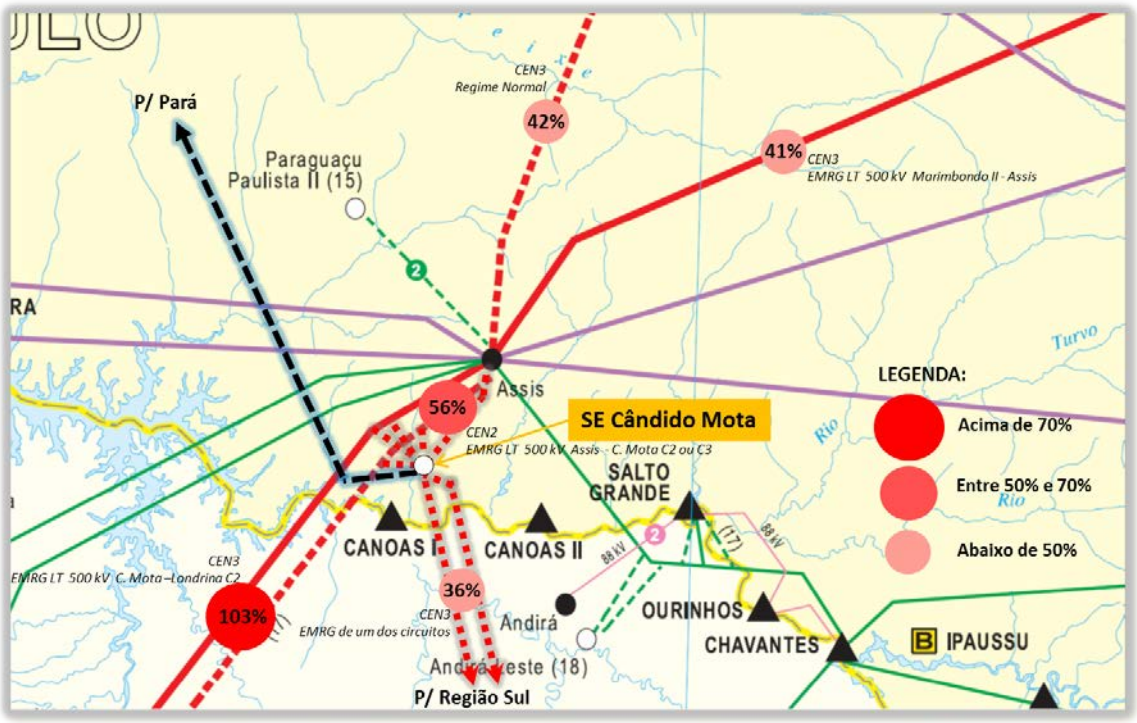


Figura 5.13 – Alternativa 1 - SE Cândido Mota – Fluxos Máximos (%)

Nesta alternativa ocorre sobrecarga marginal da LT 500 kV Cândido Mota – Londrina C1, em caso de emergência do C2. Este circuito possui uma capacidade de emergência de 1905 MVA, o que o torna um fator limitante quando comparado ao circuito 2, cuja capacidade de emergência é de 3403 MVA.

A implementação de um terceiro circuito ligando a SE Assis à SE Cândido Mota foi suficiente para evitar a sobrecarga em um dos circuitos entre a SE Assis e a SE Cândido Mota, sendo verificado um carregamento de apenas 56% em emergência.

Como algumas linhas não são significativamente afetadas pela mudança do ponto elétrico da inversora do Bipolo A, optou-se por não representar esses fluxos nas ilustrações.

5.2.3.2 Nova SE Cândido Mota com interligação Sudeste – Sul partindo da SE Assis

A Figura 5.14 apresenta um diagrama esquemático desta alternativa.

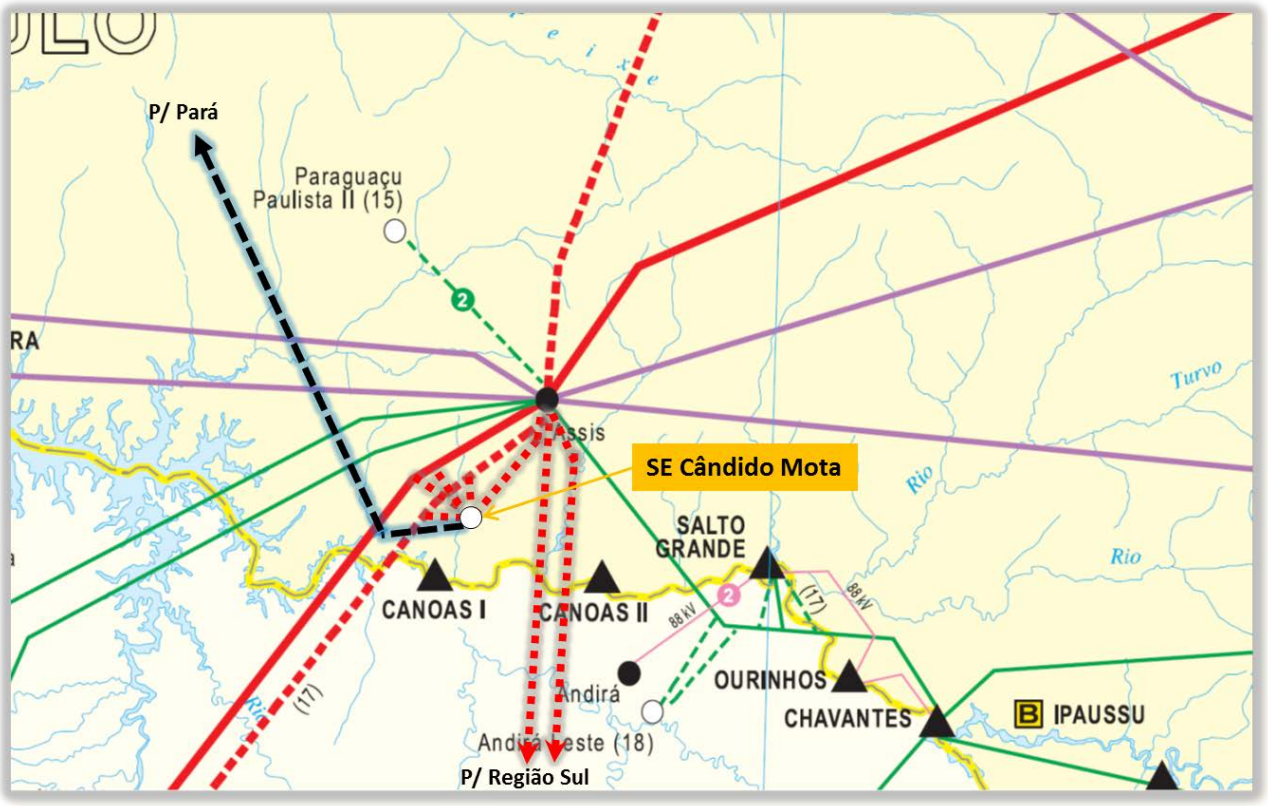


Figura 5.14 – Esquema da Alternativa 2 - SE Cândido Mota

A Figura 5.15 apresenta o percentual de carregamento máximo verificado em condição normal e/ou emergência, para o ano de 2021. Em cada bolotário é indicado o cenário e a emergência nos quais o carregamento é atingido, de acordo com a numeração da Tabela 5.4.

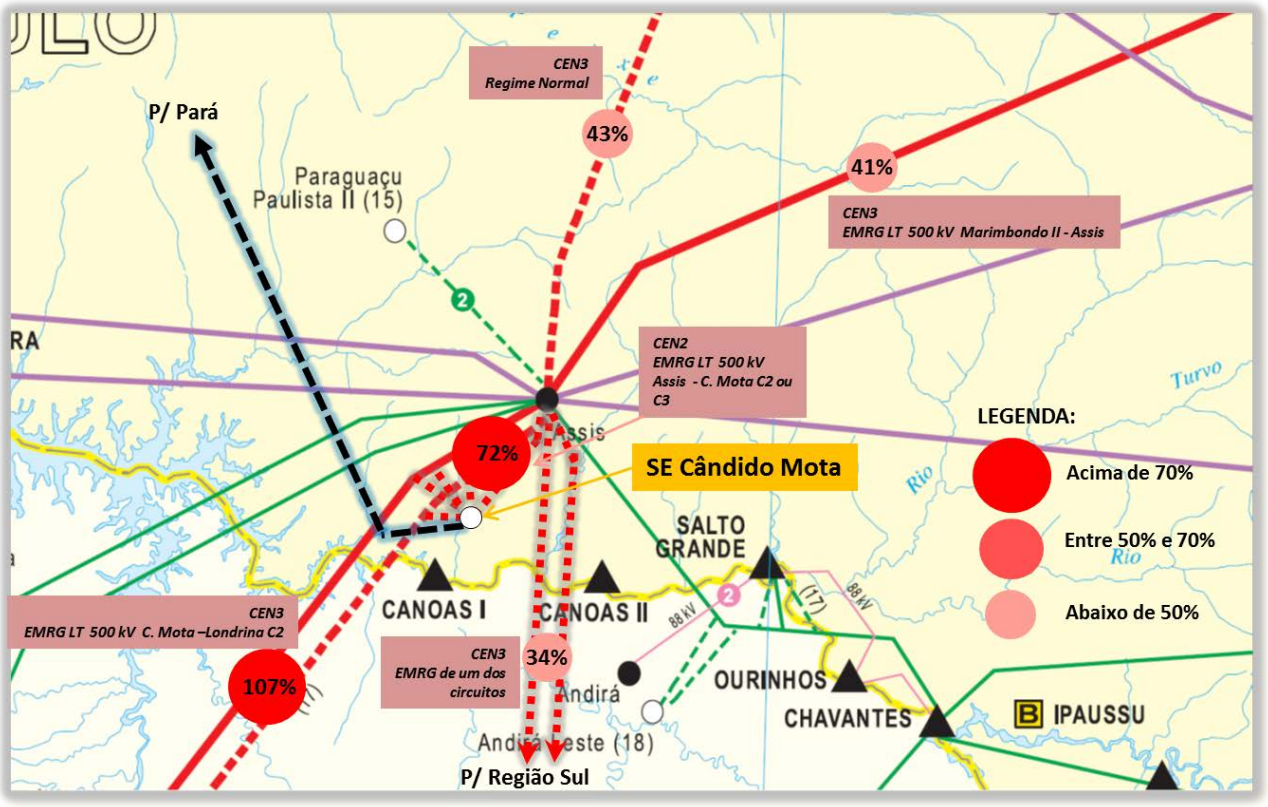


Figura 5.15 – Alternativa 2 - SE Cândido Mota – Fluxos Máximos (%)

Nesta alternativa ocorre sobrecarga marginal da LT 500 kV Cândido Mota – Londrina C1, em caso de emergência do C2. Este circuito possui uma capacidade de emergência de 1905 MVA, o que o torna um fator limitante quando comparado ao circuito 2, cuja capacidade de emergência é de 3403 MVA.

A implementação de um terceiro circuito ligando a SE Assis à SE Cândido Mota foi suficiente para evitar a sobrecarga em um dos circuitos entre a SE Assis e a SE Cândido Mota, sendo verificado um carregamento de apenas 72% em emergência, um valor mais elevado em relação à alternativa anterior. Os demais carregamentos estão similares aos verificados na Alternativa 1 da SE Cândido Mota.

Como algumas linhas não são significativamente afetadas pela mudança do ponto elétrico da inversora do Bipolo A, optou-se por não representar esses fluxos nas ilustrações.

5.2.3.3 Nova SE Assis 2 com interligação Sudeste – Sul partindo da SE Assis 2

A Figura 5.16 apresenta um diagrama esquemático desta alternativa.

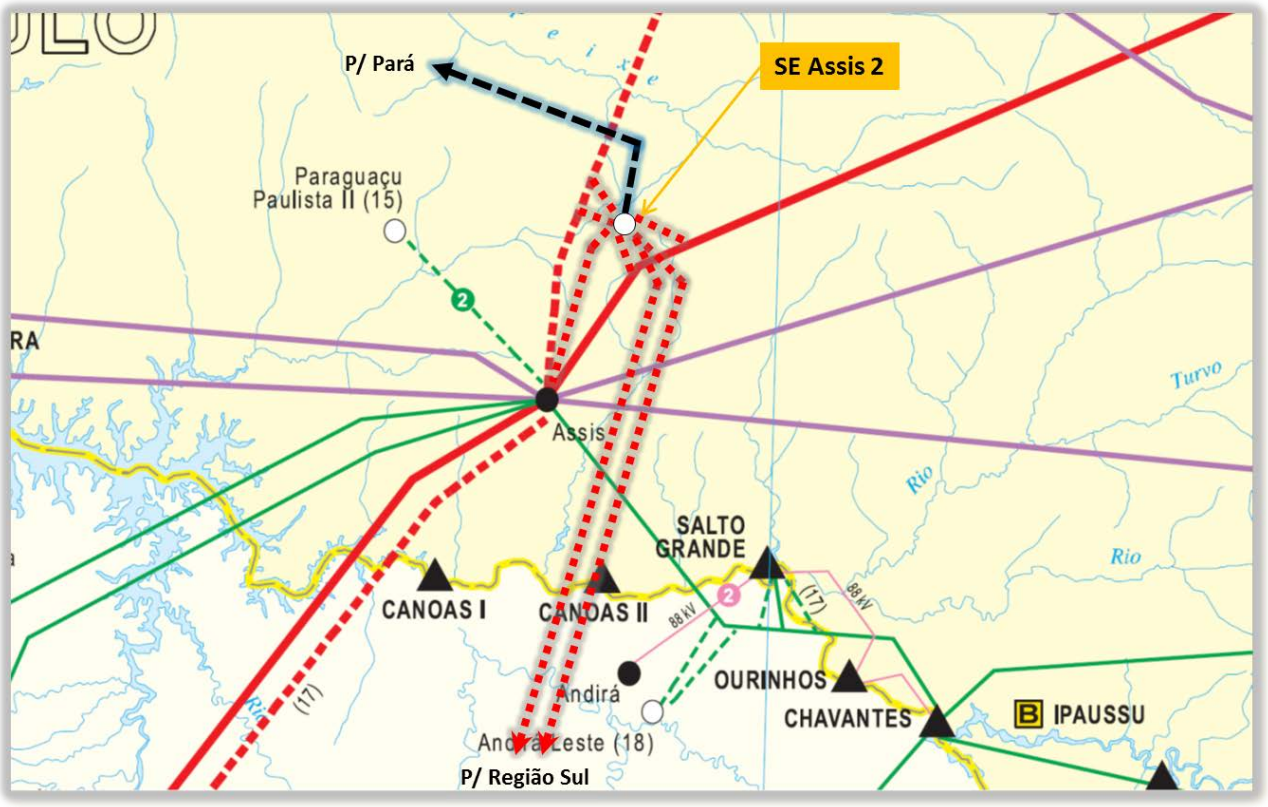


Figura 5.16 – Esquema da Alternativa 1 - SE Assis 2

Essa alternativa contempla o seccionamento da LT 500 kV Marimbondo II – Assis e da LT 500 kV Araraquara (Furnas) - Assis na nova SE Assis, além da construção de um terceiro circuito em 500 kV ligando as SEs Assis e Assis 2. Adicionalmente, considerou-se a conexão das linhas referenciais de interligação Sudeste-Sul na SE Assis 2.

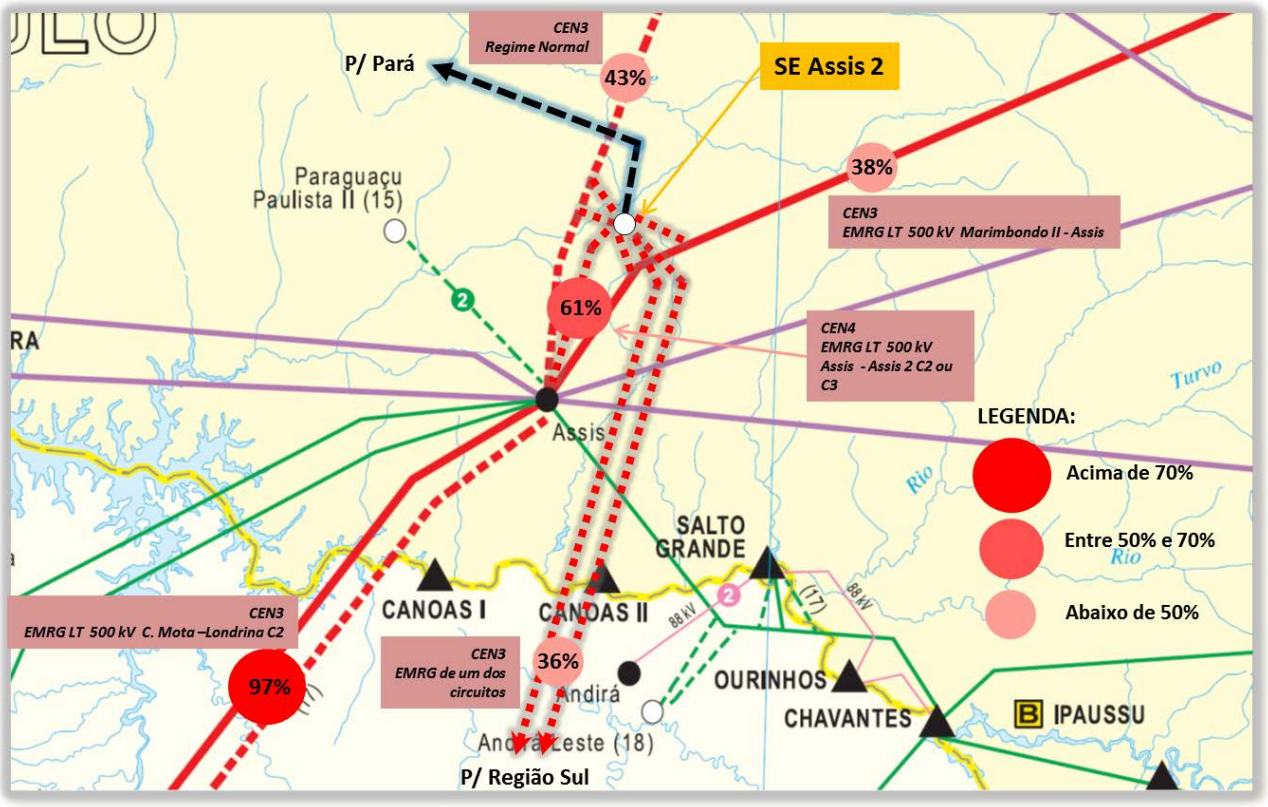


Figura 5.17 – Alternativa 1 - SE Assis 2 – Fluxos Máximos (%)

Nesta alternativa, apesar de não ocorrer sobrecarga, verifica-se um fluxo elevado na LT 500 kV Cândido Mota – Londrina C1, em caso de emergência do C2. Este circuito possui uma capacidade de emergência de 1905 MVA, o que o torna um fator limitante quando comparado ao circuito 2, cuja capacidade de emergência é de 3403 MVA.

A implementação de um terceiro circuito ligando a SE Assis à SE Cândido Mota foi suficiente para evitar a sobrecarga em um dos circuitos entre a SE Assis e a SE Cândido Mota, sendo verificado um carregamento de 61% em emergência, o qual foi verificado para o Cenário 4.

Como algumas linhas não são significativamente afetadas pela mudança do ponto elétrico da inversora do Bipolo A, optou-se por não representar esses fluxos nas ilustrações.

5.2.3.4 Nova SE Assis 2 com interligação Sudeste – Sul partindo da SE Assis

A Figura 5.18 apresenta um diagrama esquemático desta alternativa.

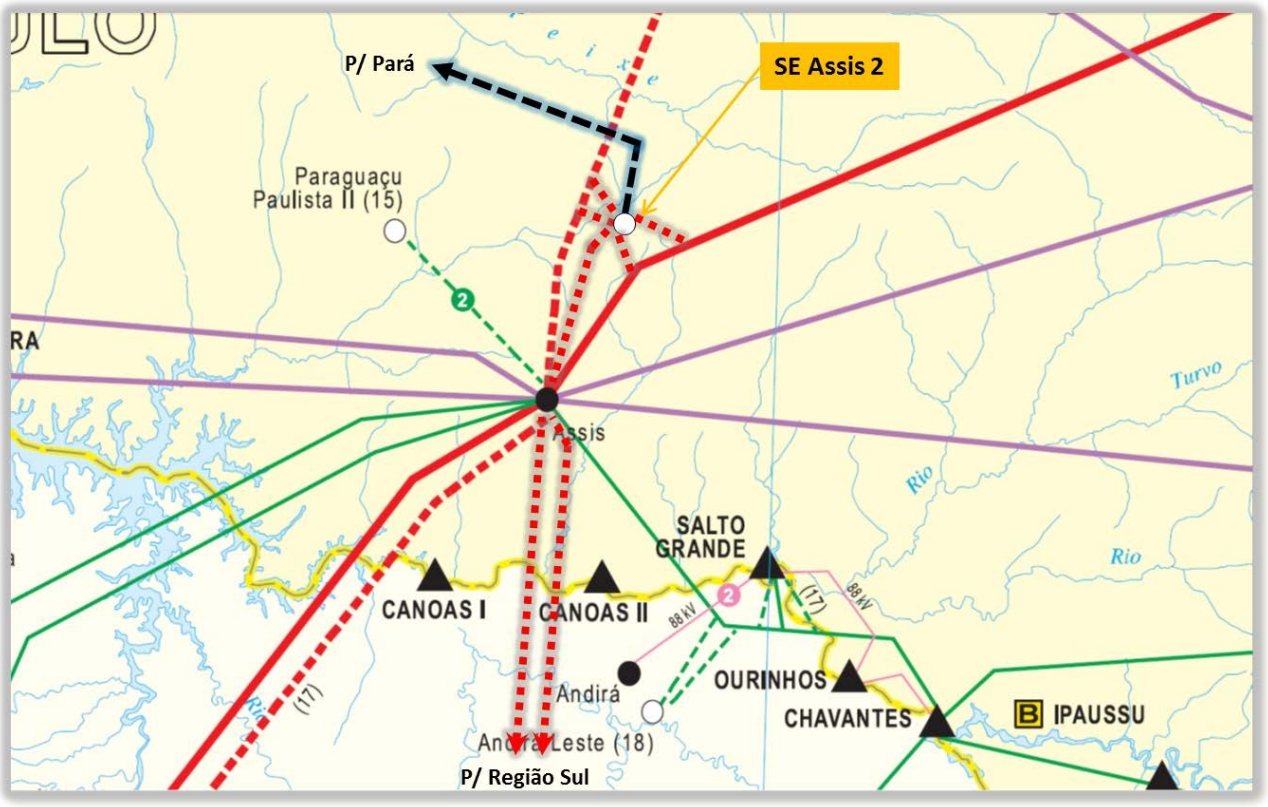


Figura 5.18 – Esquema da Alternativa 2 - SE Assis 2

Essa alternativa contempla o seccionamento da LT 500 kV Marimbondo II – Assis e da LT 500 kV Araraquara (Furnas) - Assis na nova SE Assis, além da construção de um terceiro circuito em 500 kV ligando as SEs Assis e Assis 2. Adicionalmente, considerou-se a conexão das linhas referenciais de interligação Sudeste-Sul na SE Assis.

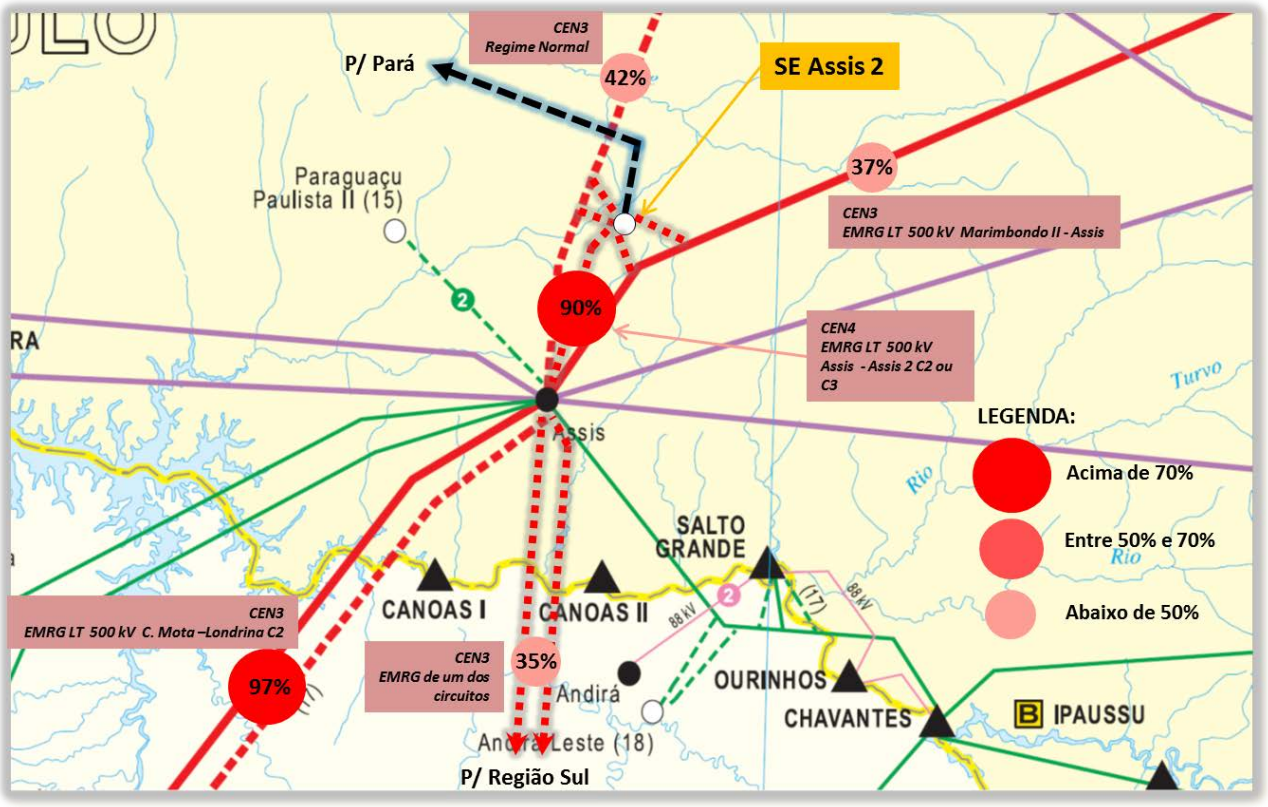


Figura 5.19 – Alternativa 2 - SE Assis 2 – Fluxos Máximos (%)

Destacam-se as seguintes observações em relação ao desempenho dessa alternativa:

Nesta alternativa, apesar de não ocorrer sobrecarga, verifica-se um fluxo elevado na LT 500 kV Cândido Mota – Londrina C1, em caso de emergência do C2. Este circuito possui uma capacidade de emergência de 1905 MVA, o que o torna um fator limitante quando comparado ao circuito 2, cuja capacidade de emergência é de 3403 MVA.

A implementação de um terceiro circuito ligando a SE Assis à SE Cândido Mota foi suficiente para evitar a sobrecarga em um dos circuitos entre a SE Assis e a SE Cândido Mota, porém com um alto carregamento, de aproximadamente 90% em emergência, o qual foi verificado para o Cenário 4.

Como algumas linhas não são significativamente afetadas pela mudança do ponto elétrico da inversora do Bipolo A, optou-se por não representar esses fluxos nas ilustrações.

5.2.4 Principais constatações

Além das análises individuais realizadas para cada alternativa, as análises mostraram que para todas as possibilidades houve violações relacionadas ao ATR 500/440 kV da SE Assis, conforme mostrado na Tabela 5.5.

Tabela 5.5 – Carregamentos relacionado ao ATR 500/440 kV Assis

CENÁRIO	Carregamento ATR 500/440 kV Assis (%)							
	Regime Normal				Emerg. Marimbondo 2 - Assis/Assis2			
	Alt 1 C. Mota	Alt 2 C. Mota	Alt 1 Assis 2	Alt 2 Assis 2	Alt 1 C. Mota	Alt 2 C. Mota	Alt 1 Assis 2	Alt 2 Assis 2
1	106%	106%	107%	107%	76%	76%	77%	77%
2	122%	123%	123%	124%	94%	95%	95%	96%
3	24%	23%	24%	24%	17%	17%	14%	14%
4	65%	65%	66%	67%	44%	44%	45%	45%

CENÁRIO	Carregamento ATR 500/440 kV Araraquara 2 (%)			
	Emerg. ATR 500/440 kV Assis			
	Alt 1 C. Mota	Alt 2 C. Mota	Alt 1 Assis 2	Alt 2 Assis 2
1	103%	103%	103%	103%
2	102%	102%	102%	103%
3	81%	81%	82%	82%
4	27%	27%	27%	27%

Desta forma, como obra comum a todas as alternativas, será recomendado um segundo ATR 500/440 kV de mesma potência, que soluciona os problemas indicados pela Tabela 5.5.

No que se refere à escolha da subestação mais promissora para escoamento da potência injetada pelo Bipolo A, verifica-se que as alternativas que contemplam a SE Assis 2 apresentaram carregamentos menos elevados quando comparados às opções com a SE Cândido Mota, em especial no que se refere ao carregamento do eixo Assis/Cândido Mota – Londrina C1 e C2, independentemente da escolha da SE de conexão para a interligação referencial futura da interligação Sudeste – Sul. No que tange aos custos, considerando que a SE Assis 2 encontra-se mais ao Norte em relação à SE Cândido Mota e que os reforços CA para todas as alternativas são basicamente os mesmos, percebe-se que, além da opção de Assis 2 possuir um desempenho mais satisfatório, os custos comparativos são ligeiramente menores quando comparado às opções de Cândido Mota, face menor comprimento da linha de transmissão CC a ser construída.

A alternativa de Assis 2 apresenta um desempenho satisfatório e apresenta flexibilidade de se harmonizar com a expansão a ser planejada para a interligação Sudeste-Sul, independentemente da solução a ser adotada. O cenário 5 mostrou que, mesmo sem a presença dos circuitos referenciais para aumento da capacidade da referida interligação, é possível escoar toda a potência nominal do Bipolo A, contanto que seja praticada uma importação de potência pela região Sul de no máximo 10.900 MW.

Com base no exposto, a alternativa proposta para a estação inversora do Bipolo A é a SE Assis 2 e seus reforços correlatos, conforme Tabela 5.6.

Tabela 5.6 – Reforços da Estação Conversora de Assis 2

Ano	Reforço
2021	SE Assis 2 - Nova Estação Conversora
2021	Seccionamento LT 500 kV Marimbondo 2 - Assis na SE Assis 2
2021	Seccionamento LT 500 kV Araraquara (Furnas) - Assis na SE Assis 2
2021	LT 500 kV Assis - Assis 2 C3

5.3 Bipolo B

5.3.1 Alternativas para Localização da Estação Retificadora

Considerando as características de potência e tensão nominais estabelecidas para o Bipolo B, conforme descrito no item 5.1, foi efetuada a avaliação das alternativas de localização das estações retificadora e inversora.

Foram identificados oito pontos elétricos possíveis de serem utilizados para a estação retificadora do Bipolo B. São eles:

- SE Gilbúes II 500 kV
- SE São João do Piauí 500 kV
- SE Buritirama 500 kV
- SE Ribeiro Gonçalves 500 kV
- SE Imperatriz 500 kV
- SE Presidente Dutra 500 kV
- SE Sobradinho 500 kV
- SE Teresina II 500 kV

A Figura 5.20 abaixo mostra a localização dessas subestações no SIN:

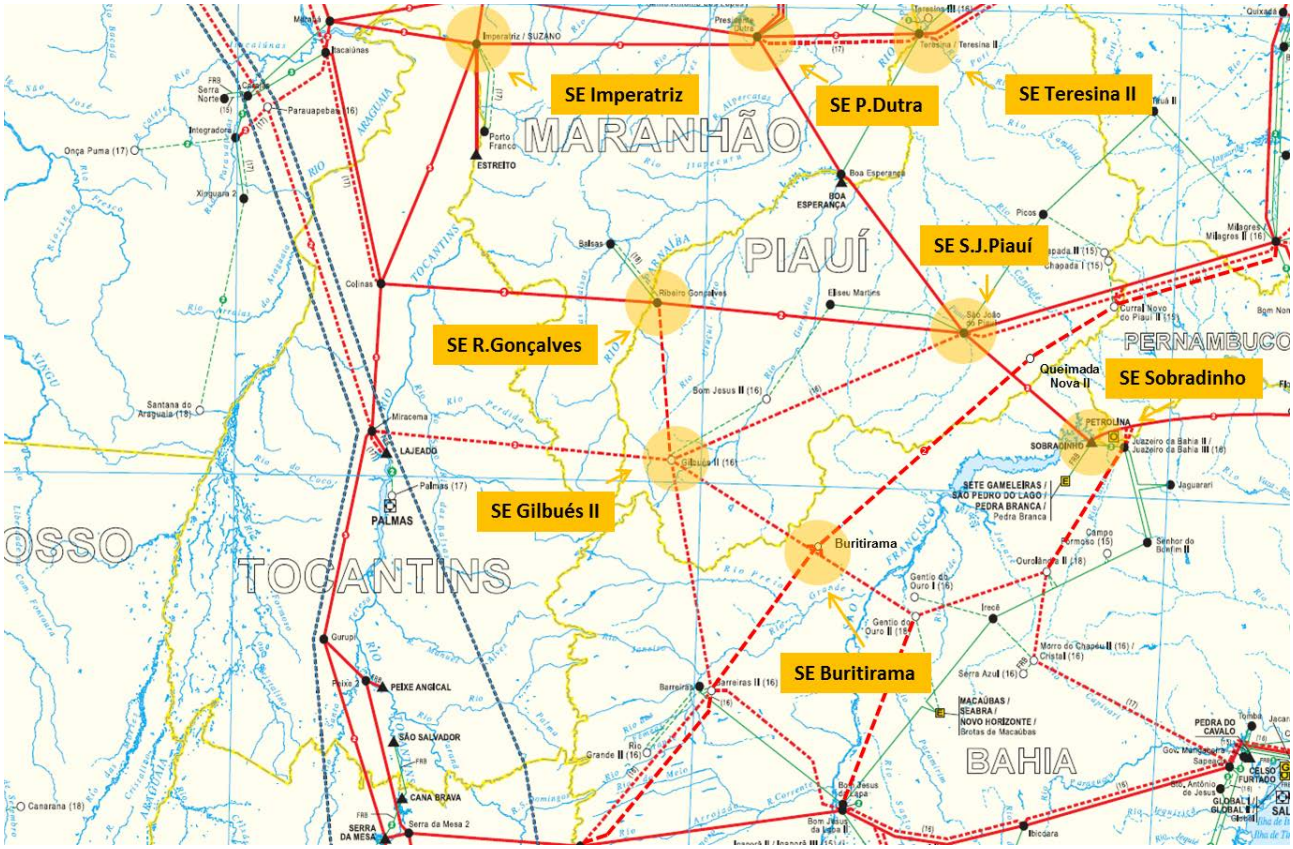


Figura 5.20 - Alternativas de localização estação retificadora Bipolo B

Todas as alternativas consideradas estão em pontos elétricos estratégicos em relação às principais regiões com expressivo potencial de geração eólica existentes, contratadas e futuras. Além disso, os pontos elétricos foram determinados de forma a propiciar o escoamento dos excedentes energéticos dessa região sem que ocorram violações de carregamento na Interligação Norte – Sul, em especial nos bancos de capacitores-série dessa interligação. As análises não consideraram outros pontos mais a leste do sistema de transmissão da região Nordeste por verificar-se que violações dessa natureza foram constatadas.

Para a definição do ponto elétrico elétrico da subestação retificadora do Bipolo B será considerada a subestação de Silvânia no estado de Goiás como a subestação inversora, que é eletricamente equivalente à SE Cruzeiro, recomendada na Nota Técnica [3]. Foi demonstrado que esse é o ponto elétrico adequado para ser utilizado como receptor desse elo CC, pois além de evitar sobrecargas na Interligação Norte – Sul é um ponto que requisita poucos reforços complementares de linhas de transmissão para escoamento da energia proveniente do Bipolo B.

Para a análise do desempenho das alternativas primeiramente calculou-se o valor da potências de curto-circuito e de índices preditivos de desempenho de elos CCAT.

O índice SCR (*Short Circuit Ratio*) provê um bom indicativo quanto à robustez do sistema CA frente a uma injeção de potência por um tronco CC em operação isolada e, consequentemente, uma boa

sensibilidade quanto à gama de problemas que se pode esperar na ocorrência de perturbações no sistema. O cálculo desse índice esstá indicado na equação abaixo, onde Pcc corresponde à potência de curto-circuito trifásico na barra de comutação e Pdc à potência CC do bipolo correspondente.

$$SCR_i = \frac{Pcc_i}{Pdc_i}$$

De um modo geral, sistemas com SCR acima de 3,0 (três) são considerados robustos enquanto que sistemas com SCR menores do que 2,0 (dois) são considerados fracos.

Os resultados obtidos para as barras das subestações candidatas a receber a estação retificadora do Bipolo B resultou em:

Tabela 5.7 – Índice SCR: Alternativas Retificadora Bipolo B

BIPOLO B	Nível CC 3ϕ (MVA)	Índice SCR
SE Gilbués II	16712,02	4,18
SE São João do Piauí	16361,39	4,09
SE Buritirama	11467,68	2,87
SE Ribeiro Gonçalves	13087,8	3,27
SE Imperatriz	18740,42	4,69
SE Presidente Dutra	13296,65	3,32
SE Sobradinho	13640,41	3,41
SE Teresina II	9285,74	2,32

Com o objetivo de levar em consideração o efeito da potência reativa na impedância vista pela conversora e fornecer a estimativa de robustez do sistema, também foi considerado o índice ESCR (*Effective Short Circuit Ratio*). O cálculo desse índice está indicado na equação a seguir.

$$ESCR = \frac{Pcc - Qc}{Pdc}$$

Os resultados obtidos para as barras das subestações candidatas a receber a estação retificadora do Bipolo B resultaram em:

Tabela 5.8 – Índice ESCR: Alternativas Retificadora Bipolo B

BIPOLO B	Nível CC 3ϕ (MVA)	Qc (Mvar)	Índice SCR
SE Gilbués II	16712,02	2000,00	3,68
SE São João do Piauí	16361,39	2000,00	3,59
SE Buritirama	11467,68	2000,00	2,37
SE Ribeiro Gonçalves	13087,8	2000,00	2,77
SE Imperatriz	18740,42	2000,00	4,19
SE Presidente Dutra	13296,65	2000,00	2,82
SE Sobradinho	13640,41	2000,00	2,91
SE Teresina II	9285,74	2000,00	1,82

Verificou-se que a maioria das oito barras candidatas apresentam bons indicativos de robustez através do índices SCR e ESCR calculados. Embora algumas tenham apresentado índices abaixo de 3,0 (três), os valores são considerados razoáveis visto que estão próximos dessa unidade. As barras menos favoráveis sob este aspecto são a SE Buritirama e a SE Teresina II.

A seguir, são apresentadas análises específicas por ponto elétrico.

5.3.1.1 SE Gilbués II

- Análise ano 2021

A alternativa considerando a retificadora do Bipolo B na SE Gilbués II apresentou desempenho satisfatório no ano 2021, atendendo a todos os requisitos mínimos preconizados pelos critérios de planejamento das expansão da transmissão [6].

A Figura 5.21 apresenta o mapa geoelétrico do sistema adjacente à SE Gilbués II e os fluxos percentuais das principais linhas afetadas em condição normal.

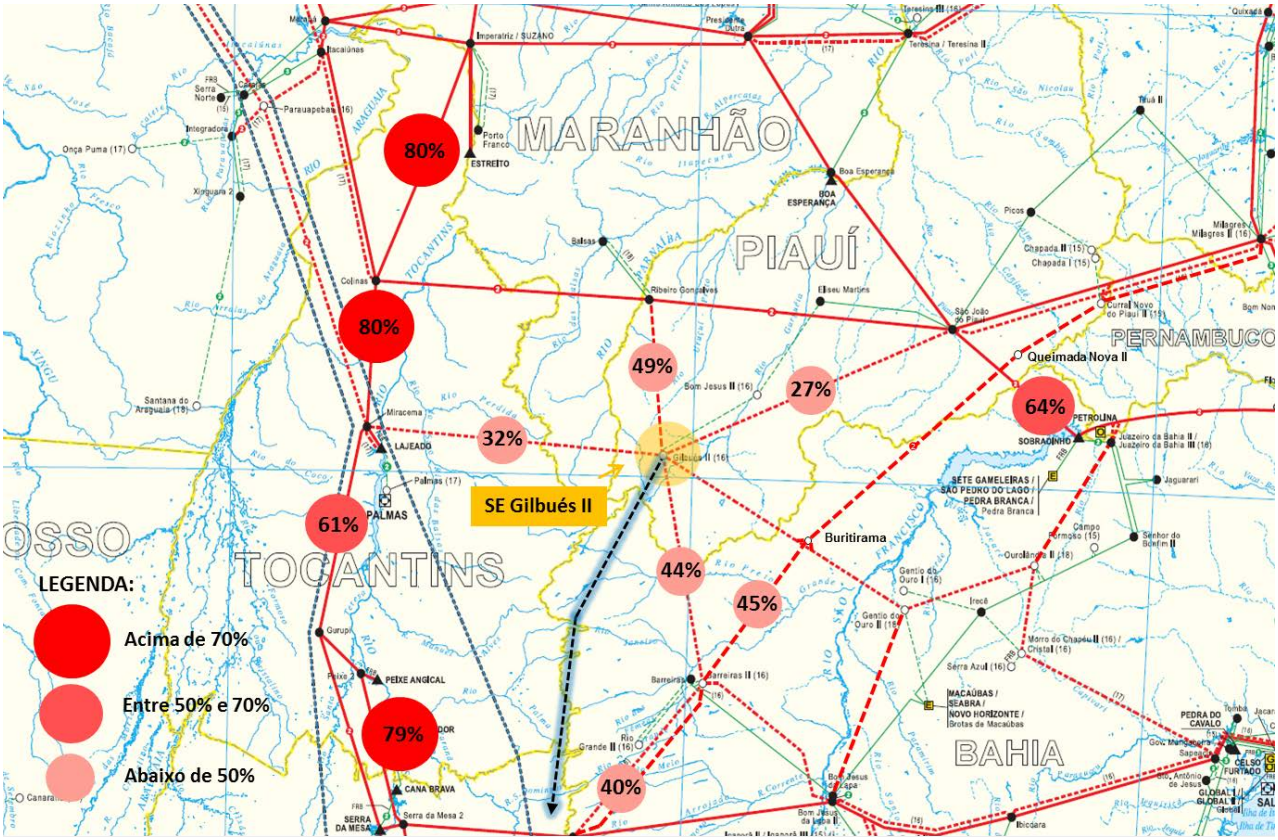


Figura 5.21 – Retificadora SE Gilbués II: Fluxo em condição normal no ano 2021 (%)

Esta alternativa não propicia uma boa distribuição de fluxos na malha de 500 kV da região Norte. Esse desequilíbrio é verificado principalmente nos bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul nos trechos compreendidos entre as SE Imperatriz, Colinas e Miracema. Para esse trecho carregamentos da ordem de 80% da capacidade nominal foram verificados em condição normal. No entanto, não verificam-se carregamentos acima do limite em contingência.

A Interligação Norte – Sul é um importante balizador do sistema elétrico para restrições de transmissão entre as regiões Norte e Nordeste para o Sudeste e Centro-Oeste. Como parte significativa do excedente energético do Norte/Nordeste passa por essa Interligação o incremento de novas fontes de geração nessas regiões pode levar à necessidade de reforços de novos reforços de transmissão de forma prematura nas alternativas em que são verificados carregamentos mais elevados. É importante destacar que, a exemplo dos reforços indicados na Nota Técnica [3], são necessários bancos de capacitores-série com elevado grau de compensação para eliminar restrições de transmissão na Interligação Norte – Sul.

Como algumas linhas não são significativamente afetadas pela mudança do ponto elétrico da retificadora do Bipolo B, optou-se por não representar esses fluxos nas ilustrações.

Alguns pontos de destaque são:

- Bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul no trecho compreendido entre as SE Imperatriz, Colinas, Miracema e Gurupi. Os carregamentos verificados atingiram no máximo 80% da capacidade nominal;

- Bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul no trecho compreendido entre as SEs Peixe e Serra da Mesa 2. O carregamento verificado atingiu 79% da capacidade nominal;

- LTs 500 kV Sobradinho – São João do Piauí C1 e C2. O carregamento verificado atingiu 64% da capacidade nominal.

As LTs 500 kV Sobradinho – São João do Piauí C1 e C2 apresentaram carregamentos elevados em condição normal. Embora os valores verificados em condição normal não estejam próximos da capacidade nominal, na emergência do circuito de maior capacidade, o circuito remanescente alcançou 84% da capacidade de emergência. Outras linhas com carregamentos significativos em emergência foram a LTs 500 kV Colinas – Miracema C1, C2 e C3 na ocorrência de contigência em um dos circuitos paralelos (75%), LT 500 kV Peixe – Serra da Mesa 2 na ocorrência de contingência em umas das LTs 500 kV Gurupi – Serra da Mesa (72%).

Esta é a alternativa que apresenta o menor custo de investimentos em linhas CC, pois o comprimento do Elo é de aproximadamente 900 km. Embora apresente os menores valores de perdas elétricas no Elo CC, é uma das alternativas com maiores valores de perdas elétricas globais, causadas, principalmente, pelos elevados carregamentos da Interligação Norte – Sul nos trechos compreendidos entre as SE Imperatriz, Colinas e Miracema.

- Sensibilidade ano 2023

A alternativa considerando a retificadora do Bipolo B na SE Gilbués II não apresentou desempenho satisfatório no ano 2023, não atendendo assim a todos os requisitos mínimos preconizados pelos critérios de planejamento das expansão da transmissão [6].

A Figura 5.22 e a Figura 5.23 apresentam o mapa geoelétrico do sistema adjacente à SE Gilbués II e os fluxos percentuais das principais linhas afetadas em condição normal.

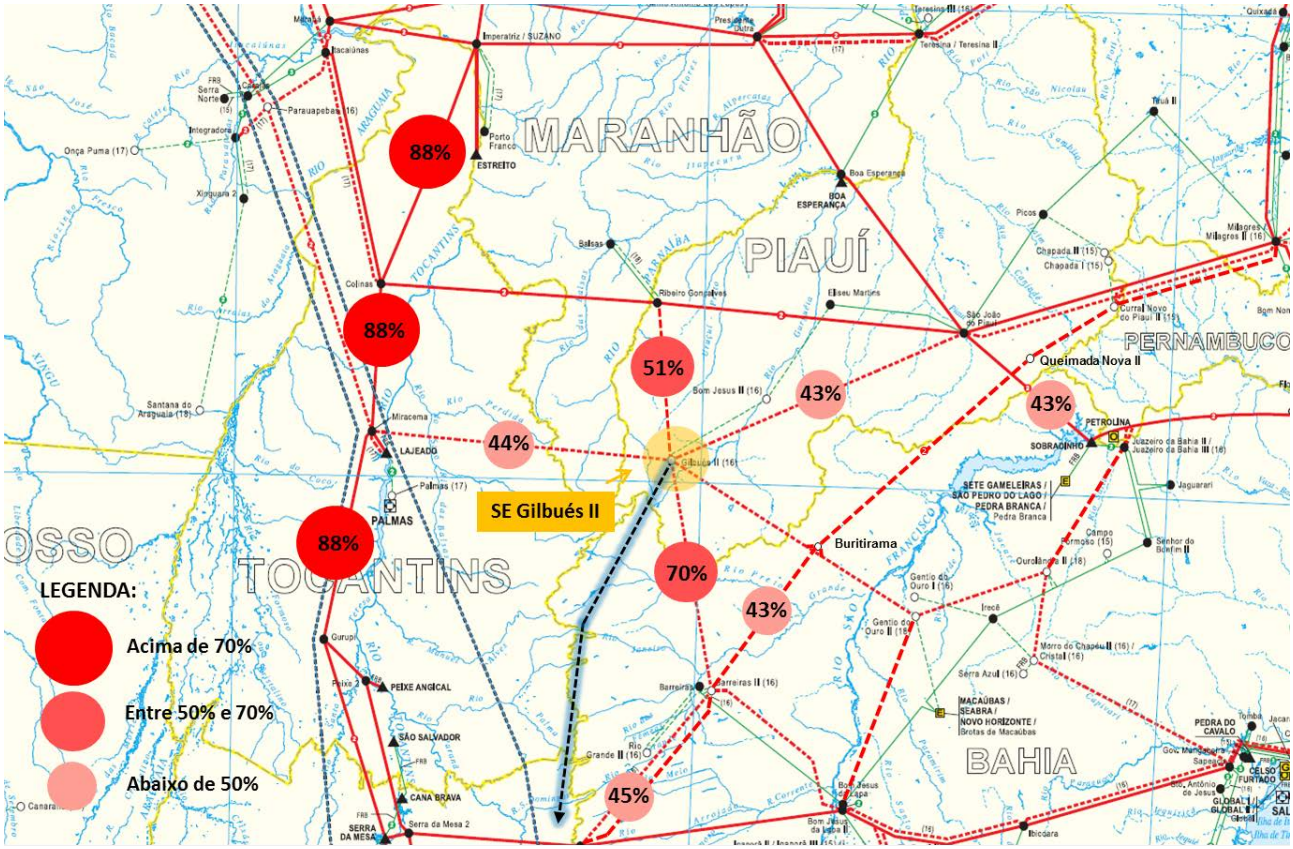


Figura 5.22 – Retificadora SE Gilbués II: Fluxo em condição normal no ano 2023 (%)

Esta alternativa não propicia uma boa distribuição de fluxos na malha de 500 kV da região Norte. Esse desequilíbrio é verificado principalmente nos bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul nos trechos compreendidos desde as SE Imperatriz até a SE Samambaia. Para esse trecho vários carregamentos da ordem de até 88% da capacidade nominal foram verificados em condição normal. Destaca-se uma violação da capacidade nominal no BCS da LT 500 kV Peixe – Serra da Mesa 2, atingindo valores de 102% da capacidade nominal.

Como algumas linhas não são significativamente afetadas pela mudança do ponto elétrico da retificador do Bipolo B, optou-se por não representar esses fluxos nas ilustrações.

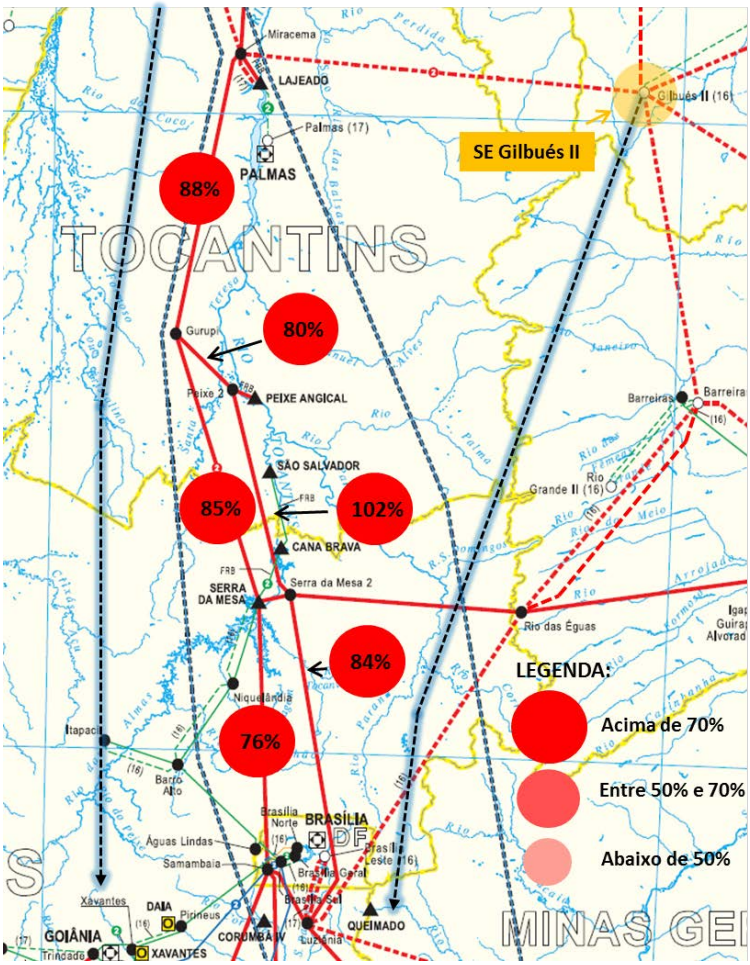


Figura 5.23 – Retificadora SE Gilbués II: Fluxo na Norte-Sul em condição normal no ano 2023 (%)

Devido à violação verificada em regime normal de operação na LT 500 kV Peixe 2 – Serra da Mesa 2 no ano de 2023 e diversos outros Bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul apresentarem carregamentos próximos do limite, esta alternativa foi descartada como possível solução estrutural.

5.3.1.2 SE Buritirama

- Análise ano 2021

A alternativa considerando a retificadora do Bipolo B na SE Buritirama apresentou desempenho satisfatório, atendendo a todos os requisitos mínimos preconizados pelos critérios de planejamento das expansão da transmissão [6].

A Figura 5.24 apresenta o mapa geoelétrico do sistema adjacente à SE Buritirama e os fluxos percentuais das principais linhas afetadas em condição normal.

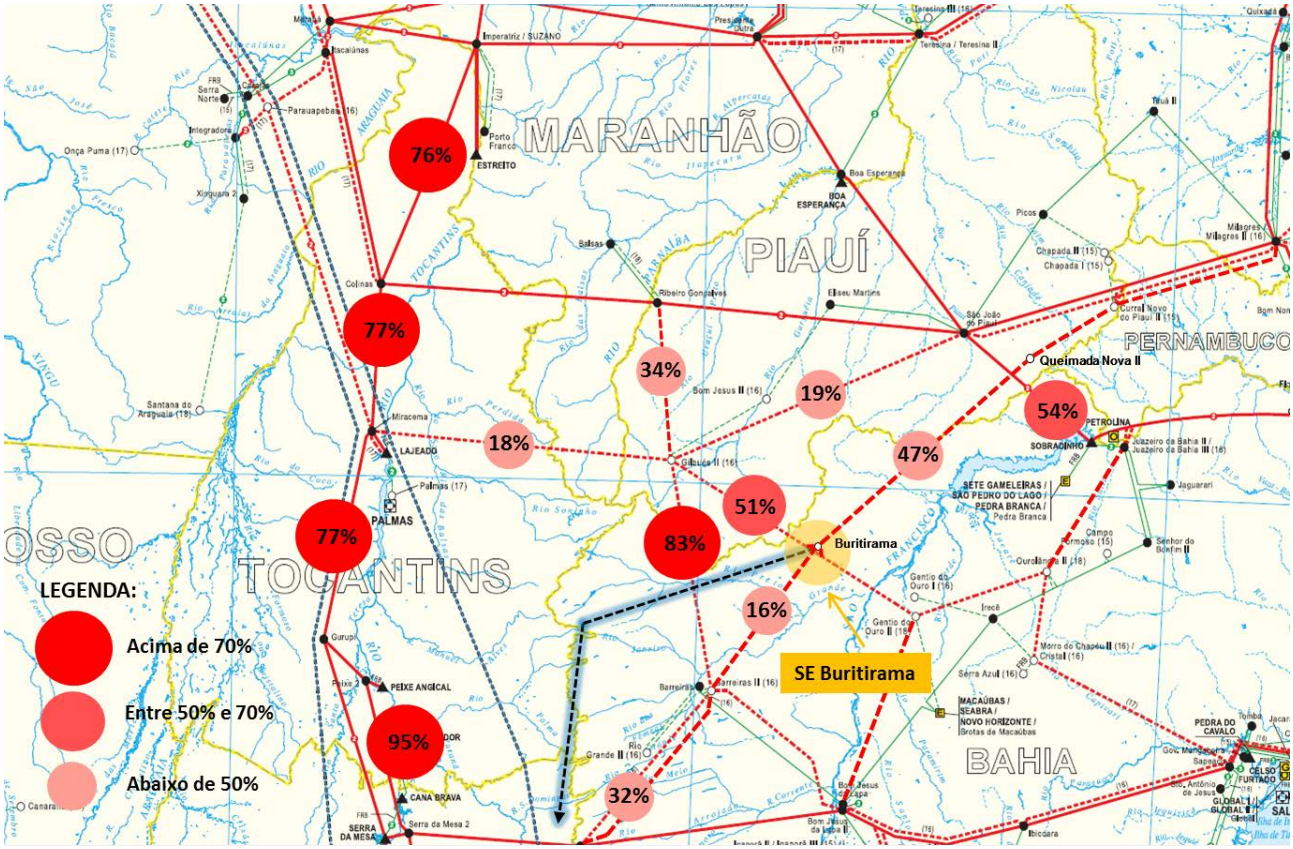


Figura 5.24 - Retificadora SE Buritirama: Fluxo em condição normal no ano 2021 (%)

Esta alternativa não propicia uma boa distribuição de fluxos na malha de 500 kV da região Norte. Esse desequilíbrio é verificado principalmente nos bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul nos trechos compreendidos entre as SE Imperatriz, Colinas e Miracema. Para esse trecho carregamentos da ordem de 77% da capacidade nominal foram verificados em condição normal. No entanto, não verificam-se carregamentos acima do limite em contingência.

Como algumas linhas não são significativamente afetadas pela mudança do ponto elétrico da retificadora do Bipolo B, optou-se por não representar esses fluxos nas ilustrações.

A Interligação Norte – Sul é um importante balizador do sistema elétrico para restrições de transmissão entre as regiões Norte e Nordeste para o Sudeste e Centro-Oeste. Como parte significativa do excedente energético do Norte/Nordeste passa por essa Interligação o incremento de novas fontes de geração nessas regiões pode levar à necessidade de novos reforços de transmissão de forma prematura nas alternativas em que são verificados carregamentos mais elevados. É importante destacar que, a exemplo dos reforços indicados na Nota Técnica [3], são necessários bancos de capacitores-série com elevado grau de compensação para eliminar restrições de transmissão na Interligação Norte – Sul.

Alguns pontos de destaque são:

- Bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul no trecho compreendido entre as SE Imperatriz, Colinas, Miracema e Gurupi. Os carregamentos verificados atingiram no máximo 77% da capacidade nominal;

- Bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul no trecho compreendido entre as SEs Peixe e Serra da Mesa 2. O carregamento verificado atingiu 95% da capacidade nominal;

- LTs 500 kV Sobradinho – São João do Piauí C1 e C2. O carregamento verificado atingiu 54% da capacidade nominal;

- Bancos de capacitores-série da LT 500 kV Gilbués II – Barreiras. O carregamento verificado atingiu 120% da capacidade nominal. Como solução, considerou-se o by-pass de 1 (um) dos bancos de capacitores-série dessa linha. Após o by-pass, os valores verificados no banco remanescente ainda foram elevados, 83% da capacidade nominal.

Algumas linhas apresentaram carregamentos significativos em emergência como a LT 500 kV Gilbués II – Barreiras na ocorrência de contingência da LT 500 kV Gilbués II – Buritirama, atingindo valores de cerca de 81% da capacidade de emergência. Outras linhas com carregamentos significativos em emergência foram a LTs 500 kV Colinas – Miracema C1, C2 e C3 na ocorrência de contigência em um dos circuitos paralelos (70%), LT 500 kV Peixe – Serra da Mesa 2 na ocorrência de contingência em umas das LTs 500 kV Gurupi – Serra da Mesa (87%).

Esta é a alternativa que apresenta o menor custo de investimentos em linhas CC, pois o comprimento do Elo é de aproximadamente 880 km. Embora apresente os menores valores de perdas elétricas no Elo CC, é uma das alternativas com maiores valores de perdas elétricas globais, causadas, principalmente, pelos elevados carregamentos da Interligação Norte – Sul nos trechos compreendidos entre as SE Imperatriz, Colinas e Miracema.

- Sensibilidade ano 2023

A alternativa considerando a retificadora do Bipolo B na SE Buritirama não apresentou desempenho satisfatório no ano 2023, não atendendo assim a todos os requisitos mínimos preconizados pelos critérios de planejamento das expansão da transmissão [6].

A Figura 5.25 e a Figura 5.26 apresentam o mapa geoelétrico do sistema adjacente à SE Buritirama e os fluxos percentuais das principais linhas afetadas em condição normal.

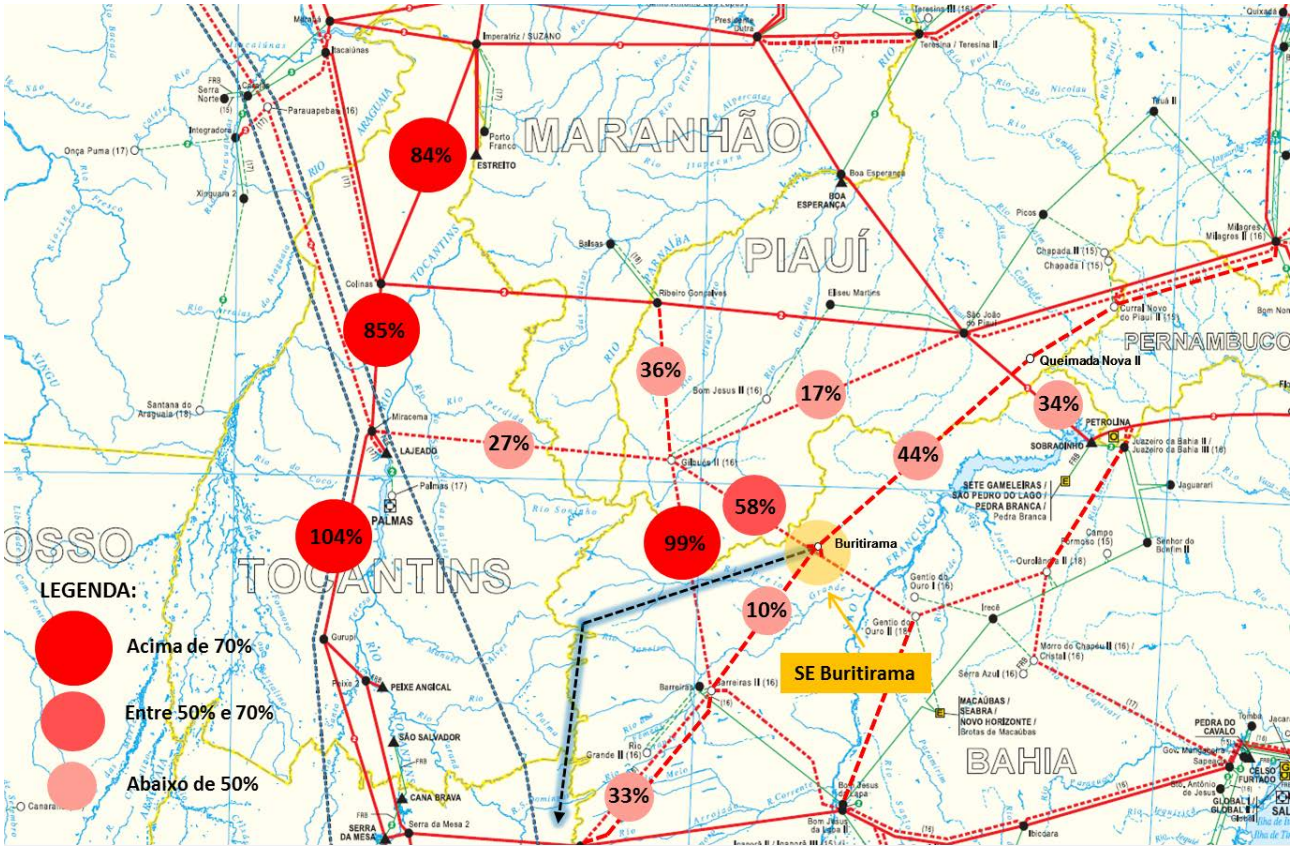


Figura 5.25 - Retificadora SE Buritirama: Fluxo em condição normal no ano 2023 (%)

Esta alternativa não propicia uma boa distribuição de fluxos na malha de 500 kV da região Norte. Esse desequilíbrio é verificado principalmente nos bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul nos trechos compreendidos desde as SE Imperatriz até a SE Samambaia. Para esse trecho vários carregamentos da ordem de até 95% da capacidade nominal foram verificados em condição normal. Destacam-se várias violações da capacidade nominal, como:

- Bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul no trecho compreendido entre as SEs Miracema e Gurupi. O carregamento verificado atingiu 104% da capacidade nominal;

- Bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul no trecho compreendido entre as SEs Gurupi e Serra da Mesa. O carregamento verificado atingiu 100% da capacidade nominal;

- Bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul no trecho compreendido entre as SEs Peixe e Serra da Mesa. O carregamento verificado atingiu 119% da capacidade nominal;

- Bancos de capacitores-série da LT 500 kV Gilbués II – Barreiras. O carregamento verificado atingiu 99% da capacidade nominal;

Como algumas linhas não são significativamente afetadas pela mudança do ponto elétrico da retificador do Bipolo B, optou-se por não representar esses fluxos nas ilustrações.

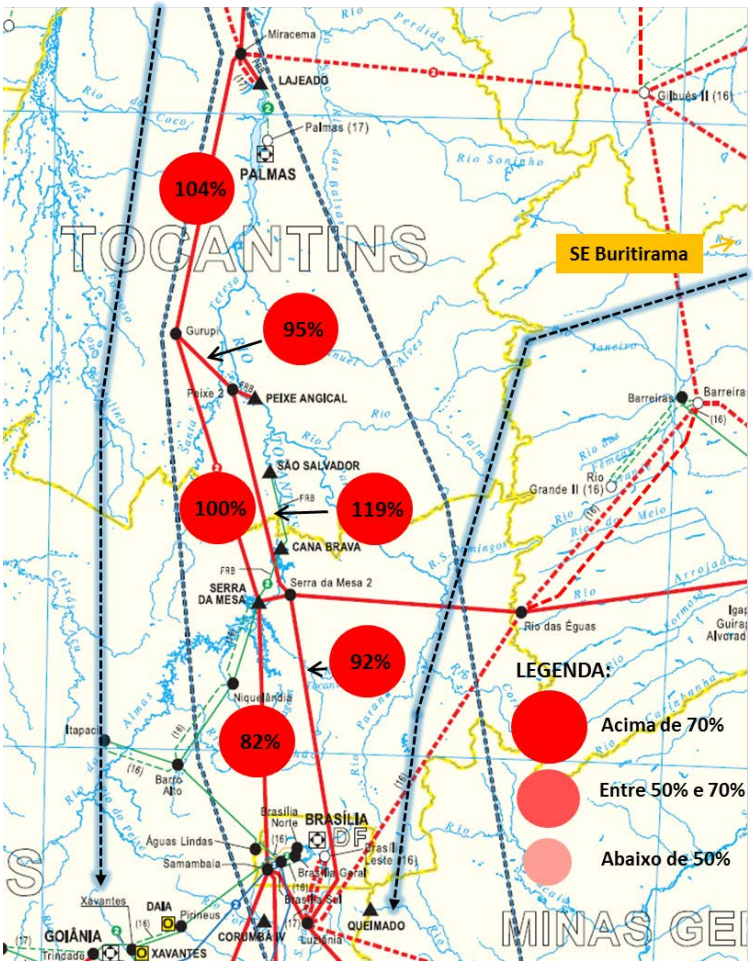


Figura 5.26 - Retificadora SE Buritirama: Fluxo na Norte-Sul em condição normal no ano 2023 (%)

Devido às diversas violações de carregamento nos Bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul no ano 2023, esta alternativa foi descartada como possível solução estrutural.

5.3.1.3 SE Ribeiro Gonçalves

- Análise ano 2021

A alternativa considerando a retificadora do Bipolo B na SE Ribeiro Gonçalves apresentou desempenho satisfatório no ano 2021, atendendo a todos os requisitos mínimos preconizados pelos critérios de planejamento das expansão da transmissão [6].

A Figura 5.27 apresenta o mapa geoelétrico do sistema adjacente à SE Ribeiro Gonçalves e os fluxos percentuais das principais linhas afetadas em condição normal.

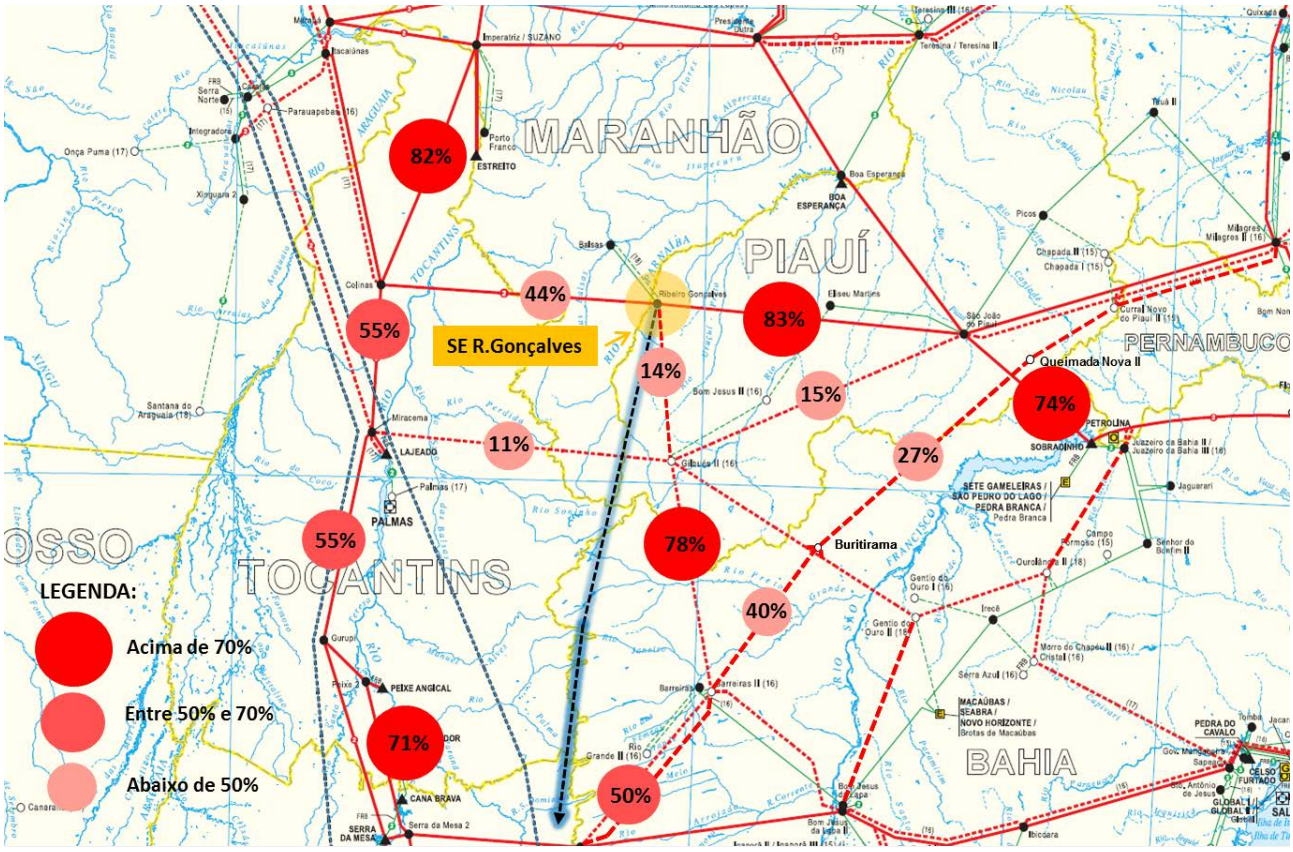


Figura 5.27 - Retificadora SE Ribeiro Gonçalves: Fluxo em condição normal no ano 2021 (%)

Esta alternativa não propicia uma boa distribuição de fluxos na malha de 500 kV da região Norte. Esse desequilíbrio é verificado em diversos pontos como:

- Bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul no trecho compreendido entre as SE Imperatriz e Colinas. O carregamento verificado atingiu 82% da capacidade nominal;
- Bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul no trecho compreendido entre as SEs Peixe e Serra da Mesa 2. O carregamento verificado atingiu 71% da capacidade nominal;
- Bancos de capacitores-série da LT 500 kV Gilbués II – Barreiras. O carregamento verificado atingiu 78% da capacidade nominal;
- Bancos de capacitores-série das LTs 500 kV Ribeiro Goncalves – São João do Piauí C1 e C2. O carregamento verificado atingiu 83% da capacidade nominal em cada linha;
- LTs 500 kV Sobradinho – São João do Piauí C1 e C2. O carregamento verificado atingiu 74% da capacidade nominal.

A Interligação Norte – Sul é um importante balizador do sistema elétrico para restrições de transmissão entre as regiões Norte e Nordeste para o Sudeste e Centro-Oeste. Como parte significativa do excedente energético do Norte/Nordeste passa por essa Interligação o incremento de novas fontes de geração nessas regiões pode levar à necessidade de reforços de novos reforços de transmissão de forma prematura nas alternativas em que são verificados carregamentos mais elevados. É importante destacar que, a exemplo dos reforços indicados na Nota Técnica [3], são necessários bancos de capacitores-série com elevado grau de compensação para eliminar restrições de transmissão na Interligação Norte – Sul.

Como algumas linhas não são significativamente afetadas pela mudança do ponto elétrico da retificadora do Bipolo B, optou-se por não representar esses fluxos nas ilustrações.

Não foram verificadas sobrecargas em emergência. No entanto, alguns trechos do sistema elétrico em 500 kV apresentaram carregamentos próximos aos limites de emergência, como:

- Bancos de capacitores-série da LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí na emergência de uma das LTs Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí C1 ou C2. O carregamento verificado atingiu 97% da capacidade de emergência;
- Bancos de capacitores-série da LT 500 kV Gilbués II – Barreiras na emergência da LT Buritirama - Barreiras. O carregamento verificado atingiu 81% da capacidade de emergência;
- Bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul nos trechos compreendidos entres as SEs Imperatriz e Colinas na emergência de um dos circuitos em paralelo. O carregamento verificado atingiu 81% da capacidade de emergência;
- Banco de capacitores-série da LT 500 kV Peixe – Serra da Mesa 2 na emergência de uma das LTs 500 kV Gurupi – Serra da Mesa C1 e C2. O carregamento verificado atingiu 65% da capacidade de emergência;
- LTs 500 kV Sobradinho – São João do Piauí C1 e C2 na emergência de um dos circuitos. O carregamento verificado no circuito remanescente atingiu 98% da capacidade de emergência.

Esta alternativa apresenta um custo de investimentos maior que as anteriores, pois o comprimento do Elo é de aproximadamente 1150 km. Devido aos elevados carregamentos verificados em diversos pontos no sistema em 500 kV adjacente à SE Ribeiro Gonçalves, principalmente, esta alternativa apresenta elevados valores de perdas elétricas globais.

- Sensibilidade ano 2023

A alternativa considerando a retificadora do Bipolo B na SE Ribeiro Gonçalves não apresentou desempenho satisfatório no ano 2023, não atendendo assim a todos os requisitos mínimos preconizados pelos critérios de planejamento das expansão da transmissão [6].

A Figura 5.28 e a Figura 5.29 apresentam o mapa geoelétrico do sistema adjacente à SE Ribeiro Gonçalves e os fluxos percentuais das principais linhas afetadas em condição normal.

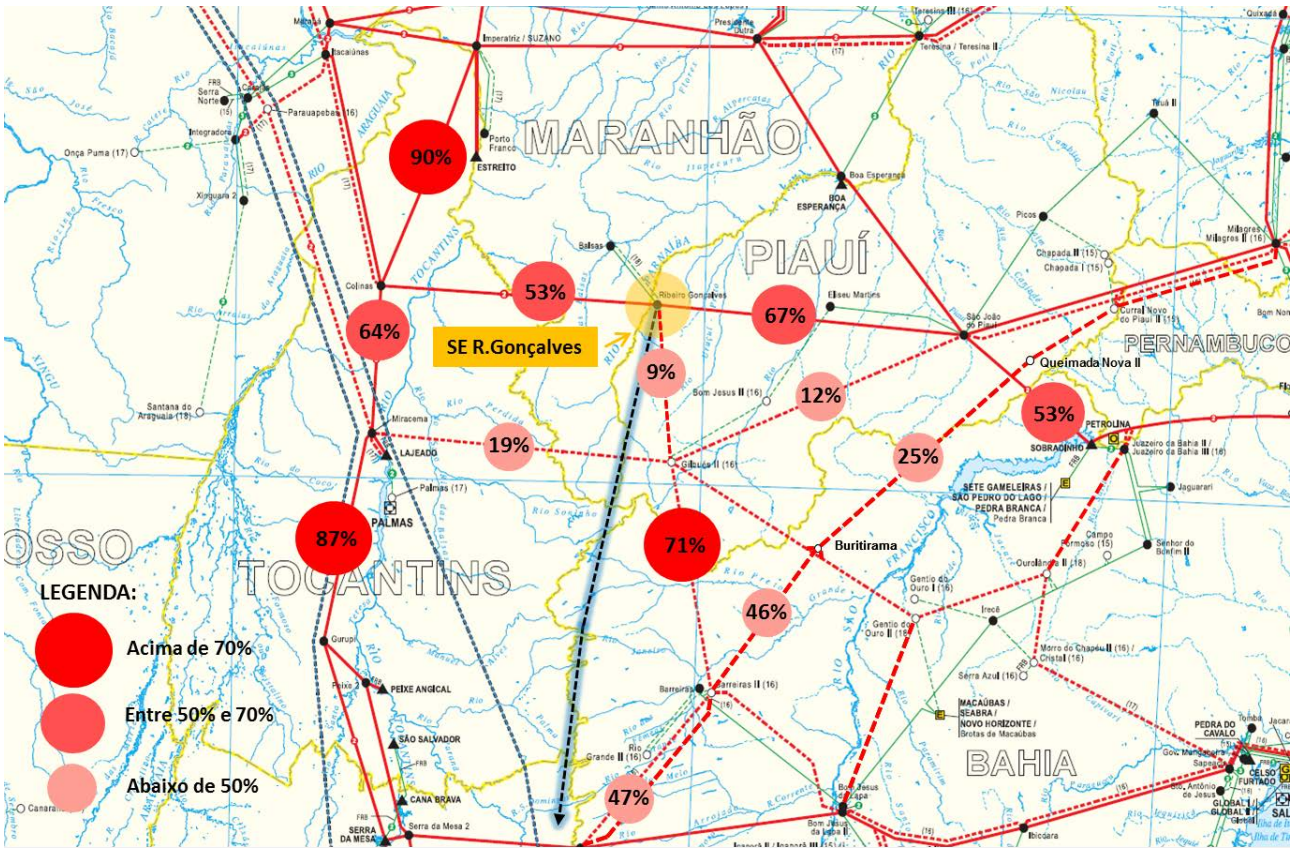


Figura 5.28 - Retificadora SE Ribeiro Gonçalves: Fluxo em condição normal no ano 2023 (%)

Esta alternativa não propicia uma boa distribuição de fluxos na malha de 500 kV da região Norte. Esse desequilíbrio é verificado principalmente nos bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul nos trechos compreendidos desde as SE Imperatriz até a SE Samambaia. Para esse trecho alguns carregamentos acima de 90% da capacidade nominal foram verificados em condição normal. Destaca-se várias violações da capacidade nominal, como:

- Bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul no trecho compreendido entre as SEs Miracema e Gurupi. O carregamento verificado atingiu 87% da capacidade nominal;

- Bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul no trecho compreendido entre as SEs Peixe e Serra da Mesa. O carregamento verificado atingiu 101% da capacidade nominal. Tal violação foi considerada marginal;

- Bancos de capacitores-série da LT 500 kV Gilbués II – Barreiras. O carregamento verificado atingiu 71% da capacidade nominal;

Como algumas linhas não são significativamente afetadas pela mudança do ponto elétrico da retificador do Bipolo B, optou-se por não representar esses fluxos nas ilustrações.

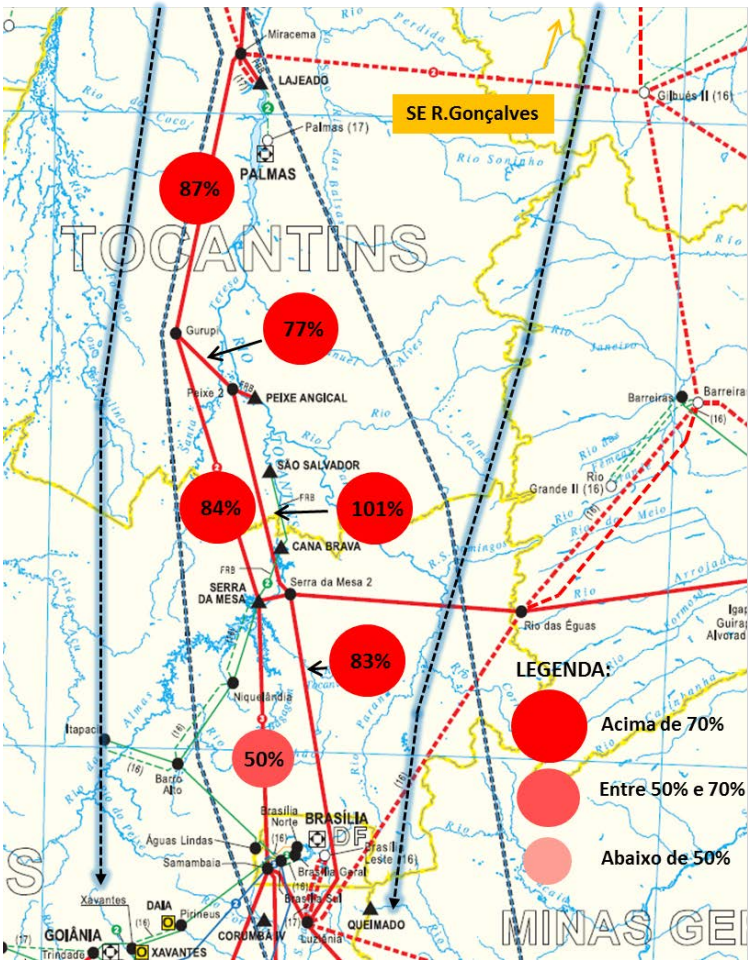


Figura 5.29 - Retificadora SE Ribeiro Gonçalves: Fluxo na Norte-Sul em condição normal no ano 2023 (%)

Devido à violação verificada em regime normal de operação na LT 500 kV Peixe 2 – Serra da Mesa 2 no ano de 2023 e diversos outros Bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul apresentarem carregamentos próximos do limite, esta alternativa foi descartada como possível solução estrutural.

5.3.1.4 SE São João do Piauí

- Análise ano 2021

A alternativa considerando a retificadora do Bipolo B na SE São João do Piauí apresentou desempenho satisfatório no ano 2021, atendendo a todos os requisitos mínimos preconizados pelos critérios de planejamento das expansão da transmissão [6].

A Figura 5.30 apresenta o mapa geoelétrico do sistema adjacente à SE São João do Piauí e os fluxos percentuais das principais linhas afetadas em condição normal.

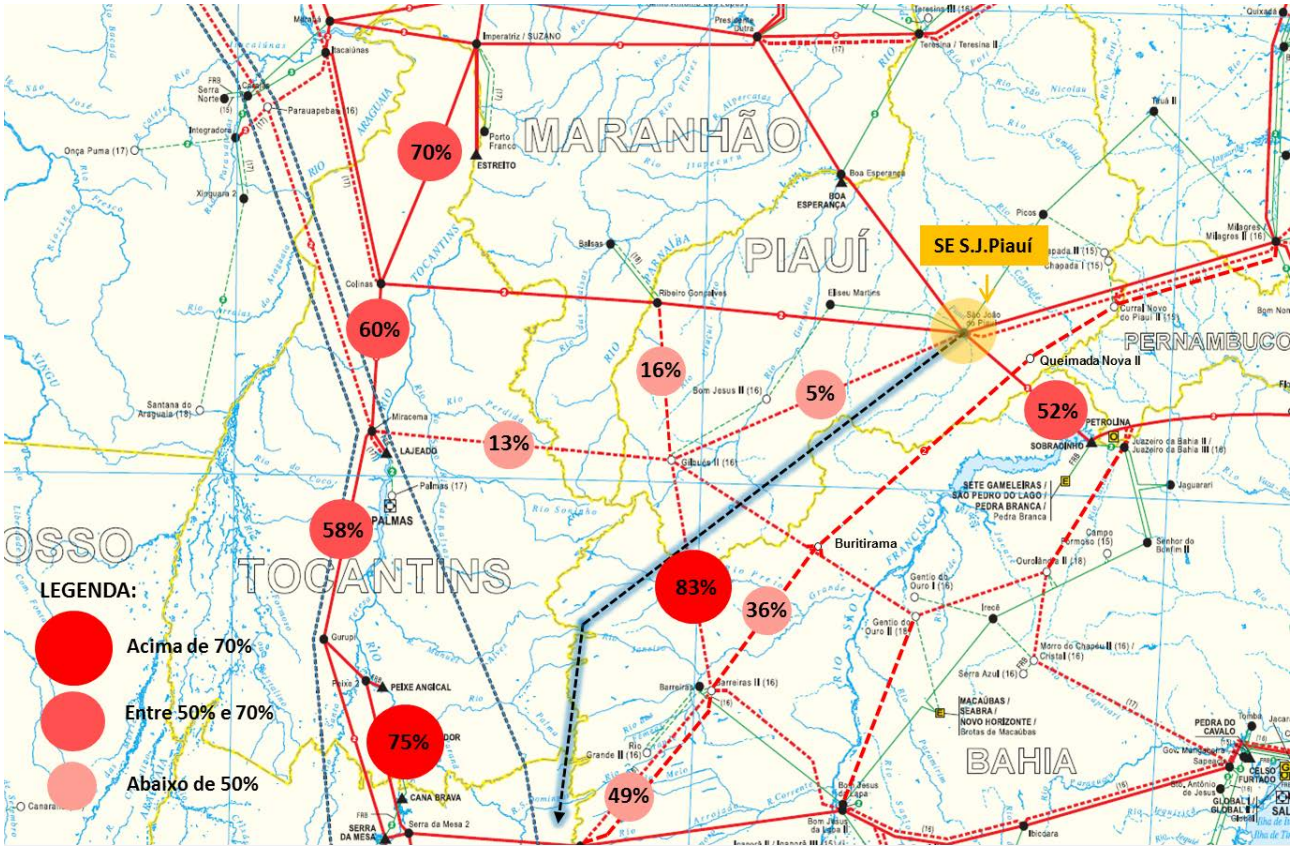


Figura 5.30 - Retificadora SE São João do Piauí: Fluxo em condição normal no ano 2021 (%)

Esta alternativa propicia uma distribuição de fluxos na malha de 500 kV da região Norte um pouco melhor do que a alternativa considerando a retificadora do Bipolo B na SE Gilbués II. Devido à posição da retificadora, o carregamento nos bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul nos trechos compreendidos entre as SEs Imperatriz, Colinas e Miracema foi razoavelmente descarregado, apresentando carregamentos da ordem de 60% a 70% da capacidade nominal em condição normal. No entanto, não verificam-se carregamentos acima do limite em contingência.

A Interligação Norte – Sul é um importante balizador do sistema elétrico para restrições de transmissão entre as regiões Norte e Nordeste para o Sudeste e Centro-Oeste. Como parte

significativa do excedente energético do Norte/Nordeste passa por essa Interligação o incremento de novas fontes de geração nessas regiões pode levar à necessidade de reforços de novos reforços de transmissão de forma prematura nas alternativas em que são verificados carregamentos mais elevados. É importante destacar que, a exemplo dos reforços indicados na Nota Técnica [3], são necessários bancos de capacitores-série com elevado grau de compensação para eliminar restrições de transmissão na Interligação Norte – Sul.

Como algumas linhas não são significativamente afetadas pela mudança do ponto elétrico da retificador do Bipolo B, optou-se por não representar esses fluxos nas ilustrações.

Alguns pontos de destaque são:

- Bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul no trecho compreendido entre as SE Imperatriz, Colinas, Miracema e Gurupi. Os carregamentos verificados atingiram valores máximos de 70% da capacidade nominal;

- Bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul no trecho compreendido entre as SEs Peixe e Serra da Mesa 2. O carregamento verificado atingiu 75% da capacidade nominal;

- LTs 500 kV Sobradinho – São João do Piauí C1 e C2. O carregamento verificado atingiu 64% da capacidade nominal;

Devido à sobrecargas observadas em condição de emergência nas LTs 500 kV Sobradinho – São João do Piauí C1 e C2, na contingência de um dos circuitos paralelos, considerou-se o by-pass dos 2 (dois) bancos de capacitores-série dessas linhas. Dessa forma, os valores observados em condição normal ficaram em cerca de 52% da capacidade nominal. Embora os valores verificados em condição normal não estejam próximos da capacidade nominal, na emergência do circuito de maior capacidade, o circuito remanescente alcançou 85% da capacidade de emergência.

Outra linha com carregamentos significativo em emergência foi a LT 500 kV Gilbués II – Barreiras na ocorrência de contingência da LT 500 kV Buritirama – Barreiras, atingindo valores de cerca de 85% da capacidade de emergência. Já as principais linhas da Interligação Norte – Sul não ultrapassaram 70% em emergência.

Esta alternativa apresenta valores menores de perdas elétricas globais, propiciadas pelo alívio, principalmente, dos carregamentos da Interligação Norte – Sul nos trechos compreendidos entre as SE Imperatriz, Colinas e Miracema.

- Sensibilidade ano 2023

A alternativa considerando a retificadora do Bipolo B na SE São João do Piauí não apresentou desempenho satisfatório no ano 2023, não atendendo assim a todos os requisitos mínimos preconizados pelos critérios de planejamento das expansão da transmissão [6].

A Figura 5.31 e a Figura 5.32 apresentam o mapa geoelétrico do sistema adjacente à SE São João do Piauí e os fluxos percentuais das principais linhas afetadas em condição normal.

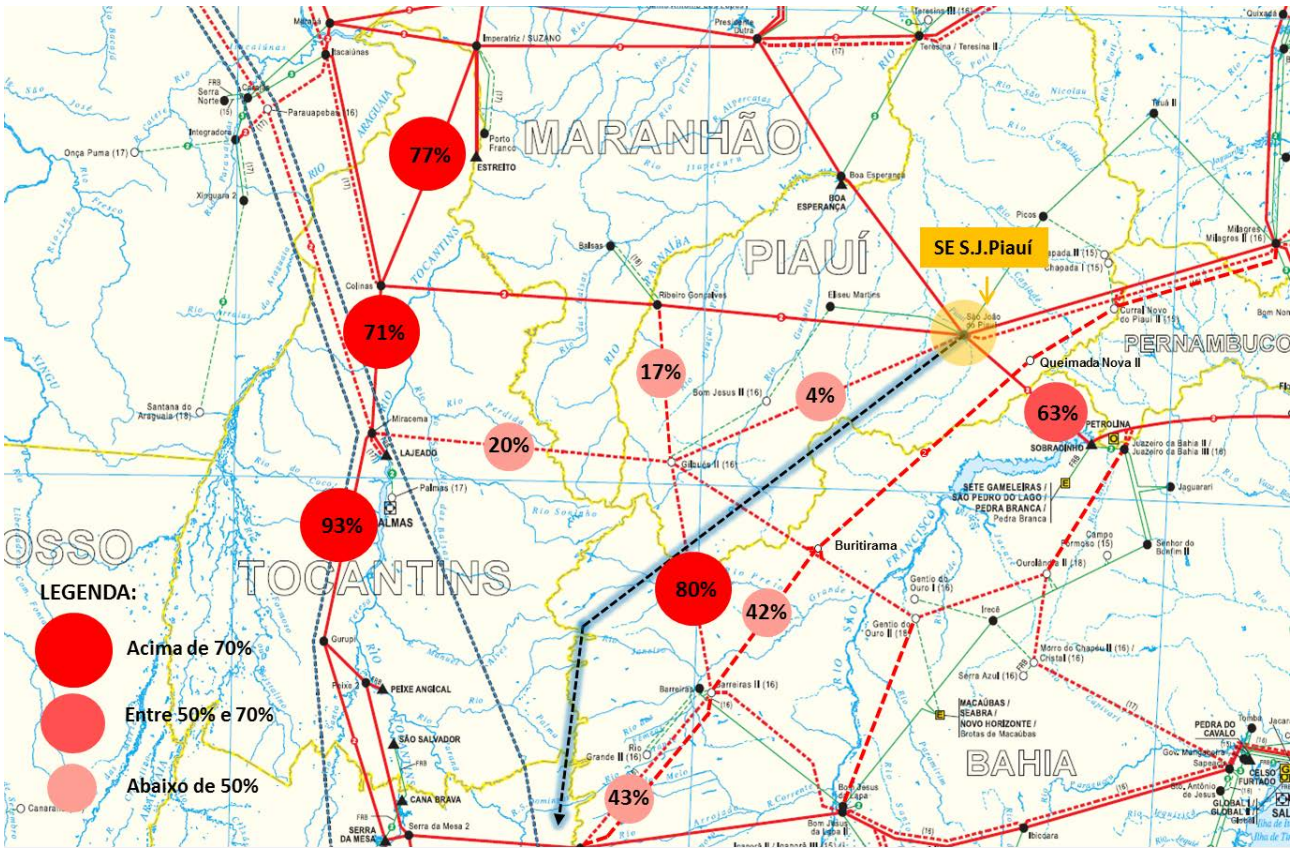


Figura 5.31 - Retificadora SE São João do Piauí: Fluxo em condição normal no ano 2023 (%)

Esta alternativa não propicia uma boa distribuição de fluxos na malha de 500 kV da região Norte. Esse desequilíbrio é verificado principalmente nos bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul nos trechos compreendidos desde as SE Imperatriz até a SE Samambaia. Para esse trecho vários carregamentos acima de 90% da capacidade nominal foram verificados em condição normal. Destacam-se algumas violações da capacidade nominal e carregamentos elevados, como:

- Bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul no trecho compreendido entre as SEs Miracema e Gurupi. O carregamento verificado atingiu 93% da capacidade nominal;

- Bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul no trecho compreendido entre as SEs Gurupi e Serra da Mesa. O carregamento verificado atingiu 91% da capacidade nominal;

- Bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul no trecho compreendido entre as SEs Peixe e Serra da Mesa. O carregamento verificado atingiu 108% da capacidade nominal;

- Bancos de capacitores-série da LT 500 kV Gilbués II – Barreiras. O carregamento verificado atingiu 80% da capacidade nominal;

Como algumas linhas não são significativamente afetadas pela mudança do ponto elétrico da retificador do Bipolo B, optou-se por não representar esses fluxos nas ilustrações.

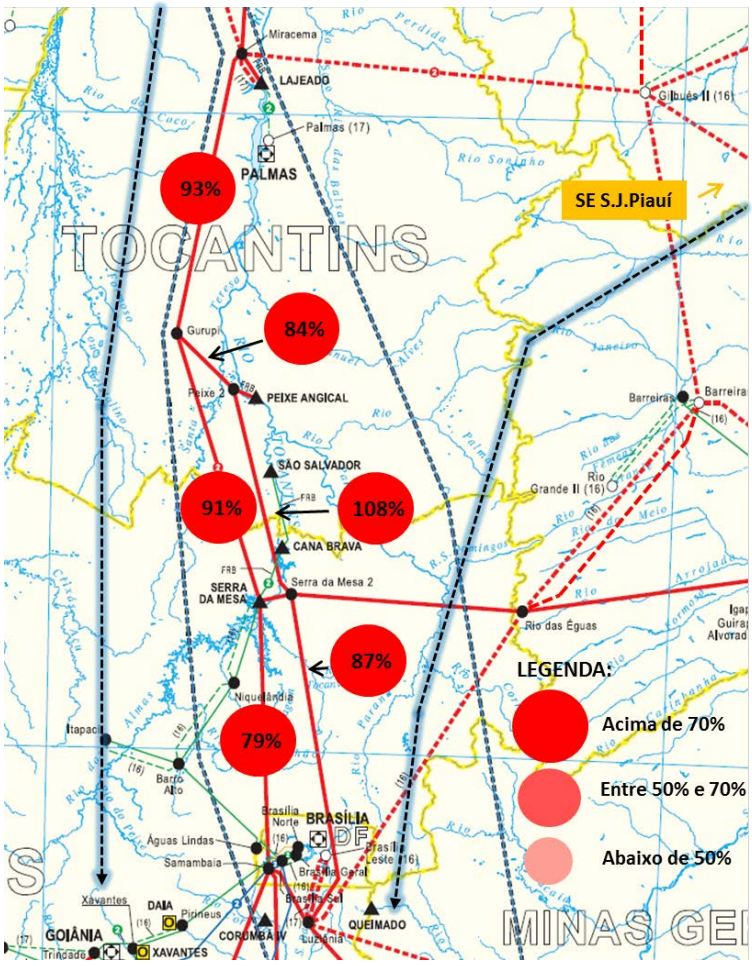


Figura 5.32 - Retificadora SE S. João do Piauí: Fluxo na Norte-Sul em condição normal no ano 2023 (%)

Além disso, foram verificadas algumas violações de carregamento nos Bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul no ano 2023, como por exemplo nos BCS da LT 500 kV Peixe – Serra

da Mesa. Assim, essa alternativa foi descartada como possível solução estrutural para aumento da capacidade da interligação.

5.3.1.5 SE Sobradinho

- Análise ano 2021

A alternativa considerando a retificadora do Bipolo B na SE Sobradinho apresentou desempenho satisfatório, atendendo a todos os requisitos mínimos preconizados pelos critérios de planejamento das expansão da transmissão [6].

A Figura 5.33 apresenta o mapa geoelétrico do sistema adjacente à SE Sobradinho e os fluxos percentuais das principais linhas afetadas em condição normal.

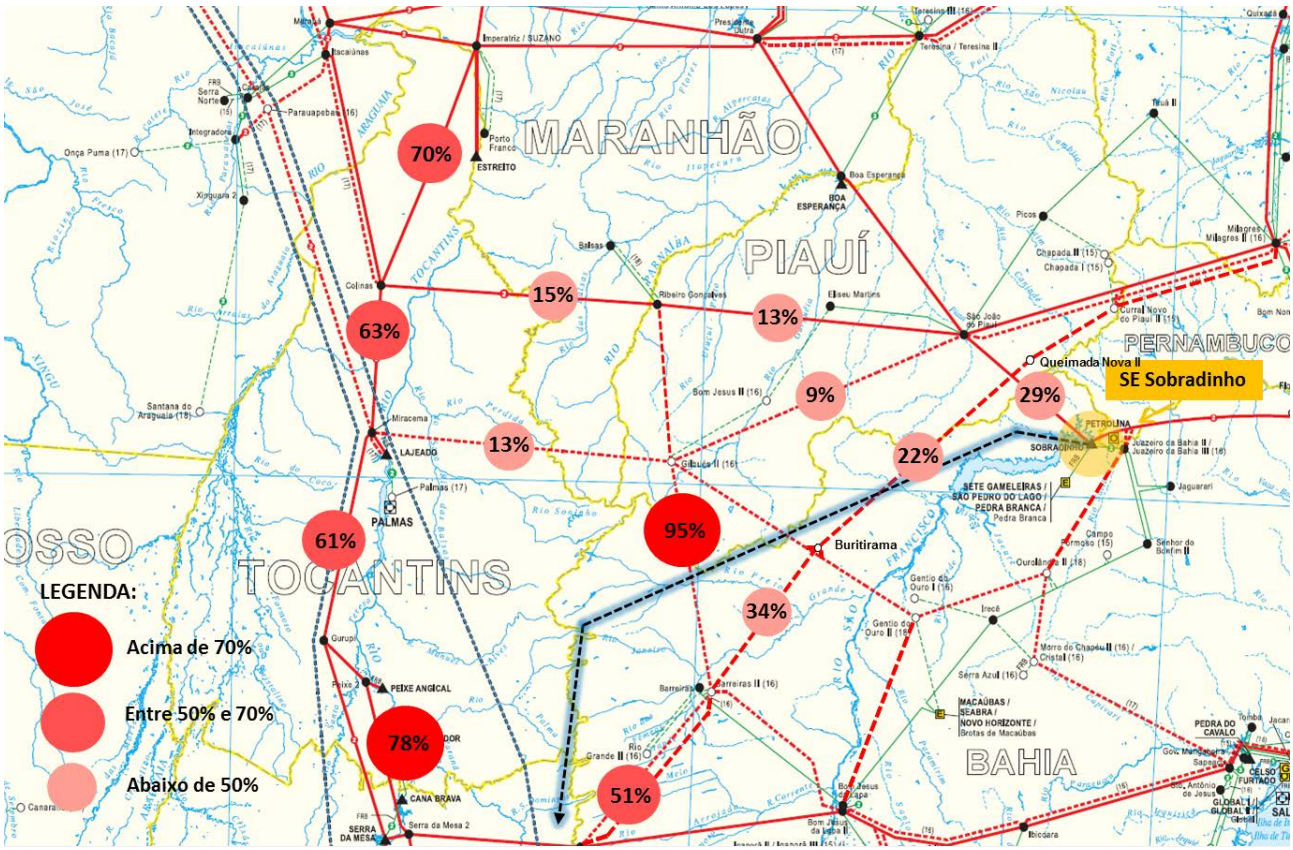


Figura 5.33 - Retificadora SE Sobradinho: Fluxo em condição normal em 2021 (%)

Esta alternativa propicia uma distribuição razoável de fluxos na malha de 500 kV da região Norte. O equilíbrio na distribuição dos fluxos é verificado em diversos pontos como:

- Bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul no trecho compreendido entre as SE Imperatriz, Colinas, Miracema e Gurupi. Os carregamentos verificados atingiram no máximo 70% da capacidade nominal;

- Bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul no trecho compreendido entre as SEs Peixe e Serra da Mesa 2. O carregamento verificado atingiu 78% da capacidade nominal, valores consideravelmente inferiores aos verificados em outras alternativas;

- Bancos de capacitores-série da LT 500 kV Gilbués II – Barreiras. O carregamento verificado atingiu 95% da capacidade nominal;

- LTs 500 kV Sobradinho – São João do Piauí C1 e C2. O carregamento verificado atingiu 29% da capacidade nominal.

A Interligação Norte – Sul é um importante balizador do sistema elétrico para restrições de transmissão entre as regiões Norte e Nordeste para o Sudeste e Centro-Oeste. Como parte significativa do excedente energético do Norte/Nordeste passa por essa Interligação o incremento de novas fontes de geração nessas regiões pode levar à necessidade de reforços de novos reforços de transmissão de forma prematura nas alternativas em que são verificados carregamentos mais elevados. É importante destacar que, a exemplo dos reforços indicados na Nota Técnica [3], são necessários bancos de capacitores-série com elevado grau de compensação para eliminar restrições de transmissão na Interligação Norte – Sul.

Como algumas linhas não são significativamente afetadas pela mudança do ponto elétrico da retificador do Bipolo B, optou-se por não representar esses fluxos nas ilustrações.

Não foram verificadas sobrecargas em emergência.

Esta alternativa apresenta um dos maiores custos de investimento, pois o comprimento do Elo é de aproximadamente 1245 km. Devido ao alívio propiciado no carregamento de algumas linhas esta é a alternativa que apresenta menos valores de perdas elétricas globais.

- Sensibilidade ano 2023

A alternativa considerando a retificadora do Bipolo B na SE Sobradinho não apresentou desempenho satisfatório, não atendendo, portanto, a todos os requisitos mínimos preconizados pelos critérios de planejamento das expansão da transmissão [6].

A Figura 5.34 apresenta o mapa geoelétrico do sistema adjacente à SE Sobradinho e os fluxos percentuais das principais linhas afetadas em condição normal.

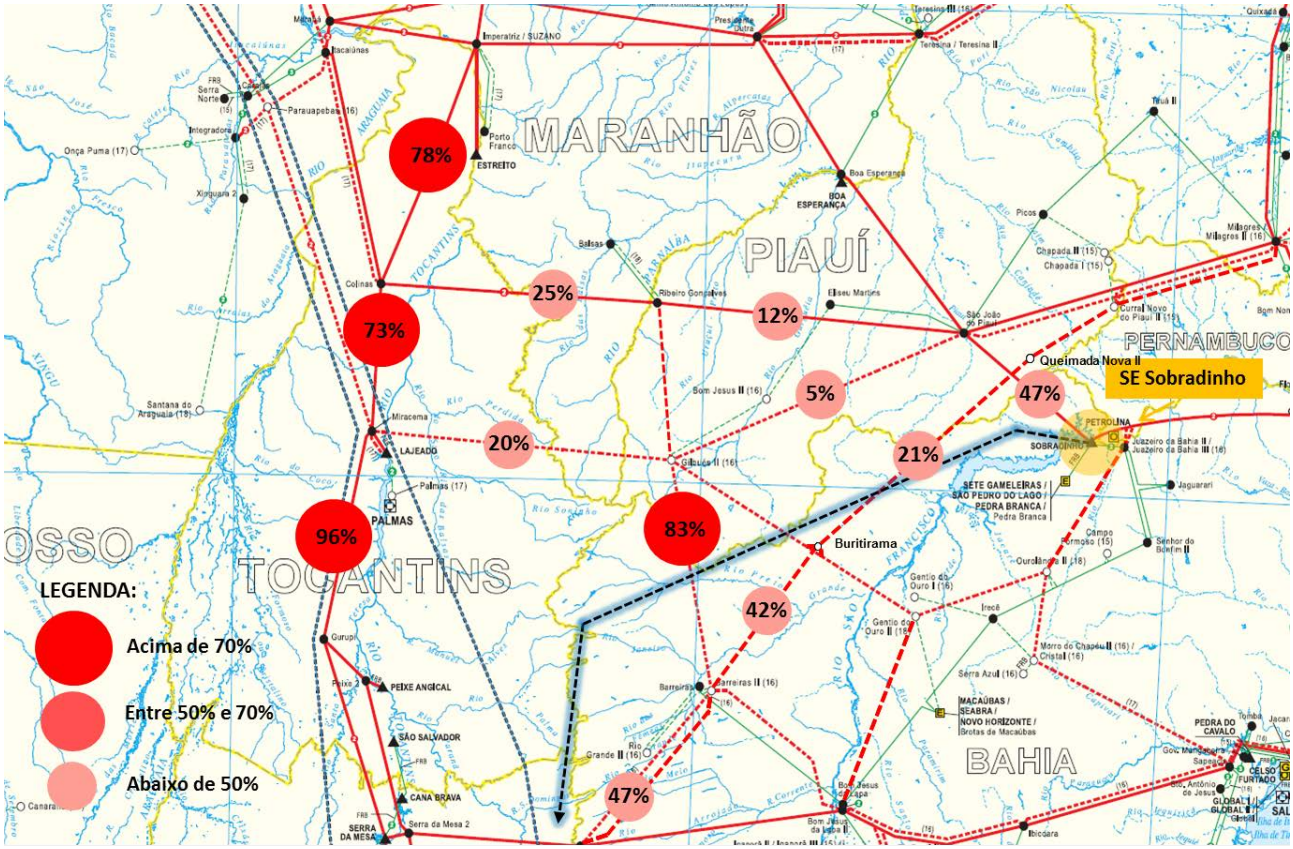


Figura 5.34 - Retificadora SE Sobradinho: Fluxo em condição normal no ano 2023 (%)

Esta alternativa não propicia uma boa distribuição de fluxos na malha de 500 kV da região Norte. Esse desequilíbrio é verificado principalmente nos bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul nos trechos compreendidos desde as SE Miracema até a SE Samambaia. Para esse trecho vários carregamentos da ordem de até 110% da capacidade nominal foram verificados em condição normal. Destacam-se algumas violações da capacidade nominal e carregamentos elevados, como:

- Bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul no trecho compreendido entre as SE Imperatriz, Colinas, Miracema e Gurupi. Os carregamentos verificados atingiram no máximo 96% da capacidade nominal;

- Bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul no trecho compreendido entre as SEs Peixe e Serra da Mesa 2. O carregamento verificado atingiu 110% da capacidade nominal;

- Bancos de capacitores-série da LT 500 kV Gilbués II – Barreiras. O carregamento verificado atingiu 83% da capacidade nominal;

- LTs 500 kV Sobradinho – São João do Piauí C1 e C2. O carregamento verificado atingiu 47% da capacidade nominal.

Como algumas linhas não são significativamente afetadas pela mudança do ponto elétrico da retificador do Bipolo B, optou-se por não representar esses fluxos nas ilustrações.

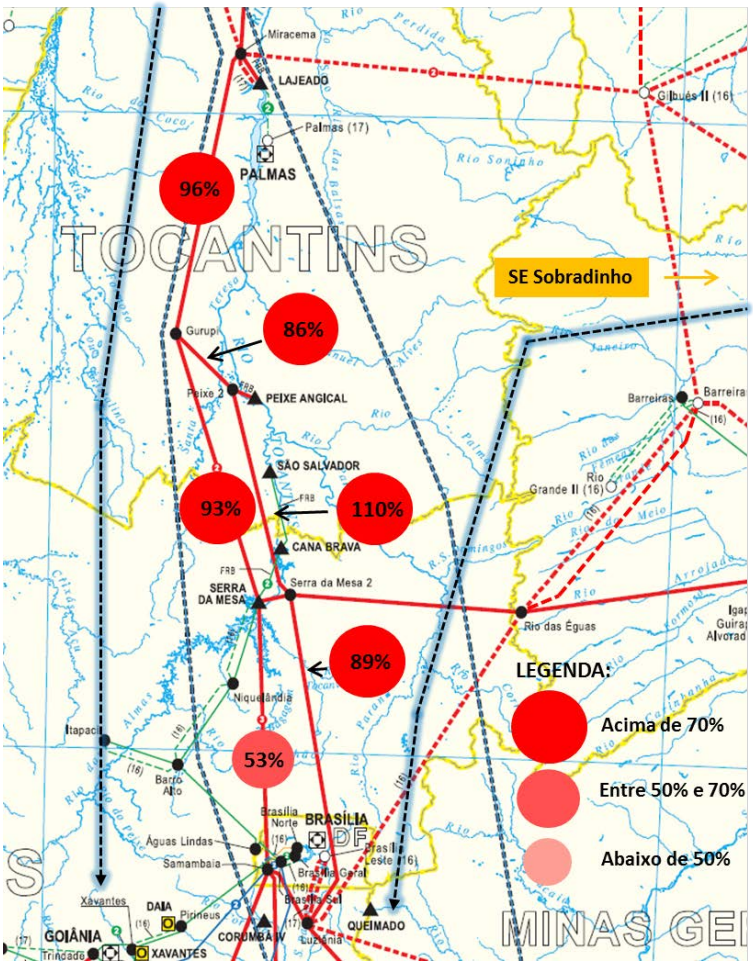


Figura 5.35 - Retificadora SE Sobradinho: Fluxo na Norte-Sul em condição normal no ano 2023 (%)

Além disso, foram verificadas algumas violações de carregamento nos Bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul no ano 2023, como por exemplo nos BCS da LT 500 kV Peixe – Serra da Mesa. Assim, essa alternativa foi descartada como possível solução estrutural para aumento da capacidade da interligação.

5.3.1.6 SE Imperatriz

- Análise ano 2021

A alternativa considerando a retificadora do Bipolo B na SE Imperatriz apresentou desempenho satisfatório, atendendo a todos os requisitos mínimos preconizados pelos critérios de planejamento das expansão da transmissão [6].

A Figura 5.36 apresenta o mapa geoelétrico do sistema adjacente à SE Imperatriz e os fluxos percentuais das principais linhas afetadas em condição normal.

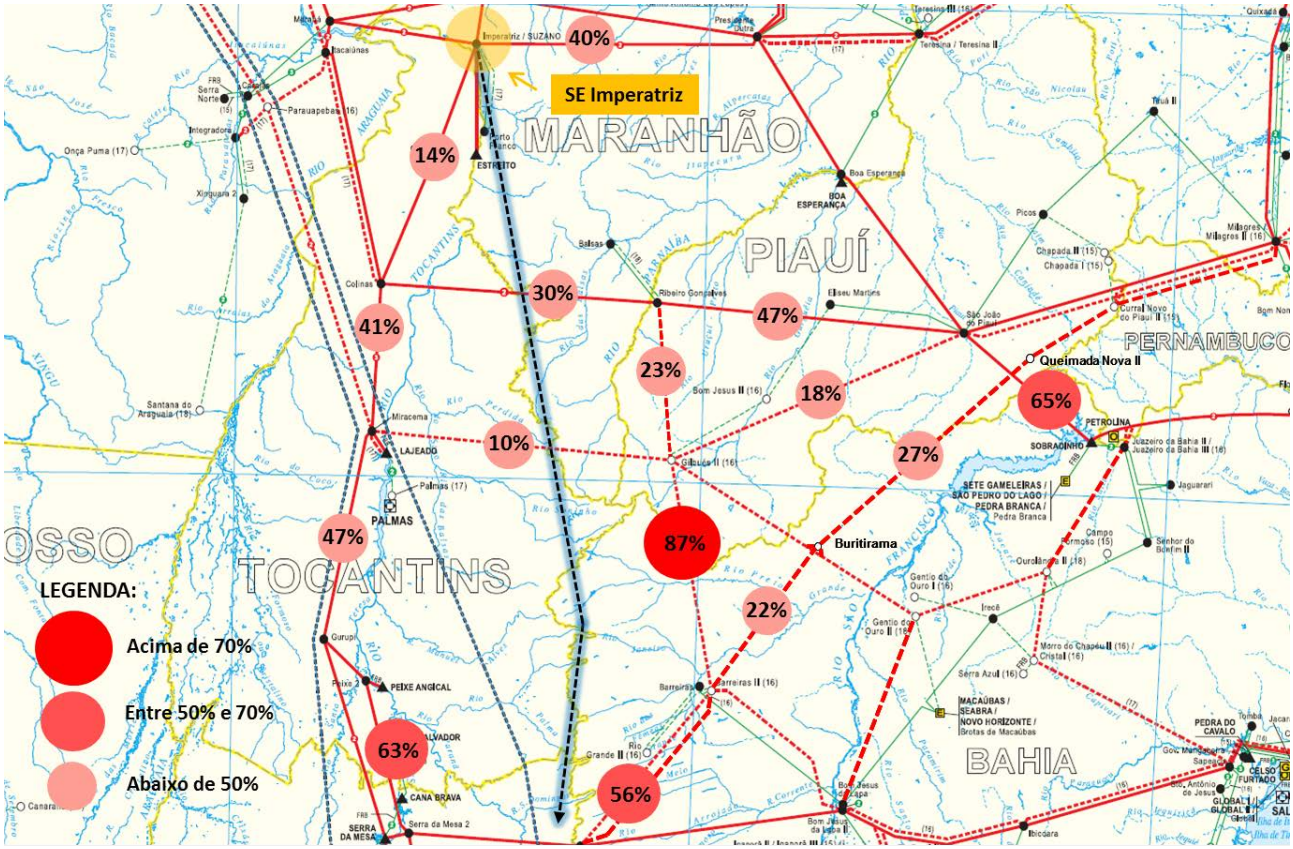


Figura 5.36 – Retificadora SE Imperatriz: Fluxo em condição normal no ano 2021 (%)

Esta alternativa propicia uma boa distribuição de fluxos na malha de 500 kV da região Norte. O equilíbrio na distribuição dos fluxos é verificado em diversos pontos como:

- Bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul no trecho compreendido entre as SE Imperatriz, Colinas e Miracema. Os carregamentos verificados atingiram no máximo 47% da capacidade nominal, valores consideravelmente inferiores aos verificados em outras alternativas;

- Bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul no trecho compreendido entre as SEs Peixe e Serra da Mesa 2. O carregamento verificado atingiu 63% da capacidade nominal, valores consideravelmente inferiores aos verificados em outras alternativas;

- Bancos de capacitores-série da LT 500 kV Gilbués II – Barreiras. O carregamento verificado atingiu 87% da capacidade nominal;

- LTs 500 kV Sobradinho – São João do Piauí C1 e C2. O carregamento verificado atingiu 65% da capacidade nominal.

A Interligação Norte – Sul é um importante balizador do sistema elétrico para restrições de transmissão entre as regiões Norte e Nordeste para o Sudeste e Centro-Oeste. Como parte significativa do excedente energético do Norte/Nordeste passa por essa Interligação o incremento de novas fontes de geração nessas regiões pode levar à necessidade de reforços de novos reforços de transmissão de forma prematura nas alternativas em que são verificados carregamentos mais elevados. É importante destacar que, a exemplo dos reforços indicados na Nota Técnica [3], são necessários bancos de capacitores-série com elevado grau de compensação para eliminar restrições de transmissão na Interligação Norte – Sul.

Como algumas linhas não são significativamente afetadas pela mudança do ponto elétrico da retificador do Bipolo B, optou-se por não representar esses fluxos nas ilustrações.

Não foram verificadas sobrecargas em emergência.

Esta alternativa apresenta um custo de investimentos maior que as anteriores, pois o comprimento do Elo é de aproximadamente 1360 km. Devido ao equilíbrio verificado no carregamento das linhas e bancos de capacitores-série esta alternativa apresenta-se como uma das mais promissoras. É também uma das alternativas que apresentam menos vlaores de perdas elétricas globais.

- Sensibilidade ano 2023

A alternativa considerando a retificadora do Bipolo B na SE Imperatriz apresentou desempenho satisfatório, atendendo a todos os requisitos mínimos preconizados pelos critérios de planejamento das expansão da transmissão [6].

A Figura 5.37 e a Figura 5.38 apresentam o mapa geoelétrico do sistema adjacente à SE Imperatriz e os fluxos percentuais das principais linhas afetadas em condição normal.

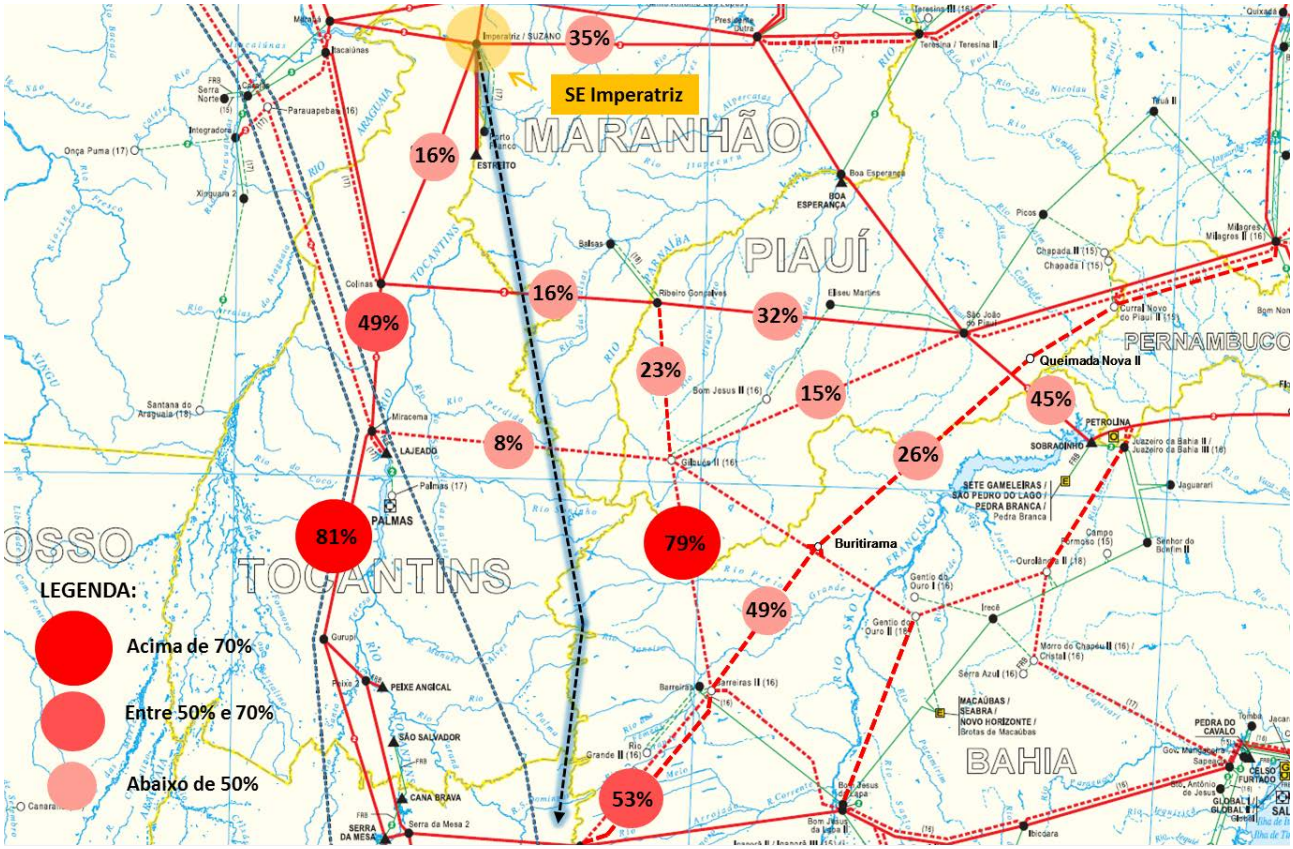


Figura 5.37 – Retificadora SE Imperatriz: Fluxo em condição normal no ano 2023 (%)

Esta alternativa propicia uma boa distribuição de fluxos na malha de 500 kV da região Norte. O equilíbrio na distribuição dos fluxos é verificado em diversos pontos como:

- Bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul no trecho compreendido entre as SE Imperatriz, Colinas, Miracema e Gurupi. Os carregamentos verificados atingiram no máximo 81% da capacidade nominal, valores consideravelmente inferiores aos verificados em outras alternativas;

- Bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul no trecho compreendido entre as SEs Peixe e Serra da Mesa 2. O carregamento verificado atingiu 95% da capacidade nominal;

- Bancos de capacitores-série da LT 500 kV Gilbués II – Barreiras. O carregamento verificado atingiu 79% da capacidade nominal;

- LTs 500 kV Sobradinho – São João do Piauí C1 e C2. O carregamento verificado atingiu 45% da capacidade nominal.

Como algumas linhas não são significativamente afetadas pela mudança do ponto elétrico da retificador do Bipolo B, optou-se por não representar esses fluxos nas ilustrações.

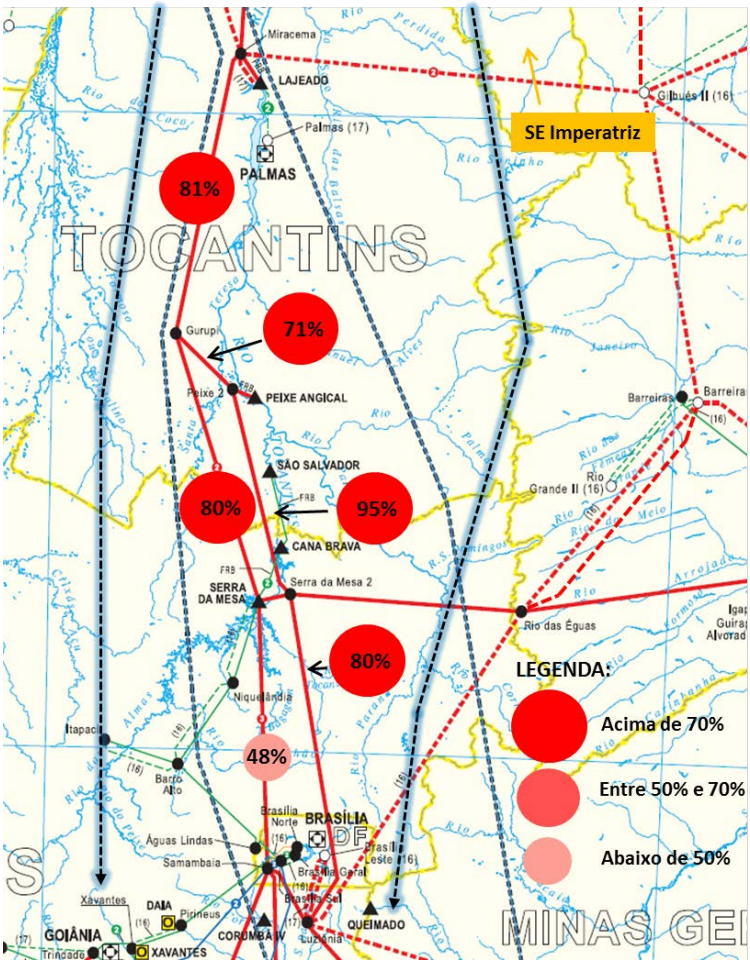


Figura 5.38 – Retificadora SE Imperatriz: Fluxo em condição normal no ano 2023 (%)

Não foram verificadas violações em condição de emergência para o ano 2023.

5.3.1.7 SE Presidente Dutra

- Análise ano 2021

A alternativa considerando a retificadora do Bipolo B na SE Presidente Dutra apresentou desempenho satisfatório, atendendo a todos os requisitos mínimos preconizados pelos critérios de planejamento das expansão da transmissão [6].

A Figura 5.39 apresenta o mapa geoelétrico do sistema adjacente à SE Presidente Dutra e os fluxos percentuais das principais linhas afetadas em condição normal.

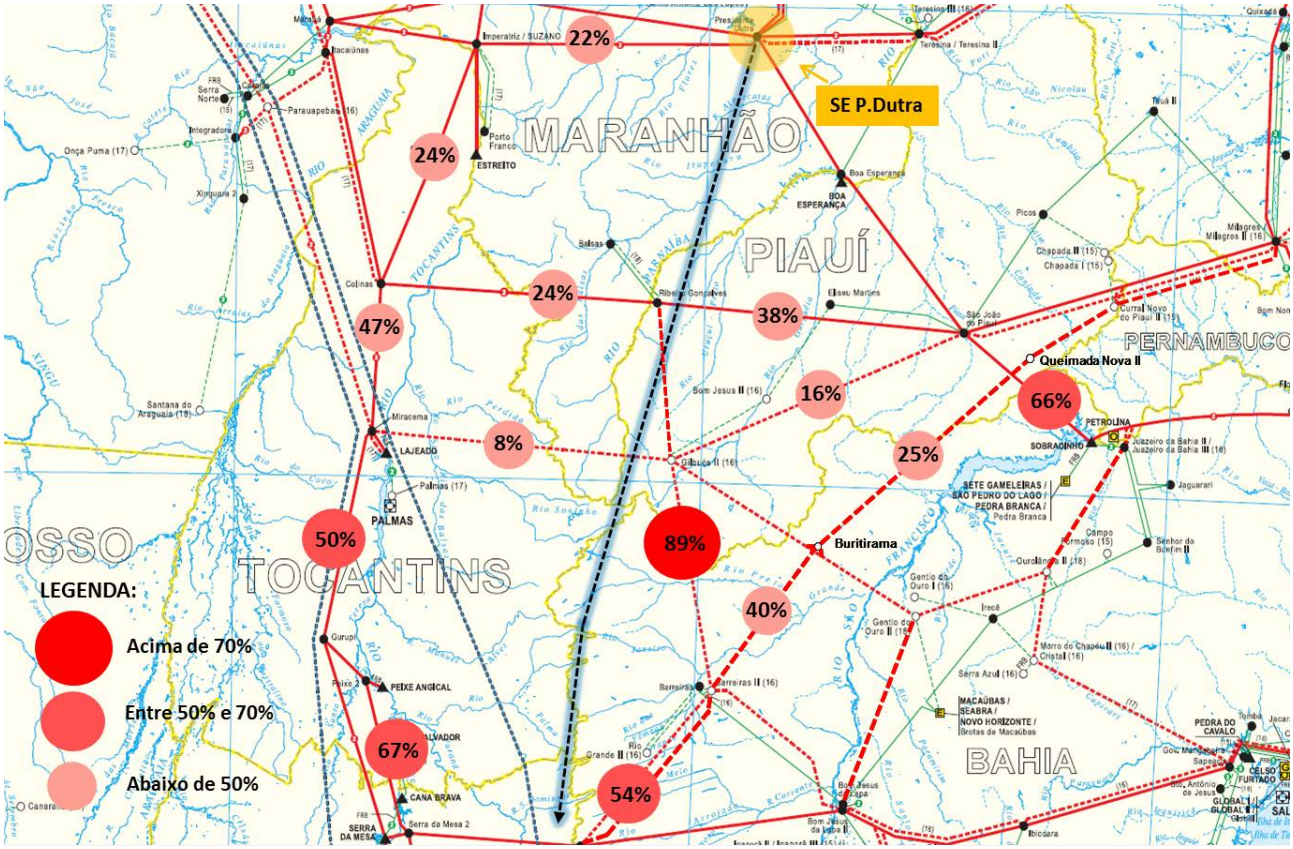


Figura 5.39 - Retificadora SE Presidente Dutra: Fluxo em condição normal no ano 2021 (%)

Esta alternativa propicia uma boa distribuição de fluxos na malha de 500 kV da região Norte. O equilíbrio na distribuição dos fluxos é verificado em diversos pontos como:

- Bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul no trecho compreendido entre as SE Imperatriz, Colinas, Miracema e Gurupi. Os carregamentos verificados atingiram no máximo 50% da capacidade nominal;

- Bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul no trecho compreendido entre as SEs Peixe e Serra da Mesa 2. O carregamento verificado atingiu 67% da capacidade nominal, valores consideravelmente inferiores aos verificados em outras alternativas;

- Bancos de capacitores-série da LT 500 kV Gilbués II – Barreiras. O carregamento verificado atingiu 89% da capacidade nominal;

- LTs 500 kV Sobradinho – São João do Piauí C1 e C2. O carregamento verificado atingiu 66% da capacidade nominal.

A Interligação Norte – Sul é um importante balizador do sistema elétrico para restrições de transmissão entre as regiões Norte e Nordeste para o Sudeste e Centro-Oeste. Como parte significativa do excedente energético do Norte/Nordeste passa por essa Interligação o incremento

de novas fontes de geração nessas regiões pode levar à necessidade de reforços de novos reforços de transmissão de forma prematura nas alternativas em que são verificados carregamentos mais elevados. É importante destacar que, a exemplo dos reforços indicados na Nota Técnica [3], são necessários bancos de capacitores-série com elevado grau de compensação para eliminar restrições de transmissão na Interligação Norte – Sul.

Como algumas linhas não são significativamente afetadas pela mudança do ponto elétrico da retificador do Bipolo B, optou-se por não representar esses fluxos nas ilustrações.

Não foram verificadas sobrecargas em emergência.

Esta alternativa apresenta um custo de investimentos maior que as anteriores, pois o comprimento do Elo é de aproximadamente 1450 km. Devido ao equilíbrio verificado no carregamento das linhas e bancos de capacitores-série esta alternativa apresenta-se como uma das mais promissoras. É também uma das alternativas que apresentam menos valores de perdas elétricas globais.

- Sensibilidade ano 2023

A alternativa considerando a retificadora do Bipolo B na SE Presidente Dutra apresentou desempenho satisfatório, atendendo a todos os requisitos mínimos preconizados pelos critérios de planejamento das expansão da transmissão [6].

A Figura 5.40 e a Figura 5.41 apresentam o mapa geoelétrico do sistema adjacente à SE Presidente Dutra e os fluxos percentuais das principais linhas afetadas em condição normal.

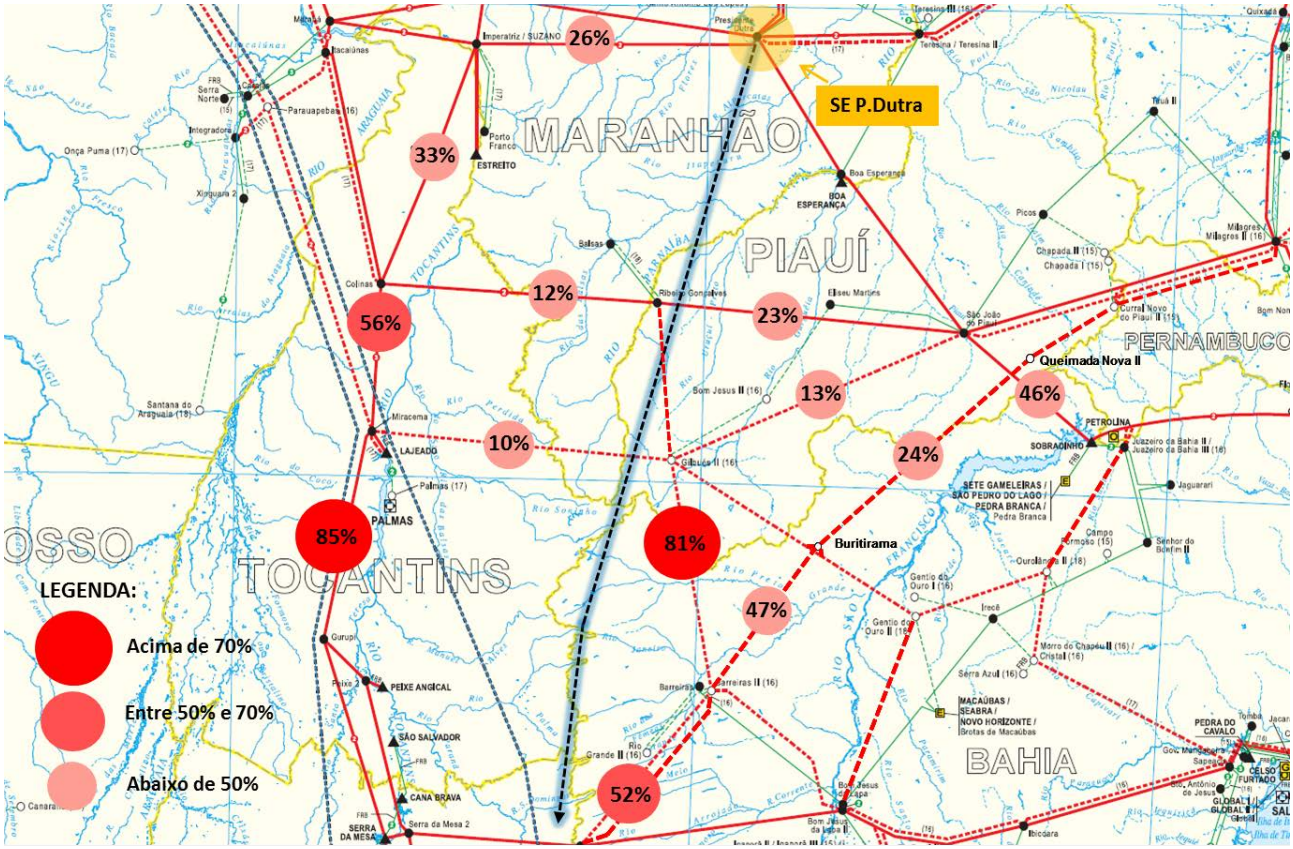


Figura 5.40 - Retificadora SE Presidente Dutra: Fluxo em condição normal no ano 2023 (%)

Esta alternativa propicia uma boa distribuição de fluxos na malha de 500 kV da região Norte. O equilíbrio na distribuição dos fluxos é verificado em diversos pontos como:

- Bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul no trecho compreendido entre as SE Imperatriz, Colinas, Miracema e Gurupi. Os carregamentos verificados atingiram no máximo 85% da capacidade nominal;

- Bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul no trecho compreendido entre as SEs Peixe e Serra da Mesa 2. O carregamento verificado atingiu 99% da capacidade nominal, valores consideravelmente inferiores aos verificados em outras alternativas;

- Bancos de capacitores-série da LT 500 kV Gilbués II – Barreiras. O carregamento verificado atingiu 81% da capacidade nominal;

- LTs 500 kV Sobradinho – São João do Piauí C1 e C2. O carregamento verificado atingiu 46% da capacidade nominal.

Como algumas linhas não são significativamente afetadas pela mudança do ponto elétrico da retificador do Bipolo B, optou-se por não representar esses fluxos nas ilustrações.

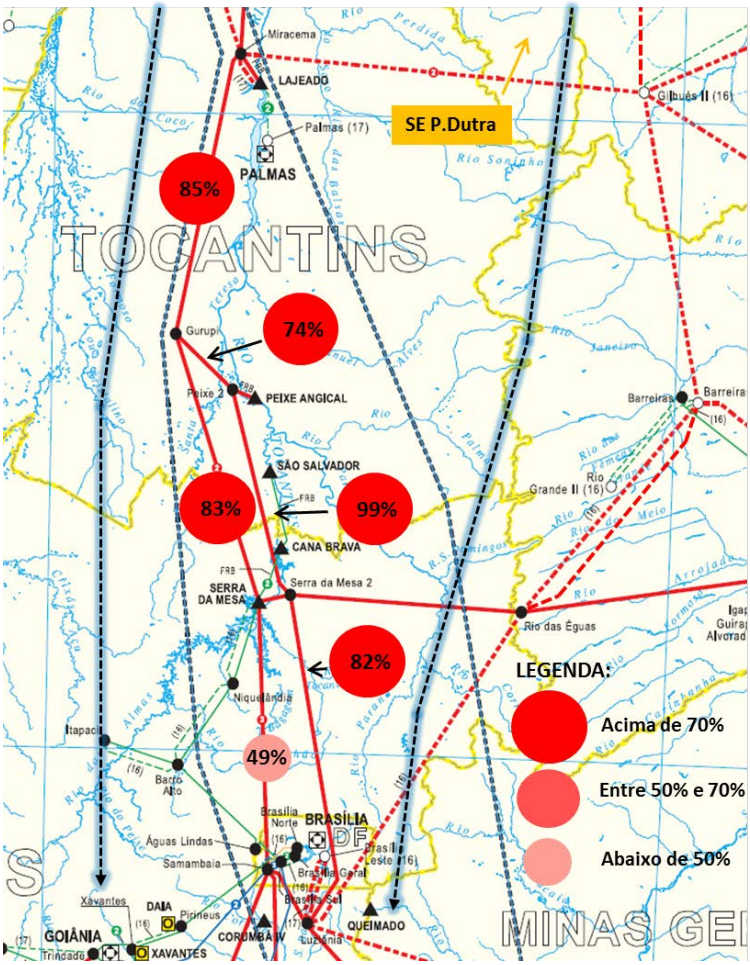


Figura 5.41 - Retificadora SE Presidente Dutra: Fluxo na Norte Sul em condição normal no ano 2023 (%)

Não foram verificadas violações em condição de emergência para o ano 2023.

5.3.1.8 SE Teresina II

- Análise ano 2021

A alternativa considerando a retificadora do Bipolo B na SE Teresina II apresentou desempenho satisfatório, atendendo a todos os requisitos mínimos preconizados pelos critérios de planejamento das expansão da transmissão [6].

A Figura 5.42 apresenta o mapa geoelétrico do sistema adjacente à SE Teresina II e os fluxos percentuais das principais linhas afetadas em condição normal.

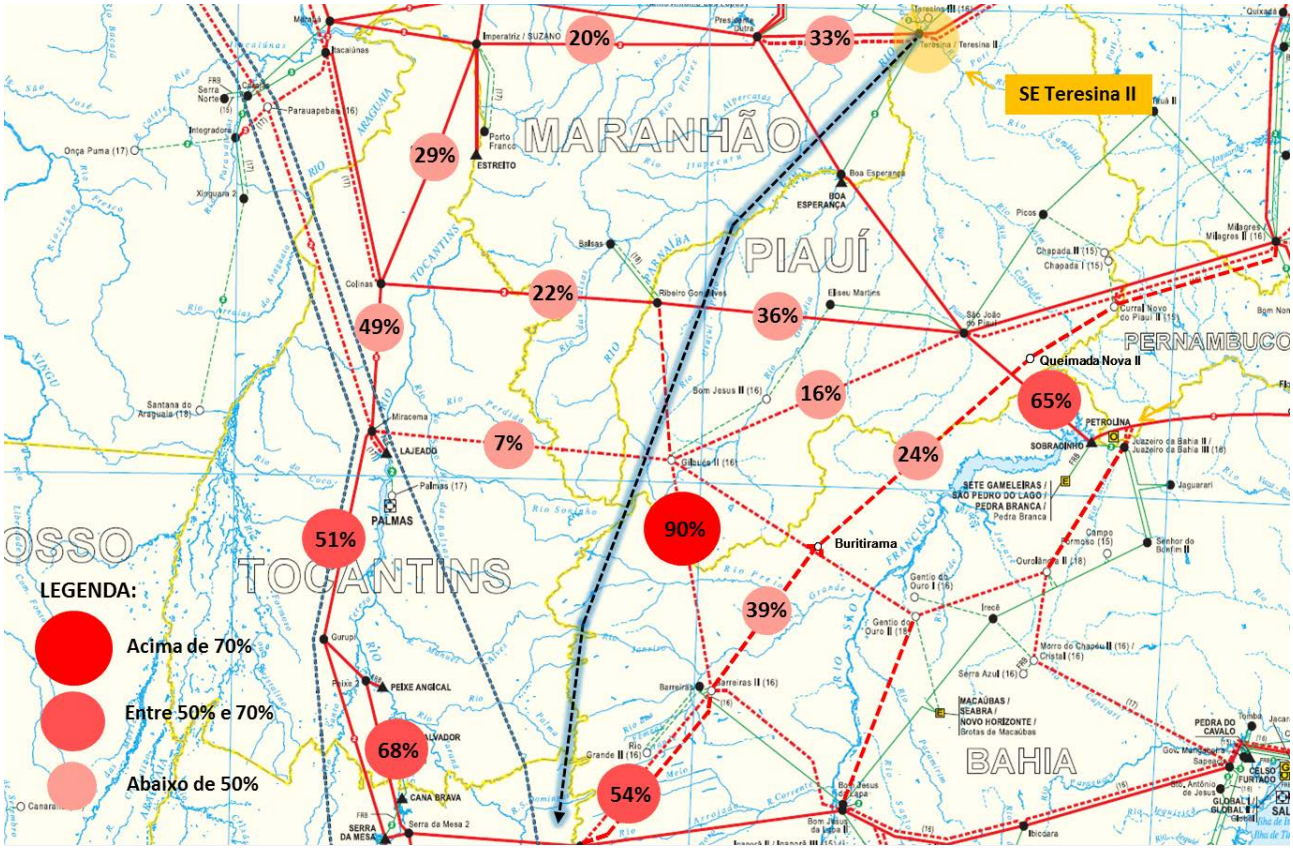


Figura 5.42 - Retificadora SE Teresina II: Fluxo em condição normal no ano 2021 (%)

Esta alternativa propicia uma boa distribuição de fluxos na malha de 500 kV da região Norte. O equilíbrio na distribuição dos fluxos é verificado em diversos pontos como:

- Bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul no trecho compreendido entre as SE Imperatriz, Colinas, Miracema e Gurupi. Os carregamentos verificados atingiram no máximo 51% da capacidade nominal;

- Bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul no trecho compreendido entre as SEs Peixe e Serra da Mesa 2. O carregamento verificado atingiu 68% da capacidade nominal, valores consideravelmente inferiores aos verificados em outras alternativas;

- Bancos de capacitores-série da LT 500 kV Gilbués II – Barreiras. O carregamento verificado atingiu 90% da capacidade nominal;

- LTs 500 kV Sobradinho – São João do Piauí C1 e C2. O carregamento verificado atingiu 65% da capacidade nominal.

A Interligação Norte – Sul é um importante balizador do sistema elétrico para restrições de transmissão entre as regiões Norte e Nordeste para o Sudeste e Centro-Oeste. Como parte significativa do excedente energético do Norte/Nordeste passa por essa Interligação o incremento

de novas fontes de geração nessas regiões pode levar à necessidade de reforços de novos reforços de transmissão de forma prematura nas alternativas em que são verificados carregamentos mais elevados. É importante destacar que, a exemplo dos reforços indicados na Nota Técnica [3], são necessários bancos de capacitores-série com elevado grau de compensação para eliminar restrições de transmissão na Interligação Norte – Sul.

Como algumas linhas não são significativamente afetadas pela mudança do ponto elétrico da retificador do Bipolo B, optou-se por não representar esses fluxos nas ilustrações.

Não foram verificadas sobrecargas em emergência.

Esta alternativa apresenta o maior custo de investimentos dentre todas as alternativas, pois o comprimento do Elo é de aproximadamente 1530 km. Devido ao equilíbrio verificado no carregamento das linhas e bancos de capacitores-série esta alternativa apresenta-se como uma das mais promissoras. É também uma das alternativas que apresentam menos valores de perdas elétricas globais.

- Sensibilidade ano 2023

A alternativa considerando a retificadora do Bipolo B na SE Teresina II apresentou desempenho satisfatório, atendendo a todos os requisitos mínimos preconizados pelos critérios de planejamento das expansão da transmissão [6].

A Figura 5.43 e a Figura 5.44 apresentam o mapa geoelétrico do sistema adjacente à SE Teresina II e os fluxos percentuais das principais linhas afetadas em condição normal.

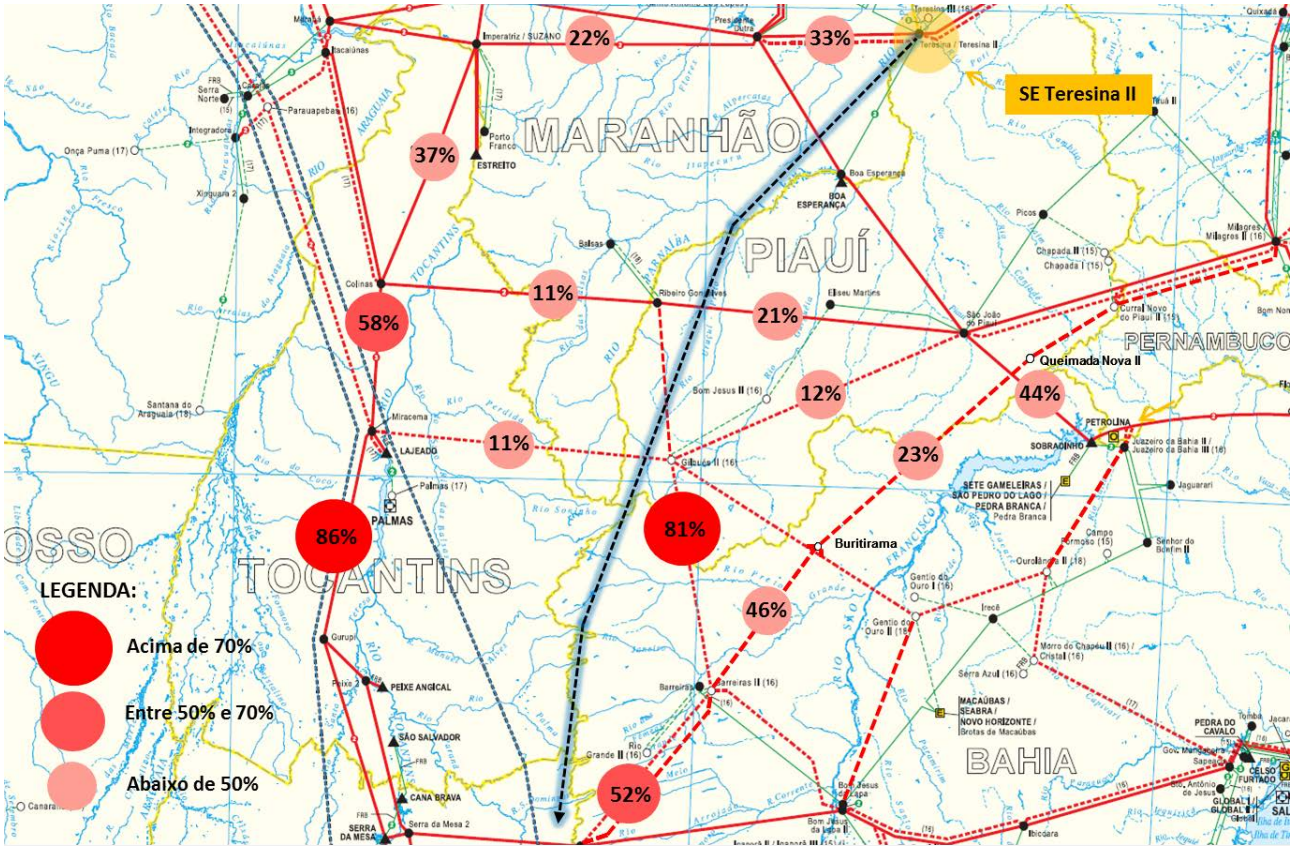


Figura 5.43 - Retificadora SE Teresina II: Fluxo em condição normal no ano 2023 (%)

Destacam-se as seguintes observações em relação ao desempenho dessa alternativa:

Esta alternativa propicia uma boa distribuição de fluxos na malha de 500 kV da região Norte. O equilíbrio na distribuição dos fluxos é verificado em diversos pontos como:

- Bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul no trecho compreendido entre as SE Imperatriz, Colinas, Miracema e Gurupi. Os carregamentos verificados atingiram no máximo 86% da capacidade nominal;

- Bancos de capacitores-série da Interligação Norte – Sul no trecho compreendido entre as SEs Peixe e Serra da Mesa 2. O carregamento verificado atingiu 100% da capacidade nominal, valores consideravelmente inferiores aos verificados em outras alternativas;

- Bancos de capacitores-série da LT 500 kV Gilbués II – Barreiras. O carregamento verificado atingiu 81% da capacidade nominal;

- LTs 500 kV Sobradinho – São João do Piauí C1 e C2. O carregamento verificado atingiu 44% da capacidade nominal.

Como algumas linhas não são significativamente afetadas pela mudança do ponto elétrico da retificador do Bipolo B, optou-se por não representar esses fluxos nas ilustrações.

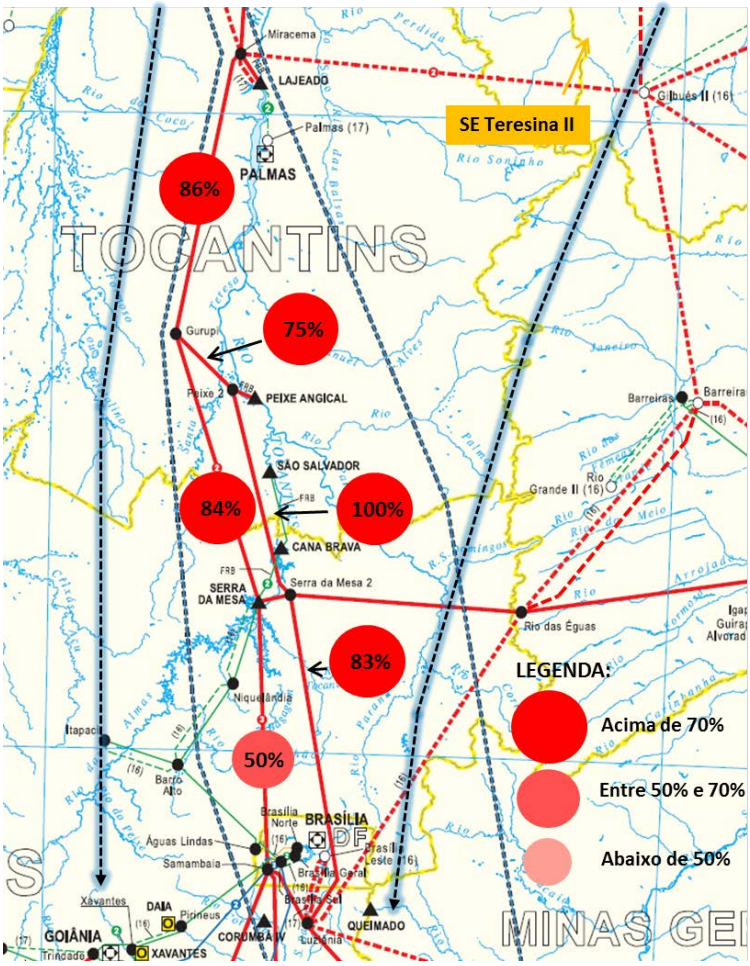


Figura 5.44 - Retificadora SE Teresina II: Fluxo na Norte-Sul em condição normal no ano 2023 (%)

Não foram verificadas violações em condição de emergência para o ano 2023.

5.3.2 Principais constatações

As análises de desempenho em regime permanente permitiram classificar as alternativas para a implantação da conversora do Bipolo B em três grupos que possuem características em comum.

- Grupo formado pelas Alternativas via SEs Gilbués II e Buritirama.

Estas alternativas têm como característica comum o alívio do carregamento no trecho da Interligação Norte – Sul compreendido entre as SEs 500 kV Miracema – Gurupi – Serra da Mesa – Samambaia. Com isso o trecho da Interligação Norte – Sul compreendido entre as SEs 500 kV Imperatriz – Colinas – Miracema fica consideravelmente carregado, apresentando violações em condição normal no BCS da LT 500 kV Peixe – Serra da Mesa 2 no ano 2023 e iminente sobrecarga

tanto em condição normal quanto em emergência em diversos pontos da respectiva Interligação, podendo vir a demandar reforços estruturais vultosos no curto prazo.

Outra característica marcante destas alternativas é que quanto mais à leste o ponto elétrico de conexão da retificadora do Bipolo B, menor é o alívio verificado na Interligação Norte – Sul.

Por não atenderem, dessa forma, aos critérios de planejamento todas as alternativas pertencentes a esse grupo foram descartadas como solução estrutural.

- Grupo formado pelas Alternativas via SEs Ribeiro Gonçalves, São João do Piauí e Sobradinho.

Estas alternativas têm como característica comum o alívio do carregamento no trecho da Interligação Norte – Sul compreendido entre as SEs 500 kV Colinas – Miracema – Gurupi – Serra da Mesa – Samambaia. Com isso o trecho da Interligação Norte – Sul compreendido entre as SEs 500 kV Imperatriz – Colinas fica consideravelmente carregado, apresentando violações em condição normal no BCS da LT 500 kV Peixe – Serra da Mesa 2 no ano 2023 e iminente sobrecarga tanto em condição normal quanto em emergência em diversos pontos da respectiva Interligação, podendo vir a demandar reforços estruturais vultosos no curto prazo.

Outra característica marcante destas alternativas é que quanto mais à leste o ponto elétrico de conexão da retificadora do Bipolo B, menor é o alívio verificado na Interligação Norte – Sul.

Por não atenderem, dessa forma, aos critérios de planejamento todas as alternativas pertencentes a esse grupo foram descartadas como solução estrutural.

- Grupo formado pelas Alternativas via SEs Imperatriz, Presidente Dutra e Teresina II.

Estas alternativas têm como característica comum o alívio completo da Interligação Norte – Sul nos trechos compreendidos entre as SEs 500 kV Imperatriz – Colinas – Miracema – Gurupi – Serra da Mesa – Samambaia. Não foram verificadas violações em condição normal nem em emergência, sendo que estas alternativas propiciaram o alívio dos carregamentos de forma mais homogênea, não sendo identificados desequilíbrios. Nenhuma alternativa desse grupo foi descartada como solução estrutural.

5.3.3 Alternativas para Localização da Estação Inversora

5.3.3.1 SE Silvânia

A Nota Técnica [3] apresentou todas as análises que fundamentaram a escolha da nova SE Silvânia no estado de Goiás como alternativa para alocação da inversora do Bipolo B. Os pontos elencados para tal foram basicamente as subestações Cruzeiro (nova), Luziânia e Brasília Leste.

Essa região foi estrategicamente escolhida por duas principais 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 EPE-DEE-RE-190/2014-rev1 [11].

- É 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 gargalo para operação eletro-energética otimizada, em especial nos períodos de alta hidraulicidade da região Norte. A injeção de potência via Bipolo B 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.

- A proximidade com uma malha robusta em 500 kV, que evita a necessidade de complementação estrutural de grande porte para escoamento da potência injetada. Os seccionamentos das LTs 500 kV Samambaia – Itumbiara e Samambaia – Emborcação na SE Silvânia além da nova LT 500 kV Trindade – Silvânia foram suficientes para escoar a potência do Bipolo B, seja em potência direta ou reversa.

- Considerou-se, nas análises, a elevação do limite de carregamento em regime permanente das LTs 500 kV Samambaia – Emborcação e Samambaia – Itumbiara, sob concessão da State Grid Brazil Holding S.A. (SGBH). A elevação considerada foi de 1500A para 2200A, de acordo com a Carta ONS 0090/200/2012 de 01 de fevereiro de 2012.

A Figura 5.45 apresenta o mapa geoelétrico do sistema adjacente à SE Silvânia.

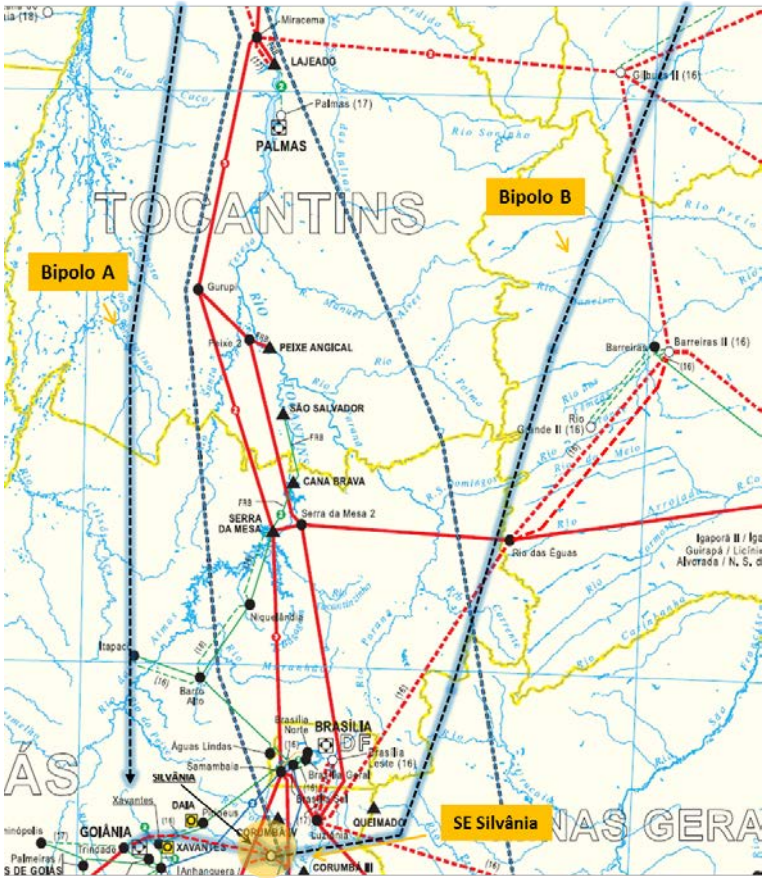


Figura 5.45 - Inversora SE Silvânia

- Análise ano 2021

A inversora localizada na SE Silvânia apresentou desempenho satisfatório no ano 2021, atendendo a todos os requisitos mínimos preconizados pelos critérios de planejamento da expansão da transmissão [6].

A Figura 5.46 apresenta o mapa geoelétrico do sistema adjacente à SE Silvânia e os fluxos percentuais das principais linhas afetadas em condição normal, para o Cenário 1 (dimensionador).

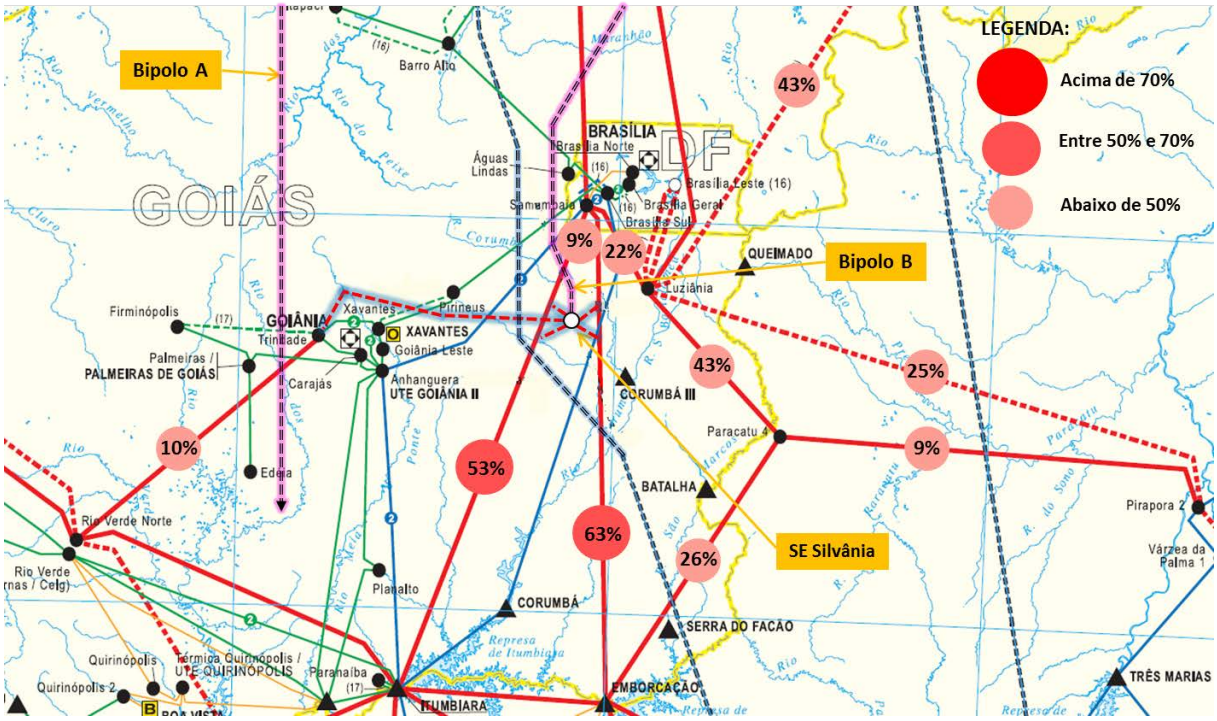


Figura 5.46 – Conversora SE Silvânia: Fluxo em condição normal no ano 2021 (%) – Cenário 1

No Cenário 1, em que o Bipolo B possui está despachado com potência máxima no sentido direto, percebe-se uma boa distribuição dos fluxos a partir da 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.

Destaca-se, ainda, a efetividade de nova LT proposta, a LT 500 kV Trindade – Silvânia, que escoa parte da potência injetada para a região metropolitana de Goiânia.

Não foram verificadas violações de carregamento e de tensão em contingência.

Outro cenário importante de se analisar é o cenário 4B, no qual utiliza-se toda a capacidade do Bipolo B em sentido reverso. A Figura 5.47 apresenta o mapa geoelétrico do sistema adjacente à SE Silvânia e os fluxos percentuais das principais linhas afetadas em condição normal, para este cenário.

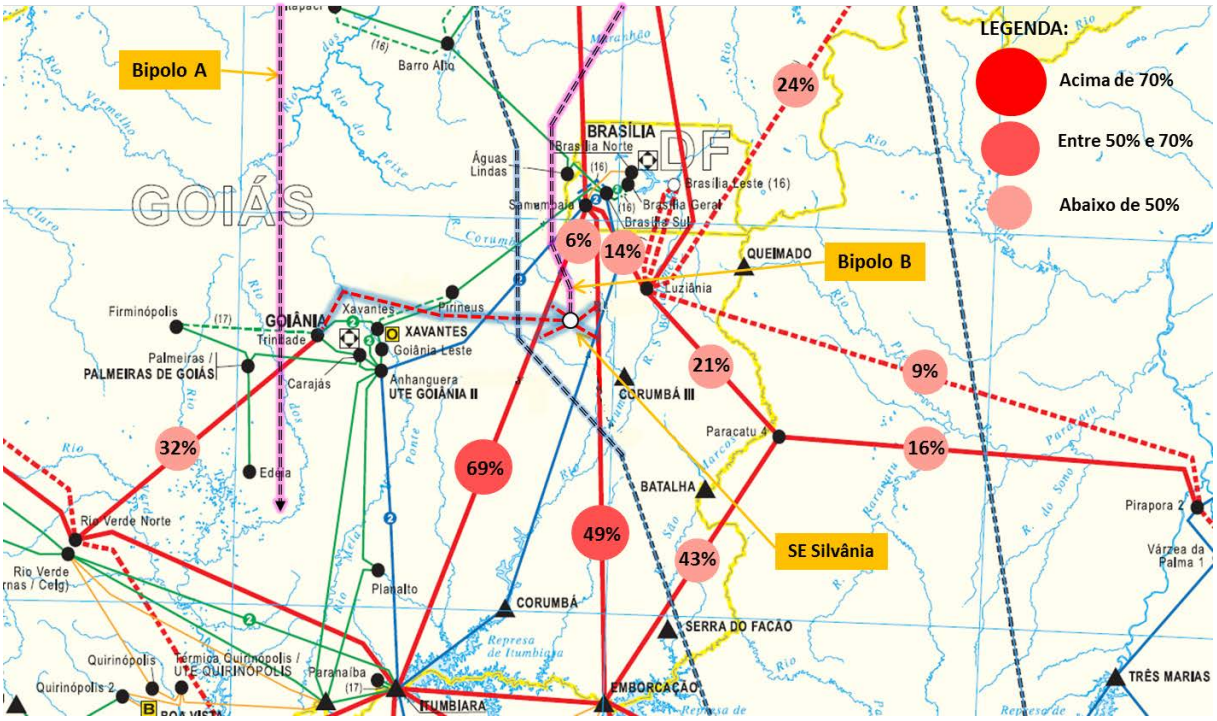


Figura 5.47 – Conversora SE Silvânia: Fluxo em condição normal no ano 2021 (%) – Cenário 4B

Neste Cenário, em que o Bipolo B possui está despachado com potência máxima no sentido inverso, percebe-se uma boa distribuição dos fluxos nas LTs que chegam à SE Silvânia, sendo verificados os maiores carregamentos percentuais na LT 500 kV Silvânia – Emborcação e na LT 500 kV Silvânia – Itumbiara, no sentido Sul->Norte.

Destaca-se, ainda, a contribuição da nova LT 500 kV Trindade – Silvânia, que escoa parte da geração excedente advinda de Goiás, Mato Grosso do Sul e Triângulo Mineiro para a estação conversora de Silvânia.

Não foram verificadas violações de carregamento e de tensão em contingência.

5.3.4 Conclusão

As análises de desempenho em regime permanente apresentada na Nota Técnica [3], bem como as apresentadas no item 5.3.3 permitiram determinar que a implantação da inversora do Bipolo B na SE Silvânia é a mais adequada.

6 MÍNIMO CUSTO GLOBAL

Para a análise econômica comparativa das alternativas foi utilizada Base de Preços de Referência ANEEL – Ref. Junho/2014 [8].

A avaliação econômica das alternativas tem como base o Método dos Investimentos Necessários ou Método do Valor Presente dos Custos Anuais Equivalentes. Neste método os investimentos totais anuais são convertidos em uma série de "n" termos de valor constante, correspondentes ao período de vida útil das instalações.

Para fins de comparação econômica, no final do período em estudo, as séries temporais correspondentes a cada alternativa são truncadas no ano horizonte do estudo, sendo considerado o valor presente do fluxo de caixa referido ao ano base da análise econômica.

O truncamento das séries de custos anuais equivalentes corresponde a se considerar um valor que é proporcional à vida útil dos equipamentos até o ano analisado.

Para este estudo, procurou-se também avaliar o impacto nas conclusões, caso o truncamento não seja considerado.

Observações:

a. para o custo do módulo de conexão de reatores de linhas fixos 500 kV foram excluídos os custos referentes ao disjuntor e itens associados, resultando em um custo aproximadamente igual a 36% de um módulo completo.
b. para o custo de autotransformadores 500/440 kV considerou-se custo de uma unidade 500/345 kV de mesma potência. Para módulo de manobra em 440 kV considerou-se o custo de módulos de manobra equivalentes em 345 kV.
c. para o custo de linhas de transmissão de curta extensão foram utilizados percentuais de sobrecusto em relação ao custo de linhas adotado na Base de Preços da ANEEL. Os fatores considerados, foram:
    - Linhas com até 5 km de comprimento: fator de sobrecusto igual a 1,30;
    - Linhas com comprimento superior a 5 km e inferior a 15 km: fator igual a 1,20;
    - Linhas com comprimento superior a 15 km e inferior a 30 km: fator igual a 1,10.

PERDAS

Devido ao fato do conjunto de obras ser caracterizado como uma expansão da interligação Norte/Nordeste-Sudeste/Centro-Oeste foi adotada uma metodologia específica para a contabilização das perdas no custo final das alternativas. Essa metodologia baseia-se nas simulações energéticas realizadas no âmbito do Plano Decenal 2024, da qual foi utilizado o tempo

de permanência anual do carregamento do tronco Xingu + Imperatriz – Sudeste, que na análise energética representam as interligações das regiões Norte e Nordeste, Bipolos Xingu - Estreito, Xingu – Terminal Rio e Norte - Sul, com a região Sudeste/Centro-Oeste. A Figura 6.1 ilustra essas interligações na modelagem energética.

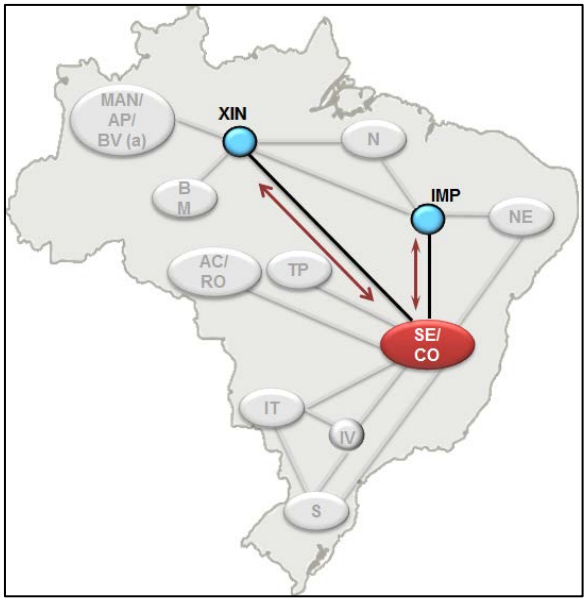


Figura 6.1 – Interligação Xingu + Imperatriz-Sudeste/Centro-Oeste na modelagem energética

As Figura 6-2, Figura 6-3 e Figura 6-4 mostram as curvas de permanência anuais para o carregamento destas interligações, para os patamares de carga leve, média e pesada, respectivamente, no ano de 2022, sendo considerado como positivo o fluxo Norte/Nordeste para o Sudeste.

Nas figuras as curvas contínuas em vermelho foram obtidas a partir dos resultados do programa Newave, já as curvas contínuas verdes foram obtidas através das curvas vermelhas após algumas manipulações algébricas dos fluxos nos grandes troncos, com o intuito aproximar o comportamento da modelagem energética ao comportamento elétrico real do sistema.

Importante salientar que foram utilizadas as curvas de permanências das interligações do ano de 2022 devido a data de necessidade dos Bipolos A e B ser Novembro de 2021, após o período úmido da região Norte que ocorre entre dezembro de um ano e abril do ano subsequente. Logo, a real curva de permanência só pode ser obtida a partir de 2022.

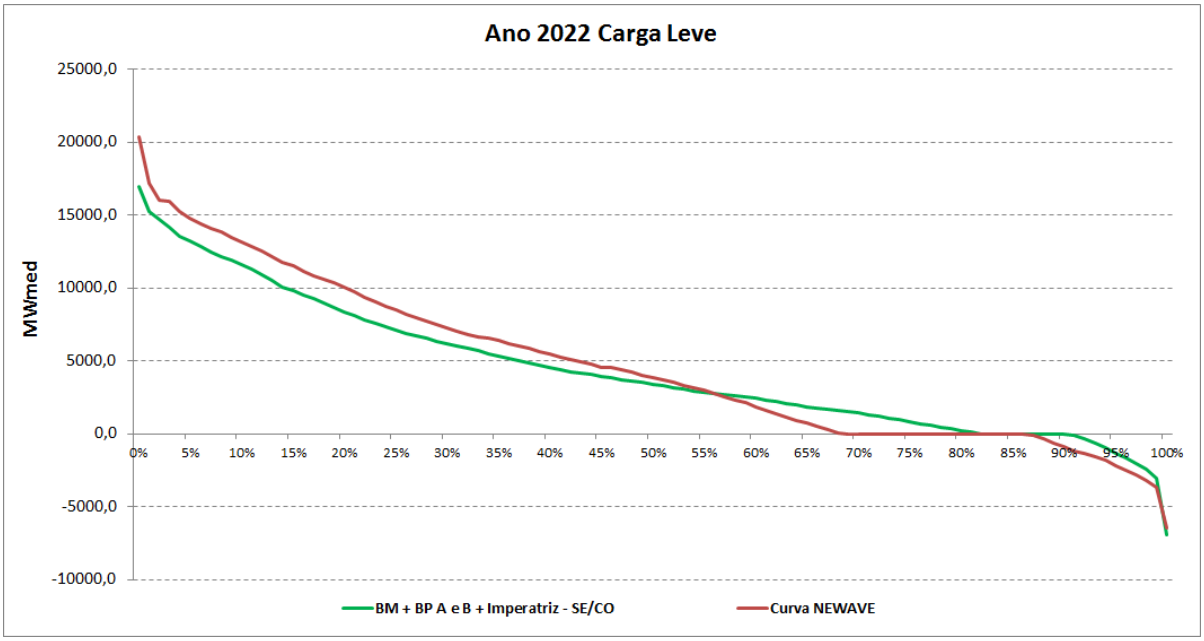


Figura 6-2 – Tempo de Permanência: Patamar de Carga Leve

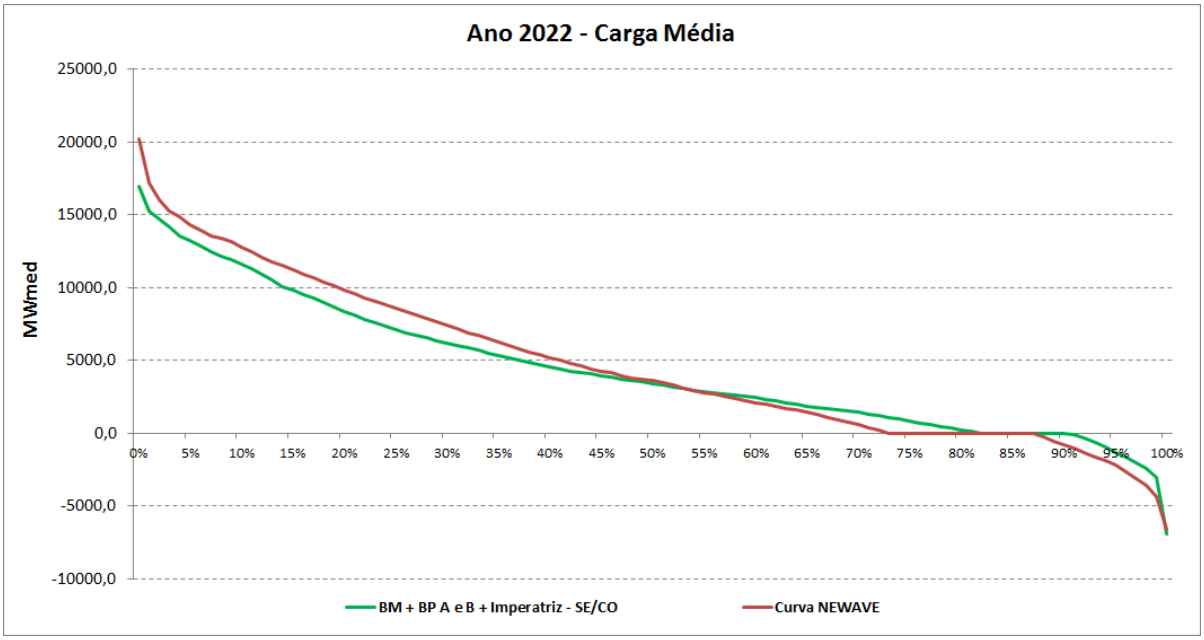


Figura 6-3 – Tempo de Permanência: Patamar de Carga Média

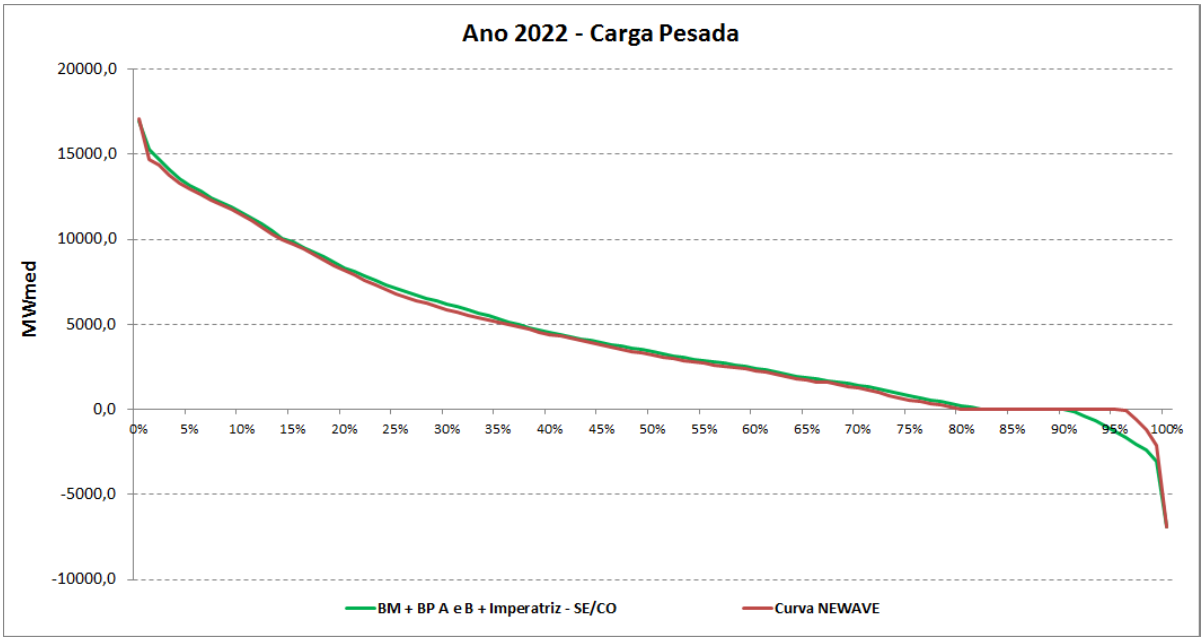


Figura 6-4 – Tempo de Permanência: Patamar de Carga Pesada

De posse desses dados, calculou-se o carregamento equivalente de perdas para cada patamar de carga, que é basicamente, o carregamento contínuo da interligação que fornece o mesmo valor de perda anual da curva de permanência anual. O fator de carregamento equivalente de perdas da interligação, para cada patamar, pode ser observado na Tabela 6-1.

Tabela 6-1 – Fator de Carregamento Equivalente de Perdas por patamar

Patamar	Fator de Carregamento Equivalente
Leve	0,361
Média	0,352
Pesada	0,321

Através da ponderação desses fatores pelos respectivos períodos de duração dos patamares de carga, foi determinado o fator de carregamento equivalente para toda a curva de carga, a partir do qual foi calculado o fator de perdas final, conforme abaixo equacionado, considerando-se 9 horas para a carga Leve, 12 horas para a carga Média e 3 horas para a carga pesada:

$$\boldsymbol{F_{carreg\ equiv}} = \left(Fcl * \frac{9}{24}\right) + \left(Fcm * \frac{12}{24}\right) + \left(Fcp * \frac{3}{24}\right) = 0{,}3515$$

$$\boldsymbol{F_{PERDAS\ final}} = [F_{carreg\ equiv}]\text{^}2 = 0{,}124$$

Foi assim obtido o Fator de Perdas Final igual a 0,124 considerado como valor referencial para o cálculo do custo das perdas na comparação econômica das alternativas.

Para a avaliação econômica foi feita uma análise dos custos de investimentos e perdas para cada alternativa até o último ano de análise que é 2023. Conforme anteriormente mencionado, foi também avaliado o impacto nas conclusões da extensão do período de análise além do ano horizonte. Para tal, considerou-se o horizonte de 10 anos a partir do ano inicial do estudo. Dessa forma, serão analisados os resultados tendo como ano inicial 2021 e ano final 2030.

6.1 Bipolo A

6.1.1 Horizonte 2023

A Tabela 6-2 apresenta a comparação econômica das alternativas levando-se em consideração custos de investimentos e diferencial de perdas com truncamento no ano horizonte de 2023.

Tabela 6-2 – Comparação econômica das alternativas: investimento e perdas (R$ x 1000) – Horizonte 2023

Custo total (PV)				Rendimentos Necessários			Perdas			Rendimentos Necessários + Perdas		
Alternativa	Custos (R$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R$ x 1000)	Diferencial	Ordem	Custos (R$ x 1000)	(%)	Ordem
Conversora Parauapebas	5.424.505,48	108%	3º	859.257,02	108%	3º	9.919,43	9.919,43	2º	869.176,45	103,1%	3º
Conversora Marabá	5.685.316,00	113%	4º	900.570,15	113%	4º	0,00	0,00	1º	900.570,15	106,8%	4º
Conversora Miracema	5.013.806,00	100%	1º	794.201,06	100%	1º	49.013,63	49.013,63	4º	843.214,70	100,0%	1º
Conversora Colinas	5.254.536,00	105%	2º	832.333,38	105%	2º	25.090,31	25.090,31	3º	857.423,69	101,7%	2º

A

Figura 6-5 apresenta a comparação econômica das alternativas de forma gráfica.

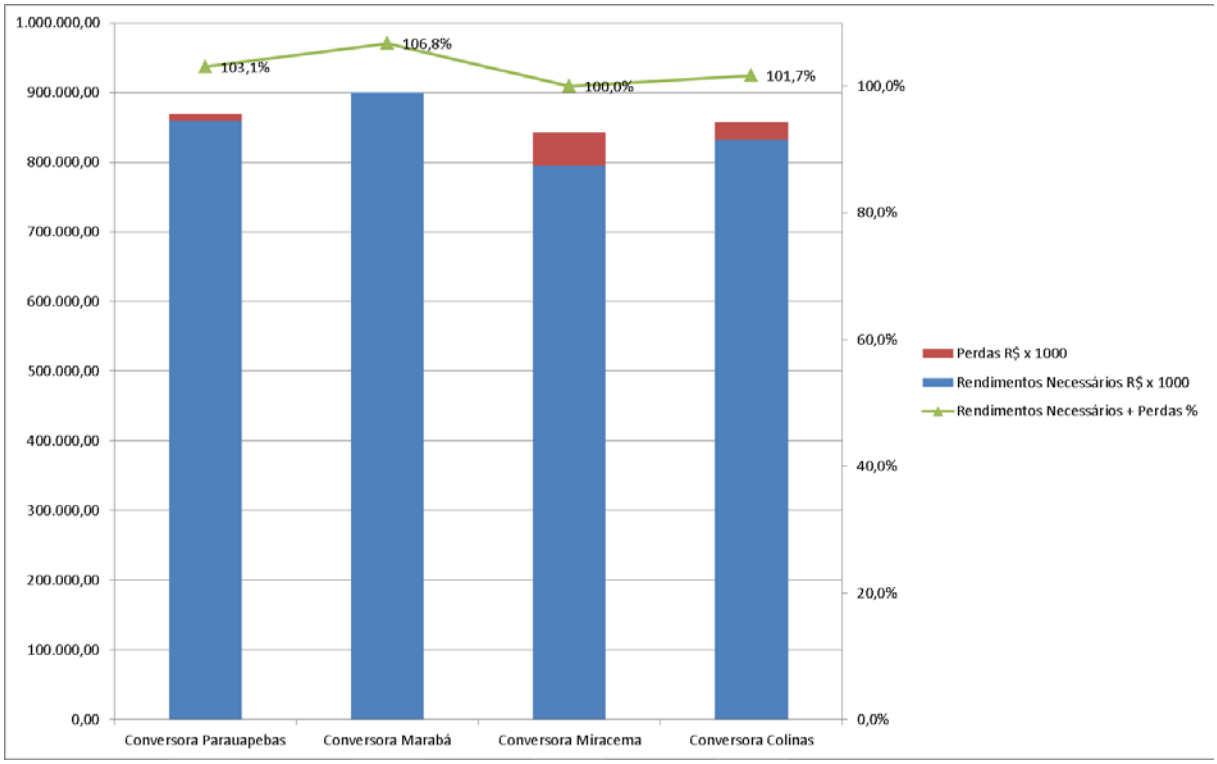


Figura 6-5 – Custo de Investimentos e Perdas (R$ x 1000) – Horizonte 2023

Verificou-se que das 4 (quatro) alternativas, 3 (três) apresentaram empate técnico, admitindo-se para tal uma diferença relativa igual ou inferior a 5%.

Em termos de custo de investimentos a alternativa que se mostrou mais interessante foi a alternativa considerando a conversora na SE Miracema. Os menores custos verificados devem-se ao menor comprimento de linha desta alternativa, bem como dos custos reduzidos em relação à subestação que abriga a conversora.

Em termos de custo de perdas a alternativa que se mostrou mais interessante foi a alternativa considerando a conversora na nova SE Marabá.

Considerando o elenco das três alternativas tecnicamente empatadas, optou-se por recomendar a alternativa com a subestação retificadora localizada na nova SE Parauapebas. Como fundamentação relevante para esta escolha, tem-se o fato desta subestação estar inserida num ponto elétrico estratégico na região Norte no qual, além da malha elétrica associada às UHE Tucuruí e Belo Monte, integrará também a conexão do sistema CA planejado para escoar uma parcela da geração da UHE São Luiz do Tapajós [29], concentrando, portanto, significativa parte do fluxo dos excedentes atuais e futuros da região Norte exportáveis para o Sudeste/Centro-Oeste/Sul.

6.1.2 Sensibilidade Horizonte 2030

A Tabela 6-3 apresenta a comparação econômica das alternativas levando-se em consideração custos de investimentos e diferencial de perdas com truncamento no ano horizonte de 2030.

Tabela 6-3 – Comparação econômica das alternativas: investimento e perdas (R$ x 1000) – Horizonte 2030

Custo total (PV)				Rendimentos Necessários			Perdas			Rendimentos Necessários + Perdas		
Alternativa	Custos (R$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R$ x 1000)	Diferencial	Ordem	Custos (R$ x 1000)	(%)	Ordem
Conversora Parauapebas	5.424.505,48	108%	3º	3.010.031,08	108%	3º	25.827,57	25.827,57	2º	3.035.858,65	104,3%	3º
Conversora Marabá	5.685.316,00	113%	4º	3.154.753,54	113%	4º	0,00	0,00	1º	3.154.753,54	108,4%	4º
Conversora Miracema	5.013.806,00	100%	1º	2.782.135,98	100%	1º	127.618,59	127.618,59	4º	2.909.754,57	100,0%	1º
Conversora Colinas	5.254.536,00	105%	2º	2.915.715,86	105%	2º	65.328,56	65.328,56	3º	2.981.044,42	102,5%	2º

A Figura 6-6 apresenta a comparação econômica das alternativas de forma gráfica.

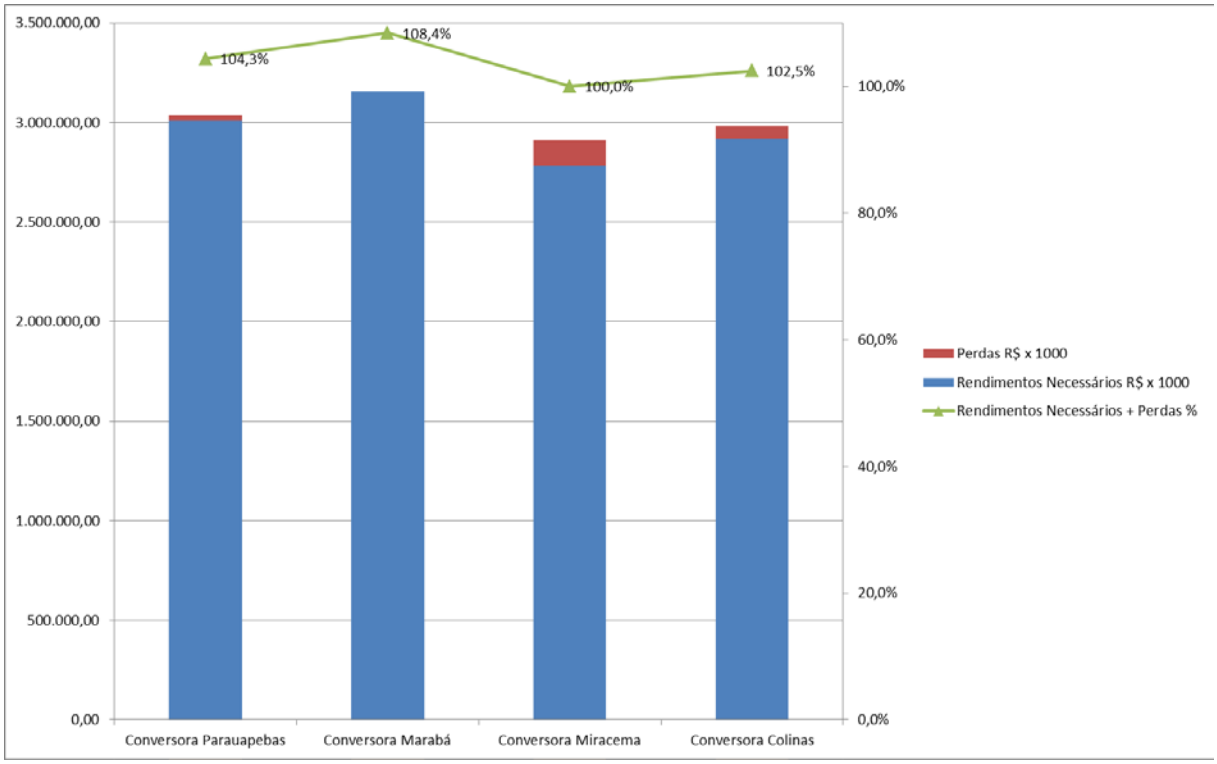


Figura 6-6 – Custo de Investimentos e Perdas (R$ x 1000) – Horizonte 2030

Verificou-se que não houve inversão de mérito da alternativa vencedora, mantendo-se 3 (três) delas com empate técnico, admitindo-se para tal uma diferença relativa igual ou inferior a 5%.

Como o valor relativo de perdas elétricas é pouco significativo comparado ao custo global, ampliando-se o horizonte apenas acentuou-se a diferença percentual global entre a alternativa de referência (Miracema) e as demais, com influência praticamente do custo de investimentos.

6.2 Bipolo B

6.2.1 Horizonte 2023

A Tabela 6-4 apresenta a comparação econômica das alternativas levando-se em consideração custos de investimentos e diferencial de perdas com truncamento no ano horizonte de 2023.

Tabela 6-4 – Comparação econômica das alternativas: investimento e perdas (R$ x 1000) – Horizonte 2023

Custo total (PV)				Rendimentos Necessários			Perdas			Rendimentos Necessários + Perdas		
Alternativa	Custos (R$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R$ x 1000)	Diferencial	Ordem	Custos (R$ x 1000)	(%)	Ordem
Conversora Imperatriz	4.781.518,37	100%	1º	757.406,04	100%	1º	6.418,45	6.418,45	2º	763.824,50	100,0%	1º
Conversora P. Dutra	5.011.827,16	105%	3º	793.887,61	105%	3º	0,00	0,00	1º	793.887,61	103,9%	2º
Conversora Teresina II	4.996.908,37	105%	2º	791.524,43	105%	2º	15.754,38	15.754,38	3º	807.278,81	105,7%	3º

A Figura 6-7 apresenta a comparação econômica das alternativas de forma gráfica.

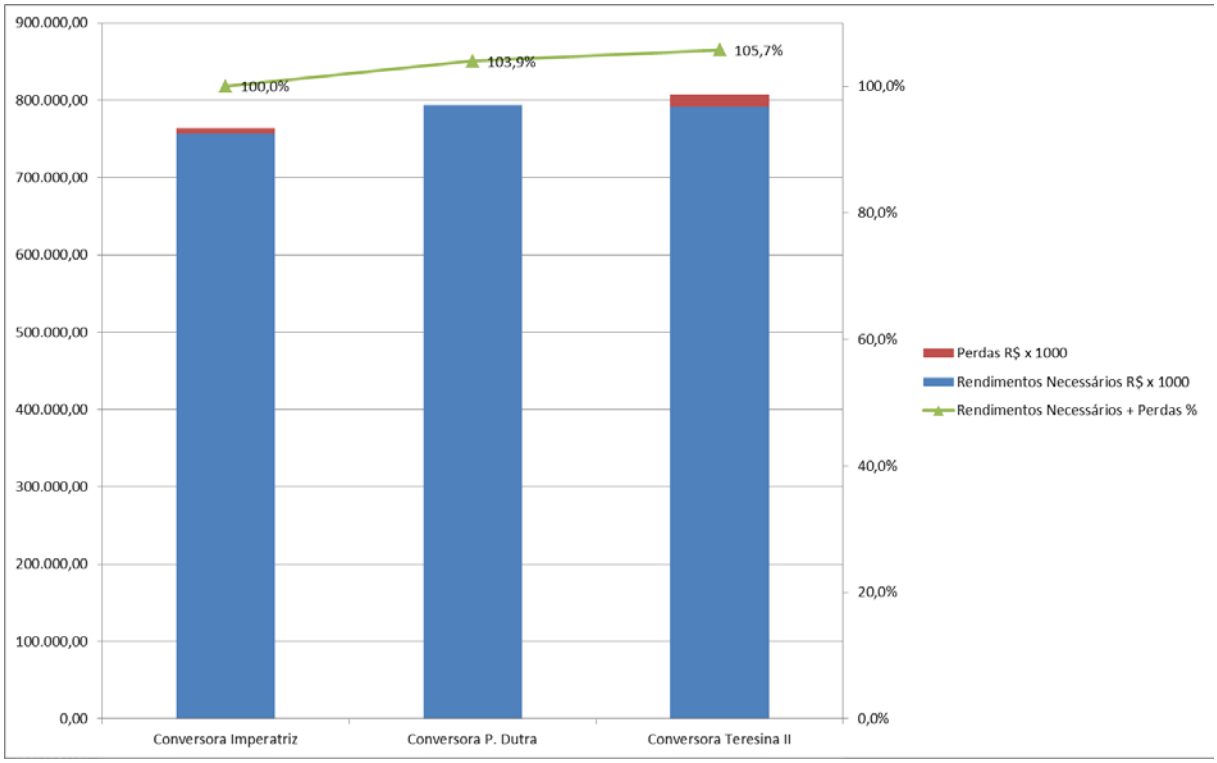


Figura 6-7 – Custo de Investimentos e Perdas (R$ x 1000)

Verificou-se que as 3 (três) alternativas apresentaram empate técnico, admitindo-se para tal quando a diferença entre elas fosse igual ou inferior a 5%.

Em termos de custo de investimentos a alternativa que se mostrou mais interessante foi a alternativa considerando a conversora na SE Imperatriz. Os menores custos verificados devem-se ao fato de se tratar de expansão de subestação existente para abrigar a conversora desse Bipolo.

Em termos de custo de perdas a alternativa que se mostrou mais interessante foi a alternativa considerando a conversora na SE Presidente Dutra, embora todas elas tenham apresentado custo de perdas muito semelhantes.

Optou-se por recomendar a alternativa considerando a conversora na SE Presidente Dutra, tendo em vista, de um lado, a desvantagem relativa da Alternativa via SE Imperatriz devido à maior aproximação elétrica com a conversora do Bipolo A (SE Parauapebas) e, de outro, a desvantagem relativa da SE Teresina II quanto aos índices preditivos de desempenho indicados no item 5.3.1.

Na sequência dos trabalhos, foi feita uma consulta à Eletrobras Eletronorte quanto à possibilidade de expansão da SE Presidente Dutra para o objetivo de instalação da conversora do Bipolo B, tendo sido também sugerido, alternativamente, um novo ponto nas adjacências da SE Presidente Dutra denominado Graça Aranha.

Em resposta, foram elencadas as dificuldades para a expansão da SE Presidente Dutra, conforme pode ser visto no Anexo 16.4.1, Figura 16-19 a Figura 16-36 e recomendada a implantação no ponto de Graça Aranha.

Esta alternativa fornece um novo ponto de conexão no estado do Maranhão, estratégico para futuras conexões, sendo que o custo adicional de investimentos desta alternativa consiste basicamente no custo da nova SE Graça Aranha e seccionamentos associados. Parte dos custos adicionais são compensados pelo custo de perdas que é o menor dentre as alternativas.

Desta forma, definiu-se a subestação conversora retificadora do Bipolo B, denominada SE Graça Aranha. Esta SE será conectada ao sistema por meio do seccionamento dos circuitos 500 kV Presidente Dutra – Teresina II C1, C2 e C3.

6.2.2 Sensibilidade Horizonte 2030

A Tabela 6-5 apresenta a comparação econômica das alternativas levando-se em consideração custos de investimentos e diferencial de perdas com truncamento no ano horizonte de 2030.

Tabela 6-5 – Comparação econômica das alternativas: investimento e perdas (R$ x 1000) – Horizonte 2030

Custo total (PV)				Rendimentos Necessários			Perdas			Rendimentos Necessários + Perdas		
Alternativa	Custos (R$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R$ x 1000)	Diferencial	Ordem	Custos (R$ x 1000)	(%)	Ordem
Conversora Imperatriz	4.781.518,37	100%	1º	2.653.240,73	100%	1º	16.711,96	16.711,96	2º	2.669.952,69	100,0%	1º
Conversora P.Dutra	5.011.827,16	105%	3º	2.781.037,93	105%	3º	0,00	0,00	1º	2.781.037,93	104,2%	2º
Conversora Teresina II	4.996.908,37	105%	2º	2.772.759,57	105%	2º	41.020,26	41.020,26	3º	2.813.779,83	105,4%	3º

A Figura 6-8 apresenta a comparação econômica das alternativas de forma gráfica.

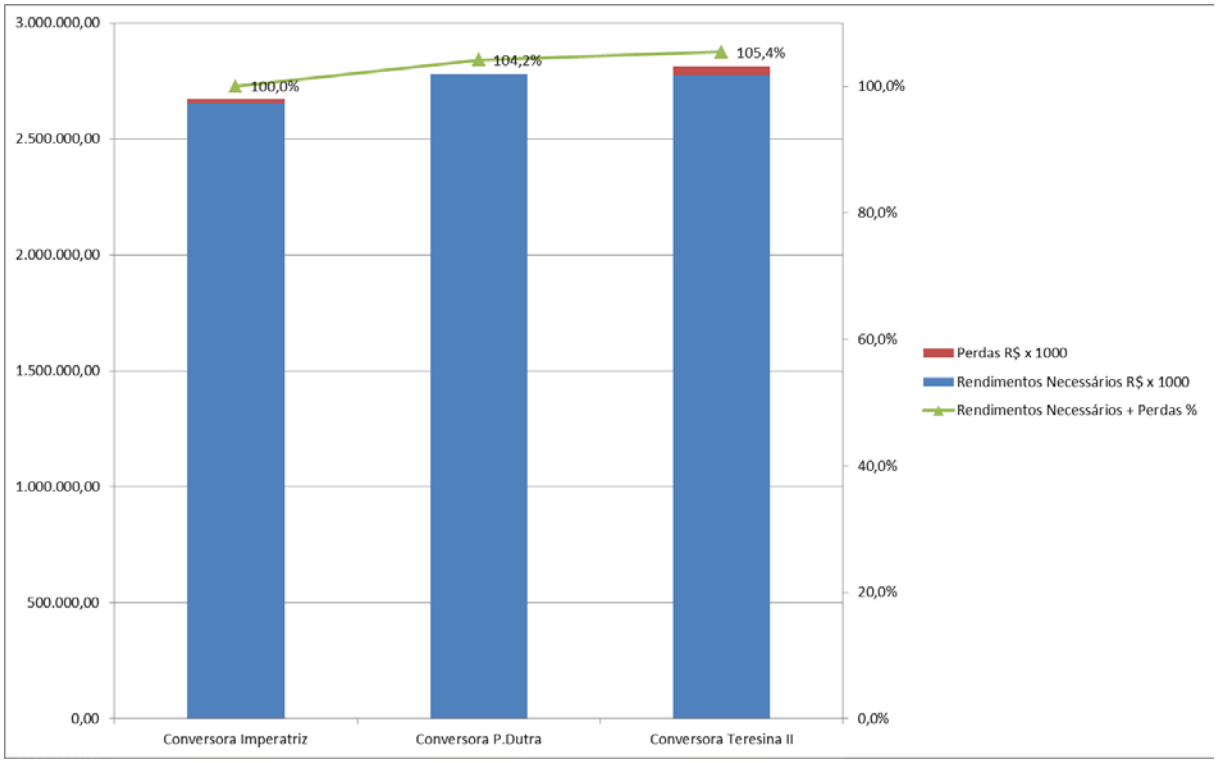


Figura 6-8 – Custo de Investimentos e Perdas (R$ x 1000) – Horizonte 2030

Verificou-se que não houve inversão de mérito da alternativa vencedora, mantendo-se as 3 (três) com empate técnico, admitindo-se para tal uma diferença relativa igual ou inferior a 5%.

Como o valor relativo de perdas elétricas é pouco significativo comparado ao custo global, ampliando-se o horizonte apenas acentou-se a diferença percentual global entre a alternativa de referência (Imperatriz) e as demais, com influência praticamente do custo de investimentos.

6.3 Equipamentos de Compensação Reativa

Uma vez definidas as configuração básicas dos Bipolos A e B tomando como base os resultados das análise em regime permanente e o mínimo custo global, foram definidos os equipamentos de

compensação reativa através da análise do desempenho dinâmico do sistema, reportado na Nota Técnica [4] anexa a este documento.

As análises definiram os equipamentos a seguir:

Tabela 6-6 – Equipamentos de Compensação Reativa recomendados

Subestação	Compensadores Síncronos	Compensadores Estáticos
SE Assis 2	2 x (-90/+150 Mvar)	-
SE Janaúba 3	2 x (-90/+150 Mvar)	-
SE Silvânia	3 x (-90/+150 Mvar)	-
SE Padre Paraíso 2	-	1 x (-150/+300 Mvar)

Como a Base de Preços das ANEEL [8] não contempla o conjunto de equipamentos recomendados na Tabela 6-6, utilizaram-se custos aproximados utilizados pela ANEEL em licitações de equipamentos de mesmas características. A referência adotada foi a Nota Técnica nº 0074/2015-SCT/ANEEL, de 26/03/2015 [12], utilizada para o Leilão de Transmissão nº 01/2015-ANEEL.

Tabela 6-7 – Custo Equipamentos de Compensação Reativa recomendados (R$ x 1000)

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					1.356.564,07	**1.356.564,07**	**120.500,10**	**214.883,59**
SE 500 kV ASSIS 2 (Nova)					**359.602,27**	**359.602,27**	**31.942,55**	**56.962,02**
Compensador Síncrono 500 kV, 2 x (-90/+150) Mvar	2021	2,0	1,0	162530,00	325.060,00	325.060,00	28.874,25	51.490,42
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0	1,0	7707,65	15.415,29	15.415,29	1.369,30	2.441,83
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0	1,0	7783,20	15.566,41	15.566,41	1.382,72	2.465,76
MIM - 500 kV	2021	1,0	1,0	3560,57	3.560,57	3.560,57	316,28	564,00
SE 500 kV JANAÚBA 3 (Ampliação/Adequação)					**359.602,27**	**359.602,27**	**31.942,55**	**56.962,02**
Compensador Síncrono 500 kV, 2 x (-90/+150) Mvar	2021	2,0	1,0	162530,00	325.060,00	325.060,00	28.874,25	51.490,42
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0	1,0	7707,65	15.415,29	15.415,29	1.369,30	2.441,83
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0	1,0	7783,20	15.566,41	15.566,41	1.382,72	2.465,76
MIM - 500 kV	2021	1,0	1,0	3560,57	3.560,57	3.560,57	316,28	564,00
SE 500 kV SILVÂNIA (Nova)					**539.214,54**	**539.214,54**	**47.897,04**	**85.413,11**
Compensador Síncrono 500 kV, 3 x (-90/+150) Mvar	2021	3,0	1,0	162530,00	487.590,00	487.590,00	43.311,37	77.235,64
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2021	3,0	1,0	7743,21	23.229,63	23.229,63	2.063,43	3.679,64
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2021	3,0	1,0	7829,47	23.488,42	23.488,42	2.086,42	3.720,63
MIM - 500 kV	2021	1,0	1,0	4906,49	4.906,49	4.906,49	435,83	777,20
SE 500 kV PADRE PARAÍSO 2 (Ampliação/Adequação)					**98.144,98**	**98.144,98**	**8.717,97**	**15.546,44**
Compensador Estático 500 kV, 1 x (-150/+300) Mvar	2021	1,0	1,0	80873,85	80.873,85	80.873,85	7.183,82	12.810,65
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2021	1,0	1,0	7707,65	7.707,65	7.707,65	684,65	1.220,91
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2021	1,0	1,0	7783,20	7.783,20	7.783,20	691,36	1.232,88
MIM - 500 kV	2021	1,0	1,0	1780,28	1.780,28	1.780,28	158,14	282,00

Além disso, nas análises para a definição da compensação shunt necessária, verificou-se a necessidade de realocação de alguns reatores de linha, conforme Capítulo 8. Estimou-se o custo para a realocação como sendo aproximadamente 30% do custo para instalação de um módulo de manobra completo. O custo estimado está apresentado a seguir:

Tabela 6-8 – Custo realocação reatores de linha (R$ x 1000)

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					3.358,48	**3.109,70**	**298,33**	**492,59**
SE 500 kV ASSIS (Ampliação/Adequação)					**1.823,89**	**1.688,79**	**162,01**	**267,51**
Realoção Reator Linha Fixo -136 MVar p/ nova SE Assis 2	2021	1,0	1,0	502,23	502,23	465,03	44,61	73,66
Realoção Reator Linha Manobrável -100 MVar p/ nova SE Assis 2	2021	1,0	1,0	1321,66	1.321,66	1.223,76	117,40	193,85
SE 500 kV PRESIDENTE DUTRA (Ampliação/Adequação)					**1.534,59**	**1.420,92**	**136,31**	**225,08**
Realoção Reator Linha Fixo -150 MVar p/ nova SE Graça Aranha	2021	3,0	1,0	511,53	1.534,59	1.420,92	136,31	225,08

Observações:

- O reator de linha fixo de 136 Mvar a ser realocado da SE Assis para a nova SE Assis 2 é oriundo da LT 500 kV Marimbondo II – Assis C1, enquanto o reator de linha manobrável de 100 Mvar é oriundo da LT 500 kV Araraquara – Assis C1
- Os reatores de linha fixo de 150 Mvar a serem realocados da SE Presidente Dutra para a SE Graça Aranha são oriundos das LTs 500 kV Presidente Dutra – Teresina II C1, C2 e C3

7 DETALHAMENTO DA ALTERNATIVA EM 800 KV CCAT

7.1 Concepção geral das linhas de transmissão em 800 kV

7.1.1 Introdução

As linhas de transmissão em 800 kV CC indicadas neste estudo foram concebidas com base na experiência pregressa com as linhas de transmissão planejadas para os primeiros bipolos CCAT em 800 kV do Brasil, ora em implantação, integrantes da solução para reforço das interligações Norte – Sudeste e Norte – Nordeste, necessárias à integração da usina de Belo Monte [13].

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 [14]. Posteriormente, nos estudos de detalhamento desenvolvidos no âmbito do relatório R2 para o segundo bipolo, Xingu – Terminal Rio [15], 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.

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 [15].

Para o estudo atual de planejamento, considerando que os parâmetros nominais de tensão (800 kV) e potência (4000 MW), escolhidos para os dois novos bipolos, são iguais aos dos planejados para o sistema de transmissão associado a Belo Monte, 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 das linhas atuais, através do programa ELEKTRA do Cepel, atualizando os condicionantes técnicos do sistema elétrico no qual os bipolos estão inseridos, seus comprimentos estimados, assim como os condicionantes econômicos.

Com base no capítulo “Linhas de Transmissão em ± 800 kV”, do relatório R2 do bipolo Xingu – Terminal Rio, fundamentado no relatório do Cepel da referência [16] são reproduzidos a seguir a metodologia e os critérios utilizados para concepção das linhas de transmissão utilizadas no presente estudo.

7.1.2 Metodologia

O projeto de uma linha de transmissão (LT) envolve uma sequência de atividades, nas quais as interdependências dos parâmetros elétricos, mecânicos e ambientais que interferem no seu dimensionamento são estudadas, de modo a se obter o especificado desempenho operacional do empreendimento, aliado aos menores custos possíveis. Para a análise simultânea destas interdependências, foi desenvolvido no CEPEL o sistema computacional ELEKTRA, o qual seleciona uma gama de feixes de condutores econômicos que constituem uma determinada configuração da LT, seja em corrente alternada (CA) ou corrente contínua (CC), podendo-se admitir que os subcondutores dos feixes de uma mesma fase ou polo sejam, ou não, iguais e distribuídos simétrica ou assimetricamente ao redor das mais variadas formas geométricas [17].

Para uma tensão fixa de transmissão, uma configuração básica de LT a ser estudada é constituída pelo conjunto estrutura (considerando a sua fundação, cadeias de isoladores, ferragens etc), cabos para-raios e feixes de cabos condutores que compõem todas as fases (CA) ou polos (CC) da LT.

No presente estudo, para facilidade de cálculo e também em função de não haver descrição do perfil topográfico ao longo da linha e demais dados correlatos, considerou-se uma configuração base constituída apenas por estruturas estaiadas e cadeias de suspensão em I. Os custos das estruturas autoportantes de suspensão e de ancoragem foram calculados por intermédio de fatores multiplicadores aplicados aos custos dos componentes das estruturas estaiadas de suspensão. Os percentuais considerados para cada tipo de estrutura ao longo do comprimento da LT foram de 85%, 10% e 5% para as estruturas estaiadas de suspensão, autoportantes de suspensão e autoportantes de ancoragem, respectivamente. Considerando-se estes percentuais e as quantidades típicas dos materiais em cada tipo de estrutura, obtiveram-se os fatores multiplicadores apresentados na Tabela 7-1.

Tabela 7-1 – Fatores Multiplicadores dos custos dos componentes das linhas de transmissão Custo realocação reatores de linha (R$ x 1000) (1)

Componente	Fator multiplicador
Isolador	1,10
Material da estrutura	1,08
Material da fundação	1,05
Ferragens	1,05

(1) Para levar em conta a participação de estruturas autoportante, de suspensão e de ancoragem

A configuração dos feixes de cabos condutores de uma LT é definida pela quantidade, tipos e localização espacial dos cabos. Sob o ponto de vista de desempenhos elétrico e mecânico, uma dada configuração pode ser atendida por diversos tipos de cabos condutores (bitola e formação). Entre os possíveis condutores de serem utilizados numa alternativa, existe o condutor economicamente ótimo, que é aquele que leva ao menor custo total da alternativa.

Naturalmente, na busca da configuração da LT economicamente ótima pode-se considerar uma quantidade maior ou menor (assumindo que algumas se comportam praticamente constantes com a variação do parâmetro em análise) de parcelas que constituem o custo global do empreendimento, além de um número maior ou menor de condicionamentos elétricos e mecânicos da configuração física da LT. Para os estudos de otimização aqui apresentados e realizados pelo sistema ELEKTRA, considerou-se como parâmetro de decisão na fase inicial da concepção das configurações de LTs a minimização da função custo de instalação da LT adicionada do custo das perdas elétricas (Joule e corona) nos cabos condutores da LT. Nos estudos que sucederam incluíram-se os demais custos do empreendimento.

7.1.3 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$ 154,00/MWh. Na avaliação dos resultados e conclusões foi considerada uma atualização desse parâmetro para o valor de R$ 193,00/MWh de acordo com a informação mais recente do custo marginal de expansão divulgada pela EPE [9].

Potência transmitida e fator de perdas

A potência máxima a ser transmitida em condições normais é de 4000 MW. Em condições de sobrecarga, considerou-se um aumento de 33% desta potência. Em função das variações da potência transmitida ao longo dos meses do ano, utilizaram-se os fatores anuais de perdas na faixa 0,15 – 0,35. Um valor próximo ao limite inferior dessa faixa foi deduzido com base na análise da curva de permanência dos fluxos energéticos dos patamares de carga pesada, média e leve, conforme descrito no item 6. Por outro lado, tendo em vista a possibilidade de outros cenários futuros com maior utilização dos elos de interligação objeto deste documento, foi efetuada uma

análise de sensibilidade com a variação do fator de perdas na faixa acima mencionada, visando caracterizar a robustez da solução proposta para a secção condutora.

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 7-2 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 [18] e [10] , 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 7-2 - Valores limites adotados para a análise das configurações das linhas

Descrição	Valores
Relação campo elétrico máximo/campo elétrico limite	0,95
Temperatura limite para operação normal (°C)	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 distâncias superiores a 1000 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 7-3 os valores ambientais aqui considerados.

Tabela 7-3 - 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
Temperatura do ar média máxima	33 °C

Parâmetro	Valor
Temperatura do ar média	25 °C
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%

7.1.4 Critérios 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, 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

Para cada configuração de feixe proposta, dimensionaram-se as LTs considerando 39 cabos condutores do tipo CAA, com as bitolas variando entre 260 e 2515 MCM. Utilizaram-se nas LTs dois cabos pára-raios de aço tipo EAR 1/2″ aterrados nas estruturas. Para a seleção inicial dos cabos condutores, estes foram considerados como sendo cabos novos, com fator de superfície igual a 0,8 [19], coeficiente de emissividade igual a 0,5 e coeficiente de absorção solar igual a 0,5. Na etapa de cálculo do campo elétrico com cargas espaciais junto ao solo, buscando-se uma melhor aderência aos efeitos da variação do clima e do envelhecimento e contaminação dos cabos, considerou-se o fator de superfície dos cabos igual a 0,5 [20][21]. Para os cabos dos polos, adotou-se como tração EDS o valor de 20% da tensão de ruptura do cabo, referida a 25 °C.

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.

Dados dos isoladores

Adotaram-se cadeias de isoladores simples, em I, com isoladores do tipo concha e bola, com diâmetro 320 mm e passo 170 mm.

Custos dos componentes da LT

Calcularam-se os custos dos componentes de cada LT com base nos Custos Modulares publicados pela ANEEL, referenciados a junho de 2014 [8] e considerando o valor médio entre as cinco regiões brasileiras. Para o cálculo do custo de instalação da LT por comprimento (CTINST), adotou-se neste estudo a seguinte composição:

$$C_{TINST} = C_D + C_{INDIR} + C_{EVENT}$$

sendo:

C_D – Custo direto de construção da LT, constituído pelos custos de terrenos e servidões, aquisição de materiais (estruturas, estais, fundações, cabos condutores, cabos pára-raios, isoladores, aterramento, ferragens e acessórios), inspeção de material, canteiro de obras, construção da LT, serviços técnicos (topografia e geologia), engenharia (projetos básico e executivo), custos ambientais e administração local.

C_{INDIR} – Custo total das despesas não alocáveis diretamente à execução da obra (administração central).

C_{EVENT} – Custos de imprevistos que possam ocorrer durante a execução do projeto ou construção da LT (indenizações, desvios de estradas, realocação de linhas existentes etc).

Além disso, normalmente, no estudo para a escolha do cabo condutor ótimo, consideram-se os custos dos cabos em função de seu peso, expressos em valor unitário por quilo. Todavia, o banco de custos da ANEEL expressa os custos reais praticados nos empreendimentos de linhas de transmissão licitadas e construídas, que têm seus custos negociados, caso a caso, entre o proprietário do empreendimento e o fabricante, resultando em pequenas distorções ao se comparar os custos de cabos por peso. Ou seja, existem cabos com bitolas menores mais caros (R$/kgf) que os de bitolas maiores, mesmo tendo as mesmas formações. Portanto, como o cabo condutor é uma parcela importante na determinação do custo de uma linha de transmissão, consideraram-se como soluções potenciais aquelas com cabos de menor bitola e com custo de instalação e perdas com variação da ordem de até +3% do respectivo custo da solução com condutor ótimo indicado pelo programa ELEKTRA.

7.1.5 Procedimentos para concepção da linha

Na sequência são apresentados os principais elementos que definiram a concepção básica da solução adotada.

Silhueta da estrutura

A Figura 7.1 ilustra a silhueta estilizada da estrutura estaiada adotada.

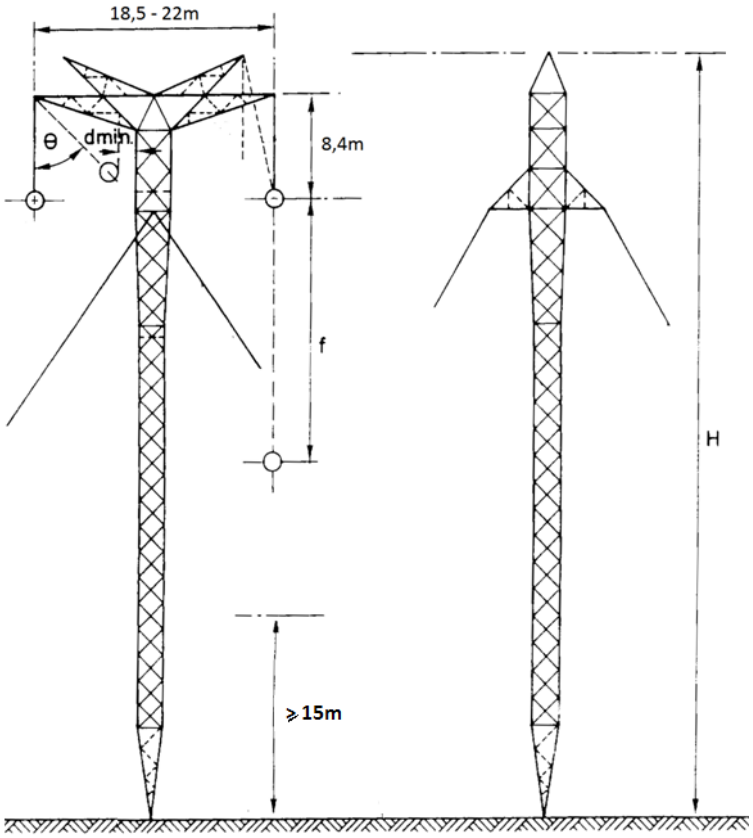


Figura 7.1 – Silhueta estilizada da estrutura estaiada adotada

Feixe de subcondutores

Nas análises iniciais foram comparadas soluções com 4, 6 e 8 subcondutores. As configurações com feixes de 6 subcondutores mostraram-se competitivas economicamente e foram adotadas nas análises que se sucederam. Ressalta-se aqui que esta quantidade de cabos por feixe foi adotada em estudos e empreendimentos recentemente instituídos na China e na Índia [22][23]. Linhas de transmissão em 765 kV CA em outras partes do mundo também já utilizam 6 condutores por feixe, e mesmo no Brasil, já existem linhas em 500 kV, em fase de implantação.

Considerou-se o espaçamento entre condutores dos feixes igual a 0,60m. Este aumento em relação ao tradicional espaçamento de 18″ (0,4572 m) entre condutores foi impulsionado pelo fato da literatura técnica correlata citar que há possibilidade de fadiga mecânica por efeitos de vibração eólica em cabos mais espessos quando estes têm espaçamento reduzido entre si no feixe, e uma expansão do feixe minimizaria este efeito danoso.

Distâncias de isolamento entre polos e entre polos e partes aterradas e comprimento das cadeias de isoladores

Em geral, para a determinação das distâncias de isolamento entre polos e entre polos e partes aterradas deve-se fazer um rigoroso estudo de coordenação de isolamento. Tal estudo deve envolver a operação da LT em regime de máxima tensão operacional em regime de frequência industrial e em condições de sobretensões de manobra e de origem atmosférica. Devem ser levadas em consideração também as diferentes distâncias existentes entre cabos e entre cabos e partes aterradas, que, por sua vez, dependem da geometria e das dimensões da estrutura empregada. Ainda, deve ser considerado o nível de poluição nos isoladores e as condições climáticas do local de instalação da LT.

No caso das cadeias em I, deve-se ainda considerar o balanço dos cabos condizente com cada uma destas três situações de submissão dos isolamentos; portanto, para cadeias em I, o ângulo de balanço da cadeia bem como o espaçamento entre polos dos cabos em repouso são variáveis com a bitola do cabo.

Após um estudo básico de coordenação de isolamento, obtiveram-se distâncias entre polos variando entre 18,5 m e 22 m conforme a bitola do condutor. Note-se que estas distâncias encerram os valores apresentadas em [10] [22] [23] para LTs de ±800 kV. Deve-se também ressaltar que tais distâncias de isolamento devem satisfazer as distâncias necessárias para os serviços de manutenção em linha viva. Considerou-se 48 (quarenta e oito) isoladores por cadeia, culminando no comprimento total da cadeia (com acessórios) de 8,4 m.

Distâncias vertical entre polos e solo

A partir da experiência com a linha de transmissão de ±600 kV de Itaipu [10], empregou-se como ponto de partida a distância mínima de segurança entre polos e solo de 15 m. Portanto, em função dos condicionamentos apresentados na Tabela 7-2, sobretudo do limite do campo elétrico com cargas espaciais de 20 kV/m (estabelecido pela Aneel) e da corrente iônica de 100 nA/m^2, e considerando os condutores com a flecha determinada para a condição de carregamento de emergência (potência transmitida com acréscimo de 33% em relação à potência máxima nominal) a distância vertical entre polos e solo adequada foi automaticamente aumentada pelo programa ELEKTRA para que estes condicionamentos fosse atendidos.

Posicionamento dos cabos para-raios

No presente estágio de avaliação, definiu-se a localização dos cabos para-raios em função de estudos preliminares realizados no CEPEL. Portanto, os dois cabos para-raios estão afastados entre si de 18,5 m, e, junto à estrutura, estão afastados verticalmente de 11 m dos cabos dos polos. Isto oferece um ângulo de blindagem de cerca de 4º dos cabos para-raios aos polos. Futuramente, no projeto básico, há que se refinar a localização dos cabos pára-raios para cada configuração.

7.2 Determinação do condutor

7.2.1 Seleção dos condutores mais econômicos

Os comprimentos das linhas dos bipolos A e B são diferentes e estimados em 2000 km e 1500 km, respectivamente. Para determinação do condutor mais econômico dessas linhas, atendendo todos os requisitos técnicos, obteve-se, inicialmente, como apresentado neste item, um conjunto de condutores mais econômicos por quilômetro de linha. Posteriormente, como mostrado no item seguinte, foram feitas analises complementares, levando em conta limitações impostas pelo comprimento dessas linhas longas.

Considerando que os condicionates técnicos e econômicos das duas linhas dos bipolos em análises são semelhantes, procedeu-se a otimização das linhas, através do programa ELEKTRA, para se eleger, inicialmente, um conjunto de soluções, tecnicamente viáveis, dentro de uma faixa de variação de 3% do custo total 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 planejamento.

Com base na experiência das análises desenvolvidas para as linhas do sistema de transmissão em ± 800 kV CCAT, associado à integração da usina de Belo Monte, foi considerada apenas a concepção com 6 sub condutores por polo. Para essa concepção foram descartados os condutores com bitola inferior a 1272 MCM, por não atenderem a todos os critérios técnicos.

Considerando-se inicialmente como fator de perdas 0,25, custo das perdas R$154/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 1272 MCM e 1431 MCM, além do Lapwing (1590 MCM) como resumido na Tabela 7-4

e ilustrado na Figura 7.2. O condutor de menor custo total e menor custo de instalação correspondeu ao de bitola 1272 MCM, “Bittern”.

Tabela 7-4 – Custos de instalação, perdas e total em função do condutor, para linha em ± 800 kV, fator de perdas 0,25.

Condutor			Custo (R$x1000/km)			Relação entre o custo total e o de menor custo total (%)
Nome Código	Bitola (MCM)	Formação Al/Aço	Instalação	Perdas	Total	
Bittern	1272	45/7	1267	461	1728	100,0
Dipper	1351,5	45/7	1310	438	1748	101,2
Bobolink	1431	45/7	1358	417	1775	102,7
Nuthatch	1511	45/7	1400	400	1800	104,2
Lapwing	1590	45/7	1383	383	1766	102,2
Chukar	1780	45/7	1515	347	1863	107,8
Kiwi	2167	45/7	1621	298	1919	111,0

O fato da solução com o condutor Lapwing (1590 MCM) apresentar custo total inferior ao do condutor de bitola imediatamente inferior decorre dos custos unitários da Aneel. Nesses custos Aneel, em função da coleta de dados que os originaram, o custo unitário de um condutor pode ser inferior a outro condutor de menor bitola.

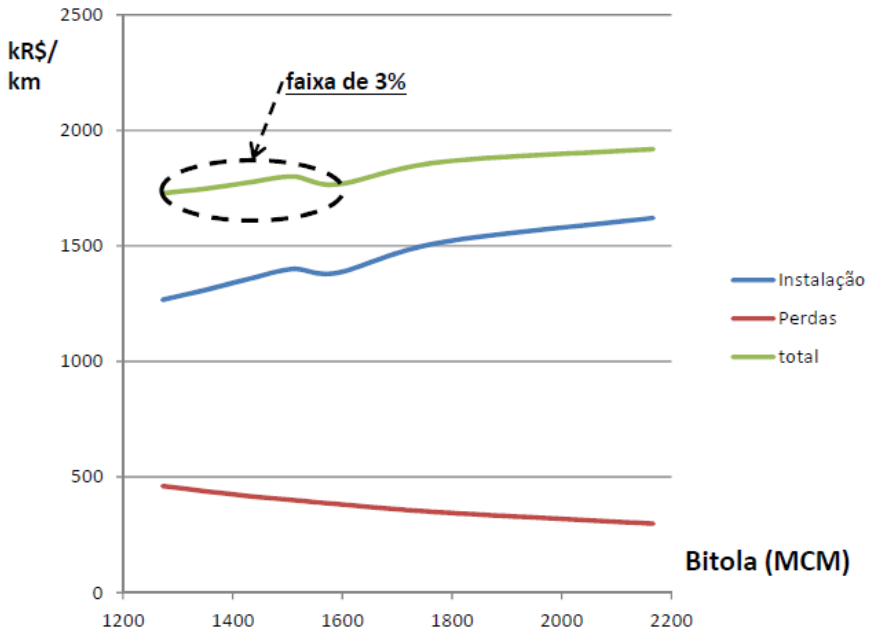


Figura 7.2 – Custos da linha de transmissão em ±800 kV CC em função da bitola do condutor

Outro 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 0,15 a 0,35 não altera substancialmente o mérito dos cabos de menor custo total, como ilustrado na Figura 7.3.

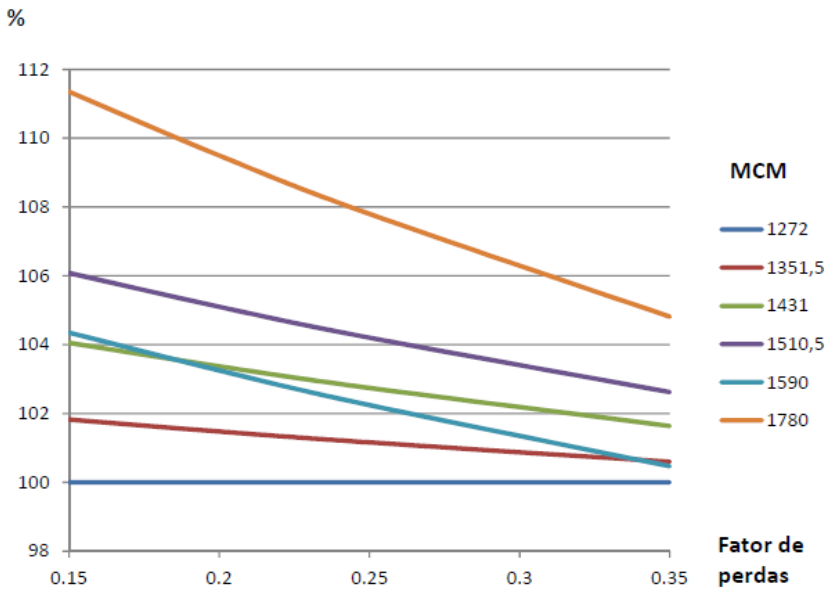


Figura 7.3 – Custo total em função do fator de perdas

Observe-se que para essa variação do fator de perdas a solução de menor custo total permanece a mesma, assim como as soluções com os cabos de bitola imediatamente superiores, que permanecem na faixa dos 3% a 5% acima da solução de menor custo total.

Considerando-se, adicionalmente, o valor de custo das perdas aumentado de R$ 154,00/MWh para o valor recentemente atualizado de R$ 193,00/MWh [9], pode-se concluir que a diferença percentual acima tende a diminuir mais ainda, o que corrobora com a robustez da solução encontrada.

7.2.2 Condicionantes do comprimento das linhas

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 ^{o}C, operação nominal, admitiu-se 7% como máxima queda de tensão entre conversoras.

Para as condições do estudo atual, observa-se, como mostrado na Figura 7.4, que todos os condutores previamente selecionados na análise de condutor econômico apresentam queda de

tensão inferior a 7% para comprimento de linha pouco superior a 2500 km. Comprimento de linha de 2000 km, correspondente ao bipolo A, resultou em queda máxima de tensão igual a 5,2 %, quando o condutor é o de menor bitola dentre os selecionados (1272 MCM, “Bittern”). No caso do bipolo B, com comprimento de linha estimado em 1500 km, a queda máxima de tensão com o condutor “Bittern” resultou igual a 3,9%.

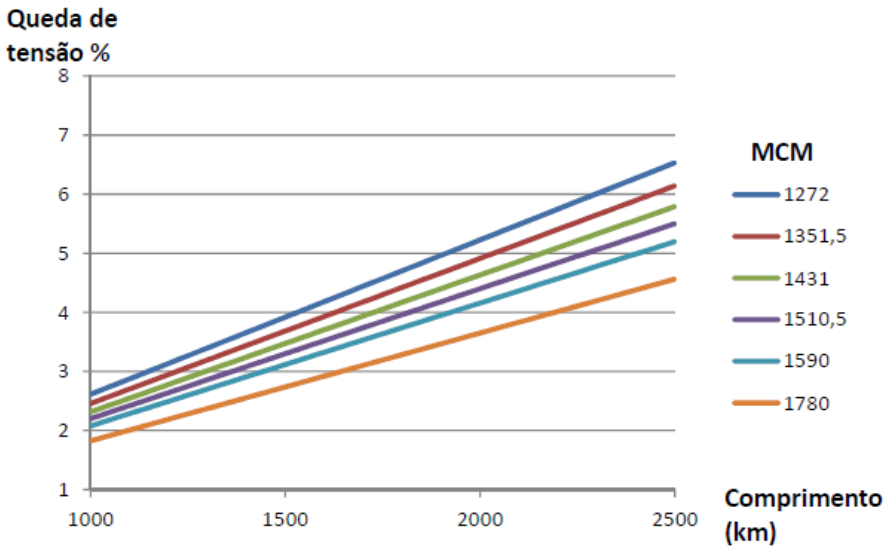


Figura 7.4 – Queda de tensão (%) na linha em função do seu comprimento

Assim, com base nessas avaliações de condutor mais econômico e de queda máxima de tensão na linha de transmissão, o condutor de bitola 1272 MCM, Bittern, poderia ser recomendado como solução para ambos os bipolos em estudo.

7.2.3 Condutor selecionado

As avaliações apresentadas nos itens anteriores indicam o condutor CAA Bittern (1272 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 1351,5 MCM, 1431 MCM e o Lapwing (1590 MCM), conforme mostrado na Tabela 7-4 e ilustrado na Figura 7.2.

Considerando a experiência recente do planejamento, que recomendou o condutor CAA Lapwing (1590 MCM) para as duas primeiras linhas em 800 kV CC do Brasil, em fase atual de projeto e implantação, procurou-se ponderar quanto à opção de se manter o condutor Lapwing para as novas linhas objeto deste estudo. Nesse sentido, cabem as seguintes considerações:

- *Comparação econômica*

  A diferença entre o custo total (investimento + perdas) da solução com o condutor CAA

Lapwing (1590 MCM) e a mais econômica resultou da ordem de 3% a 5%, conforme já comentado.

Entretanto, considerando cenários com maior utilização das interligações entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro Oeste, o que corresponde a um valor crescente do fator de perdas, aliado a uma tendência crescente do próprio custo unitário das perdas, essa diferença de custos tende a se reduzir para valores na faixa aproximada de 1% a 2%.

A tendência de uma crescente utilização dos elos da interligação entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro Oeste pode ser fundamentada com base na continuidade da instalação de usinas hidrelétricas a fio d´água na região norte, aliada à implantação crescente de usinas eólicas na região nordeste, o que tende a acarretar o aumento dos excedentes de geração exportáveis das regiões Norte/Nordeste durante o período úmido da região norte.

- *Redução das perdas por efeito Joule e aumento de injeção de potência*

Para a linha mais longa, com 2000 km, a Figura 7.5 apresenta as perdas totais estimadas por efeito Joule, em função da bitola do condutor, para quatro níveis de fator de perdas.

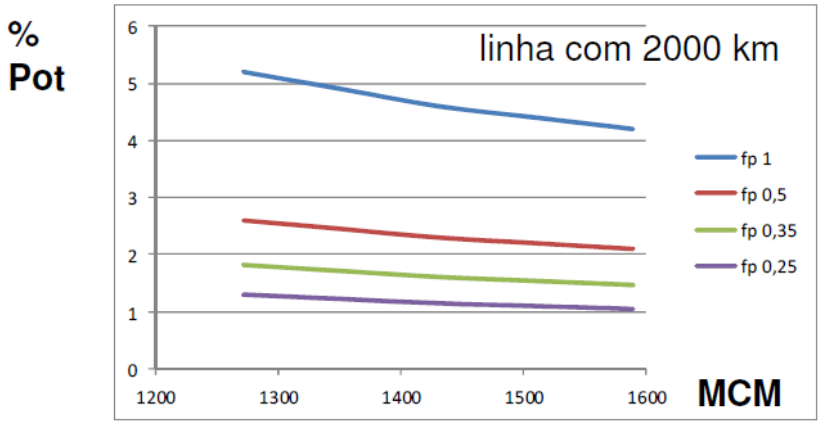


Figura 7.5 – Perdas totais na linha de 2000 km, por efeito Joule, expressa em percentual da potência nominal (4000 MW), em função da bitola do condutor

Com o fator de perdas 0,25 a variação é da ordem de 0,25% quando se altera o condutor, de Bittern (1272 MCM) para Lapwing (1590 MCM), o que corresponde a uma redução de perdas de 10 MW. Entretanto, com o carregamento nominal (fp 1), as perdas variam de 5,2 % para 4,2 %, ou seja, ocorre uma redução de perdas da ordem de 1% quando se considera o condutor Lapwing, o que corresponde a uma economia de cerca de 43 MW. Nas mesmas condições, a economia em perdas com a linha de 1500 km corresponde a 32 MW.

Portanto, os dois elos CC transmitindo a potência nominal e equipadas com condutores Lapwing (1590 MCM) ao invés do condutor Bittern (1272 MCM), levam a uma redução de perdas de cerca de 75 MW.

Como consequência da redução nas perdas de transmissão, tem-se um aumento da potência entregue na extremidade oposta da linha de transmissão. Assim, a opção com o condutor Lapwing (1590 MCM) representa uma injeção adicional de potência na região Sudeste de cerca de 75 MW quando os dois bipolos estiverem com carregamento nominal.

- *Redução na largura da faixa de segurança*

O campo elétrico máximo admissível nas bordas da faixa de segurança tem sido a restrição determinante para definição da largura da faixa de segurança das duas primeiras linhas de transmissão em 800 kV planejadas no Brasil.

Por ocasião da concepção da primeira linha, LT 800 kV Xingu – Estreito, foram considerados, respectivamente, para o campo máximo na faixa e para o campo máximo limite da faixa, os valores de 40 kV/m e 10 kV/m. Posteriormente, em decorrência da Resolução Normativa no 616 de 01 de julho de 2014, foram considerados, respectivamente, os valores 20 kV/m e 5 kV/m. A redução desses valores máximos admissíveis resultou em aumento de 21,2 metros na faixa de passagem da segunda linha em 800 kV Xingu – Terminal Rio, assim como em aumento na altura da torre típica de 5,3 metros e da distância condutor solo de 4,1 metros, como resumido na Tabela 7-5 . Essas duas linhas foram planejadas com feixes de 6 condutores Lapwing (1590 MCM) por polo.

Tabela 7-5 Impacto do campo elétrico máximo na faixa de segurança da linha em 800 kV CC para projetos com condutor Bittern (1272 MCM) ou Lapwing (1590 MCM)

Linha	Campo máxima faixa (kV/m)	Campo máximo limite da faixa (kV/m)	Largura faixa (m)	Altura torre típica (m)	Condutor solo (m)
Bipolo 1 BMonte	40	10	86,8	44,8	15,8
Bipolo 2 BMonte	20	5	108	49,5	19,9
Bipolos c Bittern	20	5	128,3	52	19,9
Bipolos c Lapwing	20	5	108	49,5	19,9

A Tabela 7-5 indica também que para os novos limites de campo elétrico na faixa, as linhas em estudo, dos bipolos A e B, com feixes de 6 condutores Bittern por polo, necessitam de faixa de segurança de 128,3 metros, 20,3 metros mais larga, portanto, do que igual linha com condutores Lapwing. De forma similar, a torre típica com o condutor Bittern é cerca de 2,5 metros mais alta.

Em vista das restrições ambientais crescentes para implantação de novas linhas de transmissão, um aumento de 20,3 metros na faixa de segurança pode representar um impacto adicional considerável.

- *Solução já implantada*

A utilização de um condutor diferente do indicado nas primeiras linhas em 800 kV CC poderia permitir que um novo projeto, eventualmente mais otimizado, fosse desenvolvido. Entretanto, para esse tipo de linha em corrente contínua, a variação do condutor da bitola de 1272 MCM para 1590 MCM não deve dar espaço para melhorias substanciais.

A tecnologia para desenvolvimento de projetos de linhas de transmissão em corrente contínua, bipolar, em 600 kV ou superior, no Brasil, vem desde o projeto de Itaipu. Recentemente tivemos a experiência da transmissão do Madeira e, atualmente, está em implantação as duas primeiras linhas em 800 kV. Os principais projetistas, fabricantes de estruturas de linhas de transmissão e empresas de construção nacionais estão habilitados para prestar serviços nessa tecnologia.

Por outro lado, 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 das novas linhas, destacando-se, dentre outros, os seguintes pontos:

(i) as estruturas e todas as instalações complementares, tais como cadeias de isoladores, fundações típicas já estão prontas e podem ser fabricadas imediatamente, exceto se as condições ambientais forem muito diferentes. Assim como, os equipamentos de lançamento e matérias para construção já foram adaptados e estão prontos para serem utilizados;

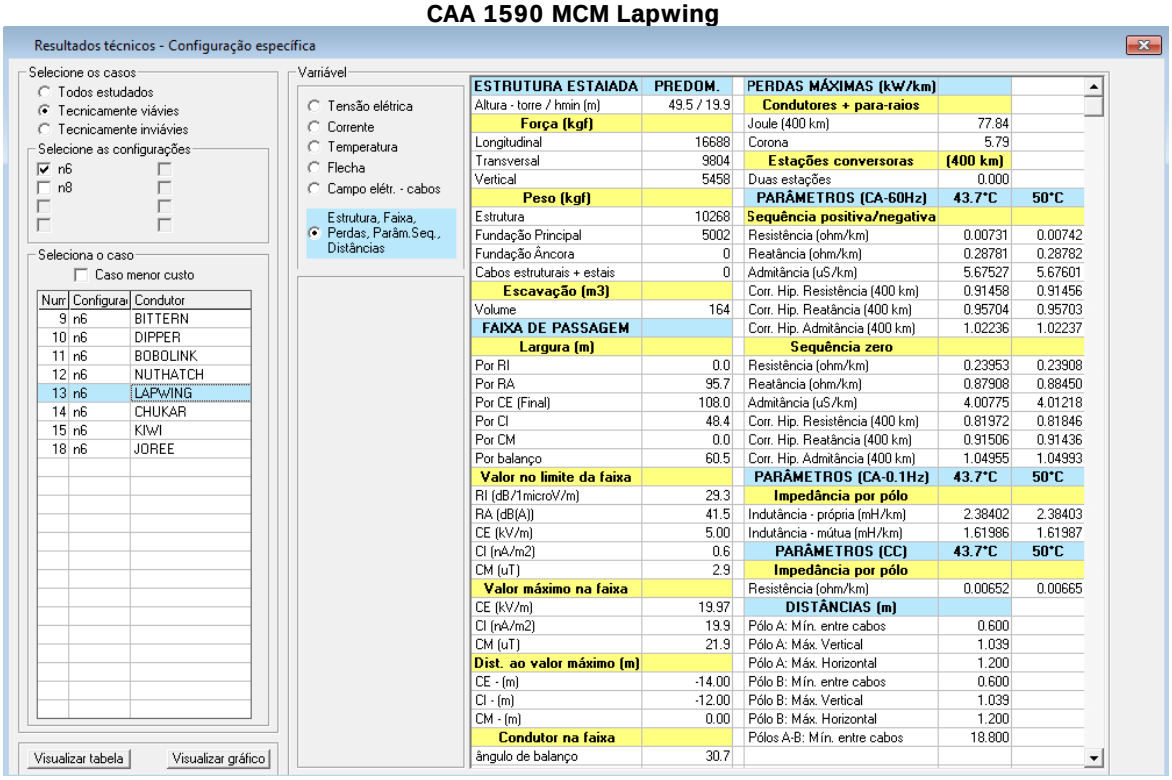
(ii) caso se opte por novo projeto, os custos de projeto e ensaios são considerados irrisórios, quando comparados com o investimento total. Entretanto, o tempo dispendido entre discussão de critérios, projeto e ensaio de carregamento, pode durar meses (da ordem de 10 a 11 meses). Assim, repetindo-se o projeto pode haver ganho desse tempo na sua implantação. A implantação pode ser adiantada, por exemplo, com o início antecipado da campanha de sondagem e os projetos de fundações.

Ponderando-se os diversos aspectos anteriormente expostos, optou-se por recomendar o condutor Lapwing (CAA 1590 MCM) para as novas linhas objeto deste estudo.

7.3 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 para o bipolo B uma linha de transmissão em ± 800 kV, com 6 sub condutores por polo, feixes com 0,6 metros de raio geométrico, constituídos por condutores tipo CAA de 1590 MCM de bitola, Lapwing. A Tabela 7-6, extraída do programa ELEKTRA, apresenta um sumário dos principais resultados obtidos para a linha com esse condutor.

Tabela 7-6 - Sumário dos principais resultados técnicos para LT 800 kV CC com 6 condutores por polo CAA 1590 MCM Lapwing



A Figura 7.6, extraída do ELEKTRA, ilustra a planta de perfil para a linha com estruturas típicas e vão de 450 metros. A Figura 7.7 apresenta as coordenadas geométricas para a torre típica.

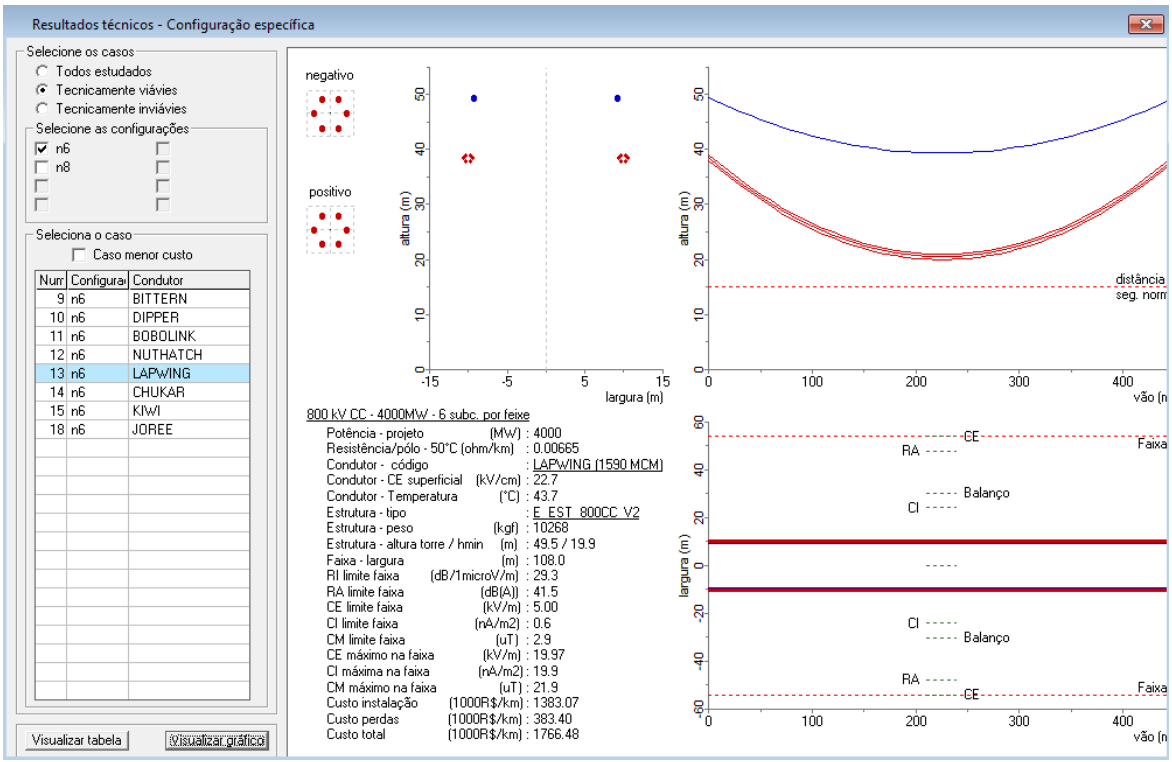


Figura 7.6 – Planta de perfil da linha em 800 kV CC com estruturas e vão típicos

Tabela 7-7 - 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

A apresenta a disposição geométrica dos condutores e para-raios em estrutura típica da linha de transmissão em 800 kV , considerando um vão de 450 metros entre estruturas . A distância mínima condutor solo resulta em 19,9 metros e a largura da faixa de segurança em 108 metros.

Os polos são horizontais com feixes circulares constituídos por 6 sub condutores espaçados de 0,60 metros, e cabos para-raios tipo ERA 3/8". A estrutura predominante é tipo estaiada.

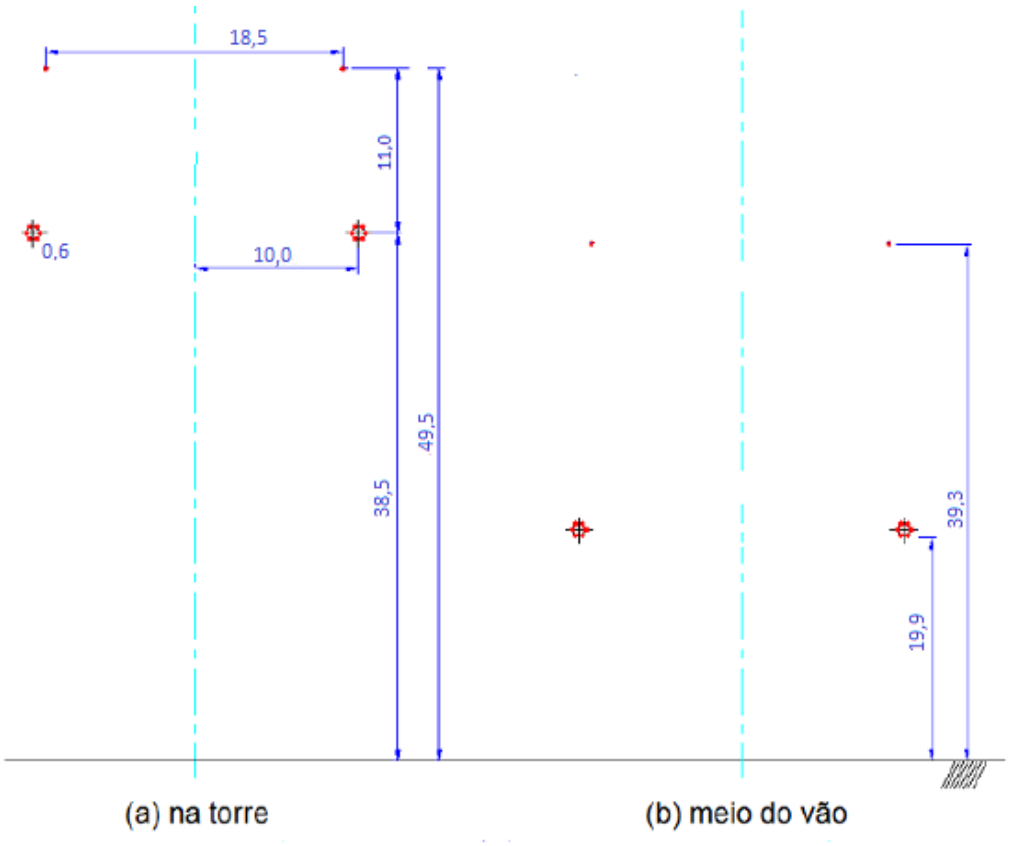


Figura 7.7 – Disposição geométrica dos condutores (6x CAA 1590 Lapwingw por polo) e para-raios da linha de transmissão em ± 800 kV

7.4 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 [14] [15], assim como, através dos documentos técnicos elaborados pela Aneel, anexos ao processo de leilão desses empreendimentos

A concepção básica dos dois bipolos objetos do corrente estudo de planejamento, que incluem suas conversoras, apoia-se nessa experiência anterior.

7.4.1 Potência nominal dos bipolos

Os dois bipolos em estudo têm previsão de operar em dois sentidos de transmissão. A transmissão em sentido direto corresponde, para o bipolo A, transmitir da SE Paraupebas para a SE Assis. Para o bipolo B, da SE Presidente Dutra para a SE Silvânia.

A potência nominal de cada um dos dois bipolos (elos CC) 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 para o bipolo A corresponde à SE Paraupebas e para o bipolo B, a SE Presidente Dutra.

Conforme indicado no capítulo 6 deste relatório, como forma de otimizar a potência dos elos CC e atender ao requisito de intercâmbio na faixa 7.500 – 8.000 MW entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste foram adotadas potências de 4000 MW para ambos os bipolos.

7.4.2 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

7.4.3 Potência nominal das conversoras

Transmissão direta

No caso do bipolo A, para a transmissão no sentido da SE Paraupebas para a a SE Assis 2 (sentido direto), a potência nominal do retificador deverá ser de 4000 MW, considerando a tensão de 800 kV CC no retificador. De forma semelhante, no caso do bipolo B, para a transmissão no sentido da SE Presidente Dutra para a a SE Silvânia (sentido direto), a potência nominal do retificador deverá ser de 4000 MW, considerando a tensão de 800 kV CC no retificador.

Os terminais conversores localizados no sudeste (Assis 2 – bipolo A) e centro-oeste (Silvânia – bipolo B), operando como inversores, deverão ser dimensionados para receber a potência máxima injetada nos respectivos terminais retificadores, deduzindo-se as perdas nos respectivos retificadores e linhas de transmissão.

A apresenta uma estimativa dos valores mínimos das potências das inversoras em transmissão direta, ou seja, 3.851,7 MW (PCCcalc) para Assis e 3.888,8 MW (PCCcalc) para Silvânia. A partir desses resultados, a recomendação deste estudo para a potência nominal em corrente contínua da conversora de Assis 2, operando como inversora é de 3860 MW (Pcc). Para a conversora de Silvânia, operando como inversora, a potência nominal recomendada é de 3900 MW (Pcc).

Tabela 7-8 - Estimativa da potência das inversoras 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)
Paraupebas	Assis	4030	30	**4000**	2000	0,00593	0,00665	2,5	148,3	3851,7	28,9	3822,8
P. Dutra	Silvânia	4030	30	**4000**	1500	0,00593	0,00665	2,5	111,2	3888,8	29,2	3859,6

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

Observe-se que os valores de potência nominal foram recomendados tomando como base os comprimentos das linhas de transmissão, estimados, respectivamente, para o bipolo A e bipolo B, em 2000 km e 1500 km.

A potência nominal desses terminais 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 expectativas das avaliações energéticas é de transmissão reduzida no sentido reverso para qualquer um dos dois bipolos em estudo. As potências nominais das conversoras de Assis e Silvânia, operando como retificadoras, foram estabelecidas 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 as conversoras de Assis 2 e Silvânia devem ser dimensionadas, respectivamente, para operarem como retificadoras, com potência nominal de 3280 (~0,85x3860) e 3310 (~0,85x3900). A Tabela 7-9 apresenta um sumário com os resultados da avaliação da potência transmitida no sentido reverso para cada um dos bipolos.

Tabela 7-9 - Carregamento dos bipolos em transmissão reversa

TRANSMISSÃO		CONVERSORA A (*)			LINHA DE TRANSMISSÃO (**)					CONVERSORA B		
A	B	Pca (MW)	Perdas (MW)	Pcc (MW)	L (km)	Rpolo 20°C (Ω/km)	Rpolo 50°C (Ω/km)	In (kA)	Perdas (MW)	Pcc (MW)	Perdas (MW)	Pca (MW)
Assis	Paraupebas	3304,6	24,6	**3280**	2000	0,00593	0,00665	2,050	99,7	3180,3	23,9	3156,4
Silvânia	P. Dutra	3334,8	24,8	**3310**	1500	0,00593	0,00665	2,069	76,2	3233,8	24,3	3209,6

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

7.4.4 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.

Para os dois bipolos, A e B, as perdas adicionais na transmissão reversa, com essa tensão ajustada, seriam da ordem de 37 MW, quando transmitindo com a potência nominal reversa.

Considerando premissas similares às consideradas para os bipolos associados a Belo Monte, justifica-se recomendar a tensão nominal 800 kV para as conversoras localizadas em Assis 2 e Silvânia, quando transmitindo em operação de retificação.

7.4.5 Arranjo da Ponte Conversora e Transformadores

Neste quesito também continuam válidas as premissas adotadas nas recomendações dos dois bipolos em 800 kV associados a Belo Monte, reproduzidas a seguir.

Para a transmissão de 4.000 MW, o arranjo das conversoras poderá ser com 1 ou 2 pontes por polo, conforme sugerido na Figura 7.8. 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 ou perda de elo. 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 7.9.

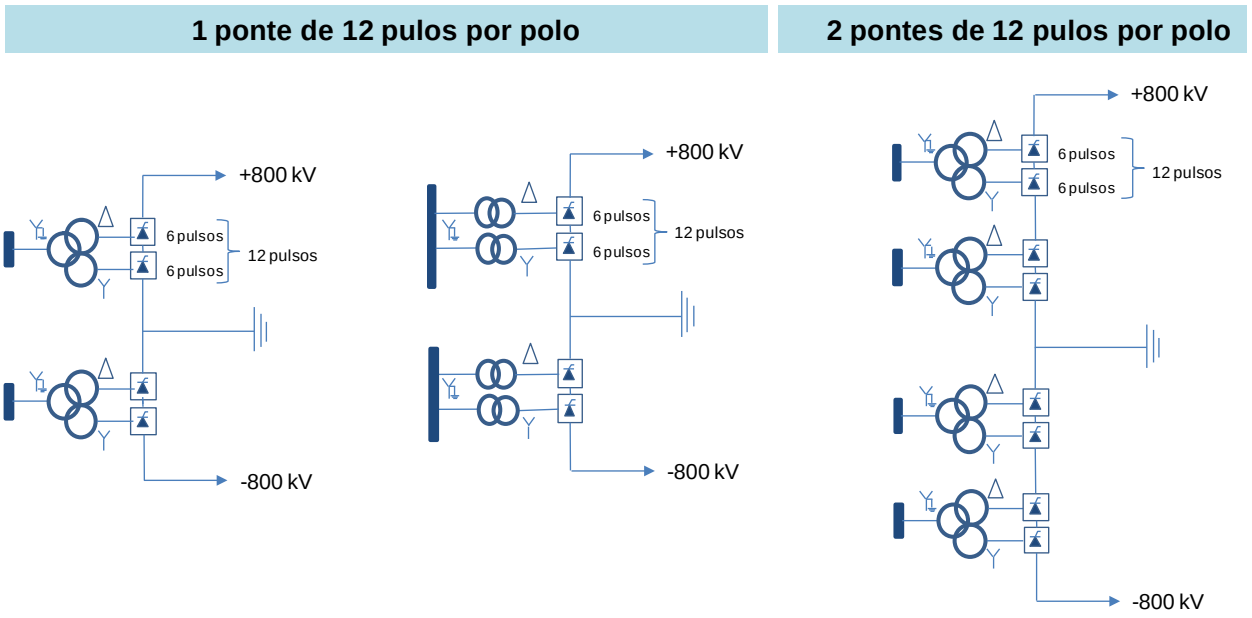
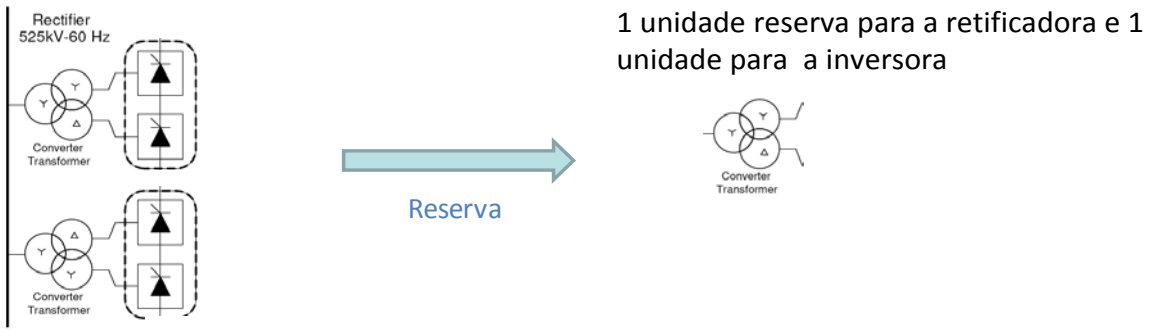


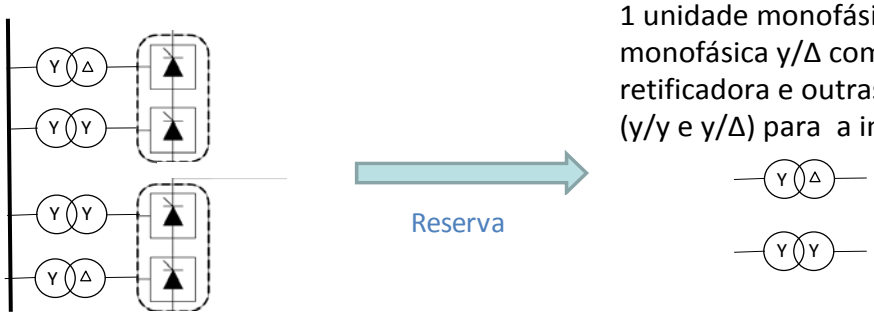
Figura 7.8 – Alternativas de arranjo das pontes conversoras para transmissão da ordem de 4000 MW

Configuração das conversoras considerando trafos de 3 enrolamentos



1 unidade reserva para a retificadora e 1 unidade para a inversora

Configuração das conversoras considerando trafos de 2 enrolamentos



1 unidade monofásica y/y e 1 unidade monofásica y/Δ como reserva para a retificadora e outras 2 unidas unidades (y/y e y/Δ) para a inversora

Figura 7.9 – Alternativas de configuração dos transformadores conversores

7.4.6 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.

7.4.7 Compensação Reativa

Para a avaliação do balanço de potência reativa e valores máximos dos módulos dos filtros, foram considerados os três cenários a seguir:

- Potência ativa máxima em cada Bipolo e fluxo elevado na interligação Norte-Sul, no patamar de carga pesada, para avaliar o perfil de tensão do sistema e o balanço de potência reativa nessa situação;
- Potência ativa máxima em cada Bipolo e fluxo moderado na interligação Norte-Sul, no patamar de carga leve, para avaliar os valores máximos de módulos dos filtros, de forma a respeitar os limites de variação de tensão sob manobra desses elementos; e
- Potência ativa mínima em cada Bipolo e fluxo reduzido na interligação Norte-Sul, no patamar de carga leve, para avaliar o máximo de módulos de filtros ligados; sem que ocorra violação de tensão na barra terminal.

Considerou-se como premissa que os filtros nas conversoras dos Bipolos A e B devem oferecer, em condições nominais, potência reativa acima de 90% da máxima requerida por conversora, que é cerca de 2.000 Mvar. Como avaliação inicial, foi utilizado um montante total de 1.875 Mvar por conversora. Desta forma, numa condição de máxima absorção de potência reativa dos bipolos, a rede poderá fornecer até 125 Mvar para cada conversora.

A Tabela 7-10 apresenta os resultados referentes à condição de todos os filtros ligados, que é inerente ao despacho da potência nominal dos bipolos, no patamar de carga pesada.

Tabela 7-10 - Balanço de potência reativa com potência ativa nominal em cada bipolo – Carga Pesada – Norte Exportador

Barra Terminal de CA	Potência ativa no conversor (MW)	Pot. reativa absorvida pelo elo (Mvar)	Tensão na barra CA terminal (pu)	Filtro total na tensão 1 pu (Mvar)	Pot. Reativa fornecida ao sistema na tensão de operação (Mvar)
Parauapebas (Bipolo A)	4.000,0	1.917,0	1,084	1875,0	285,0
Assis 2 (Bipolo A)	3.791,0	1.950,6	1,068	1875,0	187,9
Graça Aranha (Bipolo B)	4.000	1.917,0	1,071	1875,0	234,4
Silvânia (Bipolo B)	3.847,7	1970,2	1,081	1875,0	236,8

Observa-se na Tabela 7-10 que, mesmo com os filtros dimensionados para potência reativa nominal inferior ao que é efetivamente consumido pelas conversoras, há um resíduo de potência reativa fornecida ao sistema durante a operação plena dos bipolos, que é devido aos valores de tensão normalmente serem mantidos acima de 1,050 pu nas barras terminais dos bipolos.

Uma vez definido que o montante total de 1.875 Mvar de filtro por conversora atende aos requisitos de balanço de potência reativa com o sistema, o passo seguinte foi analisar a variação de tensão nas barras terminais sob condição de manobra dos filtros. Considerando como requisito mínimo as especificações do último edital de licitação de sistema HVDC, a manobra de bancos, sub-bancos, capacitores, reatores e filtros não deve provocar na barra CA da conversora variação na tensão superior a 3,0% em relação à tensão pré-manobra, mantendo a tensão final dentro da faixa de tensão CA definida para a barra terminal.

Para observar as variações de tensão, os casos de fluxo de potência foram simulados sem controle automático de tape (CTAP) e sem controle remoto de potência reativa (CREM). A apresenta os resultados das simulações.

Tabela 7-11 - Variação de tensão nas barras CA das conversoras sob condição de manobra de filtros - Norte Exportador - Carga Leve

Barra Terminal de CA	Tensão antes da manobra (pu)	Potência reativa máxima por módulo de filtro (Mvar)	Variação de tensão em manobra (%)
Parauapebas (Bipolo A)	1,069	600,0	3,0
Assis 2 (Bipolo A)	1,070	450,0	3,0
Graça Aranha (Bipolo B)	1,068	570,0	2,8
Silvânia (Bipolo B)	1,070	460,0	3,0

Nota-se que a potência reativa máxima por módulo de filtro, a depender da barra terminal, pode variar entre 450 e 600 Mvar. Nesta condição, de modo a respeitar o limite de tensão de 1,10 pu nas barras terminais de 500 kV após a monobra do filtro, a tensão máxima pré-manobra deve estar limitada a valores em torno de 1,070 pu.

Com o objetivo de propiciar maior flexibilidade operativa, caracterizada pela possibilidade de se operar o sistema com tensões pré-manobra de filtros superiores a 1,070 pu, as simulações de fluxo de potência e de transitórios eletromecânicos, consideraram, referencialmente, seis módulos de filtros por conversora, o que representa o montante de 312,5 Mvar por módulo.

A Tabela 7-12 apresenta a variação de tensão nas barras terminais em função da manobra do módulo de filtro considerado.

Tabela 7-12 - Variação máxima nas barras de C.A considerando a manobra de um dos filtros planejados - Norte Exportador- Carga Leve.

Barra Terminal de CA	Quantidade de Filtros Planejados	Potência Reativa de cada Filtro (Mvar)	Variação de tensão em manobra (%)
Parauapebas (Bipolo A)	6	312,5	1,4
Assis 2 (Bipolo A)	6	312,5	2,0
Graça Aranha (Bipolo B)	6	312,5	1,7
Silvânia (Bipolo B)	6	312,5	1,8

Nota-se que as variações de tensão em manobra foram inferiores a 3% em todos os terminais, sendo a maior variação ocorrida em Assis 2, com valor correspondente a 2%.

Como última análise, considerando os módulos de filtros de 312,5 Mvar cada, verificou-se a quantidade máxima de módulos de filtros que poderiam estar ligados, na condição de potência ativa mínima em cada Bipolo, sem que houvesse violação de tensão nas barras terminais. A Tabela 7-13 a seguir apresenta os resultados das simulações, no patamar de carga leve.

Tabela 7-13 - Potência reativa máxima fornecida ao SIN na condição de potência ativa mínima em cada Bipolo – Carga Leve

Barra Terminal de CA	Potência Ativa despachada no elo (MW)	Pot. Reativa absorvida pelo elo (Mvar)	Tensão na barra CA (pu)	Quantidade Máxima de filtros ligados (Mvar)	Pot. Reativa fornecida ao Sistema na tensão terminal da barra (Mvar)
Parauapebas (Bipolo A)	400,0	119,0	1,091	2 x 312,5	625,0
Assis 2 (Bipolo A)	398,0	132,0	1,100	1 x 312,5	246,0
Graça Aranha (Bipolo B)	400,0	119,0	1,084	3 x 312,5	982,3
Silvânia (Bipolo B)	398,5	132,0	1,089	2 x 312,5	609,7

Com base nos resultados apresentados na Tabela 7-13, é possível observar que o terminal de maior restrição de filtro é o de Assis 2, permitindo apenas um módulo ligado durante a operação de potência ativa mínima do bipolo. Cabe destacar que, na fase de dimensionamento dos filtros, caso seja identificada a necessidade de uma quantidade maior de filtros ligados durante a

operação de potência ativa mínima dos bipolos, deverá ser analisada a possibilidade de recomendação de reatores adicionais, de forma a evitar violações de tensão nas barras terminais.

7.4.8 Capacidade de sobrecarga

Durante as avaliações de segurança dinâmica do bipolos, constatou-se que o bloqueio de um polo do Bipolo A, desconsiderando-se a capacidade de sobrecarga no polo remanescente, levou a região Sudeste ao colapso de tensão, indicando a necessidade de novos equipamentos de compensação reativa variável.

Entretanto, na hipótese da utilização da capacidade de sobrecarga do polo remanescente, não houve colapso nem a necessidade de maiores reforços na rede CA, o que evidenciou a eficiência da utilização da sobrecarga transitória do polo remanescente do Bipolo A.

Já na avaliação de perda do Bipolo B com e sem a capacidade de sobrecarga não se constatou a necessidade de capacidade de sobrecarga no polo remanescente na ocorrência da contingência de polo para os cenários estudados.

Contudo, a perda de polo aumenta o carregamento e os requisitos de controle de tensão nas interligações Norte – Nordeste para o Sudeste. Estas interligações por sua vez serão cada vez mais utilizadas devido ao grande potencial de fontes eólicas que vêm se concretizando nos últimos leilões de geração.

Logo, este potencial pode ser limitado devido a restrições de intercâmbio oriundo da perda de polo. Assim, torna-se pertinente o dimensionamento do Bipolo B com as mesmas capacidades de sobrecarga que o Bipolo A, possibilitando, também, maior flexibilidade operativa ao sistema interligado.

Os valores previstos são mostrados na Tabela 7-14. Ressalta-se que ao se utilizar as sobrecargas de 33% por meia hora o elo deverá ter capacidade para retornar à potência plena.

Tabela 7-14 - Capacidade de sobrecarga considerada no Bipolo A e B

Sobrecarga (%)	Tempo
50	5 segundos
33	½ hora

Estes valores de sobrecargas recomendadas garantem a possibilidade de utilização dos bipolos em sua potência nominal, atendendo aos critérios de planejamento mesmo nos cenários críticos de intercâmbio.

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.

7.4.9 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 cada elo CCAT poder operar com potência mínima de até 10% da potência nominal.

7.4.10 Modos de Operação

Para cada um dos bipolos recomenda-se as seguintes opções de operação:

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

7.4.11 Sistema de Controle

A filosofia básica de controle dos Bipolos 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 que 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 k 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, este perde a capacidade de controlar a corrente.

Além do controle de potência de bipolo, foi adotada a transferência de potência em caso de perda de bipolo. Em caso de bloqueio do bipolo A ou de bloqueio do bipolo Xingu – Estreito ou do, Xingu – Terminal Rio, a potência suprimida foi distribuída entre os elos CCAT Xingu – Estreito e Xingu – Terminal Rio. Foram consideradas as capacidades de sobrecarga de curta duração desses bipolos (50% por 5 segundos e 33% por 30 minutos).

7.5 Principais Constatações

7.5.1 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 parâmetros nominais de tensão (800 kV) e potência (4000 MW) iguais aos dos bipolos objeto deste estudo.

A partir dessa concepção básica de linha de transmissão foram realizados os estudos para otimização das linhas atuais, através do programa ELEKTRA do Cepel, atualizando os condicionantes técnicos do sistema elétrico no qual os bipolos estão inseridos, seus comprimentos estimados, assim como os condicionantes econômicos.

Dessa experiência pregressa com linhas de transmissão em ± 800 kV CCAT, foi considerada apenas feixes de 6 sub condutores por polo. Com fator de perdas 0,25, custo das perdas R$154/MW e taxa de atualização do capital 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 1272 MCM e 1431 MCM, além do Lapwing (1590 MCM). O condutor de menor custo total e menor custo de instalação correspondeu ao de bitola 1272 MCM, “Bittern”.

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

Quanto a análise da queda máxima de tensão nessas linhas CCAT longas, resultou que o condutor de bitola 1272 MCM, Bittern, poderia ser recomendado como solução para ambos os bipolos em estudo.

Entretanto, a experiência recente do planejamento, que recomendou o condutor CAA de 1590 MCM, “Lapwing”, para as duas primeiras linhas em 800 kV CC do Brasil, justificou uma avaliação adicional, considerando a opção do condutor Lapwing ao invés do Bittern.

No que diz respeito ao fluxo na linha (refletido no fator de perdas adotado), na medida em que a linha opere com fluxos superiores aos estimados inicialmente, a vantagem econômica do Bittern se reduz com relação ao Lapwing. Quanto às perdas, as duas linhas transmitindo na potência nominal e equipadas com condutores Lapwing, 1590 MCM ao invés do condutor Bittern, 1272 MCM, resultam em uma redução de perdas correspondentes a cerca de 75 MW. Ou seja, a opção Lapwing representa uma injeção adicional de potência na região Sudeste de cerca de 75 MW..

No que diz respeito às restrições impostas pelos limites de campo elétrico na faixa de segurança. as linhas em estudo, dos bipolos A e B, com feixes de 6 condutores Bittern por polo, necessitam de faixa de segurança de 128,3 metros, 20,3 metros mais larga, portanto, do que igual linha com condutores Lapwing. De forma similar, a torre típica com o condutor Bittern é cerca de 2,5 metros mais alta. Em vista das restrições crescentes para implantação de novas linhas de transmissão, um aumento de 20,3 metros na faixa de segurança pode representar um impacto adicional considerável.

Por outro lado, 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 das novas linhas.

Assim, pelas avaliações expostas justificou-se recomendar o condutor Lapwing (CAA 1590 MCM) para as novas linhas objeto deste estudo.

7.5.2 Conversoras

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

Os bipolos do estudo atual têm potência nominal igual a 4000 MW e previsão de operar em dois sentidos de transmissão. A transmissão em sentido direto corresponde, para o bipolo A, transmitir da SE Paraupebas para a SE Assis 2. Para o bipolo B, da SE Presidente Dutra 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 de Assis 2 é de 3860 MW (Pcc), enquanto para Silvânia, é de 3900 MW (Pcc). Na transmissão reversa, em função dos requisitos de transmissão, as conversoras de Assis 2 e Silvânia operando como retificadoras devem ser dimensionadas, respectivamente, para operarem com potência nominal de 3280 MW e 3310 MW. A tensão CC nessas conversoras em transmissão reversa deve ser mantida igual à tensão nominal 800 kV para reduzir perdas.

Quanto a potência mínima, por não ter sido identificado requisitos de potência inferiores a 10%, foi recomendado este valor que não representa dificuldades tecnológicos para os fabricantes de conversoras convencionais 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, ora em implantação, 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 aos modos de operação foram recomendados os tradicionais 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 "*master control".* Este controle, diferentemente dos recomendados anteriormente, apresenta lógica de redespacho entre bipolos localizados eletricamente e geograficamente distantes uns dos outros.

Esta estratégia de controle elimina a necessidade de cortes de geração em contingências de bipolos de menor severidade e reduz os cortes necessários nas contingências envolvendo mais de um elo CC, além de aumentar a estabilidade de tensão do sistema.

8 DEFINIÇÃO DA COMPENSAÇÃO SHUNT

Nesse capítulo, serão definidos os detalhes da compensação shunt necessária para os reforços CA indicados nas alternativas recomendadas tanto para o Bipolo A quanto parao Bipolo B. O resultado final dessa análise consistirá na recomendação dos seguintes itens:

1. Necessidade ou não de reatores de linha, e definição dos valores, em Mvar;
2. Definição da forma de conexão dos reatores de linha: fixos ou manobráveis;
3. Montante de compensação shunt nas barras e a modulação dos reatores de barra.

Para chegar a essas definições, foram necessários 3 tipos de análises, a saber:

a. Análise simplificada de religamento monopolar (extinção de arco secundário);
b. Análise em regime permanente e em contingência, nos cenários de carregamento máximo e de carregamento mínimo, de forma a manter os critérios de limite de tensão;
c. Análise de energização e rejeição de carga, de forma a atender os critérios de tensão máxima de terminal aberto e delta de tensão após chaveamento.

Salienta-se que todas as análises foram realizadas considerando os reforços e os elementos de compensação reativa indicados nos seguintes relatórios: “Estudo para Escoamento do Potencial Eólico do Litoral dos Estados do Maranhão, Piauí e Ceará” [27], “Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Área Leste da Região Nordeste” [24] e “Aumento da Capacidade de Transmissão da Interligação Nordeste-Sudeste” [25].

8.1 Análise Simplificada de Religamento Monopolar

Nessa análise, desconsideram-se os elementos série da LT e concentram-se os elementos shunt (capacitância da linha e reatores de linha shunt) em um único ponto, em cada uma das fases. O nível de compensação da LT é diretamente relacionado à ocorrência de ressonância na abertura de uma das fases e a condição de ressonância pode ser expressa pela equação 1 abaixo:

$$\frac{1}{\omega . L} = \frac{\omega . (2C_1 + C_0)}{3}$$

Em que:

C_1 = capacitância de sequência positiva da LT

C_0 = capacitância de sequência zero da LT
L = indutância dos reatores de linha

Sendo k a relação entre a impedância shunt da linha e dos reatores shunt da linha, ou seja, o grau de compensação da linha, temos:

$$k = \frac{1}{\omega^2 . C_1 . L}$$

Substituindo L na primeira equação, temos que a condição de ressonância ocorre para o seguinte valor de k:

$$k = \frac{2 + \frac{C_0}{C_1}}{3}$$

Como estão sendo utilizadas LTs de configuração 4x954MCM cabo Rail, com C1=5,2246 µS/km e C0=3,2944 µS/km, verifica-se um valor de compensação k = 87,7%, para que haja ressonância.

Assim, de forma a se afastar desse valor e considerando o alto valor de injeção de potência reativa capacitiva que linhas de transmissão com essa configuração proporcionam, foi adotado como valor máximo uma compensação de 70%, um valor relativamente alto, porém suficientemente abaixo do valor de k encontrado através da equação acima.

Esse valor inicial, no entanto, deverá ser melhor especificado no R2.

8.2 Análise em Regime Normal e em Contingência

Tendo como dado de entrada os percentuais de compensação indicados no subitem anterior, a próxima etapa consiste no dimensionamento do montante de compensação shunt para os novos barramentos de 500 kV, de forma que:

a. Em regime normal, as tensões estejam dentro dos limites da Tabela 4.1;

b. 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;

c. Ao manobrar reatores de barra, o delta de tensão não seja maior que 5% da tensão nominal do barramento;

d. 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.

As análises indicaram que foi possível manter, no cenário de carga pesada combinado a altos valores de despacho nos dois elos de corrente contínua, perfis de tensão adequados para a malha de 500 kV. 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%.

8.3 Análise de Energização e Rejeição de Carga

Foi analisada a energização inicial dos reforços CA e das LTs seccionadas 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, que será descrito em cada uma das análises.

Para verificar possíveis violações de tensão no terminal aberto, a tensão no terminal emissor foi ajustada em 1,10 pu, de forma a simular o pior cenário possível de tensão no terminal emissor. A Tabela 8-1 mostra os resultados obtidos para a análise de tensão de terminal aberto para todas as LTs 500 kV indicadas neste estudo, além da análise para as LTs resultantes dos seccionamentos nas SEs Silvânia, Assis 2 e Graça Aranha.

Tabela 8-1 – Tensão de Terminal Aberto (pu)

Linha de Transmissão	Percentual de Compensação Shunt	Tensão (pu)		
		Terminal Emissor	Terminal Aberto	
			Com Compensação Shunt	Sem Compensação Shunt
LT 500 kV Silvânia - Trindade	54,5%	1,100	1,112	1,126
LTs Resultantes de Seccionamento				
LT 500 kV Samambaia - Silvânia C1 (terminal aberto em Samambaia)	72,2%*	1,100	1,098	-
LT 500 kV Samambaia - Silvânia C1 (terminal aberto em Silvânia)		1,100	1,108	-
LT 500 kV Silvânia - Emborcação (terminal aberto em Silvânia)	27,6%*	1,100	1,143	-
LT 500 kV Silvânia - Emborcação (terminal aberto em Emborcação)		1,100	1,118	-
LT 500 kV Samambaia - Silvânia C2 (terminal aberto em Samambaia)	70,3%*	1,100	1,098	-
LT 500 kV Samambaia - Silvânia C2 (terminal aberto em Silvânia)		1,100	1,108	-
LT 500 kV Silvânia - Itumbiara (terminal aberto em Silvânia)	49,1%*	1,100	1,149	-
LT 500 kV Silvânia - Itumbiara (terminal aberto em Itumbiara)		1,100	1,100	-
LT 500 kV Marimbondo 2 - Assis 2 (terminal aberto em Marimbondo 2)	60,8%	1,100	1,130	-
LT 500 kV Marimbondo 2 - Assis 2 (terminal aberto em Assis 2)		1,100	1,130	-
LT 500 kV Araraquara - Assis 2 (terminal aberto em Araraquara)	52,2%	1,100	1,133	-
LT 500 kV Araraquara - Assis 2 (terminal aberto em Assis 2)		1,100	1,124	-
LT 500 kV Graça Aranha - Teresina II C3 (terminal aberto em Graça Aranha)	81,5%	1,100	1,101	-
LT 500 kV Graça Aranha - Teresina II C3 (terminal aberto em Teresina II)		1,100	1,112	-

* Compesação shunt em apenas um terminal da LT

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 e para as trechos de linha de transmissão resultantes de seccionamentos.

8.3.1 Eixo Silvânia - Trindade

Este eixo é composto pela LT 500 kV Silvânia - Trindade, com comprimento total de aproximadamente 161 km. Para esse eixo, a análise de rejeição de carga foi a dimensionadora da compensação a ser utilizada, resultando numa compensação final de 54,5%, com um reator de linha fixo de 60 Mvar em cada uma de suas extremidades.

Nos itens seguintes são mostrados os resultados para esse valor de compensação shunt.

8.3.1.1 Energização por Silvânia

A Figura 8-1 mostra o sequenciamento de manobras para energização do eixo Silvânia - Trindade a partir da SE Silvânia, utilizando os recursos de controle de tensão definidos nas etapas anteriores. O cenário utilizado foi o 3B (item 4.6), que dentre todos foi o que apresentou os maiores delta de tensão pós-energização. Estão sendo considerados na análise os compensadores síncronos indicados através da análise dinâmica (Capítulo 13), com destaque para aqueles os conectados à SE Silvânia, que influenciam bastante essa região.

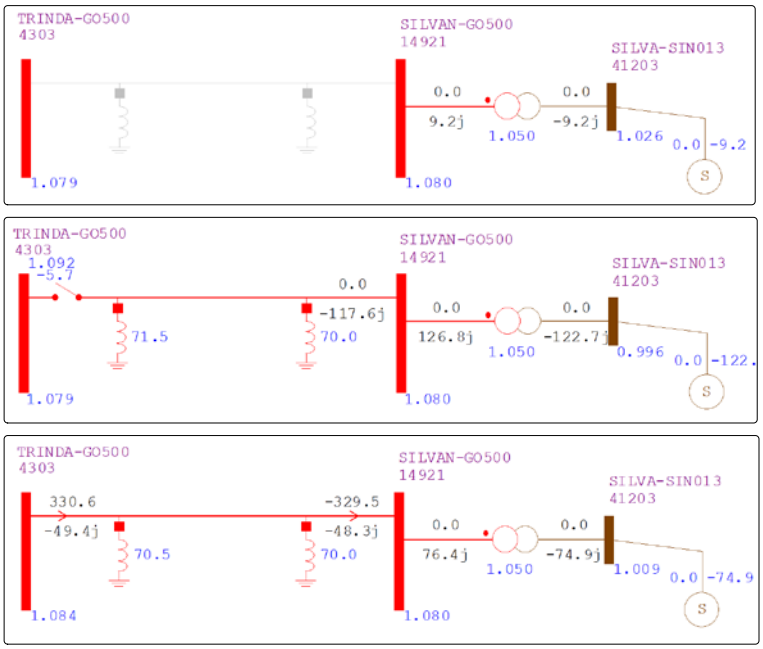


Figura 8-1 – Energização Eixo Silvânia - Trindade: por SE Silvânia

Observa-se que a energização do eixo via SE Silvânia, considerando os reatores fixos recomendados, é perfeitamente possível, atendendo a todos os critérios de tensão. A energização por esse terminal é facilitada pela resposta dos compensadores síncronos da SE Silvânia, que compensam o potência reativa injetada no barramento de 500 kV após energização do terminal emissor.

8.3.1.2 Energização por Trindade

A Figura 8-2 mostra o sequenciamento de manobras para energização do eixo Silvânia - Trindade a partir da SE Trindade, utilizando os recursos de controle de tensão definidos nas etapas anteriores. O cenário utilizado foi o 3B (item 4.6), que dentre todos foi o que apresentou os maiores delta de tensão pós-energização.

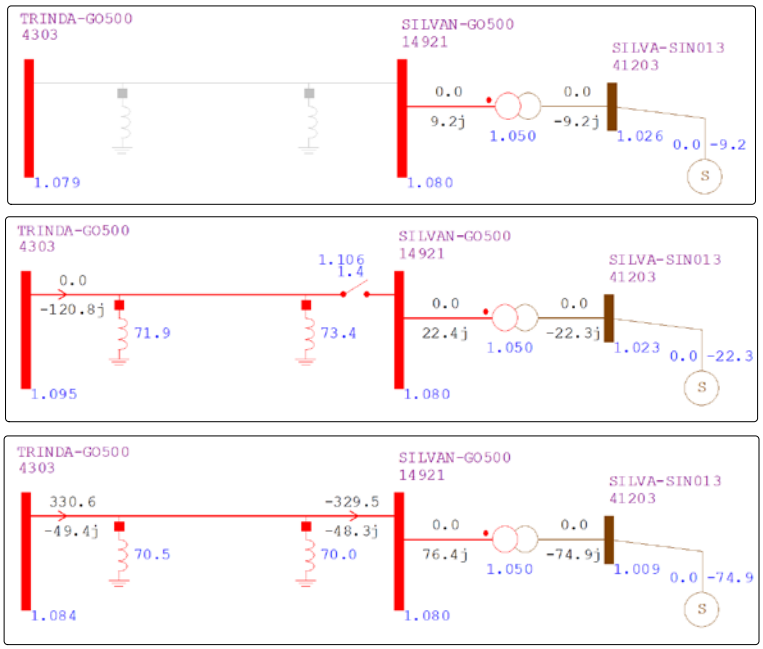


Figura 8-2 – Energização Eixo Silvânia – Trindade: por SE Trindade

Observa-se que a energização do eixo via SE Trindade é perfeitamente possível, atendendo a todos os critérios de tensão.

8.3.1.3 Abertura de Terminal

A Figura 8-3 mostra a rejeição da LT 500 kV Silvânia - Trindade em cada um de seus terminais. O cenário utilizado nesse caso foi 5B (item 4.6), no qual a LT 500 kV Silvânia – Trindade está com alto carregamento no sentido de Silvânia para Trindade, no período de carga leve. Mesmo com a utilização de compensação alta da LT, ainda observou-se um delta de tensão de aproximadamente 3,0% no terminal de Trindade, quando da rejeição do terminal de Silvânia. Observa-se o atendimento aos critérios de tensão em todos os casos.

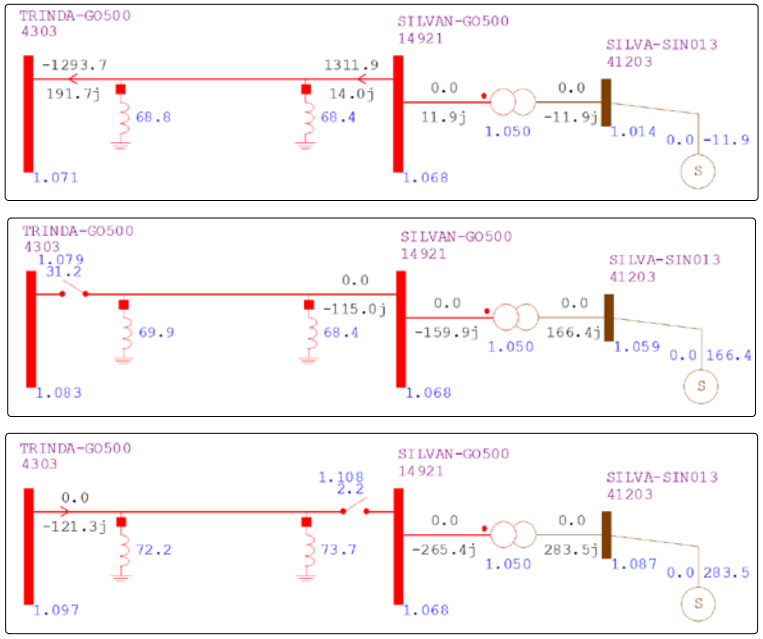


Figura 8-3 – Rejeição Eixo Silvânia - Trindade: por terminal

8.3.2 Eixo Samambaia - Silvânia

Esse eixo é composto por dois circuitos paralelos, sendo resultado do seccionamento das LTs 500 kV Samambaia – Emborcação e Samambaia - Itumbiara, na SE Silvânia. O objetivo dessa análise é verificar se serão mantidos os critérios de tensão quando da realização de manobras nos trechos de LT resultantes desses seccionamentos.

A compensação shunt nos circuitos 1 e 2 resultantes, fica em 70,3% e 72,2% da susceptância das LT, respectivamente (alocados apenas na extremidade de Samambaia), valores mais elevados de compensação em relação ao que havia anteriormente nas respectivas LTs seccionadas. Optou-se por manter os reatores fixos na extremidade de Samambaia, já que a compensação final ficou em torno de 70%, que é normalmente o valor mais alto suficiente para manter a LT fora da faixa de ressonância.

No entanto, recomenda-se que as análises sejam aprofundadas no âmbito do relatório R2, com possibilidade de indicação da instalação de reatores de neutro. Finalmente, a manutenção dos reatores de linha nos terminais de Samambaia não acarreta qualquer restrição para o controle de tensão durante a realização de manobras nos circuitos resultantes dos referidos seccionamentos, conforme ilustrado nos itens seguintes.

8.3.2.1 Energização por Samambaia

A Figura 8-4 mostra o sequenciamento de manobras para energização do eixo Samambaia - Silvânia a partir da SE Samambaia, após a realização do seccionamento. Foi utilizado o Cenário 1 para essa simulação.



Figura 8-4 – Energização Eixo Samambaia - Silvânia: por SE Samambaia

Observa-se que a energização do eixo via SE Samambaia é perfeitamente possível, atendendo a todos os critérios de tensão.

8.3.2.2 Energização por Silvânia

A Figura 8-5 mostra o sequenciamento de manobras para energização do eixo Samambaia - Silvânia a partir da SE Silvânia, após a realização do seccionamento. Foi utilizado o Cenário 1 para essa simulação.

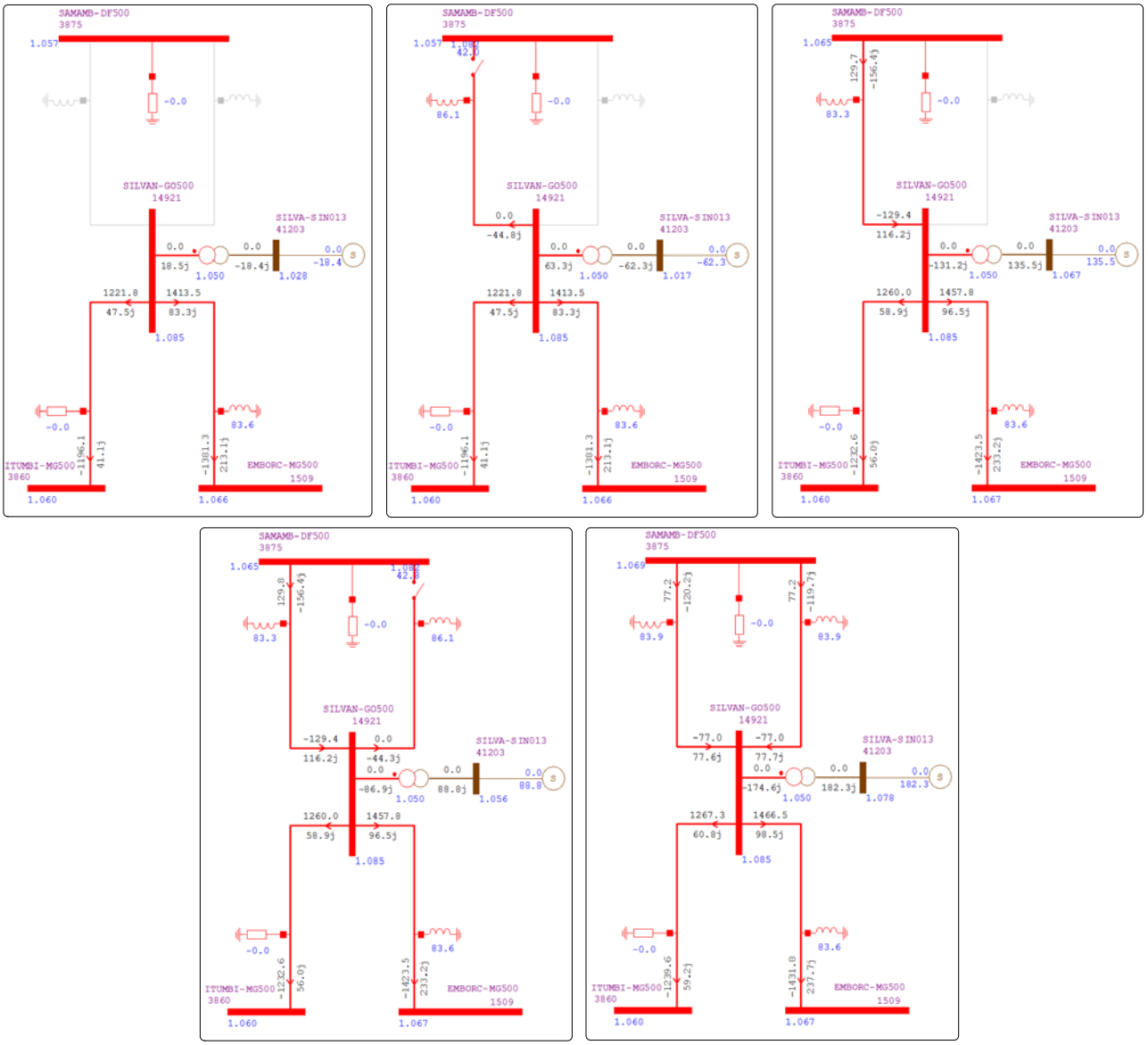


Figura 8-5 – Energização Eixo Samambaia - Silvânia: por SE Silvânia

Observa-se que a energização do eixo via SE Silvânia é perfeitamente possível, atendendo a todos os critérios de tensão.

8.3.2.3 Abertura de Terminal

A Figura 8-6 mostra a rejeição da LT 500 kV Samambaia – Silvânia C1 e C2, em cada um de seus terminais. Foi utilizado o Cenário 4B para essa simulação. Observa-se o atendimento aos critérios de tensão em todos os casos.

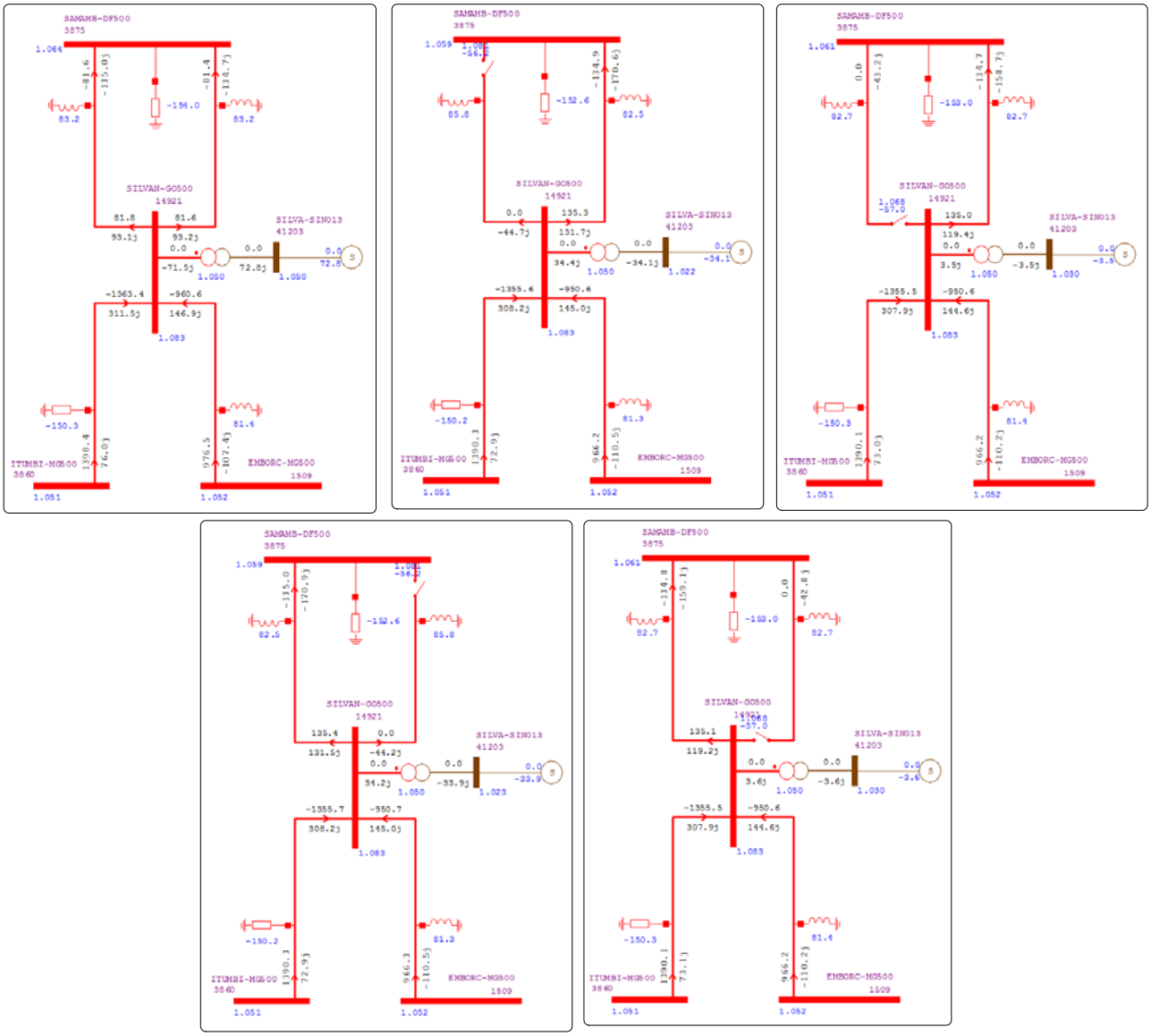


Figura 8-6 – Rejeição Eixo Samambaia - Silvânia: por terminal

8.3.3 Eixo Silvânia - Itumbiara

Esse eixo é resultado do seccionamento da LT 500 kV Samambaia - Itumbiara, na SE Silvânia. O objetivo dessa análise é verificar se serão mantidos os critérios de tensão quando da realização de manobras neste trecho de LT resultante do seccionamento. A compensação shunt desta LT resultante, mantendo-se o reator de linha manobrável na extremidade de Itumbiara, fica em 49,1% da susceptância da LT (alocado apenas na extremidade de Itumbiara), valor inferior à compensação da LT 500 kV Samambaia - Itumbiara antes do seccionamento. Por esse motivo, optou-se por manter o reator fixo na extremidade de Itumbiara, já que a compensação líquida da LT foi diminuída, afastando-se ainda mais da região de ressonância. Adicionalmente, sua presença

não acarreta qualquer restrição para o controle de tensão durante a realização de manobras na LT resultante do referido seccionamento, conforme ilustrado nos itens seguintes.

8.3.3.1 Energização por Silvânia

A Figura 8-7 mostra o sequenciamento de manobras para energização do eixo Silvânia - Itumbiara a partir da SE Silvânia, após a realização do seccionamento. Foi utilizado o Cenário 2B para essa simulação e considerado desligado o reator de linha manobrável do lado de Itumbiara, de forma a simular a pior condição operativa.

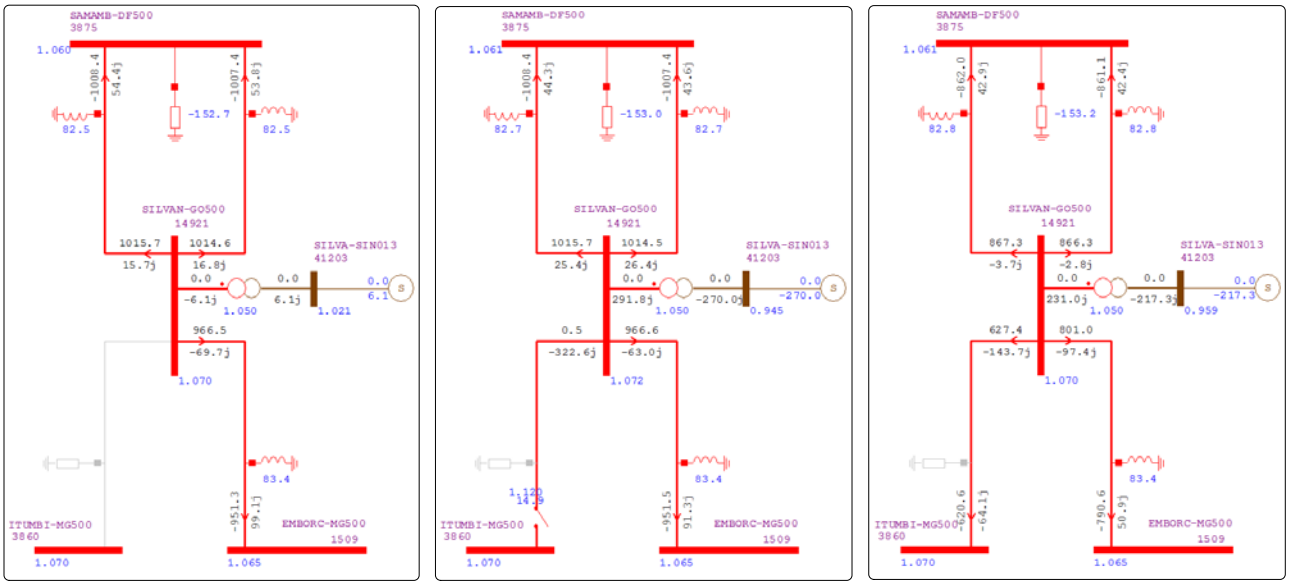


Figura 8-7 – Energização Eixo Silvânia - Itumbiara: por SE Silvânia

Observa-se que a energização do eixo via SE Silvânia é perfeitamente possível, atendendo a todos os critérios de tensão.

8.3.3.2 Energização por Itumbiara

A Figura 8-8 mostra o sequenciamento de manobras para energização do eixo Silvânia - Itumbiara a partir da SE Itumbiara, após a realização do seccionamento. Foi utilizado o Cenário 2B para essa simulação.

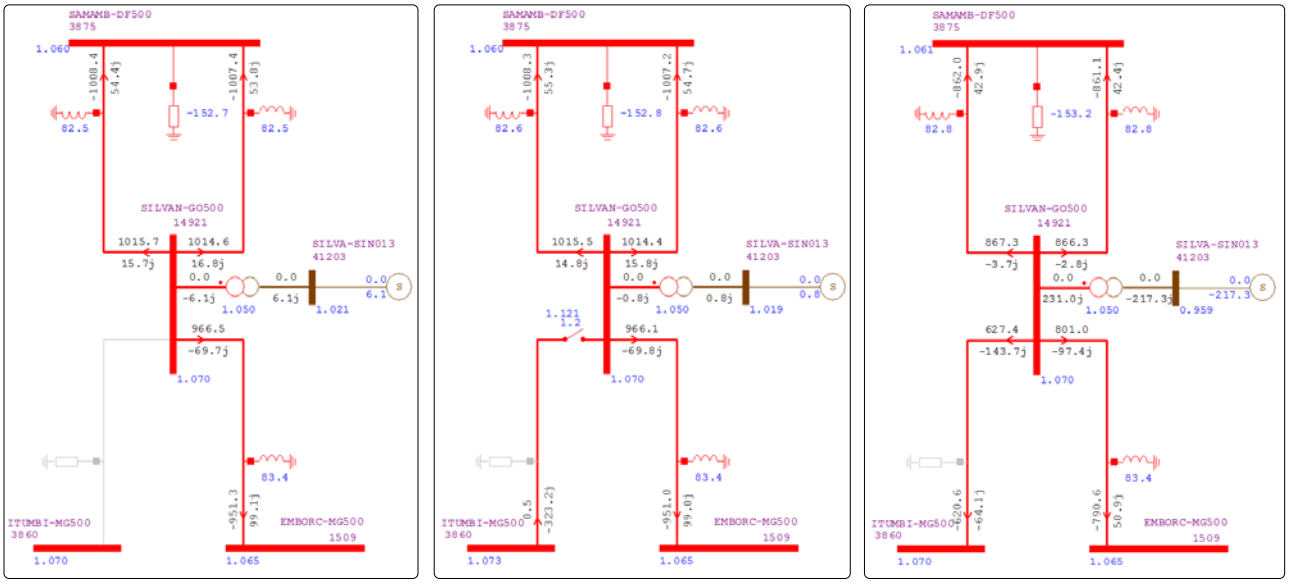


Figura 8-8 – Energização Eixo Silvânia - Itumbiara: por SE Itumbiara

Observa-se que a energização do eixo via SE Itumbiara é perfeitamente possível, atendendo a todos os critérios de tensão.

8.3.3.3 Abertura de Terminal

A Figura 8-9 mostra a rejeição da LT 500 kV Silvânia - Itumbiara, em cada um de seus terminais, sendo utilizado o Cenário 3B para simulação. Observa-se o atendimento aos critérios de tensão em todos os casos.

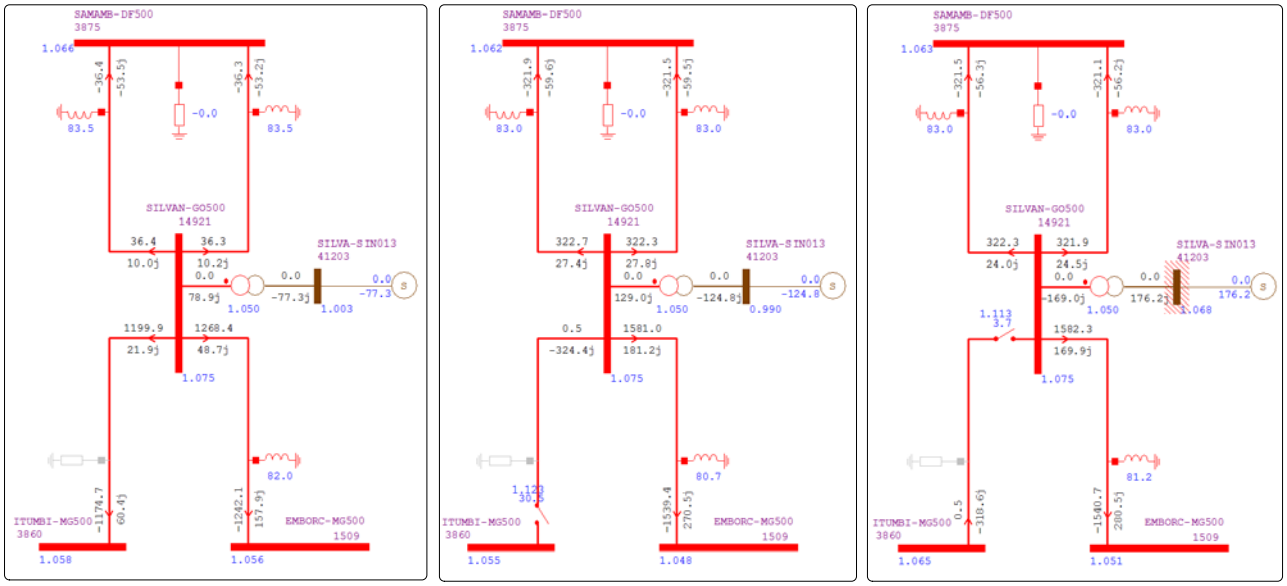


Figura 8-9 – Rejeição Eixo Silvânia - Itumbiara: por terminal

8.3.4 Eixo Silvânia - Emborcação

Esse eixo é resultado do seccionamento da LT 500 kV Samambaia - Emborcação, na SE Silvânia. O objetivo dessa análise é verificar se serão mantidos os critérios de tensão quando da realização de manobras neste trecho de LT resultante do seccionamento. A compensação shunt desta LT resultante, mantendo-se o reator de linha fixo na extremidade de Emborcação, fica em 27,6% da susceptância da LT (alocado apenas na extremidade de Emborcação), valor inferior à compensação da LT 500 kV Samambaia - Emborcação antes do seccionamento. Por esse motivo, optou-se por manter o reator fixo na extremidade de Emborcação, já que a compensação líquida da LT foi diminuída, afastando-se ainda mais da região de ressonância. Adicionalmente, sua presença não acarreta qualquer restrição para o controle de tensão durante a realização de manobras na LT resultante do referido seccionamento, conforme ilustrado nos itens seguintes.

8.3.4.1 Energização por Silvânia

A Figura 8-10 mostra o sequenciamento de manobras para energização do eixo Silvânia - Emborcação a partir da SE Silvânia, após a realização do seccionamento. Foi utilizado o Cenário 2B para essa simulação.

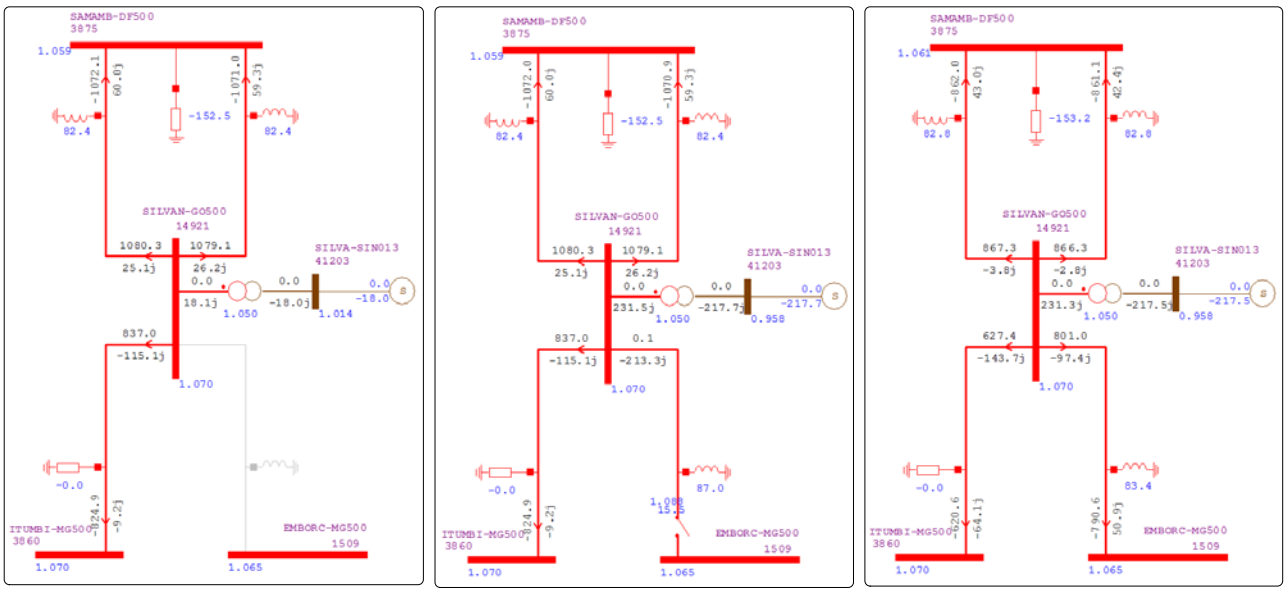


Figura 8-10 – Energização Eixo Silvânia - Emborcação: por SE Silvânia

Observa-se que a energização do eixo via SE Silvânia é perfeitamente possível, atendendo a todos os critérios de tensão.

8.3.4.2 Energização por Emborcação

A Figura 8-11 mostra o sequenciamento de manobras para energização do eixo Silvânia - Emborcação a partir da SE Emborcação, após a realização do seccionamento. Foi utilizado o Cenário 2B para essa simulação.

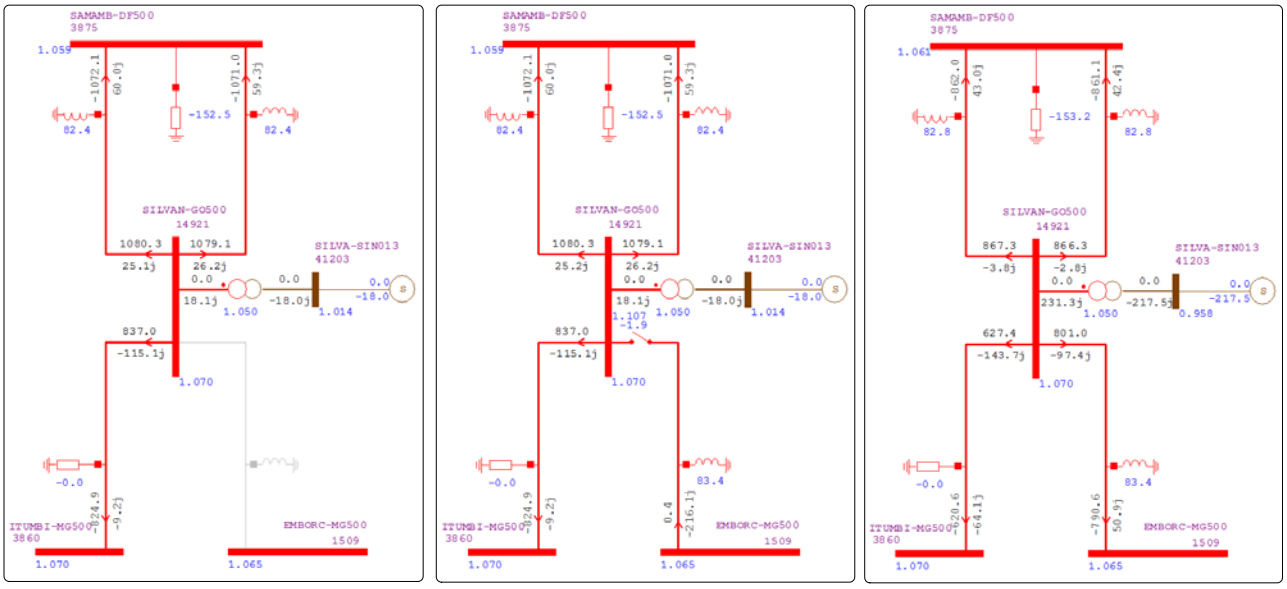


Figura 8-11 – Energização Eixo Silvânia - Emborcação: por SE Emborcação

Observa-se que a energização do eixo via SE Emborcação é perfeitamente possível, atendendo a todos os critérios de tensão.

8.3.4.3 Abertura de Terminal

A Figura 8-12 mostra a rejeição da LT 500 kV Silvânia - Emborcação, em cada um de seus terminais, sendo utilizado o Cenário 3B para simulação. Observa-se o atendimento aos critérios de tensão em todos os casos.

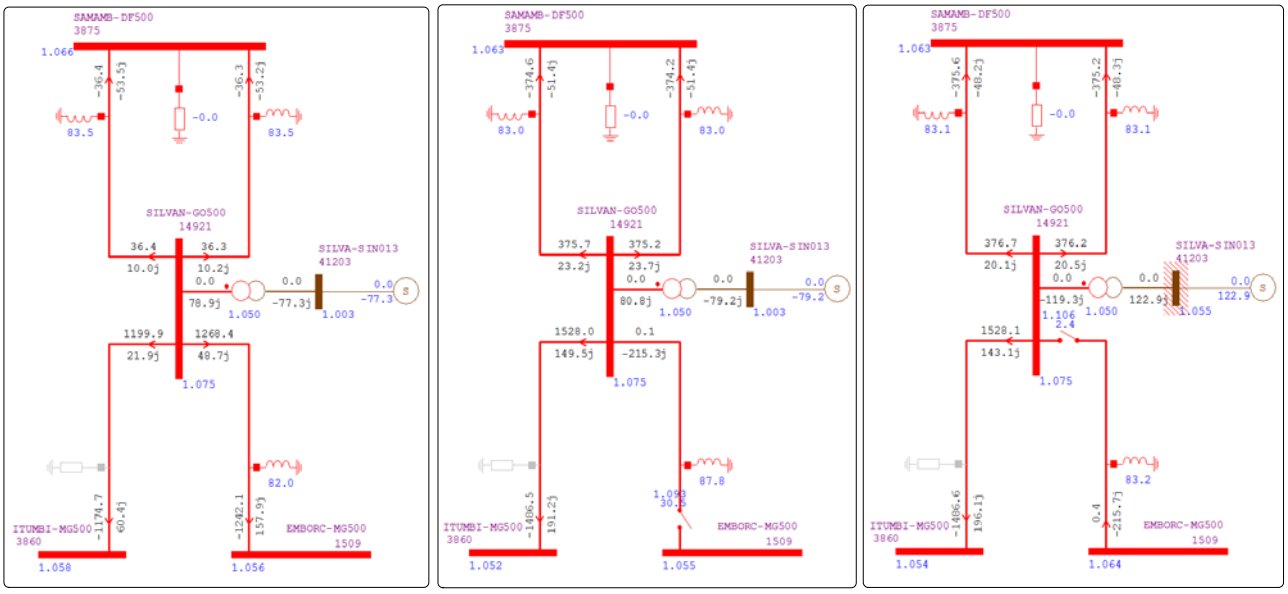


Figura 8-12 – Rejeição Eixo Silvânia - Emborcação: por terminal

8.3.5 Eixo Marimbondo II – Assis 2

Esse eixo é resultado do seccionamento da LT 500 kV Marimbondo II - Assis, na SE Assis 2. O objetivo dessa análise é verificar se serão mantidos os critérios de tensão quando da realização de manobras neste trecho de LT resultante do seccionamento. A compensação shunt desta LT resultante, mantendo-se o reator de linha fixo na extremidade de Marimbondo II, fica em 30,4% da susceptância da LT (alocado apenas na extremidade de Marimbondo II), valor inferior à compensação da LT 500 kV Marimbondo II - Assis antes do seccionamento. Por esse motivo, optou-se por manter o reator fixo na extremidade de Marimbondo II, já que a compensação líquida da LT foi diminuída, afastando-se ainda mais da região de ressonância. Adicionalmente, sua presença foi suficiente para controlar a tensão durante a realização de manobras e na rejeição da LT resultante do referido seccionamento, conforme ilustrado nos itens seguintes.

8.3.6 Eixo Araraquara – Assis 2

Esse eixo é resultado do seccionamento da LT 500 kV Araraquara - Assis, na SE Assis 2. O objetivo dessa análise é verificar se serão mantidos os critérios de tensão quando da realização de manobras neste trecho de LT resultante do seccionamento. A compensação shunt desta LT resultante, mantendo-se o reator de linha fixo na extremidade de Araraquara, fica em 22,1% da susceptância da LT (alocado apenas na extremidade de Araraquara), valor inferior à compensação da LT 500 kV Araraquara - Assis antes do seccionamento. Por esse motivo, optou-se por manter o reator fixo na extremidade de Araraquara, já que a compensação líquida da LT foi diminuída, afastando-se ainda mais da região de ressonância. Adicionalmente, sua presença foi suficiente

para controlar a tensão durante a realização de manobras e na rejeição da LT resultante do referido seccionamento, conforme ilustrado nos itens seguintes.

8.3.7 Eixo Assis 2 - Assis

Esse eixo é composto por três circuitos paralelos, sendo dois deles resultantes do seccionamento da LT 500 kV Marimbondo II – Assis e da LT 500 kV Araraquara – Assis, na SE Assis 2, e um terceiro indicado neste relatório, conforme análise. Devido ao pequeno comprimento dos circuitos, que possuem cerca de 18 km e portanto pequena susceptância shunt intrínseca, não se fazem necessárias análises de energização e rejeição. Cabe ressaltar que esses circuitos resultantes não possuirão qualquer compensação shunt, visto que indicou-se a transferência dos reatores de linha do terminal SE Presidente Dutra para a SE Graça Aranha.

8.3.8 Eixo Graça Aranha – Teresina II

Esse eixo é composto por três circuitos paralelos, formados pelo seccionamento da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II C1, C2 e C3. Dada a proximidade do ponto de seccionamento em relação à SE Presidente Dutra, indica-se a transferência dos reatores de linha fixos de 150 MVar presentes no terminal de Presidente Dutra para o terminal de Graça Aranha, de forma a se evitar que os trechos de linha curtos entre P. Dutra e Graça Aranha fiquem sobrecompensados. Adicionalmente, facilita-se a realização de manobras dos circuitos entre Graça Aranha e Teresina II, sendo verificados degraus de tensão bastante baixos para manobras, devido a alto grau de compensação dos três circuitos.

Os circuitos da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II, a serem seccionados, possuem compensação shunt total de 250 Mvar cada, sendo 150 Mvar no terminal de Presidente Dutra e 100 Mvar no terminal de Teresina II. O percentual de compensação resultante é de aproximadamente 76,5%. Após a relocação dos reatores para o terminal de Graça Aranha, verifica-se um aumento percentual da compensação para cada circuito da LT 500 kV Graça Aranha – Teresina II, que passa a ser de 82,5%. Recomenda-se atenção especial na elaboração do R2 deste empreendimento, no sentido de se verificar a ocorrência de ressonância e a consequente necessidade de implantação de reatores de neutro. As análises de regime permanente a seguir demonstram os benefícios dessa transferência.

8.3.8.1 Energização por Graça Aranha

A Figura 8-13 mostra o sequenciamento de manobras para energização do eixo Graça Aranha - Teresina II a partir da SE Graça Aranha, após a realização do seccionamento. Foi utilizado o Cenário 4B para essa simulação.

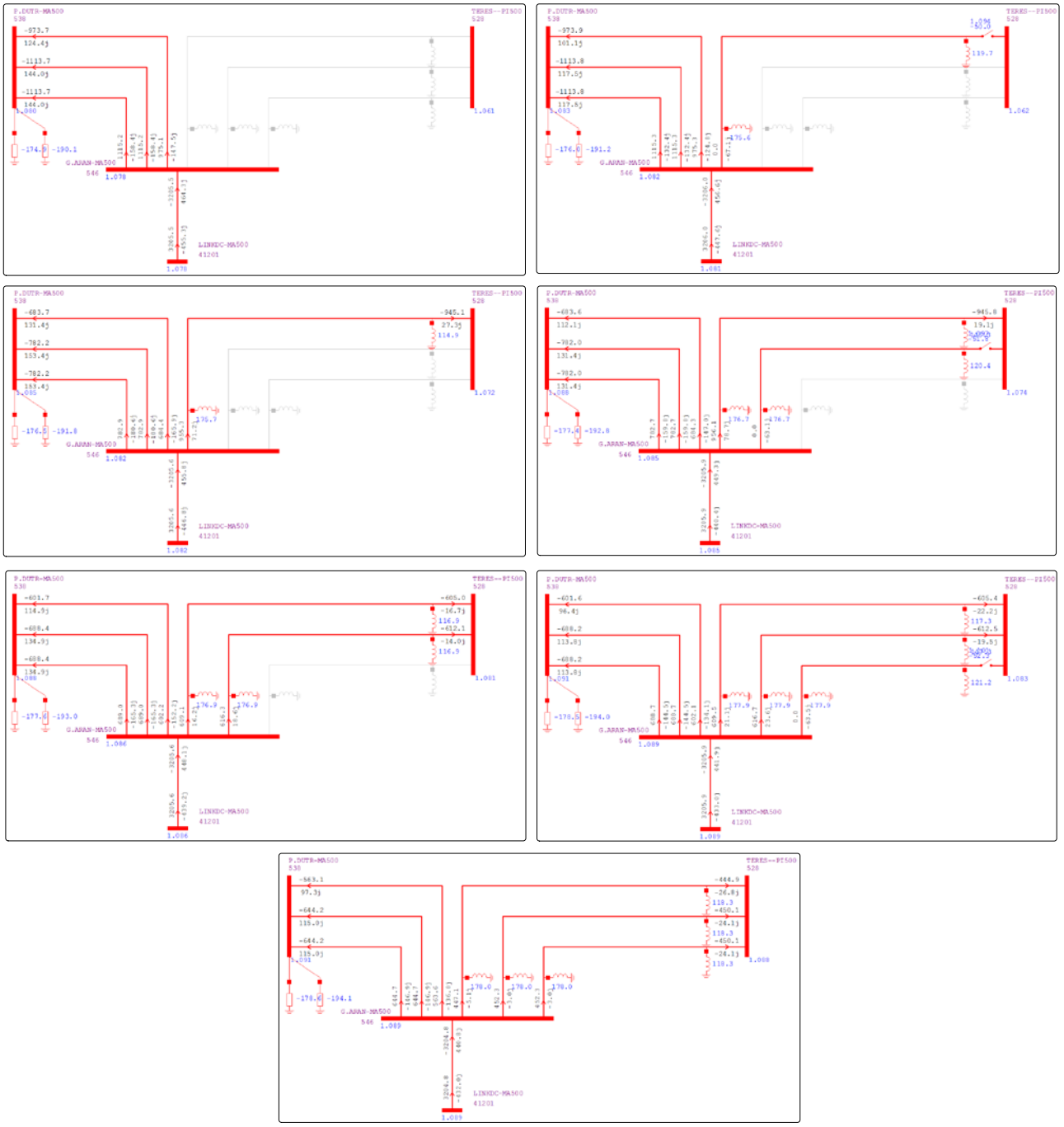


Figura 8-13 – Energização Eixo Graça Aranha - Teresina II: por SE Graça Aranha

Observa-se que a energização do eixo via SE Graça Aranha é perfeitamente possível, atendendo a todos os critérios de tensão.

8.3.8.2 Energização por Teresina II

A Figura 8-14 mostra o sequenciamento de manobras para energização do eixo Graça Aranha - Teresina II a partir da SE Teresina II, após a realização do seccionamento. Foi utilizado o Cenário 4B para essa simulação.

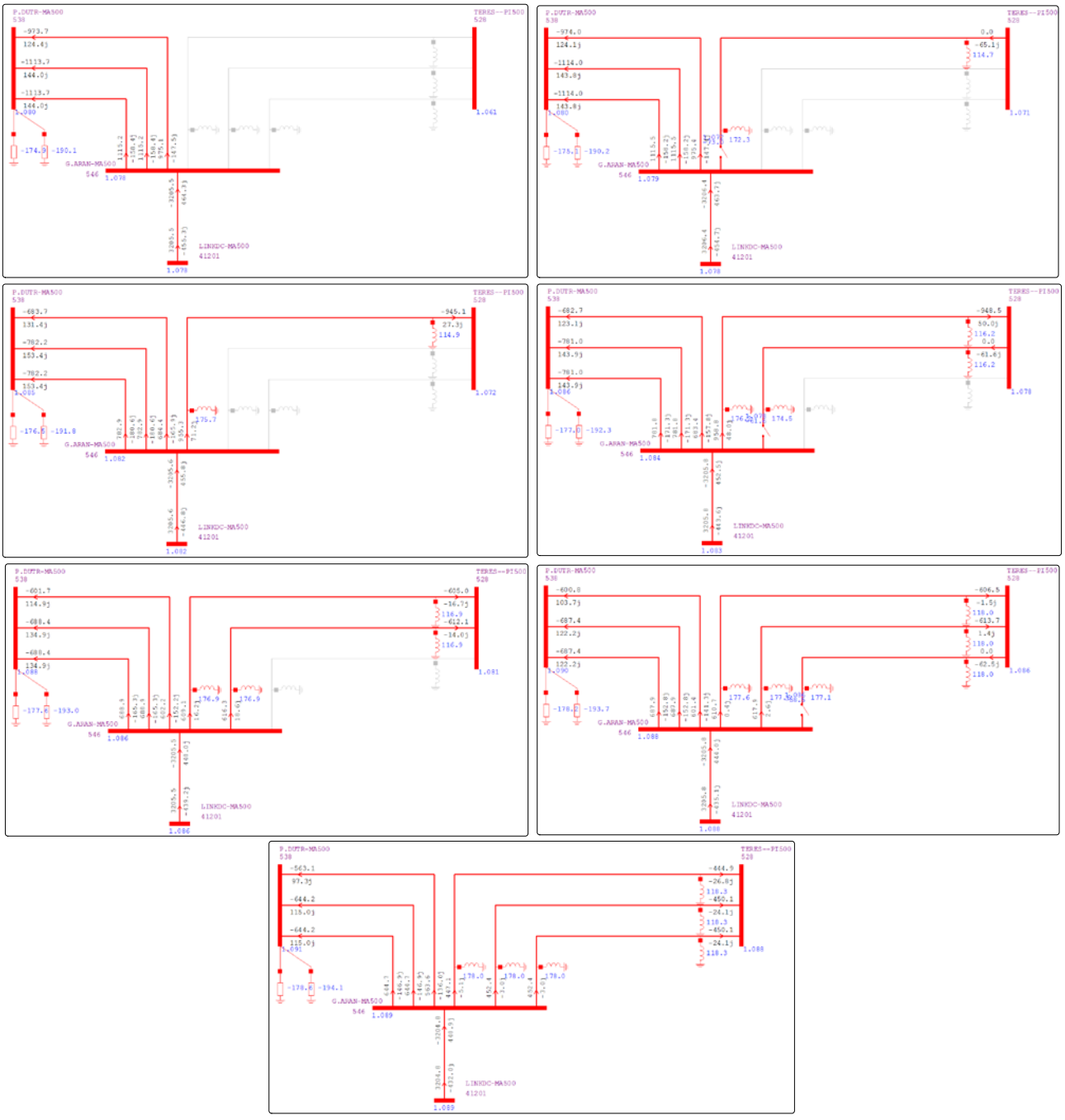


Figura 8-14 – Energização Eixo Graça Aranha - Teresina II: por SE Teresina II

Observa-se que a energização do eixo via SE Teresina II é perfeitamente possível, atendendo a todos os critérios de tensão.

8.3.8.3 Abertura de Terminal

A Figura 8-15 mostra a rejeição de um dos circuitos da LT 500 kV Graça Aranha – Teresina II, em cada um de seus terminais. Foi utilizado o Cenário 3B para essa simulação. Observa-se o atendimento aos critérios de tensão em todos os casos.

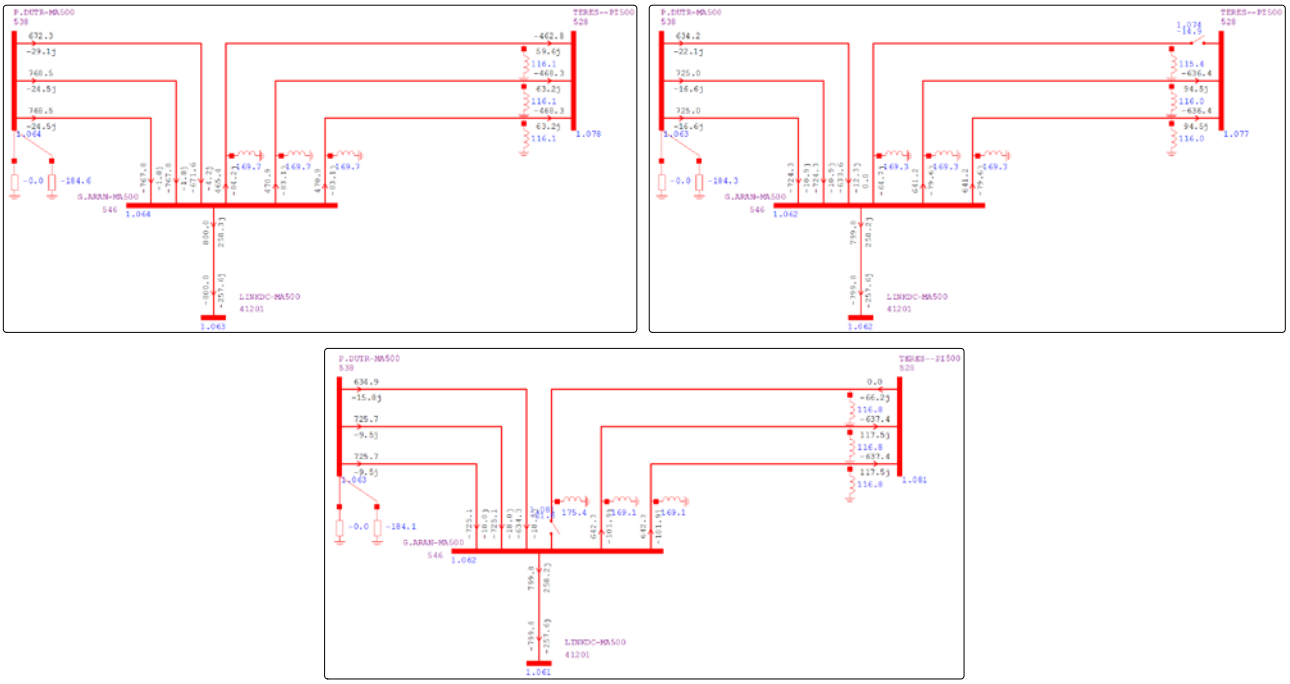


Figura 8-15 – Rejeição Eixo Graça Aranha - Teresina II: por terminal

8.3.9 Eixo Presidente Dutra – Graça Aranha

Esse eixo é composto por três circuitos paralelos, resultante do seccionamento da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II C1, C2 e C3. Devido ao pequeno comprimento dos circuitos, que possuem cerca de 18 km e portanto pequena susceptância shunt intrínseca, não se fazem necessárias análises de energização e rejeição. Cabe ressaltar que esses circuitos resultantes não possuirão qualquer compensação shunt, visto que indicou-se a transferência dos reatores de linha do terminal SE Presidente Dutra para a SE Graça Aranha.

9 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

Duas análises relacionadas ao curto-circuito foram realizadas, a primeira delas verifica as possíveis superações de capacidade nos disjuntores existentes por corrente de curto-circuito relacionadas com as obras do sistema CA. A seguir foi calculada a potência de curto-circuito mínima para determinar se o SCR (Short Circuit Ratio) dos pontos de conexão do elo CCAT e SVC é suficiente para o funcionamento dos equipamentos.

9.1 Superação de Disjuntores

Para a análise de superação dos disjuntores, utilizou-se o caso base de curto-circuito máximo da EPE do ano de 2020 para ANAFAS, atualizado com as obras recomendadas, para calcular a corrente de curto-circuito máximo nas subestações vizinhas aos pontos onde haverá mudança na topologia do sistema CA.

A Tabela 9-1 informa os valores máximos da corrente de curto-circuito nos barramentos e as capacidades de interrupção dos disjuntores das subestações para o ano de 2020 considerando as obras recomendadas.

Os valores destacados em vermelho indicam que a capacidade de interrupção foi superada, enquanto os valores destacados em amarelo sinalizam que o nível de curto-circuito atingiu 90% da capacidade de superação entrando em estado de alerta.

Tabela 9-1 – Corrente de curto-circuito e capacidade do disjuntor

Identificação do Barramento			Curto Circuito Máximo em 2020				Disjuntor(kA)	Disjuntor(kA)
Número	Subestação	Tensão (kV)	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R		
4986	PARAUA-PA500	500	30,8	9,8	15,2	5,0	Futura	Futura
571	MIRACE-TO500	500	37,8	9,3	25,6	8,8	40,0	40,0
912	ITACAI-PA500	500	33,8	12,7	17,6	5,9	50,0	50,0
10008	XINGU--PA500	500	55,2	18,2	48,1	9,7	63,0	63,0
546	G.ARAN-MA500	500	23,6	12,5	15,6	6,2	Futura	Futura
538	P.DUTR-MA500	500	25,0	12,2	17,6	7,0	40,0	40,0
528	TERES--PI500	500	15,5	14,7	13,5	11,1	50,0	50,0
529	BESPER-PI500	500	12,6	7,2	7,4	7,4	40,0	40,0
539	IMPERA-MA500	500	30,8	10,3	20,4	8,2	40,0	40,0
559	ACAILA-MA500	500	22,4	12,6	11,6	6,6	40,0	40,0
14921	SILVAN-GO500	500	19,8	14,2	14,3	8,1	Futura	Futura
4303	TRINDA-GO500	500	12,8	14,8	10,1	9,1	50,0	50,0
3875	SAMAMB-DF500	500	26,1	11,3	21,8	9,4	40,0	40,0
3860	ITUMBI-MG500	500	30,8	20,6	30,9	19,9	31,5	31,5
1509	EMBORC-MG500	500	25,3	17,0	25,0	16,3	38,0	38,0
1512	NPONTE-MG500	500	24,1	17,5	20,7	12,0	31,5	31,5
1503	SGOTAR-MG500	500	14,6	14,7	11,3	9,0	50,0	50,0
4282	ASSIS--SP500	500	27,9	16,2	20,6	9,2	40,0	40,0
4598	MARIM2-MG500	500	33,0	19,5	27,5	12,5	50,0	50,0
4281	LONDRI-PR500	500	22,6	13,9	19,9	9,2	40,0	40,0
7021	P.GROS-PR500	500	25,8	13,0	16,4	6,5	50,0	50,0
3852	ARARAQ-SP500	500	34,3	19,0	24,8	10,6	31,5	31,5
5202	ARARA2-SP500	500	35,0	19,2	27,9	12,8	50,0	50,0
3853	MARIMB-MG500	500	32,8	19,7	29,1	16,6	31,5	31,5
1514	SSIMAO-MG500	500	22,2	25,3	22,8	24,3	38,0	38,0
3700	CAMPIN-SP500	500	26,9	15,0	19,6	9,3	31,5	31,5
2624	ASSIS--SP440	440	27,4	17,4	21,1	9,3	31,5	31,5
2636	SUMARE-SP440	440	20,4	11,9	14,7	6,2	40,0	40,0
2620	TAQUAR-SP440	440	19,3	18,3	17,6	11,5	40,0	40,0
2622	CAPIVA-SP440	440	14,6	15,9	13,6	12,9	31,5	31,5
2628	BAURU--SP440	440	27,4	12,9	16,2	6,0	31,5	31,5

Os barramentos de 500 kV das subestações Araraquara e Marimbondo apresentaram superações, atingindo respectivamente 109% e 104% das capacidades dos disjuntores. Recomenda-se uma avaliação aprofundada para verificar a necessidade de substituição destes equipamentos.

Os barramentos de 500 kV das subestações Miracema e Itumbiara entraram em estado de alerta com 94% e 98% da capacidade de dos disjuntores atingidas sendo recomendada uma monitoração na evolução do valor da corrente de curto-circuito.

9.2 Cálculo do Valor de SCR

Considerando a utilização de tecnologia em corrente contínua, o nível de potência de curto trifásico na subestação conversora deve ter uma relação SCR (Short Circuit Ratio = potência de curto-circuito 3ϕ / potência do elo CCAT) da ordem de 3,0. Valores de SCR maiores que 2,5

representam uma expectativa de bom desempenho do elo de corrente contínua e do compensador estático de energia reativa.

Para determinar o SCR, foi calculada a potência de curto-circuito trifásica mínima nos barramentos onde serão conectados os links CCAT e o compensador estático.

Os cálculos foram feitos utilizando o caso base de curto-circuito mínimo da EPE do ano de 2020 para ANAFAS atualizado com as obras recomendadas.

Para o cálculo do SCR, foi considerado 4000 MW como o valor nominal de cada bipolo com operação em ambos os sentidos. Para o Compensador Estático de Padre Paraíso 2 a potência considerada foi de 300 MVA.

A Tabela 9-2 informa os valores da potencia de curto circuito mínima e os valores de SCR nos pontos de conexão.

Tabela 9-2 – Nível de curto-circuito mínimo e SCR nos pontos de conexão do link CCAT e SVC

Número	Subestação	Tensão (kV)	Scc3Φ (MVA)	Sn (MVA)	SCR
4282	ASSIS--SP500	500.0	18866	4000	4,7
14921	SILVAN-GO500	500.0	13270	4000	3,3
4986	PARAUA-PA500	500.0	18865	4000	4,7
546	PDUTR2-MA500	500.0	12893	4000	3,2
38975	PPARA2-MG500	500.0	7258	300	24,2

Os resultados apresentados na Tabela 9-2 mostram que todos os pontos de conexão apresentaram um SCR superior a 3, caracterizando que estes pontos do sistema podem receber os equipamentos recomendados.

10 ANÁLISE DINÂMICA

A análise dinâmica da alternativa vencedora neste estudo está apresentada com detalhes na Nota Técnica DEE-EPE-NT-19/2016 [4], anexa a este relatório. Os resultados obtidos dessa análise possibilitaram estabelecer os requisitos de compensação reativa, de sobrecarga das conversoras e de controle que possibilitarão o desempenho técnico adquado dos bipolos A e B em regime dinâmico.

Como síntese da análise efetuada, destacam-se os seguintes aspectos:

a) Cenários analisados

Com base em oito cenários de geração/patamar de carga inicialmente estabelecidos, a análise se concentrou em dois deles, com as seguintes caracterísitcas:

- Fluxo direto, na condição de Sudeste/Centro-Oeste importador: carga pesada, carregamento máximo em todos os bipolos do SIN, inclusive os bipolos A e B, coincidente com baixa inércia na região Sudeste;
- Fluxo reverso, na condição de Sudeste/Centro-Oeste exportador: carga leve, carregamento máximo pelo bipolo B.

b) Requisitos de compensação reativa na interligação Bahia-Minas

O primeiro desafio ao se introduzir dois elos CCAT de grande porte no SIN foi verificar a necessidade de instalação de suporte de potência reativa adicional na rede CA para se poder praticar os elevados intercâmbios indicados nos estudos energéticos, conforme tratado na Apresentação deste documento. Com esse objetivo, de modo a atender os critérios de planejamento, constatou-se de início a necessidade de adição dos seguintes equipamentos de compensação reativa controlável no sistema em 500 kV planejado para a interligação Bahia – Minas Gerais:

- Um (1) Compensador Estático de Reativo na SE 500 kV Padre Paraíso 2 (-150/300 Mvar);
- Dois (2) Compensadores Síncronos na SE 500 kV Janaúba 3 (-90/150 Mvar).

c) Interações entre conversoras e requisitos adicionais de compensação reativa

Com a continuidade dos estudos, contatou-se que os reforços acima não seriam suficientes para o bom desempenho do SIN, dado que algumas contingências no Sudeste apresentaram elevada severidade por impactarem mais de uma inversora dos elos CCAT. Ou seja, contingências que causem a interrupção ou redução do fluxo de potência nos elos CCAT perturbam todo o SIN e, adicionalmente, com a rede CA degradada, a recuperação da potência desses elos torna-se mais lenta ou insuficiente.

Nesse sentido, constatou-se, particularmente, uma forte interação entre os Bipolos do Madeira, com terminal inversor situado na SE Araraquara II, e o Bipolo A, situado na SE Assis 2. A interação entre essas inversoras faz com que a falha de uma delas ocasione a falha da outra por período de tempo menor ou igual ao da primeira.

De maneira a conseguir atender aos critérios de tempo de recuperação de potência dos Bipolos para cenários de grande intercâmbio foi necessária a utilização dos seguintes equipamentos adicionais de compensação reativa controlável:

- Dois (2) Compensadores Síncronos em Assis (-90/150 Mvar);
- Três (3) Compensadores Síncronos em Silvânia (-90/150 Mvar).

Além dos equipamentos recomendados acima, salienta-se que em todo o estudo consideraram-se os dois compensadores síncronos no Terminal Rio (-2 x 90/150 Mvar) como suporte de potência reativa em operação contínua, mostrando-se um importante equipamento para a estabilidade eletromecânica e redução de possíveis recomendações adicionais.

d) Bloqueio de polo e requisitos de sobrecarga

Entre as emergências em que se bloqueia um polo ou o bipolo, aquelas que mais impactaram o sistema foram as que ocorreram no Bipolo A. O bloqueio de um polo do Bipolo A requisitou a capacidade de sobrecarga no polo remanescente. Já o bloqueio de um polo do Bipolo B não apresentou-se tão severo nos cenários estudados. Entretanto, considerando o crescente potencial exportador de energia do Nordeste, recomenda-se que ambos os Bipolos A e B tenham capacidade de sobrecarga de 50% durante 5 segundos, seguida da redução até uma sobrecarga de 33% por 30 minutos.

e) Perda de bipolo e requisitos de controle

A contingência de perda de bipolo nos cenários de carga pesada indicou a importância de uma malha adicional de controle para redistribuir a carga do Bipolo A entre os dois bipolos Xingu-Estreito e Xingu-Terminal Rio. Esta medida mostrou-se eficiente para a manutenção da estabilidade do sistema em eventual perda do Bipolo A. Além da redistribuição de carga foi necessário o corte de 4 máquinas da UHE Belo Monte.

Nos cenários mais críticos, a perda do Bipolo B não foi tão severa quanto a perda do Bipolo A e a redistribuição de carga entre os bipolos remanescentes não se mostrou eficiente. Entretanto, foi necessário o alívio de geração no Norte para que garantir a estabilidade do SIN.

11 ANÁLISE DE CONFIABILIDADE DIFERENCIADA

Os reforços indicados neste relatório foram concebidos para proporcionar o adequado escoamento de potência das regiões Norte e Nordeste para a região Sudeste/Centro-Oeste em cenários hidrológicos críticos, possibilitando reduzir os elevados custos da geração térmica nos sistemas receptores e aumentar a segurança energética do sistema interligado.

Por outro lado, como benefício adicional, para cenários hidrológicos menos severos que a situação extrema analisada, com frequência mais próxima da média do histórico de ocorrências, o sistema proposto possibilita também um aumento da segurança elétrica, com atendimento a contingências simultâneas nos principais trechos da interligação entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste.

Para demonstar esse desempenho diferenciado de confiabilidade, foi preparado um caso de trabalho que apresenta uma condição de intercâmbio menos severa que o cenário crítico e com probabilidade mais elevada de ocorrência, buscando-se testar o sistema interligado para perdas duplas nos eixos de interligação em 500 kV com circuitos localizados na mesma faixa ou na mesma torre, com destaque para aqueles que compõem as interligações entre os submercados Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste.

O cenário estabelecido tem basicamente as seguintes características:

- Ano 2021, Carga Pesada;
- Exportação total das regiões Norte e Nordeste para a região Sudeste/Centro-Oeste: 18.700 MW;
- Parque Térmico nacional despachado: Inflexibilidade + CVU ≤ R$ 200,00;
- Eólicas Nordeste: 45% de fator de capacidade;
- Bacia do rio São Francisco: 75% de fator de capacidade;
- Alta hidraulicidade nas bacias da região Norte do País;

Detalhes adicionais do despacho podem ser verificados nas Tabela 11-1 a Tabela 11-7

Destaca-se que para garantir que a perda dupla no trecho Presidente Dutra – Graça Aranha não provoque sobrecarga no circuito remanescente, foi necessário restringir o despacho do Bipolo B para no máximo 3.200 MW, no sentido de Graça Aranha para Silvânia, sem que isso acarretasse quaisquer violações em outros pontos do sistema. Esse fato demonstra a grande controlabilidade

que os dois bipolos darão no gerenciamento dos fluxos na rede de 500 kV inter-regional, possibilitando diminuição ou incremento de fluxo dependendo das necessidades operativas.

Tabela 11-1 – Despacho Usinas Hidrelétricas – Por Bacia Hidrográfica

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
UHE			
1 - Jacuí(RS)	899,5	1383,8	65,0%
2 - Uruguai(SC)(RS)	3826,3	5886,9	65,0%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	310,7	478,0	65,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	4720,3	7262,2	65,0%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	4332,1	6708,1	64,6%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	1837,8	2827,7	65,0%
7 - Tietê(SP)	1177,7	1812,0	65,0%
8 - Grande (MG)(SP)	4974,4	7653,0	65,0%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	5589,7	8599,8	65,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	1775,6	2731,7	65,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	453,1	755,2	60,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	810,3	1350,5	60,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	816,7	1020,9	80,0%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	7981,3	10577,4	75,5%
15 - Parnaíba (PI)	168,8	225,0	75,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	12117,1	12757,3	95,0%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	3059,0	3265,0	93,7%
18 - Madeira(RO)(AM)	1028,4	1082,7	95,0%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	12175,2	12828,1	94,9%
20 - Araguari (AP)	730,5	769,0	95,0%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	6300,0	7200,0	87,5%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	4624,0	7200,0	64,2%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	6248,8	7360,0	84,9%

Tabela 11-2 – Despacho de PCH – Por Bacia Hidrográfica

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
PCH			
1 - Jacuí(RS)	215,7	359,4	60,0%
2 - Uruguai(SC)(RS)	302,1	503,5	60,0%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	215,4	359,0	60,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	46,5	77,4	60,0%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	128,1	213,4	60,0%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	19,7	32,8	60,0%
7 - Tietê(SP)	26,0	43,3	60,0%
8 - Grande (MG)(SP)	35,7	59,5	60,0%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	169,6	282,6	60,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	392,5	654,2	60,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	253,9	423,2	60,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	375,5	625,8	60,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	25,4	42,3	60,0%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	117,0	165,3	70,8%
15 - Parnaíba (PI)	0,0	0,0	0,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	416,1	438,0	95,0%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	454,6	468,6	97,0%
18 - Madeira(RO)(AM)	192,6	202,7	95,0%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	90,9	95,7	95,0%
20 - Araguari (AP)	0,0	0,0	0,0%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	0,0	0,0	0,0%

Tabela 11-3 – Despacho de Eólica – Por Região Eólica

Região Eólica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Eólica			
1 – Delta do Parnaíba (PI)(MA)	509,1	1131,6	45,0%
2 – Oeste do Ceará (CE)	1464,7	3254,9	45,0%
3 – Leste do Ceará (CE)	758,0	1684,5	45,0%
4 – João Câmara (RN)	2428,0	5395,8	45,0%
5 – Lagoa Nova (RN)	142,2	316,0	45,0%
6 – Campina Grande (PB)(PE)	34,0	74,0	46,0%
7 – Angelim (PE)	312,6	679,5	46,0%
8 – Caldeirão Grande (PI)(CE)(PE)	798,4	1735,8	46,0%
9 – Jardim (SE)(BA)	15,9	34,5	46,0%
10 – Central da Bahia (BA)	1823,6	3964,6	46,0%
11 – Igaporã (BA)	1052,0	2287,1	46,0%
12 - Coxilha de Santana (RS)	0,0	306,0	0,0%
13 - Planalto das Missões (RS)	0,0	0,0	0,0%
14 - Serra Gaúcha (RS)	0,0	0,0	0,0%
15 - Lagoa dos Patos (RS)	0,0	1187,3	0,0%
16 - Litoral Sul (RS)	0,0	747,0	0,0%
17 - Escudo Rio-Grandense (RS)	0,0	0,0	0,0%
18 - Santa Catarina (SC)	2,4	238,9	1,0%

Tabela 11-4 – Despacho de Biomassa – Por Estado

Estado	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Biomassa			
01 - Alagoas	0,0	0,0	0,0%
02 - Bahia	0,0	301,8	0,0%
03- Ceará	0,0	0,0	0,0%
04 - Paraíba	0,0	0,0	0,0%
05 - Pernambuco	0,0	250,0	0,0%
06 - Piauí	0,0	150,0	0,0%
07 - Rio Grande do Norte	0,0	0,0	0,0%
08 - Sergipe	0,0	0,0	0,0%
09 - Amazonas	0,0	0,0	0,0%
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%
11 - Maranhão	0,0	0,0	0,0%
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%
14 - Tocantins	0,0	0,0	0,0%
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%
17 - Espírito Santo	0,0	0,0	0,0%
18 - Goiás	0,0	1034,3	0,0%
19 - Mato Grosso	0,0	139,7	0,0%
20 - Mato Grosso do Sul	0,0	957,4	0,0%
21 - Minas Gerais	0,0	400,0	0,0%
22 - Rio de Janeiro	0,0	0,0	0,0%
23 - Rondônia	0,0	24,0	0,0%
24 - São Paulo	0,0	3771,1	0,0%
25 - Paraná	0,0	290,0	0,0%
26 - Rio Grande do Sul	0,0	0,0	0,0%
27 - Santa Catarina	0,0	6,5	0,0%

Tabela 11-5 – Despacho de Usinas Nucleares

Usinas Nucleares	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Nuclear			
1 - Angra 1 (RJ)	600,0	657,0	91,3%
2 - Angra 2 (RJ)	1309,0	1350,0	97,0%
3 - Angra 3 (RJ)	0,0	1350,0	0,0%

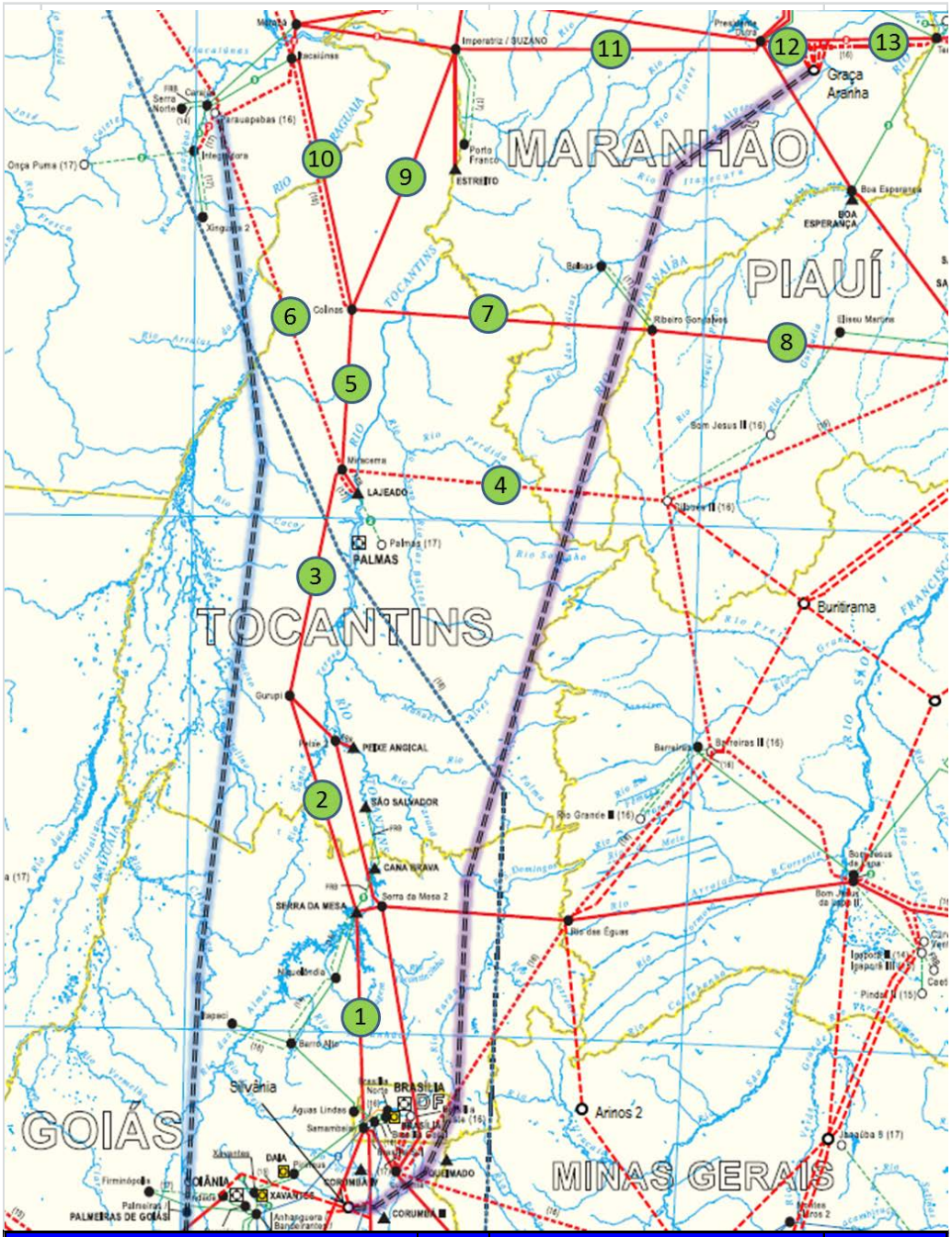
Tabela 11-6 – Despacho de Térmicas Fósseis – Por Estado

Estado	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Térmicas Carvão, Diesel e Gás			
01 - Alagoas	0,0	174,6	0,0%
02 - Bahia	78,7	1399,5	5,6%
03- Ceará	1902,9	2287,1	83,2%
04 - Paraíba	0,0	510,4	0,0%
05 - Pernambuco	583,9	1443,4	40,5%
06 - Piauí	0,0	52,0	0,0%
07 - Rio Grande do Norte	0,0	459,4	0,0%
08 - Sergipe	1469,0	1515,0	97,0%
09 - Amazonas	950,5	995,5	95,5%
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%
11 - Maranhão	2041,2	2480,6	82,3%
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%
14 - Tocantins	0,0	0,0	0,0%
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%
17 - Espírito Santo	197,8	378,6	52,2%
18 - Goiás	0,0	412,8	0,0%
19 - Mato Grosso	0,0	30,0	0,0%
20 - Mato Grosso do Sul	750,6	774,0	97,0%
21 - Minas Gerais	358,8	877,0	40,9%
22 - Rio de Janeiro	3813,2	5535,3	68,9%
23 - Rondônia	0,0	409,0	0,0%
24 - São Paulo	87,0	1087,5	8,0%
25 - Paraná	197,1	500,0	39,4%
26 - Rio Grande do Sul	1273,0	2254,5	56,5%
27 - Santa Catarina	760,2	857,0	88,7%

Tabela 11-7 – Despacho dos Elos de Corrente Contínua

Fluxos Elos	
	Despachado
ITP 50 -> IBN	4800,0
CPV -> ARAQ	6300,0
BtB Madeira	400,0
B.M. -> Estreito	4000,0
B.M - > T. RIO	4000,0
Bipolo A	4000,0
Bipolo B	3200,0

Foram realizadas contingências duplas nos circuitos de interligação que se localizam na mesma faixa e na mesma torre, e medidos os fluxos nas LTs adjacentes. Os resultados são mostrados na Figura 11-1. Os resultados percentuais mostrados são em relação à capacidade de emergência do equipamento.



Perda Dupla		Violação	Elemento Paralelo com maior carregamento	Valor Percentual
1)	LT 500 kV Serra da Mesa - Samambaia C2 e C3	NÃO	CS LT 500 kV Serra da Mesa - Samambaia C3	49,2%
2)	LT 500 kV Gurupi - Serra da Mesa C1 e C2	NÃO	CS LT 500 kV Peixe 2 - Serra da Mesa 2	38,8%
3)	LT 500 kV Miracema - Gurupi C2 e C3	NÃO	CS LT 500 kV Miracema - Gurupi C1	26,9%
4)	LT 500 kV Miracema - Gilbués II C1 e C2	NÃO	Não se aplica	-
5)	LT 500 kV Colinas - Miracema C2 e C3	NÃO	CS LT 500 kV Colinas - Miracema C1	32,8%
6)	LT 500 kV Parauapebas - Miracema C1 e C2	NÃO	Não se aplica	-
7)	LT 500 kV Colinas - Ribeiro Gonçalves C1 e C2	NÃO	Não se aplica	-
8)	LT 500 kV Ribeiro Gonçalves - S. João do Piauí C1 e C2	NÃO	Não se aplica	-
9)	LT 500 kV Imperatriz - Colinas C1 e C2	NÃO	CS LT 500 kV Itacaiúnas - Colinas C1 e C2	14,5%
10)	LT 500 kV Itacaiúnas - Colinas C1 e C2	NÃO	CS LT 500 kV Imperatriz - Colinas C1 e C2	20,5%
11)	LT 500 kV Imperatriz - Presidente Dutra C1 e C2	NÃO	CS LT 500 kV Açailândia - P. Dutra	37,1%
12)	LT 500 kV Presidente Dutra - Graça Aranha C1 e C2	NÃO	LT 500 kV Presidente Dutra - Graça Aranha C3	97,3%
13)	LT 500 kV Graça Aranha - Teresina II C1 e C2	NÃO	LT 500 kV Graça Aranha - Teresina II C3	11,8%

Figura 11-1 – Resultado das contingências múltiplas

Verifica-se que nesse cenário, adotando o despacho dos elos de corrente contínua conforme mostrado na Tabela 11-7, o sistema atende, sem a necessidade de esquemas especiais de proteção (SEP), a contingências duplas em quaisquer dos circuitos CA de 500 kV de interligações entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste que se localizam na mesma faixa ou na mesma torre, aumentando significativamente a confiabilidade de atendimento em cenários de geração mais recorrentes.

12 ANÁLISE SOCIAMBIENTAL PRELIMINAR

A análise socioambiental preliminar das obras recomendadas nesse estudo é apresentada na Nota Técnica DEA 01/16 , anexa a este relatório.

Foram realizadas as análises socioambientais da alternativa selecionada contemplando as duas interligações em corrente contínua de 800 kV, denominadas Bipolo A e Bipolo B, duas linhas e seis seccionamentos em 500 kV CA, além de três subestações planejadas. Para as LTs planejadas, foram traçados corredores que desviaram das principais áreas de sensibilidade socioambiental presentes na região de estudo, os quais servirão de base para os estudos ambientais subsequentes do planejamento, os Relatórios R3.

Observa-se que, apesar de sua menor extensão, o Bipolo B apresenta maiores desvios em relação ao Bipolo A, devido, principalmente, à presença de diversas áreas protegidas que se localizam entre as SEs planejadas Silvânia e Graça Aranha. Ainda que em menor número, o Bipolo A também apresenta importantes desvios, de forma a minimizar interferências com áreas mais sensíveis do ponto de vista socioambiental.

Adicionalmente, por se tratarem de LTs de importância estratégica para o intercâmbio de energia elétrica entre as regiões do Brasil, para a definição dos corredores de ambos os bipolos estudados foram considerados aspectos de segurança elétrica, no que diz respeito à evitação de proximidade e minimização de cruzamentos com outras linhas de transmissão de grande relevância para o Sistema Interligado Nacional.

Nesse sentido, a análise socioambiental apontou um conjunto de recomendações a serem observadas quando da elaboração dos Relatórios R3, para que a definição das diretrizes naquela etapa do planejamento contemple tanto os aspectos socioambientais das regiões a serem atravessadas pelos futuros empreendimentos, quanto fatores relacionados à segurança do Sistema Interligado Nacional.

No Capítulo 3 deste documento foram destacadas as principais recomendações quanto às distâncias mínimas de afastamento a serem observadas entre as diretrizes dos bipolos A e B e as de outros bipolos e linhas troncais em 500 kV.

13 REFERÊNCIAS

[1]. "Escoamento de Excedentes de Energia das Regiões Norte e Nordeste – Requisitos de aumento de capacidade das interligações", EPE-DEE-NT-049/2015-rev0, EPE – Março/2015;

[2]. "Ampliação da Capacidade de Intercâmbio para Escoamento de Excedentes de Energia das Regiões Norte e Nordeste - PDE 2024", EPE-DEE-RE-146/2015-r0, EPE – Outubro/2015;

[3]. "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-DEE-NT-018/2016-rev0, EPE-Fevereiro/2016;

[4]. "Análise do Desempenho Dinâmico dos Bipolos A e B", EPE-DEE-NT-019/2016-rev0, EPE-Fevereiro/2016;

[5]. "Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica", EPE - Abril/2005;

[6]. "Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão", CCPE/CTET - Janeiro/2001;

[7]. "Plano Decenal de Energia 2023 – Transmissão" EPE – Julho/2014;

[8]. "Base de Referência de Preços ANEEL" – Junho/2014;

[9]. "Custo Marginal de Expansão – Metodologia e Cálculo 2016", EPE-DEE-RE-010-2016-r0, EPE – Fevereiro/2016;

[10]. "Cigré JWG-B2/B4/C1.17 - *Impacts of HVDC Lines on the Economics of HVDC Projects",* Junho/2008

[11]. "Atendimento Elétrico às Capitais com Critério de Confiabilidade Diferenciada: Diagnóstico e Proposta de Ações", EPE-DEE-RE-190/2014-rev1, EPE-Janeiro/2015;

[12]. "Ato Justificatório do Leilão n° 001/2015-ANEEL para concessão do serviço público de transmissão", Nota Técnica nº 0074/2015-SCT/ANEEL, ANEEL-Março/2015;

[13]. "Expansão das Interligações Norte – Sudeste e Norte – Nordeste, Parte II, Relatório R1", EPE-DEE-RE-063/2012-rev1, EPE-Julho/2013;

[14]. "Expansão da Interligação entre as Regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste – Elo de Corrente Contínua ± 800 kV Xingu – T. Minas, Relatório R2", EPE-DEE-RE-062/2013-rev1, EPE-agosto/2013;

[15]. "Expansão da Interligação entre as Regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste – Elo de Corrente Contínua ± 800 kV Xingu – Terminal Rio, Relatório R2" EPE-DEE-RE-136/2014-rev0, EPE-Março/2014;

[16]. J. C. Salari, F. C. Dart, C. K. C. Arruda, L. A. M. C. Domingues, C. R. N. Barbosa, 2014, "Estudo de Alternativas para Linhas de Transmissão em ±800kV CC Considerando os Novos Limites dos Campos Elétrico e Magnético Estabelecidos na Resolução da Aneel no 616/2014", Relatório Técnico CEPEL/DLE, em emissão;

[17]. J. C. Salari, J. I. Silva Filho, F. C. Dart, 2006, "O Sistema computacional ELEKTRA - Integração de Modelos Matemáticos para o Dimensionamento Otimizado de Linhas de Transmissão com Feixes Convencionais e Não Convencionais", X SEPOPE, Florianópolis, Brasil, maio/2006;

[18]. Peixoto, C. A., Mello, J. C. P., Brasil, D. O. C., et al., 1984, "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, Brasil;

[19]. L. A. M. C. Domingues, J. I. Silva Filho, A. M Palantinos Neto, F. C. Dart, V. H. Andrade, 2010, "Performance of HVDC Transmission Lines in Brazil Analysis of Field Data and Calculation Methods", Cigré, Paris;

[20]. P. S. Maruvada, 2012, "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;

[21]. P. Sarma Maruvada, 2014, "Influence of Wind on the Electric Field and Ion Current Enviroment of HVDC Transmission Lines", IEEE Trans. Power Del., Aceito para publicação em janeiro de 2014;

[22]. Gunnar Asplund, Dong Wu, "Advantage of HVDC transmission at 800 kV", 14th ISH as Keynote Lecture, Beijing, China, August 25-28, 2005;

[23]. Chandrakant et all; "Application of New Technology Solutions for Minimizing Land Use for Overhead Transmission Lines – Indian Experience", Cigre, Bienal Session, paper B2-104, Paris, 2014;

[24]. "Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Área Leste da Região Nordeste", EPE-DEE-RE-147-2014-rev0, EPE – Outubro/2014;

[25]. "Estudo para Aumento da Capacidade de Transmissão da Interligação Nordeste - Sudeste", EPE-DEE-RE-148-2014-rev0, EPE – Outubro/2014;

[26]. "Estudos de Curto-Circuito – Período 2013-2016 – Volume 2 – ONS 3/006/2014", ONS - Março/2014;

[27]. "Estudo para Escoamento do Potencial Eólico do Litoral dos Estados do Maranhão, Piauí e Ceará", EPE-DEE-RE-021/2015-rev0 – Fevereiro/2015;

[28]. "Atendimento Elétrico às Capitais com Critério de Confiabilidade Diferenciada: Diagnóstico e Proposta de Ações",EPE-DEE-RE-190/2014-rev1 – Janeiro/2015;

[29]. "Estudo para dimensionamento do sistema de transmissão em corrente alternada para escoamento das primeiras máquinas da UHE São Luiz do Tapajós",EPE-DEE-RE-104/2015-rev0 – Dezembro/2015.

[30]. "Custo Marginal de Expansão – CME: Metodololgia e Cálculo - 2016",EPE-DEE-RE-010/2016-r0 – Fevereiro/2016.

14 EQUIPE TÉCNICA

Análise técnico-econômica:

Alexandre de Melo Silva – EPE – Superintendência de Transmissão de Energia

Armando Leite Fernandes – EPE – Superintendência de Transmissão de Energia

Daniel José Tavares de Souza – EPE – Superintendência de Transmissão de Energia

Dourival de Souza Carvalho Júnior – EPE – Superintendência de Transmissão de Energia

Fábio de Almeida Rocha – EPE - Superintendência de Transmissão de Energia

Maxwell Cury Júnior – EPE – Superintendência de Transmissão de Energia

Rafael Theodoro Alves e Mello – EPE – Superintendência de Transmissão de Energia

Rodrigo Rodrigues Cabral – EPE **–** Superintendência de Transmissão de Energia

Tiago Campos Rizzotto – EPE **–** Superintendência de Transmissão de Energia

Análise Socioambiental:

André Viola Barreto – EPE **–** Superintendência de Meio Ambiente

Kátia Gisele Matosinho – EPE **–** Superintendência de Meio Ambiente

Leonardo de Sousa Lopes – EPE **–** Superintendência de Meio Ambiente

Mariana de Assis Espécie – EPE **–** Superintendência de Meio Ambiente

Valentine Jahnel – EPE **–** Superintendência de Meio Ambiente

15 FICHAS PET

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região Norte

Empreendimento:	UF: **PA**
SE 800 kV CC PARAUAPEBAS	DATA DE NECESSIDADE: **Nov/2021**
Conversora 500 kVCA/±800kVCC	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Ampliação da capacidade de interligação entre submercados

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis	1.377.820,00
MIG-A (Conexões Filtros e Conversoras)	1.562,74

Total de Investimentos Previstos: **1.379.382,74**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2014.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região Sudeste

Empreendimento:	UF: **SP**
SE 800 kV CC ASSIS 2	DATA DE NECESSIDADE: **Nov/2021**
Conversora 500 kVCA/±800 kVCC	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Ampliação da capacidade de interligação entre submercados

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis	1.377.820,00
MIG (Terreno Rural - SE Conversora)	9.620,12

Total de Investimentos Previstos: **1.387.440,12**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2014.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Regiões Norte e Sudeste

Empreendimento:	UF: **PA/SP**
LT 800 kV CC PARAUAPEBAS - ASSIS 2	DATA DE NECESSIDADE: **Nov/2021**
Linha ± 800 kVCC	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Ampliação da capacidade de interligação entre submercados

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Linha ±800 kVCC, 1941 km, 6 x 1590 MCM	1.383,00

Total de Investimentos Previstos: **2.684.403,00**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2014.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região Sudeste

Empreendimento:	UF: **SP**
SECC LT 500 kV MARIMBONDO 2 - ASSIS, C1, NA SE ASSIS 2	DATA DE NECESSIDADE: **Nov/2021**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Ampliação da capacidade de interligação entre submercados

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 4,6 km	1.285,70
2,0 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	8.306,26
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	7.783,20
MIM - 500 kV	1.780,28
MIG-A	1.612,10

Total de Investimentos Previstos: **33.702,33**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2014.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região Sudeste

Empreendimento:	UF: **SP**
SECC LT 500 kV ARARAQUARA - ASSIS, C1, NA SE ASSIS 2	DATA DE NECESSIDADE: **Nov/2021**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Ampliação da capacidade de interligação entre submercados

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 11,5 km	1.092,77
Circuito Simples 500 kV, 4 x 795 MCM (TERN), 11,5 km	1.014,72
Recondutoramento trecho Assis - ponto seccionamento 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 4,5 km	455,32
2,0 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	8.306,26
1,0 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	7.783,20
MIM - 500 kV	1.780,28
MIG-A	1.612,10

Total de Investimentos Previstos: **54.073,22**

Situação atual:

Observações:

O valor do recondutoramento do trecho em questão foi estimado em 50% do valor de uma LT nova.

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2014.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região Sudeste

Empreendimento:	UF: **SP**
LT 500 kV ASSIS - ASSIS 2, C3	DATA DE NECESSIDADE: **Nov/2021**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Ampliação da capacidade de interligação entre submercados

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 14,5 km	1.186,80
1,0 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE ASSIS	8.306,26
MIG-A // SE ASSIS	1.612,10
1,0 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE ASSIS 2	8.306,26
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // SE ASSIS 2	7.783,20
MIM - 500 kV // SE ASSIS 2	1.780,28

Total de Investimentos Previstos: **44.996,72**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2014.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região Sudeste

Empreendimento:	UF: **SP**
SE 500/440 kV ASSIS	DATA DE NECESSIDADE: **Nov/2021**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Proporcionar escoamento de potência Bipolo Paraupebas - Assis 2

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

1,0 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	7.783,20
1,0 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	7.350,35
1,0 CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM	4.674,64
2° ATF 500/440 kV, 3 x 500 MVA 1Φ	14.691,64
MIM - 500 kV	1.780,28

Total de Investimentos Previstos: **65.663,40**

Situação atual:

Observações:

Banco de Autotransformadores 525/440 kV - esquema de ligação Ya-Ya-Delta, com OLTC. Utilizar características como reatância e capacidades em regime normal e emergência iguais às da unidade existente na SE.

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2014.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região Nordeste

Empreendimento:	UF: **MA**
SE 800 kV CC GRAÇA ARANHA	DATA DE NECESSIDADE: **Nov/2021**
Conversora 500 kVCA/±800 kVCC	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Ampliação da capacidade de interligação entre submercados

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis	1.377.820,00
MIG (Terreno Rural - SE Conversora)	9.086,18

Total de Investimentos Previstos: **1.386.906,18**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2014.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região Centro-Oeste

Empreendimento:	UF: **GO**
SE 800 kV CC SILVÂNIA	DATA DE NECESSIDADE: **Nov/2021**
Conversora 500 kVCA/±800 kVCC	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Ampliação da capacidade de interligação entre submercados

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis	1.377.820,00
MIG (Terreno Rural - SE Conversora)	9.027,02

Total de Investimentos Previstos: **1.386.847,02**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2014.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Regiões Nordeste e Centro-Oeste

Empreendimento:	UF: **MA/GO**
LT 800 kV CC GRAÇA ARANHA - SILVÂNIA	DATA DE NECESSIDADE: **Nov/2021**
Linha ± 800 kVCC	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Ampliação da capacidade de interligação entre submercados

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Linha ±800 kVCC, 1460 km, 6 x 1590 MCM	1.383,00

Total de Investimentos Previstos: **2.019.180,00**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2014.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região Nordeste

Empreendimento:	UF: **MA**
SECC LT 500 kV PRESIDENTE DUTRA - TERESINA II, C1 e C2 (CS), NA SE GRAÇA ARANHA	DATA DE NECESSIDADE: **Nov/2021**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Ampliação da capacidade de interligação entre submercados

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 6 km	1.012,11
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 6 km	1.012,11
4,0 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	8.401,92
2,0 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	7.912,03
MIM - 500 kV	3.388,57
MIG-A	1.548,61

Total de Investimentos Previstos: **66.514,21**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2014.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região Nordeste

Empreendimento:	UF: **MA**
SECC LT 500 kV PRESIDENTE DUTRA - TERESINA II, C3, NA SE GRAÇA ARANHA	DATA DE NECESSIDADE: **Nov/2021**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Ampliação da capacidade de interligação entre submercados

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 15,2 km	927,76
2,0 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	8.401,92
1,0 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	7.912,03
MIM - 500 kV	1.694,29
MIG-A	1.548,61

Total de Investimentos Previstos: **42.060,79**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2014.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região Centro-Oeste

Empreendimento:	UF: **GO**
SECC LT 500 kV SAMAMBAIA - ITUMBIARA, C1, NA SE SILVÂNIA	DATA DE NECESSIDADE: **Nov/2021**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Ampliação da capacidade de interligação entre submercados

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 28,8 km	925,52
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	8.333,36
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	7.829,47
MIM - 500 kV	1.635,50
MIG-A	1.545,39

Total de Investimentos Previstos: **54.332,04**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2014.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região Centro-Oeste

Empreendimento:	UF: **GO**
SECC LT 500 kV SAMAMBAIA - EMBORCAÇÃO, C1, NA SE SILVÂNIA	DATA DE NECESSIDADE: **Nov/2021**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Ampliação da capacidade de interligação entre submercados

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 14,2 km	1.009,66
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	8.333,36
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	7.829,47
MIM - 500 kV	1.635,50

Total de Investimentos Previstos: **40.468,82**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2014.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região Centro-Oeste

Empreendimento:	UF: **GO**
LT 500 kV TRINDADE - SILVÂNIA, C1	DATA DE NECESSIDADE: **Nov/2021**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Proporcionar escoamento de potência Bipolo Graça Aranha - Silvânia

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 161 km	841,38
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE TRINDADE	8.333,36
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // SE TRINDADE	1.692,39
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 23,33 Mvar 1Φ // SE TRINDADE	3.477,38
MIG-A // SE TRINDADE	1.545,39
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE SILVÂNIA	8.333,36
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // SE SILVÂNIA	1.692,39
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 23,33 Mvar 1Φ // SE SILVÂNIA	3.477,38

Total de Investimentos Previstos: **184.878,32**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2014.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região Sudeste

Empreendimento:	UF: **SP**
SE 500 kV ASSIS 2	DATA DE NECESSIDADE: **Nov/2021**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Garantir a estabilidade dinâmica de tensão em cenários extremos de intercâmbio

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Compensador Síncrono 500 kV, 2 x (-90/+150) Mvar	162.530,00
2 CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	7.707,65
2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	7.783,20
MIM - 500 kV	3.560,57

Total de Investimentos Previstos: **359.602,27**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2014.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região Sudeste

Empreendimento:	UF: **MG**
SE 500 kV JANAÚBA 3	DATA DE NECESSIDADE: **Nov/2021**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Garantir a estabilidade dinâmica de tensão em cenários extremos de intercâmbio

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Compensador Síncrono 500 kV, 2 x (-90/+150) Mvar	162.530,00
2,0 CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	7.707,65
2,0 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	7.783,20
MIM - 500 kV	3.560,57

Total de Investimentos Previstos: **359.602,27**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2014.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região Centro-Oeste

Empreendimento:	UF: **GO**
SE 500 kV SILVÂNIA	DATA DE NECESSIDADE: **Nov/2021**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Garantir a estabilidade dinâmica de tensão em cenários extremos de intercâmbio

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Compensador Síncrono 500 kV, 3 x (-90/+150) Mvar	162.530,00
3 CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	7.743,21
3 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	7.829,47
MIM - 500 kV	4.906,49

Total de Investimentos Previstos: **539.214,54**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2014.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região Sudeste

Empreendimento:	UF: **MG**
SE 500 kV PADRE PARAÍSO 2	DATA DE NECESSIDADE: **Nov/2021**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Garantir a estabilidade dinâmica de tensão em cenários extremos de intercâmbio

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Compensador Estático 500 kV, 1 x (-150/+300) Mvar	80.873,85
1 CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	7.707,65
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	7.783,20
MIM - 500 kV	1.780,28

Total de Investimentos Previstos: **98.144,99**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2014.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região Sudeste

EMPREENDIMENTO:	UF: SP
SE 500 kV ASSIS	DATA DE NECESSIDADE: **Nov/2021**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 MESES**

JUSTIFICATIVA:

ADEQUAÇÃO DA COMPENSAÇÃO SHUNT PARA MANOBRAS

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Realoção Reator Linha Fixo -136 MVar p/ nova SE Assis 2	502,23
Realoção Reator Linha Manobrável -100 MVar p/ nova SE Assis 2	1.321,66

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: **1.823,89**

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2014.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região Nordeste

EMPREENDIMENTO:	UF: MA
SE 500 KV PRESIDENTE DUTRA	DATA DE NECESSIDADE: **Nov/2021**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 MESES**

JUSTIFICATIVA:

ADEQUAÇÃO DA COMPENSAÇÃO SHUNT PARA MANOBRAS

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Realoção Reator Linha Fixo -150 MVar p/ nova SE Graça Aranha	511,53

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: **1.534,59**

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

[1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – JUNHO DE 2014.

16 ANEXOS

16.1 Cenários de Intercâmbio e Geração

16.1.1 Cenário 1A (dimensionador) - Máxima exportação do Norte/Nordeste com máxima exportação para o Sul – Carga Pesada

Tabela 16-1 – Cenário 1A (dimensionador) – Despacho Hidrelétricas

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
UHE			
1 - Jacuí(RS)	276,8	1383,8	20,0%
2 - Uruguai(SC)(RS)	1177,3	5886,9	20,0%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	95,6	478,0	20,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	1452,4	7262,2	20,0%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	3279,9	6708,1	48,9%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	1413,8	2827,7	50,0%
7 - Tietê(SP)	905,9	1812,0	50,0%
8 - Grande (MG)(SP)	5088,9	7653,0	66,5%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	5760,3	8599,8	67,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	1092,6	2731,7	40,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	302,1	755,2	40,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	540,2	1350,5	40,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	901,9	1020,9	88,3%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	10008,3	10577,4	94,6%
15 - Parnaíba (PI)	216,0	225,0	96,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	12117,1	12757,3	95,0%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	3101,8	3265,0	95,0%
18 - Madeira(RO)(AM)	1028,4	1082,7	95,0%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	12186,6	12828,1	95,0%
20 - Araguari (AP)	730,5	769,0	95,0%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	6300,0	7200,0	87,5%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	4624,0	7200,0	64,2%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	5950,1	7360,0	80,8%

Tabela 16-2 – Cenário 1A (dimensionador) – Despacho Pequenas Centrais Hidrelétricas

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
PCH			
1 - Jacuí(RS)	71,9	359,4	20,0%
2 - Uruguai(SC)(RS)	125,9	503,5	25,0%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	89,7	359,0	25,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	15,5	77,4	20,0%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	85,4	213,4	40,0%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	16,4	32,8	50,0%
7 - Tietê(SP)	21,7	43,3	50,0%
8 - Grande (MG)(SP)	38,7	59,5	65,0%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	183,7	282,6	65,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	261,7	654,2	40,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	169,3	423,2	40,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	250,3	625,8	40,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	40,1	42,3	94,8%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	117,0	165,3	70,8%
15 - Parnaíba (PI)	0,0	0,0	0,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	416,1	438,0	95,0%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	454,6	468,6	97,0%
18 - Madeira(RO)(AM)	192,6	202,7	95,0%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	90,9	95,7	95,0%
20 - Araguari (AP)	0,0	0,0	0,0%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	0,0	0,0	0,0%

Tabela 16-3 – Cenário 1A (dimensionador) – Despacho Usinas Eólicas

Região Eólica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Eólica			
1 – Delta do Parnaíba (PI)(MA)	650,2	1131,6	57,5%
2 – Oeste do Ceará (CE)	1894,6	3254,9	58,2%
3 – Leste do Ceará (CE)	1515,8	1684,5	90,0%
4 – João Câmara (RN)	3695,0	5395,8	68,5%
5 – Lagoa Nova (RN)	284,4	316,0	90,0%
6 – Campina Grande (PB)(PE)	66,4	74,0	89,8%
7 – Angelim (PE)	473,6	679,5	69,7%
8 – Caldeirão Grande (PI)(CE)(PE)	1389,6	1735,8	80,1%
9 – Jardim (SE)(BA)	31,0	34,5	89,9%
10 – Central da Bahia (BA)	2280,5	3964,6	57,5%
11 – Igaporã (BA)	1610,0	2287,1	70,4%
12 - Coxilha de Santana (RS)	0,0	306,0	0,0%
13 - Planalto das Missões (RS)	0,0	0,0	0,0%
14 - Serra Gaúcha (RS)	0,0	0,0	0,0%
15 - Lagoa dos Patos (RS)	0,0	1187,3	0,0%
16 - Litoral Sul (RS)	0,0	747,0	0,0%
17 - Escudo Rio-Grandense (RS)	0,0	0,0	0,0%
18 - Santa Catarina (SC)	2,4	238,9	1,0%

Tabela 16-4 – Cenário 1A (dimensionador) – Despacho Usinas a Biomassa

Estado	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Biomassa			
01 - Alagoas	0,0	0,0	0,0%
02 - Bahia	0,0	301,8	0,0%
03- Ceará	0,0	0,0	0,0%
04 - Paraíba	0,0	0,0	0,0%
05 - Pernambuco	0,0	250,0	0,0%
06 - Piauí	0,0	150,0	0,0%
07 - Rio Grande do Norte	0,0	0,0	0,0%
08 - Sergipe	0,0	0,0	0,0%
09 - Amazonas	0,0	0,0	0,0%
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%
11 - Maranhão	0,0	0,0	0,0%
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%
14 - Tocantins	0,0	0,0	0,0%
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%
17 - Espírito Santo	0,0	0,0	0,0%
18 - Goiás	0,0	1034,3	0,0%
19 - Mato Grosso	0,0	139,7	0,0%
20 - Mato Grosso do Sul	0,0	957,4	0,0%
21 - Minas Gerais	0,0	400,0	0,0%
22 - Rio de Janeiro	0,0	0,0	0,0%
23 - Rondônia	0,0	24,0	0,0%
24 - São Paulo	0,0	3771,1	0,0%
25 - Paraná	0,0	290,0	0,0%
26 - Rio Grande do Sul	0,0	0,0	0,0%
27 - Santa Catarina	0,0	6,5	0,0%

Tabela 16-5 – Cenário 1A (dimensionador) – Despacho Usinas Nucleares

Usinas Nucleares	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Nuclear			
1 - Angra 1 (RJ)	600,0	657,0	91,3%
2 - Angra 2 (RJ)	1309,0	1350,0	97,0%
3 - Angra 3 (RJ)	0,0	1350,0	0,0%

Tabela 16-6 – Cenário 1A (dimensionador) – Despacho Termelétricas

Estado	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Térmicas Carvão, Diesel e Gás			
01 - Alagoas	169,3	174,6	97,0%
02 - Bahia	1357,3	1399,5	97,0%
03- Ceará	2282,1	2287,1	99,8%
04 - Paraíba	494,9	510,4	97,0%
05 - Pernambuco	1205,8	1443,4	83,5%
06 - Piauí	50,4	52,0	97,0%
07 - Rio Grande do Norte	340,0	459,4	74,0%
08 - Sergipe	0,0	0,0	0,0%
09 - Amazonas	975,0	995,5	97,9%
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%
11 - Maranhão	2148,9	2480,6	86,6%
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%
14 - Tocantins	0,0	0,0	0,0%
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%
17 - Espírito Santo	367,2	378,6	97,0%
18 - Goiás	213,3	412,8	51,7%
19 - Mato Grosso	29,1	30,0	97,0%
20 - Mato Grosso do Sul	750,6	774,0	97,0%
21 - Minas Gerais	850,5	877,0	97,0%
22 - Rio de Janeiro	5368,7	5535,3	97,0%
23 - Rondônia	396,6	409,0	97,0%
24 - São Paulo	1054,8	1087,5	97,0%
25 - Paraná	485,0	500,0	97,0%
26 - Rio Grande do Sul	1063,6	2254,5	47,2%
27 - Santa Catarina	831,2	857,0	97,0%

Tabela 16-7 – Cenário 1A (dimensionador) – Despacho Elos CC

Fluxos Elos		
	Despachado	Valor Nominal
ITP 50 -> IBN	4800,0	6264,0
CPV -> ARAQ	5768,0	6300,0
BtB Madeira	560,0	800,0
B.M. -> Estreito	4000,0	4000,0
B.M - > T. RIO	4000,0	4000,0
Bipolo A	4000,0	4000,0
Bipolo B	-4000,0	4000,0

16.1.2 Cenário 2A – Máxima exportação do Norte/Nordeste – Carga Pesada

Tabela 16-8 – Cenário 2A – Despacho Hidrelétricas

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
UHE			
1 - Jacuí(RS)	802,6	1383,8	58,0%
2 - Uruguai(SC)(RS)	3414,1	5886,9	58,0%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	277,2	478,0	58,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	3921,5	7262,2	54,0%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	2824,1	6708,1	42,1%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	1272,3	2827,7	45,0%
7 - Tietê(SP)	815,3	1812,0	45,0%
8 - Grande (MG)(SP)	3443,8	7653,0	45,0%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	3817,7	8599,8	44,4%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	1092,6	2731,7	40,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	302,1	755,2	40,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	540,2	1350,5	40,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	901,9	1020,9	88,3%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	10008,3	10577,4	94,6%
15 - Parnaíba (PI)	216,0	225,0	96,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	12117,1	12757,3	95,0%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	3101,8	3265,0	95,0%
18 - Madeira(RO)(AM)	1028,4	1082,7	95,0%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	12186,6	12828,1	95,0%
20 - Araguari (AP)	730,5	769,0	95,0%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	6300,0	7200,0	87,5%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	4624,0	7200,0	64,2%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	5950,1	7360,0	80,8%

Tabela 16-9 – Cenário 2A – Despacho Pequenas Centrais Hidrelétricas

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
PCH			
1 - Jacuí(RS)	215,7	359,4	60,0%
2 - Uruguai(SC)(RS)	302,1	503,5	60,0%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	215,4	359,0	60,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	46,5	77,4	60,0%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	64,0	213,4	30,0%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	9,8	32,8	30,0%
7 - Tietê(SP)	13,0	43,3	30,0%
8 - Grande (MG)(SP)	17,8	59,5	30,0%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	84,8	282,6	30,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	196,3	654,2	30,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	127,0	423,2	30,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	187,7	625,8	30,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	12,7	42,3	30,0%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	117,0	165,3	70,8%
15 - Parnaíba (PI)	0,0	0,0	0,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	416,1	438,0	95,0%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	454,6	468,6	97,0%
18 - Madeira(RO)(AM)	192,6	202,7	95,0%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	90,9	95,7	95,0%
20 - Araguari (AP)	0,0	0,0	0,0%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	0,0	0,0	0,0%

Tabela 16-10 – Cenário 2A – Despacho Usinas Eólicas

Região Eólica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Eólica			
1 – Delta do Parnaíba (PI)(MA)	859,9	1131,6	76,0%
2 – Oeste do Ceará (CE)	2472,8	3254,9	76,0%
3 – Leste do Ceará (CE)	1280,2	1684,5	76,0%
4 – João Câmara (RN)	4100,7	5395,8	76,0%
5 – Lagoa Nova (RN)	240,2	316,0	76,0%
6 – Campina Grande (PB)(PE)	56,2	74,0	76,0%
7 – Angelim (PE)	516,3	679,5	76,0%
8 – Caldeirão Grande (PI)(CE)(PE)	1319,1	1735,8	76,0%
9 – Jardim (SE)(BA)	26,2	34,5	76,0%
10 – Central da Bahia (BA)	3012,8	3964,6	76,0%
11 – Igaporã (BA)	1738,1	2287,1	76,0%
12 - Coxilha de Santana (RS)	0,0	306,0	0,0%
13 - Planalto das Missões (RS)	0,0	0,0	0,0%
14 - Serra Gaúcha (RS)	0,0	0,0	0,0%
15 - Lagoa dos Patos (RS)	0,0	1187,3	0,0%
16 - Litoral Sul (RS)	0,0	747,0	0,0%
17 - Escudo Rio-Grandense (RS)	0,0	0,0	0,0%
18 - Santa Catarina (SC)	2,4	238,9	1,0%

Tabela 16-11 – Cenário 2A – Despacho Usinas a Biomassa

Estado	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Biomassa			
01 - Alagoas	0,0	0,0	0,0%
02 - Bahia	0,0	301,8	0,0%
03- Ceará	0,0	0,0	0,0%
04 - Paraíba	0,0	0,0	0,0%
05 - Pernambuco	0,0	250,0	0,0%
06 - Piauí	0,0	150,0	0,0%
07 - Rio Grande do Norte	0,0	0,0	0,0%
08 - Sergipe	0,0	0,0	0,0%
09 - Amazonas	0,0	0,0	0,0%
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%
11 - Maranhão	0,0	0,0	0,0%
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%
14 - Tocantins	0,0	0,0	0,0%
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%
17 - Espírito Santo	0,0	0,0	0,0%
18 - Goiás	0,0	1034,3	0,0%
19 - Mato Grosso	0,0	139,7	0,0%
20 - Mato Grosso do Sul	0,0	957,4	0,0%
21 - Minas Gerais	0,0	400,0	0,0%
22 - Rio de Janeiro	0,0	0,0	0,0%
23 - Rondônia	0,0	24,0	0,0%
24 - São Paulo	0,0	3771,1	0,0%
25 - Paraná	0,0	290,0	0,0%
26 - Rio Grande do Sul	0,0	0,0	0,0%
27 - Santa Catarina	0,0	6,5	0,0%

Tabela 16-12 – Cenário 2A – Despacho Usinas Nucleares

Usinas Nucleares	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Nuclear			
1 - Angra 1 (RJ)	600,0	657,0	91,3%
2 - Angra 2 (RJ)	1309,0	1350,0	97,0%
3 - Angra 3 (RJ)	0,0	1350,0	0,0%

Tabela 16-13 – Cenário 2A – Despacho Usinas Termelétricas

Estado	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Térmicas Carvão, Diesel e Gás			
01 - Alagoas	169,3	174,6	97,0%
02 - Bahia	331,6	1399,5	23,7%
03- Ceará	1902,9	2287,1	83,2%
04 - Paraíba	0,0	510,4	0,0%
05 - Pernambuco	778,6	1443,4	53,9%
06 - Piauí	0,0	52,0	0,0%
07 - Rio Grande do Norte	329,8	459,4	71,8%
08 - Sergipe	0,0	0,0	0,0%
09 - Amazonas	950,5	995,5	95,5%
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%
11 - Maranhão	2405,8	2480,6	97,0%
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%
14 - Tocantins	0,0	0,0	0,0%
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%
17 - Espírito Santo	367,2	378,6	97,0%
18 - Goiás	0,0	412,8	0,0%
19 - Mato Grosso	0,0	30,0	0,0%
20 - Mato Grosso do Sul	750,6	774,0	97,0%
21 - Minas Gerais	358,8	877,0	40,9%
22 - Rio de Janeiro	4160,8	5535,3	75,2%
23 - Rondônia	0,0	409,0	0,0%
24 - São Paulo	1054,8	1087,5	97,0%
25 - Paraná	485,0	500,0	97,0%
26 - Rio Grande do Sul	1513,6	2254,5	67,1%
27 - Santa Catarina	831,2	857,0	97,0%

Tabela 16-14 – Cenário 2A – Despacho Elos CC

Fluxos Elos		
	Despachado	Valor Nominal
ITP 50 -> IBN	4800,0	6264,0
CPV -> ARAQ	5768,0	6300,0
BtB Madeira	560,0	800,0
B.M. -> Estreito	4000,0	4000,0
B.M - > T. RIO	4000,0	4000,0
Bipolo A	4000,0	4000,0
Bipolo B	-4000,0	4000,0

16.1.3 Cenário 2B – Máxima exportação do Norte/Nordeste – Carga Leve

Tabela 16-15 – Cenário 2B – Despacho Usinas Hidrelétricas

UHE			
1 - Jacuí(RS)	276,8	1383,8	20,0%
2 - Uruguai(SC)(RS)	1177,3	5886,9	20,0%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	95,6	478,0	20,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	1452,4	7262,2	20,0%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	1796,8	6708,1	26,8%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	706,8	2827,7	25,0%
7 - Tietê(SP)	452,9	1812,0	25,0%
8 - Grande (MG)(SP)	1913,2	7653,0	25,0%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	2150,0	8599,8	25,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	549,1	2731,7	20,1%
11 - Paraguai(MT)(MS)	188,8	755,2	25,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	270,1	1350,5	20,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	665,1	1020,9	65,1%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	7380,2	10577,4	69,8%
15 - Parnaíba (PI)	112,5	225,0	50,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	5102,8	12757,3	40,0%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	1529,5	3265,0	46,8%
18 - Madeira(RO)(AM)	487,2	1082,7	45,0%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	11545,5	12828,1	90,0%
20 - Araguari (AP)	494,1	769,0	64,3%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	4197,0	7200,0	58,3%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	3634,9	7200,0	50,5%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	6248,8	7360,0	84,9%

Tabela 16-16 – Cenário 2B – Despacho Pequenas Centrais Hidrelétricas

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
PCH			
1 - Jacuí(RS)	71,9	359,4	20,0%
2 - Uruguai(SC)(RS)	100,7	503,5	20,0%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	71,8	359,0	20,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	15,5	77,4	20,0%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	53,4	213,4	25,0%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	8,2	32,8	25,0%
7 - Tietê(SP)	10,8	43,3	25,0%
8 - Grande (MG)(SP)	14,9	59,5	25,0%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	70,7	282,6	25,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	163,6	654,2	25,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	105,8	423,2	25,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	125,2	625,8	20,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	21,2	42,3	50,0%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	117,0	165,3	70,8%
15 - Parnaíba (PI)	0,0	0,0	0,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	325,1	438,0	74,2%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	234,3	468,6	50,0%
18 - Madeira(RO)(AM)	101,4	202,7	50,0%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	86,2	95,7	90,0%
20 - Araguari (AP)	0,0	0,0	0,0%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	0,0	0,0	0,0%

Tabela 16-17 – Cenário 2B – Despacho Usinas Eólicas

Região Eólica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Eólica			
1 – Delta do Parnaíba (PI)(MA)	780,7	1131,6	69,0%
2 – Oeste do Ceará (CE)	2245,7	3254,9	69,0%
3 – Leste do Ceará (CE)	1162,3	1684,5	69,0%
4 – João Câmara (RN)	3723,0	5395,8	69,0%
5 – Lagoa Nova (RN)	218,0	316,0	69,0%
6 – Campina Grande (PB)(PE)	51,0	74,0	69,0%
7 – Angelim (PE)	468,8	679,5	69,0%
8 – Caldeirão Grande (PI)(CE)(PE)	1215,0	1735,8	70,0%
9 – Jardim (SE)(BA)	24,2	34,5	70,0%
10 – Central da Bahia (BA)	2775,1	3964,6	70,0%
11 – Igaporã (BA)	1600,9	2287,1	70,0%
12 - Coxilha de Santana (RS)	0,0	306,0	0,0%
13 - Planalto das Missões (RS)	0,0	0,0	0,0%
14 - Serra Gaúcha (RS)	0,0	0,0	0,0%
15 - Lagoa dos Patos (RS)	0,0	1187,3	0,0%
16 - Litoral Sul (RS)	0,0	747,0	0,0%
17 - Escudo Rio-Grandense (RS)	0,0	0,0	0,0%
18 - Santa Catarina (SC)	2,4	238,9	1,0%

Tabela 16-18 – Cenário 2B – Despacho Usinas a Biomassa

Estado	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Biomassa			
01 - Alagoas	0,0	0,0	0,0%
02 - Bahia	0,0	301,8	0,0%
03- Ceará	0,0	0,0	0,0%
04 - Paraíba	0,0	0,0	0,0%
05 - Pernambuco	0,0	250,0	0,0%
06 - Piauí	0,0	150,0	0,0%
07 - Rio Grande do Norte	0,0	0,0	0,0%
08 - Sergipe	0,0	0,0	0,0%
09 - Amazonas	0,0	0,0	0,0%
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%
11 - Maranhão	0,0	0,0	0,0%
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%
14 - Tocantins	0,0	0,0	0,0%
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%
17 - Espírito Santo	0,0	0,0	0,0%
18 - Goiás	0,0	1034,3	0,0%
19 - Mato Grosso	0,0	139,7	0,0%
20 - Mato Grosso do Sul	0,0	957,4	0,0%
21 - Minas Gerais	0,0	400,0	0,0%
22 - Rio de Janeiro	0,0	0,0	0,0%
23 - Rondônia	0,0	24,0	0,0%
24 - São Paulo	0,0	3771,1	0,0%
25 - Paraná	0,0	290,0	0,0%
26 - Rio Grande do Sul	0,0	0,0	0,0%
27 - Santa Catarina	0,0	6,5	0,0%

Tabela 16-19 – Cenário 2B – Despacho Usinas Nucleares

Usinas Nucleares	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Nuclear			
1 - Angra 1 (RJ)	459,9	657,0	70,0%
2 - Angra 2 (RJ)	0,0	1350,0	0,0%
3 - Angra 3 (RJ)	0,0	1350,0	0,0%

Tabela 16-20 – Cenário 2B – Despacho Usinas Termelétricas

Estado	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Térmicas Carvão, Diesel e Gás			
01 - Alagoas	0,0	174,6	0,0%
02 - Bahia	0,0	1399,5	0,0%
03- Ceará	408,1	2287,1	17,8%
04 - Paraíba	0,0	510,4	0,0%
05 - Pernambuco	421,4	1443,4	29,2%
06 - Piauí	0,0	52,0	0,0%
07 - Rio Grande do Norte	0,0	459,4	0,0%
08 - Sergipe	0,0	0,0	0,0%
09 - Amazonas	723,1	995,5	72,6%
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%
11 - Maranhão	1252,0	2480,6	50,5%
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%
14 - Tocantins	0,0	0,0	0,0%
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%
17 - Espírito Santo	0,0	378,6	0,0%
18 - Goiás	0,0	412,8	0,0%
19 - Mato Grosso	0,0	30,0	0,0%
20 - Mato Grosso do Sul	0,0	774,0	0,0%
21 - Minas Gerais	0,0	877,0	0,0%
22 - Rio de Janeiro	2005,5	5535,3	36,2%
23 - Rondônia	0,0	409,0	0,0%
24 - São Paulo	0,0	1087,5	0,0%
25 - Paraná	0,0	500,0	0,0%
26 - Rio Grande do Sul	303,5	2254,5	13,5%
27 - Santa Catarina	320,7	857,0	37,4%

Tabela 16-21 – Cenário 2B – Despacho Elos CC

Fluxos Elos		
	Despachado	Valor Nominal
ITP 50 -> IBN	3740,0	6264,0
CPV -> ARAQ	6300,0	6300,0
BtB Madeira	400,0	800,0
B.M. -> Estreito	4000,0	4000,0
B.M - > T. RIO	4000,0	4000,0
Bipolo A	4000,0	4000,0
Bipolo B	-4000,0	4000,0

16.1.4 Cenário 3A – Máxima exportação do Norte para Nordeste – Carga Média

Tabela 16-22 – Cenário 3A – Despacho Usinas Hidrelétricas

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
UHE			
1 - Jacuí(RS)	1314,5	1383,8	95,0%
2 - Uruguai(SC)(RS)	5591,8	5886,9	95,0%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	454,1	478,0	95,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	6898,7	7262,2	95,0%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	5869,1	6708,1	87,5%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	2749,9	2827,7	97,2%
7 - Tietê(SP)	1757,3	1812,0	97,0%
8 - Grande (MG)(SP)	7421,0	7653,0	97,0%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	8340,0	8599,8	97,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	2565,8	2731,7	93,9%
11 - Paraguai(MT)(MS)	732,5	755,2	97,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	1309,8	1350,5	97,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	306,2	1020,9	30,0%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	3653,1	10577,4	34,5%
15 - Parnaíba (PI)	67,5	225,0	30,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	12371,8	12757,3	97,0%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	3166,7	3265,0	97,0%
18 - Madeira(RO)(AM)	1050,0	1082,7	97,0%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	12547,1	12828,1	97,8%
20 - Araguari (AP)	737,6	769,0	95,9%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	6300,0	7200,0	87,5%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	4624,0	7200,0	64,2%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	6296,2	7360,0	85,5%

Tabela 16-23 – Cenário 3A – Despacho Pequenas Centrais Hidrelétricas

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
PCH			
1 - Jacuí(RS)	341,4	359,4	95,0%
2 - Uruguai(SC)(RS)	478,3	503,5	95,0%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	341,1	359,0	95,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	73,6	77,4	95,0%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	202,8	213,4	95,0%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	31,2	32,8	95,0%
7 - Tietê(SP)	41,1	43,3	95,0%
8 - Grande (MG)(SP)	56,5	59,5	95,0%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	268,5	282,6	95,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	621,5	654,2	95,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	402,0	423,2	95,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	594,5	625,8	95,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	12,7	42,3	30,0%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	49,6	165,3	30,0%
15 - Parnaíba (PI)	0,0	0,0	0,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	416,1	438,0	95,0%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	445,1	468,6	95,0%
18 - Madeira(RO)(AM)	192,6	202,7	95,0%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	90,9	95,7	95,0%
20 - Araguari (AP)	0,0	0,0	0,0%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	0,0	0,0	0,0%

Tabela 16-24 – Cenário 3A – Despacho Usinas Eólicas

Região Eólica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Eólica			
1 – Delta do Parnaíba (PI)(MA)	181,1	1131,6	16,0%
2 – Oeste do Ceará (CE)	520,7	3254,9	16,0%
3 – Leste do Ceará (CE)	252,7	1684,5	15,0%
4 – João Câmara (RN)	809,2	5395,8	15,0%
5 – Lagoa Nova (RN)	47,4	316,0	15,0%
6 – Campina Grande (PB)(PE)	11,1	74,0	15,0%
7 – Angelim (PE)	101,9	679,5	15,0%
8 – Caldeirão Grande (PI)(CE)(PE)	260,4	1735,8	15,0%
9 – Jardim (SE)(BA)	5,2	34,5	15,0%
10 – Central da Bahia (BA)	594,6	3964,6	15,0%
11 – Igaporã (BA)	343,1	2287,1	15,0%
12 - Coxilha de Santana (RS)	229,5	306,0	75,0%
13 - Planalto das Missões (RS)	0,0	0,0	0,0%
14 - Serra Gaúcha (RS)	0,0	0,0	0,0%
15 - Lagoa dos Patos (RS)	890,4	1187,3	75,0%
16 - Litoral Sul (RS)	560,2	747,0	75,0%
17 - Escudo Rio-Grandense (RS)	0,0	0,0	0,0%
18 - Santa Catarina (SC)	179,2	238,9	75,0%

Tabela 16-25 – Cenário 3A – Despacho Usinas a Biomassa

Estado	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Biomassa			
01 - Alagoas	0,0	0,0	0,0%
02 - Bahia	0,0	301,8	0,0%
03- Ceará	0,0	0,0	0,0%
04 - Paraíba	0,0	0,0	0,0%
05 - Pernambuco	0,0	250,0	0,0%
06 - Piauí	0,0	150,0	0,0%
07 - Rio Grande do Norte	0,0	0,0	0,0%
08 - Sergipe	0,0	0,0	0,0%
09 - Amazonas	0,0	0,0	0,0%
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%
11 - Maranhão	0,0	0,0	0,0%
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%
14 - Tocantins	0,0	0,0	0,0%
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%
17 - Espírito Santo	0,0	0,0	0,0%
18 - Goiás	0,0	1034,3	0,0%
19 - Mato Grosso	0,0	139,7	0,0%
20 - Mato Grosso do Sul	0,0	957,4	0,0%
21 - Minas Gerais	0,0	400,0	0,0%
22 - Rio de Janeiro	0,0	0,0	0,0%
23 - Rondônia	0,0	24,0	0,0%
24 - São Paulo	0,0	3771,1	0,0%
25 - Paraná	0,0	290,0	0,0%
26 - Rio Grande do Sul	0,0	0,0	0,0%
27 - Santa Catarina	0,0	6,5	0,0%

Tabela 16-26 – Cenário 3A – Despacho Usinas Nucleares

Usinas Nucleares	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Nuclear			
1 - Angra 1 (RJ)	637,2	657,0	97,0%
2 - Angra 2 (RJ)	1309,0	1350,0	97,0%
3 - Angra 3 (RJ)	1309,0	1350,0	97,0%

Tabela 16-27 – Cenário 3A – Despacho Usinas Termelétricas

Estado	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Térmicas Carvão, Diesel e Gás			
01 - Alagoas	0,0	174,6	0,0%
02 - Bahia	199,5	1399,5	14,3%
03- Ceará	218,0	2287,1	9,5%
04 - Paraíba	0,0	510,4	0,0%
05 - Pernambuco	0,0	1443,4	0,0%
06 - Piauí	0,0	52,0	0,0%
07 - Rio Grande do Norte	0,0	459,4	0,0%
08 - Sergipe	0,0	0,0	0,0%
09 - Amazonas	952,5	995,5	95,7%
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%
11 - Maranhão	843,4	2480,6	34,0%
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%
14 - Tocantins	0,0	0,0	0,0%
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%
17 - Espírito Santo	197,8	378,6	52,2%
18 - Goiás	0,0	412,8	0,0%
19 - Mato Grosso	0,0	30,0	0,0%
20 - Mato Grosso do Sul	750,6	774,0	97,0%
21 - Minas Gerais	358,8	877,0	40,9%
22 - Rio de Janeiro	3772,6	5535,3	68,2%
23 - Rondônia	0,0	409,0	0,0%
24 - São Paulo	87,0	1087,5	8,0%
25 - Paraná	192,3	500,0	38,5%
26 - Rio Grande do Sul	1308,0	2254,5	58,0%
27 - Santa Catarina	760,2	857,0	88,7%

Tabela 16-28 – Cenário 3A – Despacho Elos CC

Fluxos Elos		
	Despachado	Valor Nominal
ITP 50 -> IBN	4800,0	6264,0
CPV -> ARAQ	5768,0	6300,0
BtB Madeira	560,0	800,0
B.M. -> Estreito	3600,0	4000,0
B.M - > T. RIO	4000,0	4000,0
Bipolo A	400,0	4000,0
Bipolo B	-800,0	4000,0

16.1.5 Cenário 3B – Máxima exportação do Norte para Nordeste – Carga Leve

Tabela 16-29 – Cenário 3B – Despacho Usinas Hidrelétricas

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
UHE			
1 - Jacuí(RS)	512,0	1383,8	37,0%
2 - Uruguai(SC)(RS)	2178,0	5886,9	37,0%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	176,9	478,0	37,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	2687,3	7262,2	37,0%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	1909,3	6708,1	28,5%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	1046,0	2827,7	37,0%
7 - Tietê(SP)	670,3	1812,0	37,0%
8 - Grande (MG)(SP)	2831,2	7653,0	37,0%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	3191,8	8599,8	37,1%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	1003,9	2731,7	36,8%
11 - Paraguai(MT)(MS)	279,4	755,2	37,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	472,7	1350,5	35,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	306,2	1020,9	30,0%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	3174,6	10577,4	30,0%
15 - Parnaíba (PI)	98,0	225,0	43,6%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	11480,7	12757,3	90,0%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	2938,5	3265,0	90,0%
18 - Madeira(RO)(AM)	974,4	1082,7	90,0%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	11545,2	12828,1	90,0%
20 - Araguari (AP)	692,1	769,0	90,0%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	4197,0	7200,0	58,3%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	3634,9	7200,0	50,5%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	5950,1	7360,0	80,8%

Tabela 16-30 – Cenário 3B – Despacho Pequenas Hidrelétricas

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
PCH			
1 - Jacuí(RS)	125,8	359,4	35,0%
2 - Uruguai(SC)(RS)	176,2	503,5	35,0%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	125,7	359,0	35,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	27,1	77,4	35,0%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	74,7	213,4	35,0%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	11,5	32,8	35,0%
7 - Tietê(SP)	15,2	43,3	35,0%
8 - Grande (MG)(SP)	20,8	59,5	35,0%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	98,9	282,6	35,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	229,0	654,2	35,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	148,1	423,2	35,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	219,0	625,8	35,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	12,7	42,3	30,0%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	49,6	165,3	30,0%
15 - Parnaíba (PI)	0,0	0,0	0,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	394,2	438,0	90,0%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	328,0	468,6	70,0%
18 - Madeira(RO)(AM)	182,5	202,7	90,0%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	86,2	95,7	90,0%
20 - Araguari (AP)	0,0	0,0	0,0%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	0,0	0,0	0,0%

Tabela 16-31 – Cenário 3B – Despacho Usinas Eólicas

Região Eólica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Eólica			
1 – Delta do Parnaíba (PI)(MA)	113,2	1131,6	10,0%
2 – Oeste do Ceará (CE)	325,4	3254,9	10,0%
3 – Leste do Ceará (CE)	168,5	1684,5	10,0%
4 – João Câmara (RN)	539,5	5395,8	10,0%
5 – Lagoa Nova (RN)	31,6	316,0	10,0%
6 – Campina Grande (PB)(PE)	7,4	74,0	10,0%
7 – Angelim (PE)	68,0	679,5	10,0%
8 – Caldeirão Grande (PI)(CE)(PE)	173,6	1735,8	10,0%
9 – Jardim (SE)(BA)	3,5	34,5	10,0%
10 – Central da Bahia (BA)	396,5	3964,6	10,0%
11 – Igaporã (BA)	228,7	2287,1	10,0%
12 - Coxilha de Santana (RS)	0,0	306,0	0,0%
13 - Planalto das Missões (RS)	0,0	0,0	0,0%
14 - Serra Gaúcha (RS)	0,0	0,0	0,0%
15 - Lagoa dos Patos (RS)	0,0	1187,3	0,0%
16 - Litoral Sul (RS)	0,0	747,0	0,0%
17 - Escudo Rio-Grandense (RS)	0,0	0,0	0,0%
18 - Santa Catarina (SC)	2,4	238,9	1,0%

Tabela 16-32 – Cenário 3B – Despacho Usinas a Biomassa

Estado	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Biomassa			
01 - Alagoas	0,0	0,0	0,0%
02 - Bahia	0,0	301,8	0,0%
03- Ceará	0,0	0,0	0,0%
04 - Paraíba	0,0	0,0	0,0%
05 - Pernambuco	0,0	250,0	0,0%
06 - Piauí	0,0	150,0	0,0%
07 - Rio Grande do Norte	0,0	0,0	0,0%
08 - Sergipe	0,0	0,0	0,0%
09 - Amazonas	0,0	0,0	0,0%
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%
11 - Maranhão	0,0	0,0	0,0%
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%
14 - Tocantins	0,0	0,0	0,0%
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%
17 - Espírito Santo	0,0	0,0	0,0%
18 - Goiás	0,0	1034,3	0,0%
19 - Mato Grosso	0,0	139,7	0,0%
20 - Mato Grosso do Sul	0,0	957,4	0,0%
21 - Minas Gerais	0,0	400,0	0,0%
22 - Rio de Janeiro	0,0	0,0	0,0%
23 - Rondônia	0,0	24,0	0,0%
24 - São Paulo	0,0	3771,1	0,0%
25 - Paraná	0,0	290,0	0,0%
26 - Rio Grande do Sul	0,0	0,0	0,0%
27 - Santa Catarina	0,0	6,5	0,0%

Tabela 16-33 – Cenário 3B – Despacho Usinas Nucleares

Usinas Nucleares	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Nuclear			
1 - Angra 1 (RJ)	520,0	657,0	79,1%
2 - Angra 2 (RJ)	1080,0	1350,0	80,0%
3 - Angra 3 (RJ)	0,0	1350,0	0,0%

Tabela 16-34 – Cenário 3B – Despacho Usinas Termelétricas

Estado	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Térmicas Carvão, Diesel e Gás			
01 - Alagoas	0,0	174,6	0,0%
02 - Bahia	0,0	1399,5	0,0%
03- Ceará	218,0	2287,1	9,5%
04 - Paraíba	0,0	510,4	0,0%
05 - Pernambuco	0,0	1443,4	0,0%
06 - Piauí	0,0	52,0	0,0%
07 - Rio Grande do Norte	0,0	459,4	0,0%
08 - Sergipe	0,0	0,0	0,0%
09 - Amazonas	723,1	995,5	72,6%
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%
11 - Maranhão	1504,0	2480,6	60,6%
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%
14 - Tocantins	0,0	0,0	0,0%
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%
17 - Espírito Santo	102,0	378,6	26,9%
18 - Goiás	0,0	412,8	0,0%
19 - Mato Grosso	0,0	30,0	0,0%
20 - Mato Grosso do Sul	188,0	774,0	24,3%
21 - Minas Gerais	0,0	877,0	0,0%
22 - Rio de Janeiro	2544,6	5535,3	46,0%
23 - Rondônia	0,0	409,0	0,0%
24 - São Paulo	0,0	1087,5	0,0%
25 - Paraná	0,0	500,0	0,0%
26 - Rio Grande do Sul	400,6	2254,5	17,8%
27 - Santa Catarina	320,7	857,0	37,4%

Tabela 16-35 – Cenário 3B – Despacho Elos CC

Fluxos Elos		
	Despachado	Valor Nominal
ITP 50 -> IBN	3740,0	6264,0
CPV -> ARAQ	5768,0	6300,0
BtB Madeira	560,0	800,0
B.M. -> Estreito	4000,0	4000,0
B.M - > T. RIO	4000,0	4000,0
Bipolo A	3000,0	4000,0
Bipolo B	-4000,0	4000,0

16.1.6 Cenário 4A – Máxima importação pelo Norte/Nordeste – Carga Média

Tabela 16-36 – Cenário 4A – Despacho Usinas Hidrelétricas

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
UHE			
1 - Jacuí(RS)	1314,5	1383,8	95,0%
2 - Uruguai(SC)(RS)	5591,8	5886,9	95,0%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	454,1	478,0	95,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	6898,7	7262,2	95,0%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	6381,1	6708,1	95,1%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	2686,0	2827,7	95,0%
7 - Tietê(SP)	1721,3	1812,0	95,0%
8 - Grande (MG)(SP)	7268,1	7653,0	95,0%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	8169,2	8599,8	95,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	2595,1	2731,7	95,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	717,4	755,2	95,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	1282,9	1350,5	95,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	703,0	1020,9	68,9%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	4230,2	10577,4	40,0%
15 - Parnaíba (PI)	90,0	225,0	40,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	7232,4	12757,3	56,7%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	1142,8	3265,0	35,0%
18 - Madeira(RO)(AM)	378,9	1082,7	35,0%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	1282,8	12828,1	10,0%
20 - Araguari (AP)	115,4	769,0	15,0%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	6300,0	7200,0	87,5%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	4624,0	7200,0	64,2%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	2325,6	7360,0	31,6%

Tabela 16-37 – Cenário 4A – Despacho Pequenas Centrais Hidrelétricas

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
PCH			
1 - Jacuí(RS)	341,4	359,4	95,0%
2 - Uruguai(SC)(RS)	478,3	503,5	95,0%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	341,1	359,0	95,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	73,6	77,4	95,0%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	202,8	213,4	95,0%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	31,2	32,8	95,0%
7 - Tietê(SP)	41,1	43,3	95,0%
8 - Grande (MG)(SP)	56,5	59,5	95,0%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	268,5	282,6	95,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	621,5	654,2	95,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	402,0	423,2	95,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	594,5	625,8	95,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	33,8	42,3	80,0%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	66,1	165,3	40,0%
15 - Parnaíba (PI)	0,0	0,0	0,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	240,9	438,0	55,0%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	164,0	468,6	35,0%
18 - Madeira(RO)(AM)	71,0	202,7	35,0%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	19,1	95,7	20,0%
20 - Araguari (AP)	0,0	0,0	0,0%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	0,0	0,0	0,0%

Tabela 16-38 – Cenário 4A – Despacho Usinas Eólicas

Região Eólica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Eólica			
1 – Delta do Parnaíba (PI)(MA)	260,2	1131,6	23,0%
2 – Oeste do Ceará (CE)	748,6	3254,9	23,0%
3 – Leste do Ceará (CE)	387,5	1684,5	23,0%
4 – João Câmara (RN)	1240,9	5395,8	23,0%
5 – Lagoa Nova (RN)	72,7	316,0	23,0%
6 – Campina Grande (PB)(PE)	17,0	74,0	23,0%
7 – Angelim (PE)	156,3	679,5	23,0%
8 – Caldeirão Grande (PI)(CE)(PE)	399,2	1735,8	23,0%
9 – Jardim (SE)(BA)	7,9	34,5	23,0%
10 – Central da Bahia (BA)	911,8	3964,6	23,0%
11 – Igaporã (BA)	526,0	2287,1	23,0%
12 - Coxilha de Santana (RS)	275,4	306,0	90,0%
13 - Planalto das Missões (RS)	0,0	0,0	0,0%
14 - Serra Gaúcha (RS)	0,0	0,0	0,0%
15 - Lagoa dos Patos (RS)	1068,6	1187,3	90,0%
16 - Litoral Sul (RS)	672,3	747,0	90,0%
17 - Escudo Rio-Grandense (RS)	0,0	0,0	0,0%
18 - Santa Catarina (SC)	215,0	238,9	90,0%

Tabela 16-39 – Cenário 4A – Despacho Usinas a Biomassa

Estado	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Biomassa			
01 - Alagoas	0,0	0,0	0,0%
02 - Bahia	292,7	301,8	97,0%
03- Ceará	0,0	0,0	0,0%
04 - Paraíba	0,0	0,0	0,0%
05 - Pernambuco	242,5	250,0	97,0%
06 - Piauí	145,5	150,0	97,0%
07 - Rio Grande do Norte	0,0	0,0	0,0%
08 - Sergipe	0,0	0,0	0,0%
09 - Amazonas	0,0	0,0	0,0%
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%
11 - Maranhão	0,0	0,0	0,0%
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%
14 - Tocantins	0,0	0,0	0,0%
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%
17 - Espírito Santo	0,0	0,0	0,0%
18 - Goiás	974,6	1034,3	94,2%
19 - Mato Grosso	135,5	139,7	97,0%
20 - Mato Grosso do Sul	928,6	957,4	97,0%
21 - Minas Gerais	388,0	400,0	97,0%
22 - Rio de Janeiro	0,0	0,0	0,0%
23 - Rondônia	23,3	24,0	97,0%
24 - São Paulo	3657,7	3771,1	97,0%
25 - Paraná	281,3	290,0	97,0%
26 - Rio Grande do Sul	0,0	0,0	0,0%
27 - Santa Catarina	6,3	6,5	96,9%

Tabela 16-40 – Cenário 4A – Despacho Usinas Nucleares

Usinas Nucleares	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Nuclear			
1 - Angra 1 (RJ)	637,2	657,0	97,0%
2 - Angra 2 (RJ)	1309,0	1350,0	97,0%
3 - Angra 3 (RJ)	1309,0	1350,0	97,0%

Tabela 16-41 – Cenário 4A – Despacho Usinas Termelétricas

Estado	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Térmicas Carvão, Diesel e Gás			
01 - Alagoas	165,8	174,6	95,0%
02 - Bahia	846,2	1399,5	60,5%
03- Ceará	2183,4	2287,1	95,5%
04 - Paraíba	484,7	510,4	95,0%
05 - Pernambuco	1146,2	1443,4	79,4%
06 - Piauí	49,4	52,0	95,0%
07 - Rio Grande do Norte	323,0	459,4	70,3%
08 - Sergipe	0,0	0,0	0,0%
09 - Amazonas	1011,9	995,5	101,7%
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%
11 - Maranhão	2356,3	2480,6	95,0%
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%
14 - Tocantins	0,0	0,0	0,0%
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%
17 - Espírito Santo	359,7	378,6	95,0%
18 - Goiás	0,0	412,8	0,0%
19 - Mato Grosso	28,5	30,0	95,0%
20 - Mato Grosso do Sul	735,3	774,0	95,0%
21 - Minas Gerais	351,5	877,0	40,1%
22 - Rio de Janeiro	5258,2	5535,3	95,0%
23 - Rondônia	327,6	409,0	80,1%
24 - São Paulo	1033,0	1087,5	95,0%
25 - Paraná	475,0	500,0	95,0%
26 - Rio Grande do Sul	1517,3	2254,5	67,3%
27 - Santa Catarina	814,1	857,0	95,0%

Tabela 16-42 – Cenário 4A – Despacho Elos CC

Fluxos Elos		
	Despachado	Valor Nominal
ITP 50 -> IBN	4800,0	6264,0
CPV -> ARAQ	1800,0	6300,0
BtB Madeira	560,0	800,0
B.M. -> Estreito	-400,0	4000,0
B.M - > T. RIO	400,0	4000,0
Bipolo A	-400,0	4000,0
Bipolo B	-1000,0	4000,0

16.1.7 Cenário 4B – Máxima importação pelo Norte/Nordeste – Carga Leve

Tabela 16-43 – Cenário 4B – Despacho Usinas Hidrelétricas

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
UHE			
1 - Jacuí(RS)	830,3	1383,8	60,0%
2 - Uruguai(SC)(RS)	3532,1	5886,9	60,0%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	286,8	478,0	60,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	4748,7	7262,2	65,4%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	4682,6	6708,1	69,8%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	1555,1	2827,7	55,0%
7 - Tietê(SP)	985,6	1812,0	54,4%
8 - Grande (MG)(SP)	5356,5	7653,0	70,0%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	6019,8	8599,8	70,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	1502,4	2731,7	55,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	453,1	755,2	60,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	810,3	1350,5	60,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	204,2	1020,9	20,0%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	3174,6	10577,4	30,0%
15 - Parnaíba (PI)	98,0	225,0	43,6%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	5102,8	12757,3	40,0%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	663,0	3265,0	20,3%
18 - Madeira(RO)(AM)	227,7	1082,7	21,0%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	1282,8	12828,1	10,0%
20 - Araguari (AP)	95,1	769,0	12,4%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	4197,0	7200,0	58,3%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	3634,9	7200,0	50,5%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	2143,9	7360,0	29,1%

Tabela 16-44 – Cenário 4B – Despacho Pequenas Centrais Hidrelétricas

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
PCH			
1 - Jacuí(RS)	215,7	359,4	60,0%
2 - Uruguai(SC)(RS)	302,1	503,5	60,0%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	215,4	359,0	60,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	46,5	77,4	60,0%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	128,1	213,4	60,0%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	19,7	32,8	60,0%
7 - Tietê(SP)	26,0	43,3	60,0%
8 - Grande (MG)(SP)	35,7	59,5	60,0%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	169,6	282,6	60,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	392,5	654,2	60,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	253,9	423,2	60,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	375,5	625,8	60,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	8,5	42,3	20,0%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	33,1	165,3	20,0%
15 - Parnaíba (PI)	0,0	0,0	0,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	175,2	438,0	40,0%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	93,7	468,6	20,0%
18 - Madeira(RO)(AM)	40,6	202,7	20,0%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	19,1	95,7	20,0%
20 - Araguari (AP)	0,0	0,0	0,0%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	0,0	0,0	0,0%

Tabela 16-45 – Cenário 4B – Despacho Usinas Eólicas

Região Eólica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Eólica			
1 – Delta do Parnaíba (PI)(MA)	113,2	1131,6	10,0%
2 – Oeste do Ceará (CE)	325,4	3254,9	10,0%
3 – Leste do Ceará (CE)	168,5	1684,5	10,0%
4 – João Câmara (RN)	539,5	5395,8	10,0%
5 – Lagoa Nova (RN)	31,6	316,0	10,0%
6 – Campina Grande (PB)(PE)	7,4	74,0	10,0%
7 – Angelim (PE)	68,0	679,5	10,0%
8 – Caldeirão Grande (PI)(CE)(PE)	173,6	1735,8	10,0%
9 – Jardim (SE)(BA)	3,5	34,5	10,0%
10 – Central da Bahia (BA)	396,5	3964,6	10,0%
11 – Igaporã (BA)	228,7	2287,1	10,0%
12 - Coxilha de Santana (RS)	275,4	306,0	90,0%
13 - Planalto das Missões (RS)	0,0	0,0	0,0%
14 - Serra Gaúcha (RS)	0,0	0,0	0,0%
15 - Lagoa dos Patos (RS)	1068,6	1187,3	90,0%
16 - Litoral Sul (RS)	672,3	747,0	90,0%
17 - Escudo Rio-Grandense (RS)	0,0	0,0	0,0%
18 - Santa Catarina (SC)	215,0	238,9	90,0%

Tabela 16-46 – Cenário 4B – Despacho Usinas a Biomassa

Estado	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Biomassa			
01 - Alagoas	0,0	0,0	0,0%
02 - Bahia	286,7	301,8	95,0%
03- Ceará	0,0	0,0	0,0%
04 - Paraíba	0,0	0,0	0,0%
05 - Pernambuco	237,5	250,0	95,0%
06 - Piauí	142,5	150,0	95,0%
07 - Rio Grande do Norte	0,0	0,0	0,0%
08 - Sergipe	0,0	0,0	0,0%
09 - Amazonas	0,0	0,0	0,0%
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%
11 - Maranhão	0,0	0,0	0,0%
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%
14 - Tocantins	0,0	0,0	0,0%
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%
17 - Espírito Santo	0,0	0,0	0,0%
18 - Goiás	871,8	1034,3	84,3%
19 - Mato Grosso	132,7	139,7	95,0%
20 - Mato Grosso do Sul	892,5	957,4	93,2%
21 - Minas Gerais	380,0	400,0	95,0%
22 - Rio de Janeiro	0,0	0,0	0,0%
23 - Rondônia	22,8	24,0	95,0%
24 - São Paulo	3582,4	3771,1	95,0%
25 - Paraná	275,5	290,0	95,0%
26 - Rio Grande do Sul	0,0	0,0	0,0%
27 - Santa Catarina	6,2	6,5	95,1%

Tabela 16-47 – Cenário 4B – Despacho Usinas Nucleares

Usinas Nucleares	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Nuclear			
1 - Angra 1 (RJ)	624,1	657,0	95,0%
2 - Angra 2 (RJ)	1282,0	1350,0	95,0%
3 - Angra 3 (RJ)	0,0	1350,0	0,0%

Tabela 16-48 – Cenário 4B – Despacho Usinas Termelétricas

Estado	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Térmicas Carvão, Diesel e Gás			
01 - Alagoas	0,0	174,6	0,0%
02 - Bahia	0,0	1399,5	0,0%
03- Ceará	1145,1	2287,1	50,1%
04 - Paraíba	0,0	510,4	0,0%
05 - Pernambuco	169,4	1443,4	11,7%
06 - Piauí	0,0	52,0	0,0%
07 - Rio Grande do Norte	0,0	459,4	0,0%
08 - Sergipe	0,0	0,0	0,0%
09 - Amazonas	723,1	995,5	72,6%
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%
11 - Maranhão	1504,0	2480,6	60,6%
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%
14 - Tocantins	0,0	0,0	0,0%
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%
17 - Espírito Santo	102,0	378,6	26,9%
18 - Goiás	0,0	412,8	0,0%
19 - Mato Grosso	0,0	30,0	0,0%
20 - Mato Grosso do Sul	188,0	774,0	24,3%
21 - Minas Gerais	0,0	877,0	0,0%
22 - Rio de Janeiro	2544,6	5535,3	46,0%
23 - Rondônia	0,0	409,0	0,0%
24 - São Paulo	0,0	1087,5	0,0%
25 - Paraná	0,0	500,0	0,0%
26 - Rio Grande do Sul	400,6	2254,5	17,8%
27 - Santa Catarina	320,7	857,0	37,4%

Tabela 16-49 – Cenário 4B – Despacho Elos CC

Fluxos Elos		
	Despachado	Valor Nominal
ITP 50 -> IBN	3740,0	6264,0
CPV -> ARAQ	1600,0	6300,0
BtB Madeira	560,0	800,0
B.M. -> Estreito	500,0	4000,0
B.M - > T. RIO	500,0	4000,0
Bipolo A	-1000,0	4000,0
Bipolo B	-4000,0	4000,0

16.1.8 Cenário 5A – Máxima exportação do Nordeste – Carga Pesada

Tabela 16-50 – Cenário 5A – Despacho Usinas Hidrelétricas

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
UHE			
1 - Jacuí(RS)	1245,4	1383,8	90,0%
2 - Uruguai(SC)(RS)	5298,1	5886,9	90,0%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	430,2	478,0	90,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	6535,3	7262,2	90,0%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	4660,6	6708,1	69,5%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	1979,4	2827,7	70,0%
7 - Tietê(SP)	1268,3	1812,0	70,0%
8 - Grande (MG)(SP)	5601,4	7653,0	73,2%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	6276,7	8599,8	73,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	1365,8	2731,7	50,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	377,6	755,2	50,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	675,3	1350,5	50,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	510,4	1020,9	50,0%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	10047,6	10577,4	95,0%
15 - Parnaíba (PI)	213,7	225,0	95,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	6378,6	12757,3	50,0%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	979,5	3265,0	30,0%
18 - Madeira(RO)(AM)	324,8	1082,7	30,0%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	1282,8	12828,1	10,0%
20 - Araguari (AP)	115,4	769,0	15,0%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	6300,0	7200,0	87,5%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	4624,0	7200,0	64,2%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	2325,6	7360,0	31,6%

Tabela 16-51 – Cenário 5A – Despacho Pequenas Centrais Hidrelétricas

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
PCH			
1 - Jacuí(RS)	323,5	359,4	90,0%
2 - Uruguai(SC)(RS)	453,1	503,5	90,0%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	323,1	359,0	90,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	69,7	77,4	90,0%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	170,7	213,4	80,0%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	26,3	32,8	80,0%
7 - Tietê(SP)	34,6	43,3	80,0%
8 - Grande (MG)(SP)	47,6	59,5	80,0%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	226,1	282,6	80,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	327,1	654,2	50,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	211,6	423,2	50,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	312,9	625,8	50,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	21,2	42,3	50,0%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	157,1	165,3	95,0%
15 - Parnaíba (PI)	0,0	0,0	0,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	416,1	438,0	95,0%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	140,6	468,6	30,0%
18 - Madeira(RO)(AM)	60,8	202,7	30,0%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	19,1	95,7	20,0%
20 - Araguari (AP)	0,0	0,0	0,0%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	0,0	0,0	0,0%

Tabela 16-52 – Cenário 5A – Despacho Usinas Eólicas

Região Eólica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Eólica			
1 – Delta do Parnaíba (PI)(MA)	905,2	1131,6	80,0%
2 – Oeste do Ceará (CE)	2603,0	3254,9	80,0%
3 – Leste do Ceará (CE)	1347,6	1684,5	80,0%
4 – João Câmara (RN)	4315,6	5395,8	80,0%
5 – Lagoa Nova (RN)	252,8	316,0	80,0%
6 – Campina Grande (PB)(PE)	59,2	74,0	80,0%
7 – Angelim (PE)	543,5	679,5	80,0%
8 – Caldeirão Grande (PI)(CE)(PE)	1388,5	1735,8	80,0%
9 – Jardim (SE)(BA)	27,6	34,5	80,0%
10 – Central da Bahia (BA)	3171,4	3964,6	80,0%
11 – Igaporã (BA)	1829,6	2287,1	80,0%
12 - Coxilha de Santana (RS)	122,4	306,0	40,0%
13 - Planalto das Missões (RS)	0,0	0,0	0,0%
14 - Serra Gaúcha (RS)	0,0	0,0	0,0%
15 - Lagoa dos Patos (RS)	474,9	1187,3	40,0%
16 - Litoral Sul (RS)	298,8	747,0	40,0%
17 - Escudo Rio-Grandense (RS)	0,0	0,0	0,0%
18 - Santa Catarina (SC)	95,6	238,9	40,0%

Tabela 16-53 – Cenário 5A – Despacho Usinas a Biomassa

Estado	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Biomassa			
01 - Alagoas	0,0	0,0	0,0%
02 - Bahia	286,7	301,8	95,0%
03- Ceará	0,0	0,0	0,0%
04 - Paraíba	0,0	0,0	0,0%
05 - Pernambuco	237,5	250,0	95,0%
06 - Piauí	142,5	150,0	95,0%
07 - Rio Grande do Norte	0,0	0,0	0,0%
08 - Sergipe	0,0	0,0	0,0%
09 - Amazonas	0,0	0,0	0,0%
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%
11 - Maranhão	0,0	0,0	0,0%
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%
14 - Tocantins	0,0	0,0	0,0%
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%
17 - Espírito Santo	0,0	0,0	0,0%
18 - Goiás	955,5	1034,3	92,4%
19 - Mato Grosso	132,7	139,7	95,0%
20 - Mato Grosso do Sul	909,5	957,4	95,0%
21 - Minas Gerais	380,0	400,0	95,0%
22 - Rio de Janeiro	0,0	0,0	0,0%
23 - Rondônia	22,8	24,0	95,0%
24 - São Paulo	3582,4	3771,1	95,0%
25 - Paraná	275,5	290,0	95,0%
26 - Rio Grande do Sul	0,0	0,0	0,0%
27 - Santa Catarina	6,2	6,5	95,1%

Tabela 16-54 – Cenário 5A – Despacho Usinas Nucleares

Usinas Nucleares	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Nuclear			
1 - Angra 1 (RJ)	600,0	657,0	91,3%
2 - Angra 2 (RJ)	1309,0	1350,0	97,0%
3 - Angra 3 (RJ)	0,0	1350,0	0,0%

Tabela 16-55 – Cenário 5A – Despacho Usinas Termelétricas

Estado	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Térmicas Carvão, Diesel e Gás			
01 - Alagoas	0,0	174,6	0,0%
02 - Bahia	467,1	1399,5	33,4%
03- Ceará	1874,6	2287,1	82,0%
04 - Paraíba	0,0	510,4	0,0%
05 - Pernambuco	571,9	1443,4	39,6%
06 - Piauí	0,0	52,0	0,0%
07 - Rio Grande do Norte	323,0	459,4	70,3%
08 - Sergipe	0,0	0,0	0,0%
09 - Amazonas	1011,9	995,5	101,7%
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%
11 - Maranhão	2041,2	2480,6	82,3%
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%
14 - Tocantins	0,0	0,0	0,0%
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%
17 - Espírito Santo	193,8	378,6	51,2%
18 - Goiás	0,0	412,8	0,0%
19 - Mato Grosso	28,5	30,0	95,0%
20 - Mato Grosso do Sul	735,3	774,0	95,0%
21 - Minas Gerais	351,5	877,0	40,1%
22 - Rio de Janeiro	5258,2	5535,3	95,0%
23 - Rondônia	0,0	409,0	0,0%
24 - São Paulo	1033,0	1087,5	95,0%
25 - Paraná	475,0	500,0	95,0%
26 - Rio Grande do Sul	1281,7	2254,5	56,9%
27 - Santa Catarina	814,1	857,0	95,0%

Tabela 16-56 – Cenário 5A – Despacho Elos CC

Fluxos Elos		
	Despachado	Valor Nominal
ITP 50 -> IBN	4800,0	6264,0
CPV -> ARAQ	1800,0	6300,0
BtB Madeira	560,0	800,0
B.M. -> Estreito	800,0	4000,0
B.M - > T. RIO	500,0	4000,0
Bipolo A	400,0	4000,0
Bipolo B	-4000,0	4000,0

16.1.9 Cenário 5B – Máxima exportação do Nordeste – Carga Leve

Tabela 16-57 – Cenário 5B – Despacho Usinas Hidrelétricas

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
UHE			
1 - Jacuí(RS)	314,2	1383,8	22,7%
2 - Uruguai(SC)(RS)	1354,1	5886,9	23,0%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	105,2	478,0	22,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	1667,7	7262,2	23,0%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	2288,4	6708,1	34,1%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	851,6	2827,7	30,1%
7 - Tietê(SP)	544,9	1812,0	30,1%
8 - Grande (MG)(SP)	2295,8	7653,0	30,0%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	2593,7	8599,8	30,2%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	682,9	2731,7	25,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	188,8	755,2	25,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	270,1	1350,5	20,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	969,8	1020,9	95,0%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	10054,6	10577,4	95,1%
15 - Parnaíba (PI)	213,7	225,0	95,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	5102,8	12757,3	40,0%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	663,0	3265,0	20,3%
18 - Madeira(RO)(AM)	227,7	1082,7	21,0%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	1282,8	12828,1	10,0%
20 - Araguari (AP)	95,1	769,0	12,4%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	4197,0	7200,0	58,3%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	3634,9	7200,0	50,5%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	2143,9	7360,0	29,1%

Tabela 16-58 – Cenário 5B – Despacho Pequenas Centrais Hidrelétricas

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
PCH			
1 - Jacuí(RS)	71,9	359,4	20,0%
2 - Uruguai(SC)(RS)	100,7	503,5	20,0%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	71,8	359,0	20,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	15,5	77,4	20,0%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	53,4	213,4	25,0%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	8,2	32,8	25,0%
7 - Tietê(SP)	10,8	43,3	25,0%
8 - Grande (MG)(SP)	14,9	59,5	25,0%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	70,7	282,6	25,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	163,6	654,2	25,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	105,8	423,2	25,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	125,2	625,8	20,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	38,1	42,3	90,0%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	148,8	165,3	90,0%
15 - Parnaíba (PI)	0,0	0,0	0,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	219,0	438,0	50,0%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	117,2	468,6	25,0%
18 - Madeira(RO)(AM)	50,7	202,7	25,0%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	23,9	95,7	25,0%
20 - Araguari (AP)	0,0	0,0	0,0%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	0,0	0,0	0,0%

Tabela 16-59 – Cenário 5B – Despacho Usinas Eólicas

Região Eólica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Eólica			
1 – Delta do Parnaíba (PI)(MA)	905,2	1131,6	80,0%
2 – Oeste do Ceará (CE)	2603,0	3254,9	80,0%
3 – Leste do Ceará (CE)	1347,6	1684,5	80,0%
4 – João Câmara (RN)	4315,6	5395,8	80,0%
5 – Lagoa Nova (RN)	252,8	316,0	80,0%
6 – Campina Grande (PB)(PE)	59,2	74,0	80,0%
7 – Angelim (PE)	543,5	679,5	80,0%
8 – Caldeirão Grande (PI)(CE)(PE)	1388,5	1735,8	80,0%
9 – Jardim (SE)(BA)	27,6	34,5	80,0%
10 – Central da Bahia (BA)	3171,4	3964,6	80,0%
11 – Igaporã (BA)	1829,6	2287,1	80,0%
12 - Coxilha de Santana (RS)	0,0	306,0	0,0%
13 - Planalto das Missões (RS)	0,0	0,0	0,0%
14 - Serra Gaúcha (RS)	0,0	0,0	0,0%
15 - Lagoa dos Patos (RS)	0,0	1187,3	0,0%
16 - Litoral Sul (RS)	0,0	747,0	0,0%
17 - Escudo Rio-Grandense (RS)	0,0	0,0	0,0%
18 - Santa Catarina (SC)	2,4	238,9	1,0%

Tabela 16-60 – Cenário 5B – Despacho Usinas a Biomassa

Estado	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Biomassa			
01 - Alagoas	0,0	0,0	0,0%
02 - Bahia	286,7	301,8	95,0%
03- Ceará	0,0	0,0	0,0%
04 - Paraíba	0,0	0,0	0,0%
05 - Pernambuco	237,5	250,0	95,0%
06 - Piauí	142,5	150,0	95,0%
07 - Rio Grande do Norte	0,0	0,0	0,0%
08 - Sergipe	0,0	0,0	0,0%
09 - Amazonas	0,0	0,0	0,0%
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%
11 - Maranhão	0,0	0,0	0,0%
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%
14 - Tocantins	0,0	0,0	0,0%
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%
17 - Espírito Santo	0,0	0,0	0,0%
18 - Goiás	871,8	1034,3	84,3%
19 - Mato Grosso	132,7	139,7	95,0%
20 - Mato Grosso do Sul	892,5	957,4	93,2%
21 - Minas Gerais	380,0	400,0	95,0%
22 - Rio de Janeiro	0,0	0,0	0,0%
23 - Rondônia	22,8	24,0	95,0%
24 - São Paulo	3582,4	3771,1	95,0%
25 - Paraná	275,5	290,0	95,0%
26 - Rio Grande do Sul	0,0	0,0	0,0%
27 - Santa Catarina	6,2	6,5	95,1%

Tabela 16-61 – Cenário 5B – Despacho Usinas Nucleares

Usinas Nucleares	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Nuclear			
1 - Angra 1 (RJ)	520,0	657,0	79,1%
2 - Angra 2 (RJ)	1080,0	1350,0	80,0%
3 - Angra 3 (RJ)	0,0	1350,0	0,0%

Tabela 16-62 – Cenário 5B – Despacho Usinas Termelétricas

Estado	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Térmicas Carvão, Diesel e Gás			
01 - Alagoas	0,0	174,6	0,0%
02 - Bahia	0,0	1399,5	0,0%
03- Ceará	1145,1	2287,1	50,1%
04 - Paraíba	0,0	510,4	0,0%
05 - Pernambuco	169,4	1443,4	11,7%
06 - Piauí	0,0	52,0	0,0%
07 - Rio Grande do Norte	0,0	459,4	0,0%
08 - Sergipe	0,0	0,0	0,0%
09 - Amazonas	723,1	995,5	72,6%
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%
11 - Maranhão	1504,0	2480,6	60,6%
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%
14 - Tocantins	0,0	0,0	0,0%
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%
17 - Espírito Santo	102,0	378,6	26,9%
18 - Goiás	0,0	412,8	0,0%
19 - Mato Grosso	0,0	30,0	0,0%
20 - Mato Grosso do Sul	188,0	774,0	24,3%
21 - Minas Gerais	0,0	877,0	0,0%
22 - Rio de Janeiro	2544,6	5535,3	46,0%
23 - Rondônia	0,0	409,0	0,0%
24 - São Paulo	0,0	1087,5	0,0%
25 - Paraná	0,0	500,0	0,0%
26 - Rio Grande do Sul	400,6	2254,5	17,8%
27 - Santa Catarina	320,7	857,0	37,4%

Tabela 16-63 – Cenário 5B – Despacho Elos CC

Fluxos Elos		
	Despachado	Valor Nominal
ITP 50 -> IBN	3740,0	6264,0
CPV -> ARAQ	1600,0	6300,0
BtB Madeira	560,0	800,0
B.M. -> Estreito	500,0	4000,0
B.M - > T. RIO	500,0	4000,0
Bipolo A	400,0	4000,0
Bipolo B	-4000,0	4000,0

16.2 Parâmetros dos Equipamentos de Rede Básica

Tabela 16-64 – Características Elétricas das Linhas de Transmissão Novas – Alternativa Vencedora

Características Elétricas das Linhas de Transmissão - Alternativa Vencedora						
Linha de Transmissão	Tensão (kV)	Estrutura	Extensão (km)	Condutor		
				Número subcondutores por fase	Nome	Bitola (MCM)
Silvânia - Trindade C1	500	E	1x168	4	Rail	954
Assis - Assis 2 C3	500	E	1x14,5	4	Rail	954
Parauapebas - Assis 2 - Bipolo A	800	E	1x1941	6	Lapwing	1590
Graça Aranha - Silvânia - Bipolo B	800	E	1x1460	6	Lapwing	1590

E = Estrutura Estaiada

***Observação**: para os trechos de linha em 500 kV, complementares ao seccionamento, deverão ser respeitadas as características do circuito seccionado.

Tabela 16-65 – Parâmetros Elétricos das Linhas de Transmissão Novas – Alternativa Vencedora

Linha de Transmissão	Parâmetros Elétricos											
	Longitudinais e transversais por unidade de comprimento						Longitudinais e transversais equivalentes					
	Sequência Positiva			Sequência Zero			Sequência Positiva			Sequência Zero		
	R1 (Ω/km)	X1 (Ω/km)	B1 (µS/km)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)	B0 (µS/km)	R1 (%)	X1 (%)	B1 (Mvar)	R0 (%)	X0 (%)	B0 (Mvar)
Silvânia - Trindade C1	0,0182	0,3176	5,2246	0,3970	1,3513	3,2944	0,1204	2,1174	220,29	2,5574	8,9079	139,83
Assis - Assis 2 C3	0,0182	0,3176	5,2246	0,3970	1,3513	3,2944	0,0106	0,1842	18,94	0,2302	0,7836	11,94
Parauapebas - Assis 2 - Bipolo A	Ver Tabela 7-6											
Graça Aranha - Silvânia - Bipolo B												

Tabela 16-66 – Capacidade das Linhas de Transmissão Novas – Alternativa Vencedora

Linha de Transmissão	Fluxo Máximo Verificado				Capacidade Indicada para a LT			
	MVA		A		MVA		A	
	Normal	Emerg.	Normal	Emerg.	Normal	Emerg.	Normal	Emerg.
LT 500 kV Silvânia - Trindade C1	1359	1661	1569	1918	2000	2500	2309	2887
LT 500 kV Assis - Assis 2 C3	1604	2695*	1852	3112	2992	3793	3455	4380

*Para Emergência dupla

16.3 Bipolo A

16.3.1 Consulta de Expansão de Subestações e Recapacitação de Linhas de Transmissão

taesa

Rio de Janeiro, 22 de julho de 2015
TAESA 296/15

A
EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA
Avenida Rio Branco, nº 1 – 11º Andar
Centro – Rio de Janeiro/RJ
CEP 20090-003

A/C: **Sr. José Marcos Bressane**
Superintendente de Transmissão de Energia

Assunto: Ampliação da Subestação Assis

Referência: Ofício nº 0693/EPE/2015

Prezado Senhor,

Em resposta a sua solicitação no Ofício em referência, atestamos a viabilidade da expansão da SE Assis, com a necessidade de aquisição de terreno, para ambas as opções.

Encaminhamos o detalhamento das adequações e demais informações solicitadas nos Anexos, conforme listado a seguir:

- Anexo 1 – Formulários do Ofício da EPE preenchidos;
- Anexo 2 – Diagramas Unifilares;
- Anexo 3 – Arranjo Físico;
- Anexo 4 – Características do Autotransformador existente.

Praça XV de Novembro, 20 - 6º Andar
Centro - CEP 20.010-010 - Rio de Janeiro - RJ
Tel: +55 (21) 2212-6000 / Fax: +55 (21) 2212-6040/6041
www.taesa.com.br

Figura 16-1 – Consulta Taesa Ofício nº0693/EPE/2015 – Página 1 de 8

taesa

Adicionalmente, pedimos que sejam atualizados nossos dados na EPE, de modo que as próximas solicitações sejam a nós direcionadas da seguinte forma:

JOÃO PROCÓPIO CAMPOS LOURES VALE
Diretor de Desenvolvimento de Negócios
Praça XV de Novembro, 20 – 6º Andar
Centro – CEP 20.010-010 – Rio de Janeiro – RJ

Renovando nossos votos de estima e consideração, colocamo-nos a disposição para eventuais informações necessárias.

Atenciosamente,

João Procópio Campos Loures Vale
Diretor de Desenvolvimento de Negócios

Praça XV de Novembro, 20 - 6º Andar
Centro - CEP 20.010-010 - Rio de Janeiro - RJ
Tel: +55 (21) 2212-6000 / Fax: +55 (21) 2212-6040/6041
www.taesa.com.br

Figura 16-2 – Consulta Taesa Ofício nº0693/EPE/2015 – Página 2 de 8

taesa

Anexo 1 – Formulários do Ofício da EPE Preenchidos

Praça XV de Novembro, 20 - 6º Andar
Centro - CEP 20.010-010 - Rio de Janeiro - RJ
Tel: +55 (21) 2212-6000 / Fax: +55 (21) 2212-6040/6041
www.taesa.com.br

Figura 16-3 – Consulta Taesa Ofício nº0693/EPE/2015 – Página 3 de 8

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 30/06/2015 Revisão: Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos bays disponíveis na subestação? [X] Sim [ ] Não

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

O acesso das novas linhas deve se dar sentido nordeste.

5. Observações

A) A expansão em consulta deverá partir da configuração da SE Assis já considerando as seguintes obras em andamento:

- **LT 500 kV Marimbondo 2 – Assis C1 (Leilão Aneel 007/2012);**
- **2 reatores de barra de 136 Mvar cada (Leilão Aneel 007/2012) e**
- **LT 500 kV Assis – Londrina C2 (Leilão Aneel 001/2012)**

B) Apresentar o Diagrama Unifilar Básico da subestação de Assis já considerando as obras em andamento descritas na observação A;

B) Informar as características do autotransformador existente: capacidade de sobrecarga em emergência (4 horas), existência de LTC e características deste e esquema de ligação do equipamento;

C) O esquemático das duas opções de expansão previstas na consulta é apresentado na página 4.

Rio de Janeiro, 29 de junho de 2015
Data da Solicitação

22/07/2015
Data da Entrega do Formulário

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

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome: Henrique Abeu de Oliveira
Cargo: Engenheiro

Figura 16-4 – Consulta Taesa Ofício n°0693/EPE/2015 – Página 4 de 8

epe	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 30/06/2015 Revisão: Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

(X) Assinalar os itens que podem ser implementados na subestação de acordo com o arranjo e espaço disponíveis.

1. Módulos de Manobra (Opção de Expansão 1)

- [X] EL — Quantidade: 1 — Tensão (kV): 500 — Arranjo: DJM
- [X] CT — Quantidade: 2 — Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 500/440 — Arranjo Prim.: DJM Sec.: DJM Ter:
- [X] IB — Quantidade: 1 — Tensão (kV): 500 — Arranjo: DJM

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 1)

- [X] Autotransformadores — Quantidade: 3 — Potência (MVA): 500 — Tensão Pri./Sec.(kV): 500/440 — Fase: Monofásico
- [ ] CRL — Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___
- [ ] CRB — Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___
- [ ] CTA — Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___
- [ ] CC — Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___

1. Módulos de Manobra (Opção de Expansão 2)

- [X] EL — Quantidade: 3 — Tensão (kV): 500 — Arranjo: DJM
- [X] CT — Quantidade: 2 — Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 500/440 — Arranjo Prim.: DJM Sec.: DJM Ter:
- [X] IB — Quantidade: 2 — Tensão (kV): 500 — Arranjo: DJM

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 2)

- [X] Autotransformadores — Quantidade: 3 — Potência (MVA): 500 — Tensão Pri./Sec.(kV): 500/440 — Fase: mono.
- [ ] CRL — Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___
- [ ] CRB — Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___
- [ ] CTA — Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___
- [ ] CC — Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno?

- [X] Sim — Área Prevista: Expansão 1 : 15 mil m² / 2 : 25 mil m²
- [ ] Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo?

- [ ] Sim — Equipamentos Necessários: _____
- [X] Não

Figura 16-5 – Consulta Taesa Ofício nº0693/EPE/2015 – Página 5 de 8

taesa

Anexo 2 – Diagramas Unifilares

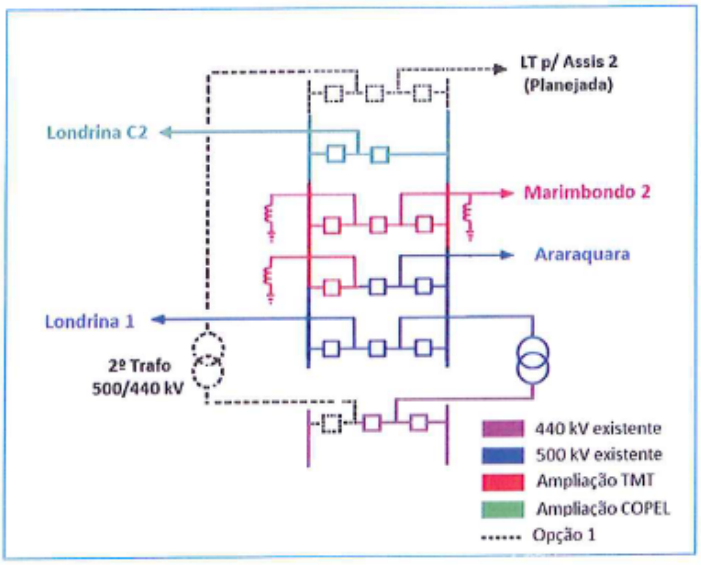


Figura 1 – Diagrama Unifilar da Opção 1

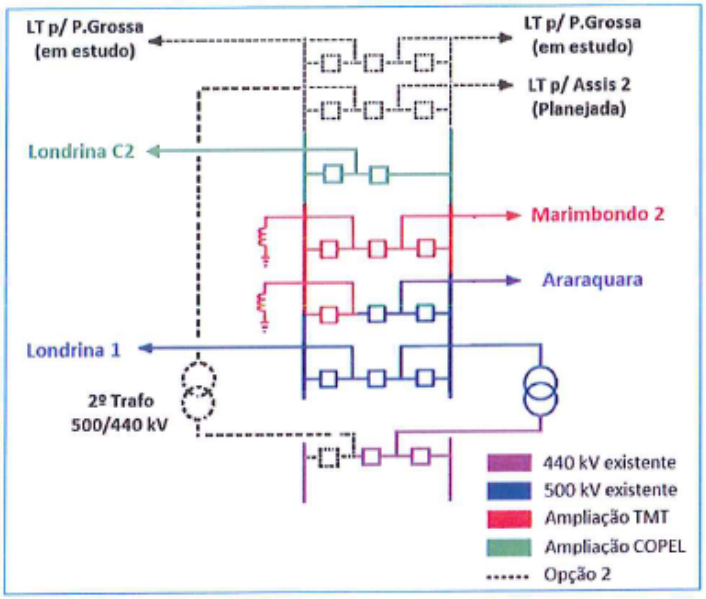


Figura 2 – Diagrama Unifilar da Opção 2

Praça XV de Novembro, 20 - 6º Andar
Centro - CEP 20.010-010 - Rio de Janeiro - RJ
Tel: +55 (21) 2212-6000 / Fax: +55 (21) 2212-6040/6041
www.taesa.com.br

Figura 16-6 – Consulta Taesa Ofício nº0693/EPE/2015 – Página 6 de 8

taesa

Anexo 3 – Arranjo Físico

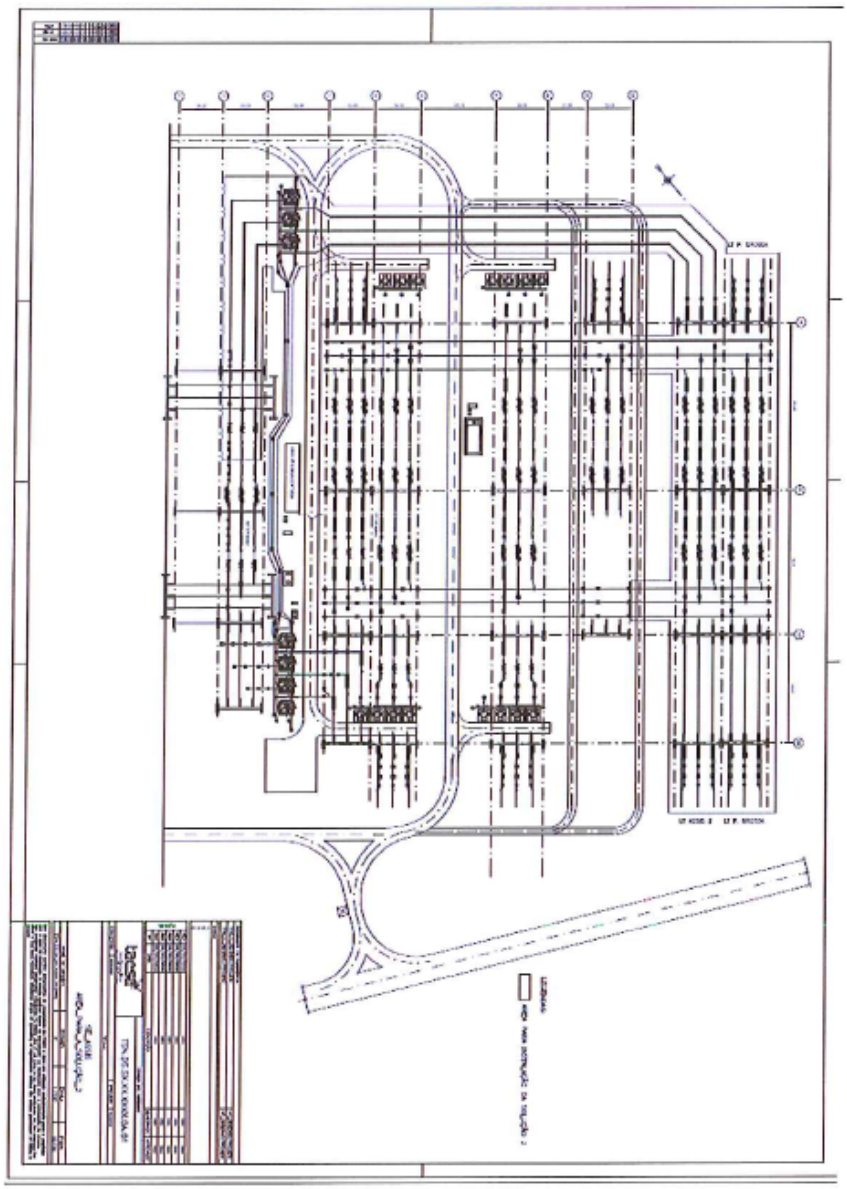


Figura 3 – Arranjo Físico

Praça XV de Novembro, 20 - 6º Andar
Centro - CEP 20.010-010 - Rio de Janeiro - RJ
Tel: +55 (21) 2212-6000 / Fax: +55 (21) 2212-6040/6041
www.taesa.com.br

Figura 16-7 – Consulta Taesa Ofício nº0693/EPE/2015 – Página 7 de 8

taesa

Anexo 4 – Características do Transformador Existente

- Capacidade de Emergência por 4h: 2.143 A no 525 kV
- Esquema de ligação do equipamento: YaOd1
- Características básicas do LTC:

OLTC			HI-HOXO			
				CORRENTE (A)		
INDICAÇÃO POSIÇÃO	PR-SELETOR	SELETOR	TENSÃO (V)	300MVA	400MVA	500MVA
1	20-21	1	577500/√3	900	1200	1500
2		2	574218/√3	905	1207	1508
3		3	570937/√3	910	1213	1517
4		4	567656/√3	915	1220	1526
5		5	564375/√3	921	1228	1534
6		6	561093/√3	926	1235	1543
7		7	557812/√3	932	1242	1553
8		8	554531/√3	937	1249	1562
9		9	551250/√3	943	1257	1571
10		10	547968/√3	948	1264	1580
11		11	544687/√3	954	1272	1590
12		12	541406/√3	960	1280	1600
13		13	538125/√3	966	1287	1609
14		14	534843/√3	972	1295	1619
15		15	531562/√3	978	1303	1629
16		16	528281/√3	984	1311	1639
17A		17	525000/√3	990	1320	1650
17	20-22	18	525000/√3	990	1320	1650
17B		1	525000/√3	990	1320	1650
18		2	521718/√3	996	1328	1660
19		3	518437/√3	1002	1336	1670
20		4	515156/√3	1009	1345	1681
21		5	511875/√3	1015	1353	1692
22		6	508593/√3	1022	1362	1703
23		7	505312/√3	1028	1371	1714
24		8	502031/√3	1035	1380	1725
25		9	498750/√3	1042	1389	1736
26		10	495469/√3	1049	1398	1748
27		11	492188/√3	1056	1408	1760
28		12	488907/√3	1063	1417	1771
29		13	485626/√3	1070	1427	1783
30		14	482345/√3	1077	1436	1795
31		15	479064/√3	1085	1446	1808
32		16	475783/√3	1092	1456	1820
33		17	472500/√3	1100	1466	1833

Figura 4 – Tapes do Transformador

Praça XV de Novembro, 20 - 6º Andar
Centro - CEP 20.010-010 - Rio de Janeiro - RJ
Tel: +55 (21) 2212-6000 / Fax: +55 (21) 2212-6040/6041
www.taesa.com.br

Figura 16-8 – Consulta Taesa Ofício nº0693/EPE/2015 – Página 8 de 8

NUP: 48002.005166/2015-13

Ofício nº 0725/EPE/2015

Rio de Janeiro, 01 de julho de 2015.

A Sua Senhoria o Senhor
Guilherme Horta Gonçalves Júnior
Diretor de Expansão e Suprimentos
Transmissora Aliança de Energia Elétrica S/A - Taesa
Praça XV de Novembro, 20 – Grupo 601/602
20010-010 – Centro – Rio de Janeiro/RJ

Assunto: **Consulta sobre a viabilidade de alteração dos limites de transmissão de trecho de linha oriundo do seccionamento da LT 500 kV Araraquara 2 - Assis na nova SE Assis 2**

Senhor Diretor,

1. Estudos de expansão da transmissão de energia elétrica de modo a proporcionar os reforços necessários para o aumento da capacidade da interligação entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste estão sendo desenvolvidos pela EPE. Para subsidiar a definição das alternativas a serem analisadas, encaminhamos o formulário em anexo que trata da viabilidade da ampliação da subestação de Assis.

3. O formulário anexo solicita um levantamento de informações pelas áreas de Engenharia e Projetos quanto à viabilidade de alteração dos limites de transmissão de trecho de linha oriundo do seccionamento da LT 500 kV Araraquara 2 – Assis na nova SE Assis 2, de propriedade dessa Empresa.

4. Estas informações servirão de base documental e consultiva para os estudos de forma a dar solidez na definição de alternativas e mitigação de eventuais problemas futuros.

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 de expansão da transmissão mais célere, consistente e transparente em todas as suas etapas.

6. Por fim, solicitamos que, se possível, 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 poder tempestivamente subsidiar os estudos em andamento.

Atenciosamente,

José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia

Escritório Central:
Av. Rio Branco, 1 – 11º andar
20090-003 Rio de Janeiro RJ

Figura 16-9 – Consulta Taesa Ofício nº0725/EPE/2015 – Página 1 de 8

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs	Data: 01/07/2015
		Revisão:
		Página: 1 - 3

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Aumento da Capacidade de Transmissão da Interligação entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Linha de Transmissão: LT 500 kV Assis - Assis 2 (oriunda seccionamento LT 500 kV Araraquara 2 - Assis na nova SE Assis 2)

Concessionária Proprietária: Taesa

1. Novos limites de transmissão requeridos:

Limite Normal (MVA): 2992

Limite de Emergência (MVA): 3793

2. Diagrama Unifilar

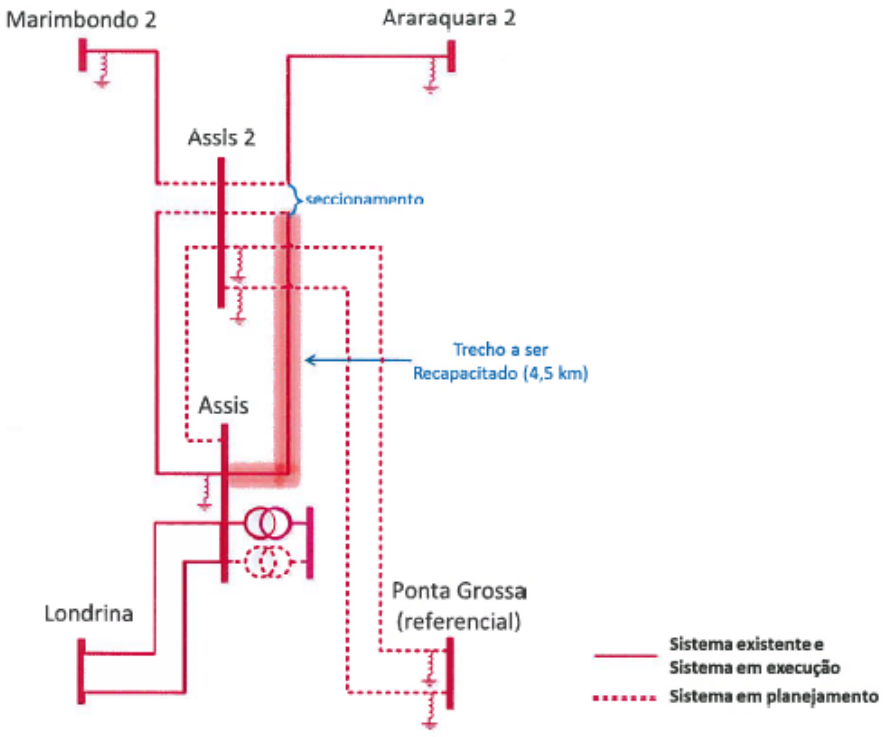


Figura 16-10 – Consulta Taesa Ofício nº0725/EPE/2015 – Página 2 de 8

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs**	Data: 01/07/2015 Revisão: Página: 2 - 3

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

1. Informações atuais sobre a linha de transmissão

a) N° de subcondutores/ fase: ____

b) Cabo adotado: ____

c) Temperatura de projeto: ____

2. A alteração proposta pelo planejamento é:

☐ Viável

☐ Inviável

3. Caso a alteração proposta seja viável:

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

_____

_____

_____

_____

_____

_____

b) Informar os novos limites de transmissão relacionados à adequação descrita no item 3a:
_____/_____ MVA (Normal/Emergência).

c) Informar o custo estimado para a construção de uma nova linha de transmissão com as mesmas características da LT existente: _____ R$x1000

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

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

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

_____

_____

_____

_____

_____

_____

Figura 16-11 – Consulta Taesa Ofício n°0725/EPE/2015 – Página 3 de 8

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs**	Data: 01/07/2015 Revisão: Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

A) A capacidade requerida nesta consulta é idêntica à da LT 500 kV oriunda do seccionamento da LT 500 kV Marimbondo 2 – Assis na nova subestação de Assis 2 .

B) O comprimento de 4,5 km do trecho de linha a ser recapacitado foi medido a partir da localização indicativa da nova SE Assis 2. Caso a localização desta subestação venha a ser alterada, esse comprimento poderá sofrer alterações.

Rio de Janeiro, 01 de julho de 2015

Data da Solicitação

Data da Entrega do Formulário

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

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome:
Cargo:

Figura 16-12 – Consulta Taesa Ofício nº0725/EPE/2015 – Página 4 de 8

taesa

Empresa de Pesquisa Energética - EPE
45002.006150/2015-63

Rio de Janeiro, 10 de Agosto de 2015
TAESA 317/15

A
EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA
Avenida Rio Branco, nº 1 – 11º Andar
Centro – Rio de Janeiro/RJ
CEP 20090-003

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE
RECEBIDO EM
11 AGO 2015
ÀS 16 : 00 H.

A/C: **Sr. José Marcos Bressane**
Superintendente de Transmissão de Energia

Assunto: Consulta sobre a viabilidade de alteração dos limites de transmissão de trecho de linha oriundo do seccionamento da LT 500 kV Araraquara 2-Assis na nova SE Assis 2.

Referência: Ofício nº 0725/EPE/2015

Prezado Senhor,

Em resposta a sua solicitação no Ofício em referência, atestamos a viabilidade de alteração dos limites de transmissão do trecho de linha oriundo do seccionamento da LT 500 kV Araraquara 2 - Assis na nova SE Assis 2.

Encaminhamos o detalhamento das adequações e demais informações solicitadas no Anexo a seguir:

- Anexo – Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs.

Praça XV de Novembro, 20 - 6º Andar
Centro - CEP 20.010-010 - Rio de Janeiro - RJ
Tel: +55 (21) 2212-6000 / Fax: +55 (21) 2212-6040/6041
www.taesa.com.br

Figura 16-13 – Consulta Taesa Ofício nº0725/EPE/2015 – Página 5 de 8

taesa

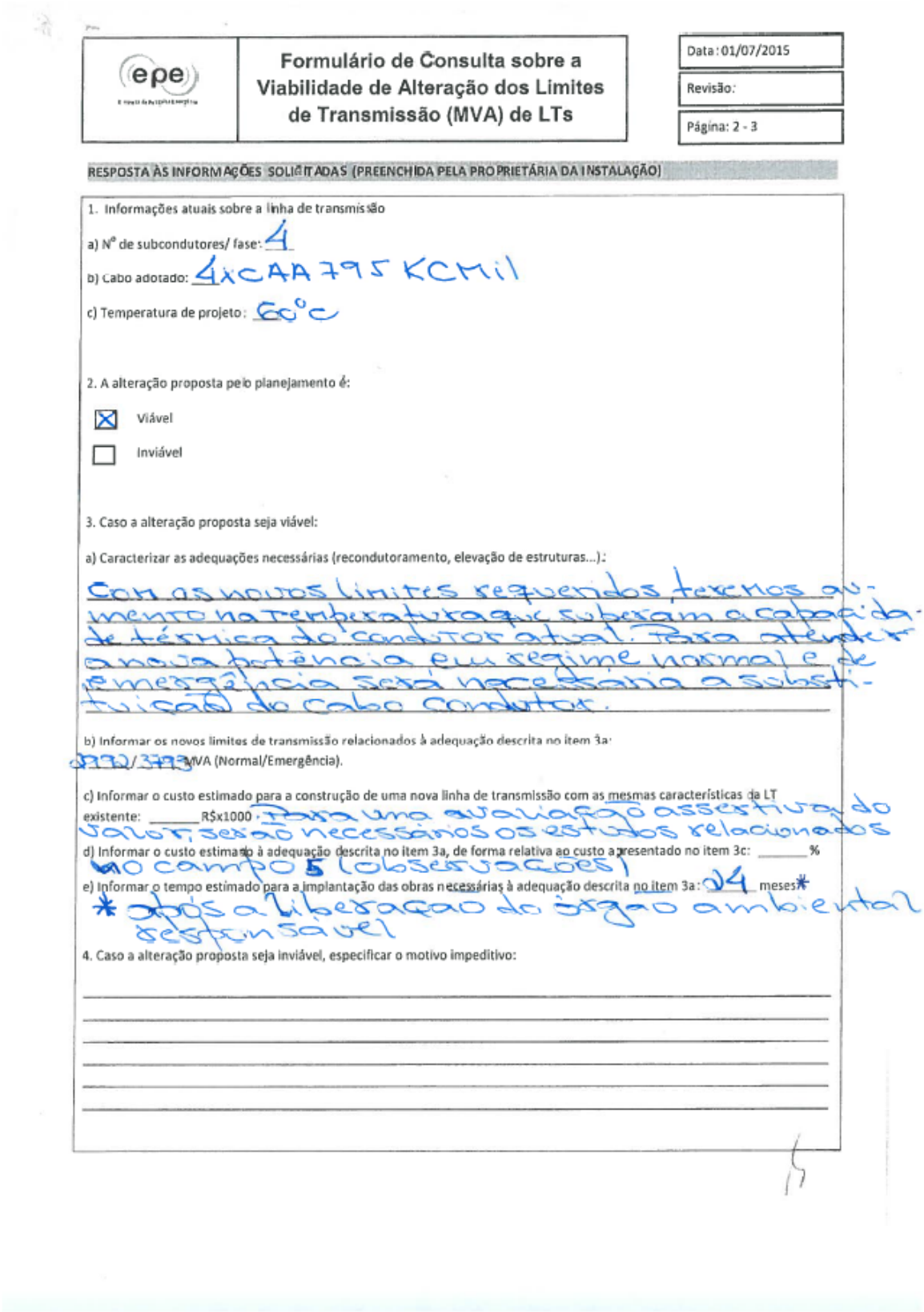
Renovando nossos votos de estima e consideração, colocamo-nos a disposição para eventuais informações necessárias.

Atenciosamente,

Marco Antonio Resende Faria
Diretor Superintendente Técnico

Praça XV de Novembro, 20 - 6º Andar
Centro - CEP 20.010-010 - Rio de Janeiro - RJ
Tel: +55 (21) 2212-6000 / Fax: +55 (21) 2212-6040/6041
www.taesa.com.br

Figura 16-14 – Consulta Taesa Ofício nº0725/EPE/2015 – Página 6 de 8



epe

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

Data: 01/07/2015
Revisão:
Página: 2 - 3

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

1. Informações atuais sobre a linha de transmissão

a) Nº de subcondutores/ fase: 4

b) Cabo adotado: 4xCAA 795 KCMil

c) Temperatura de projeto: 60°C

2. A alteração proposta pelo planejamento é:

☒ Viável

☐ Inviável

3. Caso a alteração proposta seja viável:

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

Com os novos limites requeridos, teremos aumento na temperatura que superam a capacidade térmica do condutor atual. Para atender a nova potência em regime normal e de emergência será necessária a substituição do cabo condutor.

b) Informar os novos limites de transmissão relacionados à adequação descrita no item 3a:
3792 / 3793 MVA (Normal/Emergência).

c) Informar o custo estimado para a construção de uma nova linha de transmissão com as mesmas características da LT existente: _____ R$x1000 - Para uma avaliação assertiva do valor, serão necessários os estudos relacionados ao campo 5 (observações)

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

e) Informar o tempo estimado para a implantação das obras necessárias à adequação descrita no item 3a: 24 meses*

* após a liberação do órgão ambiental responsável

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

17

Figura 16-15 – Consulta Taesa Ofício nº0725/EPE/2015 – Página 7 de 8

epe	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs	Data: 01/07/2015 Revisão: Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

A) A capacidade requerida nesta consulta é idêntica à da LT 500 kV oriunda do seccionamento da LT 500 kV Marimbondo 2 – Assis na nova subestação de Assis 2 .

B) O comprimento de 4,5 km do trecho de linha a ser recapacitado foi medido a partir da localização indicativa da nova SE Assis 2. Caso a localização desta subestação venha a ser alterada, esse comprimento poderá sofrer alterações.

A nova corrente requer um cabo de maior bitola, como o novo condutor tem requisitos elétricos e mecânicos diferentes do existente, serão necessários:
- Estudo dos esforços mecânicos nas estruturas e fundações;
- Alterações no projeto executivo com a mudança de critérios de cabeamento;
- Avaliação da necessidade de novas estruturas entre os vãos;
- Revisão da planta e perfil para verificação das distâncias de segurança; e
- Substituição dos ferragens e adequações das cadeias de isoladores.

Rio de Janeiro, 01 de julho de 2015
Data da Solicitação

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

RJ 11/08/15
Data da Entrega do Formulário

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome: Fabio da S. Cotrim
Cargo: Técnico de Transmissão III

Figura 16-16 – Consulta Taesa Ofício nº0725/EPE/2015 – Página 8 de 8

16.3.2 Planilhas de Custos

Tabela 16.67 – Plano de obras e estimativa de custos do Bipolo A (Conversora Parauapebas)– 1 de 1

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					5.424.505,48	**5.424.505,48**	**481.844,90**	**859.257,02**
SE 800 kV PARAUAPEBAS | Conversora 500 kVCA/±800 kVCC (Ampliação/Adequação)					**1.379.382,74**	**1.379.382,74**	**122.527,03**	**218.498,13**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis	2021	1,0	1,0	1377820,00	1.377.820,00	1.377.820,00	122.388,21	218.250,59
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		*3,0*						
MIG-A	2021	1,0	1,0	1562,74	1.562,74	1.562,74	138,81	247,54
SE 800 kV ASSIS 2 | Conversora 500 kVCA/±800 kVCC (Nova)					**1.387.440,12**	**1.387.440,12**	**123.242,74**	**219.774,44**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis	2021	1,0	1,0	1377820,00	1.377.820,00	1.377.820,00	122.388,21	218.250,59
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*5,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		*6,0*						
MIG (Terreno Rural)	2021	1,0	1,0	9620,12	9.620,12	9.620,12	854,53	1.523,85
LT 800 kV PARAUAPEBAS - ASSIS 2, C1 (Nova)					**2.459.247,00**	**2.459.247,00**	**218.448,60**	**389.551,69**
Linha ±800 kVCC	2021	1.941,0	1,0	1267,00	2.459.247,00	2.459.247,00	218.448,60	389.551,69
SECC LT 500 kV MARIMBONDO II - ASSIS, C1, NA SE ASSIS 2 (Nova)					**33.702,33**	**33.702,33**	**2.993,69**	**5.338,54**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 2x2,3 km	2021	4,6	1,0	1285,70	5.914,22	5.914,22	525,35	936,83
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0	1,0	8306,26	16.612,52	16.612,52	1.475,65	2.631,47
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2021	1,0	1,0	7783,20	7.783,20	7.783,20	691,36	1.232,88
MIM - 500 kV	2021	1,0	1,0	1780,28	1.780,28	1.780,28	158,14	282,00
MIG-A	2021	1,0	1,0	1612,10	1.612,10	1.612,10	143,20	255,36
SECC LT 500 kV ARARAQUARA 2 - ASSIS, C1, NA SE ASSIS 2 (Nova)					**54.073,18**	**54.073,18**	**4.803,18**	**8.565,34**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 11,5 km	2021	11,5	1,0	1092,77	12.566,86	12.566,86	1.116,28	1.990,63
Circuito Simples 500 kV, 4 x 795.0 MCM (Tern), 11,5 km	2021	11,5	1,0	1014,72	11.669,28	11.669,28	1.036,55	1.848,45
Recondutoramento trecho Assis - ponto seccionamento 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 4,5 km	2021	4,5	1,0	455,32	2.048,94	2.048,94	182,00	324,56
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0	1,0	8306,26	16.612,52	16.612,52	1.475,65	2.631,47
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2021	1,0	1,0	7783,20	7.783,20	7.783,20	691,36	1.232,88
MIM - 500 kV	2021	1,0	1,0	1780,28	1.780,28	1.780,28	158,14	282,00
MIG-A	2021	1,0	1,0	1612,10	1.612,10	1.612,10	143,20	255,36
LT 500 kV ASSIS - ASSIS 2, C1 (Nova)					**44.996,72**	**44.996,72**	**3.996,94**	**7.127,61**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 14,5 km	2021	14,5	1,0	1186,80	17.208,61	17.208,61	1.528,60	2.725,89
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE ASSIS	2021	1,0	1,0	8306,26	8.306,26	8.306,26	737,82	1.315,73
MIG-A // SE ASSIS	2021	1,0	1,0	1612,10	1.612,10	1.612,10	143,20	255,36
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE ASSIS 2	2021	1,0	1,0	8306,26	8.306,26	8.306,26	737,82	1.315,73
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // SE ASSIS 2	2021	1,0	1,0	7783,20	7.783,20	7.783,20	691,36	1.232,88
MIM - 500 kV // SE ASSIS 2	2021	1,0	1,0	1780,28	1.780,28	1.780,28	158,14	282,00
SE 500/440 kV ASSIS (Ampliação/Adequação)					**65.663,40**	**65.663,40**	**5.832,71**	**10.401,27**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2021	1,0	1,0	7783,20	7.783,20	7.783,20	691,36	1.232,88
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2021	1,0	1,0	7350,35	7.350,35	7.350,35	652,91	1.164,32
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM	2021	1,0	1,0	4674,64	4.674,64	4.674,64	415,24	740,48
2° ATF 500/440 kV, 3 x 500 MVA 1Φ	2021	3,0	1,0	14691,64	44.074,92	44.074,92	3.915,06	6.981,59
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*1,0*						
MIM - 500 kV	2021	1,0	1,0	1780,28	1.780,28	1.780,28	158,14	282,00

Tabela 16.68 – Plano de obras e estimativa de custos do Bipolo A (Conversora Marabá)– 1 de 1

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					5.685.316,00	**5.685.316,00**	**505.012,03**	**900.570,15**
SE 800 kV MARABÁ | Conversora 500 kVCA/±800 kVCC (Ampliação/Adequação)					**1.379.382,74**	**1.379.382,74**	**122.527,03**	**218.498,13**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis	2021	1,0	1,0	1377820,00	1.377.820,00	1.377.820,00	122.388,21	218.250,59
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		*3,0*						
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2,0						
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 500 kV, Arranjo DJM		3,0						
MIG-A	2021	1,0	1,0	1562,74	1.562,74	1.562,74	138,81	247,54
SE 800 kV ASSIS 2 | Conversora 500 kVCA/±800 kVCC (Nova)					**1.453.172,46**	**1.453.172,46**	**129.081,58**	**230.186,63**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis	2021	1,0	1,0	1377820,00	1.377.820,00	1.377.820,00	122.388,21	218.250,59
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*5,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2021	3,0	1,0	7783,20	23.349,61	23.349,61	2.074,09	3.698,64
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		*3,0*						
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0	1,0	7350,35	14.700,71	14.700,71	1.305,83	2.328,63
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 500 kV, Arranjo DJM	2021	3,0	1,0	7447,06	22.341,17	22.341,17	1.984,51	3.538,90
MIG (Terreno Rural)	2021	1,0	1,0	9620,12	9.620,12	9.620,12	854,53	1.523,85
MIM - 500 kV	2021	1,0	1,0	5340,85	5.340,85	5.340,85	474,41	846,01
LT 800 kV MARABÁ - ASSIS 2, C1 (Nova)					**2.698.710,00**	**2.698.710,00**	**239.719,48**	**427.483,30**
Linha ±800 kVCC	2021	2.130,0	1,0	1267,00	2.698.710,00	2.698.710,00	239.719,48	427.483,30
SECC LT 500 kV MARIMBONDO II - ASSIS, C1, NA SE ASSIS 2 (Nova)					**19.955,34**	**19.955,34**	**1.772,58**	**3.160,98**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 2,6 km	2021	2,6	1,0	1285,70	3.342,82	3.342,82	296,93	529,51
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0	1,0	8306,26	16.612,52	16.612,52	1.475,65	2.631,47
SECC LT 500 kV ARARAQUARA 2 - ASSIS, C1, NA SE ASSIS 2 (Nova)					**33.939,81**	**33.939,81**	**3.014,79**	**5.376,16**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 14,6 km	2021	14,6	1,0	1186,80	17.327,29	17.327,29	1.539,14	2.744,69
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0	1,0	8306,26	16.612,52	16.612,52	1.475,65	2.631,47
LT 500 kV ASSIS - ASSIS 2, C1 (Nova)					**31.279,43**	**31.279,43**	**2.778,47**	**4.954,75**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 11 km	2021	11,0	1,0	1186,80	13.054,81	13.054,81	1.159,63	2.067,92
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE ASSIS	2021	1,0	1,0	8306,26	8.306,26	8.306,26	737,82	1.315,73
MIG-A // SE ASSIS	2021	1,0	1,0	1612,10	1.612,10	1.612,10	143,20	255,36
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE ASSIS 2	2021	1,0	1,0	8306,26	8.306,26	8.306,26	737,82	1.315,73
SE 500/440 kV ASSIS (Ampliação/Adequação)					**68.876,23**	**68.876,23**	**6.118,10**	**10.910,19**
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*1,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2021	1,0	1,0	7783,20	7.783,20	7.783,20	691,36	1.232,88
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2021	1,0	1,0	7350,35	7.350,35	7.350,35	652,91	1.164,32
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	2021	1,0	1,0	4674,64	4.674,64	4.674,64	415,24	740,48
1° ATF 500/345 kV, 3 x 500 MVA 1Φ	2021	3,0	1,0	14691,64	44.074,92	44.074,92	3.915,06	6.981,59
MIG-A	2021	1,0	1,0	3212,83	3.212,83	3.212,83	285,39	508,92
MIM - 500 kV	2021	1,0	1,0	1780,28	1.780,28	1.780,28	158,14	282,00

Tabela 16.69 – Plano de obras e estimativa de custos do Bipolo A (Conversora Miracema)– 1 de 1

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					5.013.806,00	**5.013.806,00**	**445.363,52**	**794.201,06**
SE 800 kV MIRACEMA | Conversora 500 kVCA/±800 kVCC (Ampliação/Adequação)					**1.379.382,74**	**1.379.382,74**	**122.527,03**	**218.498,13**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis	2021	1,0	1,0	1377820,00	1.377.820,00	1.377.820,00	122.388,21	218.250,59
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		*3,0*						
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		*2,0*						
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 500 kV, Arranjo DJM		*3,0*						
MIG-A	2021	1,0	1,0	1562,74	1.562,74	1.562,74	138,81	247,54
SE 800 kV ASSIS 2 | Conversora 500 kVCA/±800 kVCC (Nova)					**1.453.172,46**	**1.453.172,46**	**129.081,58**	**230.186,63**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis	2021	1,0	1,0	1377820,00	1.377.820,00	1.377.820,00	122.388,21	218.250,59
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*5,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2021	3,0	1,0	7783,20	23.349,61	23.349,61	2.074,09	3.698,64
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		*3,0*						
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0	1,0	7350,35	14.700,71	14.700,71	1.305,83	2.328,63
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 500 kV, Arranjo DJM	2021	3,0	1,0	7447,06	22.341,17	22.341,17	1.984,51	3.538,90
MIG (Terreno Rural)	2021	1,0	1,0	9620,12	9.620,12	9.620,12	854,53	1.523,85
MIM - 500 kV	2021	1,0	1,0	5340,85	5.340,85	5.340,85	474,41	846,01
LT 800 kV MIRACEMA - ASSIS 2, C1 (Nova)					**2.027.200,00**	**2.027.200,00**	**180.070,97**	**321.114,22**
Linha ±800 kVCC	2021	1.600,0	1,0	1267,00	2.027.200,00	2.027.200,00	180.070,97	321.114,22
SECC LT 500 kV MARIMBONDO II - ASSIS, C1, NA SE ASSIS 2 (Nova)					**19.955,34**	**19.955,34**	**1.772,58**	**3.160,98**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 2,6 km	2021	2,6	1,0	1285,70	3.342,82	3.342,82	296,93	529,51
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0	1,0	8306,26	16.612,52	16.612,52	1.475,65	2.631,47
SECC LT 500 kV ARARAQUARA 2 - ASSIS, C1, NA SE ASSIS 2 (Nova)					**33.939,81**	**33.939,81**	**3.014,79**	**5.376,16**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 14,6 km	2021	14,6	1,0	1186,80	17.327,29	17.327,29	1.539,14	2.744,69
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0	1,0	8306,26	16.612,52	16.612,52	1.475,65	2.631,47
LT 500 kV ASSIS - ASSIS 2, C1 (Nova)					**31.279,43**	**31.279,43**	**2.778,47**	**4.954,75**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 11 km	2021	11,0	1,0	1186,80	13.054,81	13.054,81	1.159,63	2.067,92
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE ASSIS	2021	1,0	1,0	8306,26	8.306,26	8.306,26	737,82	1.315,73
MIG-A // SE ASSIS	2021	1,0	1,0	1612,10	1.612,10	1.612,10	143,20	255,36
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE ASSIS 2	2021	1,0	1,0	8306,26	8.306,26	8.306,26	737,82	1.315,73
SE 500/440 kV ASSIS (Ampliação/Adequação)					**68.876,23**	**68.876,23**	**6.118,10**	**10.910,19**
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*1,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2021	1,0	1,0	7783,20	7.783,20	7.783,20	691,36	1.232,88
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2021	1,0	1,0	7350,35	7.350,35	7.350,35	652,91	1.164,32
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	2021	1,0	1,0	4674,64	4.674,64	4.674,64	415,24	740,48
1° ATF 500/345 kV, 3 x 500 MVA 1Φ	2021	3,0	1,0	14691,64	44.074,92	44.074,92	3.915,06	6.981,59
MIG-A	2021	1,0	1,0	3212,83	3.212,83	3.212,83	285,39	508,92
MIM - 500 kV	2021	1,0	1,0	1780,28	1.780,28	1.780,28	158,14	282,00

Tabela 16.70 – Plano de obras e estimativa de custos do Bipolo A (Conversora Colinas)– 1 de 1

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					5.254.536,00	**5.254.536,00**	**466.746,95**	**832.333,38**
SE 800 kV COLINAS | Conversora 500 kVCA/±800 kVCC (Ampliação/Adequação)					**1.379.382,74**	**1.379.382,74**	**122.527,03**	**218.498,13**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis	2021	1,0	1,0	1377820,00	1.377.820,00	1.377.820,00	122.388,21	218.250,59
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		*3,0*						
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2,0						
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 500 kV, Arranjo DJM		3,0						
MIG-A	2021	1,0	1,0	1562,74	1.562,74	1.562,74	138,81	247,54
SE 800 kV ASSIS 2 | Conversora 500 kVCA/±800 kVCC (Nova)					**1.453.172,46**	**1.453.172,46**	**129.081,58**	**230.186,63**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis	2021	1,0	1,0	1377820,00	1.377.820,00	1.377.820,00	122.388,21	218.250,59
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*5,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2021	3,0	1,0	7783,20	23.349,61	23.349,61	2.074,09	3.698,64
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		*3,0*						
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0	1,0	7350,35	14.700,71	14.700,71	1.305,83	2.328,63
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 500 kV, Arranjo DJM	2021	3,0	1,0	7447,06	22.341,17	22.341,17	1.984,51	3.538,90
MIG (Terreno Rural)	2021	1,0	1,0	9620,12	9.620,12	9.620,12	854,53	1.523,85
MIM - 500 kV	2021	1,0	1,0	5340,85	5.340,85	5.340,85	474,41	846,01
LT 800 kV COLINAS - ASSIS 2, C1 (Nova)					**2.267.930,00**	**2.267.930,00**	**201.454,40**	**359.246,53**
Linha ±800 kVCC	2021	1.790,0	1,0	1267,00	2.267.930,00	2.267.930,00	201.454,40	359.246,53
SECC LT 500 kV MARIMBONDO II - ASSIS, C1, NA SE ASSIS 2 (Nova)					**19.955,34**	**19.955,34**	**1.772,58**	**3.160,98**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 2,6 km	2021	2,6	1,0	1285,70	3.342,82	3.342,82	296,93	529,51
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0	1,0	8306,26	16.612,52	16.612,52	1.475,65	2.631,47
SECC LT 500 kV ARARAQUARA 2 - ASSIS, C1, NA SE ASSIS 2 (Nova)					**33.939,81**	**33.939,81**	**3.014,79**	**5.376,16**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 14,6 km	2021	14,6	1,0	1186,80	17.327,29	17.327,29	1.539,14	2.744,69
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0	1,0	8306,26	16.612,52	16.612,52	1.475,65	2.631,47
LT 500 kV ASSIS - ASSIS 2, C1 (Nova)					**31.279,43**	**31.279,43**	**2.778,47**	**4.954,75**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 11 km	2021	11,0	1,0	1186,80	13.054,81	13.054,81	1.159,63	2.067,92
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE ASSIS	2021	1,0	1,0	8306,26	8.306,26	8.306,26	737,82	1.315,73
MIG-A // SE ASSIS	2021	1,0	1,0	1612,10	1.612,10	1.612,10	143,20	255,36
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE ASSIS 2	2021	1,0	1,0	8306,26	8.306,26	8.306,26	737,82	1.315,73
SE 500/440 kV ASSIS (Ampliação/Adequação)					**68.876,23**	**68.876,23**	**6.118,10**	**10.910,19**
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*1,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2021	1,0	1,0	7783,20	7.783,20	7.783,20	691,36	1.232,88
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2021	1,0	1,0	7350,35	7.350,35	7.350,35	652,91	1.164,32
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	2021	1,0	1,0	4674,64	4.674,64	4.674,64	415,24	740,48
1° ATF 500/345 kV, 3 x 500 MVA 1Φ	2021	3,0	1,0	14691,64	44.074,92	44.074,92	3.915,06	6.981,59
MIG-A	2021	1,0	1,0	3212,83	3.212,83	3.212,83	285,39	508,92
MIM - 500 kV	2021	1,0	1,0	1780,28	1.780,28	1.780,28	158,14	282,00

16.3.3 Diagramas Unifilares

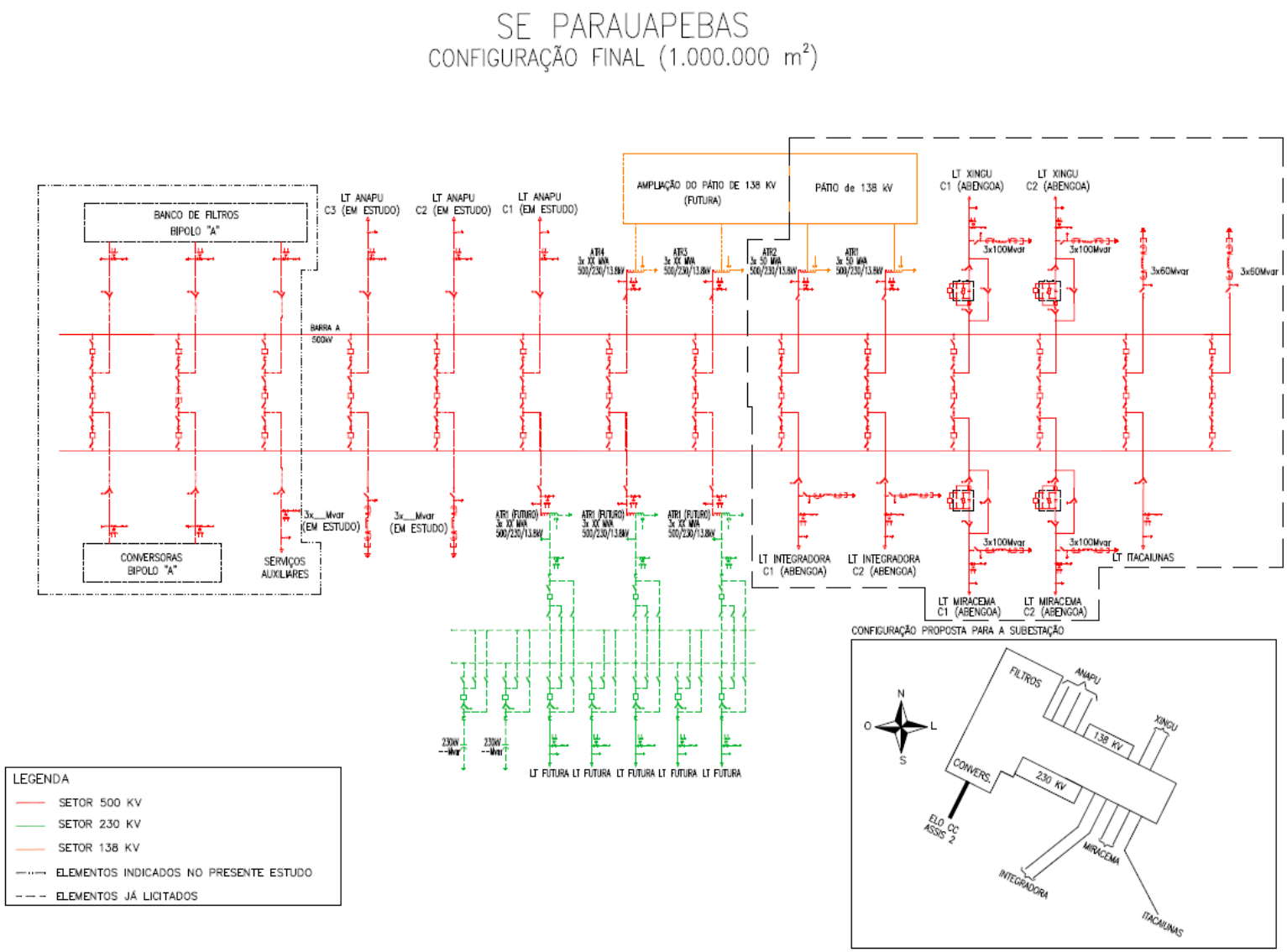


Figura 16-17 – Diagrama Unifilar: Ampliação SE Parauapebas

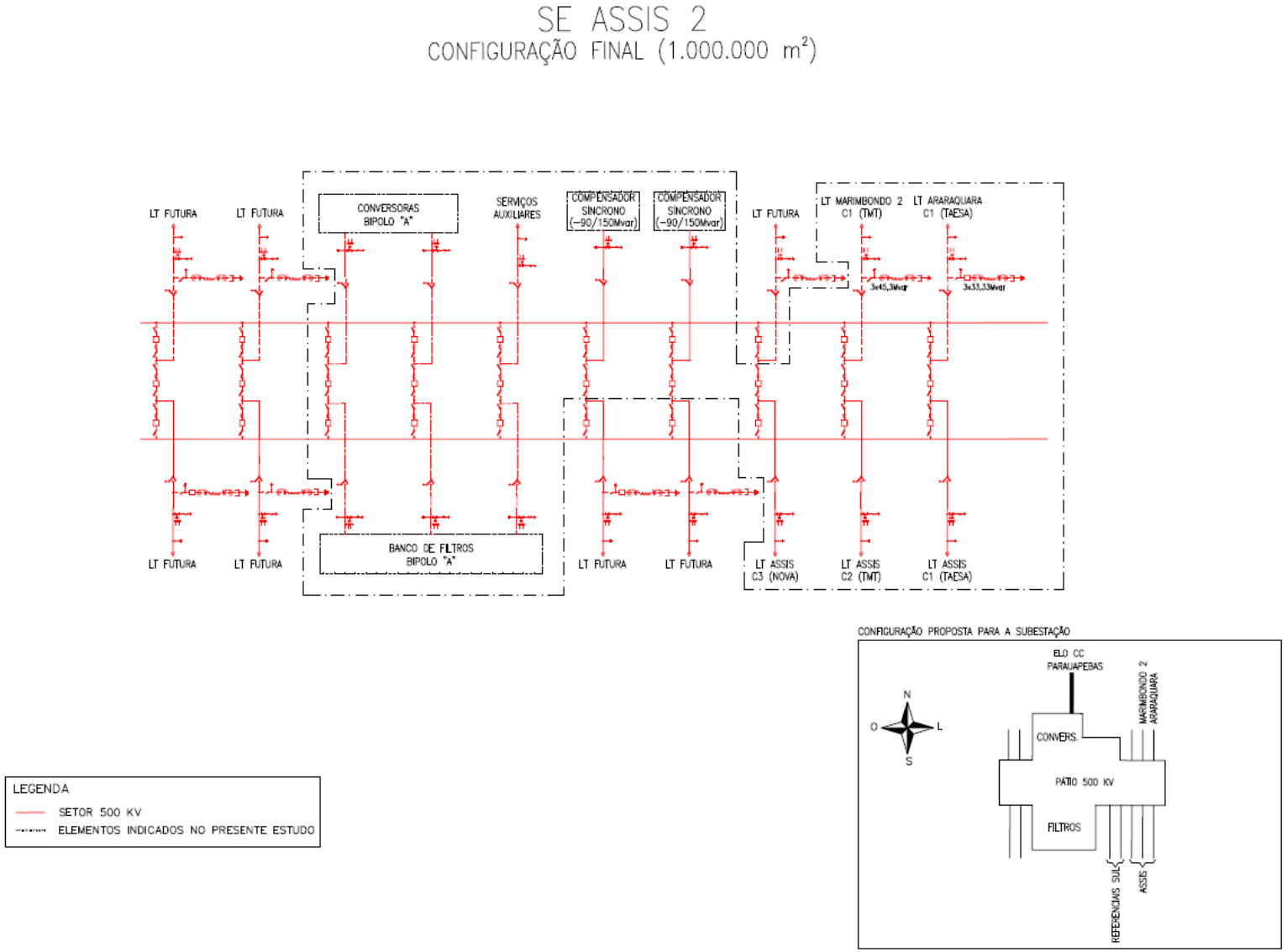


Figura 16-18 – Diagrama Unifilar: Nova SE Assis 2

16.4 Bipolo B

16.4.1 Consulta de Expansão de Subestações e Recapacitação de Linhas de Transmissão

V. 30/07/2015
Recebido em 04/08

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

Figura 16-19 – Consulta Eletronorte Ofício nº0612/EPE/2015 – Página 1 de 18

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.

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

Figura 16-20 – Consulta Eletronorte Ofício n°0612/EPE/2015 – Página 2 de 18

Eletrobras
Eletronorte

ANEXO

1. NT 1.006/2015 – EPPT – Inspeção a campo para avaliar a possibilidade de expansão da SE Presidente Dutra 500/230/69/13,8 kV.

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

Figura 16-21 – Consulta Eletronorte Ofício n°0612/EPE/2015 – Página 3 de 18

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

Figura 16-22 – Consulta Eletronorte Ofício n°0612/EPE/2015 – Página 4 de 18

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.

2

Figura 16-23 – Consulta Eletronorte Ofício nº0612/EPE/2015 – Página 5 de 18



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.

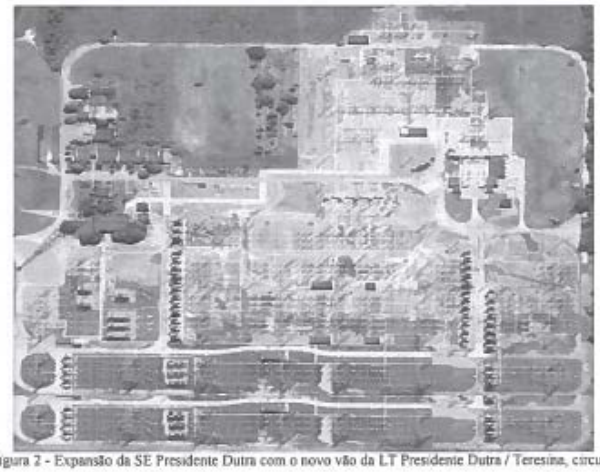


Figura 2 - Expansão da SE Presidente Dutra com o novo vão da LT Presidente Dutra / Teresina, circuito C3.

- 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.

3

Figura 16-24 – Consulta Eletronorte Ofício n°0612/EPE/2015 – Página 6 de 18



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;

4

Figura 16-25 – Consulta Eletronorte Ofício n°0612/EPE/2015 – Página 7 de 18

- 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.

5

Figura 16-26 – Consulta Eletronorte Ofício n°0612/EPE/2015 – Página 8 de 18



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

Figura 16-27 – Consulta Eletronorte Ofício n°0612/EPE/2015 – Página 9 de 18

totalizando, então, mais 6 (seis) bays, ficando o sistema conforme a configuração da Figura 8 .

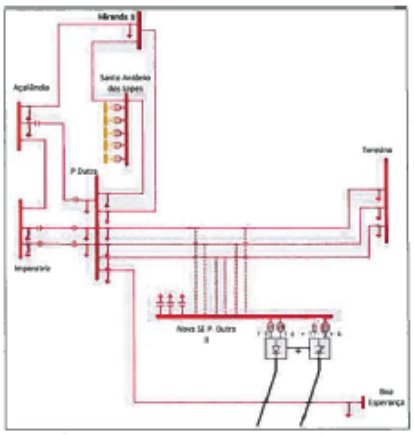


Figura 8 – Configuração da SE em nova área.

- 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.

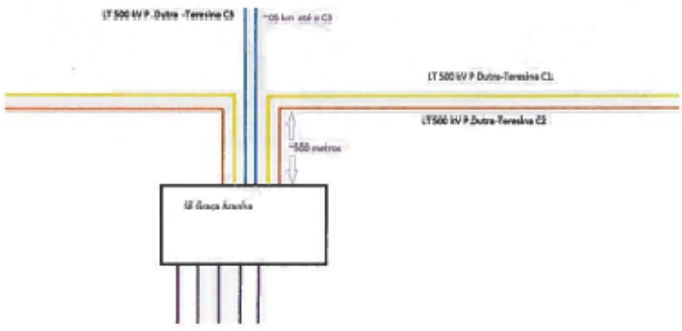


Figura 9 – Necessidade de Seccionamento das LT's Presidente Dutra/Teresina C1, C2 e futuro C3.

7

Figura 16-28 – Consulta Eletronorte Ofício n°0612/EPE/2015 – Página 10 de 18

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:



8

Figura 16-29 – Consulta Eletronorte Ofício n°0612/EPE/2015 – Página 11 de 18




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:






9

Figura 16-30 – Consulta Eletronorte Ofício n°0612/EPE/2015 – Página 12 de 18

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.

10

Figura 16-31 – Consulta Eletronorte Ofício n°0612/EPE/2015 – Página 13 de 18

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.

11

Figura 16-32 – Consulta Eletronorte Ofício nº0612/EPE/2015 – Página 14 de 18

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 03/06/2015 Revisão: Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Aumento da Capacidade de Transmissão da Interligação entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Presidente Dutra

Concessionária Proprietária: Centrais Elétricas do Norte S.A. - Eletrobras Eletronorte

1. Módulos de Manobra

☒	EL	Quantidade: 3	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM	
☐	EL	Quantidade: __	Tensão (kV): ___	Arranjo: ____	
☐	EL	Quantidade: __	Tensão (kV): ___	Arranjo: ____	
☐	CT	Quantidade: __	Tensão Prim/Sec/Ter (kV) _____	Arranjo Prim.: ____	Sec.: ____ Ter: ____
☒	CTC	Quantidade: 2	Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 500/a definir/a definir	Arranjo Prim.: DJM	Sec.: ____ Ter: ____
☒	IB	Quantidade: 4	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM	
☒	CFH	Quantidade: 3	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM	
☐	CCS	Quantidade: __	Tensão (kV): ___	Arranjo: ____	
☐	CRL	Quantidade: __	Tensão (kV): ___	Arranjo: ____	
☐	CRB	Quantidade: __	Tensão (kV): ___	Arranjo: ____	
☐	CTA	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: _
☐	Reator de Linha	Quantidade: __	Potência (Mvar): _____	Tensão (kV): ___	Fase: _
☐	Reator	Quantidade: __	Potência (Mvar): _____	Tensão (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: _

3. Diagrama Unifilar

As subestações em análise estão mostradas no diagrama anexo.

Legenda:

MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), conexão de transformador conversor (CTC), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de filtros de harmônicas (CFH) 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).

Figura 16-33 – Consulta Eletronorte Ofício n°0612/EPE/2015 – Página 15 de 18

epe	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 03/06/2015 Revisão: Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

(X) Assinalar os itens que podem ser implementados na subestação de acordo com o arranjo e espaço disponíveis.

1. Módulos de Manobra

- ☐ EL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CT Quantidade: ____ Tensão Prim/Sec/Ter (kV)_____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: _____ Ter:_____
- ☐ CT Quantidade: ____ Tensão Prim/Sec/Ter (kV)_____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: _____ Ter:_____
- ☐ IB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CCP Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CCS Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CRL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CRB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ 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:____
- ☐ Reator Quantidade: ____Potência (Mvar):____Tensão (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: ____

3. Módulo de Infraestrutura Geral

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

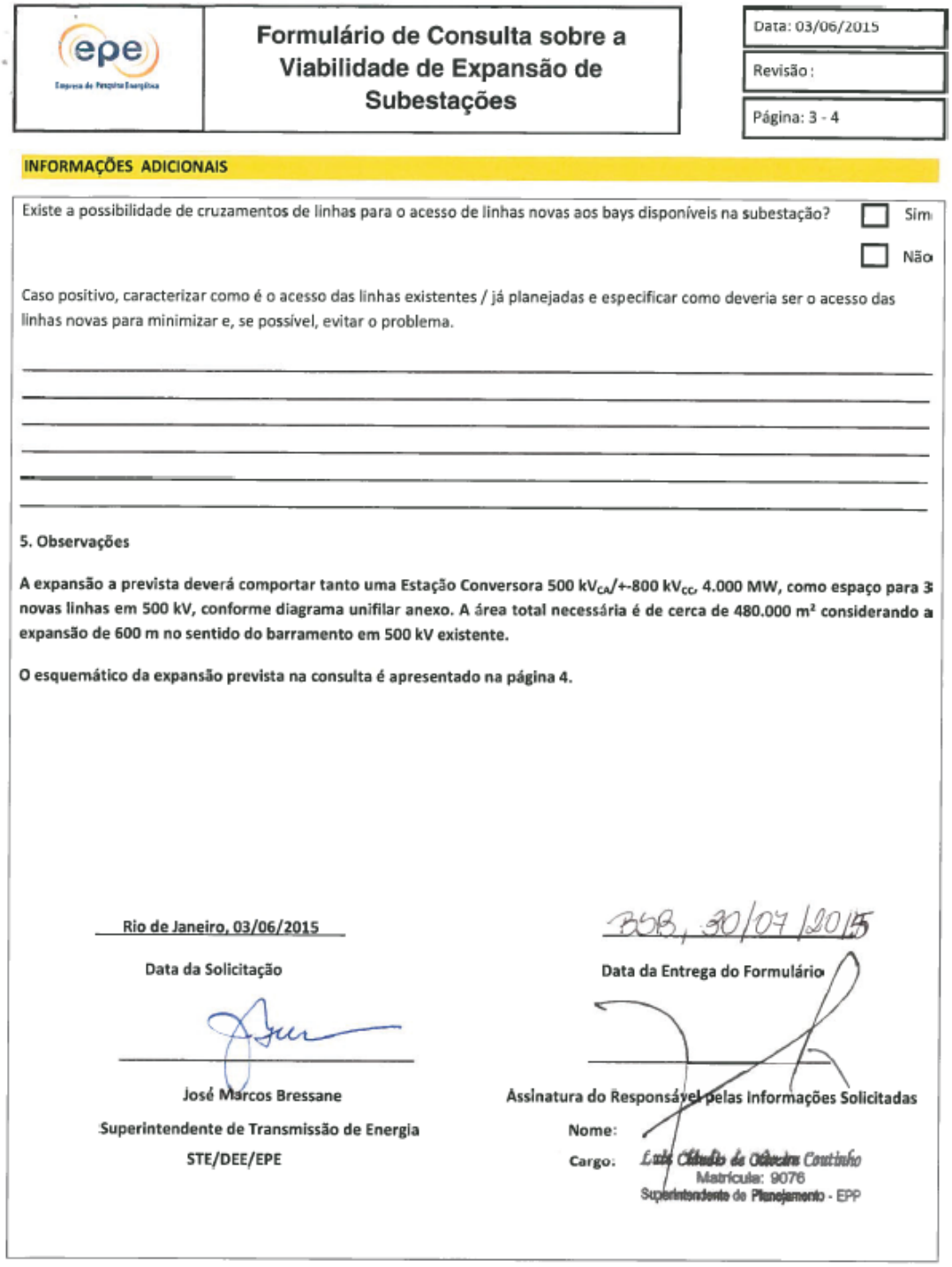
☐ Não

4. Outros

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

☐ Não _____

Figura 16-34 – Consulta Eletronorte Ofício nº0612/EPE/2015 – Página 16 de 18



epe
Empresa de Pesquisa Energética

Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 03/06/2015
Revisão:
Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

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

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

5. Observações

A expansão a prevista deverá comportar tanto uma Estação Conversora 500 kV_{CA}/+-800 kV_{CC}, 4.000 MW, como espaço para 3 novas linhas em 500 kV, conforme diagrama unifilar anexo. A área total necessária é de cerca de 480.000 m² considerando a expansão de 600 m no sentido do barramento em 500 kV existente.

O esquemático da expansão prevista na consulta é apresentado na página 4.

Rio de Janeiro, 03/06/2015
Data da Solicitação

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

BSB, 30/07/2015
Data da Entrega do Formulário

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome:
Cargo: Luiz Cláudio de Oliveira Coutinho
Matrícula: 9076
Superintendente de Planejamento - EPP

Figura 16-35 – Consulta Eletronorte Ofício n°0612/EPE/2015 – Página 17 de 18

epe	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 03/06/2015 Revisão: Página: 4 - 4

ANEXO → DIAGRAMA SIMPLIFICADO DA REGIÃO EM ANÁLISE.

Obs:

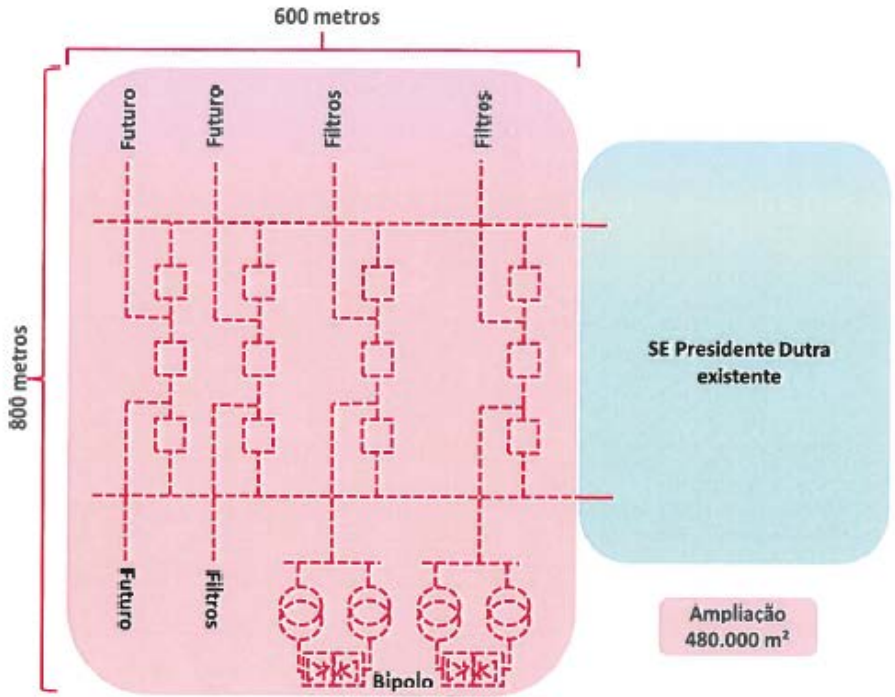


Figura 16-36 – Consulta Eletronorte Ofício nº0612/EPE/2015 – Página 18 de 18

NUP 48000.001382/2014-88

0.802/2014
Recebido em 18/12

GOIÁS TRANSMISSÃO S.A. — MGE TRANSMISSÃO S.A.

DT.E.218.14.GM

Rio de Janeiro, 11 de dezembro de 2014.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE
RECEBIDO EM
16 DEZ. 2014
08 : 32 H.

À
EPE Empresa de Pesquisa Energética
Av. Rio Branco, nº 01, 11º andar
Centro – Rio de Janeiro – RJ
CEP 20090-003

At.: Sr. José Carlos de Miranda Farias

Assunto: Entrega de Formulário – Consulta sobre a viabilidade de expansão da SE 500/230 kV Trindade

Prezado,

Encaminhamos, em anexo, formulário preenchido de Consulta sobre a viabilidade de expansão da SE 500/230 kV Trindade, conforme solicitação.

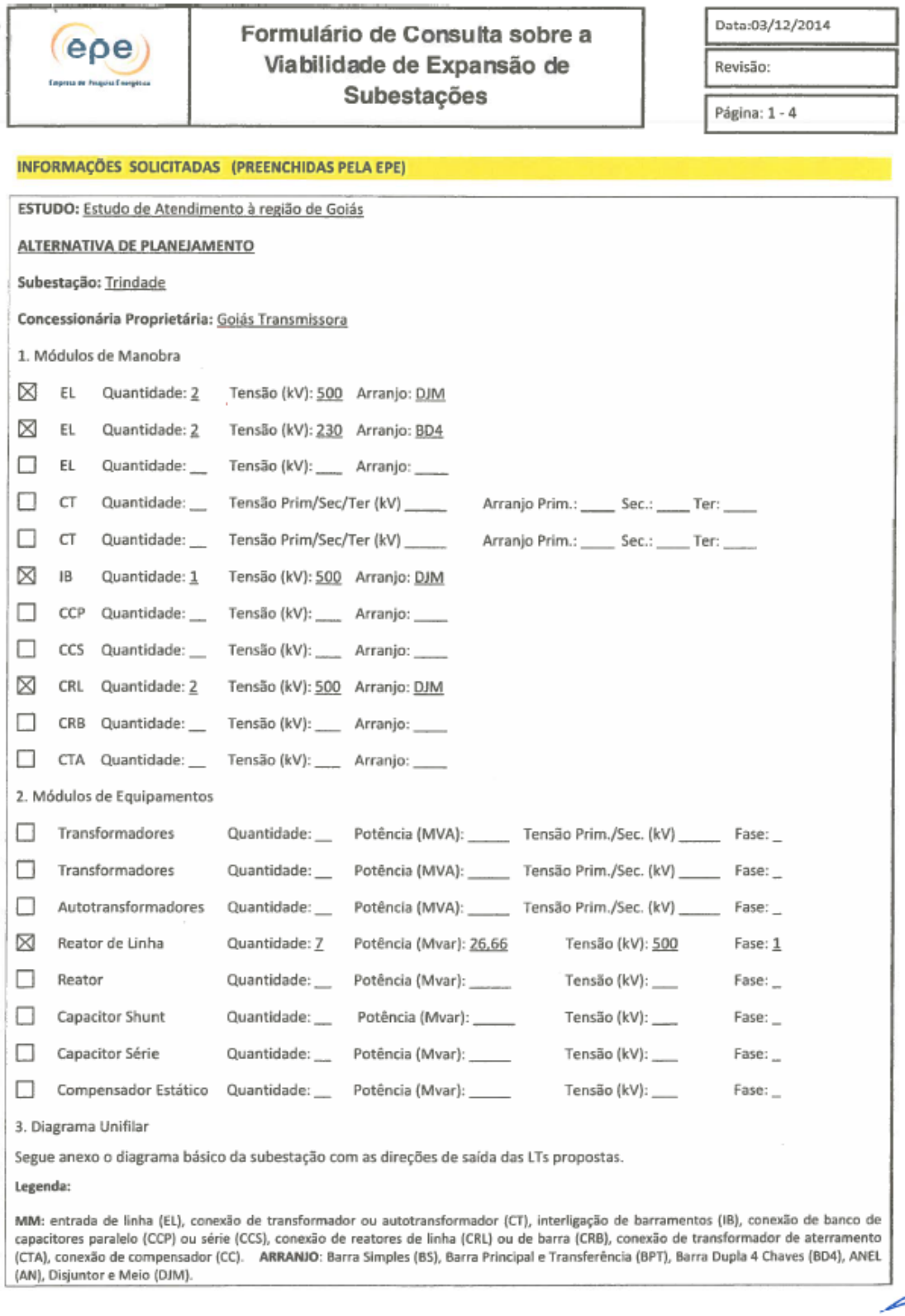
Atenciosamente,

LUIZ GONZAGA WERDINE
DIRETOR TÉCNICO

JOSÉ MAURO MARTINS LEONE
DIRETOR ADMINISTRATIVO

GOIÁS E MGE TRANSMISSÃO S.A. – Praça Floriano, 19 – sala 301 - Centro /RJ: 20031-924 – Tel.: 21 3923-2050
contato@goias-mge.com.br
Fax: 21 3923-2051

Figura 16-37 – Consulta Goiás Transmissão Ofício nº1590/EPE/2014 – Página 1 de 6



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data:03/12/2014

Revisão:

Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Atendimento à região de Goiás

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Trindade

Concessionária Proprietária: Goiás Transmissora

1. Módulos de Manobra

☒	EL	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM	
☒	EL	Quantidade: 2	Tensão (kV): 230	Arranjo: BD4	
☐	EL	Quantidade: __	Tensão (kV): ___	Arranjo: ____	
☐	CT	Quantidade: __	Tensão Prim/Sec/Ter (kV) _____	Arranjo Prim.: ____	Sec.: ____ Ter: ____
☐	CT	Quantidade: __	Tensão Prim/Sec/Ter (kV) _____	Arranjo Prim.: ____	Sec.: ____ Ter: ____
☒	IB	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM	
☐	CCP	Quantidade: __	Tensão (kV): ___	Arranjo: ____	
☐	CCS	Quantidade: __	Tensão (kV): ___	Arranjo: ____	
☒	CRL	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM	
☐	CRB	Quantidade: __	Tensão (kV): ___	Arranjo: ____	
☐	CTA	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: _
☒	Reator de Linha	Quantidade: 7	Potência (Mvar): 26,66	Tensão (kV): 500	Fase: 1
☐	Reator	Quantidade: __	Potência (Mvar): _____	Tensão (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: _

3. Diagrama Unifilar

Segue anexo o diagrama básico da subestação com as direções de saída das LTs propostas.

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).

Figura 16-38 – Consulta Goiás Transmissão Ofício nº1590/EPE/2014 – Página 2 de 6

epe	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data:03/12/2014 Revisão: Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

(X) Assinalar os itens que podem ser implementados na subestação de acordo com o arranjo e espaço disponíveis.

1. Módulos de Manobra

- [X] EL — Quantidade: 4 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4
- [X] EL — Quantidade: 5 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- [X] CT — Quantidade: 2 Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 500 — Arranjo Prim.: ____ Sec.: ____ Ter: ____
- [X] CT — Quantidade: 2 Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 230 — Arranjo Prim.: ____ Sec.: ____ Ter: ____
- [X] IB — Quantidade: 3 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- [X] IB — Quantidade: 3 Tensão (kV) 230 Arranjo BD4
- [ ] CCP — Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- [ ] CCS — Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- [X] CRL — Quantidade: 5 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- [ ] CRB — Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- [ ] 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: ____
- [X] Autotransformadores — Quantidade: 6 Potência (MVA): 133,33 Tensão Prim./Sec. (kV) 500/√3 / 230/√3 Fase: 1
- [ ] Autotransformadores — Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV) ____ Fase: ____
- [X] Reator de linha — Quantidade: 18 Potência (Mvar): 24,33 Tensão (kV): 500/√3 Fase: 1
- [ ] 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

Figura 16-39 – Consulta Goiás Transmissão Ofício nº1590/EPE/2014 – Página 3 de 6

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data:03/12/2014
		Revisão:
		Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

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

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

5. Observações

Na alternativa de planejamento mostrada na pág. 1 não é necessário prever a interligação de barramentos (IB) para conclusão do vão DJM para a LT 500 kV Futura mostrada na pág. 4, pois esta IB já existe na SE Imbirada a qual já tem 4 bancos de autotransformadores 500/230 – 13,8 kV

03/12/2014

Data da Solicitação

11/12/2014

Data da Entrega do Formulário

José Marcos Bressane

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: KALGEN DA SILVA ARAUJO

Cargo: GERENTE TÉCNICO

Figura 16-40 – Consulta Goiás Transmissão Ofício nº1590/EPE/2014 – Página 4 de 6

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data:03/12/2014
		Revisão:
		Página: 4- 4

ANEXO → DIAGRAMA SIMPLIFICADO DA SUBESTAÇÃO.

Obs: As LTs 500 kV (1) e (2) saem em direção à subestação Luziânia e as LTs 230 kV (3) e (4) saem em direção à cidade de Goiânia.

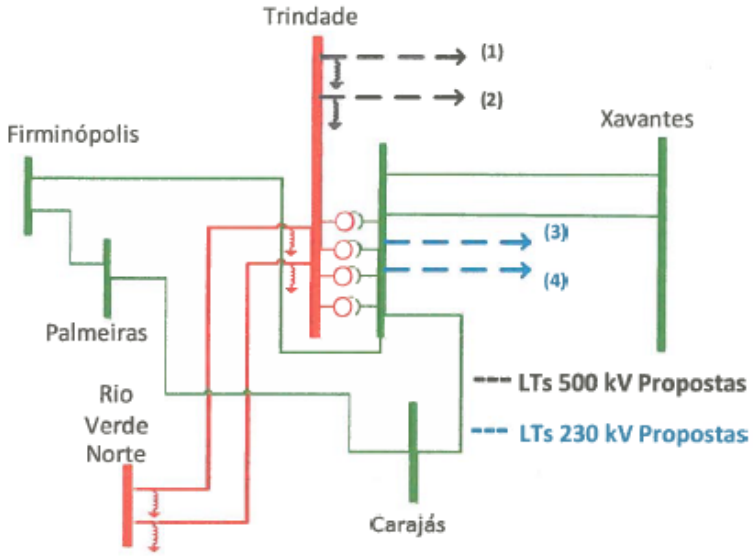


Figura 16-41 – Consulta Goiás Transmissão Ofício nº1590/EPE/2014 – Página 5 de 6

GOIÁS TRANSMISSÃO S.A.

FAVOR DEVOLVER ESTA VIA PROTOCOLADA

MGE TRANSMISSÃO S.A.

DT.E.218.14.GM

Rio de Janeiro, 11 de dezembro de 2014.

À
EPE Empresa de Pesquisa Energética
Av. Rio Branco, nº 01, 11º andar
Centro – Rio de Janeiro – RJ
CEP 20090-003

At.: Sr. José Carlos de Miranda Farias

Assunto: Entrega de Formulário – Consulta sobre a viabilidade de expansão da SE 500/230 kV Trindade

Prezado,

Encaminhamos, em anexo, formulário preenchido de Consulta sobre a viabilidade de expansão da SE 500/230 kV Trindade, conforme solicitação.

Atenciosamente,

LUIZ GONZAGA WERDINE
DIRETOR TÉCNICO

JOSÉ MAURO MARTINS LEONE
DIRETOR ADMINISTRATIVO

Figura 16-42 – Consulta Goiás Transmissão Ofício nº1590/EPE/2014 – Página 6 de 6

16.4.2 Planilhas de Custos

Tabela 16.71 – Plano de obras e estimativa de custos do Bipolo B (Conversora Imperatriz)– 1 de 1

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					4.781.518,37	**4.781.518,37**	**424.730,00**	**757.406,04**
SE 800 kV IMPERATRIZ | Conversora 500 kVCA/±800 kVCC (Ampliação/Adequação)					**1.379.368,61**	**1.379.368,61**	**122.525,77**	**218.495,89**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis	2021	1,0	1,0	1377820,00	1.377.820,00	1.377.820,00	122.388,21	218.250,59
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		*3,0*						
MIG-A	2021	1,0	1,0	1548,61	1.548,61	1.548,61	137,56	245,30
SE 800 kV SILVÂNIA | Conversora 500 kVCA/±800 kVCC (Nova)					**1.415.241,93**	**1.415.241,93**	**125.712,31**	**224.178,33**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis	2021	1,0	1,0	1377820,00	1.377.820,00	1.377.820,00	122.388,21	218.250,59
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*5,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2021	3,0	1,0	7829,47	23.488,42	23.488,42	2.086,42	3.720,63
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		*3,0*						
MIG (Terreno Rural)	2021	1,0	1,0	9027,02	9.027,02	9.027,02	801,85	1.429,91
MIM - 500 kV	2021	1,0	1,0	4906,49	4.906,49	4.906,49	435,83	777,20
LT 800 kV IMPERATRIZ - SILVÂNIA, C1 | Linha ±800 kVCC (Nova)					**1.723.120,00**	**1.723.120,00**	**153.060,33**	**272.947,09**
Linha CC ±800 kV, 1360 km, 6 x 1272 MCM	2021	1.360,0	1,0	1267,00	1.723.120,00	1.723.120,00	153.060,33	272.947,09
SECC LT 500 kV SAMAMBAIA - ITUMBIARA, C1, NA SE SILVÂNIA (Nova)					**40.759,95**	**40.759,95**	**3.620,60**	**6.456,49**
Circuito Simples 500 kV, 3 x 954.0 MCM (Rail), 28 km	2021	28,0	1,0	860,47	24.093,24	24.093,24	2.140,14	3.816,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0	1,0	8333,36	16.666,71	16.666,71	1.480,46	2.640,05
SECC LT 500 kV SAMAMBAIA - EMBORCAÇÃO, C1, NA SE SILVÂNIA (Nova)					**29.808,48**	**29.808,48**	**2.647,81**	**4.721,75**
Circuito Simples 500 kV, 3 x 954.0 MCM (Rail), 14 km	2021	14,0	1,0	938,70	13.141,76	13.141,76	1.167,35	2.081,69
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0	1,0	8333,36	16.666,71	16.666,71	1.480,46	2.640,05
LT 500 kV TRINDADE - SILVÂNIA, C1 (Nova)					**193.219,40**	**193.219,40**	**17.163,18**	**30.606,50**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 157 km	2021	157,0	1,0	915,95	143.803,49	143.803,49	12.773,70	22.778,88
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE TRINDADE	2021	1,0	1,0	8333,36	8.333,36	8.333,36	740,23	1.320,03
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // SE TRINDADE	2021	1,0	1,0	1692,39	1.692,39	1.692,39	150,33	268,08
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 23,33 Mvar 1Φ // SE TRINDADE	2021	4,0	1,0	3477,38	13.909,51	13.909,51	1.235,55	2.203,31
MIG-A // SE TRINDADE	2021	1,0	1,0	1545,39	1.545,39	1.545,39	137,27	244,79
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE SILVÂNIA	2021	1,0	1,0	8333,36	8.333,36	8.333,36	740,23	1.320,03
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // SE SILVÂNIA	2021	1,0	1,0	1692,39	1.692,39	1.692,39	150,33	268,08
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 23,33 Mvar 1Φ // SE SILVÂNIA	2021	4,0	1,0	3477,38	13.909,51	13.909,51	1.235,55	2.203,31

Tabela 16.72 – Plano de obras e estimativa de custos do Bipolo B (Conversora Graça Aranha)– 1 de 2

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					5.011.827,16	**5.011.827,16**	**445.187,74**	**793.887,61**
SE 800 kV GRAÇA ARANHA | Conversora 500 kVCA/±800 kVCC (Nova)					**1.386.906,18**	**1.386.906,18**	**123.195,32**	**219.689,86**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis	2021	1,0	1,0	1377820,00	1.377.820,00	1.377.820,00	122.388,21	218.250,59
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*6,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		*6,0*						
MIG (Terreno Rural)	2021	1,0	1,0	9086,18	9.086,18	9.086,18	807,10	1.439,28
SE 800 kV SILVÂNIA | Conversora 500 kVCA/±800 kVCC (Nova)					**1.386.847,02**	**1.386.847,02**	**123.190,06**	**219.680,49**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis	2021	1,0	1,0	1377820,00	1.377.820,00	1.377.820,00	122.388,21	218.250,59
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*5,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		*6,0*						
MIG (Terreno Rural)	2021	1,0	1,0	9027,02	9.027,02	9.027,02	801,85	1.429,91
LT 800 kV GRAÇA ARANHA - SILVÂNIA, C1 | Linha ±800 kVCC (Nova)					**1.849.820,00**	**1.849.820,00**	**164.314,76**	**293.016,72**
Linha CC ±800 kV, 1460 km, 6 x 1272 MCM	2021	1.460,0	1,0	1267,00	1.849.820,00	1.849.820,00	164.314,76	293.016,72
SECC LT 500 kV PRESIDENTE DUTRA - TERESINA II, C1, C2, NA SE GRAÇA ARANHA (Nova)					**66.514,25**	**66.514,25**	**5.908,29**	**10.536,04**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 2x3,0 km	2021	6,0	1,0	1012,11	6.072,66	6.072,66	539,42	961,93
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 2x3,0 km	2021	6,0	1,0	1012,11	6.072,66	6.072,66	539,42	961,93
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2021	4,0	1,0	8401,92	33.607,68	33.607,68	2.985,28	5.323,55
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0	1,0	7912,03	15.824,07	15.824,07	1.405,61	2.506,58
MIM - 500 kV	2021	1,0	1,0	3388,57	3.388,57	3.388,57	301,00	536,76
MIG-A	2021	1,0	1,0	1548,61	1.548,61	1.548,61	137,56	245,30
SECC LT 500 kV PRESIDENTE DUTRA - TERESINA II, C3, NA SE GRAÇA ARANHA (Nova)					**42.060,72**	**42.060,72**	**3.736,15**	**6.662,54**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 2x7,6 km	2021	15,2	1,0	927,76	14.101,95	14.101,95	1.252,64	2.233,79
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0	1,0	8401,92	16.803,84	16.803,84	1.492,64	2.661,78
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2021	1,0	1,0	7912,03	7.912,03	7.912,03	702,81	1.253,29
MIM - 500 kV	2021	1,0	1,0	1694,29	1.694,29	1.694,29	150,50	268,38
MIG-A	2021	1,0	1,0	1548,61	1.548,61	1.548,61	137,56	245,30
SECC LT 500 kV SAMAMBAIA - ITUMBIARA, C1, NA SE SILVÂNIA (Nova)					**54.332,05**	**54.332,05**	**4.826,18**	**8.606,35**
Circuito Simples 500 kV, 3 x 954.0 MCM (Rail), 2x14,4 km	2021	28,8	1,0	925,52	26.654,98	26.654,98	2.367,69	4.222,22
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0	1,0	8333,36	16.666,71	16.666,71	1.480,46	2.640,05
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2021	1,0	1,0	7829,47	7.829,47	7.829,47	695,47	1.240,21
MIM - 500 kV	2021	1,0	1,0	1635,50	1.635,50	1.635,50	145,28	259,07
MIG-A	2021	1,0	1,0	1545,39	1.545,39	1.545,39	137,27	244,79
SECC LT 500 kV SAMAMBAIA - EMBORCAÇÃO, C1, NA SE SILVÂNIA (Nova)					**40.468,86**	**40.468,86**	**3.594,74**	**6.410,38**
Circuito Simples 500 kV, 3 x 954.0 MCM (Rail), 2x7,1 km	2021	14,2	1,0	1009,66	14.337,17	14.337,17	1.273,53	2.271,05
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0	1,0	8333,36	16.666,71	16.666,71	1.480,46	2.640,05
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2021	1,0	1,0	7829,47	7.829,47	7.829,47	695,47	1.240,21
MIM - 500 kV	2021	1,0	1,0	1635,50	1.635,50	1.635,50	145,28	259,07

Tabela 16.73 – Plano de obras e estimativa de custos do Bipolo B (Conversora Graça Aranha)– 2 de 2

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					5.011.827,16	**5.011.827,16**	**445.187,74**	**793.887,61**
LT 500 kV TRINDADE - SILVÂNIA, C1 (Nova)					**184.878,09**	**184.878,09**	**16.422,25**	**29.285,21**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 161 km	2021	161,0	1,0	841,38	135.462,18	135.462,18	12.032,76	21.457,59
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE TRINDADE	2021	1,0	1,0	8333,36	8.333,36	8.333,36	740,23	1.320,03
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // SE TRINDADE	2021	1,0	1,0	1692,39	1.692,39	1.692,39	150,33	268,08
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 23,33 Mvar 1Φ // SE TRINDADE	2021	4,0	1,0	3477,38	13.909,51	13.909,51	1.235,55	2.203,31
MIG-A // SE TRINDADE	2021	1,0	1,0	1545,39	1.545,39	1.545,39	137,27	244,79
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE SILVÂNIA	2021	1,0	1,0	8333,36	8.333,36	8.333,36	740,23	1.320,03
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // SE SILVÂNIA	2021	1,0	1,0	1692,39	1.692,39	1.692,39	150,33	268,08
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 23,33 Mvar 1Φ // SE SILVÂNIA	2021	4,0	1,0	3477,38	13.909,51	13.909,51	1.235,55	2.203,31

Tabela 16.74 – Plano de obras e estimativa de custos do Bipolo B (Conversora Teresina II)– 1 de 1

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					4.996.908,37	**4.996.908,37**	**443.862,55**	**791.524,43**
SE 800 kV TERESINA II | Conversora 500 kVCA/±800 kVCC (Ampliação/Adequação)					**1.379.368,61**	**1.379.368,61**	**122.525,77**	**218.495,89**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis	2021	1,0	1,0	1377820,00	1.377.820,00	1.377.820,00	122.388,21	218.250,59
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		*3,0*						
MIG-A	2021	1,0	1,0	1548,61	1.548,61	1.548,61	137,56	245,30
SE 800 kV SILVÂNIA | Conversora 500 kVCA/±800 kVCC (Nova)					**1.415.241,93**	**1.415.241,93**	**125.712,31**	**224.178,33**
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis	2021	1,0	1,0	1377820,00	1.377.820,00	1.377.820,00	122.388,21	218.250,59
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*5,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2021	3,0	1,0	7829,47	23.488,42	23.488,42	2.086,42	3.720,63
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		*3,0*						
MIG (Terreno Rural)	2021	1,0	1,0	9027,02	9.027,02	9.027,02	801,85	1.429,91
MIM - 500 kV	2021	1,0	1,0	4906,49	4.906,49	4.906,49	435,83	777,20
LT 800 kV TERESINA II - SILVÂNIA, C1 | Linha ±800 kVCC (Nova)					**1.938.510,00**	**1.938.510,00**	**172.192,87**	**307.065,47**
Linha CC ±800 kV, 1530 km, 6 x 1272 MCM	2021	1.530,0	1,0	1267,00	1.938.510,00	1.938.510,00	172.192,87	307.065,47
SECC LT 500 kV SAMAMBAIA - ITUMBIARA, C1, NA SE SILVÂNIA (Nova)					**40.759,95**	**40.759,95**	**3.620,60**	**6.456,49**
Circuito Simples 500 kV, 3 x 954.0 MCM (Rail), 28 km	2021	28,0	1,0	860,47	24.093,24	24.093,24	2.140,14	3.816,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0	1,0	8333,36	16.666,71	16.666,71	1.480,46	2.640,05
SECC LT 500 kV SAMAMBAIA - EMBORCAÇÃO, C1, NA SE SILVÂNIA (Nova)					**29.808,48**	**29.808,48**	**2.647,81**	**4.721,75**
Circuito Simples 500 kV, 3 x 954.0 MCM (Rail), 14 km	2021	14,0	1,0	938,70	13.141,76	13.141,76	1.167,35	2.081,69
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0	1,0	8333,36	16.666,71	16.666,71	1.480,46	2.640,05
LT 500 kV TRINDADE - SILVÂNIA, C1 (Nova)					**193.219,40**	**193.219,40**	**17.163,18**	**30.606,50**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 157 km	2021	157,0	1,0	915,95	143.803,49	143.803,49	12.773,70	22.778,88
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE TRINDADE	2021	1,0	1,0	8333,36	8.333,36	8.333,36	740,23	1.320,03
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // SE TRINDADE	2021	1,0	1,0	1692,39	1.692,39	1.692,39	150,33	268,08
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 23,33 Mvar 1Φ // SE TRINDADE	2021	4,0	1,0	3477,38	13.909,51	13.909,51	1.235,55	2.203,31
MIG-A // SE TRINDADE	2021	1,0	1,0	1545,39	1.545,39	1.545,39	137,27	244,79
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE SILVÂNIA	2021	1,0	1,0	8333,36	8.333,36	8.333,36	740,23	1.320,03
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // SE SILVÂNIA	2021	1,0	1,0	1692,39	1.692,39	1.692,39	150,33	268,08
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 23,33 Mvar 1Φ // SE SILVÂNIA	2021	4,0	1,0	3477,38	13.909,51	13.909,51	1.235,55	2.203,31

16.4.3 Diagramas Unifilares

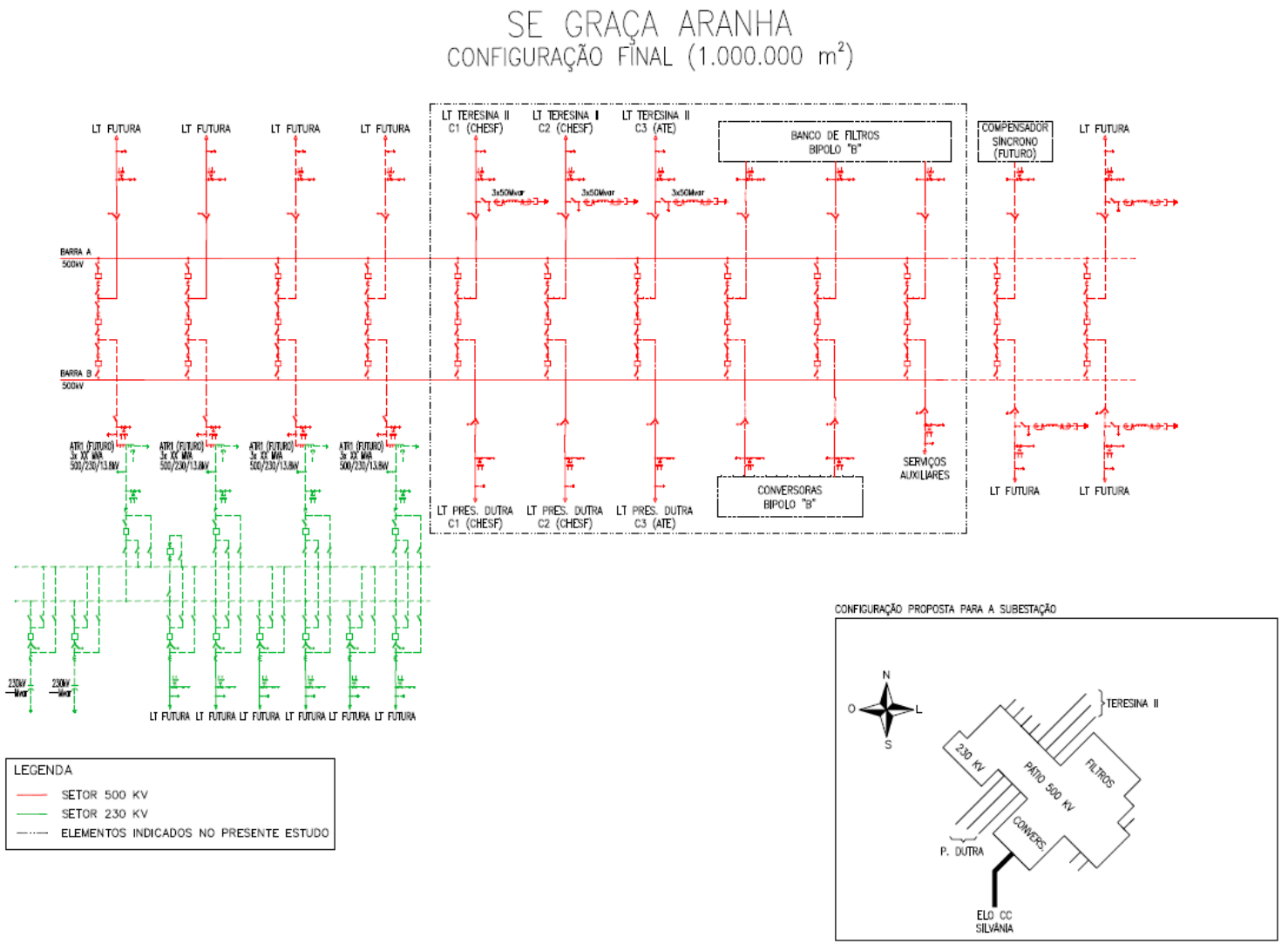


Figura 16-43 – Diagrama Unifilar: nova SE Graça Aranha

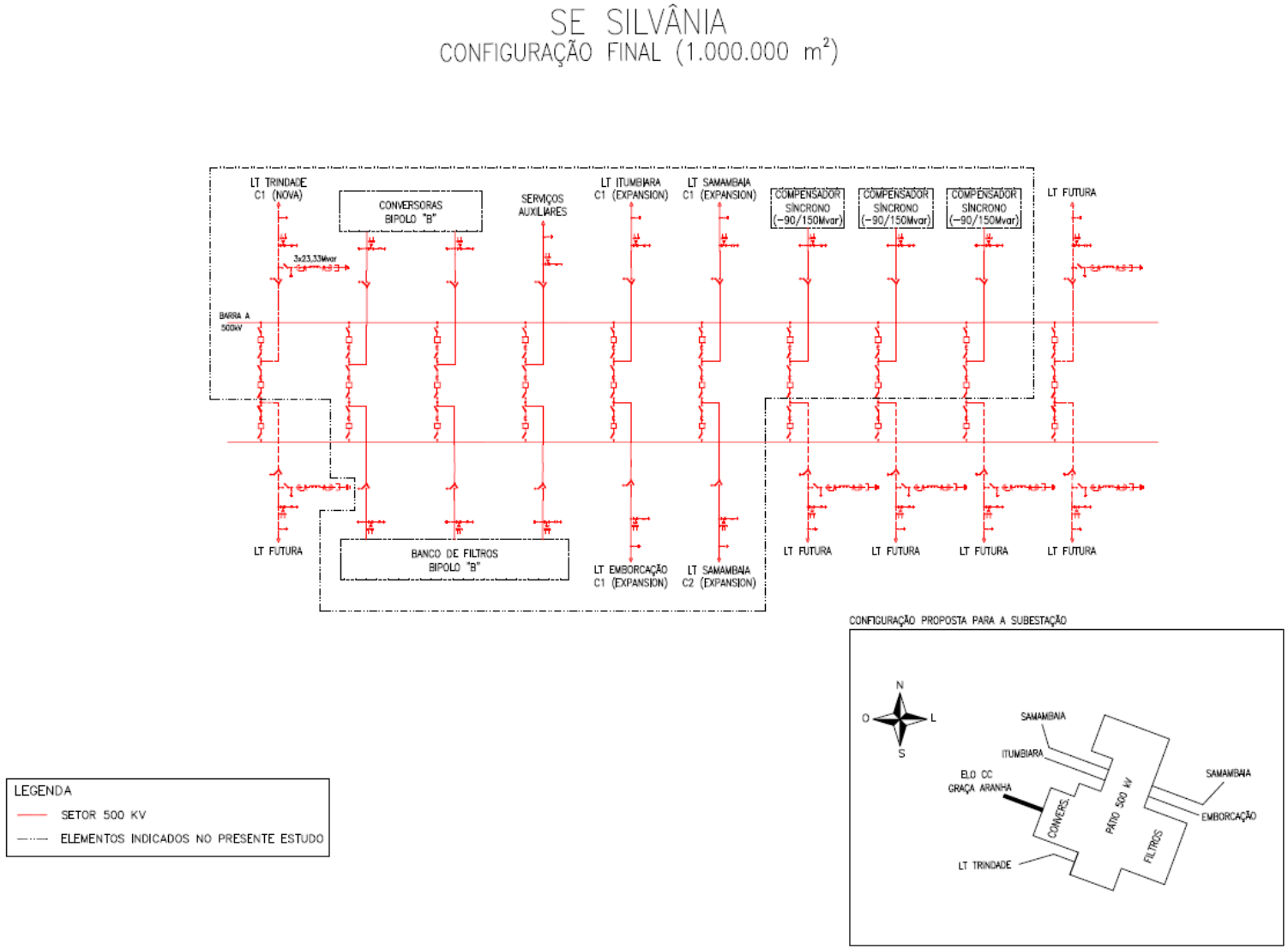


Figura 16-44 – Diagrama Unifilar: nova SE Silvânia

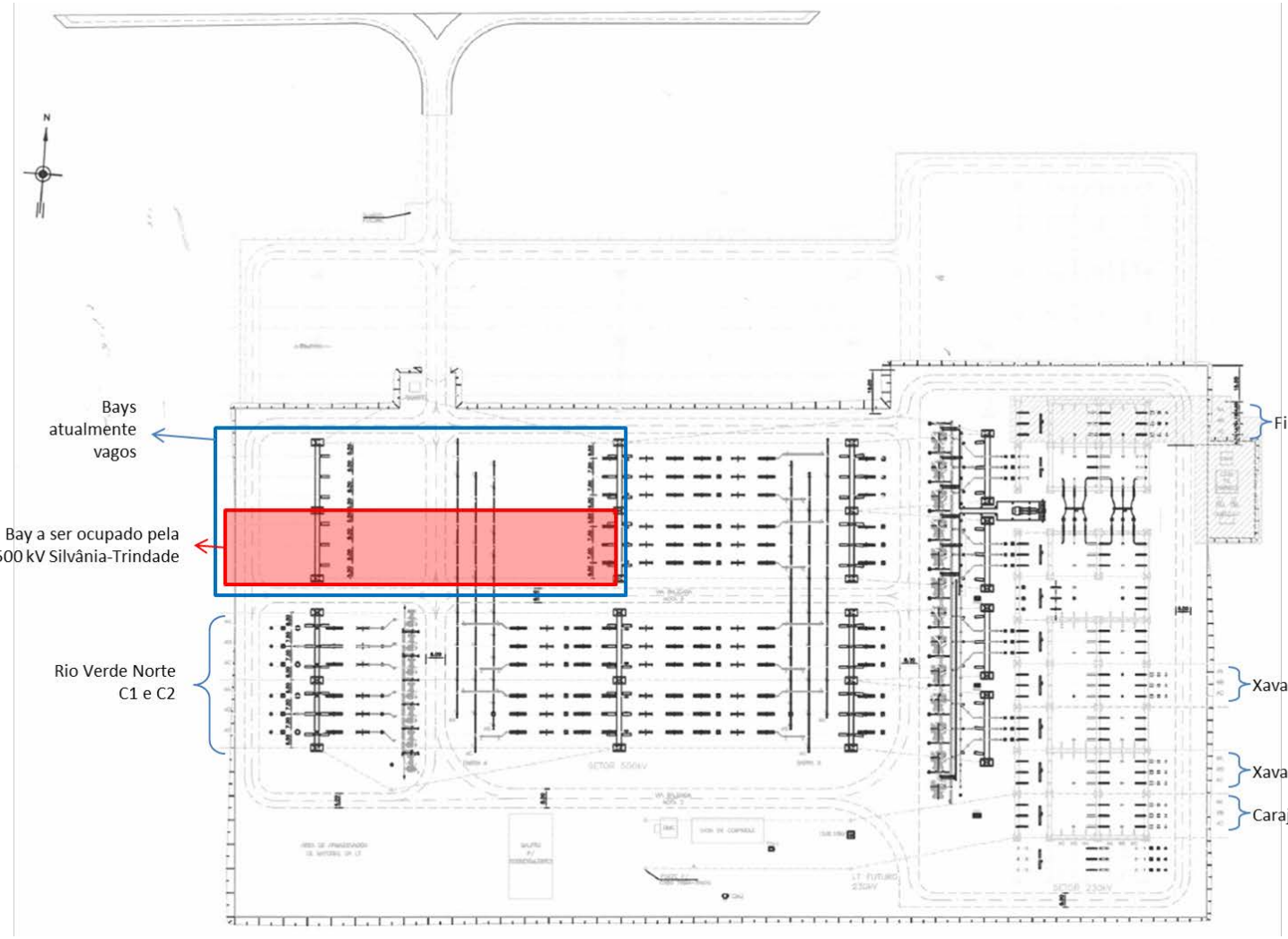


Figura 16-45 – Diagrama Unifilar: SE Trindade (expansão)

16.5 Equipamentos de Compensação Reativa

Tabela 16.75 – Plano de obras e estimativa de custos dos Equipamentos de Compensação Reativa– 1 de 1

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)			
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					1.356.564,07	**1.356.564,07**	**120.500,10**	**214.883,59**
SE 500 kV ASSIS 2 (Nova)					**359.602,27**	**359.602,27**	**31.942,55**	**56.962,02**
Compensador Síncrono 500 kV, 2 x (-90/+150) Mvar	2021	2,0	1,0	162530,00	325.060,00	325.060,00	28.874,25	51.490,42
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0	1,0	7707,65	15.415,29	15.415,29	1.369,30	2.441,83
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0	1,0	7783,20	15.566,41	15.566,41	1.382,72	2.465,76
MIM - 500 kV	2021	1,0	1,0	3560,57	3.560,57	3.560,57	316,28	564,00
SE 500 kV JANAÚBA 3 (Ampliação/Adequação)					**359.602,27**	**359.602,27**	**31.942,55**	**56.962,02**
Compensador Síncrono 500 kV, 2 x (-90/+150) Mvar	2021	2,0	1,0	162530,00	325.060,00	325.060,00	28.874,25	51.490,42
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0	1,0	7707,65	15.415,29	15.415,29	1.369,30	2.441,83
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0	1,0	7783,20	15.566,41	15.566,41	1.382,72	2.465,76
MIM - 500 kV	2021	1,0	1,0	3560,57	3.560,57	3.560,57	316,28	564,00
SE 500 kV SILVÂNIA (Nova)					**539.214,54**	**539.214,54**	**47.897,04**	**85.413,11**
Compensador Síncrono 500 kV, 3 x (-90/+150) Mvar	2021	3,0	1,0	162530,00	487.590,00	487.590,00	43.311,37	77.235,64
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2021	3,0	1,0	7743,21	23.229,63	23.229,63	2.063,43	3.679,64
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2021	3,0	1,0	7829,47	23.488,42	23.488,42	2.086,42	3.720,63
MIM - 500 kV	2021	1,0	1,0	4906,49	4.906,49	4.906,49	435,83	777,20
SE 500 kV PADRE PARAÍSO 2 (Ampliação/Adequação)					**98.144,98**	**98.144,98**	**8.717,97**	**15.546,44**
Compensador Estático 500 kV, 1 x (-150/+300) Mvar	2021	1,0	1,0	80873,85	80.873,85	80.873,85	7.183,82	12.810,65
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2021	1,0	1,0	7707,65	7.707,65	7.707,65	684,65	1.220,91
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2021	1,0	1,0	7783,20	7.783,20	7.783,20	691,36	1.232,88
MIM - 500 kV	2021	1,0	1,0	1780,28	1.780,28	1.780,28	158,14	282,00

Tabela 16.76 – Plano de obras e estimativa de custos da realocação de reatores de linha – 1 de 1

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)			
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					3.358,48	**3.109,70**	**298,33**	**492,59**
SE 500 kV ASSIS (Ampliação/Adequação)					**1.823,89**	**1.688,79**	**162,01**	**267,51**
Realoção Reator Linha Fixo -136 MVar p/ nova SE Assis 2	2021	1,0	1,0	502,23	502,23	465,03	44,61	73,66
Realoção Reator Linha Manobrável -100 MVar p/ nova SE Assis 2	2021	1,0	1,0	1321,66	1.321,66	1.223,76	117,40	193,85
SE 500 kV PRESIDENTE DUTRA (Ampliação/Adequação)					**1.534,59**	**1.420,92**	**136,31**	**225,08**
Realoção Reator Linha Fixo -150 MVar p/ nova SE Graça Aranha	2021	3,0	1,0	511,53	1.534,59	1.420,92	136,31	225,08

*O reator de linha fixo de 136 Mvar a ser realocado da SE Assis para a nova SE Assis 2 é oriundo da LT 500 kV Marimbondo II – Assis C1, enquanto o reator de linha manobrável de 100 Mvar é oriundo da LT 500 kV Araraquara – Assis C1

**Os reatores de linha fixo de 150 Mvar a serem realocados da SE Presidente Dutra para a SE Graça Aranha são oriundos das LTs 500 kV Presidente Dutra – Teresina II C1, C2 e C3

16.6 Fichas para verificação de adequação dos relatórios R2 em relação ao R1

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2 *Empreendimento: LT 500 kV Silvânia – Trindade C1*			
Característica da Instalação	**Recomendações R1**	**Considerações do R2**	**Justificativas em Caso de Alterações no R2**
Comprimento do circuito (km)	168		
Condutor utilizado (tipo e número por fase)	Rail – 4 x 954 MCM		
Capacidade operativa de longa duração (A)	2.310 A		
Capacidade operativa de curta duração (A)	2.990 A		
Resistência de sequência positiva, 60 Hz, (Ω/km)	0,0182		
Reatância, 60 Hz (Ω/km)	0,3176		
Susceptância, 60 Hz (µS/km)	5,2246		
Reatores de linha (extremidade; Mvar; fixo/manobrável)	Silvânia – 60 Mvar – Fixo Trindade – 60 Mvar - Fixo		
Cenário utilizado no cálculo do equivalente de rede	---		
Fluxo máximo na linha considerado no estudo (MVA)	1359 MVA – Normal 1661 MVA - Emergência		
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2 *Empreendimento: LT 500 kV Assis – Assis 2 C3*			
Característica da Instalação	**Recomendações R1**	**Considerações do R2**	**Justificativas em Caso de Alterações no R2**
Comprimento do circuito (km)	14,5		
Condutor utilizado (tipo e número por fase)	Rail – 4 x 954 MCM		
Capacidade operativa de longa duração (A)	3.455 A		
Capacidade operativa de curta duração (A)	4.380 A		
Resistência de sequência positiva, 60 Hz, (Ω/km)	0,0182		
Reatância, 60 Hz (Ω/km)	0,3176		
Susceptância, 60 Hz (µS/km)	5,2246		
Reatores de linha (extremidade; Mvar; fixo/manobrável)	Sem reatores de linha		
Cenário utilizado no cálculo do equivalente de rede	---		
Fluxo máximo na linha considerado no estudo (MVA)	1604 MVA – Normal 2695 MVA - Emergência		
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2 *Empreendimento: LT ±800 kV Parauapebas – Assis 2*			
Característica da Instalação	**Recomendações R1**	**Considerações do R2**	**Justificativas em Caso de Alterações no R2**
Comprimento do circuito (km)	1.941		
Condutor utilizado (tipo e número por fase)	Lapwing – 6 x 1590 MCM		
Capacidade operativa de longa duração (A)	Mínimo de 2.500 A (cap. conversora)		
Capacidade operativa de curta duração (A)	Mínimo de 3.333 A (cap. conversora)		
Resistência de sequência positiva, 60 Hz, (Ω/km)	Para parâmetros da LT 800 kV CC, ver Tabela 7-6		
Reatância, 60 Hz (Ω/km)			
Susceptância, 60 Hz (µS/km)			
Reatores de linha (extremidade; Mvar; fixo/manobrável)	N/A		
Cenário utilizado no cálculo do equivalente de rede	---		
Fluxo máximo na linha considerado no estudo (MVA)	2.000 MVA por polo– Normal 2.667 MVA por polo- Emergência (30 minutos)		
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2 *Empreendimento: LT ±800 kV Graça Aranha - Silvânia*			
Característica da Instalação	**Recomendações R1**	**Considerações do R2**	**Justificativas em Caso de Alterações no R2**
Comprimento do circuito (km)	1.460		
Condutor utilizado (tipo e número por fase)	Lapwing – 6 x 1590 MCM		
Capacidade operativa de longa duração (A)	Mínimo de 2.500 A (cap. conversora)		
Capacidade operativa de curta duração (A)	Mínimo de 3.333 A (cap. conversora)		
Resistência de sequência positiva, 60 Hz, (Ω/km)	Para parâmetros da LT 800 kV CC, ver Tabela 7-6		
Reatância, 60 Hz (Ω/km)			
Susceptância, 60 Hz (µS/km)			
Reatores de linha (extremidade; Mvar; fixo/manobrável)	N/A		
Cenário utilizado no cálculo do equivalente de rede	---		
Fluxo máximo na linha considerado no estudo (MVA)	2.000 MVA por polo– Normal 2.667 MVA por polo- Emergência		
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2 Empreendimento: Bipolo A e Bipolo B			
Característica da Instalação	**Recomendações R1**	**Considerações do R2**	**Justificativas em Caso de Alterações no R2**
Tempo de Recuperação (ms)	200		
Tempo Total a partir da detecção da perda de Bipolo (Bipolo A e Bipolos Xingu – Estreito e Xingu – Terminal Rio) e a efetiva redistribuição de potência entre esses elos CCAT (ms)	200		
OBSERVAÇÕES			

16.7 Fichas para verificação de adequação dos relatórios R4 em relação ao R1

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4 *Empreendimento (Tipo A): SE Assis 2 800/500 kV*			
Característica da Instalação	**Recomendações R1**	**Considerações do R4**	**Justificativas em Caso de Alterações no R4**
Área mínima do terreno da subestação (m²)	1.000.000 m^2		
Quantitativo de bays planejados por nível de tensão	2 vãos completos 500 kV; 3 vãos incompletos 500 kV; 3 vãos completos 500 kV para conexão de conversoras e filtros (ver Figura 16-18)		
Quantitativo de bays futuros por nível de tensão	2 vãos completos 500 kV; 3 bays em complementação aos vãos incompletos acima. (ver Figura 16-18)		
Capacidade de interrupção simétrica nominal dos disjuntores (kA)	500 kV – 63 kA		
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4 *Empreendimento (Tipo A): SE Silvânia 800/500 kV*			
Característica da Instalação	**Recomendações R1**	**Considerações do R4**	**Justificativas em Caso de Alterações no R4**
Área mínima do terreno da subestação (m²)	1.000.000 m^2		
Quantitativo de bays planejados por nível de tensão	2 vãos completos 500 kV; 4 vãos incompletos 500 kV; 3 vãos completos 500 kV para conexão de conversoras e filtros (ver Figura 16-44)		
Quantitativo de bays futuros por nível de tensão	1 vão completo 500 kV; 4 bays em complementação aos vãos incompletos acima. (ver Figura 16-44)		
Capacidade de interrupção simétrica nominal dos disjuntores (kA)	500 kV – 63 kA		
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4 *Empreendimento (Tipo A): SE Graça Aranha 800/500 kV*			
Característica da Instalação	**Recomendações R1**	**Considerações do R4**	**Justificativas em Caso de Alterações no R4**
Área mínima do terreno da subestação (m²)	1.000.000 m^2		
Quantitativo de bays planejados por nível de tensão	3 vãos completos 500 kV; 3 vãos completos 500 kV para conexão de conversoras e filtros. (ver Figura 16-43)		
Quantitativo de bays futuros por nível de tensão	6 vãos completos 500 kV; 12 vãos 230 kV. (ver Figura 16-43)		
Capacidade de interrupção simétrica nominal dos disjuntores (kA)	500 kV – 63 kA		
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4 *Empreendimento (Tipo B): SE Parauapebas 800/500 kV*			
Característica da Instalação	**Recomendações R1**	**Considerações do R4**	**Justificativas em Caso de Alterações no R4**
Posicionamento dos novos bays	Vide Figura 16-17	Posicionamento dos novos bays idêntico ao R1 (Sim/Não)?	
Capacidade de interrupção simétrica nominal dos disjuntores (kA)	500 kV – 63 kA		
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4 *Empreendimento (Tipo B): SE Trindade 500 kV*			
Característica da Instalação	**Recomendações R1**	**Considerações do R4**	**Justificativas em Caso de Alterações no R4**
Posicionamento dos novos bays	Vide Figura 16-45	Posicionamento dos novos bays idêntico ao R1 (Sim/Não)?	
Capacidade de interrupção simétrica nominal dos disjuntores (kA)	500 kV – 50 kA		
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4 *Empreendimento (Tipo B): SE Assis 500 kV*			
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 (item 16.3.1)	Posicionamento dos novos bays idêntico ao R1 (Sim/Não)?	
Capacidade de interrupção simétrica nominal dos disjuntores (kA)	500 kV – 63 kA		
OBSERVAÇÕES			

16.8 Nota Técnica EPE-DEE-NT-019/2016 “Análise do Desempenho Dinâmico dos Bipolos A e B”

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

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

NOTA TÉCNICA

Análise do Desempenho Dinâmico dos Bipolos A e B

Empresa de Pesquisa Energética

Ministério de Minas e Energia

GOVERNO FEDERAL BRASIL PÁTRIA EDUCADORA

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

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

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

NOTA TÉCNICA

Análise do Desempenho Dinâmico dos Bipolos A e B

Coordenação Geral
Mauricio Tiomno Tolmasquim
Amílcar Gonçalves Guerreiro
Ricardo Gorini de Oliveira

Coordenação Executiva
José Marcos Bressane

Equipe Técnica:

EPE:
Alexandre de Melo Silva
Priscilla de Castro Guarini
Rafael Pentagna Silvestre
Rafael Theodoro Alves e Mello
Rodrigo Rodrigues Cabral
Tiago Campos Rizzoto

Nº EPE-DEE-NT-019/2016-rev0
Data: 29 de Fevereiro de 2016

GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia
Ministro
Carlos Eduardo de Souza Braga

Secretário-Executivo do MME
Luiz Eduardo Barata

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Altino Ventura Filho

Secretário de Energia Elétrica
Ildo Wilson Grüdtner

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis
Marco Antônio Martins Almeida

Secretaria de Geologia, Mineração e Transformação Mineral
Carlos Nogueira da Costa Júnior

Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei n° 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
Mauricio Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Ricardo Gorini de Oliveira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Amilcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis
Gelson Baptista Serva

Diretor de Gestão Corporativa
Alvaro Henrique Matias Pereira

URL: http://www.epe.gov.br
Sede
SCN, Quadra 1, Bloco C, nº 85, Salas 1712 a 1714
70711-902 - Brasília – DF

Escritório Central
Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

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

IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO

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 das alternativas: RELATÓRIO R1**	
Produto (Nota Técnica ou Relatório)	**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** **NOTA TÉCNICA: Análise do Desempenho Dinâmico dos Bipolos A e B**	
Revisões	*Data*	*Descrição sucinta*
EPE-DEE-NT-019/2016-rev0	29.02.2016	Emissão original

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

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 13
2 PREMISSAS 16
2.1 CRITÉRIOS GERAIS 16
3 MODELAGEM DE USINAS EÓLICAS 18
3.1 REFORÇOS REFERENCIAIS 18
3.2 COMPENSAÇÕES REATIVAS REFERENCIAIS 20
4 EQUIPAMENTOS DE COMPENSAÇÃO REATIVA VARIÁVEL CONSIDERADOS 21
5 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA E COMPENSAÇÕES DE POTÊNCIA REATIVA RECOMENDADAS 24
5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS 24
5.2 APRESENTAÇÃO DAS COMPENSAÇÕES REATIVAS RECOMENDADAS 25
6 CONVERSORAS 27
6.1 CAPACIDADE DE SOBRECARGA 27
6.2 COMUNICAÇÃO ENTRE CONVERSORAS 29
6.3 DESCRIÇÃO DO SISTEMA DE CONTROLE CC 31
6.4 DESCRIÇÃO DOS CONTROLES ADICIONAIS 32
6.5 CONTROLADOR DEFINIDO PELO USUÁRIO (CDU) 35
7 DESEMPENHO DINÂMICO 40
7.1 CENÁRIO 1 – CARGA PESADA 42
7.1.1 Descrição 42
7.1.2 Desempenho Dinâmico 43
7.2 CENÁRIO 2A – CARGA PESADA 49
7.2.1 Descrição 49
7.2.2 Desempenho Dinâmico 50
7.3 CENÁRIO 2B – CARGA LEVE 57
7.3.1 Descrição 57
7.3.2 Desempenho Dinâmico 58
7.4 CENÁRIO 4B – CARGA LEVE 64
7.4.1 Descrição 64
7.4.2 Desempenho Dinâmico 65
7.5 RESUMO DO DESEMPENHO 70
8 REFORÇOS DE COMPENSAÇÃO REATIVA 71

8.1 COMPENSADORES SÍNCRONOS DE ASSIS 2 E SILVÂNIA 71
8.2 COMPENSAÇÃO VARIÁVEL DE POTÊNCIA REATIVA NA INTERLIGAÇÃO BA-MG 75
8.2.1 Compensador Estático de Padre Paraíso 81
8.2.2 Compensadores Síncronos de Janaúba 82
9 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES 84
10 REFERÊNCIAS 86
11 PARTICIPANTES 87
12 ANEXO - I 88
13 ANEXO – II 89
14 ANEXO – III 94
15 ANEXO – IV 98
16 ANEXO – V 102
17 ANEXO – VI 107

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 - Obras planejadas para escoar a potência das regiões Norte e Nordeste. 14

Figura 1-2 - Extensão dos Bipolos A e B recomendados. 15

Figura 3-1 - Obras referenciais do Sul da Bahia. 19

Figura 3-2 – Malha elétrica de Assis 2 com as linhas referenciais para à região Sul. 20

Figura 5-1 – Região de menor suporte de potência reativa na interligação Norte/Nordeste - Sudeste/Centro Oeste. 25

Figura 6-1 – Tensões nas principais SEs da interligação Bahia-Minas durante perda de um polo do bipolo A. 28

Figura 6-2 - Tensões nas principais SEs da interligação Bahia-Minas durante perda de um polo do bipolo B. 29

Figura 6-3 - Frequência na UTE Santa Cruz – RJ e Maranhão V – MA – perda do bipolo A com corte de 12 unidades geradoras de UHE Belo Monte. 30

Figura 6-4 - Tensão na SE 345 kV Campinas – perda do bipolo A com corte de 4 máquinas da UHE Belo Monte. Sobrecarga nos bipolos de Xingu ou nos 3 bipolos remanescentes. 31

Figura 6-5 – Defeito na linha DC. 33

Figura 6-6 – Perda de Polo. 34

Figura 6-7 – Perda de Bipolo. 35

Figura 6-8 – Estrutura do controle do Bipolo A. 35

Figura 6-9 – Estrutura do controle do Bipolo B. 36

Figura 6-10 – Estrutura do controle do Bipolo Xingu – Estreito. 37

Figura 6-11 – Estrutura do controle do Bipolo Xingu – Terminal Rio. 38

Figura 6-12 – Estrutura do controle do Controle Mestre. 39

Figura 7-1 – Cenário 1 – Medição de Intercâmbios regionais. 42

Figura 7-2– Cenário 1 - Tensão na barra de Araraquara durante Curto-circuito Monofásico. 43

Figura 7-3 – Cenário 1 - Maiores afundamentos de tensão – Curto-circuito Monofásico Araraquara. 44

Figura 7-4 – Cenário 1 – Potência Reativa dos Compensadores Síncronos e do Estático. 44

Figura 7-5 – Cenário 1 – Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico Araraquara2 seguido da abertura da LT 500 kV Araraquara2 – Fernão Dias. 45

Figura 7-6 – Cenário 1 – Potência nos Elos – Perda de Polo do Bipolo A. 46

Figura 7-7 – Cenário 1 - Potência nos Elos – Perda de Polo do Bipolo B. 47

Figura 7-8 – Cenário 1 - Potência nos Elos – Perda do Bipolo A. 47

Figura 7-9 – Cenário 1 – Potência nos Elos – Perda do Bipolo B (sem sobrecarga em outro bipolo). 48

Figura 7-10 – Cenário 2A – Medição de Intercâmbios regionais. 49

Figura 7-11 – Cenário 2A - Tensão na barra de Araraquara durante Curto-circuito Monofásico. ... 50

Figura 7-12 - Cenário 2A – Maiores afundamentos de tensão – Curto-circuito Monofásico Araraquara. 50

Figura 7-13 - Cenário 2A – Potência Reativa Compensadores Síncronos e do Estático – Curto-circuito Monofásico Araraquara. 51

Figura 7-14 – Cenário 2A – Potência nos Elos CC – Curto-circuito Monofásico Araraquara seguido da abertura da LT 500 kV Araraquara – Fernão Dias 52

Figura 7-15 - Cenário 2A – Ângulo gama das inversoras dos elos CCAT – Curto-circuito Monofásico Araraquara. 52

Figura 7-16 - Cenário 2A – Potências nos Elos CC – Perda de Polo do Bipolo A. 53

Figura 7-17 - Cenário 2A – Potências nos Elos CC – Perda de Polo do Bipolo B. 54

Figura 7-18 – Cenário 2A – Potência nos Elos CCAT – Perda do Bipolo A. 54

Figura 7-19 – Cenário 2A – Potência nos Elos CCAT – Perda do Bipolo B. 55

Figura 7-20 – Cenário 2A – Potência da UHE Belo Monte durante – Perda do Bipolo A e Perda do Bipolo B. 56

Figura 7-21 – Cenário 2B – Medição de Intercâmbios regionais 57

Figura 7-22 – Cenário 2B – Tensão na barra de Araraquara 2 – Curto-circuito Monofásico Araraquara 2. 58

Figura 7-23 – Cenário 2B – Maiores afundamentos de tensão – Curto-circuito Monofásico Araraquara 2. 59

Figura 7-24 – Cenário 2B – Potência nos Elos CC – Curto-circuito Monofásico Araraquara 2 seguido da abertura da LT 500 kV Araraquara 2 – Araraquara 59

Figura 7-25 – Cenário 2B – Potência nos Elos – Perda de Polo do Bipolo A. 61

Figura 7-26 – Cenário 2B – Potência nos Elos – Perda de Polo do Bipolo B. 61

Figura 7-27 – Cenário 2B – Potência nos Elos – Perda do Bipolo A com sobrecarga nos bipolos de Xingu. 62

Figura 7-28 – Cenário 2B – Potência nos Elos – Perda do Bipolo A sem sobrecarga nos bipolos de Xingu. 62

Figura 7-29 – Cenário 2B – Potência nos Elos – Perda do Bipolo B. 63

Figura 7-30 – Cenário 4B – Medição de Intercâmbios regionais 64

Figura 7-31 – Tensão na barra de Ibiúna durante Curto-circuito Monofásico. 65

Figura 7-32 – Maiores afundamentos de tensão durante curto-circuito monofásico em Ibiuna. 66

Figura 7-33 – Cenário 4 – Potência nos Elos CCAT – Perda de Polo do Bipolo A. 67

Figura 7-34 - Cenário 4 – Potência nos Elos CCAT – Perda de Polo do Bipolo B. 68

Figura 7-35 - Cenário 4 – Potência nos Elos CCAT – Perda do Bipolo A. 68

Figura 7-36 - Cenário 4 – Potência nos Elos CCAT – Perda do Bipolo B. 69

Figura 8-1 – Tensão no Sudeste durante CC1Φ na SE 500 kV Fernão Dias — 4 CS de 150 MVA: 3 em Assis 2 500 kV e 1 em Silvânia 500 kV. 72

Figura 8-2 – Tensão no Sudeste durante CC1Φ na SE 500 kV Fernão Dias — 4 CS de 150 MVA: 1 em Assis 2 500 kV e 3 em Silvânia 500 kV. 72

Figura 8-3 – Tensão no Sudeste durante CC1Φ na SE 500 kV Fernão Dias — 4 CS de 150 MVA: 2 em Assis 2 500 kV e 2 em Silvânia 500 kV. 73

Figura 8-4 – Tensão no Sudeste durante CC1Φ na SE 500 kV Fernão Dias — 5 CS de 150 MVA: 2 em Assis 2 500 kV e 3 em Silvânia 500 kV. 74

Figura 8-5 – Potência reativa nos Compensadores Síncronos durante CC1Φ na SE 500 kV Fernão Dias — 5 CS de 150 MVA: 2 em Assis 2 500 kV e 3 em Silvânia 500 kV. 74

Figura 8-6 – Potência reativa nos Compensadores Síncronos durante CC1Φ na SE 500 kV Assis 5 CS de 150 MVA: 2 em Assis 2 500 kV e 3 em Silvânia 500 kV. 75

Figura 8-7 - Curvas Q x V das subestações da Interligação Bahia - Minas Gerais. 76

Figura 8-8 - Curvas P x V dos principais eixos da interligação Bahia - Minas Gerais. 77

Figura 8-9 – Fluxo de Potência Ativa na Interligação Bahia – Minas Gerais provocado pelo CC1Φ na SE Fernão Dias e Abertura da LT 500 kV Fernão Dias – Terminal Rio. 77

Figura 8-10 – Fluxo de Potência Ativa nos polos de corrente continua. CC1Φ na SE Fernão Dias e Abertura da LT 500 kV Fernão Dias – Terminal Rio. 78

Figura 8-11 – Fontes renováveis com uso de conversores nas proximidades de Janaúba. (a) Usinas eólicas e fotovoltaicas vendidas (b) Usinas eólicas e fotovoltaicas cadastradas. 80

Figura 8-12 – Tensão na SE 500 kV Padre Paraíso 2 durante CC1Φ na SE 500 kV Araraquara com e sem o CER em Padre Paraíso 2. 81

Figura 8-13 – Potência reativa no CER de Padre Paraíso 2 durante CC1Φ em Araraquara 500 kV. 81

Figura 8-14 – Tensão na SE 500 kV Janaúba durante curto-circuito monofásico na SE 500 kV Araraquara. Com e sem CS de Janaúba. 82

Figura 8-15 – Potência reativa no CS de Janaúba durante curto-circuito monofásico na SE 500 kV Araraquara. 83

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 4-1 – Compensadores Estáticos de Potência Reativa considerados no estudo. 21
Tabela 4-2 - Lista de usinas com unidades operando como Compensadores síncronos. 23
Tabela 6-1 - Capacidade de sobrecarga considerada no Bipolo A e B. 29
Tabela 7-1 - Lista de Contingências Dinâmicas – Curtos-circuitos Monofásicos. 41
Tabela 7-2 - Contingências nos Bipolos. 41
Tabela 7-3 - Índices de tempo de Recuperação. 66
Tabela 7-4 – Resumo do desempenho do SIN com os bipolos A e B e reforços associados. 70
Tabela 8-1 - Resumo de carregamentos na interligação Bahia - Minas Gerais. 78

1 INTRODUÇÃO

A presente Nota Técnica é parte integrante do estudo reportado no relatório EPE-DEE-RE-020/2016-rev0 que trata da avaliação técnico-econômica e ambiental das alternativas de transmissão necessárias para proporcionar o 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.

Tem como objetivo estudar o desempenho dinâmico da solução proposta, a qual consta de dois bipolos em corrente continua, denominados Bipolo A e Bipolo B ao longo desta Nota Técnica, esquematicamente ilustrados na Figura 1-1 e Figura 1-2, sendo:

- Bipolo A: 800 kVcc, Parauapebas (PA) – Assis 2 (SP), 2.018 km;
- Bipolo B: 800 kVcc, Graça Aranha (MA) – Silvânia (GO), 1.458 km.

Essa avaliação do desempenho dinâmico visa determinar com melhor precisão os limites máximos de transferência de energia entre as regiões decorrentes da mencionada expansão das interligações.

Para garantir o adequado desempenho do sistema elétrico brasileiro, considerando-se os critérios de planejamento, investigou-se a necessidade de sobrecarga de curta e longa duração nos elos CCAT recomendados, requisitos de transferência de carga entre bipolos e de novos equipamentos de compensação variável na rede CA do Sistema Interligado Nacional (SIN).

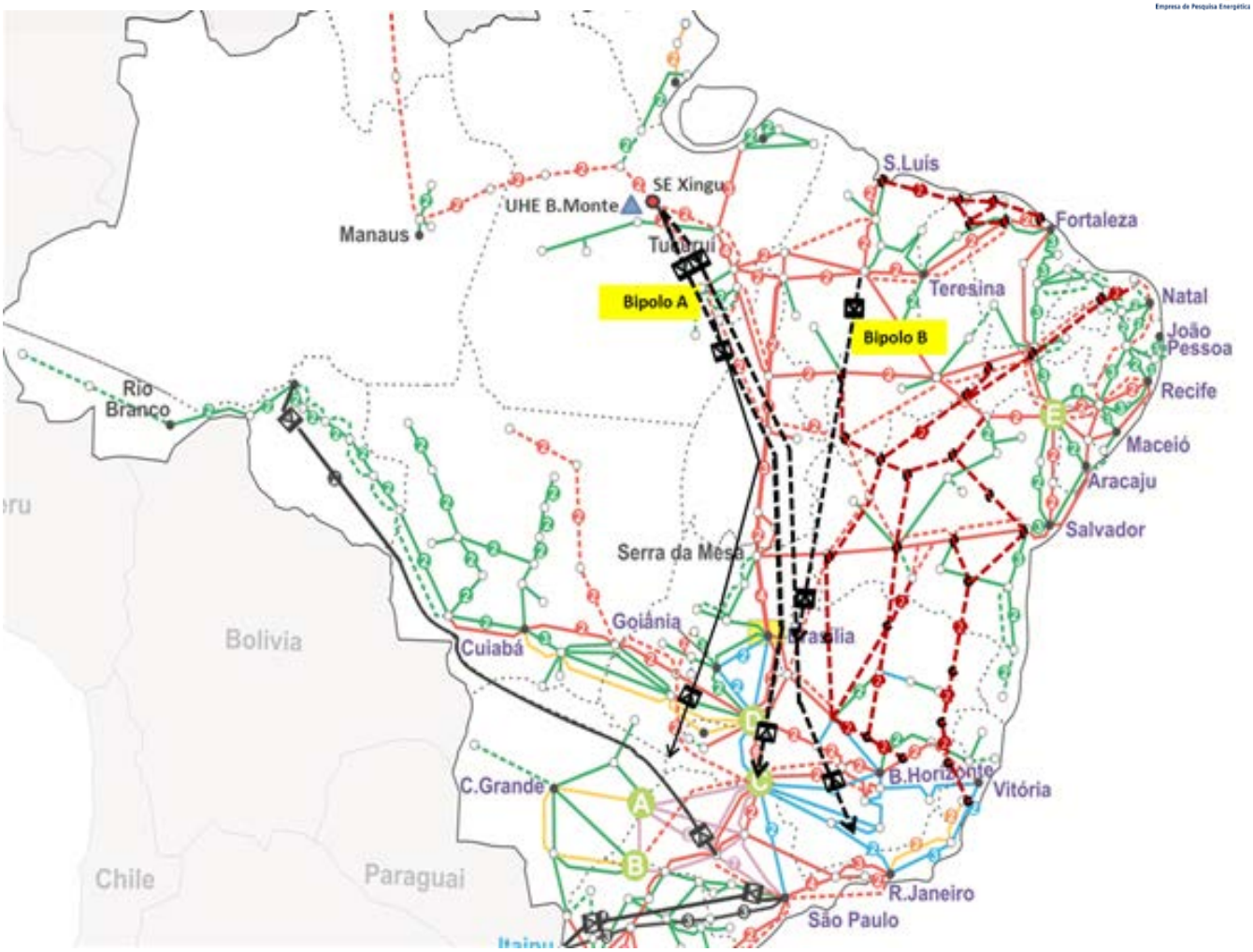


Figura 1-1 - Obras planejadas para escoar a potência das regiões Norte e Nordeste.



Figura 1-2 - Extensão dos Bipolos A e B recomendados.

2 PREMISSAS

Para elaboração das simulações que definiram o cronograma de obras e as características básicas das instalações, consideraram-se os seguintes dados, critérios e premissas.

2.1 Critérios Gerais

1 Atendimento ao critério N-1, sem corte automático de geração, para indisponibilidade de circuito simples CA ou de um Polo CC;

2 Como medida conservadora, as usinas hidráulicas que tem máquinas disponíveis para operarem como compensadores síncronos tiveram, em média, 60% do número de unidades energizadas;

3 Baseando-se na experiência operativa com o elo CCAT do Madeira, adotou-se o valor de 12,0° para o ângulo mínimo de extinção;

4 A duração das falhas de comutação para defeitos remotos estendeu-se entre 16 e 100 ms, conforme severidade da perturbação. Para defeitos locais, considerou-se a duração das falhas de comutação igual a da própria falta (100ms no sistema de 500 kV);

5 De modo geral, para os sistemas CA adotaram-se os critérios vigentes de tensão máxima transitória de até 140% dos valores nominais no instante t^{0+};

6 Nesta fase de estudo, consideraram-se ajustes típicos de controle para que a recuperação dos elos CCAT ocorresse em até 200 ms como preconizado pelos procedimentos de rede do ONS. Este índice de desempenho foi determinado quando a potência do elo CCAT ultrapassava 90% do seu valor pré – falta;

7 Para as oscilações de tensão em emergência simples, admitiram-se valores mínimos de 80% dos valores nominais em barramentos próximos aos centros de carga;

8 A representação adotada para carga foi de 100% de corrente constante na parte ativa e 100% de impedância constante na parte reativa;

9 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, admitiu-se o corte de geração nessas emergências. Considerando que o tempo máximo estimado para tomada de decisão de uma 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;

10 Nesta análise consideraram-se os controles do elo por potência. Contudo, considerou-se valor de 0,975 pu o nível mínimo da tensão na conversora que divide a ordem de potência para ordem de corrente (V_{dcmin}), valor semelhante ao adotado na etapa de projeto básico do Madeira.

3 MODELAGEM DE USINAS EÓLICAS

Observou-se nesse estudo que a interligação elétrica mais afetada pelas emergências analisadas é a interligação Bahia – Minas Gerais. Soma-se a isso o fato de que nos últimos leilões de energia houve contratação de grande potência de energia proveniente de fonte eólica na região sul da Bahia.

Assim sendo, como as usinas eólicas do Sul da Bahia estão eletricamente próximas à interligação Bahia – Minas Gerais, somente essa região teve suas usinas eólicas modeladas.

A capacidade total modelada de parques eólicos foi de 2.915 MW. De posse destas informações avaliaram-se diversos modelos de geradores eólicos a fim de melhor retratar o desempenho dinâmico dos mesmos e, mantendo-se o conservadorismo do planejamento.

Neste âmbito, optou-se pelo modelo de gerador com estratégia principal de controle na geração ativa durante os afundamentos de tensão. A característica principal deste modelo é a não injeção de potência reativa durante perturbações, ou seja, durante afundamentos de tensão a potência reativa fornecida pelos aerogeradores é nula.

Além disso, avaliou-se a modelagem de parques geradores eólicos de outras regiões, entretanto, o efeito na dinâmica do sistema não foi significativo a ponto de compensar o alto custo computacional adicionado.

3.1 Reforços referenciais

Concomitantemente a este estudo, analisaram-se outros reforços de escoamento da geração do SIN. Entre eles, alguns produzem efeitos diretos no desempenho do sistema e nos resultados deste estudo. Em especial, ressaltam-se o estudo de expansão da transmissão da área sul do Nordeste e o estudo de aumento de intercâmbio Sul – Sudeste.

Assim, com a finalidade de se obter uma melhor representação da rede futura e evitar recomendações não otimizadas, adicionaram-se neste estudo reforços regionais em caráter indicativo a serem definidos nos estudos acima citados.

Na Figura 3-1 estão representadas as linhas de transmissão referenciais localizadas no sul da Bahia e consideradas nas simulações:

- LT 500 kV Xingó – Olindina C1 (4 x 954 MCM);
- LT 500 kV Olindina – Sapeaçu C1 (4 x 954 MCM);
- LT 230 kV Jardim – Catu C1 (2 x 954 MCM).

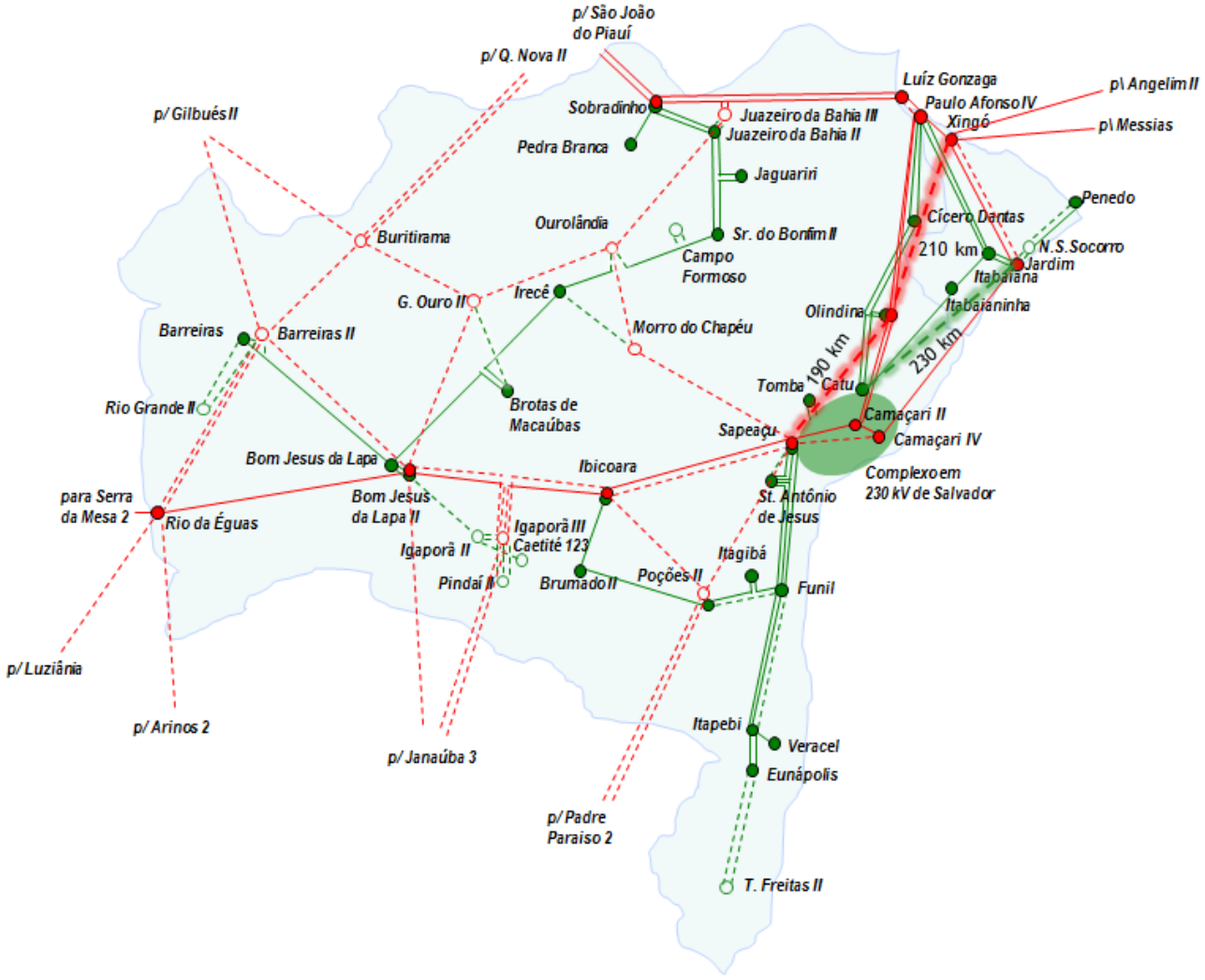


Figura 3-1 - Obras referenciais do Sul da Bahia.

Para a interligação entre as regiões Sul – Sudeste consideraram-se linhas referenciais próximas à conversora de Assis 2, Figura 3-2:

- LT 500 kV Assis 2 – Ponta Grossa C1 e C2 (6 x 795 MCM);

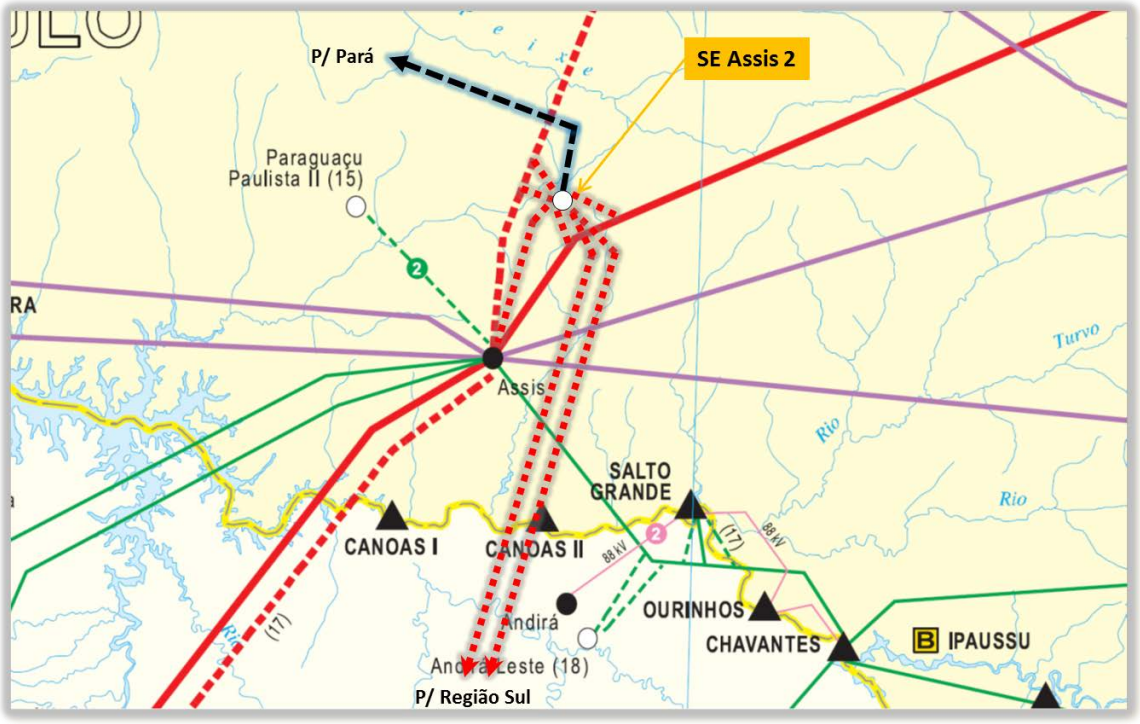


Figura 3-2 – Malha elétrica de Assis 2 com as linhas referenciais para à região Sul.

3.2 Compensações reativas referenciais

A fim de garantir que a tensão em regime normal de operação permanecesse dentro dos limites estabelecidos pelos procedimentos de rede foram recomendados reatores de barra na região Nordeste.

Consideraram-se nessa análise os cenários nos quais as regiões Norte e Nordeste eram importadoras de energia, seja de forma simultânea ou independente. Esses reatores serão recomendados em relatório posterior, tendo caráter indicativo nesta Nota Técnica. A seguir é apresentada a relação dos equipamentos considerados:

- ✓ SE Olindina: 1º Reator de barra de 150 Mvar em 500 kV;
- ✓ SE Bom Jesus da Lapa: 3º Reator de barra de 150 Mvar em 500 kV;
- ✓ SE Morro do Chapéu: 1º Reator de barra de 150 Mvar em 500 kV;
- ✓ SE Ourolândia: 2º Reator de barra de 100 Mvar em 500 kV;
- ✓ SE Igaporã III: 4º Reator de barra de 150 Mvar em 500 kV.

4 EQUIPAMENTOS DE COMPENSAÇÃO REATIVA VARIÁVEL CONSIDERADOS

Durante as análises de estabilidade eletromecânica consideraram-se em operação todos os equipamentos de compensação reativa estática – CER previstos no PDE 2023 e listados na Tabela 4-1 e na Tabela 4-2.

Tabela 4-1 – Compensadores Estáticos de Potência Reativa considerados no estudo.

Subestação	Estado	Limite reativo	Subestação	Estado	Limite reativo
SE 230/69 kV Rio Branco	AC	55/-20 Mvar	SE 345/138 kV Padre Fialho	MG	100/-90 Mvar
SE 500/230 kV Jurupari	AM	200/-200 Mvar	SE 345/138 kV Santos Dumont 2	MG	100/-84 Mvar
SE 500/138 kV Silves	AM	200/-200 Mvar	SE 500 kV Bom Despacho 3	MG	300/-200 Mvar
SE 500/138 kV Oriximina	AM	200/-200 Mvar	SE 230/138 kV Campo Grande Imbirussú	MS	100/-100 Mvar
SE 230/69 kV Macapá	AP	100/-100 Mvar	SE 230/138 kV Anastácio	MS	50/-50 Mvar
SE 230 kV FUNIL	BA	225/-114 Mvar	SE 230/138 kV Coxipó	MT	63,96/-54,5 Mvar
SE 500/230 kV Bom Jesus da Lapa	BA	250/-250 Mvar	SE 230/138 kV SINOP	MT	55/-20 Mvar
SE 500/230 kV Sapeaçu	BA	250/-150 Mvar	SE 500/230 kV PrintGA	MT	200/-200 Mvar
SE 500/230/69 kV Morro do Chapéu	BA	200/-100 Mvar	SE 230/69 kV Campina Grande	PB	192,6/0 Mvar
SE 500/230 kV Gentio do Ouro	BA	200/-100 Mvar	SE 230/69 kV E. Martim	PI	30/-20 Mvar
SE 500/230/69 kV Milagres	CE	97.4/-88 Mvar	SE 345/138 kV Campos	RJ	90,31/-55 Mvar
SE 230/69 kV Fortaleza	CE	189,6/-175 Mvar	SE 230/69 kV Mossoró 2	RN	20/0 Mvar
SE 230/69 kV Taua	CE	80/-40 Mvar	SE 500/230 kV Ceará Mirim	RN	150/-75 Mvar
SE 500/230 kV Sobral	CE	250/-150 Mvar	SE 230/69 kV Extremoz II	RN	150/-75 Mvar
SE 500/345/138 kV João Neiva 2	ES	150/-150 Mvar	SE 230 kV Vilhena	RO	100/-50 Mvar
SE 230/69 kV Barro Alto	GO	29/-25 Mvar	SE 500/230/69 kV Boa Vista	RR	150/-120 Mvar
SE 345/230 kV Bandeirantes	GO	88.5/-56 Mvar	SE 525/230 kV Guaiba 3	RS	300/-200 Mvar
SE 345/230 kV Bandeirantes	GO	88.5/-56 Mvar	SE 525/230kV Biguaçu	SC	300/-100 Mvar
SE 500/230 kV Rio Verde Norte	GO	300/-200 Mvar	SE 440/138 kV Santa Barbara	SP	300/-300 Mvar
SE 500/138 kV Luziânia	GO	300/-150 Mvar	SE 500/138 kV Itatiba	SP	300/-300 Mvar
SE 500/230/69 kV Miranda	MA	300/-150 Mvar	SE 440/138 kV Bauru	SP	150/-120 Mvar
SE 500/345/138 kV Ouro Preto 2	MG	20/-80 Mvar	SE 500/440 kV Fernão Dias	SP	300/-150 Mvar

Tabela 4-2 – Compensadores Síncronos de Potência Reativa considerados no estudo.

Subestação	Unidades	Estado	Limite reativo
SE 230 kV Marabá	1	PA	150/-90 Mvar
SE230 kV Teresina II	1	PI	150/-105 Mvar
SE 230 kV Recife	2	PE	150/-105 Mvar
SE 230 kV Camaçari	2	BA	150/-105 Mvar
SE 230 kV Camaçari	2	BA	63/-42 Mvar
SE 230 kV Vila do Conde	2	PA	150/-90 Mvar
SE 230 kV Presidente Dutra	2	MA	100/-70 Mvar
SE 230 kV Imperatriz	3	BA	100/-70 Mvar
SE 440 kV Embu	1	SP	250/-175 Mvar
SE 440 kV Santo Angêlo	1	SP	250/-175 Mvar
SE 345 kV Tijuco Preto	1	SP	300/-180 Mvar
SE 345 kV Ibiúna	4	SP	300/-270 Mvar
SE 138 kV Grajaú	2	RJ	200/-120 Mvar
SE 345 kV Vitória	2	ES	60/-35 Mvar
SE 230 kV Mesquita	1	MG	100/-60 Mvar
SE 230 kV Neves	2	MG	100/-60 Mvar
SE 230 kV Ariquemes	1	RO	150/-90 Mvar
SE 525 kV Marmeleiros	2	RS	100/-100 Mvar
SE 230 kV Rurópolis	1	PA	110/-55 Mvar
SE 230 kV Livramento	1	RS	100/-100 Mvar
SE 230 kV Itaúba	2	RS	95/-110 Mvar
SE 500 kV Araraquara 2	3	SP	300/-270 Mvar
SE 230 kV Ji-Paraná	1	RO	150/-90 Mvar
SE 500 kV Terminal Rio	2	RJ	150/-75 Mvar

Além destes equipamentos utilizaram-se as unidades síncronas em toda usina hidrelétrica que possuísse máquinas disponíveis para operação como compensador síncrono, apresentadas na Tabela 4-3. Ressalta-se que, de acordo com o cenário, a quantidade disponível para operação como compensador síncrono não foi usada na totalidade, respeitando-se a premissa de se usar apenas 60% dessas unidades.

Tabela 4-3 – Lista de usinas com unidades operando como Compensadores síncronos.

Usina	Quantidade Máxima	Qmin	Qmax	Submercado
UHE SOBRADINHO	6	-120	120	NORDESTE
UHE BOA ESPERANCA	2	-38	42	NORDESTE
UHE TUCURUI	2	-280	175	NORTE
UHE EMBORCACAO	4	-220	170	SE/CO
UHE NOVA PONTE	3	-120	95	SE/CO
UHE VOLTA GRANDE	4	-60	60	SE/CO
UHE ILHA SOLTEIRA	4	-168	60	SE/CO
UHE ESTREITO (L.C.BARRETO)	4	-140	70	SE/CO
UHE FURNAS	6	-160	60	SE/CO
UHE ITUMBIARA	6	-91	100	SE/CO
UHE SERRA DA MESA	3	-449	307	SE/CO
UHE IRAPÉ	3	-63	47,7	SE/CO
UHE GOV. BENTO MUNHOZ(AREIA)	2	-200	200	SUL
UHE GOV. PARIGOT SOUZA	3	-43	58	SUL
UHE SALTO CAXIAS (G.J.RICHA)	4	-250	164,7	SUL
UHE SALTO SEGREDO (GOV.N.BRAGA)	4	-206,2	172,5	SUL
UHE CAMPOS NOVOS	3	-295	180	SUL
UHE BARRA GRANDE	3	-210	98	SUL
UHE FOZ DO CHAPECO	3	-193	93	SUL
UHE MACHADINHO	2	-320	240	SUL
UHE PASSO FUNDO	2	-106	60	SUL
UHE SALTO OSORIO	4	-96	110	SUL
UHE SALTO SANTIAGO	4	-315	195	SUL
UHE ITA	4	-230	160	SUL
UHE DONA FRANCISCA	2	-50	40	SUL
UHE ITAUBA	2	-110	95	SUL

5 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA E COMPENSAÇÕES DE POTÊNCIA REATIVA RECOMENDADAS

5.1 Considerações Iniciais

Os dois bipolos estudados nesta Nota Técnica interligam pontos geograficamente e eletricamente distantes. Entre estes pontos existe uma vasta malha elétrica de transmissão que também ocupa importante papel na interligação regional.

A consequência da inserção de dois elos CCAT de 4.000 MW é gerar grandes perturbações na rede CA, na ocorrência, mesmo que temporariamente, de redução ou interrupção de sua potência.

Para investigar as barras com menor suporte de potência reativa foram construídas as curvas QV e PV para cada barra da rede básica que é afetada durante a falha de comutação ou bloqueio dos bipolos A e B. O detalhamento dessa análise encontra-se no item 8.

Na Figura 5-1 está circunscrita a região em que se localizam as subestações com menor suporte de potência reativa. Observa-se que o conjunto de subestações está na região Sudeste, com característica predominante de atendimento a cargas ou exercendo a função de interligação.

A relevância do suporte de potência reativa na região destacada está na segurança de que intercâmbios elevados poderão ser praticados entre Norte – Nordeste e Sudeste – Centro-Oeste.

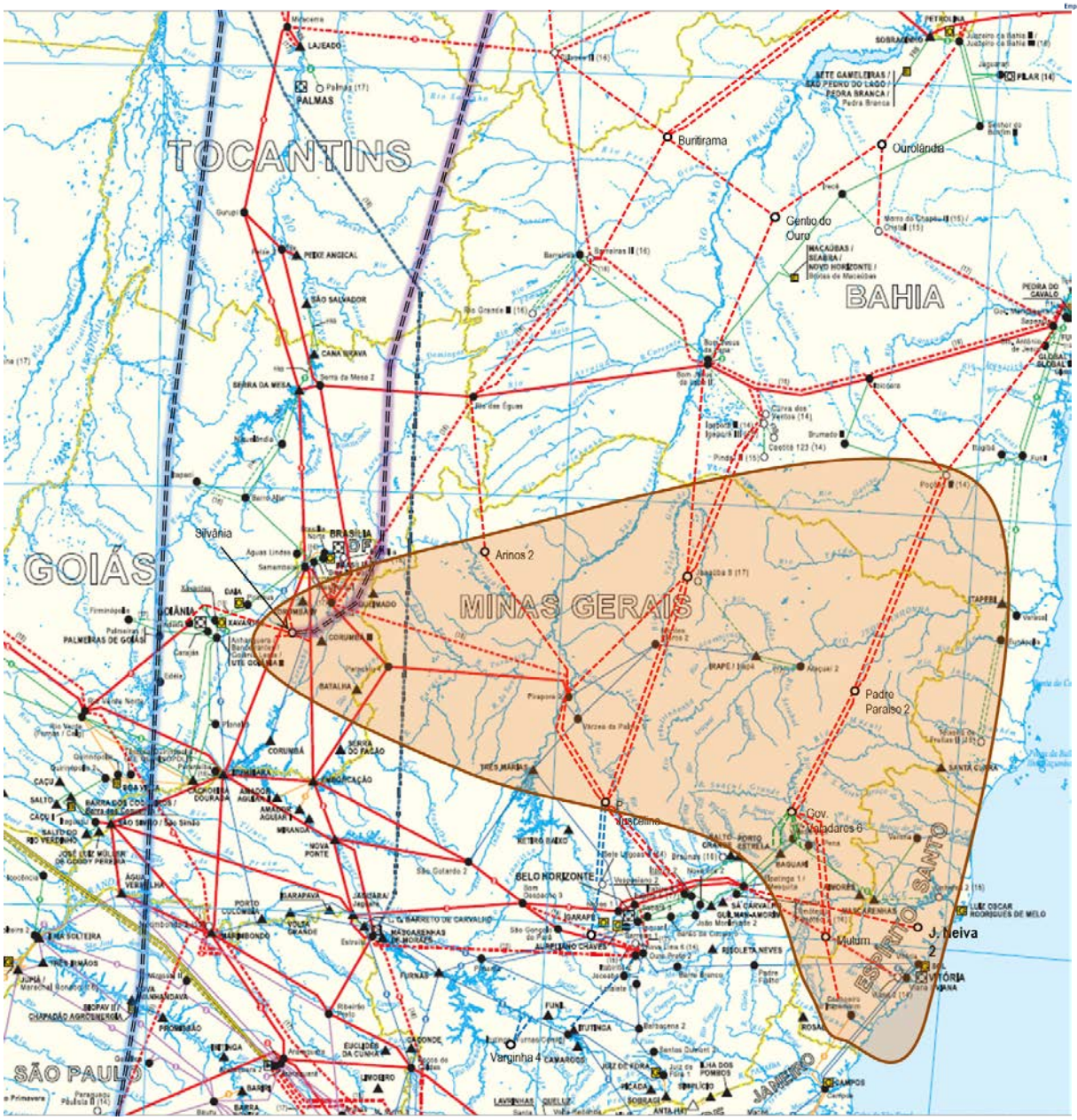


Figura 5-1 – Região de menor suporte de potência reativa na interligação Norte / Nordeste - Sudeste / Centro Oeste.

5.2 Apresentação das compensações reativas recomendadas

A partir dos pontos de baixo suporte de potência reativa mencionado acima, simularam-se as emergências em regime dinâmico até que o desempenho do sistema elétrico atendesse aos critérios do estudo.

Além da região ressaltada na Figura 5-1, fez-se necessário a inserção de suporte de tensão próximo às conversoras de Silvânia e Assis 2. A necessidade de cada equipamento é demonstrada em detalhe no item 8.

Resumidamente, apresenta-se a seguir a lista de equipamentos utilizados para atender aos critérios do estudo:

- 2 Compensadores Síncronos (-90/+150 Mvar) na SE 500 kV Janaúba III;
- 1 Compensador Estático de Reativo (-150/+300 Mvar) na SE 500 kV Padre Paraíso II;
- 3 Compensadores Síncronos (-90/+150 Mvar) na SE 500 kV Silvânia;
- 2 Compensadores Síncronos (-90/+150 Mvar) na SE 500 kV Assis 2;

Ressalta-se que os dois compensadores síncronos da SE 500 kV Terminal Rio, licitados junto com o elo CCAT Xingu-Terminal Rio, foram considerados em operação nesse estudo e mostraram-se essenciais em diversas contingências.

6 CONVERSORAS

Como já mencionado anteriormente, a perda de um polo ou de um bipolo nas condições em que os elos CCAT, bem como a rede CA paralela, estejam com carregamentos elevados, representa uma grande perturbação no Sistema Interligado Nacional. Nessas condições, os fluxos adicionais de potências podem causar sobrecarga de LTs e afundamentos de tensão. Para mitigar o impacto desses eventos estudaram-se os benefícios da utilização da capacidade de sobrecarga nos bipolos A e B, além da capacidade de intercomunicação entre as conversoras de Parauapebas e Xingu.

Nessas simulações estão presentes os equipamentos de compensação variável indicados no item 5.

6.1 Capacidade de Sobrecarga

Durante as avaliações de segurança dinâmica do bipolos, constatou-se que o bloqueio de um polo do Bipolo A, desconsiderando-se a capacidade de sobrecarga no polo remanescente, levou a região Sudeste ao colapso de tensão, indicando a necessidade de novos equipamentos de compensação reativa variável.

Entretanto, na hipótese da utilização da capacidade de sobrecarga do polo remanescente, não houve colapso nem a necessidade de um esquema especial ou maiores reforços na rede CA, o que evidenciou a eficiência da utilização da sobrecarga transitória do polo remanescente do Bipolo A. O desempenho supracitado é ilustrado na Figura 6-1, onde é apresentado o desempenho de tensão das principais subestações da interligação Bahia - Minas com e sem a capacidade de sobrecarga do polo remanescente.

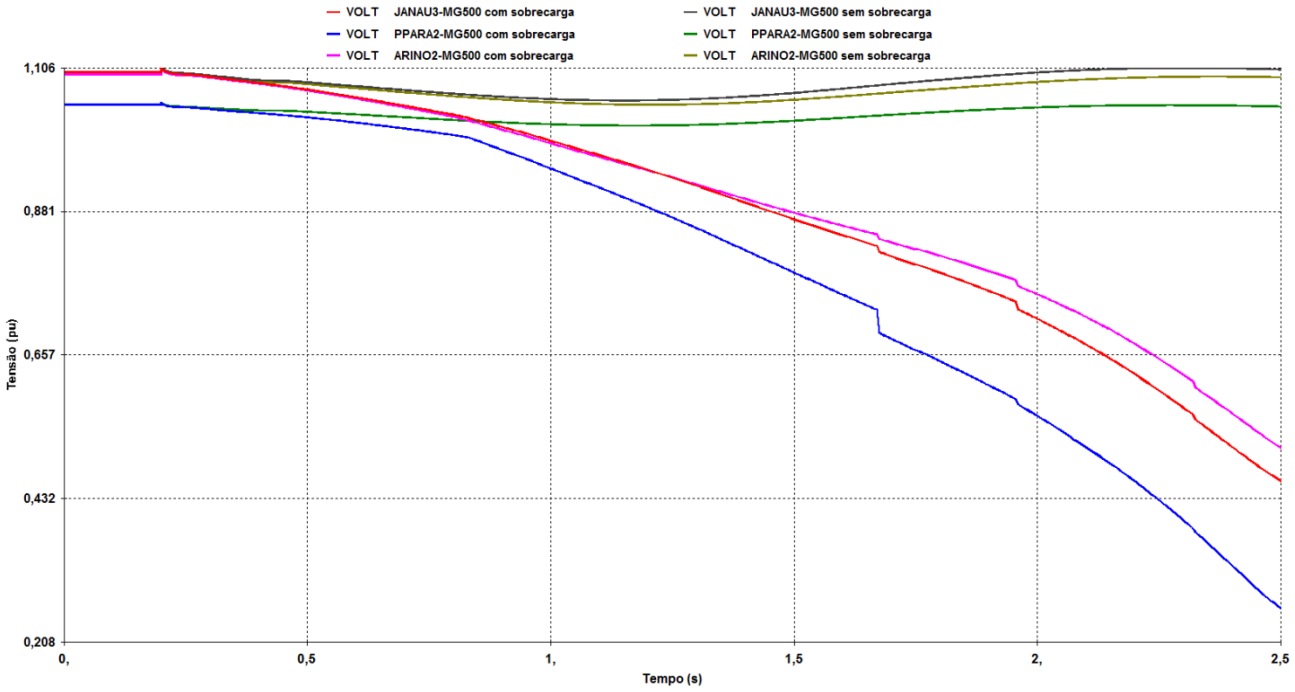


Figura 6-1 – Tensões nas principais SEs da interligação Bahia-Minas durante perda de um polo do bipolo A.

Já na avaliação de perda de polo do Bipolo B, não se constatou a necessidade de capacidade de sobrecarga no polo remanescente para os cenários estudados.

Contudo, esta contingência aumenta o fluxo na rede CA de interligação e o estresse de tensão nas interligações Norte – Nordeste para o Sudeste. Estas interligações, por sua vez, serão cada vez mais solicitadas devido ao grande potencial de fontes eólicas que vêm se concretizando nos últimos leilões de geração.

Este potencial pode ser limitado devido a restrições de intercâmbio oriundo da perda de polo. Assim, torna-se pertinente o dimensionamento do Bipolo B com as mesmas capacidades de sobrecarga que o Bipolo A. Na Figura 6-2 é ilustrado o desempenho de tensão nas interligações durante perda de polo do Bipolo B sem a capacidade de sobrecarga no polo remanescente.

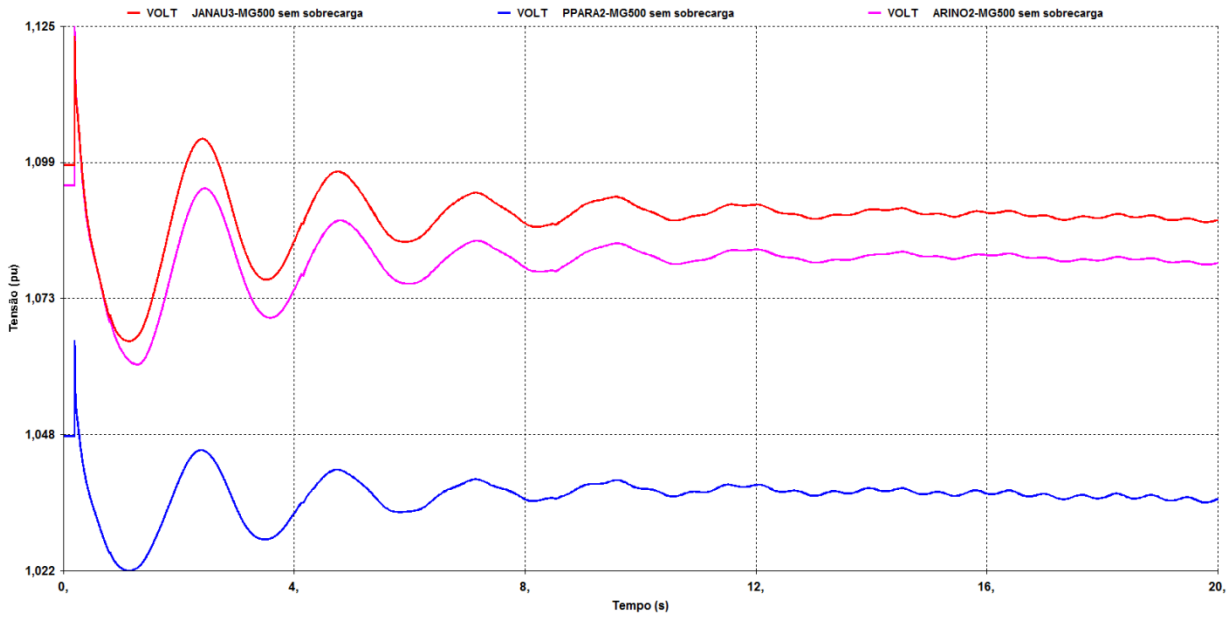


Figura 6-2 - Tensões nas principais SEs da interligação Bahia-Minas durante perda de um polo do bipolo B.

As sobrecargas recomendadas garantem a possibilidade de utilização dos bipolos em sua potência nominal, atendendo aos critérios de planejamento mesmo nos cenários críticos de intercâmbio.

Os valores previstos são mostrados na Tabela 6-1. Ressalta-se que ao se utilizar as sobrecargas de 33% por meia hora o elo deverá ter capacidade de retornar à potência plena.

Tabela 6-1 - Capacidade de sobrecarga considerada no Bipolo A e B.

Sobrecarga (%)	Tempo
50	5 segundos
33	½ hora

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.

6.2 Comunicação entre conversoras

Durante as análises técnicas, constatou-se que a perda do bipolo A representa a contingência mais severa, pois mesmo utilizando o recurso de alívio de geração (corte de máquinas na região Norte), não se conseguiu evitar as ocorrências de subfrequências e do colapso de tensão.

A Figura 6-3 apresenta a frequência de usinas térmicas do Sudeste e Nordeste na ocorrência de perda do bipolo A, considerando o corte de 12 unidades geradoras da UHE Belo Monte.

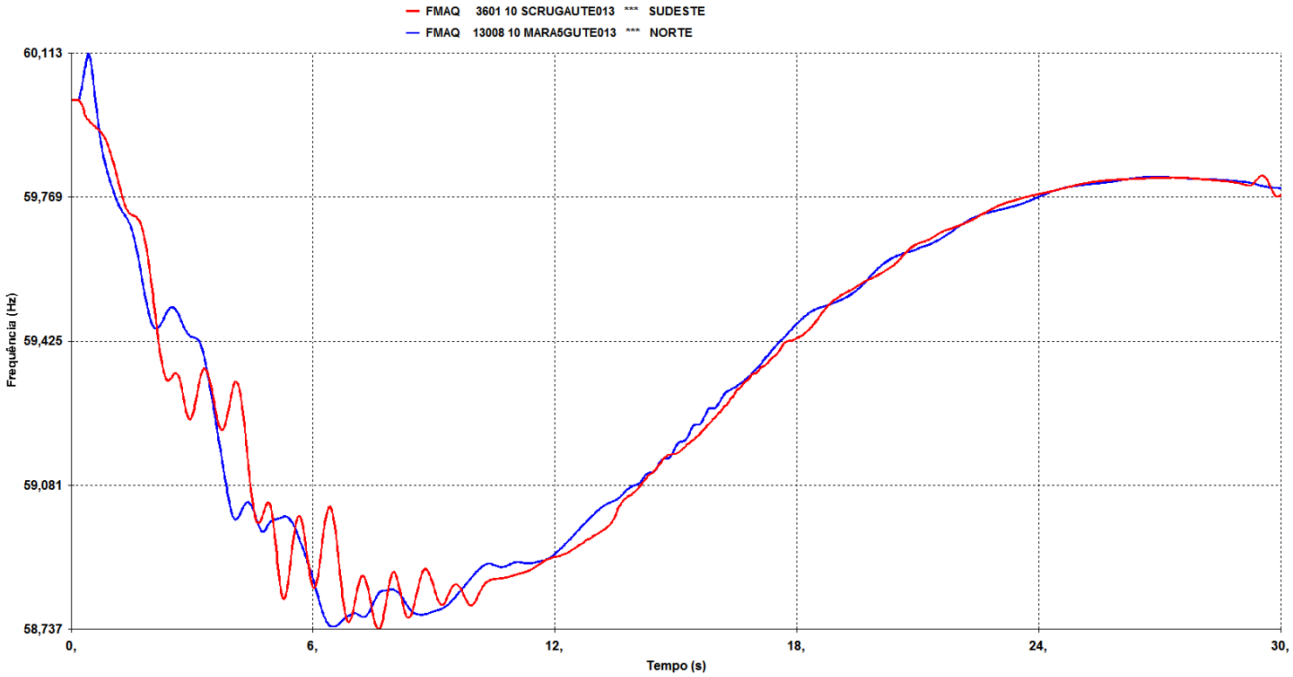


Figura 6-3 - Frequência na UTE Santa Cruz – RJ e Maranhão V – MA – perda do bipolo A com corte de 12 unidades geradoras de UHE Belo Monte.

Uma das alternativas capaz de melhorar o desempenho do sistema foi a redistribuição da potência transmitida pelo Bipolo A pelos outros elos CCAT, bipolos Xingu-Estreito, Xingu-Terminal Rio e bipolo B, que dispõem de capacidade de sobrecarga.

Assumindo este recurso técnico, investigou-se a melhor estratégia desta redistribuição a fim de maximizar a estabilidade do sistema. A opção mais satisfatória foi a utilização da capacidade de sobrecarga dos bipolos de Xingu durante as perdas do Bipolo A. Ressalta-se que mesmo com este recurso ainda foi necessário o corte de 4 unidades geradoras da UHE Belo Monte (4 x 611 = 2.444 MW). A descrição da lógica de redistribuição de potência usada é apresentada no item 6.4.

Cabe frisar que ainda se avaliou a tomada de carga somente pelo bipolo B após ocorrência de perda do Bipolo A, entretanto, esta foi ineficiente, pois demandou corte de 10 unidades geradoras na UHE Belo Monte (10 x 611 = 6.110 MW), além de variações de frequência em unidades termelétricas de 1 Hz alcançando 59,00 Hz.

Não menos importante, avaliou-se a redistribuição de potência entre os três bipolos remanescentes após perda do bipolo A, nessa opção obteve-se desempenho equivalente ao da sobrecarga somente nos bipolos de Xingu, porém, apresentando maior complexidade e custo.

A Figura 6-4 apresenta o desempenho dinâmico de tensão da subestação com pior desempenho, sendo elas: sobrecarga nos bipolos de Xingu e sobrecarga nos bipolos de Xingu e bipolo B.

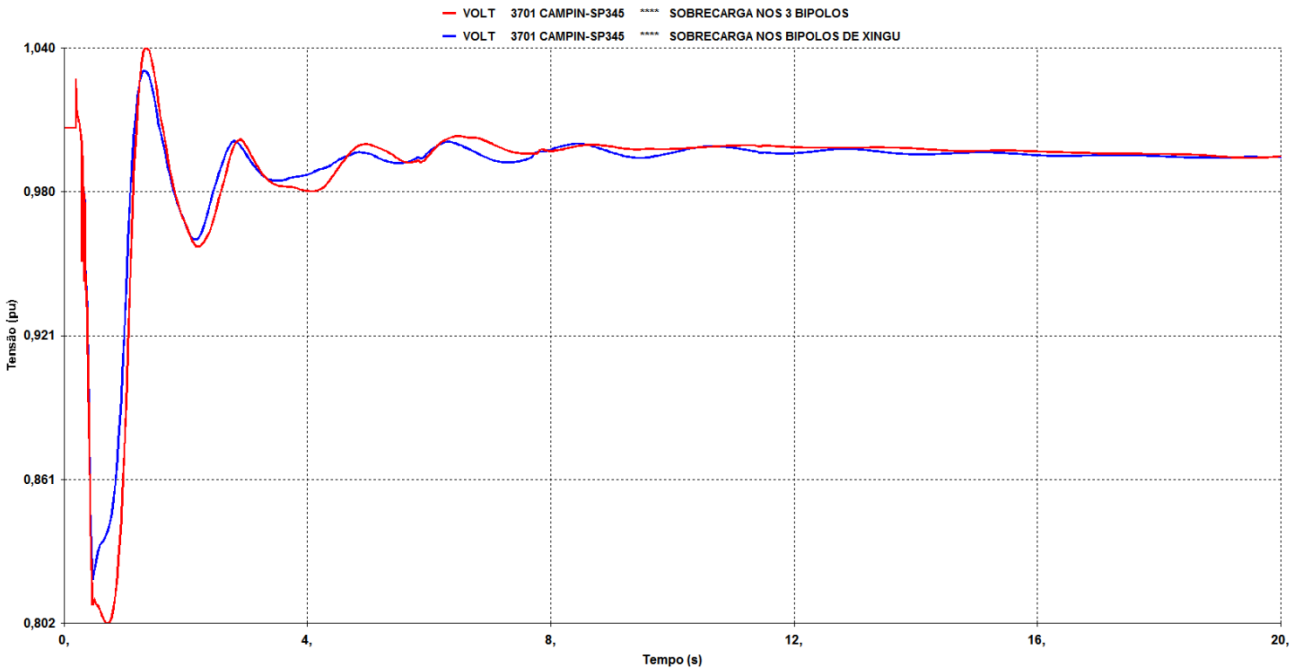


Figura 6-4 - Tensão na SE 345 kV Campinas – perda do bipolo A com corte de 4 máquinas da UHE Belo Monte. Sobrecarga nos bipolos de Xingu ou nos 3 bipolos remanescentes.

Portanto, por ser mais simples e econômico, optou-se por estudar o desempenho dos bipolos A e B usando a intercomunicação entre o bipolo A e os bipolos Xingu-Estreito e Xingu-Terminal Rio para tomada de carga na perda do bipolo A.

6.3 Descrição do sistema de controle CC

O objetivo básico do sistema de controle CC é estabelecer e manter um determinado nível de potência transmitida. Obtém-se o nível de potência requerido a partir de um passo intermediário, no qual é determinada uma corrente de referência para o controle de corrente (ordem de corrente).

Na modelagem do bipolo A (Parauapebas-Assis 2) e do bipolo B (P.Dutra-Silvânia), considerou-se a filosofia de controle do tipo "ABB", a mesma presente no elo de corrente contínua de Itaipu e do bipolo 1 do Madeira. Nesta filosofia, em condições normais, o controle do retificador atua sobre o ângulo de disparo para manter a corrente CC igual à ordem de corrente, e o controle do inversor atua com o ângulo de extinção saturado (gama mínimo), determinando o nível da tensão CC na linha.

Em ambos os bipolos utilizou-se o modelo "built-in" de controle de conversor CA-CC do programa ANATEM. Os parâmetros utilizados encontram-se no ANEXO-I.

Além dos controles básicos presentes no modelo "built-in" do ANATEM, necessitou-se de alguns controles adicionais, implementados via Controle Definido pelo Usuário (CDU), a saber:

- Transferência de potência em caso de curto-circuito na linha CC;
- Transferência de potência em caso de perda de polo;
- Transferência de potência em caso de perda de bipolo;
- Controle de frequência.

6.4 Descrição dos controles adicionais

Transferência de potência em caso de curto-circuito na linha CC

Quando é detectado um defeito na linha CC de um polo, a potência transmitida pelo outro polo do mesmo bipolo é transitoriamente elevada, voltando ao seu valor pré-distúrbio assim que o polo sob defeito se recupera.

A Figura 6-5 apresenta o comportamento da potência CC nos polos 1 e 2 do bipolo A, quando da ocorrência de um defeito polo-terra na linha CC do polo 1. A curva em azul representa a potência CC no polo 2 com o controle de transferência de potência ativado. Na curva em verde este controle encontra-se desativado.

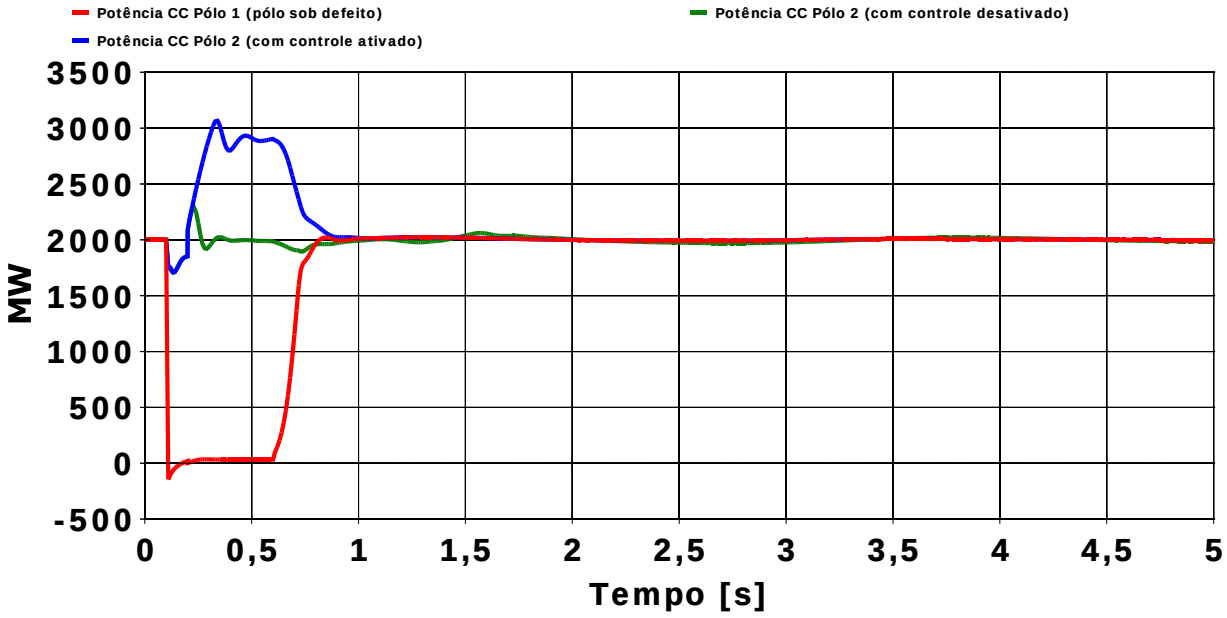


Figura 6-5 – Defeito na linha DC.

Este controle encontra-se modelado nos seguintes CDUs:

- Bipolo A → CDU 40000;
- Bipolo B → CDU 50000.

Transferência de potência em caso de perda de polo

Quando da ocorrência de um defeito e, consequente perda de um polo, a potência transmitida pelo outro polo do mesmo bipolo é elevada, respeitando-se sua capacidade de sobrecarga de 50% durante 5 segundos e de 33% durante 30 minutos.

A Figura 6-6 apresenta o comportamento da potência CC nos polos 1 e 2 do bipolo A, quando da ocorrência da perda do polo 1. A curva em azul representa a potência CC no polo 2 com o controle de transferência de potência ativado. Na curva em verde este controle encontra-se desativado.

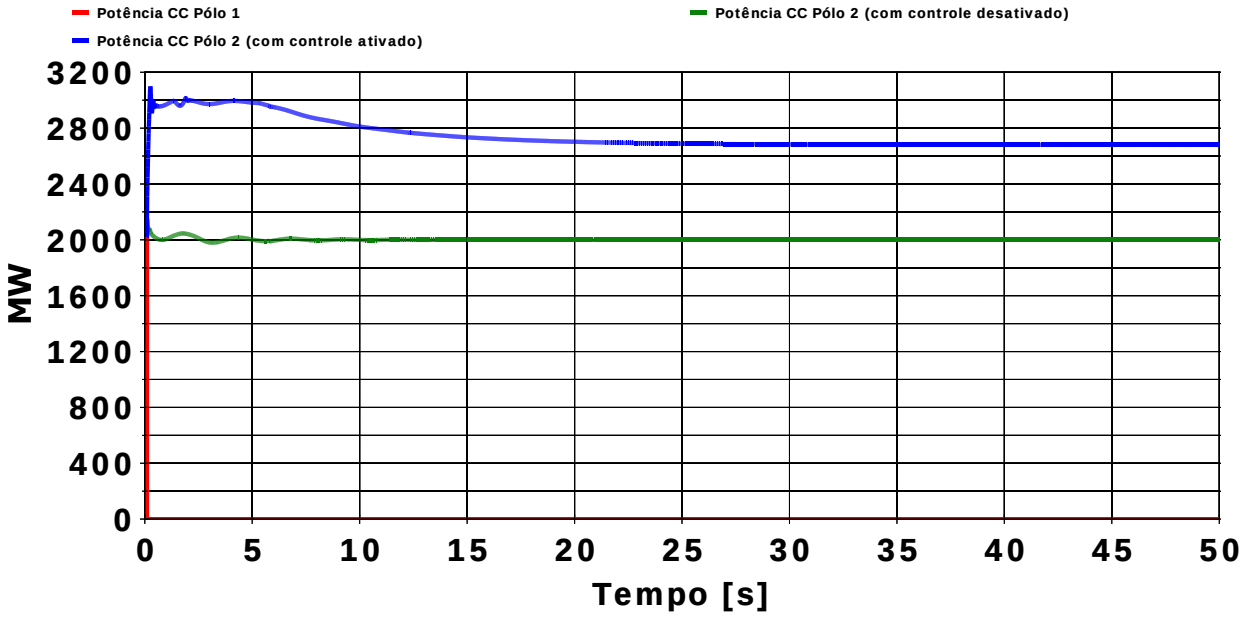


Figura 6-6 – Perda de Polo.

Este controle encontra-se modelado nos seguintes CDUs:

- Bipolo A → CDU 40000;
- Bipolo B → CDU 50000.

Transferência de potência em caso de perda de bipolo

Este controle adicional foi implementado somente no bipolo A. Em caso de bloqueio do bipolo A, sua potência é transferida para os bipolos de Belo Monte, respeitando-se a sobrecarga dinâmica desses elos.

A Figura 6-7 apresenta o comportamento da potência CC nos bipolos A, B e de Belo Monte quando da perda do bipolo A. A curva em azul representa a potência CC no bipolo B, cuja ordem de potência permanece inalterada. As curvas em verde e laranja representam os bipolos Xingu-Estreito e Xingu-Terminal Rio, respectivamente. Pode-se perceber da Figura 6-7 o aumento na ordem de potência destes bipolos a fim de mitigar a perda de potência transmitida com o bloqueio do bipolo A.

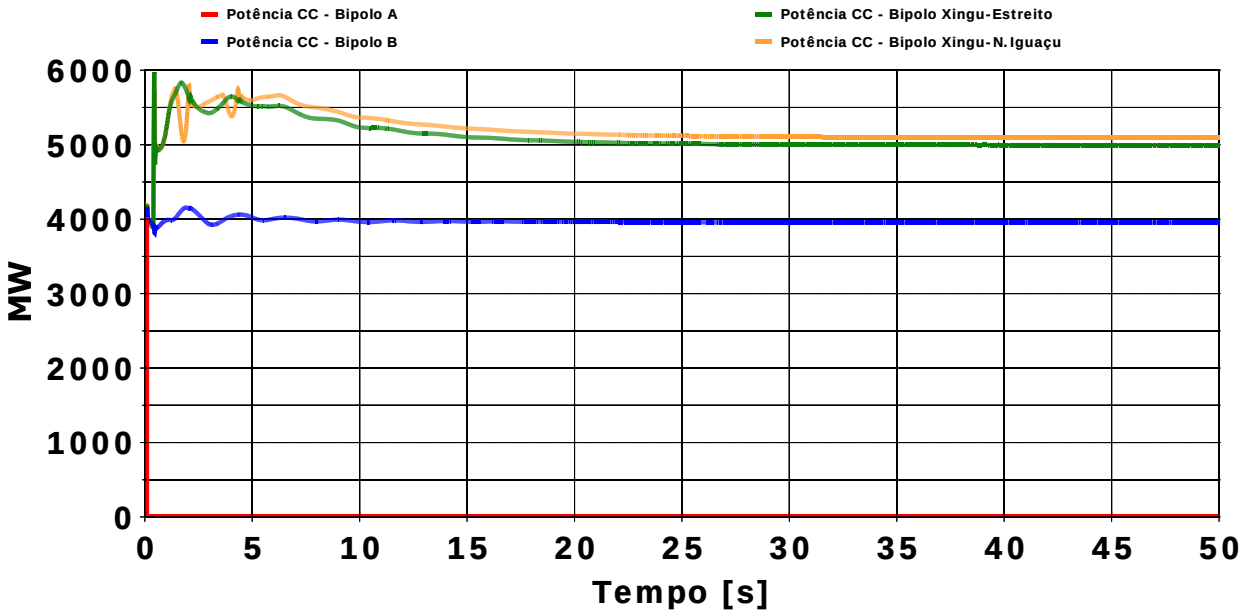


Figura 6-7 – Perda de Bipolo.

Este controle encontra-se modelado no CDU 70000.

6.5 Controlador Definido pelo Usuário (CDU)

Como mencionado anteriormente estes controles adicionais foram representados no programa ANATEM, usando-se Controladores Definidos pelo Usuário (CDUs). Utilizaram-se 7 CDUs para representação dos controles descritos, conforme ilustrado na Figura 6-8 à Figura 6-12.

CDUs referentes ao Bipolo A:

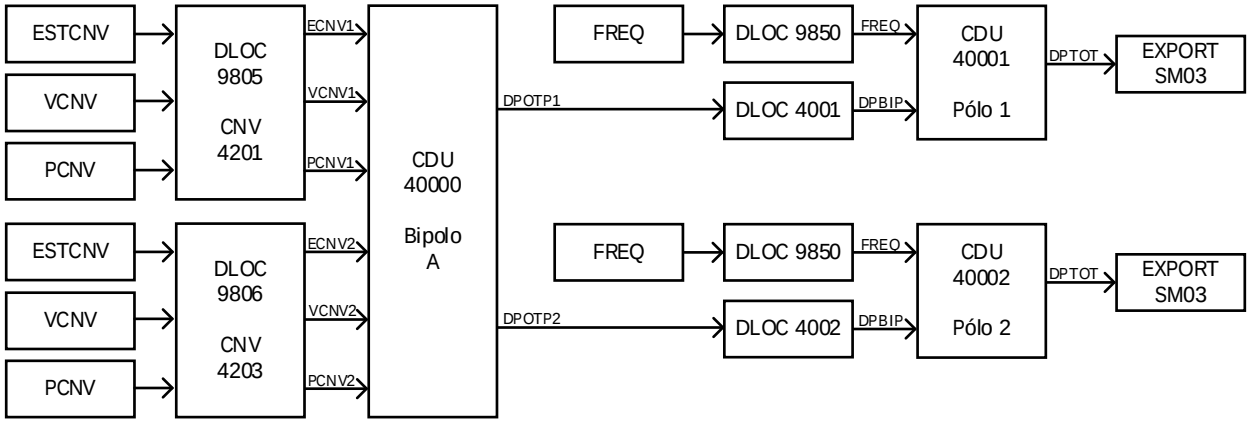


Figura 6-8 – Estrutura do controle do Bipolo A.

No CDU 40000 estão representadas as seguintes funções:

- Transferência de potência em caso de curto-circuito na linha CC;
- Transferência de potência em caso de perda de polo.

Nos CDU 40001/40002 estão representadas as seguintes funções:

- Controle de frequência.

Os CDUs 40000/40001/40002 são apresentados no ANEXO-II.

CDUs referentes ao Bipolo B:

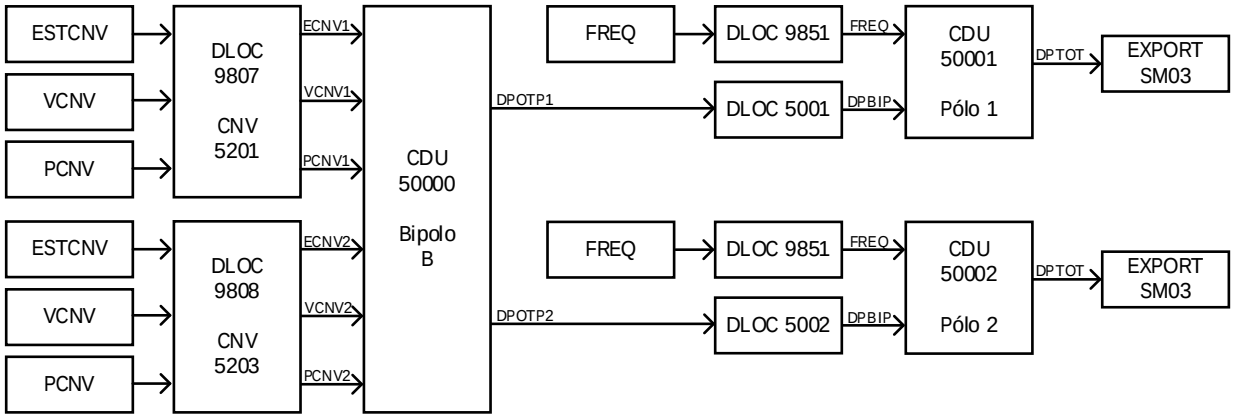


Figura 6-9 – Estrutura do controle do Bipolo B.

No CDU 50000 estão representadas as seguintes funções:

- Transferência de potência em caso de curto-circuito na linha CC;
- Transferência de potência em caso de perda de polo.

Nos CDUs 50001/50002 estão representadas as seguintes funções:

- Controle de frequência.

Os CDUs 50000/50001/50002 são apresentados no ANEXO-III.

CDUs referentes ao Bipolo Xingu – Estreito:

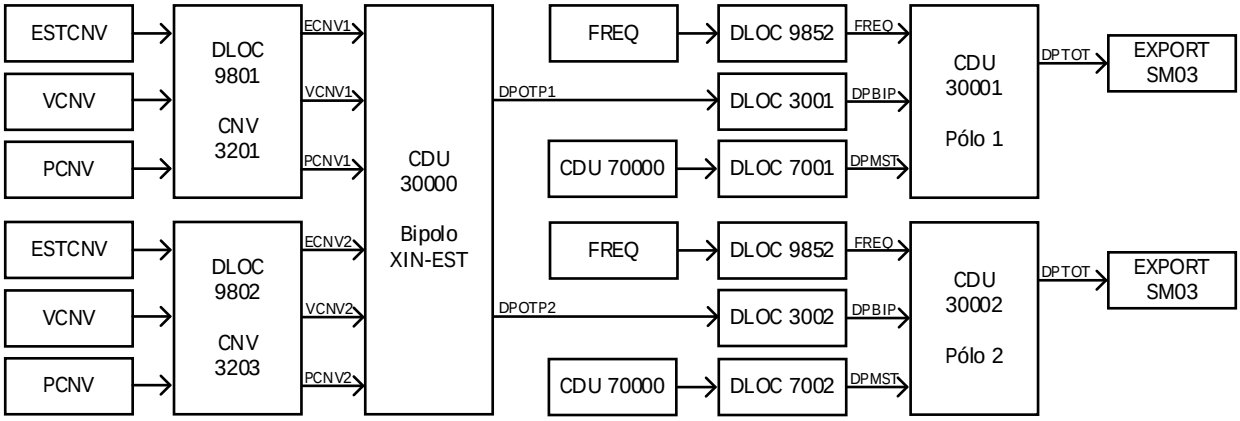


Figura 6-10 – Estrutura do controle do Bipolo Xingu – Estreito.

No CDU 30000 estão representadas as seguintes funções:

- Transferência de potência em caso de curto-circuito na linha CC;
- Transferência de potência em caso de perda de polo.

Nos CDU 30001/30002 estão representadas as seguintes funções:

- Controle de frequência.

Os CDU 30000/30001/30002 são apresentados no ANEXO-IV.

CDUs referentes ao Bipolo Xingu – Nova Iguaçu:

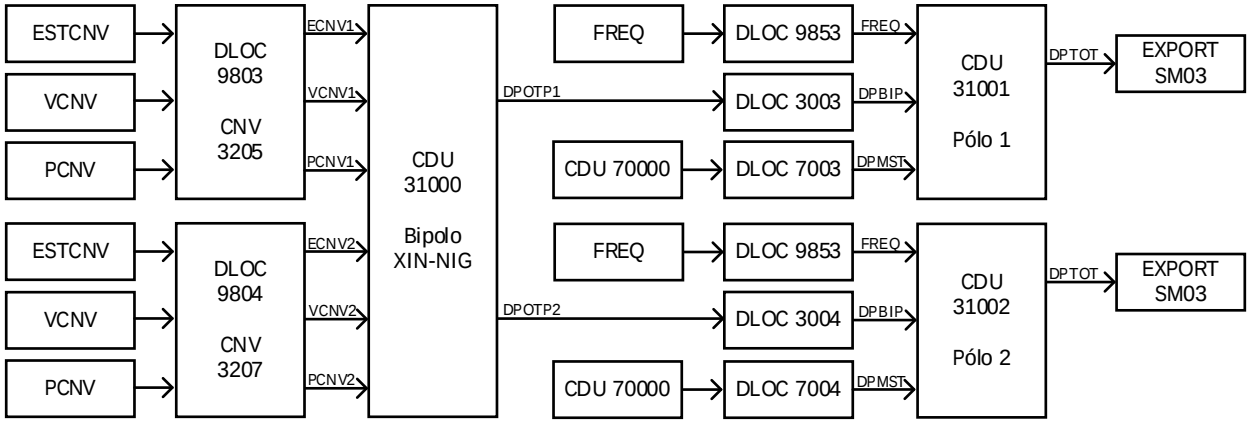


Figura 6-11 – Estrutura do controle do Bipolo Xingu – Terminal Rio.

No CDU 31000 estão representadas as seguintes funções:

- Transferência de potência em caso de curto-circuito na linha CC;
- Transferência de potência em caso de perda de polo.

Nos CDU 31001/31002 estão representadas as seguintes funções:

- Controle de frequência.

Os CDU 31000/31001/31002 são apresentados no ANEXO-V.

CDUs referentes ao Controle Mestre:

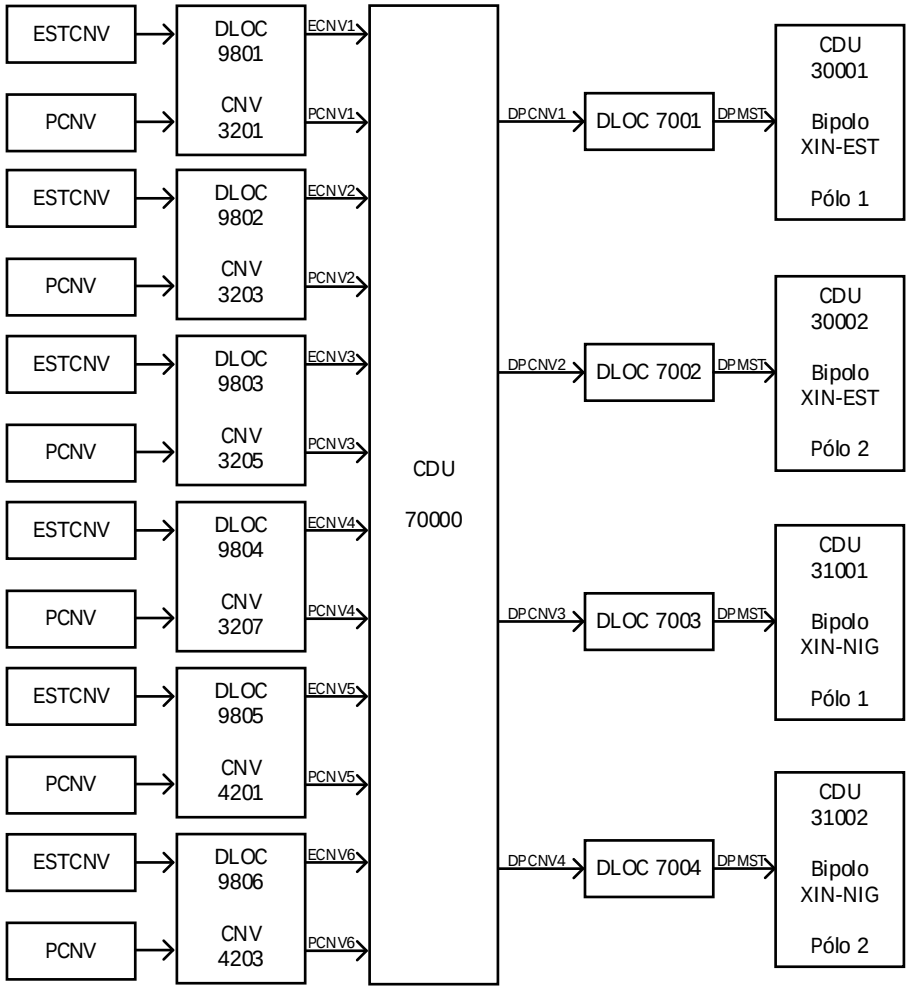


Figura 6-12 – Estrutura do controle do Controle Mestre.

No CDU 70000 estão representadas as seguintes funções:

- Transferência de potência em caso de perda de bipolo;

O CDU 70000 é apresentado no ANEXO-VI.

7 DESEMPENHO DINÂMICO

Durante o desenvolvimento da nota técnica avaliou-se o desempenho dinâmico do Sistema Elétrico Brasileiro contendo os bipolos A e B, assim como os reforços de compensação reativa indicados no item 5.

Nesta avaliação, consideraram-se todos os cenários listados na Tabela 4.2 do relatório R1 deste estudo. Dentre esses cenários selecionaram-se aqueles que apresentaram carregamentos elevados nas interligações e menor inércia nas regiões próximas às conversoras. Com isso, elegeram-se os seguintes cenários:

- Cenário 1 – Carga Pesada;
- Cenário 2 – Carga Pesada;
- Cenário 2 – Carga Leve;
- Cenário 4 – Carga Leve.

Devido à grande complexidade e tempo computacional necessário em estudos eletromecânicos, selecionaram-se as contingências com maior impacto sistêmico, listadas na Tabela 7-1 e Tabela 7-2. Estas contingências são, respectivamente, curtos-circuitos monofásicos seguidos de abertura de linha e faltas nos bipolos estudados.

Tabela 7-1 - Lista de Contingências Dinâmicas – Curtos-circuitos Monofásicos.

Contingências	
CCØ1--PARAUPEBAS--ABCI-PARAUAPEBAS-MIRACEMA	CCØ1--TAUBATE2--ABCI-ARARAQUARA2-TAUBATE2
CCØ1--MIRACEMA--ABCI-PARAUAPEBAS-MIRACEMA	CCØ1--ARARAQUARA2--ABCI-ARARAQUARA2-FERNÃO_DIAS
CCØ1--PARAUAPEBAS--ABCI-PARAUAPEBAS-PARAUAPEBAS2	CCØ1--FERNÃO_DIAS--ABCI-ARARAQUARA2-FERNÃO_DIAS
CCØ1--PARAUAPEBAS2--ABCI-PARAUAPEBAS-PARAUAPEBAS2	CCØ1--ARARAQUARA2--ABCI-ARARAQUARA2-ARARAQUARA
CCØ1--PARAUAPEBAS--ABCI-PARAUAPEBAS-XINGU	CCØ1--ARARAQUARA--ABCI-ARARAQUARA2-ARARAQUARA
CCØ1--XINGU--ABCI-PARAUAPEBAS-XINGU	CCØ1--ESTREITO--ABCI-ESTREITO-RIBEIRÃO_PRETO
CCØ1--ASSIS--ABCI-ASSIS-ARARAQUARA	CCØ1--RIBEIRÃO_PRETO--ABCI-ESTREITO-RIBEIRÃO_PRETO
CCØ1--ARARAQUARA--ABCI-ASSIS-ARARAQUAR	CCØ1--ESTREITO--ABCI-ESTREITO-FERNÃO_DIAS
CCØ1--ASSIS--ABCI-ASSIS-LONDRINA	CCØ1--FERNÃO_DIAS--ABCI-ESTREITO-FERNÃO_DIAS
CCØ1--LONDRINA--ABCI-ASSIS-LONDRINA	CCØ1--ESTREITO--ABCI-ESTREITO-CACHOEIRA_DOURADA
CCØ1--ASSIS--ABCI-ASSIS-PONTA GROSSA	CCØ1--CACHOEIRA_DOURADA--ABCI-ESTREITO-CACHOEIRA_D
CCØ1--POTA GROSSA--ABCI-ASSIS-PONTA GROSSA	CCØ1--ESTREITO--ABCI-ESTREITO-JAGUARA
CCØ1--ASSIS--ABCI-ASSIS-MARIMBONDO 2	CCØ1--JAGUARA--ABCI-ESTREITO-JAGUARA
CCØ1--MARIMBONDO 2--ABCI-ASSIS-MARIMBONDO 2	CCØ1--ESTREITO--ABCI-ESTREITO-NOVA_PONTE
CCØ1--P.DUTRA2--ABCI-P.DUTRA2-P.DUTRA	CCØ1--NOVA_PONTE--ABCI-ESTREITO-NOVA_PONTE
CCØ1--P.DUTRA--ABCI-P.DUTRA2-P.DUTRA	CCØ1--ESTREITO--ABCI-ESTREITO-ITABIRITO2
CCØ1--P.DUTRA2--ABCI-P.DUTRA2-TERESINA	CCØ1--ITABIRITO2--ABCI-ESTREITO-ITABIRITO2
CCØ1--TERESINA--ABCI-P.DUTRA2-TERESINA	CCØ1--TERM.RIO--ABCI-TERM.RIO-NOVA_IGUAÇU
CCØ1--TERESINA--ABCI-TERESINA-SOBRAL	CCØ1--NOVA_IGUAÇU--ABCI-TERM.RIO-NOVA_IGUAÇU
CCØ1--SOBRAL--ABCI-TERESINA-SOBRAL	CCØ1--TERM.RIO--ABCI-TERM.RIO-ADRIANÓPOLIS
CCØ1--PDUTRA-ABCI-PDUTRA-SALOPE	CCØ1--ADRIANÓPOLIS--ABCI-TERM.RIO-ADRIANÓPOLIS
CCØ1--SALOPE-ABCI-PDUTRA-SALOPE	CCØ1--TERM.RIO--ABCI-TERM.RIO-CSN
CCØ1--PDUTRA-ABCI-BOA_ESPERANÇA	CCØ1--CSN--ABCI-TERM.RIO-CSN
CCØ1--BOA_ESPERANCA-ABCI-BOA_ESPERANÇA	CCØ1--TERM.RIO--ABCI-TERM.RIO-RESENDE
CCØ1--SILVÂNIA--ABCI-SILVÂNIA-SAMAMBAIA	CCØ1--RESENDE--ABCI-TERM.RIO-RESENDE
CCØ1--SAMAMBAIA--ABCI-SILVÂNIA-SAMAMBAIA	CCØ1--TERM.RIO--ABCI-TERM.RIO-FERNÃO_DIAS
CCØ1--SILVÂNIA--ABCI-SILVÂNIA-ITUMBIARA	CCØ1--FERNÃO_DIAS--ABCI-TERM.RIO-FERNÃO_DIAS
CCØ1--ITUMBIARA--ABCI-SILVÂNIA-ITUMBIARA	CCØ1--XINGU--ABCI-XINGU-TUCURUI
CCØ1--SILVÂNIA--ABCI-SILVÂNIA-EMBORCAÇÃO	CCØ1--TUCURUI--ABCI-XINGU-TUCURUI
CCØ1--EMBORCAÇÃO--ABCI-SILVÂNIA-EMBORCAÇÃO	CCØ1--XINGU--ABCI-XINGU-BELO_MONTE
CCØ1--SILVÂNIA--ABCI-SILVÂNIA-TRINDADE	CCØ1--BELO_MONTE--ABCI-XINGU-BELO_MONTE
CCØ1--TRINDADE--ABCI-SILVÂNIA-TRINDADE	CCØ1--XINGU--ABCI-XINGU-PARAUAPEBAS
CCØ1--ARARAQUARA2--ABCI-ARARAQUARA2-ITATIBA	CCØ1--PARAUAPEBAS--ABCI-XINGU-PARAUAPEBAS
CCØ1--ITATIBA--ABCI-ARARAQUARA2-ITATIBA	CCØ1--XINGU--ABCI-XINGU-JURUPA
CCØ1--ARARAQUARA2--ABCI-ARARAQUARA2-TAUBATE2	CCØ1-JURUPA--ABCI-XINGU-JURUPA

Tabela 7-2 - Contingências nos Bipolos.

Contingências dos Elos CCAT
BLOQUEIO DE POLO - BIPOLO_A
BLOQUEIO DE POLO - BIPOLO_B
BLOQUEIO DO BIPOLO_A
BLOQUEIO DO BIPOLO_A COM SOBRECARGA NO BIPOLO XINGU-ESTREITO
BLOQUEIO DO BIPOLO_B
BLOQUEIO DE BIPOLO_B
BLOQUEIO DE POLO - BIPOLO XINGU-ESTREITO
BLOQUEIO DE POLO - BIPOLO XINGU-TRIO
BLOQUEIO DO BIPOLO XINGU-TRIO
BLOQUEIO DO BIPOLO XINGU-ESTREITO

7.1 Cenário 1 – Carga Pesada

7.1.1 Descrição

Este cenário tem como principal característica um elevado fluxo de potência nas interligações Norte/Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste e Sudeste/Centro-Oeste – Sul. Outra característica deste cenário é o despacho das usinas hidráulicas do Sul da ordem de 24%, e do Sudeste de 57%, o que acarreta em uma diminuta inércia nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

Neste cenário os intercâmbios Norte/Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste e Sudeste/Centro-Oeste – Sul são cerca de 25.000 MW e 13.000 MW respectivamente, como mostrado na Figura 7-1. Observou-se que tal montante de intercâmbio de energia entre as regiões estressa as linhas de interligação, demandando incrementos no suporte de potência reativa de natureza variável em ambas as interligações.

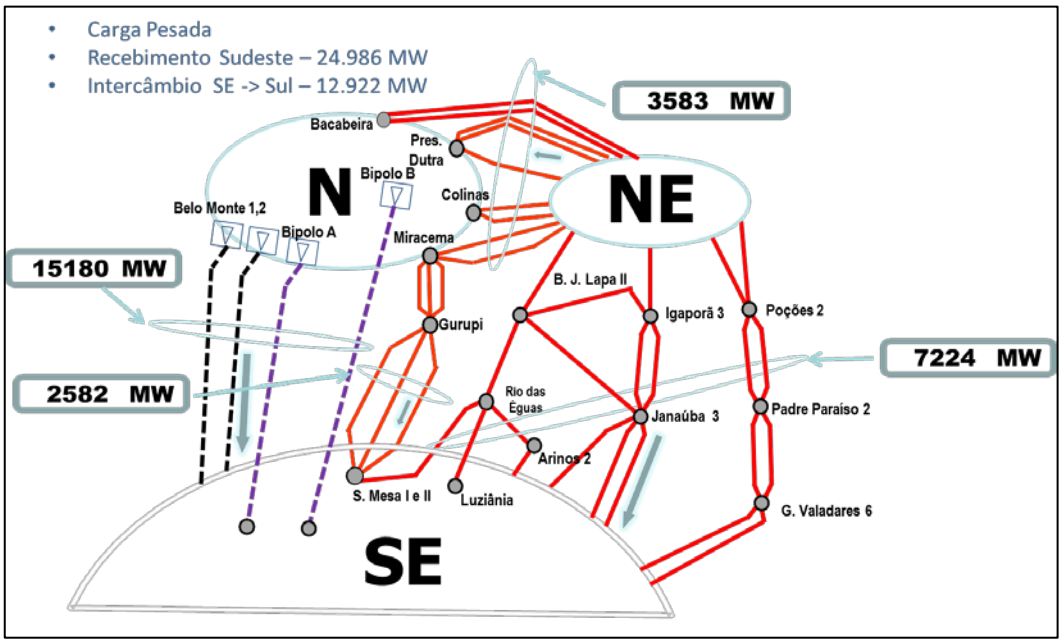


Figura 7-1 – Cenário 1 – Medição de Intercâmbios regionais.

7.1.2 Desempenho Dinâmico

Nas análises de desempenho dinâmico observou-se que o pior desempenho de 1º swing de tensão ocorreu no curto-circuito monofásico da SE 500 kV Araraquara, seguido da abertura de linha LT 500 kV Araraquara – Araraquara 2. Na Figura 7-2 é apresentado o perfil de tensão na SE 500 kV Araraquara.

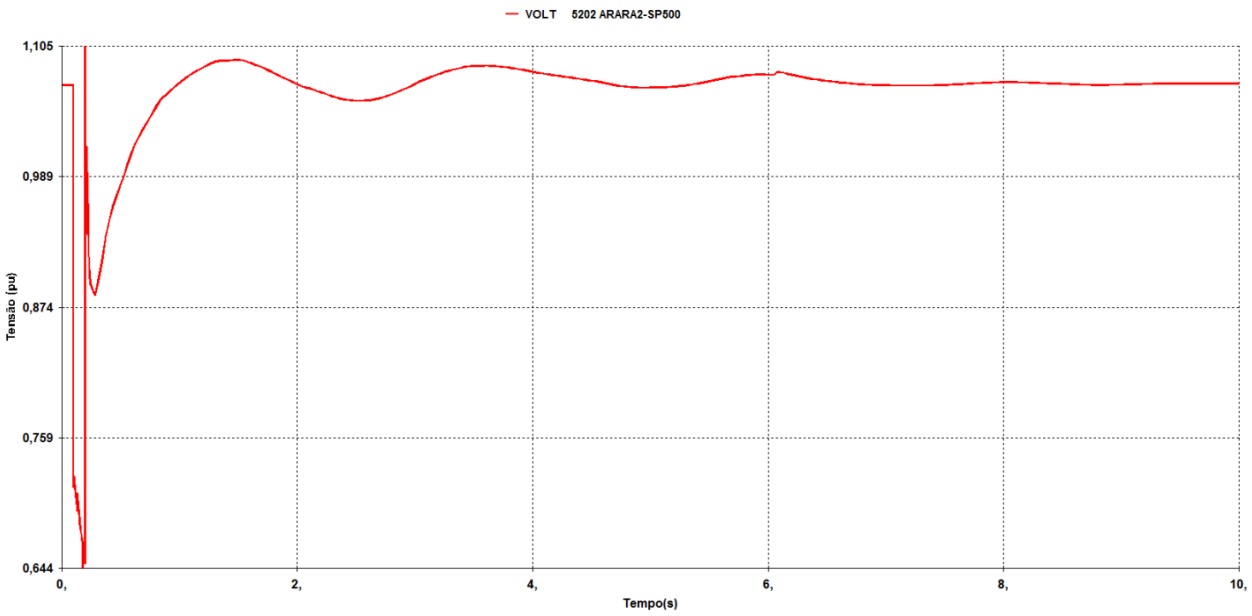


Figura 7-2– Cenário 1 - Tensão na barra de Araraquara durante Curto-circuito Monofásico.

Observou-se que curtos-circuitos monofásicos nessa subestação resultaram em falhas de comutação em diversos terminais inversores da região sudeste, não somente nos terminais eletricamente próximos.

Durante esse período de falha a potência antes transmitida pelo elo CC passa a ser transmitida pelo sistema CA, acarretando afundamentos de tensão na interligação Bahia – Minas Gerais nos eixos Igaporã III – Janaúba 3 – Presidente Juscelino e Poções II – Padre Paraíso 2 – Governador Valadares 6. Como consequência, os piores desempenhos de tensão ocorreram exatamente nesses eixos em todas as simulações realizadas. Na Figura 7-3 são apresentados os piores perfis de tensão nos respectivos eixos.

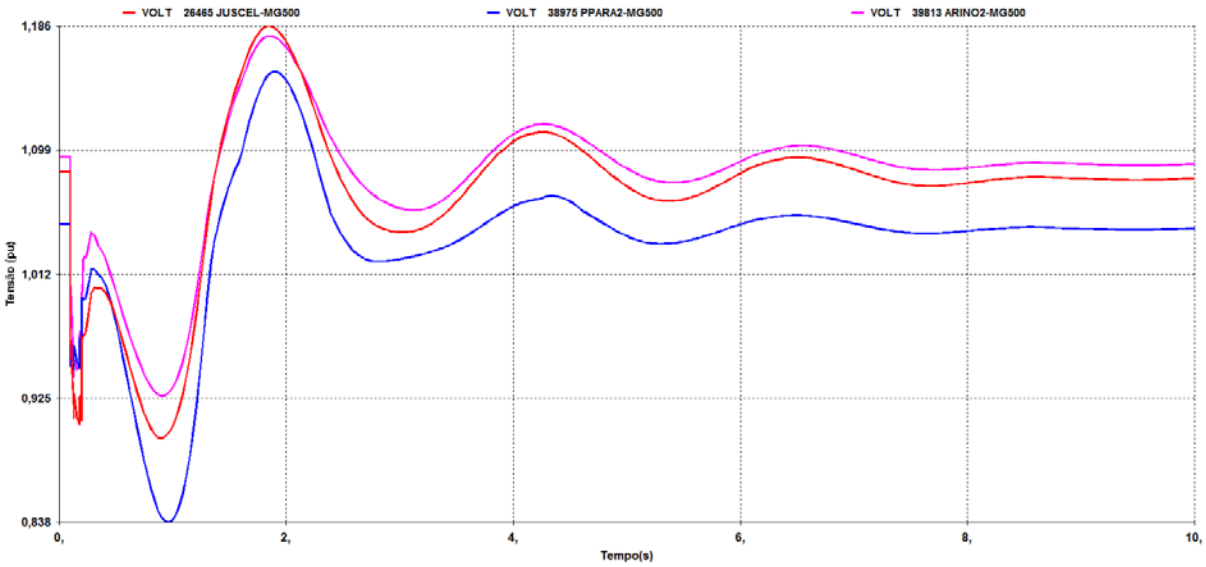


Figura 7-3 – Cenário 1 - Maiores afundamentos de tensão – Curto-circuito Monofásico Araraquara.

É importante salientar que o desempenho das tensões supracitadas já contempla os equipamentos de suporte reativo: Compensadores Síncronos de Janaúba 3 (2 x -90/150 Mvar) e do Compensador Estático Reativo de Padre Paraíso 2 (1 x -150/300 Mvar), ambos recomendados para a região de interligação Bahia – Minas Gerais. Complementando a afirmação acima é apresentado na Figura 7-4 o montante de reativo fornecido por esses equipamentos.

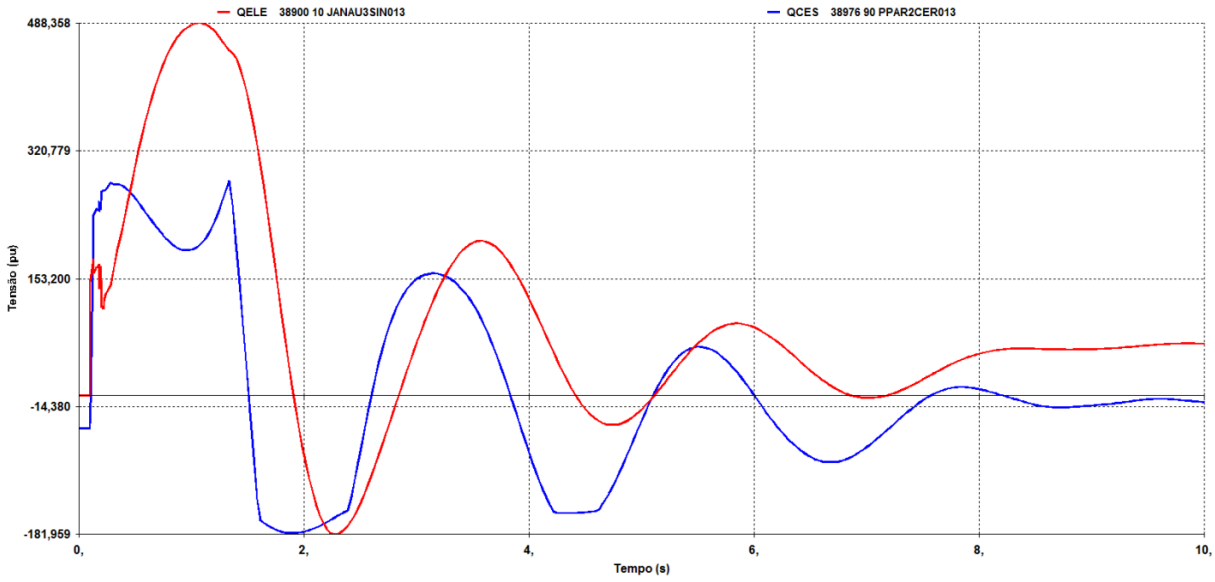


Figura 7-4 – Cenário 1 – Potência Reativa dos Compensadores Síncronos e do Estático.

Ressalta-se que o desempenho de tensão ilustrado na Figura 7-3 foi obtido com ambos os equipamentos de compensação reativa variável fornecendo seus valores máximos durante o

primeiro swing de tensão, Figura 7-4, o que indica a possível necessidade de novos eixos de rede CA e/ou maiores compensações reativas em cenários de intercâmbio mais elevado.

Como citado anteriormente, o curto-circuito monofásico em Araraquara culminou na falha de comutação de diversos bipolos. Ao se analisar todas as contingências estudadas constatou-se que contingências envolvendo a SE 500 kV de Araraquara/Araraquara 2 resultaram no maior número de falhas de comutação simultâneas de elos CCAT do SIN.

Em especial, o curto-circuito na SE 500 kV Araraquara2, seguida da abertura da LT 500 kV Araraquara – Fernão Dias, apresentou os piores índices de desempenho (tempos de recuperação de bipolo) dentre os eventos simulados. Os tempos de recuperação dos bipolos são apresentados na Figura 7-5.

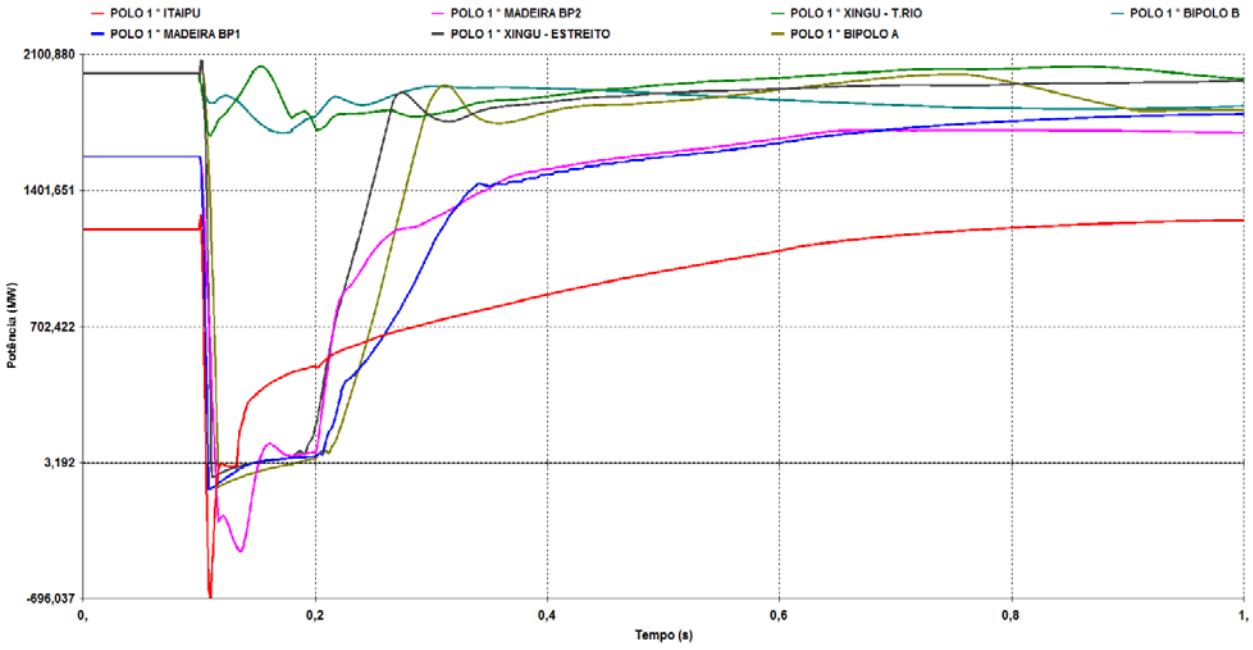


Figura 7-5 – Cenário 1 – Potência nos Elos CCAT – Curto-circuito Monofásico Araraquara2 seguido da abertura da LT 500 kV Araraquara2 – Fernão Dias.

Da Figura 7-5, observou-se que com exceção dos Bipolo B e do Bipolo de Terminal Rio que estão eletricamente mais distantes do terminal receptor de Araraquara, todos os elos apresentaram falha de comutação na contingência, resultando nos piores tempos de recuperação do Bipolo A e do Bipolo de Xingu – Estreito, 200 e 140 ms, respectivamente.

Um conclusão importe das simulações é a constatação de acoplamento entre os bipolos de Araraquara 2 (Madeira) e de Assis 2 (Bipolo A), sendo que quase na totalidade dos eventos

reproduzidos, a ocorrência de uma falta em uma dessas duas subestações acarreta no mesmo tempo de falha no outro terminal.

Já para fins de análise do desempenho elétrico de perturbação na rede elétrica próxima dos bipolos A e B, constatou-se que o curto-circuito monofásico na SE 500 kV Assis 2 seguido da abertura da LT 500 kV Assis 2 – Ponta Grossa e o curto-circuito monofásico na SE 500 kV Silvânia, seguido da abertura da LT 500 kV Silvânia – Emborcação, foram respectivamente as piores contingências para o desempenho do sistema receptor dos bipolos A e B.

Importante mencionar que todos os outros eventos simulados nesses pontos apresentaram severidade inferior aos eventos envolvendo a subestação de Araraquara 2.

Além dos eventos citados acima, outro tipo de falta de vital importância para o sistema foi o desempenho dinâmico do bloqueio de polo dos bipolos A e B. Os elos foram configurados de forma que apenas o outro polo do elo em bloqueio assuma a potência, o que representa uma sobrecarga momentânea de 50% durante 5 segundos, seguida da redução para uma sobrecarga de 33% por 30 minutos. Este comportamento fica evidente na Figura 7-6 e Figura 7-7.

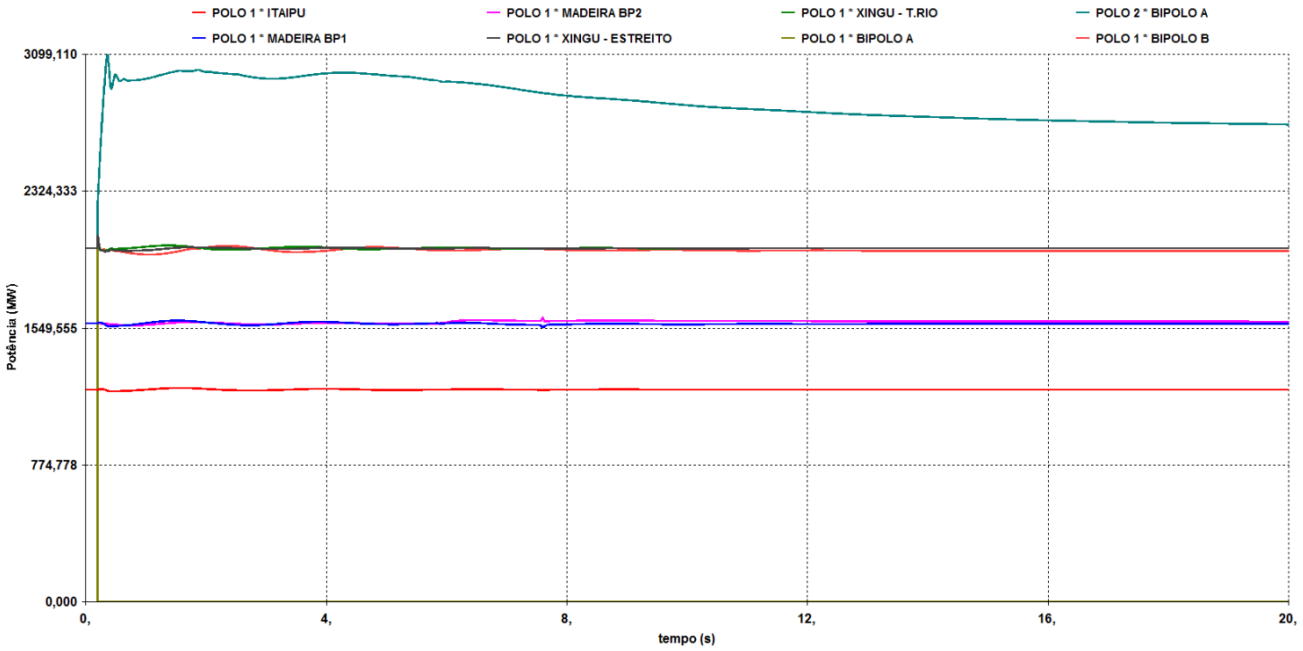


Figura 7-6 – Cenário 1 – Potência nos Elos – Perda de Polo do Bipolo A.

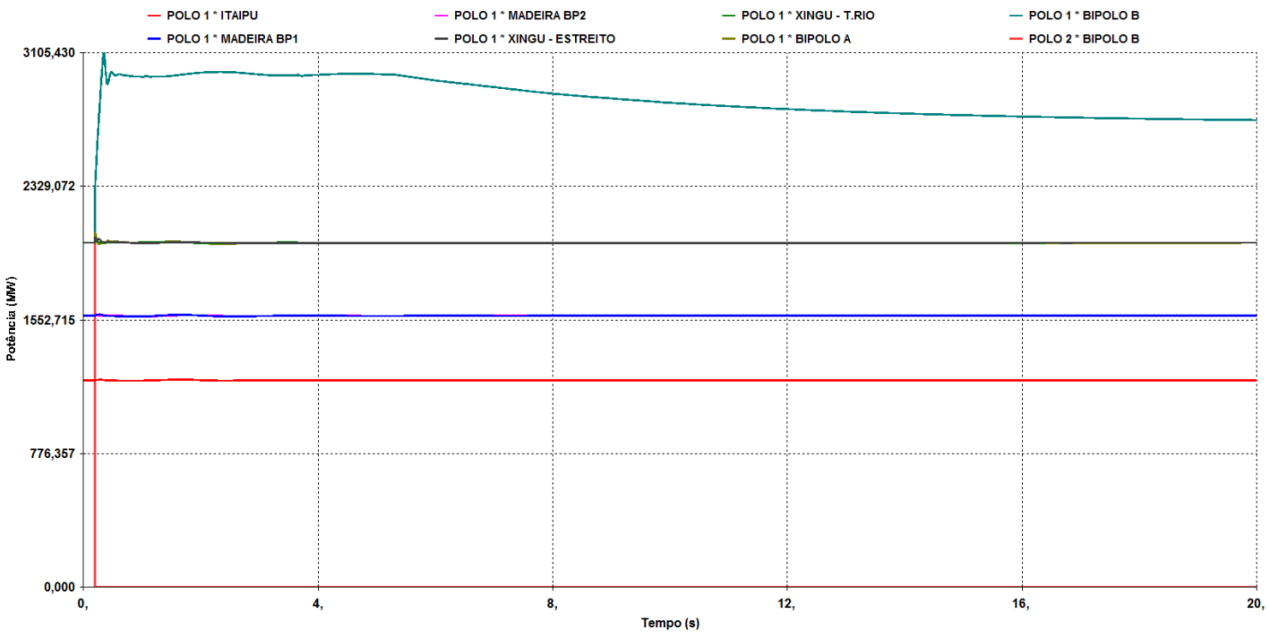


Figura 7-7 – Cenário 1 - Potência nos Elos – Perda de Polo do Bipolo B.

Por fim, foi apresentado o desempenho dinâmico das potências dos elos no sistema durante a perda dos Bipolos A e B, Figura 7-8 e Figura 7-9. Na hipótese de perda do Bipolo A foi necessária a intercomunicação entre os Bipolos A e de Belo Monte, além do corte de 4 unidades de máquina do complexo de Belo Monte. No caso de perda do Bipolo B não foram necessárias estratégias adicionais de controle para a suportabilidade do sistema ao evento, apenas o corte de 3 unidades de máquinas do complexo de Belo Monte.

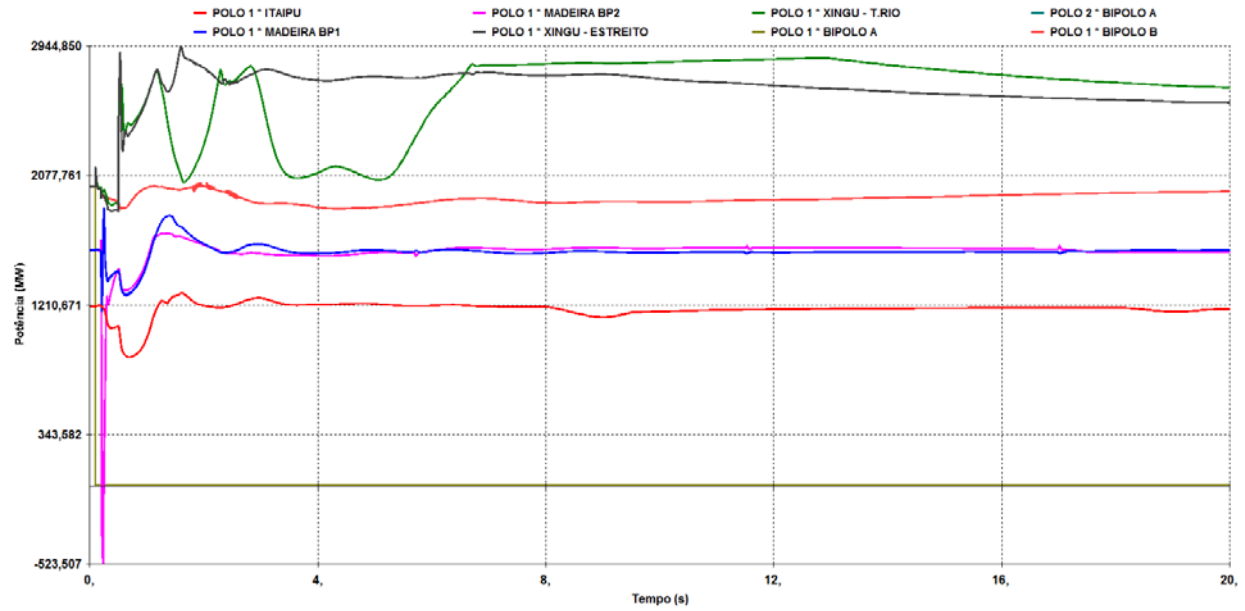


Figura 7-8 – Cenário 1 - Potência nos Elos – Perda do Bipolo A.

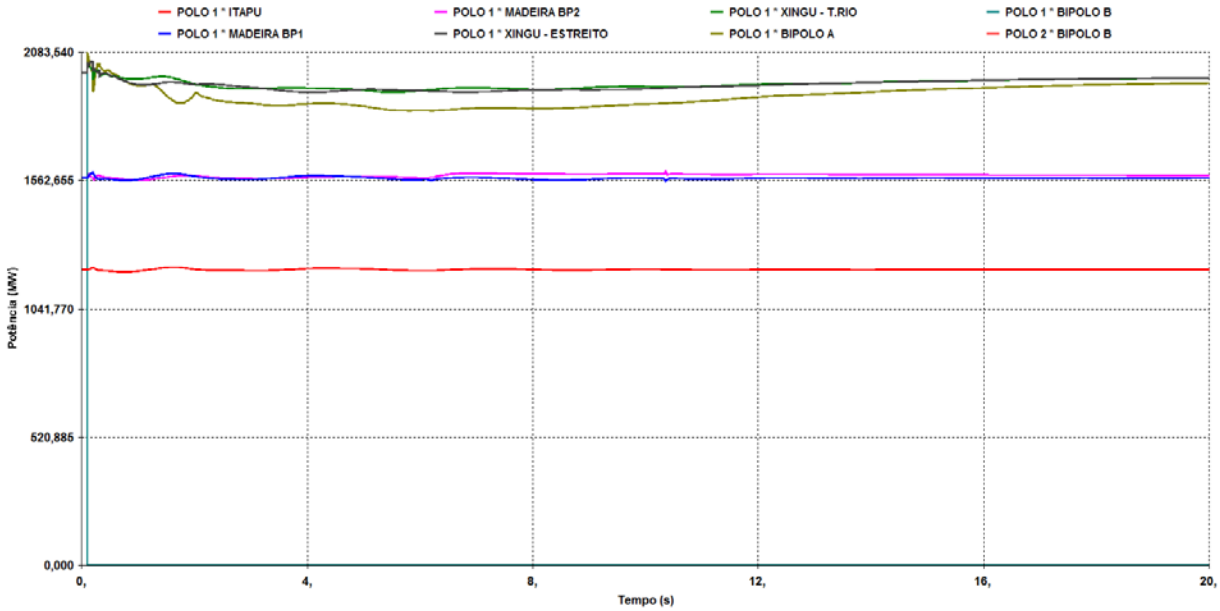


Figura 7-9 – Cenário 1 – Potência nos Elos – Perda do Bipolo B (sem sobrecarga em outro bipolo).

7.2 Cenário 2A – Carga Pesada

7.2.1 Descrição

O cenário 2, assim como o primeiro, tem elevado fluxo de potência nas interligações do Norte e Nordeste até o Sul. Sua característica singular está no despacho médio das usinas hidráulicas do Sudeste de 44%, o que proporciona uma inércia reduzida nessa região.

O fluxo de potência na interligação Norte/Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste soma aproximadamente 25.000 MW, enquanto a interligação Sudeste/Centro-Oeste – Sul totaliza aproximadamente 7.000 MW. O desempenho do sistema elétrico neste cenário também requisita o aumento de suporte de potência reativa em ambas as interligações.

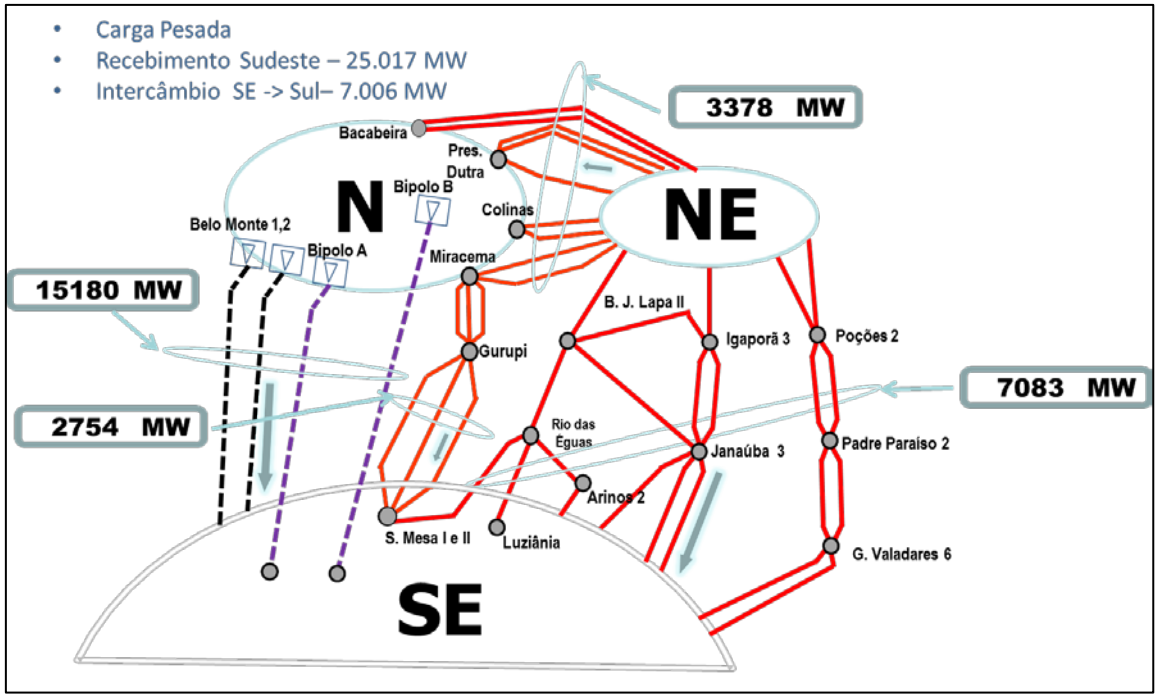


Figura 7-10 – Cenário 2A – Medição de Intercâmbios regionais.

7.2.2 Desempenho Dinâmico

As análises indicaram que o pior desempenho de 1º swing de tensão ocorreu no curto-circuito na SE 500 kV Araraquara, seguido da abertura de linha LT 500 kV Araraquara – Fernão Dias. Na Figura 7-11 é apresentada a tensão na SE 500 kV Araraquara, enquanto na Figura 7-12 são apresentados os piores perfis encontrados.

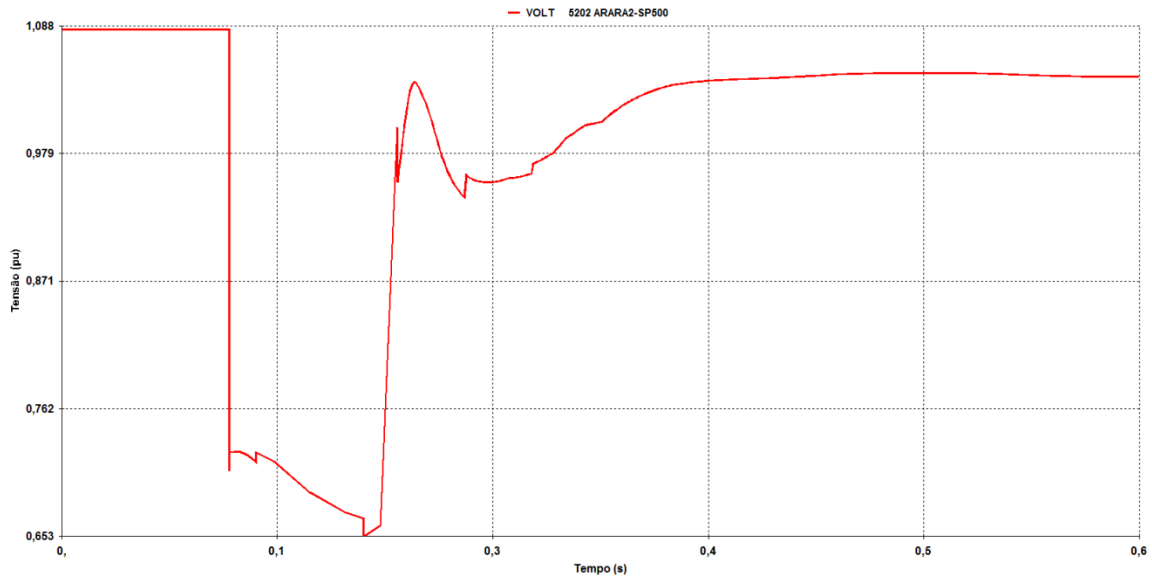


Figura 7-11 – Cenário 2A - Tensão na barra de Araraquara durante Curto-circuito Monofásico.

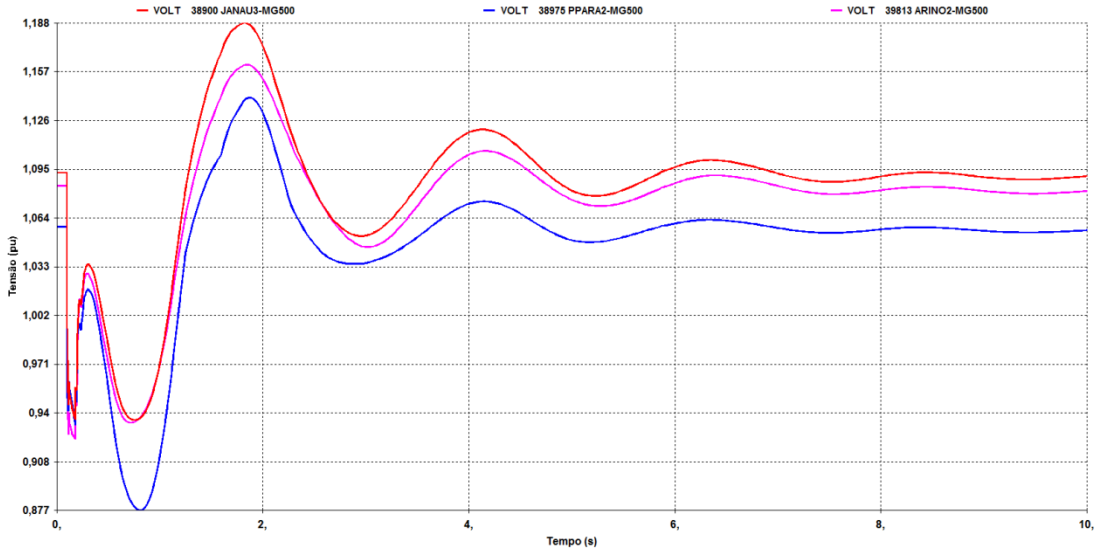


Figura 7-12 - Cenário 2A – Maiores afundamentos de tensão – Curto-circuito Monofásico Araraquara.

Observou-se que a aplicação de curtos-circuitos monofásicos nesta subestação implica em falhas de comutação em diversos terminais inversores da região sudeste, e não somente no terminal eletricamente mais próximo. Durante este período de falha a potência antes transmitida pelo elo CC passa a ser transmitida pelo sistema CA, acarretando em afundamentos de tensão na interligação Bahia – Minas Gerais nos eixos Igaporã III – Janaúba 3 – Presidente Juscelino e Poções II – Padre Paraíso 2 – Governador Valadares 6, como se pode observar na Figura 7-13. Deve-se ressaltar ainda que durante o curto-circuito os compensadores estáticos de Itatiba e Fernão Dias são bloqueados.

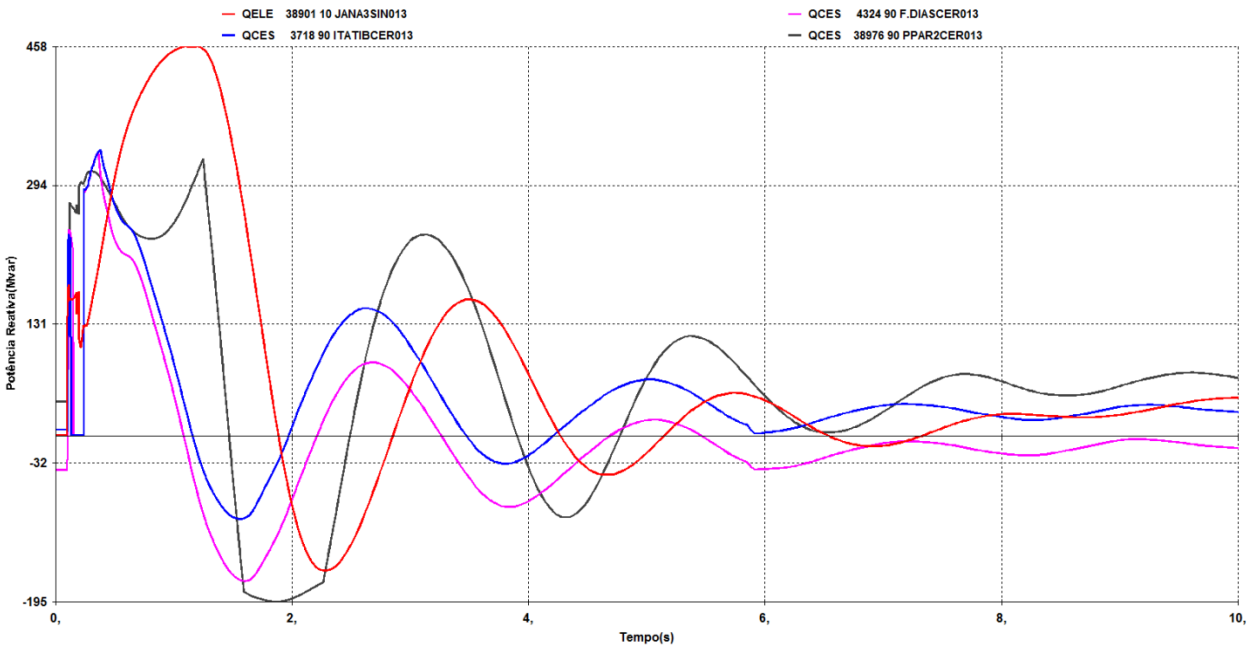


Figura 7-13 - Cenário 2A – Potência Reativa Compensadores Síncronos e do Estático – Curto-circuito Monofásico Araraquara.

Observa-se na Figura 7-14 que, com exceção do Bipolo B e do Bipolo de Terminal Rio que estão eletricamente mais distantes do terminal receptor de Araraquara, todos os elos apresentam falha de comutação na contingência, ilustrado através da Figura 7-15, resultando no pior tempo de recuperação dos Bipolo A e do Madeira, 190 ms e 210 m, respectivamente.

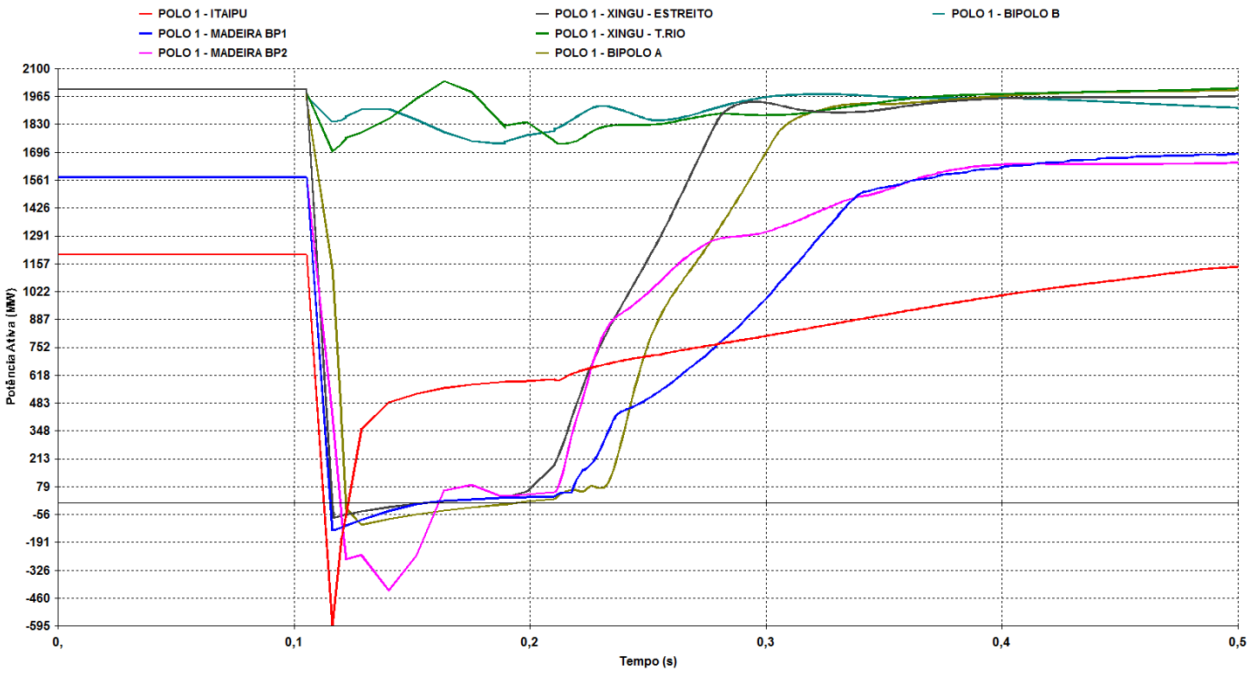


Figura 7-14 – Cenário 2A – Potência nos Elos CC – Curto-circuito Monofásico Araraquara seguido da abertura da LT 500 kV Araraquara – Fernão Dias

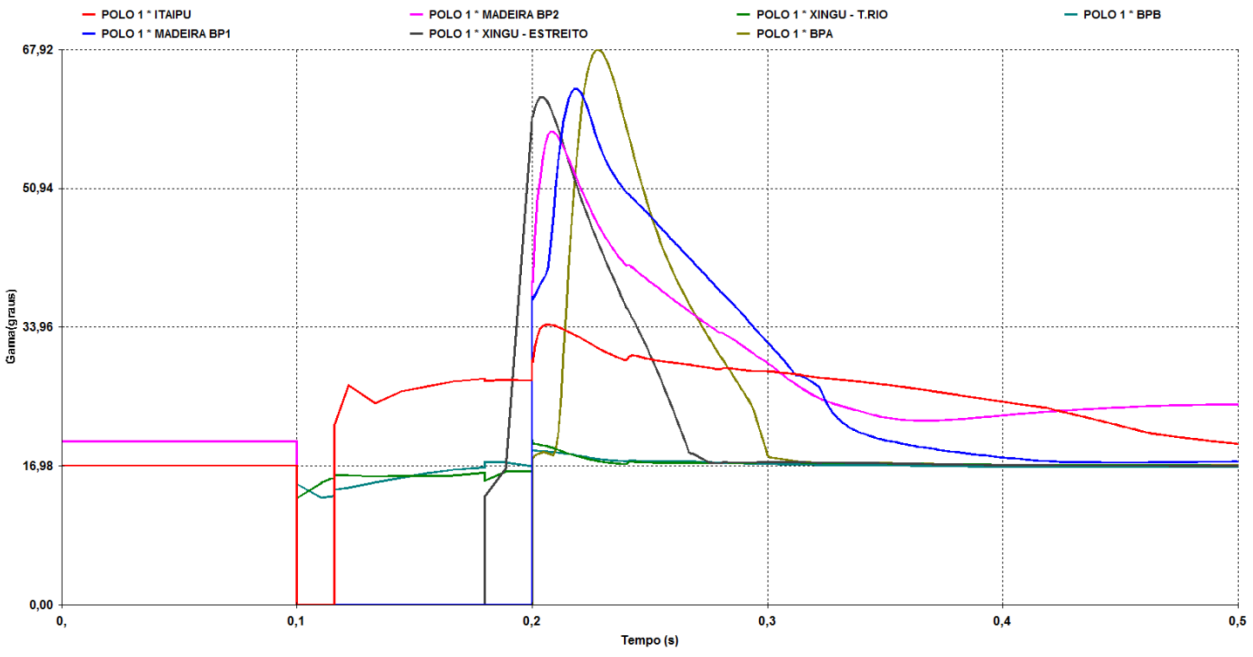


Figura 7-15 - Cenário 2A – Ângulo gama das inversoras dos elos CCAT – Curto-circuito Monofásico Araraquara.

Constatou-se que o curto-circuito monofásico na SE 500 kV Assis 2 seguido da abertura da LT 500 kV Assis 2 – Ponta Grossa e o curto-circuito monofásico na SE 500 kV Silvânia, seguido da

abertura da LT 500 kV Silvânia – Emborcação, foram respectivamente as piores contingências para desempenho do sistema receptor dos bipolos A e B, no cenário 2. Todos os eventos simulados nesses pontos apresentaram severidade inferior aos eventos envolvendo a subestação de Araraquara.

A Figura 7-16 apresenta o comportamento dos Elos CC durante a perda de um Polo do Bipolo A, enquanto a Figura 7-17 apresenta a perda de um Polo do Bipolo B.

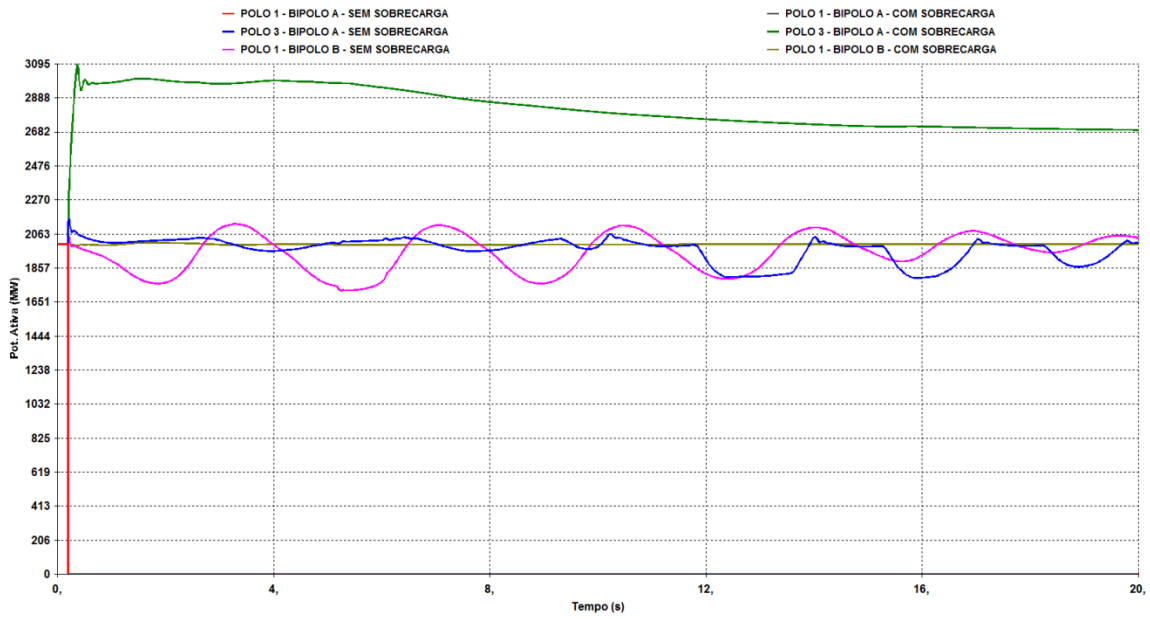


Figura 7-16 - Cenário 2A – Potências nos Elos CC – Perda de Polo do Bipolo A.

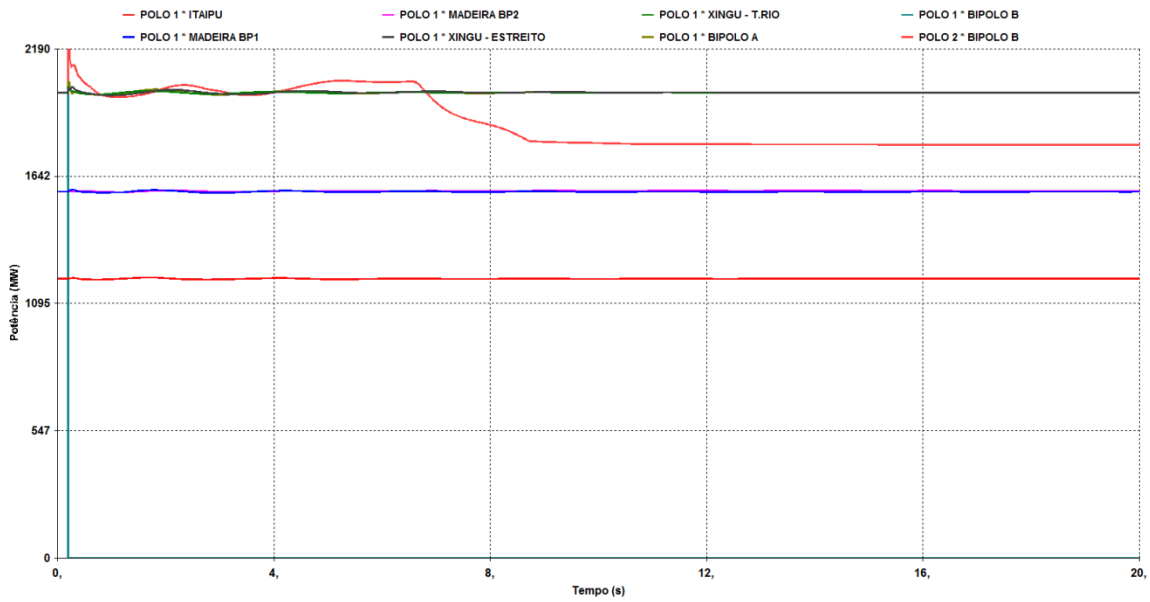


Figura 7-17 - Cenário 2A – Potências nos Elos CC – Perda de Polo do Bipolo B.

Além do bloqueio de polo foi considerada a perda de bipolo. Nessas simulações foi essencial a intercomunicação entre o Bipolo A e os Bipolos de Xingu-Estreito e Xingu-Terminal Rio. A Figura 7-18 e Figura 7-19 mostram a potência nos elos CC na perda dos Bipolos A e B, respectivamente.

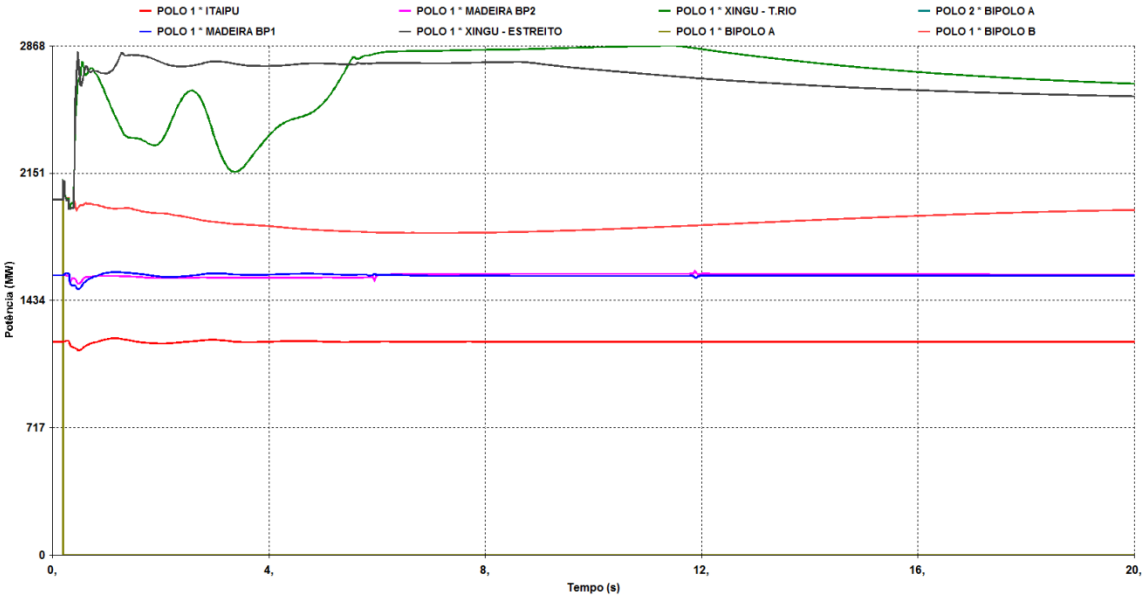


Figura 7-18 – Cenário 2A – Potência nos Elos CCAT – Perda do Bipolo A.

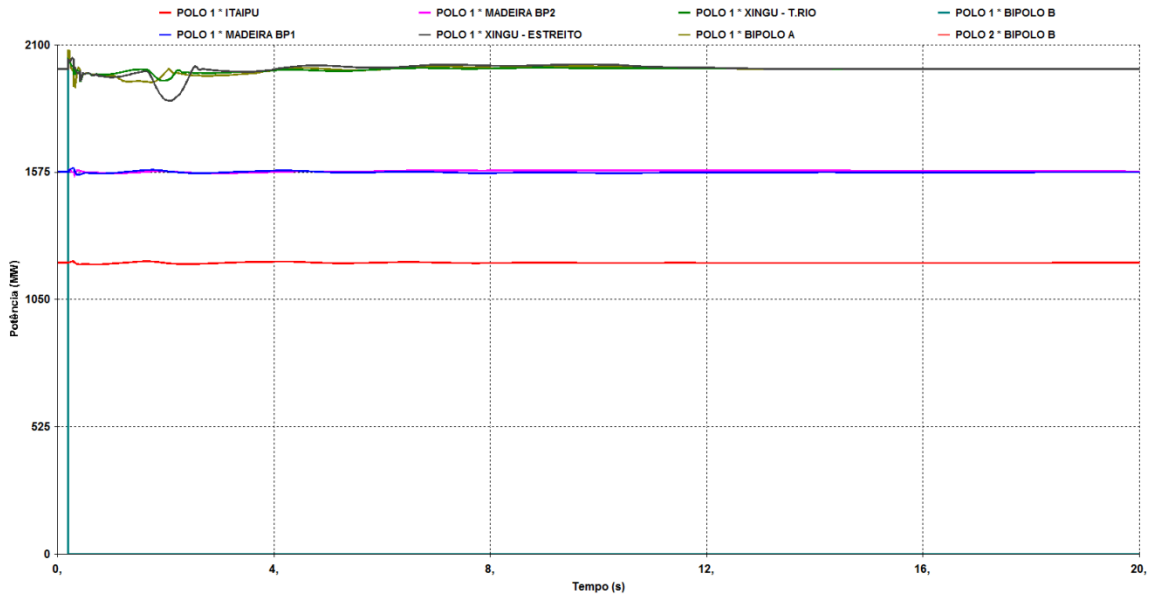


Figura 7-19 – Cenário 2A – Potência nos Elos CCAT – Perda do Bipolo B.

Na perda do Bipolo A foi necessário, além da sobrecarga nos Bipolos de Xingu, o corte de 4 unidades de máquina da UHE Belo Monte. Já no caso da perda do Bipolo B não foram necessárias estratégias adicionais de controle para a suportabilidade do sistema ao evento. Neste caso, fez-se necessário o corte de 4 unidades de máquinas da UHE Belo Monte.

Importante destacar que ambos os casos de bloqueio de bipolo foram retirados os filtros das estações retificadora e inversora após 100 ms da ocorrência do curto-circuito. A Figura 7-20 mostra a potência da UHE Belo Monte nas perdas dos Bipolos A e B, respectivamente.

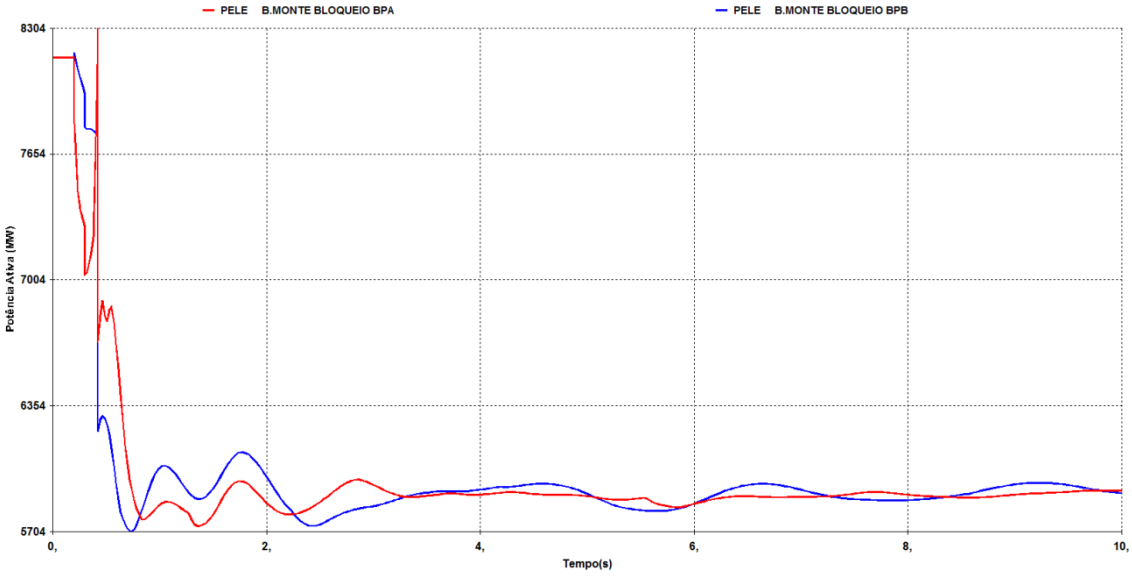


Figura 7-20 – Cenário 2A – Potência da UHE Belo Monte durante – Perda do Bipolo A e Perda do Bipolo B.

7.3 Cenário 2B – Carga Leve

7.3.1 Descrição

Este cenário de carga leve tem como principal característica a baixa inércia dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul. O despacho das usinas hidráulicas do Sul está em média 20%, e o das usinas do Sudeste 24%.

O fluxo de potência na interligação Norte/Nordeste com Sudeste/Centro-Oeste soma 19.221 MW e a interligação Sudeste/Centro-Oeste com Sul totaliza 6.856MW. Apesar do elevado valor do intercâmbio Norte/Nordeste com o Sudeste/Centro-Oeste, a rede CA está operando em vazio, pois os bipolos de Xingu e os bipolos A e B transportam 15.180 MW. Essa configuração se justifica pelas perdas e também para que se possa estudar a perda de bipolo com carga plena.

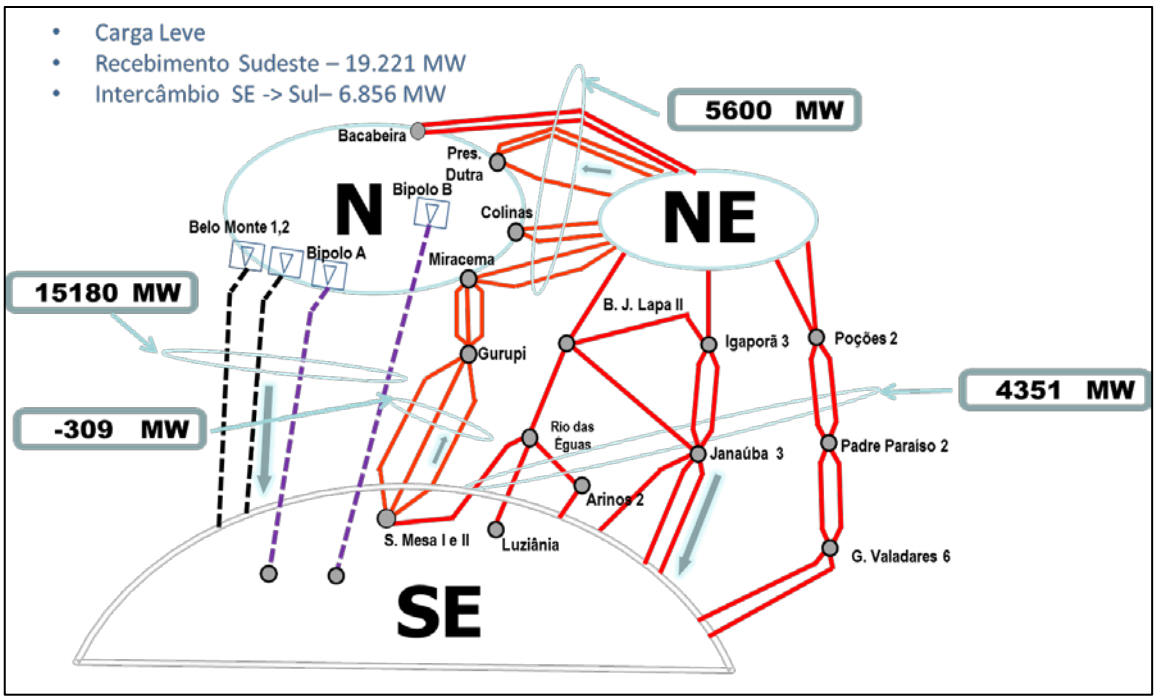


Figura 7-21 – Cenário 2B – Medição de Intercâmbios regionais.

7.3.2 Desempenho Dinâmico

Depois de realizadas as análises dinâmicas neste cenário, não se observaram problemas relacionados ao primeiro swing de tensão. Dentre as contingências estudadas, a que apresentou o máximo swing foi o curto-circuito monofásico na SE 500 kV Araraquara 2, seguido da abertura de linha LT 500 kV Araraquara 2 – Araraquara. A Figura 7-22 apresenta o perfil de tensão em Araraquara 2 após a aplicação do curto-circuito monofásico, enquanto a Figura 7-23 apresenta os maiores afundamentos de tensão encontrados.

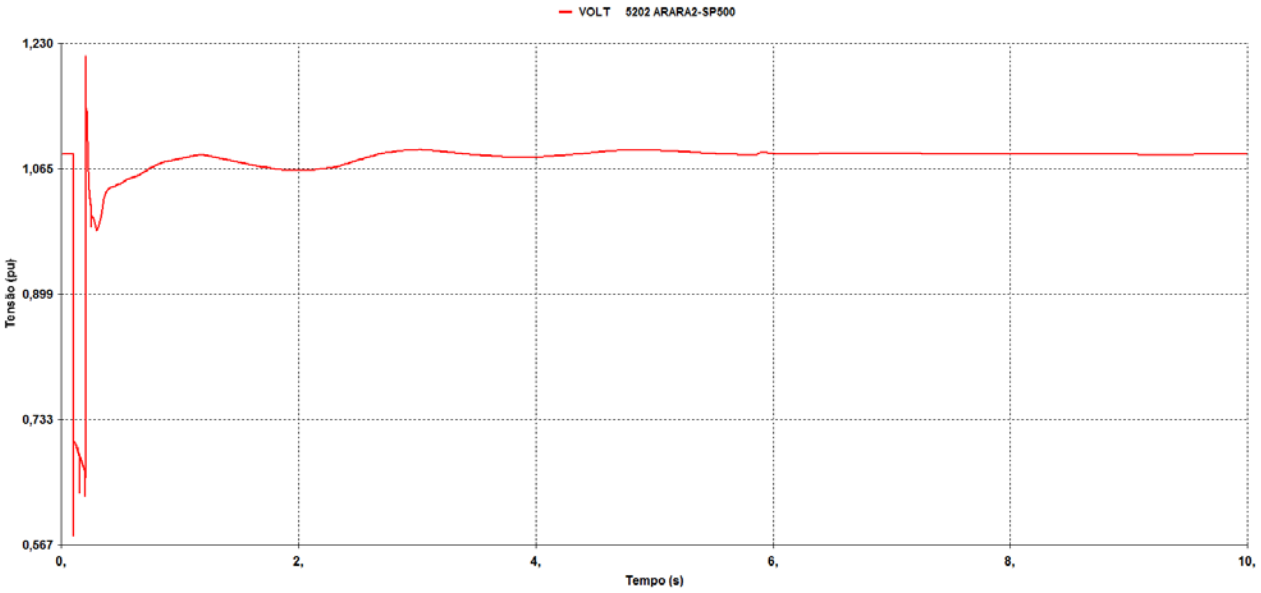


Figura 7-22 – Cenário 2B – Tensão na barra de Araraquara 2 – Curto-circuito Monofásico Araraquara 2.

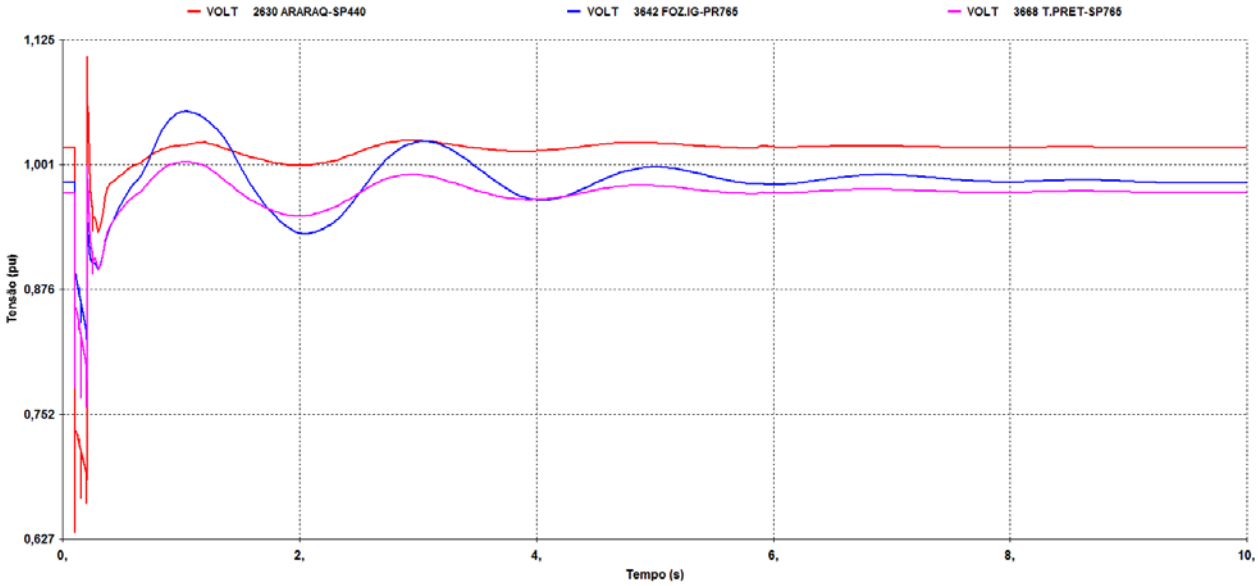


Figura 7-23 – Cenário 2B – Maiores afundamentos de tensão – Curto-circuito Monofásico Araraquara 2.

Com relação aos elos do sistema, o curto-circuito monofásico na SE 500 kV Araraquara 2, seguido da abertura de linha LT 500 kV Araraquara 2 – Araraquara resultou no maior tempo de recuperação da potência ativa entregue pelo Bipolo A. Na Figura 7-24, pode-se observar que os todos os elos, com exceção do Bipolo B, apresentam falha de comutação durante um curto período. O tempo de recuperação desses elos foi inferior a 200ms, tendo o Bipolo A apresentado tempo de recuperação de 130 ms.

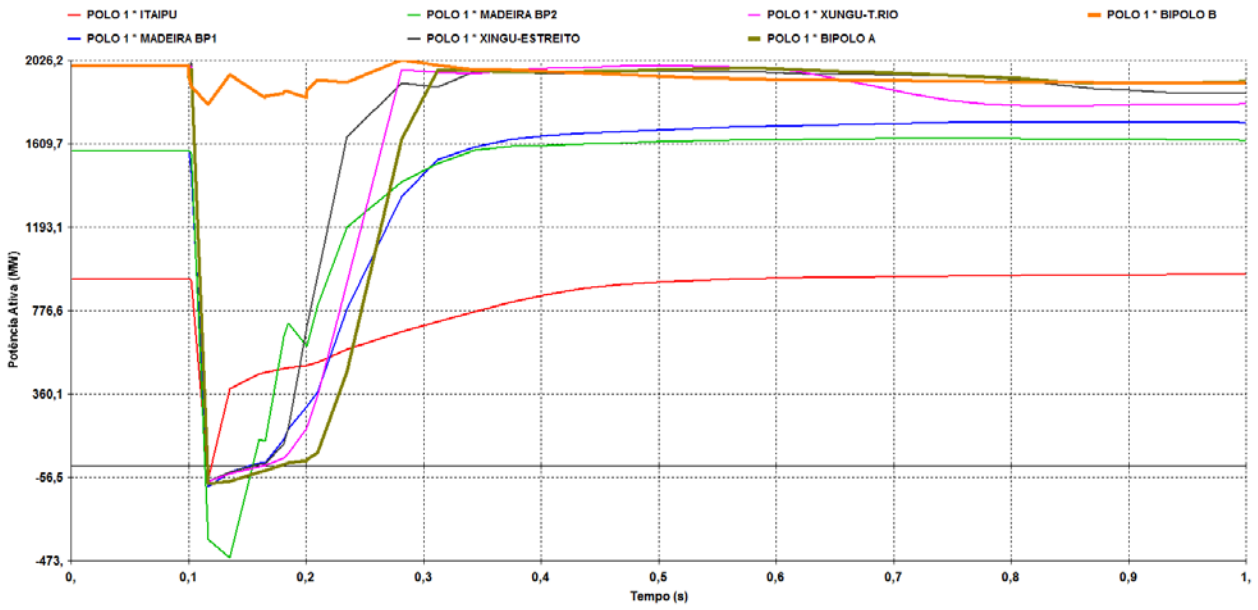


Figura 7-24 – Cenário 2B – Potência nos Elos CC – Curto-circuito Monofásico Araraquara 2 seguido da abertura da LT 500 kV Araraquara 2 – Araraquara

Neste cenário também se simulou um aumento inicial de 50% no outro polo do respectivo elo bloqueado com posterior redução para 33%. Contudo, foi verificado nas análises dinâmicas não haver necessidade dessa sobrecarga para o cenário 2B. O desempenho do sistema após perda de um polo do Elo do Bipolo A pode ser observado nas Figura 7-25. Na Figura 7-26 verifica-se o mesmo para o Bipolo B.

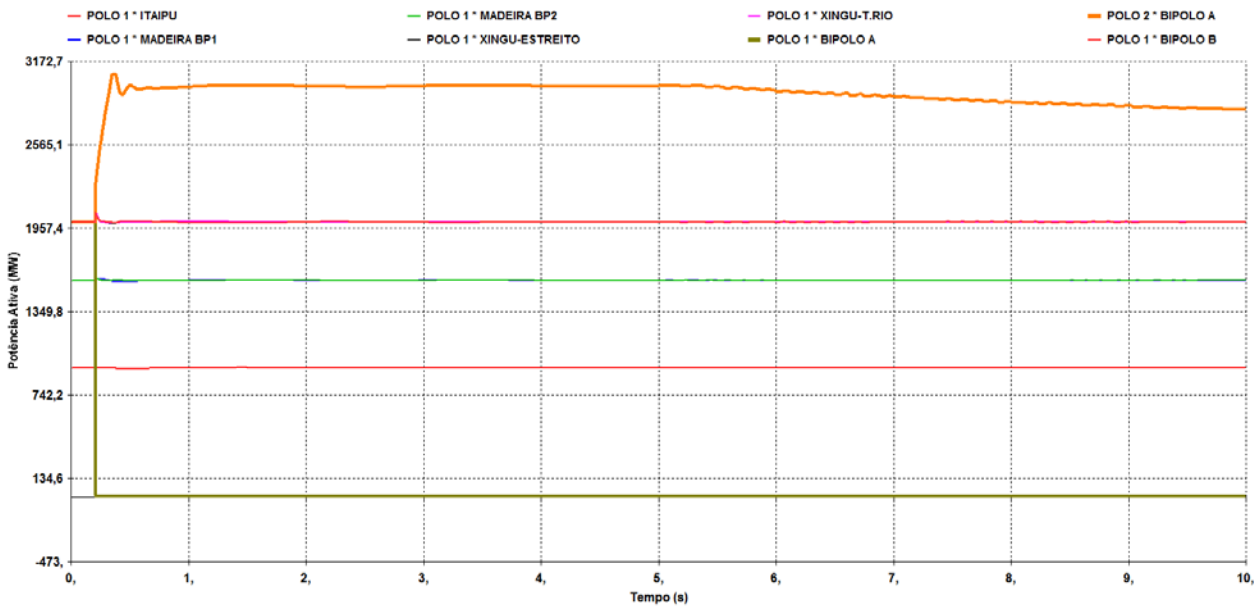


Figura 7-25 – Cenário 2B – Potência nos Elos – Perda de Polo do Bipolo A.

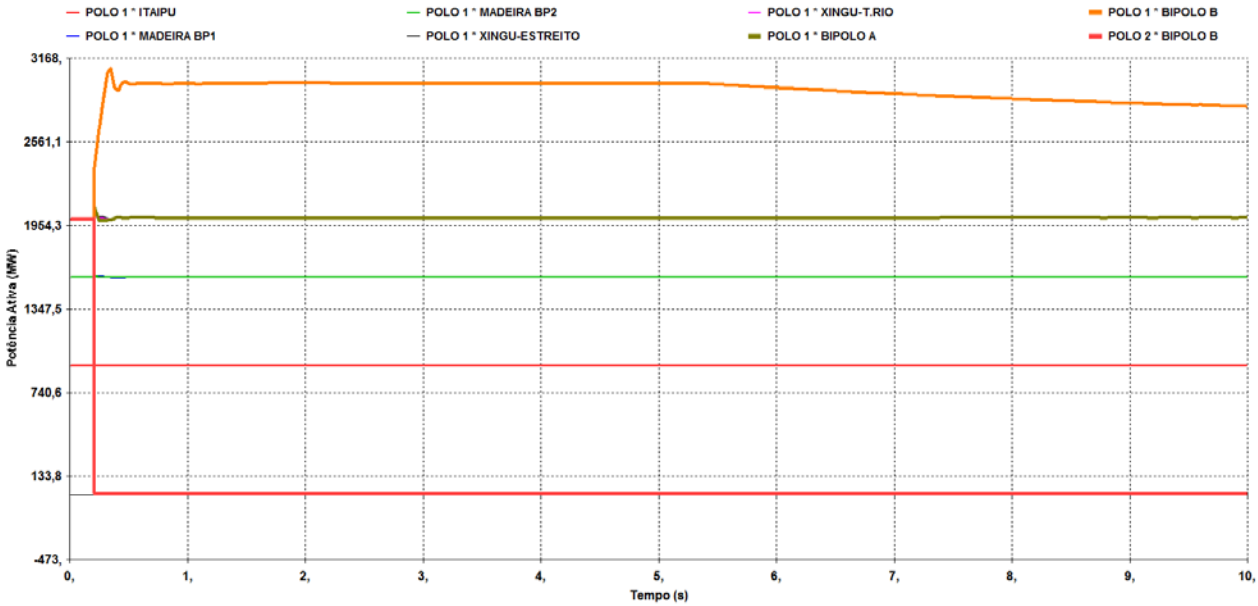


Figura 7-26 – Cenário 2B – Potência nos Elos – Perda de Polo do Bipolo B.

Por fim, estudou-se o desempenho dinâmico das potências dos elos no sistema durante a perda do Bipolo A e, em seguida, a perda do Bipolo B. A perda do Bipolo A foi simulada com e sem a malha adicional de intercomunicação entre o Bipolos A e os Bipolos de Xingu, apresentado respectivamente na Figura 7-27 e na Figura 7-28. Em ambos os casos não foi necessário corte de máquinas do Norte. No caso de perda do Bipolo B não foram necessárias estratégias adicionais de sobrecarga para a suportabilidade do sistema ao evento, nem corte de máquinas da região Norte.

O comportamento da potência dos elos CCAT durante a perda do Bipolo B está apresentado na Figura 7-29.

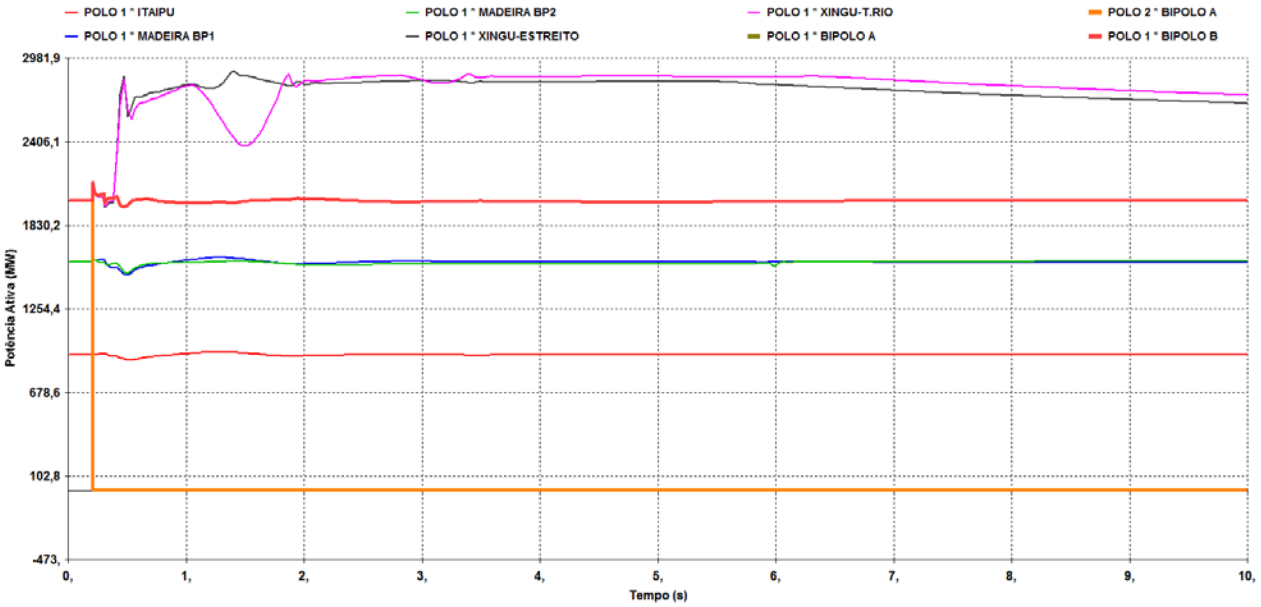


Figura 7-27 – Cenário 2B – Potência nos Elos – Perda do Bipolo A com sobrecarga nos bipolos de Xingu.

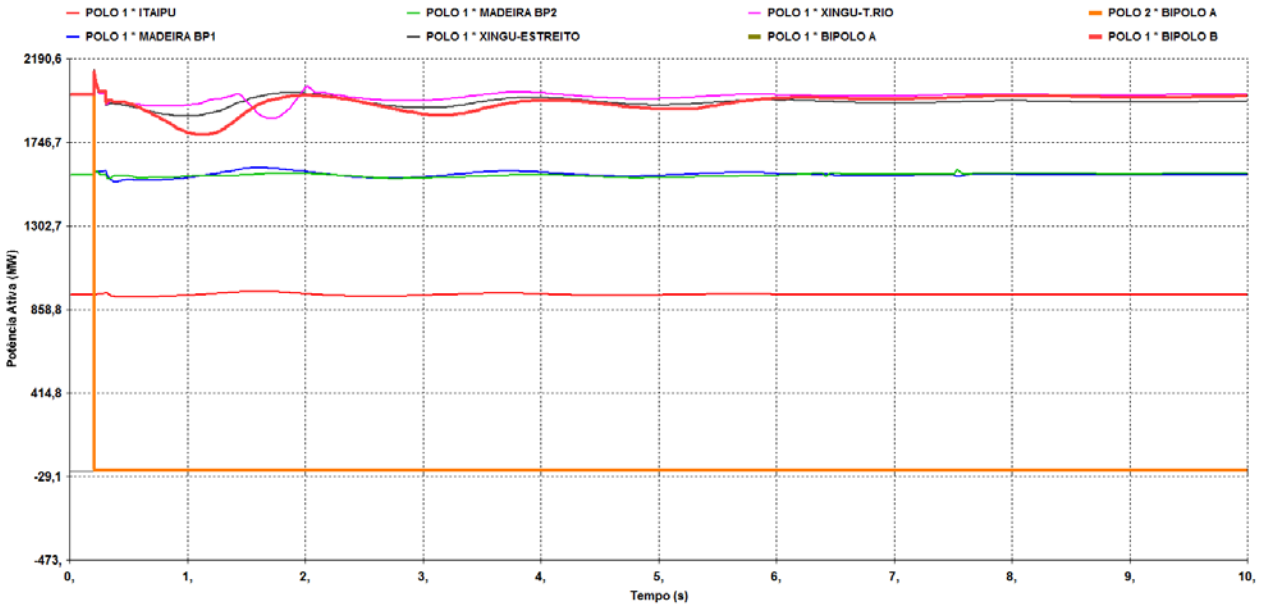


Figura 7-28 – Cenário 2B – Potência nos Elos – Perda do Bipolo A sem sobrecarga nos bipolos de Xingu.

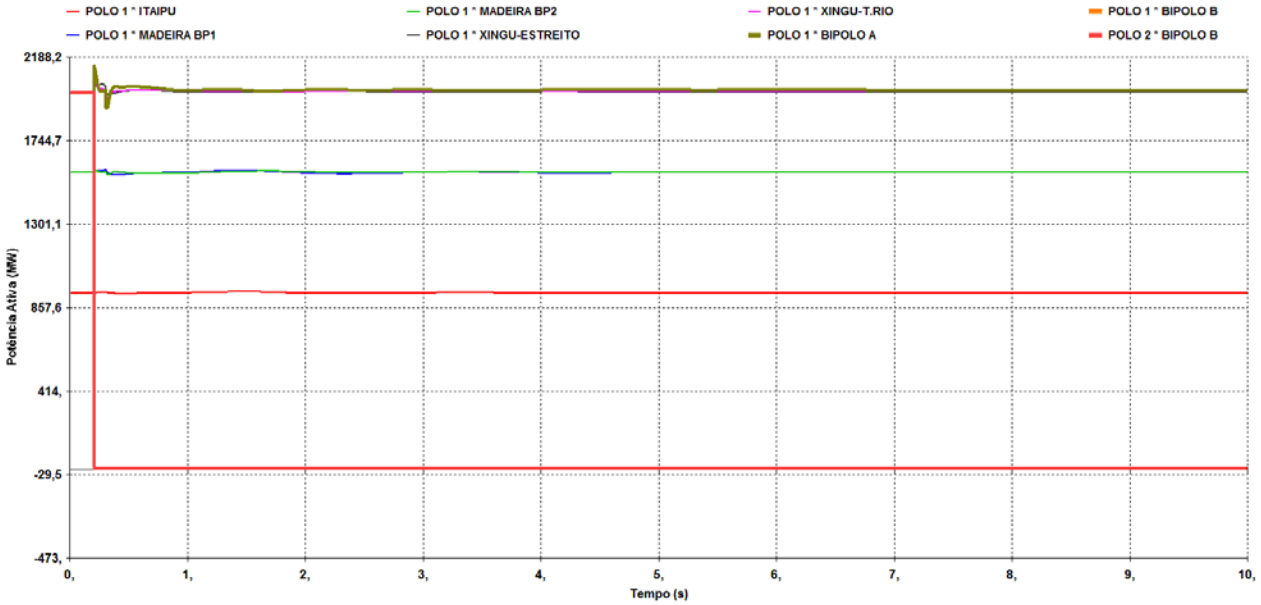


Figura 7-29 – Cenário 2B – Potência nos Elos – Perda do Bipolo B.

7.4 Cenário 4B – Carga Leve

7.4.1 Descrição

O cenário 4 representa a condição de importação máxima das regiões Norte/Nordeste no patamar de carga leve. Neste cenário as conversoras de Xingu estão ajustadas para a exportação dos valores mínimos de potência (400 MW) e os bipolos A e B operam no sentido Sudeste/Centro-Oeste – Norte/Nordeste, ajustados em 1.000 e 3.310 MW respectivamente. Este cenário foi elaborado através de ferramenta de minimização de perdas.

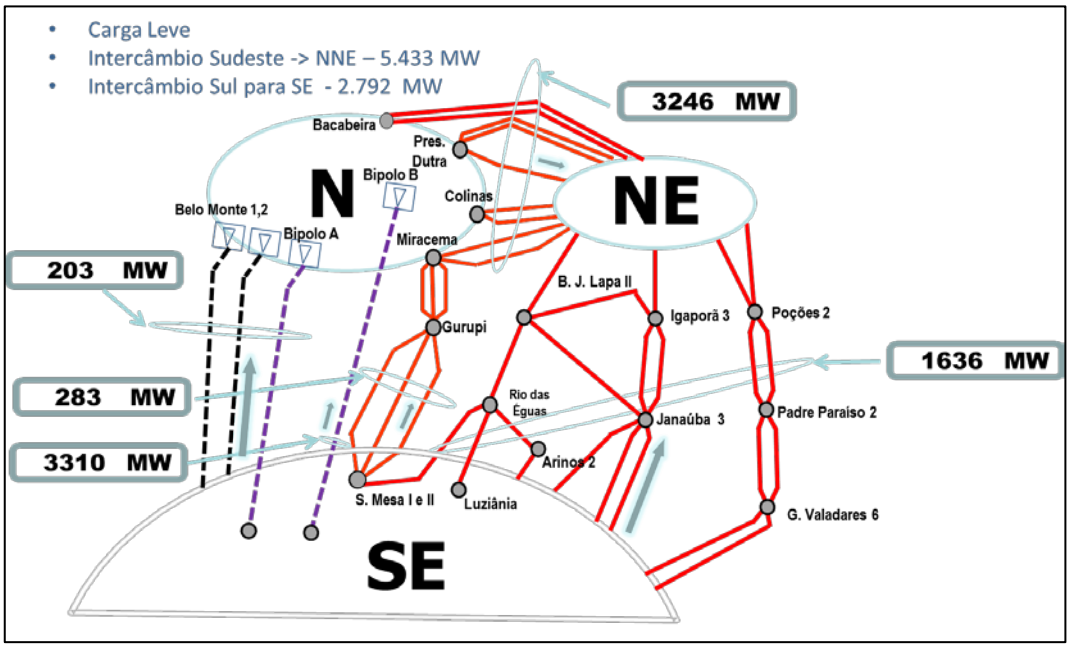


Figura 7-30 – Cenário 4B – Medição de Intercâmbios regionais

7.4.2 Desempenho Dinâmico

Nas análises de desempenho dinâmico não se observaram problemas de afundamento de tensão, podendo ser citada como a pior contingência, o curto-circuito monofásico na SE 345 kV Ibiúna, seguido da abertura de linha LT 345 kV Ibiúna – Interlagos. Na Figura 7-31 apresenta-se o perfil de tensão na SE 345 kV Ibiúna durante o evento.

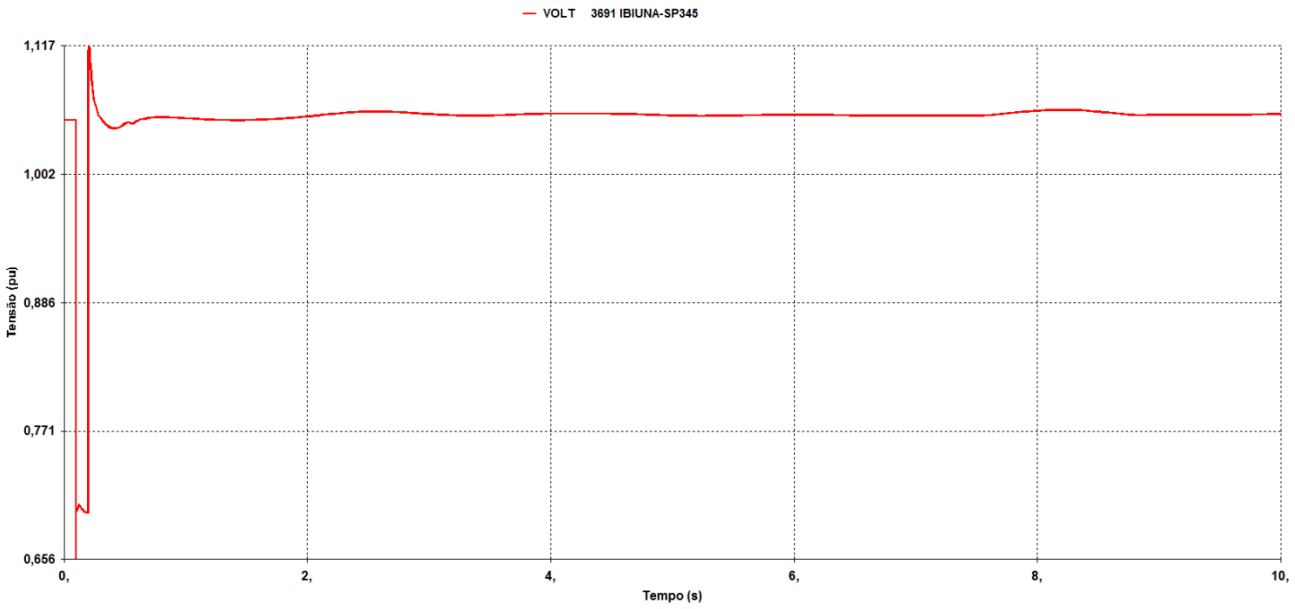


Figura 7-31 – Tensão na barra de Ibiúna durante Curto-circuito Monofásico.

Embora seja a pior contingência, não se observaram oscilações significativas de tensão. O pior desempenho no perfil de tensão foi no tronco de 765 kV de Itaipu, Figura 7-32.

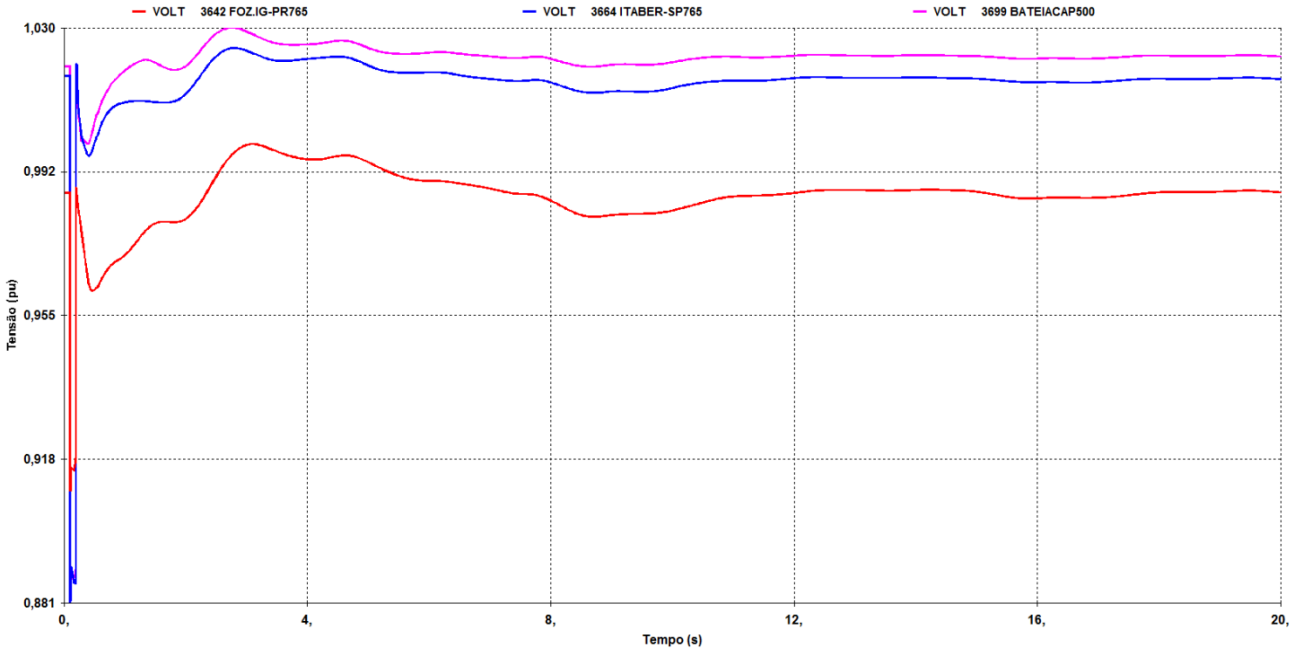


Figura 7-32 – Maiores afundamentos de tensão durante curto-circuito monofásico em Ibiuna.

Outro critério que o sistema deve respeitar é o tempo de recuperação dos bipolos. Com exceção do Bipolo B que está com carga nominal no modo inverso, todos os outros elos CCAT estão pouco carregados: Bipolo A (30%), Bipolos de Xingu (10%), Bipolo de Itaipu (60%) e Bipolos do Madeira (25%). Logo, neste cenário não se observa grandes impactos nas faltas envolvendo os elos CCAT e, portanto, o tempo de recuperação dos bipolos foi satisfatório em todas contingências. Os piores índices de tempo de recuperação são apresentados na Tabela 7-3.

Tabela 7-3 - Índices de tempo de Recuperação.

Bipolo	Tempo de Recuperação (ms)
Madeira BP1	110
Madeira BP2	80
Estreito	120
Terminal Rio	80
Bipolo A	160
Bipolo B	130

Após o levantamento dos índices de tempos de recuperação avaliou-se a suportabilidade do sistema à perda de polo e bipolo dos Bipolos A e B. Durante estas avaliações constatou-se que

devido às linhas CA de interligação estarem descarregadas, Figura 7-30, não houve problemas de sobrecargas ou de suportabilidade do sistema aos eventos anteriormente mencionados.

Nas Figura 7-33, Figura 7-34, Figura 7-35 e Figura 7-36 apresentam-se as potências nos elos do sistema durante o bloqueio de polo do bipolo A, bloqueio de polo do bipolo B, bloqueio de bipolo A e bloqueio de Bipolo B respectivamente.

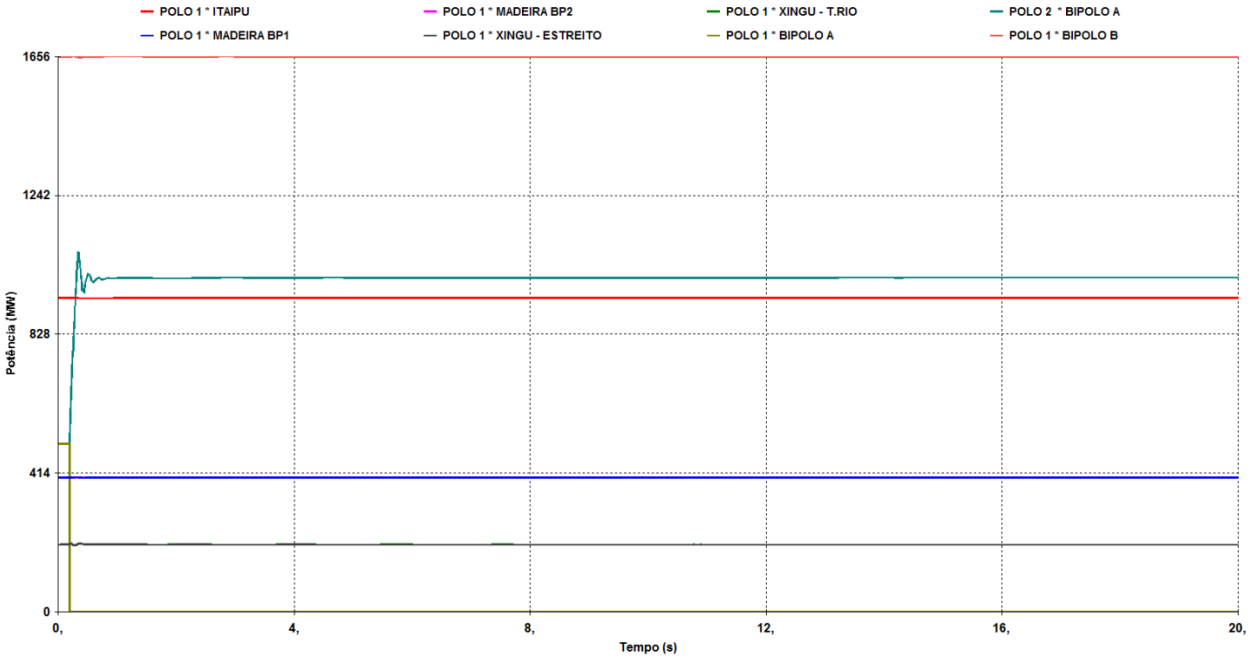


Figura 7-33 – Cenário 4 – Potência nos Elos CCAT – Perda de Polo do Bipolo A.

Utilizou-se nas simulações a sobrecarga do polo remanescente durante a perda de polo, embora a sua necessidade não tenha sido observada. Já nas perdas de Bipolo não foram observadas a necessidade de utilização do master control e nem mesmo da necessidade de cortes de unidades de geração. Portanto, nas Figura 7-35 e Figura 7-36 não estão contempladas a nova malha de controle.

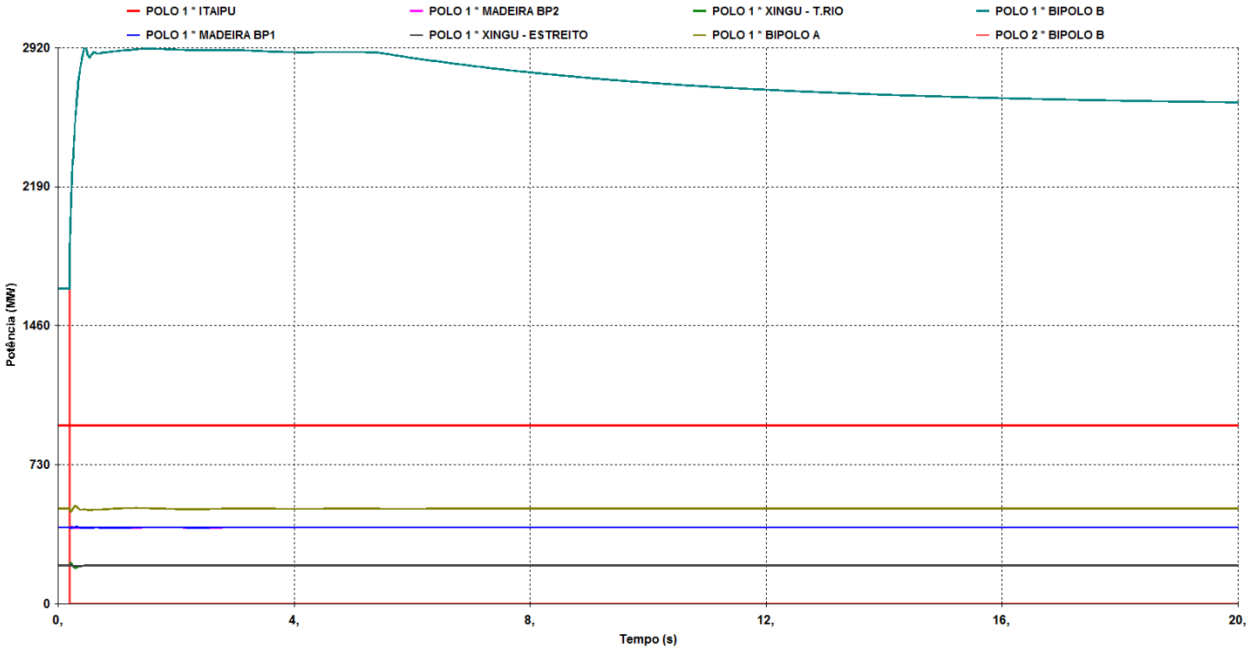


Figura 7-34 - Cenário 4 – Potência nos Elos CCAT – Perda de Polo do Bipolo B.

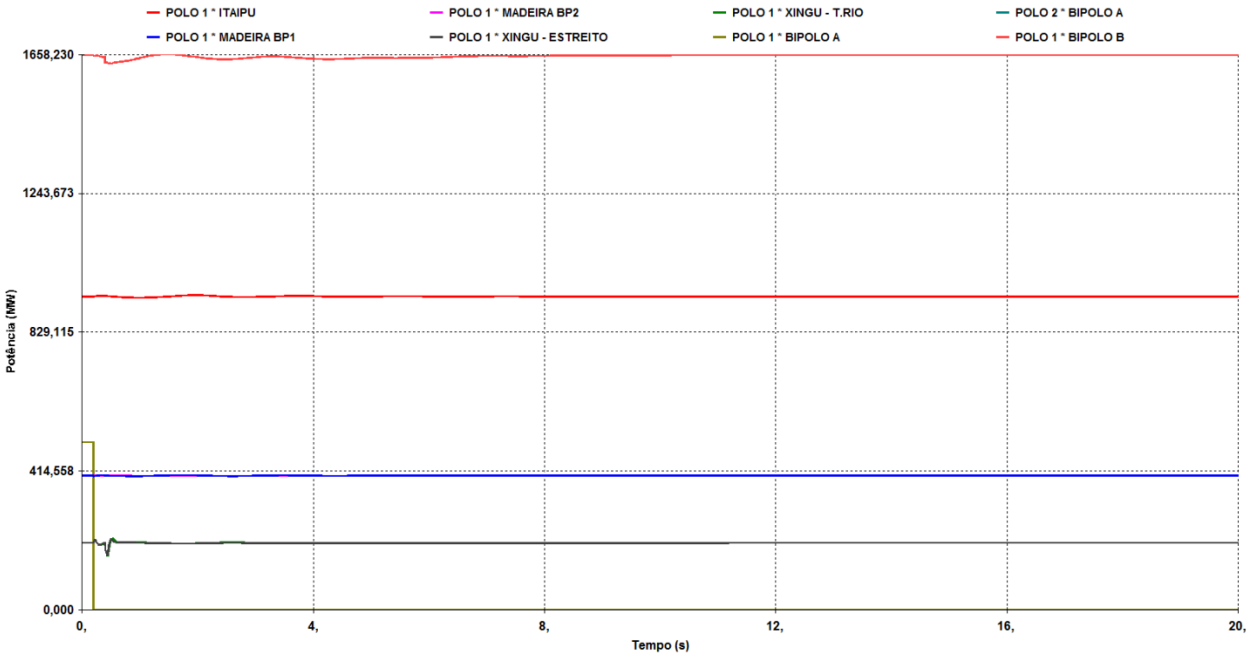


Figura 7-35 - Cenário 4 – Potência nos Elos CCAT – Perda do Bipolo A.

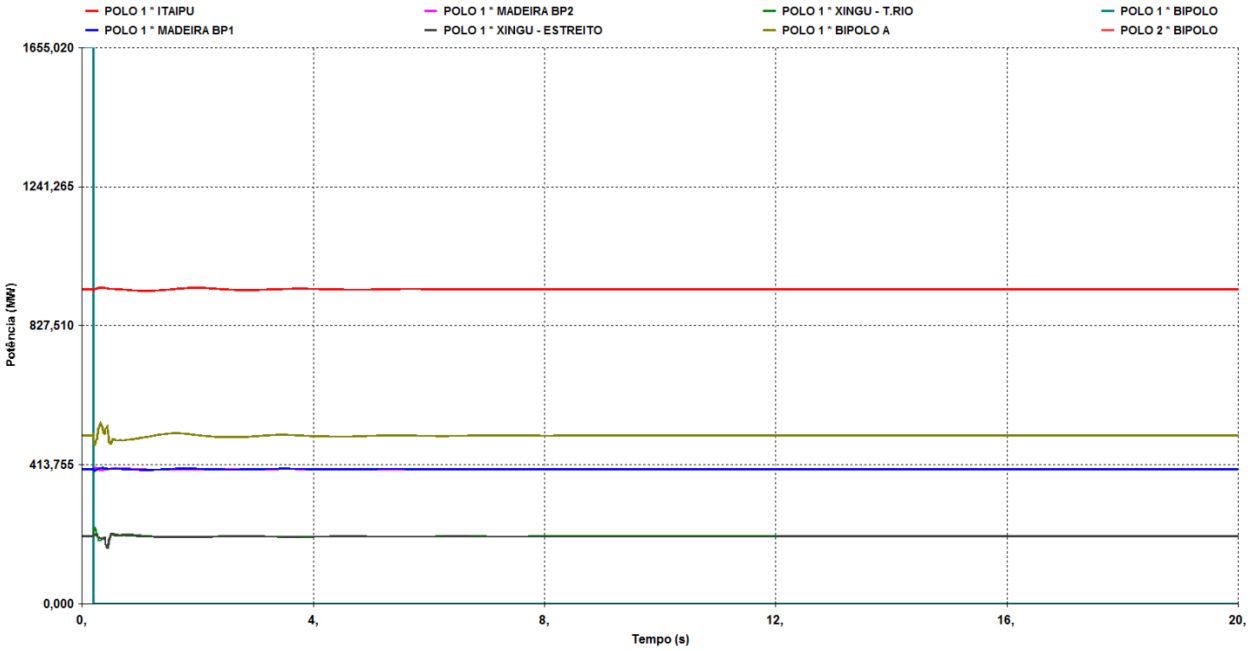


Figura 7-36 - Cenário 4 – Potência nos Elos CCAT – Perda do Bipolo B.

O cenário 4 patamar de carga leve foi o único cenário dinâmico simulado onde o Bipolo B esteve configurado para transmitir uma alta potência em sentido inverso. Nestas condições não se observaram violações de nenhum critério de planejamento, sendo, portanto, um quadro de geração sem restrições operativas.

7.5 Resumo do Desempenho

A partir dos eventos estudados nos itens anteriores, foram resumidos na Tabela 7-4 os principais indicadores que garantem o bom desempenho do SIN.

Tabela 7-4 – Resumo do desempenho do SIN com os bipolos A e B e reforços associados.

Evento	Cenário	Patamar Carga	Resultado	Comentário/limite
Recuperação BP_A	Cenário 1	Pesada	200 ms - CC1Φ Araraquara LT Araraquara - Fernão Dias	200 ms
Recuperação BP_B	Cenário 2	Pesada	165 ms - CC1Φ Silvânia LT Silvânia - Emborcação	200 ms
Afundamento tensão	Cenário 1	Pesada	0,838 pu Padre Paraíso 2 - CC1Φ Araraquara LT Araraquara - Araraquara 2	0,8 pu 1º swing
Potência Acelerante			Nenhuma acima de 50%	50% UTE
Bloqueio polo BP A	Cenário 1 Cenário 2	Pesada Pesada	50% por 5 seg e 33% por 30 min	Necessidade de sobrecarga
Bloqueio polo BP B				Não houve necessidade de sobrecarga
Bloqueio Bipolo A	Cenário 1 Cenário 2	Pesada Pesada	4 máquinas e sobrecarga nos bipolos de Xingu	Necessidade de sobrecarga e/ou corte de máquinas
Bloqueio Bipolo B	Cenário 1 Cenário 2	Pesada Pesada	3 máquinas nos bipolos de Xingu 4 máquinas nos bipolos de Xingu	Não houve necessidade de sobrecarga nos bipolos de Xingu

8 REFORÇOS DE COMPENSAÇÃO REATIVA

Para maior facilidade de identificação das condições que levaram à recomendação de cada equipamento de compensação reativa, demonstram-se a seguir a emergência e o cenário que foram determinantes no seu dimensionamento.

O cenário 1 foi o que apresentou maiores oscilações eletromecânicas durante emergências. Este cenário tem baixa inércia no Sul e elevado carregamento nas interligações Norte/Nordeste – Sudeste e Sudeste – Sul. Portanto, a justificativa dos reforços de potência reativa apresentados a seguir são baseados neste cenário.

8.1 Compensadores Síncronos de Assis 2 e Silvânia.

Necessitou-se de compensações reativas variáveis nas subestações de Assis 2 e Silvânia para efetuar a manutenção da tensão durante perturbações na rede elétrica da região Sudeste/Centro-Oeste e para atingir os índices de desempenho de tempo de recuperação dos elos CCAT.

Em função da necessidade de uma rede robusta para o bom desempenho dos elos CCAT com tecnologia *Line-Commutated Converters – LCC* e dos impactos negativos que esses elos podem causar em todo o Sistema Interligado Brasileiro durante emergências, adotaram-se compensadores síncronos no suporte de potência reativa junto às conversoras de Assis 2 e Silvânia.

Para demonstrar a necessidade de suporte de potência reativa será apresentado um resumo das investigações de desempenho dinâmico do cenário 1. A emergência que balizou essa análise foi o curto-circuito monofásico na SE Fernão Dias, seguido da abertura da LT 500 kV Fernão Dias – Terminal Rio.

Realizaram-se diversas simulações dinâmicas, considerando-se diferentes números de unidade de compensadores síncronos (-90/150MVA) nas subestações terminais inversoras SE 500 kV Assis 2 e SE 500 kV Silvânia. Dentre as propostas de reforços destacam-se 4 propostas:

1) 3 unidades em Assis 2 e 1 unidade Silvânia;

2) 1 unidade em Assis 2 e 3 unidades Silvânia;

3) 2 unidade em Assis 2 e 2 unidades Silvânia ;

4) 2 unidades em Assis 2 e 3 unidades Silvânia.

Do disposto acima foi apresentado o perfil de tensão em pontos estratégicos do sistema das três primeiras alternativas propostas, Figura 8-1, Figura 8-2 e Figura 8-3.

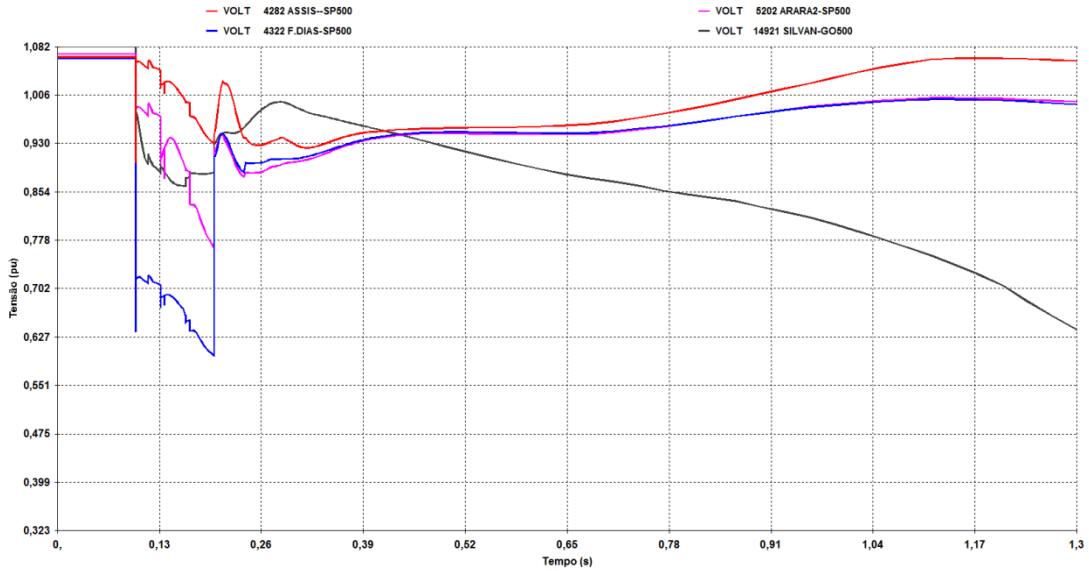


Figura 8-1 – Tensão no Sudeste durante CC1Φ na SE 500 kV Fernão Dias — 4 CS de 150 MVA: 3 em Assis 2 500 kV e 1 em Silvânia 500 kV.

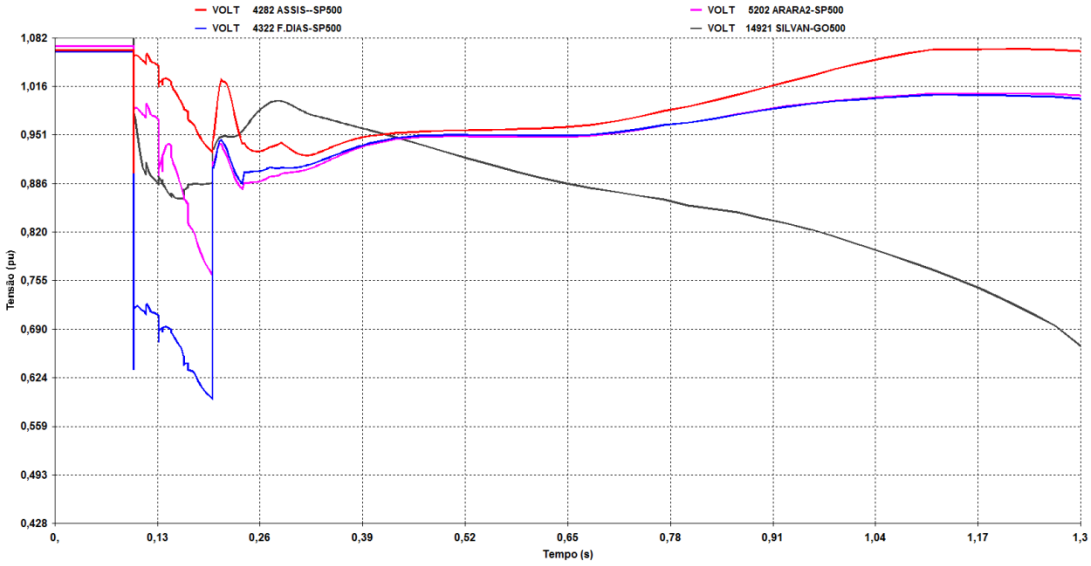


Figura 8-2 – Tensão no Sudeste durante CC1Φ na SE 500 kV Fernão Dias — 4 CS de 150 MVA: 1 em Assis 2 500 kV e 3 em Silvânia 500 kV.

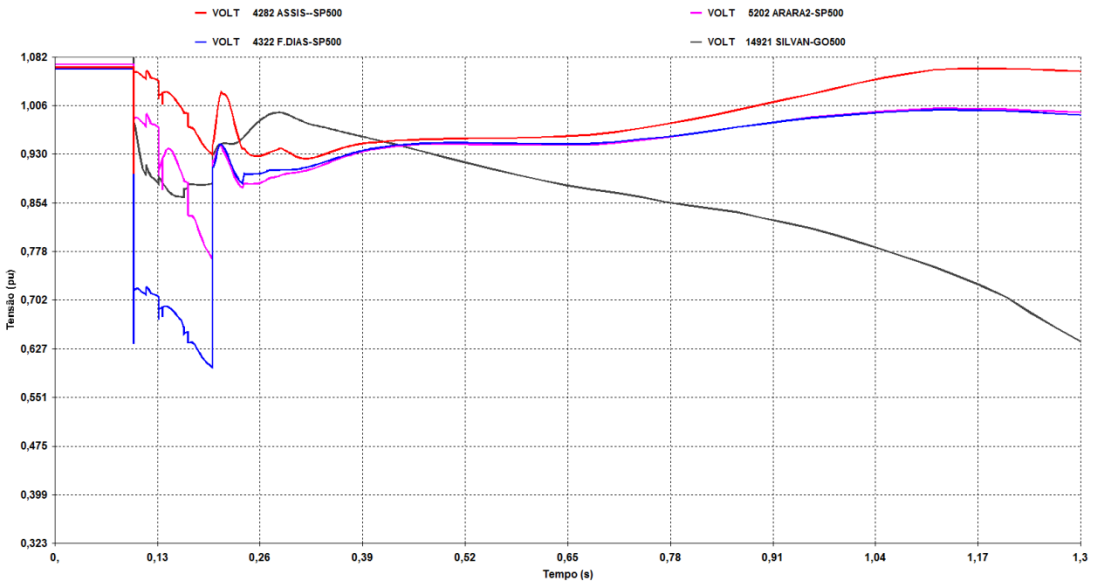


Figura 8-3 – Tensão no Sudeste durante CC1Φ na SE 500 kV Fernão Dias — 4 CS de 150 MVA: 2 em Assis 2 500 kV e 2 em Silvânia 500 kV.

A única proposta que satisfez todos os critérios de desempenho elétrico mantendo a estabilidade do sistema foi a quarta proposta. Portanto, a recomendação final de implementação de compensadores síncronos nas inversoras foi de 2 unidades de (-90/150MVA) em Assis 2 e de 3 unidades de(-90/150MVA) em Silvânia.

O desempenho dinâmico de tensão durante um curto-circuito monofásico na SE Fernão Dias é representado na Figura 8-4. Os resultados consideraram os equipamentos recomendados para Assis e Silvânia.

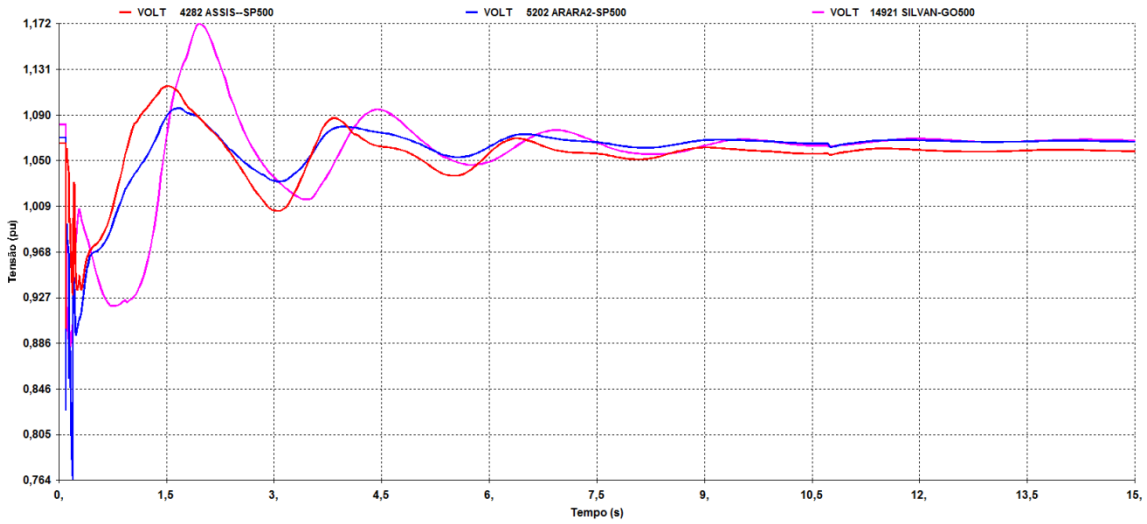


Figura 8-4 – Tensão no Sudeste durante CC1Φ na SE 500 kV Fernão Dias — 5 CS de 150 MVA: 2 em Assis 2 500 kV e 3 em Silvânia 500 kV.

Já a potência reativa solicitada dos compensadores síncronos durante a perturbação é exibida na Figura 8-5.

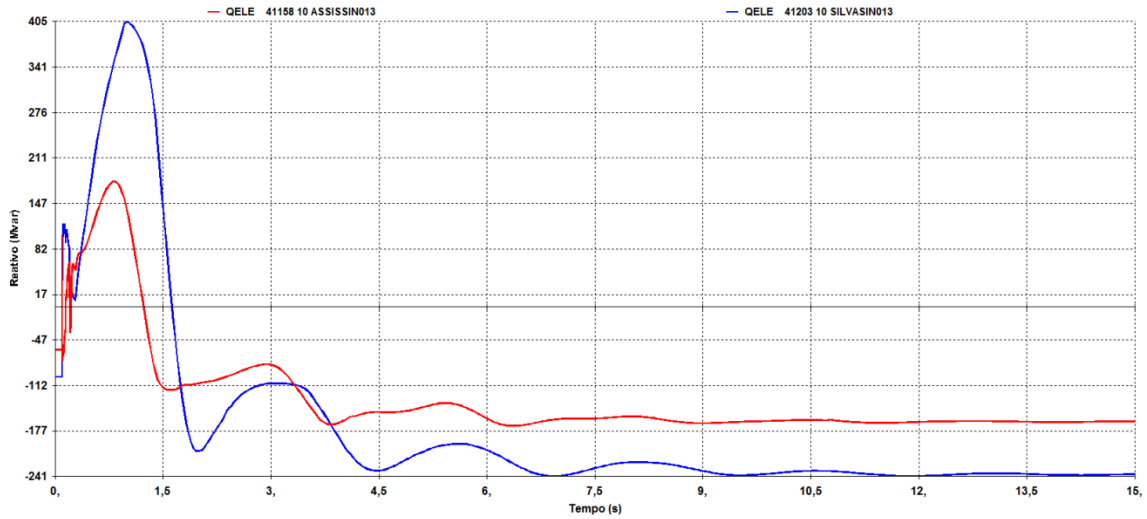


Figura 8-5 – Potência reativa nos Compensadores Síncronos durante CC1Φ na SE 500 kV Fernão Dias — 5 CS de 150 MVA: 2 em Assis 2 500 kV e 3 em Silvânia 500 kV.

Outra emergência que solicitou suporte de potência reativa, em especial na SE Assis 2, foi o curto-circuito monofásico na SE 500 kV Assis 2, com abertura da LT 500 kV Assis 2 – Ponta Grossa. Observa-se na Figura 8-6 que durante e após a eliminação da falta, a compensação reativa recomendada para a SE 500 kV Assis 2 é efetiva no suporte à rede de transmissão.

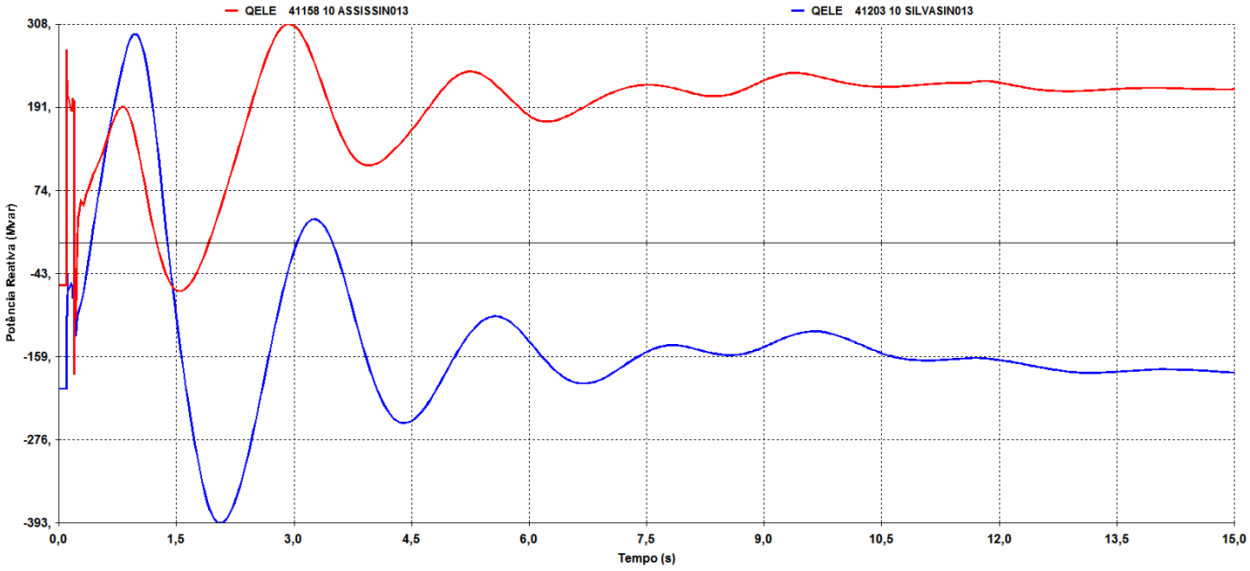


Figura 8-6 – Potência reativa nos Compensadores Síncronos durante CC1Φ na SE 500 kV Assis 5 CS de 150 MVA: 2 em Assis 2 500 kV e 3 em Silvânia 500 kV.

8.2 Compensação variável de potência reativa na interligação BA-MG

Durante as análises de perturbações do sistema, principalmente as que envolveram os elos CCAT, observou-se um esgotamento no suporte de tensão ao longo da interligação em 500 kV Bahia – Minas Gerais. Esta fragilidade poderia levar o sistema ao colapso por diversos motivos. Com isso, fez-se necessário uma avaliação de compensações variáveis de potência reativa a fim de mitigar este risco.

Constatou-se que a instabilidade de tensão estava associada ao aumento de potência elétrica transmitida nos eixos de interligação decorrentes da interrupção, mesmo que momentânea, da potência transmitida nos novos elos de corrente contínua e/ou nos elos de Belo Monte. Destacaram-se os eixos em 500 kV: Poções II – Padre Paraíso 2 – Governador Valadares 6 e Igaporã III – Janaúba 3 – Presidente Juscelino; como os pontos de maiores afundamentos de tensão.

Portanto, com a finalidade de melhor alocar equipamentos de suporte de potência reativa variável, construíram-se as curvas Q x V e P x V para cada subestação de rede básica do SIN que compõem os eixos afetados, como mostram as Figura 8-7 e Figura 8-8. Estes métodos foram adotados devido às suas características de determinação dos limites de carregamento em regime permanente relacionados com a estabilidade de tensão.

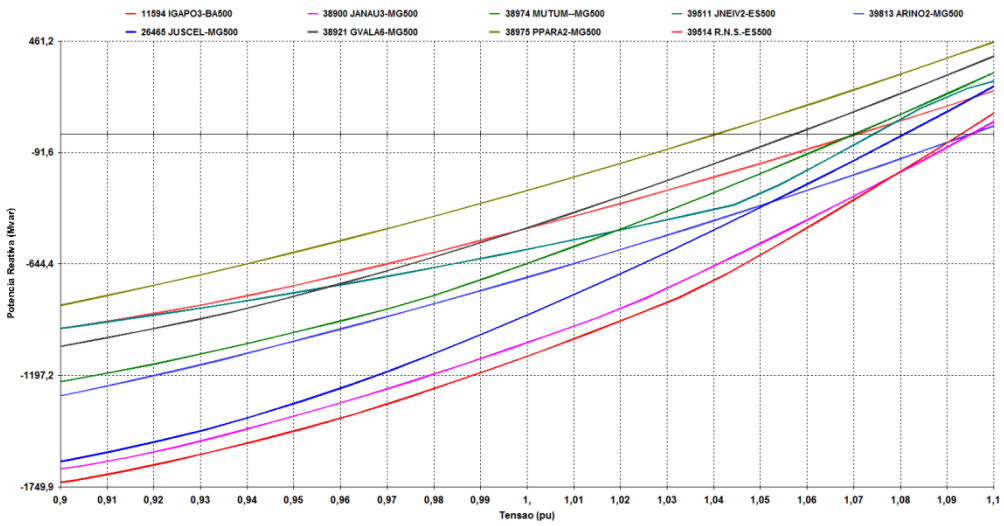


Figura 8-7 - Curvas Q x V das subestações da Interligação Bahia - Minas Gerais.

Após análise da Figura 8-7, concluiu-se que as subestações que compõem o eixo leste da interligação Bahia – Minas Gerais foram as que apresentaram menores margens de estabilidade de tensão, em especial as subestações de Padre Paraíso 2 e do Norte do Espírito Santo. Observou-se também que a subestação Igaporã III foi a que apresentou a maior margem de estabilidade de tensão.

Outra forma de avaliar a interligação entre Bahia e Minas Gerais é pela construção de curvas P x V. Nessa análise simula-se o aumento da carga do Sudeste ao mesmo tempo em que se incrementa a geração na região Nordeste. Através desta análise, Figura 8-8, demonstrou-se que as subestações com menores margens de transmissão são as subestações 500 kV Padre Paraíso 2 e Poções II.

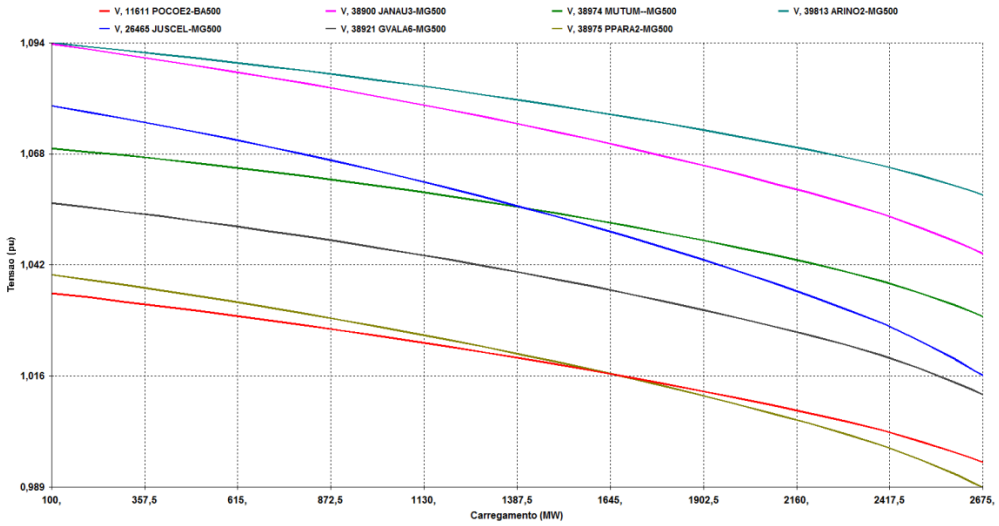


Figura 8-8 - Curvas P x V dos principais eixos da interligação Bahia - Minas Gerais.

Contudo, as curvas P x V e Q x V são avaliações de regime permanente e, portanto, não são suficientes para conclusões técnicas definitivas. Para uma análise mais aprofundada fez-se necessário estudar em regime dinâmico a variação de potência nas linhas da interligação Bahia – Minas Gerais. Para isso, considerou-se o curto-circuito monofásico na SE Fernão Dias, seguido da abertura da LT 500 kV Fernão Dias – Terminal Rio.

Na Figura 8-9 são apresentados os fluxos dos principais eixos após a referida perturbação.

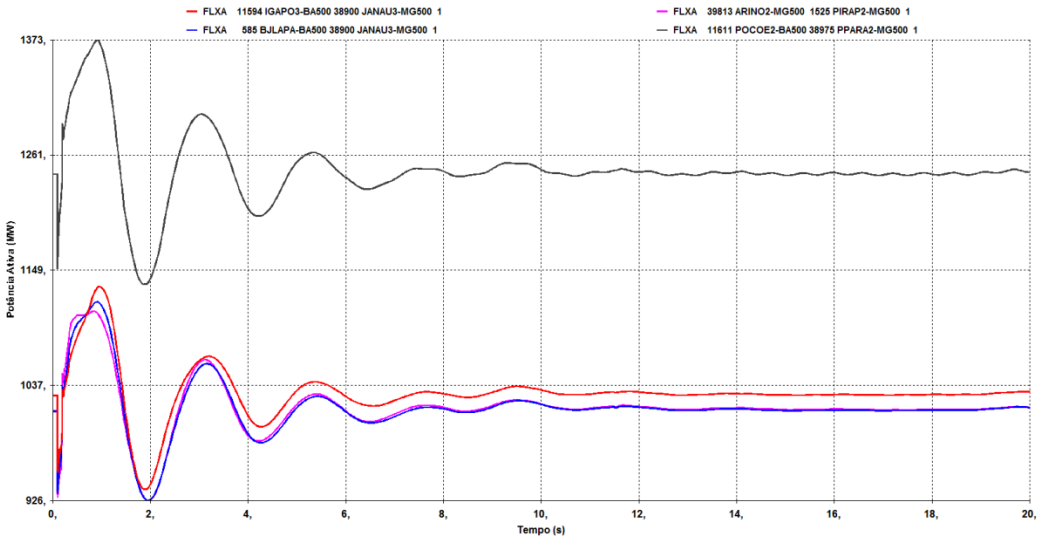


Figura 8-9 – Fluxo de Potência Ativa na Interligação Bahia – Minas Gerais provocado pelo CC1Φ na SE Fernão Dias e Abertura da LT 500 kV Fernão Dias – Terminal Rio.

Cabe elucidar neste ponto a origem dos aumentos de fluxo nas linhas da interligação Bahia – Minas Gerais apresentados na Figura 8-9. Observou-se que a ocorrência de curtos-circuitos nas adjacências das inversoras dos elos CCAT acarretaram falhas de comutação nestes equipamentos.

A ocorrência do curto-circuito monofásico na SE 500 kV Fernão Dias resultou em falhas de comutação simultâneas nas inversoras das subestações Araraquara 2, Estreito e Ibiúna. Após a eliminação desta falta cessaram-se os defeitos nas inversoras, porém as potências dos elos não retornaram imediatamente aos seus valores pré-falta. Durante o período de falta e recuperação, a diferença de potência transmitida pelos elos CCAT aumentou o fluxo da rede CA, representado na Figura 8-9. A Figura 8-10 ilustra a potência dos elos durante a falta.

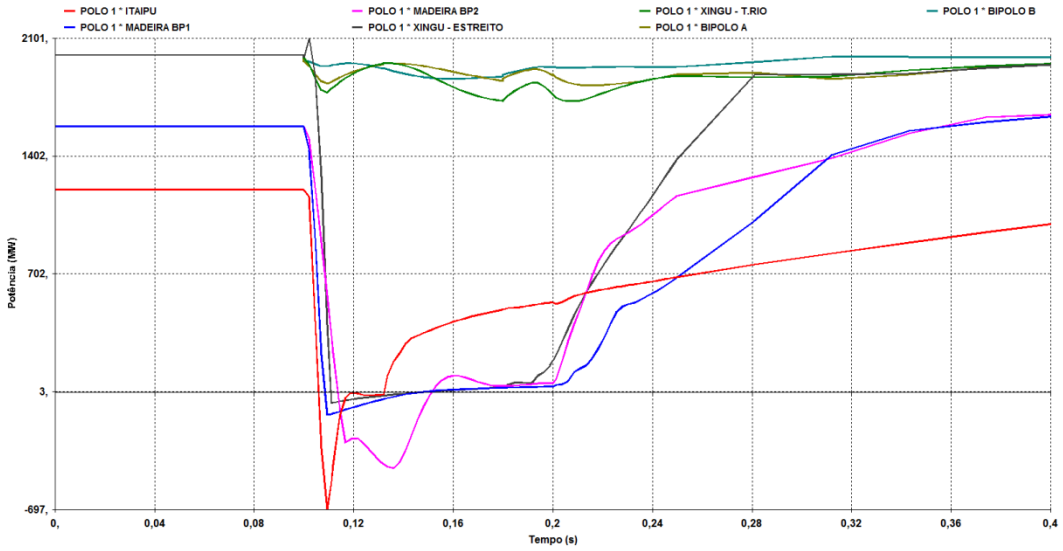


Figura 8-10 – Fluxo de Potência Ativa nos polos de corrente continua. CC1Φ na SE Fernão Dias e Abertura da LT 500 kV Fernão Dias – Terminal Rio.

A Tabela 8-1 sintetiza a variação de potência durante a emergência, isto é, a diferença entre a potência ativa máxima e a potência ativa pré-falta.

Tabela 8-1 - Resumo de carregamentos na interligação Bahia - Minas Gerais.

Subestações		Circuito	P. Ativa Inicial (MW)	Potência Ativa Máxima (MW)	Delta (MW)
De	para				
Igaporã III	Janaúba 3	1	1027,4	1134	106,6
Igaporã III	Janaúba 3	2	1027,4	1134	106,6
Bom Jesus da Lapa	Janaúba 3	1	1011,8	1119	107,2
Rio das Éguas	Arinos 2	1	1023,3	1124	100,7
Poções II	Padre paraíso 2	1	1242,6	1373,3	130,7
Poções II	Padre paraíso 2	2	1242,6	1373,3	130,7
Total			6575,1	7257,6	682,5

Da Tabela 8-1 constatou-se um aumento de 682 MW na interligação Bahia – Minas Gerais, o que significa um aumento expressivo de potência ativa em uma interligação já carregada.

Com estas informações investigaram-se diversas alternativas de reforços de suporte reativo na interligação, podendo-se elencar as principais alternativas:

1. SE Padre Paraíso 2: 1x300 Mvar e SE Janaúba 3: 1x300 Mvar;
2. SE Governador Valadares 6: 1x300 Mvar e SE Janaúba 3: 1x300 Mvar;
3. SE Poções II: 1x300 Mvar e SE Janaúba 3: 1x300 Mvar;
4. SE Padre Paraíso 2: 1x300 Mvar e SE Igaporã III: 1x300 Mvar;
5. SE Padre Paraíso 2: 1x300 Mvar e SE Arinos 2: 1x300 Mvar;
6. SE Padre Paraíso 2: 1x300 Mvar e SE Presidente Juscelino: 1x300 Mvar.

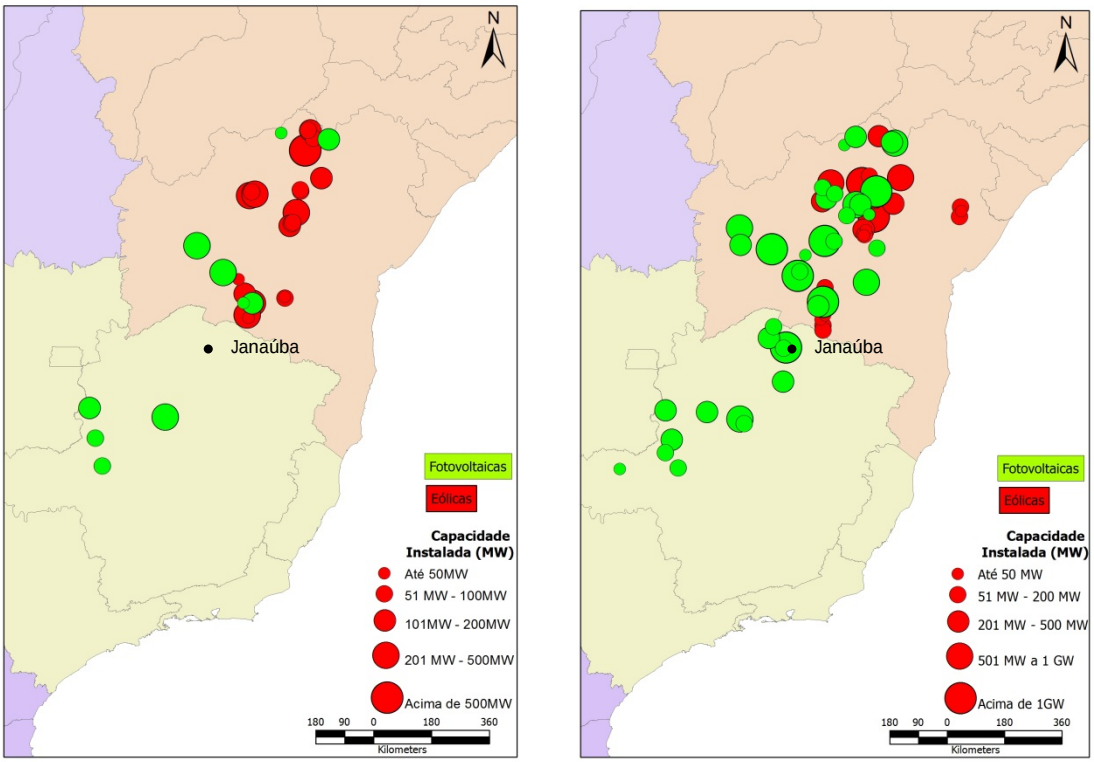
Após avaliações de desempenho dinâmico em diferentes cenários, constatou-se que a alternativa que apresentou melhor desempenho elétrico inclui uma compensação variável de potência reativa de -150/300 Mvar na SE Padre Paraíso 2 e uma compensação variável de potência reativa de -150/300 Mvar na SE Janaúba 3.

Após definição dos pontos de inserção das compensações reativas variáveis, avaliaram-se as tecnologias competitivas para essa aplicação: compensador estático de potência reativa – CER e compensador síncrono – CS.

O compensação reativa de Padre Paraíso 2 foi definida como CER, pois não apresentou no horizonte de planejamento necessidade de aumento da potência de curto-circuito em sua subestação, fato que seria proporcionado pelo CS.

Já a subestação de Janaúba 3 situa-se em uma região de grande potencial fotovoltaico e também está próxima de Igaporã, uma região de grande potencial eólico. As duas fontes citadas utilizam conversores que se beneficiam de uma rede com elevada potência de curto-circuito.

Na Figura 8-11, os empreendimentos licitados e cadastrados na região de Minas Gerais e Bahia estão distribuídos geograficamente.



(a) (b)

Figura 8-11 – Fontes renováveis com uso de conversores nas proximidades de Janaúba. (a) Usinas eólicas e fotovoltaicas vendidas (b) Usinas eólicas e fotovoltaicas cadastradas.

Considerando-se estas peculiaridades para definição da tecnologia da compensação reativa a ser adotada na subestação de Janaúba 3, recomenda-se a utilização de dois compensadores síncronos em Janaúba 3 (2 x -90/+150 Mvar).

8.2.1 Compensador Estático de Padre Paraíso

O ganho no desempenho dinâmico com o CER de Padre Paraíso 2 está demonstrado na Figura 8-12, onde se apresenta uma comparação do perfil de tensão da SE Padre Paraíso 2 durante um curto-circuito monofásico em Araraquara, com e sem o suporte reativo adicional. Cabe salientar que o equipamento adicionado foi um compensador estático de reativo (CER) de (-150/+300 Mvar) em sua subestação. Já na Figura 8-13 tem-se a potência reativa injetada pelo CER de Padre Paraíso 2 durante a emergência.

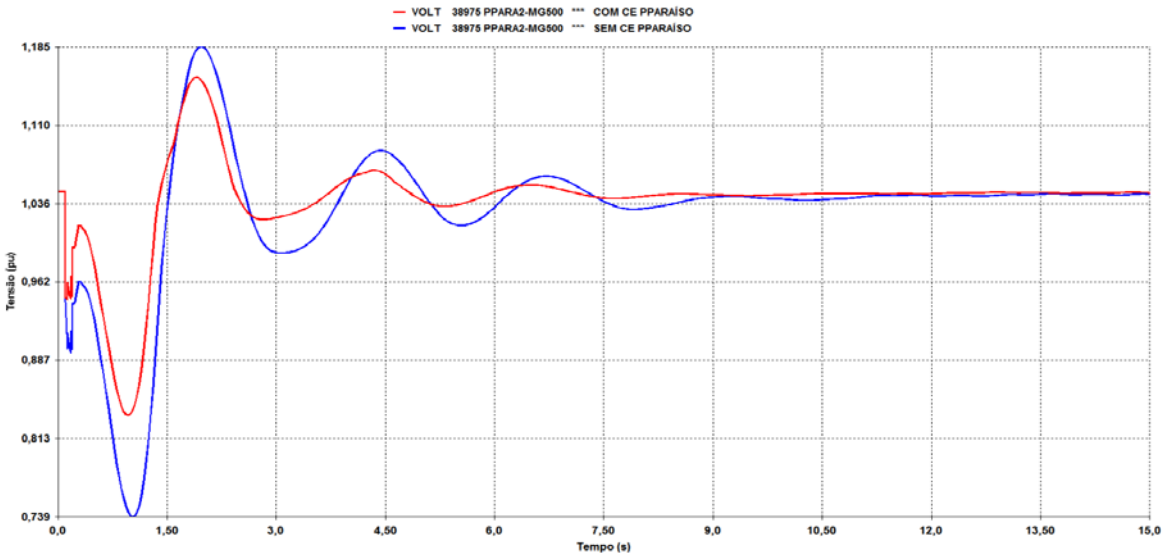


Figura 8-12 – Tensão na SE 500 kV Padre Paraíso 2 durante CC1Φ na SE 500 kV Araraquara com e sem o CER em Padre Paraíso 2.

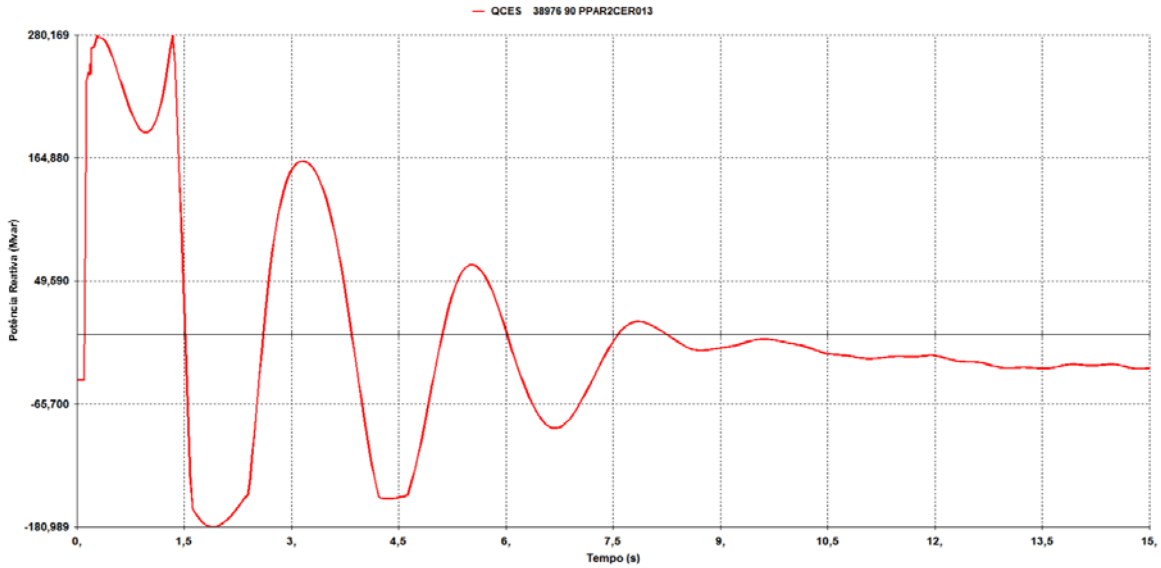


Figura 8-13 – Potência reativa no CER de Padre Paraíso 2 durante CC1Φ em Araraquara 500 kV.

8.2.2 Compensadores Síncronos de Janaúba

O ganho no desempenho dinâmico com os compensadores síncronos de Janaúba 3 é apresentado na Figura 8-14, que tem o perfil de tensão da SE 500 kV Janaúba 3, com e sem CS, durante o curto-circuito monofásico na SE 500 kV Araraquara com abertura da LT 500 kV Araraquara-Araraquara2.

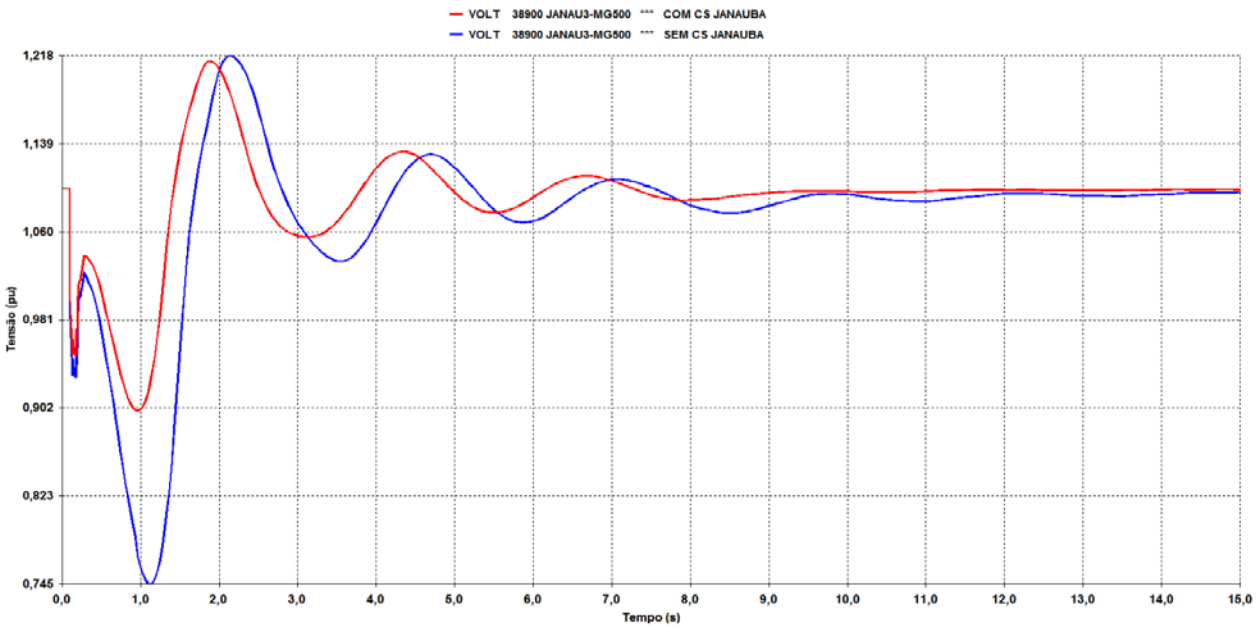


Figura 8-14 – Tensão na SE 500 kV Janaúba durante curto-circuito monofásico na SE 500 kV Araraquara. Com e sem CS de Janaúba.

Salienta-se que apesar de distante, o compensador síncrono na SE 500 kV Janaúba fornece energia reativa capaz de influenciar o eixo de 500 kV de Poções a Mutum. Sem os compensadores síncronos de Janaúba, a tensão de Padre Paraíso 2 chegou a 0,63 pu e na presença desses, a mesma atingiu 0,81 pu.

A Figura 8-15 apresenta a injeção de potência reativa dos compensadores síncronos de Janaúba 3 durante curto-circuito monofásico na SE 500 kV Araraquara.

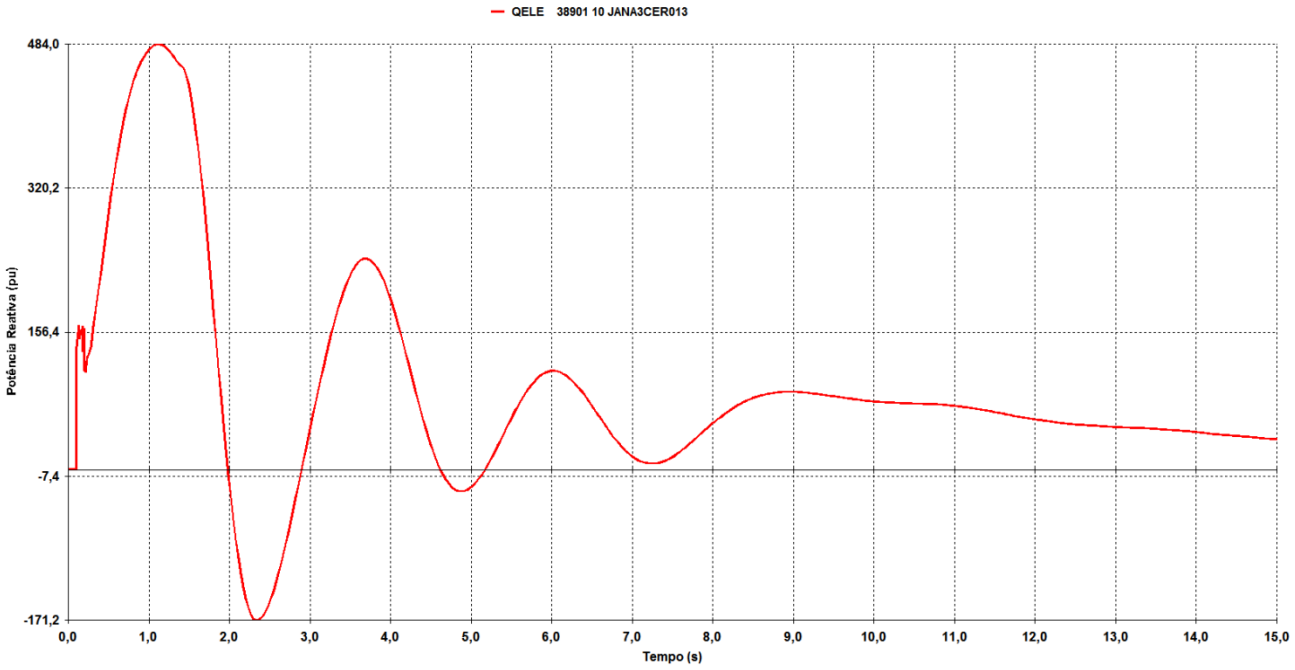


Figura 8-15 – Potência reativa no CS de Janaúba durante curto-circuito monofásico na SE 500 kV Araraquara.

9 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A presente nota técnica teve como objetivo estudar a viabilidade técnica de operação dos novos empreendimentos de transmissão de corrente contínua, Bipolos A e B, no SIN através de estudos em regime dinâmico.

Inicialmente esses estudos consistiram da análise de oito cenários dentre os quais foram selecionados quatro cenários, Cenário 1 – Carga Pesada; Cenário 2A – Carga Pesada; Cenário 2B – Carga Leve; Cenário 4 – Carga Leve. Os Cenários de carga pesada, 1 e 2A, apresentaram intercâmbios extremos entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste e, por conseguinte, foram escolhidos como cenários dimensionadores dos novos Bipolos A e B.

O cenário de carga leve 2B foi escolhido por apresentar carregamento máximo em todos os Bipolos, além de apresentar baixa inércia na região Sudeste. Já o cenário de carga leve 4 foi escolhido por apresentar maior potência reversa sendo transmitida pelo Bipolo B.

O primeiro desafio ao se introduzir dois elos CCAT de grande porte no SIN foi dotar a rede CA de suporte de potência reativa, visto que as análises preliminares indicavam seu esgotamento na interligação Bahia – Minas Gerais. A fim de que se possa praticar os elevados intercâmbios indicado no estudo energético [2], atendendo aos critérios de planejamento, o estudo indicou a necessidade dos seguintes reforços de potência reativa variável:

- Um (1) Compensador Estático de Reativo em Padre Paraíso 2 (-150/300 Mvar);
- Dois (2) Compensadores Síncronos em Janaúba 3 (-90/150 Mvar).

Entretanto, tais reforços não foram suficientes para o bom desempenho do SIN. Algumas contingências no Sudeste apresentaram elevada severidade por impactarem mais de uma inversora dos elos CCAT. Observa-se que a interrupção ou redução do fluxo de potência nos elos CCAT perturba todo o SIN. Portanto, com a rede CA degradada, a recuperação da potência desses elos torna-se mais lenta ou insuficiente.

É importante ressaltar a forte interação entre os Bipolos do Madeira, chegando em Araraquara, e o Bipolo A, com a SE inversora situada em Assis. A interação entre essas inversoras faz com que a falha de uma delas ocasione a falha da outra por período de tempo menor ou igual ao da primeira.

De maneira a conseguir atender aos critérios de tempo de recuperação de potência dos Bipolos para cenários de grande intercâmbio o estudo indicou a necessidade dos seguintes equipamentos de compensação reativa adicionais nas novas inversoras:

- Dois (2) Compensadores Síncronos em Assis (-90/150 Mvar);
- Três (3) Compensadores Síncronos em Silvânia (-90/150 Mvar).

Além dos equipamentos recomendados acima, salienta-se que em todo o estudo consideraram-se os dois compensadores síncronos no Terminal Rio (-2 x 90/150 Mvar) como suporte de potência reativa em operação contínua, mostrando-se um importante equipamento para a estabilidade eletromecânica e redução de possíveis recomendações adicionais.

Entre as emergências em que se bloqueia um polo ou o bipolo, aquelas que mais impactaram o sistema foram as que ocorreram no Bipolo A. O bloqueio de um polo do Bipolo A requisitou a capacidade de sobrecarga no polo remanescente, já o bloqueio de um polo do Bipolo B não apresentou-se tão severo nos cenários estudados. Entretanto, considerando o crescente potencial exportador de energia do Nordeste, recomenda-se que os Bipolos A e B tenham capacidade de sobrecarga de 50% durante 5 segundos, seguida da redução até uma sobrecarga de 33% por 30 minutos.

A perda de bipolo nos cenários de carga pesada requisitou uma malha adicional de controle para redistribuir a carga do Bipolos A entre os Bipolos de Xingu. Esta medida mostrou-se eficiente para a manutenção da estabilidade do sistema em eventual perda do Bipolo A. Além da redistribuição de carga foi necessário o corte de 4 máquinas do complexo de Belo Monte.

Nos cenários mais críticos, a perda do Bipolo B não foi tão severa quanto a perda do Bipolo A e a redistribuição de carga entre os bipolos remanescentes não se mostrou eficiente. Entretanto, foi necessário o alívio de geração no Norte para que garantir a estabilidade do SIN.

Com os resultados obtidos após extensa avaliação do desempenho do sistema em regime dinâmico, para os diversos cenários de intercâmbio descritos, e, levando-se em consideração os reforços de compensação reativa propostos, conclui-se que os novos empreendimentos de corrente contínua, Bipolo A e B, são tecnicamente viáveis.

10 REFERÊNCIAS

[1]. "Escoamento de Excedentes de Energia das Regiões Norte e Nordeste – Requisitos de aumento de capacidade das interligações", EPE-DEE-RE-049/2015-rev0, EPE – Março/2015;

[2]. "Ampliação da Capacidade de Intercâmbio para Escoamento de Excedentes de Energia das Regiões Norte e Nordeste - PDE 2024", EPE-DEE-RE-146/2015-r0, EPE – Outubro/2015;

11 PARTICIPANTES

PARTICIPANTE	EMPRESA
Alexandre de Melo Silva	EPE
Priscilla de Castro Guarini	EPE
Rafael Pentagna Silvestre	EPE
Rodrigo Rodrigues Cabral	EPE
Tiago Campos Rizzotto	EPE
Adinã Martins Pena	CEMIG
Mariana Pires Monteiro	CTEEP
Paulo Max Portugal	ELETROBRAS
Leonardo Pinto de Almeida	ELETROBRAS CEPEL
Carlos Leoncio G. Costa	ELETROBRAS CHESF
Arnaldo Dias Junior	ELETROBRAS FURNAS
Yuri Rosenblum	ELETROBRAS FURNAS

12 ANEXO - I

Modelos Bult-in – Elos CCAT: Bipolo A e B

```
DMCV MD03
(
(  BIPOLO A
(
(Nm)    (Vmn)(Tvp)(Tx1)(Td1)(Yal)(Tmx)(Amx)(Gmx)(Stx) F (Tfv)
4201     0.45 1.00 10.0 10.0 33.0  0.8 3.0 .0514050.0
(Nm)    (Tvd)(Tvs)(Vdn)(Vdx)(Frn)(Imn)(Imx)(Img)(Ki )(Kp )(To )(Kcg)(Kca)
4201    .0100 .050 15.   70. 30.0  10. 150.     5000. 54. .0014
(Nm)    (Tri)(Lri)(Tof1(Tof2(Ari)(Laml(Ton1(Ton2(Tof3(Saml(Aml1(Aml2(Tcf)
4201     300.   2.   .3   5.  15.  89. 300. 0.02 0.05 1.25 32.5 27.0
(Nm)    (VDmn(Thdm(Tvdn(Telc L
4201     .975 .013 .250 .050
(
(..... inversor
(
(Nm)    (Vmn)(Tvp)(Tx1)(Td1)(Yal)(Tmx)(Amx)(Gmx)(Stx) F (Tfv)
4202     0.45 1.00 10.0 10.  33.0  0.8 3.0 .0514 50.0 G  0.02                    .0514
(Nm)    (Tvd)(Tvs)(Vdn)(Vdx)(Frn)(Imn)(Imx)(Img)(Ki )(Kp )(To )(Kcg)(Kca)
4202    .0100 .050 15.   70. 30.0  10. 150.  10.5000. 54. .0014 25.0 25.0
(Nm)    (Tri)(Lri)(Tof1(Tof2(Ari)(Laml(Ton1(Ton2(Tof3(Saml(Aml1(Aml2(Tcf)
4202     300.   2.   .3   5.  15.  89. 300. 0.02 0.05 1.25 32.5      .016
(Nm)    (VDmn(Thdm(Tvdn(Telc L
4202     .975 .013 .250 .050
(
(BIPOLO B
(
(Nm)    (Vmn)(Tvp)(Tx1)(Td1)(Yal)(Tmx)(Amx)(Gmx)(Stx) F (Tfv)
5201     0.45 1.00 10.0 5. 0 33.0  0.8 3.0 .0514050.0
(Nm)    (Tvd)(Tvs)(Vdn)(Vdx)(Frn)(Imn)(Imx)(Img)(Ki )(Kp )(To )(Kcg)(Kca)
5201    .0100 .050 15.   70. 30.0  10. 150.     5000. 50. .0014
(Nm)    (Tri)(Lri)(Tof1(Tof2(Ari)(Laml(Ton1(Ton2(Tof3(Saml(Aml1(Aml2(Tcf)
5201     300.   2.   .3   5.  15.  89. 300. 0.02 0.05 1.25 32.5 27.0
(Nm)    (VDmn(Thdm(Tvdn(Telc L
5201     .975 .013 .250 .050
(
(..... inversor
(
(Nm)    (Vmn)(Tvp)(Tx1)(Td1)(Yal)(Tmx)(Amx)(Gmx)(Stx) F (Tfv)
5202     0.45 1.00 10.0 5.   33.0  0.8 3.0 .0514050.0 G  0.02
(Nm)    (Tvd)(Tvs)(Vdn)(Vdx)(Frn)(Imn)(Imx)(Img)(Ki )(Kp )(To )(Kcg)(Kca)
5202    .0100 .050 15.   70. 30.0  10. 150.  10.5000.1 50..0014 25.0 25.0
(Nm)    (Tri)(Lri)(Tof1(Tof2(Ari)(Laml(Ton1(Ton2(Tof3(Saml(Aml1(Aml2(Tcf)
5202     300.   2.   .3   5.  15.  89. 300. 0.02 0.05 1.25 32.5      .016
(Nm)    (VDmn(Thdm(Tvdn(Telc L
5202     .975 .013 .250 .050
999999
```

13 ANEXO – II

```
(ncdu) ( nome cdu )
40000  CONTR_BIPOLO
(----------------------------------------------------------------------
(EFPAR (npar) (     valpar     )
(----------------------------------------------------------------------
DEFPAR #VCURT              0.100
DEFPAR #CONV1               9805  CONVER 4201 Retificador Bipolo A  Polo 1
DEFPAR #CONV2               9806  CONVER 4203 Retificador Bipolo A  Polo 2
(
(----------------------------------------------------------------------
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(----------------------------------------------------------------------
0001 ENTRAD              VCURTO
0002 ENTRAD              HUM
0003 ENTRAD              MHUM
0004 ENTRAD              ZERO
(
0005 IMPORT VCNV         VCNV1  #CONV1
0006 IMPORT VCNV         VCNV2  #CONV2
0007 IMPORT ESTCNV        ECNV1  #CONV1
0008 IMPORT ESTCNV        ECNV2  #CONV2
0009 ENTRAD              PCNV10
0010 ENTRAD              PCNV20
0011 COMPAR .NE.   VCNV1  FLAG
                VCNV2  FLAG
(
( REMANEJAMENTO DE POTENCIA EM CASO DE CURTO-CIRCUITO NA LINHA CC
(
(    POLO 1
0020 COMPAR .LE.   VCNV2  X0020
                VCURTO X0020
0021 MULTPL        X0020  X0021
                FLAG   X0021
                ECNV2  X0021
0022 MULTPL        HUM    X0022
                X0021  X0022
0023 FUNCAO RETA   PCNV10 LSUP1    -1.0  1.50
0024 INTRES        X0022  SUBID1   20.0               ZERO   LSUP1
                ZERO   SUBID1
                ZERO   SUBID1
0025 LOGIC  .NOT.  X0021  X0025
0026 MULTPL        MHUM   X0026
                X0025  X0026
0027 INTRES        X0026  DESCI1    5.0               ZERO   LSUP1
                X0021  DESCI1
                SUBID1 DESCI1
0028 SELET2        DESCI1 DPCC1
                SUBID1 DPCC1
                X0021  DPCC1
(    POLO 2
0030 COMPAR .LE.   VCNV1  X0030
                VCURTO X0030
```

```
0031 MULTPL       X0030  X0031
               FLAG   X0031
               ECNV1  X0031
0032 MULTPL       HUM    X0032
               X0031  X0032
0033 FUNCAO RETA   PCNV20 LSUP2    -1.0  1.50
0034 INTRES       X0032  SUBID2   20.0              ZERO   LSUP2
               ZERO   SUBID2
               ZERO   SUBID2
0035 LOGIC  .NOT.  X0031  X0035
0036 MULTPL       MHUM   X0036
               X0035  X0036
0037 INTRES       X0036  DESCI2    5.0              ZERO   LSUP2
               X0031  DESCI2
               SUBID2 DESCI2
0038 SELET2       DESCI2 DPCC2
               SUBID2 DPCC2
               X0031  DPCC2
(
( REMANEJAMENTO DE POTENCIA EM CASO DE PERDA DE POLO
(
0040 SOMA         PCNV10 PCNVT0
               PCNV20 PCNVT0
0041 MULTPL       PCNV10 PCNV1
               ECNV1  PCNV1
0042 MULTPL       PCNV20 PCNV2
               ECNV2  PCNV2
0043 SOMA         PCNV1  PCNVT
               PCNV2  PCNVT
0044 SOMA         PCNVT0 DPPPT
              -PCNVT  DPPPT
(    POLO 1
0045 MULTPL       DPPPT  DPPPX1
               ECNV1  DPPPX1
0046 FUNCAO RETA   PCNV10 LMAX1    -1.0  1.50
0047 LIMITA       DPPPX1 DPPP1                  ZERO   LMAX1
(    POLO 2
0048 MULTPL       DPPPT  DPPPX2
               ECNV2  DPPPX2
0049 FUNCAO RETA   PCNV20 LMAX2    -1.0  1.50
0050 LIMITA       DPPPX2 DPPP2                  ZERO   LMAX2
( SINAL DE DESVIO DE POTENCIA
(    POLO 1
0052 SOMA         DPCC1  DPOTP1
               DPPP1  DPOTP1
0053 EXPORT CDU    DPOTP1
(    POLO 2
0054 SOMA         DPCC2  DPOTP2
               DPPP2  DPOTP2
0055 EXPORT CDU    DPOTP2
(
(----------------------------------------------------------------------
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
(----------------------------------------------------------------------
DEFVAL       VCURTO #VCURT
DEFVAL PCCCNV PCNV10 #CONV1
```

```
DEFVAL PCCCNV PCNV20 #CONV2
DEFVAL        HUM       1.0
DEFVAL        MHUM      -1.0
DEFVAL        ZERO      0.0
DEFVAL        SUBID1    0.0
DEFVAL        DESCI1    0.0
DEFVAL        SUBID2    0.0
DEFVAL        DESCI2    0.0
(
FIMCDU
(
(ncdu) ( nome cdu )
40001  CONTR_POLO_1
(--------------------------------------------------------------------
(EFPAR (npar) (     valpar     )
(--------------------------------------------------------------------
DEFPAR #K1                  20
DEFPAR #K2                  50  100 (alterado)
DEFPAR #Dfinf           -0.01667
DEFPAR #T1                 1.0
DEFPAR #T2                10.0
DEFPAR #Vmax               1.0
DEFPAR #Vmin              -1.0
DEFPAR #TF                0.01
DEFPAR #L/D                  1
(--------------------------------------------------------------------
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(--------------------------------------------------------------------
0001 IMPORT FREQ          FREQ     9850
0002 ENTRAD               UM
0003 SOMA          FREQ   DFREQ
               -UM     DFREQ
0004 LEDLAG        DFREQ  DFREQF    1.0        1.0  #TF
0005 GANHO         DFREQF X0005  #K1
0006 FUNCAO DEADB1 DFREQF X0006  #Dfinf 9999. 1.0  0.0
0007 GANHO         X0006  X0007  #K2
0008 LEDLAG        X0007  X0008     1.0#T1      1.0#T2      Vmin   Vmax
0009 SOMA          X0005  X0009
               X0008  X0009
0010 LIMITA        X0009  STABX                          Vmin   Vmax
0011 GANHO         STABX  STAB   #L/D
(
0012 IMPORT CDU           DPBIP    4001
(
0014 SOMA          DPBIP  DPTOT
               STAB   DPTOT
0015 EXPORT SM03   DPTOT
(--------------------------------------------------------------------
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
(--------------------------------------------------------------------
DEFVAL        UM        1.0
DEFVAL        Vmax   #Vmax
DEFVAL        Vmin   #Vmin
DEFVAL        DPBIP     0.0
DEFVAL        STAB      0.0
(
```

```
FIMCDU
(
(ncdu) ( nome cdu )
40002  CONTR_POLO_2
(---------------------------------------------------------------------
(EFPAR (npar) (     valpar     )
(---------------------------------------------------------------------
DEFPAR #K1                  20
DEFPAR #K2                  50  100 (alterado)
DEFPAR #Dfinf           -0.01667
DEFPAR #T1                 1.0
DEFPAR #T2                10.0
DEFPAR #Vmax                1.0
DEFPAR #Vmin               -1.0
DEFPAR #TF                 0.01
DEFPAR #L/D                   1
(---------------------------------------------------------------------
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(---------------------------------------------------------------------
0001 IMPORT FREQ          FREQ     9850
0002 ENTRAD               UM
0003 SOMA          FREQ   DFREQ
               -UM     DFREQ
0004 LEDLAG        DFREQ  DFREQF    1.0        1.0  #TF
0005 GANHO         DFREQF X0005  #K1
0006 FUNCAO DEADB1 DFREQF X0006  #Dfinf 9999. 1.0  0.0
0007 GANHO         X0006  X0007  #K2
0008 LEDLAG        X0007  X0008     1.0#T1      1.0#T2      Vmin   Vmax
0009 SOMA          X0005  X0009
               X0008  X0009
0010 LIMITA        X0009  STABX                          Vmin   Vmax
0011 GANHO         STABX  STAB   #L/D
(
0012 IMPORT CDU           DPBIP    4002
(
0014 SOMA          DPBIP  DPTOT
               STAB   DPTOT
0015 EXPORT SM03   DPTOT
(---------------------------------------------------------------------
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
(---------------------------------------------------------------------
DEFVAL        UM        1.0
DEFVAL        Vmax    #Vmax
DEFVAL        Vmin    #Vmin
DEFVAL        DPBIP     0.0
DEFVAL        STAB      0.0
(
FIMCDU
(
(
(
dloc
(Lc)   (Tipo)( El )( Pa)Nc( Ex)Gr(Bl)
9805   CONVER  4201                    Retificador Bipolo A  Polo 1
9806   CONVER  4203                    Retificador Bipolo A  Polo 2
9807   CONVER  5201                    Retificador Bipolo B  Polo 1
```

```
9808  CONVER  5203                  Retificador Bipolo B  Polo 2
5001  CDU     50000       53
5002  CDU     50000       55
4001  CDU     40000       53
4002  CDU     40000       55
9850  BARRAC  41154                 LINKDC-PA500
9851  BARRAC  41201                 LINKDC-PI500
999999
```

14 ANEXO – III

```
(ncdu) ( nome cdu )
50000  CONTR_BIPOLO
(----------------------------------------------------------------------
(EFPAR (npar) (     valpar     )
(----------------------------------------------------------------------
DEFPAR #VCURT              0.100
DEFPAR #CONV1               9807  CONVER 5201 Retificador Bipolo B  Polo 1
DEFPAR #CONV2               9808  CONVER 5203 Retificador Bipolo B  Polo 2
(
(----------------------------------------------------------------------
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(----------------------------------------------------------------------
0001 ENTRAD              VCURTO
0002 ENTRAD              HUM
0003 ENTRAD              MHUM
0004 ENTRAD              ZERO
(
0005 IMPORT VCNV         VCNV1  #CONV1
0006 IMPORT VCNV         VCNV2  #CONV2
0007 IMPORT ESTCNV        ECNV1  #CONV1
0008 IMPORT ESTCNV        ECNV2  #CONV2
0009 ENTRAD              PCNV10
0010 ENTRAD              PCNV20
0011 COMPAR .NE.   VCNV1  FLAG
                   VCNV2  FLAG
(
( REMANEJAMENTO DE POTENCIA EM CASO DE CURTO-CIRCUITO NA LINHA CC
(
(    POLO 1
0020 COMPAR .LE.   VCNV2  X0020
                   VCURTO X0020
0021 MULTPL        X0020  X0021
                   FLAG   X0021
                   ECNV2  X0021
0022 MULTPL        HUM    X0022
                   X0021  X0022
0023 FUNCAO RETA   PCNV10 LSUP1    -1.0  1.50
0024 INTRES        X0022  SUBID1   20.0              ZERO   LSUP1
                   ZERO   SUBID1
                   ZERO   SUBID1
0025 LOGIC  .NOT.  X0021  X0025
0026 MULTPL        MHUM   X0026
                   X0025  X0026
0027 INTRES        X0026  DESCI1    5.0              ZERO   LSUP1
                   X0021  DESCI1
                   SUBID1 DESCI1
0028 SELET2        DESCI1 DPCC1
                   SUBID1 DPCC1
                   X0021  DPCC1
(    POLO 2
0030 COMPAR .LE.   VCNV1  X0030
```

```
                VCURTO X0030
0031 MULTPL       X0030  X0031
                FLAG   X0031
                ECNV1  X0031
0032 MULTPL       HUM    X0032
                X0031  X0032
0033 FUNCAO RETA   PCNV20 LSUP2    -1.0  1.50
0034 INTRES       X0032  SUBID2   20.0              ZERO   LSUP2
                ZERO   SUBID2
                ZERO   SUBID2
0035 LOGIC  .NOT.  X0031  X0035
0036 MULTPL       MHUM   X0036
                X0035  X0036
0037 INTRES       X0036  DESCI2    5.0              ZERO   LSUP2
                X0031  DESCI2
                SUBID2 DESCI2
0038 SELET2       DESCI2 DPCC2
                SUBID2 DPCC2
                X0031  DPCC2
(
( REMANEJAMENTO DE POTENCIA EM CASO DE PERDA DE POLO
(
0040 SOMA         PCNV10 PCNVT0
                PCNV20 PCNVT0
0041 MULTPL       PCNV10 PCNV1
                ECNV1  PCNV1
0042 MULTPL       PCNV20 PCNV2
                ECNV2  PCNV2
0043 SOMA         PCNV1  PCNVT
                PCNV2  PCNVT
0044 SOMA         PCNVT0 DPPPT
               -PCNVT  DPPPT
(    POLO 1
0045 MULTPL       DPPPT  DPPPX1
                ECNV1  DPPPX1
0046 FUNCAO RETA   PCNV10 LMAX1    -1.0  1.50
0047 LIMITA       DPPPX1 DPPP1                  ZERO   LMAX1
(    POLO 2
0048 MULTPL       DPPPT  DPPPX2
                ECNV2  DPPPX2
0049 FUNCAO RETA   PCNV20 LMAX2    -1.0  1.50
0050 LIMITA       DPPPX2 DPPP2                  ZERO   LMAX2
( SINAL DE DESVIO DE POTENCIA
(    POLO 1
0052 SOMA         DPCC1  DPOTP1
                DPPP1  DPOTP1
0053 EXPORT CDU    DPOTP1
(    POLO 2
0054 SOMA         DPCC2  DPOTP2
                DPPP2  DPOTP2
0055 EXPORT CDU    DPOTP2
(
(--------------------------------------------------------------------
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
(--------------------------------------------------------------------
DEFVAL        VCURTO #VCURT
```

```
DEFVAL PCCCNV PCNV10 #CONV1
DEFVAL PCCCNV PCNV20 #CONV2
DEFVAL        HUM       1.0
DEFVAL        MHUM      -1.0
DEFVAL        ZERO      0.0
DEFVAL        SUBID1    0.0
DEFVAL        DESCI1    0.0
DEFVAL        SUBID2    0.0
DEFVAL        DESCI2    0.0
(
FIMCDU
(
(ncdu) ( nome cdu )
50001  CONTR_POLO_1
(--------------------------------------------------------------------
(EFPAR (npar) (     valpar     )
(--------------------------------------------------------------------
DEFPAR #K1                  20
DEFPAR #K2                  50  100 (alterado)
DEFPAR #Dfinf           -0.01667
DEFPAR #T1                 1.0
DEFPAR #T2                10.0
DEFPAR #Vmax                1.0
DEFPAR #Vmin               -1.0
DEFPAR #TF                 0.01
DEFPAR #L/D                   1
(--------------------------------------------------------------------
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(--------------------------------------------------------------------
0001 IMPORT FREQ          FREQ     9851
0002 ENTRAD               UM
0003 SOMA          FREQ   DFREQ
               -UM     DFREQ
0004 LEDLAG        DFREQ  DFREQF    1.0        1.0  #TF
0005 GANHO         DFREQF X0005  #K1
0006 FUNCAO DEADB1 DFREQF X0006  #Dfinf 9999. 1.0  0.0
0007 GANHO         X0006  X0007  #K2
0008 LEDLAG        X0007  X0008     1.0#T1      1.0#T2      Vmin   Vmax
0009 SOMA          X0005  X0009
               X0008  X0009
0010 LIMITA        X0009  STABX                          Vmin   Vmax
0011 GANHO         STABX  STAB   #L/D
(
0012 IMPORT CDU           DPBIP    5001
(
0014 SOMA          DPBIP  DPTOT
               STAB   DPTOT
0015 EXPORT SM03   DPTOT
(--------------------------------------------------------------------
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
(--------------------------------------------------------------------
DEFVAL        UM        1.0
DEFVAL        Vmax    #Vmax
DEFVAL        Vmin    #Vmin
DEFVAL        DPBIP     0.0
DEFVAL        STAB      0.0
```

```
(
FIMCDU
(
(ncdu) ( nome cdu )
50002  CONTR_POLO_2
(---------------------------------------------------------------------
(EFPAR (npar) (     valpar     )
(---------------------------------------------------------------------
DEFPAR #K1                  20
DEFPAR #K2                  50  100 (alterado)
DEFPAR #Dfinf           -0.01667
DEFPAR #T1                 1.0
DEFPAR #T2                10.0
DEFPAR #Vmax                1.0
DEFPAR #Vmin               -1.0
DEFPAR #TF                 0.01
DEFPAR #L/D                   1
(---------------------------------------------------------------------
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(---------------------------------------------------------------------
0001 IMPORT FREQ          FREQ     9851
0002 ENTRAD               UM
0003 SOMA          FREQ   DFREQ
               -UM     DFREQ
0004 LEDLAG        DFREQ  DFREQF    1.0        1.0  #TF
0005 GANHO         DFREQF X0005  #K1
0006 FUNCAO DEADB1 DFREQF X0006  #Dfinf 9999. 1.0  0.0
0007 GANHO         X0006  X0007  #K2
0008 LEDLAG        X0007  X0008     1.0#T1      1.0#T2      Vmin   Vmax
0009 SOMA          X0005  X0009
               X0008  X0009
0010 LIMITA        X0009  STABX                          Vmin   Vmax
0011 GANHO         STABX  STAB   #L/D
(
0012 IMPORT CDU           DPBIP    5002
(
0014 SOMA          DPBIP  DPTOT
               STAB   DPTOT
0015 EXPORT SM03   DPTOT
(---------------------------------------------------------------------
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
(---------------------------------------------------------------------
DEFVAL        UM        1.0
DEFVAL        Vmax    #Vmax
DEFVAL        Vmin    #Vmin
DEFVAL        DPBIP     0.0
DEFVAL        STAB      0.0
(
FIMCDU
```

15 ANEXO – IV

```
(ncdu) ( nome cdu )
30000  CONTR_BIPOLO
(----------------------------------------------------------------------
(EFPAR (npar) (     valpar     )
(----------------------------------------------------------------------
DEFPAR #VCURT              0.100
DEFPAR #CONV1               9801  CONVER 3201 Retificador Bipolo XING-ESTR  Polo 1
DEFPAR #CONV2               9802  CONVER 3203 Retificador Bipolo XING-ESTR  Polo 2
(
(----------------------------------------------------------------------
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(----------------------------------------------------------------------
0001 ENTRAD              VCURTO
0002 ENTRAD              HUM
0003 ENTRAD              MHUM
0004 ENTRAD              ZERO
(
0005 IMPORT VCNV         VCNV1  #CONV1
0006 IMPORT VCNV         VCNV2  #CONV2
0007 IMPORT ESTCNV       ECNV1  #CONV1
0008 IMPORT ESTCNV       ECNV2  #CONV2
0009 ENTRAD              PCNV10
0010 ENTRAD              PCNV20
0011 COMPAR .NE.   VCNV1  FLAG
                   VCNV2  FLAG
(
( REMANEJAMENTO DE POTENCIA EM CASO DE CURTO-CIRCUITO NA LINHA CC
(
(    POLO 1
0020 COMPAR .LE.   VCNV2  X0020
                   VCURTO X0020
0021 MULTPL        X0020  X0021
                   FLAG   X0021
                   ECNV2  X0021
0022 MULTPL        HUM    X0022
                   X0021  X0022
0023 FUNCAO RETA   PCNV10 LSUP1    -1.0  1.50
0024 INTRES        X0022  SUBID1   20.0              ZERO   LSUP1
                   ZERO   SUBID1
                   ZERO   SUBID1
0025 LOGIC  .NOT.  X0021  X0025
0026 MULTPL        MHUM   X0026
                   X0025  X0026
0027 INTRES        X0026  DESCI1    5.0              ZERO   LSUP1
                   X0021  DESCI1
                   SUBID1 DESCI1
0028 SELET2        DESCI1 DPCC1
                   SUBID1 DPCC1
                   X0021  DPCC1
(    POLO 2
0030 COMPAR .LE.   VCNV1  X0030
                   VCURTO X0030
0031 MULTPL        X0030  X0031
```

```
                FLAG   X0031
                ECNV1  X0031
0032 MULTPL       HUM    X0032
                X0031  X0032
0033 FUNCAO RETA   PCNV20 LSUP2    -1.0  1.50
0034 INTRES       X0032  SUBID2   20.0              ZERO   LSUP2
                ZERO   SUBID2
                ZERO   SUBID2
0035 LOGIC  .NOT.  X0031  X0035
0036 MULTPL       MHUM   X0036
                X0035  X0036
0037 INTRES       X0036  DESCI2    5.0              ZERO   LSUP2
                X0031  DESCI2
                SUBID2 DESCI2
0038 SELET2       DESCI2 DPCC2
                SUBID2 DPCC2
                X0031  DPCC2
(
( REMANEJAMENTO DE POTENCIA EM CASO DE PERDA DE POLO
(
0040 SOMA         PCNV10 PCNVT0
                PCNV20 PCNVT0
0041 MULTPL       PCNV10 PCNV1
                ECNV1  PCNV1
0042 MULTPL       PCNV20 PCNV2
                ECNV2  PCNV2
0043 SOMA         PCNV1  PCNVT
                PCNV2  PCNVT
0044 SOMA         PCNVT0 DPPPT
               -PCNVT  DPPPT
(    POLO 1
0045 MULTPL       DPPPT  DPPPX1
                ECNV1  DPPPX1
0046 FUNCAO RETA   PCNV10 LMAX1    -1.0  1.50
0047 LIMITA       DPPPX1 DPPP1                    ZERO   LMAX1
(    POLO 2
0048 MULTPL       DPPPT  DPPPX2
                ECNV2  DPPPX2
0049 FUNCAO RETA   PCNV20 LMAX2    -1.0  1.50
0050 LIMITA       DPPPX2 DPPP2                    ZERO   LMAX2
( SINAL DE DESVIO DE POTENCIA
(    POLO 1
0052 SOMA         DPCC1  DPOTP1
                DPPP1  DPOTP1
0053 EXPORT CDU    DPOTP1
(    POLO 2
0054 SOMA         DPCC2  DPOTP2
                DPPP2  DPOTP2
0055 EXPORT CDU    DPOTP2
(
(------------------------------------------------------------------
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
(------------------------------------------------------------------
DEFVAL       VCURTO #VCURT
DEFVAL PCCCNV PCNV10 #CONV1
DEFVAL PCCCNV PCNV20 #CONV2
```

```
DEFVAL        HUM        1.0
DEFVAL        MHUM      -1.0
DEFVAL        ZERO       0.0
DEFVAL        SUBID1     0.0
DEFVAL        DESCI1     0.0
DEFVAL        SUBID2     0.0
DEFVAL        DESCI2     0.0
(
FIMCDU
(
(ncdu) ( nome cdu )
30001  CONTR_POLO_1
(--------------------------------------------------------------------
(EFPAR (npar) (     valpar     )
(--------------------------------------------------------------------
DEFPAR #K1                  10
DEFPAR #K2                  50  100 (alterado)
DEFPAR #Dfinf           -0.01667
DEFPAR #T1                 1.0
DEFPAR #T2                10.0
DEFPAR #Vmax               1.0
DEFPAR #Vmin              -1.0
DEFPAR #TF                0.01
DEFPAR #L/D                  1
(--------------------------------------------------------------------
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(--------------------------------------------------------------------
0001 IMPORT FREQ          FREQ     9852
0002 ENTRAD               UM
0003 SOMA          FREQ   DFREQ
               -UM     DFREQ
0004 LEDLAG        DFREQ  DFREQF    1.0        1.0  #TF
0005 GANHO         DFREQF X0005  #K1
0006 FUNCAO DEADB1 DFREQF X0006  #Dfinf 9999. 1.0  0.0
0007 GANHO         X0006  X0007  #K2
0008 LEDLAG        X0007  X0008     1.0#T1      1.0#T2      Vmin   Vmax
0009 SOMA          X0005  X0009
               X0008  X0009
0010 LIMITA        X0009  STABX                          Vmin   Vmax
0011 GANHO         STABX  STAB   #L/D
(
0012 IMPORT CDU           DPBIP    3001
(
0013 IMPORT CDU           DPMST    7001
(
0014 SOMA          DPBIP  DPTOT
               DPMST  DPTOT
               STAB   DPTOT
0015 EXPORT SM03   DPTOT
(--------------------------------------------------------------------
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
(--------------------------------------------------------------------
DEFVAL        UM         1.0
DEFVAL        Vmax    #Vmax
DEFVAL        Vmin    #Vmin
DEFVAL        DPBIP      0.0
```

```
DEFVAL        DPMST      0.0
DEFVAL        STAB       0.0
(
FIMCDU
(
(ncdu) ( nome cdu )
30002  CONTR_POLO_2
(-------------------------------------------------------------------
(EFPAR (npar) (     valpar     )
(-------------------------------------------------------------------
DEFPAR #K1                  10
DEFPAR #K2                  50  100 (alterado)
DEFPAR #Dfinf           -0.01667
DEFPAR #T1                 1.0
DEFPAR #T2                10.0
DEFPAR #Vmax                1.0
DEFPAR #Vmin               -1.0
DEFPAR #TF                 0.01
DEFPAR #L/D                   1
(-------------------------------------------------------------------
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(-------------------------------------------------------------------
0001 IMPORT FREQ          FREQ     9852
0002 ENTRAD               UM
0003 SOMA          FREQ   DFREQ
               -UM     DFREQ
0004 LEDLAG        DFREQ  DFREQF    1.0        1.0  #TF
0005 GANHO         DFREQF X0005  #K1
0006 FUNCAO DEADB1 DFREQF X0006  #Dfinf 9999. 1.0  0.0
0007 GANHO         X0006  X0007  #K2
0008 LEDLAG        X0007  X0008     1.0#T1      1.0#T2      Vmin   Vmax
0009 SOMA          X0005  X0009
                   X0008  X0009
0010 LIMITA        X0009  STABX                          Vmin   Vmax
0011 GANHO         STABX  STAB   #L/D
(
0012 IMPORT CDU           DPBIP    3002
(
0013 IMPORT CDU           DPMST    7002
(
0014 SOMA          DPBIP  DPTOT
                   DPMST  DPTOT
                   STAB   DPTOT
0015 EXPORT SM03   DPTOT
(-------------------------------------------------------------------
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
(-------------------------------------------------------------------
DEFVAL        UM         1.0
DEFVAL        Vmax    #Vmax
DEFVAL        Vmin    #Vmin
DEFVAL        DPBIP      0.0
DEFVAL        DPMST      0.0
DEFVAL        STAB       0.0
(
FIMCDU
```

16 ANEXO – V

```
(ncdu) ( nome cdu )
31000  CONTR_BIPOLO
(----------------------------------------------------------------------
(EFPAR (npar) (     valpar     )
(----------------------------------------------------------------------
DEFPAR #VCURT              0.100
DEFPAR #CONV1               9803  CONVER 3205 Retificador Bipolo XING-NIGU  Polo 1
DEFPAR #CONV2               9804  CONVER 3207 Retificador Bipolo XING-NIGU  Polo 2
(
(----------------------------------------------------------------------
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(----------------------------------------------------------------------
0001 ENTRAD              VCURTO
0002 ENTRAD              HUM
0003 ENTRAD              MHUM
0004 ENTRAD              ZERO
(
0005 IMPORT VCNV         VCNV1  #CONV1
0006 IMPORT VCNV         VCNV2  #CONV2
0007 IMPORT ESTCNV       ECNV1  #CONV1
0008 IMPORT ESTCNV       ECNV2  #CONV2
0009 ENTRAD              PCNV10
0010 ENTRAD              PCNV20
0011 COMPAR .NE.   VCNV1  FLAG
                   VCNV2  FLAG
(
( REMANEJAMENTO DE POTENCIA EM CASO DE CURTO-CIRCUITO NA LINHA CC
(
(    POLO 1
0020 COMPAR .LE.   VCNV2  X0020
                   VCURTO X0020
0021 MULTPL        X0020  X0021
                   FLAG   X0021
                   ECNV2  X0021
0022 MULTPL        HUM    X0022
                   X0021  X0022
0023 FUNCAO RETA   PCNV10 LSUP1    -1.0  1.50
0024 INTRES        X0022  SUBID1   20.0              ZERO   LSUP1
                   ZERO   SUBID1
                   ZERO   SUBID1
0025 LOGIC  .NOT.  X0021  X0025
0026 MULTPL        MHUM   X0026
                   X0025  X0026
0027 INTRES        X0026  DESCI1    5.0              ZERO   LSUP1
                   X0021  DESCI1
                   SUBID1 DESCI1
0028 SELET2        DESCI1 DPCC1
                   SUBID1 DPCC1
                   X0021  DPCC1
(    POLO 2
0030 COMPAR .LE.   VCNV1  X0030
                   VCURTO X0030
0031 MULTPL        X0030  X0031
```

```
                FLAG   X0031
                ECNV1  X0031
0032 MULTPL       HUM    X0032
                X0031  X0032
0033 FUNCAO RETA   PCNV20 LSUP2    -1.0  1.50
0034 INTRES       X0032  SUBID2   20.0              ZERO   LSUP2
                ZERO   SUBID2
                ZERO   SUBID2
0035 LOGIC  .NOT.  X0031  X0035
0036 MULTPL       MHUM   X0036
                X0035  X0036
0037 INTRES       X0036  DESCI2    5.0              ZERO   LSUP2
                X0031  DESCI2
                SUBID2 DESCI2
0038 SELET2       DESCI2 DPCC2
                SUBID2 DPCC2
                X0031  DPCC2
(
( REMANEJAMENTO DE POTENCIA EM CASO DE PERDA DE POLO
(
0040 SOMA         PCNV10 PCNVT0
                PCNV20 PCNVT0
0041 MULTPL       PCNV10 PCNV1
                ECNV1  PCNV1
0042 MULTPL       PCNV20 PCNV2
                ECNV2  PCNV2
0043 SOMA         PCNV1  PCNVT
                PCNV2  PCNVT
0044 SOMA         PCNVT0 DPPPT
               -PCNVT  DPPPT
(    POLO 1
0045 MULTPL       DPPPT  DPPPX1
                ECNV1  DPPPX1
0046 FUNCAO RETA   PCNV10 LMAX1    -1.0  1.50
0047 LIMITA       DPPPX1 DPPP1                    ZERO   LMAX1
(    POLO 2
0048 MULTPL       DPPPT  DPPPX2
                ECNV2  DPPPX2
0049 FUNCAO RETA   PCNV20 LMAX2    -1.0  1.50
0050 LIMITA       DPPPX2 DPPP2                    ZERO   LMAX2
( SINAL DE DESVIO DE POTENCIA
(    POLO 1
0052 SOMA         DPCC1  DPOTP1
                DPPP1  DPOTP1
0053 EXPORT CDU    DPOTP1
(    POLO 2
0054 SOMA         DPCC2  DPOTP2
                DPPP2  DPOTP2
0055 EXPORT CDU    DPOTP2
(
(-------------------------------------------------------------------
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
(-------------------------------------------------------------------
DEFVAL       VCURTO #VCURT
DEFVAL PCCCNV PCNV10 #CONV1
DEFVAL PCCCNV PCNV20 #CONV2
```

```
DEFVAL        HUM        1.0
DEFVAL        MHUM      -1.0
DEFVAL        ZERO       0.0
DEFVAL        SUBID1     0.0
DEFVAL        DESCI1     0.0
DEFVAL        SUBID2     0.0
DEFVAL        DESCI2     0.0
(
FIMCDU
(
(ncdu) ( nome cdu )
31001  CONTR_POLO_1
(--------------------------------------------------------------------
(EFPAR (npar) (     valpar     )
(--------------------------------------------------------------------
DEFPAR #K1                  10
DEFPAR #K2                  50  100 (alterado)
DEFPAR #Dfinf           -0.01667
DEFPAR #T1                 1.0
DEFPAR #T2                10.0
DEFPAR #Vmax               1.0
DEFPAR #Vmin              -1.0
DEFPAR #TF                0.01
DEFPAR #L/D                  1
(--------------------------------------------------------------------
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(--------------------------------------------------------------------
0001 IMPORT FREQ          FREQ     9853
0002 ENTRAD               UM
0003 SOMA          FREQ   DFREQ
               -UM     DFREQ
0004 LEDLAG        DFREQ  DFREQF    1.0        1.0  #TF
0005 GANHO         DFREQF X0005  #K1
0006 FUNCAO DEADB1 DFREQF X0006  #Dfinf 9999. 1.0  0.0
0007 GANHO         X0006  X0007  #K2
0008 LEDLAG        X0007  X0008     1.0#T1      1.0#T2      Vmin   Vmax
0009 SOMA          X0005  X0009
               X0008  X0009
0010 LIMITA        X0009  STABX                          Vmin   Vmax
0011 GANHO         STABX  STAB   #L/D
(
0012 IMPORT CDU           DPBIP    3003
(
0013 IMPORT CDU           DPMST    7003
(
0014 SOMA          DPBIP  DPTOT
               DPMST  DPTOT
               STAB   DPTOT
0015 EXPORT SM03   DPTOT
(--------------------------------------------------------------------
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
(--------------------------------------------------------------------
DEFVAL        UM         1.0
DEFVAL        Vmax    #Vmax
DEFVAL        Vmin    #Vmin
DEFVAL        DPBIP      0.0
```

```
DEFVAL        DPMST      0.0
DEFVAL        STAB       0.0
(
FIMCDU
(
(ncdu) ( nome cdu )
31002  CONTR_POLO_2
(---------------------------------------------------------------------
(EFPAR (npar) (     valpar     )
(---------------------------------------------------------------------
DEFPAR #K1                  10
DEFPAR #K2                  50  100 (alterado)
DEFPAR #Dfinf           -0.01667
DEFPAR #T1                 1.0
DEFPAR #T2                10.0
DEFPAR #Vmax               1.0
DEFPAR #Vmin              -1.0
DEFPAR #TF                0.01
DEFPAR #L/D                  1
(---------------------------------------------------------------------
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(---------------------------------------------------------------------
0001 IMPORT FREQ          FREQ     9853
0002 ENTRAD               UM
0003 SOMA          FREQ   DFREQ
               -UM     DFREQ
0004 LEDLAG        DFREQ  DFREQF    1.0        1.0  #TF
0005 GANHO         DFREQF X0005   #K1
0006 FUNCAO DEADB1 DFREQF X0006   #Dfinf 9999. 1.0  0.0
0007 GANHO         X0006  X0007   #K2
0008 LEDLAG        X0007  X0008     1.0#T1      1.0#T2      Vmin   Vmax
0009 SOMA          X0005  X0009
               X0008  X0009
0010 LIMITA        X0009  STABX                          Vmin   Vmax
0011 GANHO         STABX  STAB    #L/D
(
0012 IMPORT CDU           DPBIP    3004
(
0013 IMPORT CDU           DPMST    7004
(
0014 SOMA          DPBIP  DPTOT
               DPMST  DPTOT
               STAB   DPTOT
0015 EXPORT SM03   DPTOT
(---------------------------------------------------------------------
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
(---------------------------------------------------------------------
DEFVAL        UM         1.0
DEFVAL        Vmax    #Vmax
DEFVAL        Vmin    #Vmin
DEFVAL        DPBIP      0.0
DEFVAL        DPMST      0.0
DEFVAL        STAB       0.0
(
FIMCDU
(
```

999999

17 ANEXO – VI

```
DCDU
(ncdu) ( nome cdu )
 70000 CONTR_MESTRE
(----------------------------------------------------------------------
(EFPAR (npar) (     valpar     )
(----------------------------------------------------------------------
DEFPAR #CONV1              9801 Retificador XING-ESTR Polo 1
DEFPAR #CONV2              9802 Retificador XING-ESTR Polo 2
DEFPAR #CONV3              9803 Retificador XING-NIGU Polo 1
DEFPAR #CONV4              9804 Retificador XING-NIGU Polo 2
DEFPAR #CONV5              9805 Retificador Bipolo A  Polo 1
DEFPAR #CONV6              9806 Retificador Bipolo A  Polo 2
(
DEFPAR #DELAY             0.200
(
(----------------------------------------------------------------------
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(----------------------------------------------------------------------
(
0001 IMPORT ESTCNV       EST1   #CONV1
0002 IMPORT ESTCNV       EST2   #CONV2
0003 IMPORT ESTCNV       EST3   #CONV3
0004 IMPORT ESTCNV       EST4   #CONV4
0005 IMPORT ESTCNV       EST5   #CONV5
0006 IMPORT ESTCNV       EST6   #CONV6
(
0011 ENTRAD              PCNV10
0012 ENTRAD              PCNV20
0013 ENTRAD              PCNV30
0014 ENTRAD              PCNV40
0015 ENTRAD              PCNV50
0016 ENTRAD              PCNV60
(
0021 SOMA         EST1   ESTB1X
               EST2   ESTB1X
0022 COMPAR .NE.   ESTB1X ESTB1
               ZERO   ESTB1
0023 SOMA         PCNV10 PTB10
               PCNV20 PTB10
0024 MULTPL        PTB10  PTB1
               ESTB1  PTB1
(
0031 SOMA         EST3   ESTB2X
               EST4   ESTB2X
0032 COMPAR .NE.   ESTB2X ESTB2
               ZERO   ESTB2
0033 SOMA         PCNV30 PTB20
               PCNV40 PTB20
0034 MULTPL        PTB20  PTB2
               ESTB2  PTB2
(
0041 SOMA         EST5   ESTB3X
```

```
                EST6   ESTB3X
0042 COMPAR .NE.   ESTB3X ESTB3
                ZERO   ESTB3
0043 SOMA          PCNV50 PTB30
                PCNV60 PTB30
0044 MULTPL        PTB30  PTB3
                ESTB3  PTB3
(
(
0061 SOMA          PTB10  PTBT0
                PTB20  PTBT0
                PTB30  PTBT0
0062 SOMA          PTB1   PTBT
                PTB2   PTBT
                PTB3   PTBT
0063 SOMA          PTBT0  DPOTX
               -PTBT   DPOTX
0064 ATRASO        DPOTX  DPOT   #DELAY
(
0071 FUNCAO RETA   PCNV10 FCNV10   -1.0  1.50
0072 MULTPL        FCNV10 FCNV1
                EST1   FCNV1
0073 FUNCAO RETA   PCNV20 FCNV20   -1.0  1.50
0074 MULTPL        FCNV20 FCNV2
                EST2   FCNV2
0075 FUNCAO RETA   PCNV30 FCNV30   -1.0  1.50
0076 MULTPL        FCNV30 FCNV3
                EST3   FCNV3
0078 FUNCAO RETA   PCNV40 FCNV40   -1.0  1.50
0079 MULTPL        FCNV40 FCNV4
                EST4   FCNV4
(
0081 SOMA          FCNV1  FTOT
                FCNV2  FTOT
                FCNV3  FTOT
                FCNV4  FTOT
(
0091 DIVSAO        FCNV1  FPCNV1
                FTOT   FPCNV1
0092 MULTPL        FPCNV1 DPCNV1
                DPOT   DPCNV1
0093 EXPORT CDU    DPCNV1
(
0101 DIVSAO        FCNV2  FPCNV2
                FTOT   FPCNV2
0102 MULTPL        FPCNV2 DPCNV2
                DPOT   DPCNV2
0103 EXPORT CDU    DPCNV2
(
0111 DIVSAO        FCNV3  FPCNV3
                FTOT   FPCNV3
0112 MULTPL        FPCNV3 DPCNV3
                DPOT   DPCNV3
0113 EXPORT CDU    DPCNV3
(
0121 DIVSAO        FCNV4  FPCNV4
```

```
                FTOT   FPCNV4
0122 MULTPL       FPCNV4 DPCNV4
                DPOT   DPCNV4
0123 EXPORT CDU    DPCNV4
(
0200 ENTRAD              ZERO
(
(---------------------------------------------------------------------
(EFVAL (stip) (vdef) ( d1 )
(---------------------------------------------------------------------
DEFVAL PCCCNV PCNV10 #CONV1
DEFVAL PCCCNV PCNV20 #CONV2
DEFVAL PCCCNV PCNV30 #CONV3
DEFVAL PCCCNV PCNV40 #CONV4
DEFVAL PCCCNV PCNV50 #CONV5
DEFVAL PCCCNV PCNV60 #CONV6
DEFVAL       ZERO      0.0
FIMCDU
(
(ncdu) ( nome cdu )
60000  PLOT_PU
(
( BIPOLO A
(
(EFPAR (nome) (     valor      )
DEFPAR #CONV1             9805  CONVER 4201 Retificador Bipolo A  Polo 1
DEFPAR #CONV2             9806  CONVER 4203 Retificador Bipolo A  Polo 2
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 IMPORT PCCCNV       PCNV1  #CONV1
0002 IMPORT PCCCNV       PCNV2  #CONV2
0003 SOMA         PCNV1  PTOTAX
                PCNV2  PTOTAX
0004 GANHO        PTOTAX PTOTA   2000.
0005 SAIDA        PTOTA
(
( BIPOLO B
(
(EFPAR (nome) (     valor      )
DEFPAR #CONV3             9807  CONVER 5201 Retificador Bipolo B  Polo 1
DEFPAR #CONV4             9808  CONVER 5203 Retificador Bipolo B  Polo 2
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0006 IMPORT PCCCNV       PCNV3  #CONV3
0007 IMPORT PCCCNV       PCNV4  #CONV4
0008 SOMA         PCNV3  PTOTBX
                PCNV4  PTOTBX
0009 GANHO        PTOTBX PTOTB   2000.
0010 SAIDA        PTOTB
(
( BIPOLO XING-ESTR
(
(EFPAR (nome) (     valor      )
DEFPAR #CONV5             9801  CONVER 3201 Retificador Bipolo XING-ESTR  Polo 1
DEFPAR #CONV6             9802  CONVER 3203 Retificador Bipolo XING-ESTR  Polo 2
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0011 IMPORT PCCCNV       PCNV5  #CONV5
0012 IMPORT PCCCNV       PCNV6  #CONV6
```

```
0013 SOMA          PCNV5  PTOTEX
                 PCNV6  PTOTEX
0014 GANHO          PTOTEX PTOTXE  2000.
0015 SAIDA         PTOTXE
(
( BIPOLO XING-NIGU
(
(EFPAR (nome) (     valor      )
DEFPAR #CONV7              9803  CONVER 3205 Retificador Bipolo XING-NIGU  Polo 1
DEFPAR #CONV8              9804  CONVER 3207 Retificador Bipolo XING-NIGU  Polo 2
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0016 IMPORT PCCCNV         PCNV7  #CONV7
0017 IMPORT PCCCNV         PCNV8  #CONV8
0018 SOMA          PCNV7  PTOTNX
                 PCNV8  PTOTNX
0019 GANHO          PTOTNX PTOTXN  2000.
0020 SAIDA         PTOTXN
(
( POTENCIA TOTAL
(
0100 SOMA          PTOTA  PTOT
                 PTOTB  PTOT
                 PTOTXE PTOT
                 PTOTXN PTOT
0101 SAIDA         PTOT
FIMCDU
```

16.9 Nota Técnica DEA 01/16 "Análise socioambiental do estudo do aumento da capacidade de transmissão da interligação entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste para escoamento de excedentes de energia das regiões Norte e Nordeste"

Série
EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

NOTA TÉCNICA DEA 01/16

Análise socioambiental
do estudo do aumento da capacidade de transmissão da Interligação entre as Regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste para Escoamento de Excedentes de Energia das Regiões Norte e Nordeste

(Relatório R1)

epe
Empresa de Pesquisa Energética

Ministério de Minas e Energia

GOVERNO FEDERAL
BRASIL
PAÍS RICO É PAÍS SEM POBREZA

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

Governo Federal

Série
EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

NOTA TÉCNICA DEA 01/16
Análise socioambiental
do estudo de aumento da capacidade de transmissão da Interligação entre as Regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste para Escoamento de Excedentes de Energia das Regiões Norte e Nordeste

(Relatório R1)

Ministério de Minas e Energia

Ministro
Carlos Eduardo de Souza Braga

Secretário Executivo
Luiz Eduardo Barata

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Altino Ventura Filho

Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei n° 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
Mauricio Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Ricardo Gorini

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Amilcar Guerreiro

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível
Gelson Baptista Serva

Diretor de Gestão Corporativa
Álvaro Henrique Matias Pereira

Coordenação Geral
Maurício Tiomno Tolmasquim
Amilcar Gonçalves Guerreiro
Ricardo Gorini

Coordenação Executiva
Isaura Maria Ferreira Frega

Equipe Técnica
André Viola Barreto
Kátia Gisele Matosinho (coordenação técnica)
Leonardo de Sousa Lopes
Mariana de Assis Espécie
Valentine Jahnel

URL: http://www.epe.gov.br
Sede
SCN – Quadra 1 – Bloco C Nº 85 – Salas 1712/1714
Edifício Brasília Trade Center
70711-902 - Brasília – DF
Escritório Central
Av. Rio Branco, nº 01 – 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Rio de Janeiro
Janeiro de 2016

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

Série

EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

NOTA TÉCNICA DEA 01/16

Análise socioambiental do estudo de aumento da capacidade de transmissão da Interligação entre as Regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste para Escoamento de Excedentes de Energia das Regiões Norte e Nordeste (Relatório R1)

SUMÁRIO

SIGLÁRIO ____ 3

1 INTRODUÇÃO ____ 5

2 PROCEDIMENTOS ADOTADOS ____ 7

2.1. PROCEDIMENTOS PARA LOCALIZAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES E DOS CORREDORES DE TRANSMISSÃO 7

2.2. BASE DE DADOS UTILIZADA 8

3 DESCRIÇÃO DOS CORREDORES ____ 10

3.1 LOCALIZAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES 10

3.1.1 Subestação Graça Aranha 10

3.1.2 Subestação Silvânia 12

3.1.3 Subestação Assis 2 14

3.2 DESCRIÇÃO DOS CORREDORES DAS LINHAS DE CORRENTE CONTÍNUA 16

3.2.1 Corredor LT CC 800 kV SE Paraupebas – SE Assis 2 (Bipolo A) 16

3.2.1.1 Alternativas de corredor 16

3.2.1.2 Descrição do corredor selecionado 20

3.2.2 Corredor SE Graça Aranha – SE Silvânia (Bipolo B) 36

3.3 DESCRIÇÃO DOS CORREDORES DAS LINHAS DE CORRENTE ALTERNADA 92

3.3.1 Corredor SE Trindade - SE Silvânia 92

3.3.2 Corredor SE Assis 2 – SE Assis e seccionamentos associados 102

3.4 DESCRIÇÃO DOS CORREDORES DOS SECCIONAMENTOS 105
3.4.1 Corredor do Seccionamento LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II (C1, C2 e C3) na SE Graça Aranha 105
3.4.2 Corredor do Seccionamento LT 500 kV Samambaia – Emborcação na SE Silvânia 106
3.4.3 Corredor do seccionamento LT 500 kV Samambaia – Itumbiara/SE Silvânia 108

4 CONCLUSÃO 111

5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 113

6 APÊNDICES 118

SIGLÁRIO

Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
APA	Área de Proteção Ambiental
APCB	Área Prioritária para Conservação da Biodiversidade
APP	Área de Preservação Permanente
AHUC	Área Ambiental Homogênea de Uso Urbano
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
Cecav	Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas
Conama	Conselho Nacional de Meio Ambiente
DNPM	Departamento Nacional de Produção Mineral
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
Esec	Estação Ecológica
FCA	Ficha de Caracterização da Atividade
FCP	Fundação Cultural Palmares
Flona	Floresta Nacional
Funai	Fundação Nacional do Índio
Ibama	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMBio	Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade
Iphan	Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional
Incra	Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária
LT	Linha de Transmissão
MMA	Ministério do Meio Ambiente
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PA	Projetos de Assentamentos Rurais
Parest	Parque Estadual
Parna	Parque Nacional
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
Resex	Reserva Extrativista
RPPN	Reserva Particular do Patrimônio Natural
RVS	Refúgio da Vida Silvestre
SE	Subestação

Sema	Secretaria Estadual de Meio Ambiente
Semarh	Secretaria Estadual de Meio Ambiente e dos Recursos Hídricos
SIG	Sistema de Informação Geográfica
Sigel	Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico
SIN	Sistema Interligado Nacional
STE	Superintendência de Transmissão de Energia
TI	Terra Indígena
TQ	Terra Quilombola
UNICA	União da Agroindústria Canavieira de São Paulo
UHE	Usina Hidrelétrica
UC	Unidade de Conservação
US	Uso Sustentável
USGS	United States Geological Survey
ZA	Zona de Amortecimento

1 INTRODUÇÃO

Este documento realiza uma análise socioambiental preliminar da alternativa selecionada pela Superintendência de Transmissão da Empresa de Pesquisa Energética (STE/EPE) para o reforço do intercâmbio elétrico entre as regiões Norte e Sudeste. Assim, foram delineados corredores para novas Linhas de Transmissão (LT) e indicadas áreas para as subestações (SE) planejadas, que serão estudadas de forma mais detalhada quando da elaboração do Relatório R3, visando a definição de diretrizes e locais para a implantação de subestações. Neste relatório, são descritos os fatores socioambientais mais relevantes, de acordo com informações obtidas por meio de dados secundários, que estão relacionados às obras indicadas pela alternativa selecionada.

O estudo contempla duas linhas de Corrente Contínua (CC) de 800 kV, denominadas Bipolo A e Bipolo B. Tal tecnologia de interligação elétrica permite que sejam construídas linhas de grandes extensões, como os empreendimentos planejados que foram objeto de estudo no presente relatório, com comprimentos estimados em cerca de 1.941 km (Bipolo A) e 1.460 km (Bipolo B). Este estudo contempla ainda duas linhas e seis seccionamentos em Corrente Alternada (CA) de 500 kV, além de três subestações planejadas.

A Tabela 1 apresenta as duas LTs planejadas de 800 kV/CC (Bipolos A e B) e suas extensões; a Tabela 2, as duas linhas de 500 kV/CA; a Tabela 3, os seccionamentos 500 kV/CA; e a Tabela 4 as subestações planejadas.

Tabela 1- LTs planejadas de corrente contínua (800 kV)

LT Planejada	N° de Circuitos	Extensão (km)
SE Parauapebas – SE Assis 2 (Bipolo A)	1	1.941
SE Graça Aranha – SE Silvânia (Bipolo B)	1	1.460

Tabela 2 - LTs planejadas de corrente alternada (500 kV)

LT Planejada	N° de Circuitos	Extensão (km)
SE Silvânia – SE Trindade	1	168
SE Assis 2 – SE Assis C3	1	14,5

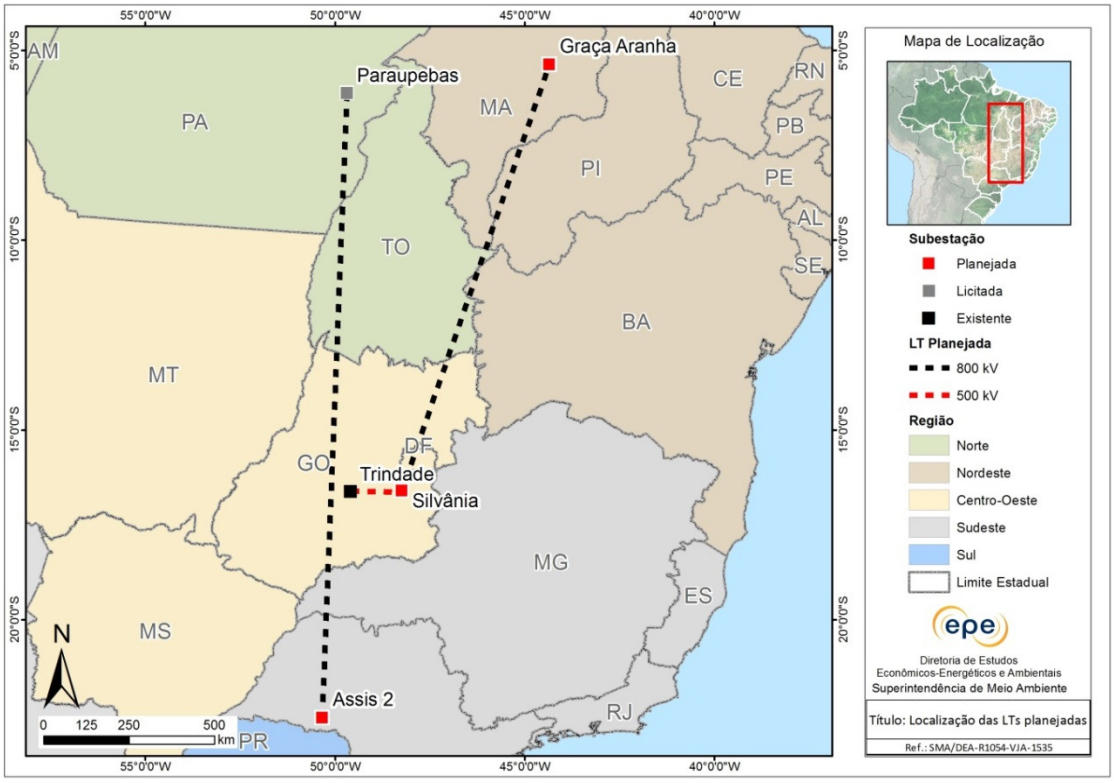
Tabela 3- Seccionamentos planejados

LT Seccionada	Tensão (kV)	Subestação de Conexão	Extensão (km)
SE Presidente Dutra - SE Teresina II C1 e C2	500	Graça Aranha	3
SE Presidente Dutra - SE Teresina II C3	500	Graça Aranha	7,6
SE Samambaia – SE Emborcação	500	Silvânia	7,1
SE Samambaia – SE Itumbiara	500	Silvânia	14,4
SE Marimbondo 2 – SE Assis	500	Assis 2	2,3
SE Araraquara – SE Assis	525	Assis 2	11,5

Tabela 4- Subestações planejadas

Subestação Planejada	Estado
Graça Aranha	MA
Silvânia	GO
Assis 2	SP

A Figura 1 apresenta os traçados esquemáticos das LTs planejadas no presente estudo, bem como a localização das SEs existentes e planejadas.



(Fonte: IBGE, 2009; EPE, 2015)

Figura 1 - Traçado esquemático das linhas de transmissão estudadas

2 PROCEDIMENTOS ADOTADOS

2.1. Procedimentos para localização das subestações e dos corredores de transmissão

Com o auxílio das imagens de satélite disponíveis no aplicativo Google Earth Pro e bases cartográficas dos temas mais relevantes do ponto de vista socioambiental, foram identificadas as áreas promissoras para a instalação das subestações planejadas. A partir da localização das SEs existentes e das áreas identificadas para as SEs planejadas, foram traçados os corredores para as LTs planejadas com larguras que variaram, principalmente, de acordo com suas extensões, conforme a Tabela 5.

Tabela 5 - Largura dos corredores

LT Planejada	Extensão	Largura do Corredor
SE Parauapebas – SE Assis 2 (Bipolo A)	1.941	30
SE Graça Aranha – SE Silvânia (Bipolo B)	1.460	30
SE Silvânia – SE Trindade	168	20
SE Assis 2 – SE Assis C3[1]	14,5	5
Secc. LT Presidente Dutra - Teresina II C1, C2 e C3[2] na SE Graça Aranha	7,6	3
Secc. LT Samambaia - SE Emborcação na SE Silvânia	7,1	3
Secc. LT Samambaia - SE Itumbiara na SE Silvânia	14,4	3

Ao traçar os corredores, procurou-se desviá-los das áreas com maior sensibilidade socioambiental, como Unidades de Conservação (UC), Terras Indígenas (TI), Terras Quilombolas (TQ), áreas com vegetação nativa, cavernas e áreas de alta potencialidade de ocorrência de cavernas, Projetos de Assentamentos Rurais (PA), extensas áreas de agricultura intensiva (com destaque para irrigação mecanizada por pivôs centrais), áreas em processo de desertificação, regiões com relevo escarpado/montanhoso, áreas do Exército Brasileiro, reservatórios hídricos ou rios de grande porte, áreas urbanas e de expansão urbana. Ao mesmo tempo, buscou-se proximidade com rodovias, visando reduzir a abertura de vias de acesso.

Além dos aspectos socioambientais mencionados, a concepção dos corredores se baseou na premissa definida pela STE/EPE de priorizar o afastamento de 10 km em relação às interligações de transmissão que são consideradas estratégicas para o intercâmbio de

[1] A área do corredor da SE Assis 2 – SE Assis C3 engloba os dois seccionamentos que chegam à SE Assis 2 (referentes às LTs SE Marimbondo 2 - SE Assis e SE Araraquara - SE Assis). Assim, esses seccionamentos são descritos juntamente com o corredor SE Assis 2 – SE Assis C3.

[2] Os seccionamentos das LTs SE Presidente Dutra – SE Teresina II C1, C2 e C3 foram descritos em um mesmo corredor, de extensão de 7,6 km, apesar do seccionamento dos dois primeiros circuitos dessa interligação apresentarem uma extensão menor.

energia elétrica entre as regiões do Brasil. Tal critério visa aumentar a confiabilidade do sistema, pois diminui a probabilidade de ocorrência de contingências duplas.

Durante a realização dos estudos para indicação dos corredores dos bipolos, verificou-se que a grande extensão dessas interligações possibilitava variadas alternativas de traçados. Para definição das alternativas do Bipolo B, a presença de limitações para a passagem de LTs impostas por fatores socioambientais (região metropolitana de Brasília, diversas UCs, áreas de alta ocorrência de cavernas, entre outros), implicaram grandes desvios nos traçados, acarretando uma maior distinção entre as alternativas estudadas. Dessa forma, para a escolha do corredor a ser descrito para o Bipolo B, foi necessário um estudo com grau de detalhamento maior.

Para descrição dos corredores, inicialmente é feita uma breve caracterização das regiões atravessadas em seu percurso, apontando-se os principais aspectos socioambientais e motivos de desvios em seu traçado. Visando complementar a descrição, são apresentadas figuras relativas à infraestrutura presente no corredor, processos minerários e áreas de interesse socioambiental, além de eventuais imagens de satélite com indicações de fatores relevantes. Os mapas de infraestrutura apresentam os principais núcleos urbanos, malha viária, dutos, aeródromos e LTs existentes; os mapas de processos minerários indicam os polígonos associados a esses processos em seus diferentes estágios; e os mapas de áreas de interesse socioambiental englobam unidades de conservação, terras indígenas, áreas prioritárias para conservação da biodiversidade, assentamentos rurais, cavernas e terras quilombolas. A existência de aspectos específicos em alguns dos corredores motivou a inclusão de outros mapas para caracterização desses aspectos.

Ao final da descrição de cada corredor, são apresentadas as recomendações para definição das respectivas diretrizes quando da elaboração do Relatório R3.

2.2. Base de dados utilizada

Para delimitação dos corredores e das áreas propostas para subestações, e para elaboração das figuras e tabelas, foram consultadas e/ou utilizadas informações das seguintes bases de dados:

- Base Cartográfica Integrada do Brasil ao Milionésimo Digital, incluindo hidrografia, divisão territorial e sistema viário (IBGE, 2009);
- Mapa das Áreas Prioritárias para a Conservação, Uso Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira (MMA, 2007b);

- Mapa de Ocorrência de Cavernas (Cecav, 2015);
- Mapa de Potencialidade de Ocorrência de Cavernas (Cecav, 2012);
- Mapa de Processos Minerários (DNPM, 2015);
- Mapa de Projetos de Assentamento (Incra, 2015a);
- Mapa de Reserva Particular do Patrimônio Natural (ICMBio, 2014);
- Mapa de Terras Indígenas (Funai, 2015);
- Mapa de Territórios Quilombolas (Incra, 2015b);
- Mapa de Unidades de Conservação Federais e Estaduais (Eletrobrás, 2011; MMA, 2015);
- Mapeamento da Cobertura Vegetal e Uso do Solo dos Biomas Brasileiros (MMA, 2007a).

3 DESCRIÇÃO DOS CORREDORES

3.1 Localização das subestações

O presente estudo envolve seis subestações, das quais duas são existentes, uma já licitada e com localização definida no respectivo Estudo de Impacto Ambiental (EIA), e três com localização proposta neste relatório.

A Tabela 6 apresenta a localização das subestações que compõem o estudo.

Tabela 6 - Coordenadas das subestações

Subestação	Situação	Coordenadas		Município
		Latitude	Longitude	
Graça Aranha	Planejada*	5°22'14"S	44°20'58"O	Graça Aranha
Silvânia	Planejada*	16°35'38"S	48°13'59"O	Silvânia
Assis 2	Planejada*	22°32’30”S	50°20’14”O	Assis
Assis	Existente	22°40'08"S	50°21'01"O	Assis
Parauapebas	Licitada	6°06'57"S	49°40'48"O	Curionópolis
Trindade	Existente	12°43'02"S	39°11'07"O	Trindade

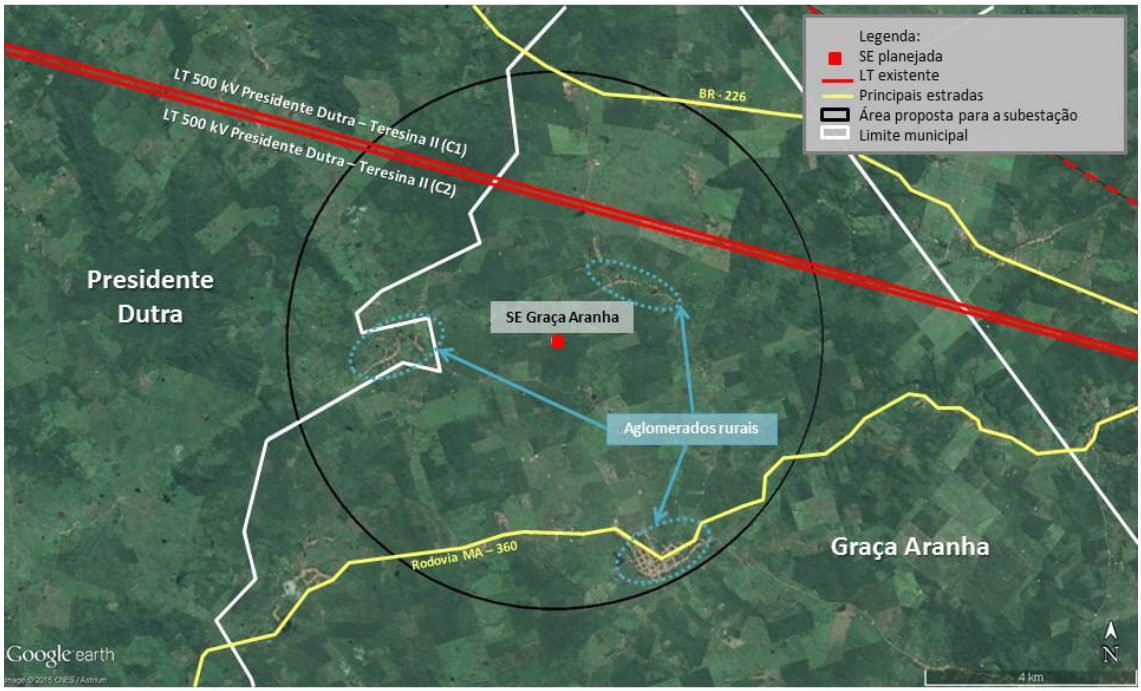
* As coordenadas das subestações planejadas referem-se ao ponto central da área de estudo proposta para a subestação.

A seguir são apresentadas as áreas que deverão ser detalhadas nos relatórios R3 das subestações planejadas para indicação da melhor localização.

3.1.1 Subestação Graça Aranha

Além de ser o ponto de conexão do Bipolo B (LT 800 kV Graça Aranha – Silvânia), a SE planejada Graça Aranha também receberá os seccionamentos das LTs 500 kV Presidente Dutra – Teresina II (C1 e C2), bem como o terceiro circuito planejado para esta interligação (LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II C3). A localização desta subestação foi definida visando evitar grandes extensões para os seccionamentos planejados, considerando os aspectos socioambientais da região.

Para implantação da SE Graça Aranha, será necessário avaliar *in loco*, quando da elaboração do Relatório R3, uma área com raio de 5 km no entorno do ponto de coordenadas 5°22’14”S e 44°20’58”O, devendo-se evitar interferências nos trechos onde já existem pequenos aglomerados rurais instalados (Figura 2). Caso seja indicado, eventualmente, localização para essa SE fora dessa área, deverá constar, no Relatório R3 da SE Graça Aranha, justificativa fundamentada para tal.



(Fonte: Google Earth Pro; IBGE, 2009; EPE, 2015)

Figura 2 – Localização sugerida para a SE planejada Graça Aranha

A área sugerida para a subestação abrange majoritariamente o município de Graça Aranha e parte do município de Presidente Dutra, ambos localizados no estado do Maranhão. Ressalta-se que a área proposta apresenta baixa densidade populacional (3,0 hab/km²) e tem seu acesso facilitado pelas rodovias BR-226 e MA-360, além de algumas estradas vicinais (ATE XX & CARUSO JR, 2014).

A região, notadamente voltada para a prática de atividades agrícolas, possui fragmentos de vegetação nativa (com ocorrência de babuçu). Além disso, a área proposta para a subestação localiza-se sobre a APCB Rio das Flores, cuja ação prioritária é criação de uma unidade de conservação, porém ainda sem definição de grupo.

Informações disponibilizadas no sítio eletrônico do Iphan indicam a existência de oito sítios arqueológicos no município de Presidente Dutra. De acordo com a base de dados utilizada, não foram indentificadas unidades de conservação, assentamentos rurais, comunidades tradicionais, remanescentes quilombolas e terras indígenas na área proposta para a instalação da subestação. Além disso, de acordo com consulta ao sítio eletrônico da Fundação Cultural Palmares, não foram identificadas comunidades quilombolas certificadas nos municípios abrangidos pela área sugerida.

Recomendações para o Relatório R3

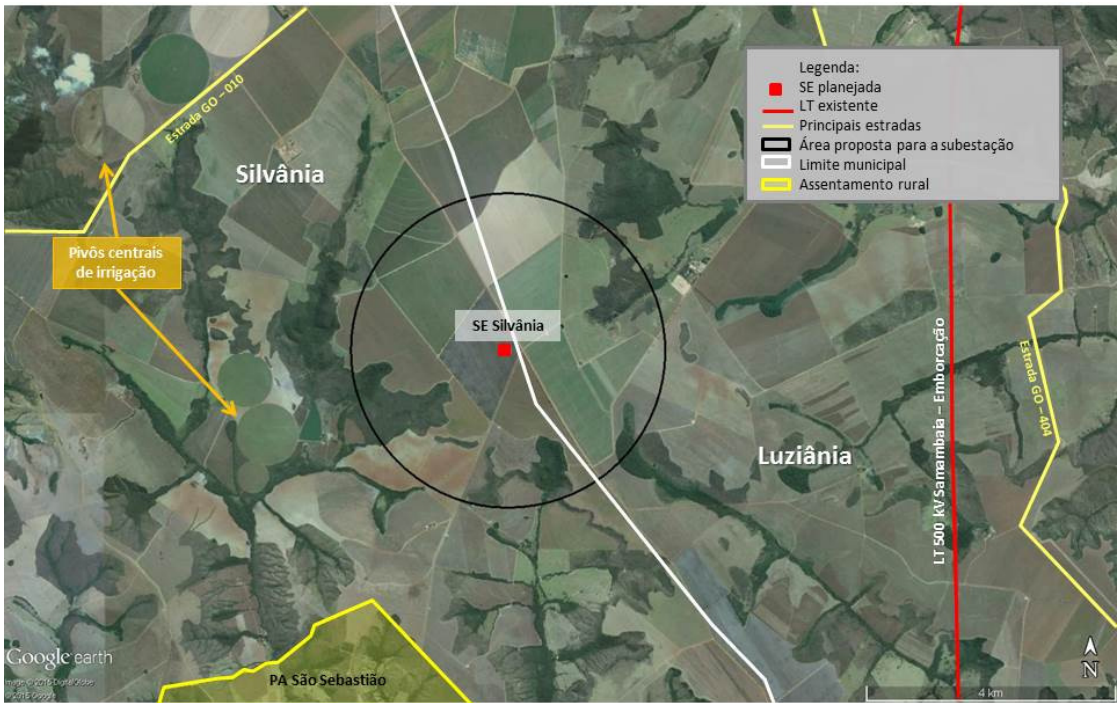
As principais recomendações para indicação de local de implantação da SE Graça Aranha são:

- Evitar áreas com maior presença de vegetação nativa, priorizando-se áreas já antropizadas. Atentar ainda para a ocorrência de babaçu na região, buscando a seleção de áreas com menor presença dessa espécie, de forma a não interferir ou minimizar impactos junto à população local que eventualmente utilize esse recurso;
- Evitar interferências com a área urbana de Graça Aranha e com aglomerações de habitações;
- Priorizar áreas próximas aos principais eixos rodoviários pavimentados existentes na região.

3.1.2 Subestação Silvânia

Além da conexão do Bipolo B (LT 800 kV Graça Aranha – Silvânia), estão previstos dois seccionamentos para a SE planejada Silvânia (referentes às LTs de 500 kV Samambaia – Emborcação e Samambaia – Itumbiara) e a LT 500 kV Silvânia – Trindade. Neste sentido, a localização desta subestação foi definida visando reduzir o número de cruzamentos com as LTs existentes na região e evitar grandes extensões para os circuitos planejados, considerando os aspectos socioambientais relevantes.

Para implantação da SE Silvânia, sugere-se avaliar *in loco*, quando da elaboração do Relatório R3, uma área com raio de 2,5 km no entorno do ponto de coordenadas 16°35’38”S e 48°13’59”O (Figura 3). Caso seja indicado, eventualmente, localização para essa SE fora dessa área, deverá constar, no Relatório R3 da SE Silvânia, justificativa fundamentada para tal.



(Fonte: Google Earth Pro; IBGE, 2009; Incra, 2015; EPE, 2015)

Figura 3 – Localização sugerida para a SE planejada Silvânia

A área indicada para a subestação localiza-se na divisa dos municípios de Silvânia e Luziânia, ambos localizados no estado de Goiás. Importa destacar que caso a futura subestação seja instalada em áreas que englobem ambos os municípios, eventuais dissonâncias processuais poderão ocorrer quando da obtenção de alvará junto às prefeituras municipais.

Observa-se que o uso do solo na área sugerida para a implantação da SE Silvânia é voltado para a prática agrícola de culturas anuais. Além disso, o acesso ao local é facilitado pela existência de uma estrada vicinal, que se conecta com a estrada GO-010.

Informações disponibilizadas no sítio eletrônico do Iphan indicam a existência de um sítio arqueológico no município de Silvânia e quatro no município de Luziânia. De acordo com a base de dados utilizada, não foram identificadas unidades de conservação, assentamentos rurais, comunidades tradicionais, remanescentes quilombolas e terras indígenas na área proposta para a instalação da subestação. Apesar de haver registro de uma comunidade quilombola certificada no município de Silvânia – de acordo com consulta ao sítio eletrônico da Fundação Cultural Palmares – foi identificado que tal comunidade não se localiza no interior da área proposta para a SE Silvânia (JGP, 2015).

Recomendações para o Relatório R3

As principais recomendações para indicação de local de implantação da SE Silvânia são:

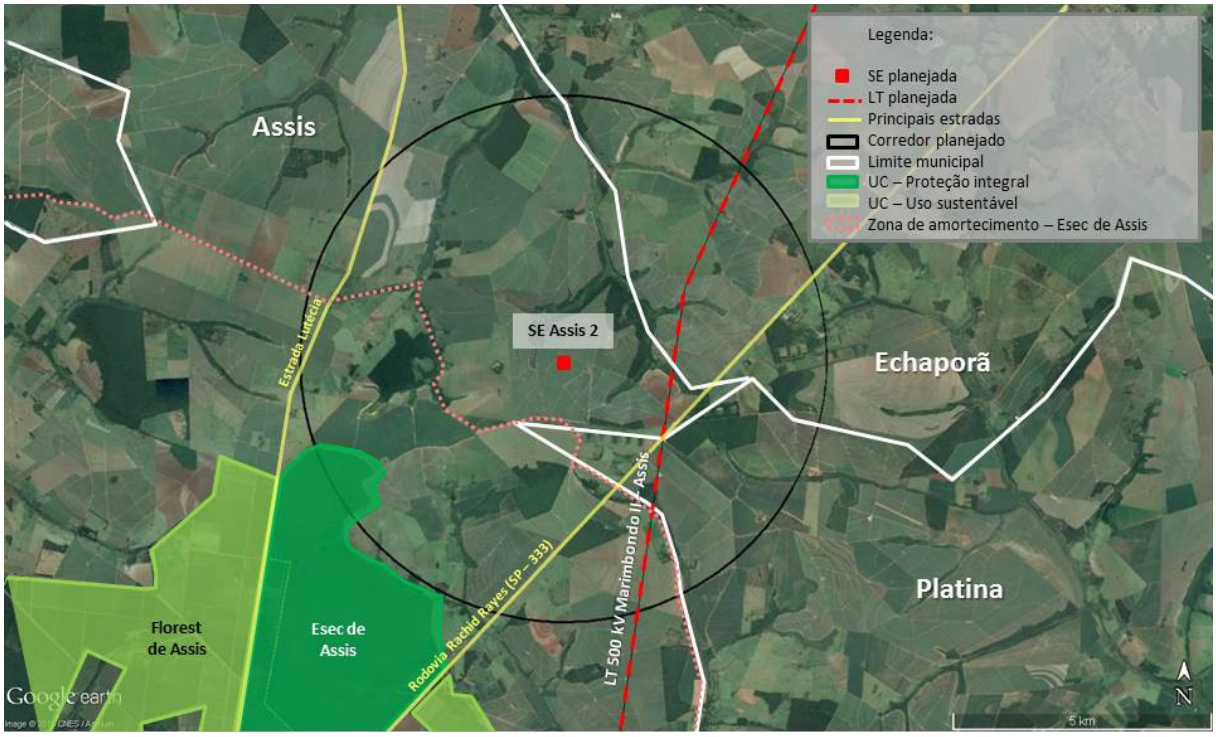
- Evitar áreas que se caracterizem como Áreas de Preservação Permanente (APPs);
- Evitar áreas de vegetação nativa, considerando que tais áreas apresentam relevo com maiores declividades, podendo haver afloramento d'água.

3.1.3 Subestação Assis 2

Para a SE planejada Assis 2 está prevista a conexão de: seccionamento da LT 500 kV Marimbondo – Assis; seccionamento da LT 525 kV Araraquara – Assis; circuito de corrente contínua (800 kV) proveniente da SE Parauapebas; e um circuito de corrente alternada (500 kV) proveniente da SE Assis. Para otimizar tais interligações, a localização da SE Assis 2 foi definida visando a proximidade com a SE existente Assis, evitando, assim, extensões maiores para os seccionamentos. Além disso, foram considerados os aspectos socioambientais relevantes para escolha do local de referência para a SE Assis 2.

Localizada na área rural dos municípios de Assis, Echaporã e Platina, a região escolhida para a instalação da nova SE priorizou áreas predominantemente voltadas para práticas agropecuárias, além da proximidade com estradas existentes, com destaque para a rodovia Rachid Reyes (SP-333). Adicionalmente, buscou-se minimizar interferências com as áreas urbanas e as unidades de conservação existentes no local.

Para implantação da SE Assis 2, sugere-se avaliar *in loco*, quando da elaboração do Relatório R3, uma área com raio de 5 km no entorno do ponto de coordenadas 22°32'30"S e 50°20'14"O (Figura 4). Caso seja indicado, eventualmente, localização para essa SE fora dessa área, deverá constar, no Relatório R3 da SE Assis 2, justificativa fundamentada para tal.



(Fonte: Google Earth Pro; IBGE, 2009; SEMA/IF, 2010; EPE, 2015; MMA, 2015)

Figura 4 - Localização sugerida para a SE planejada Assis 2

Dentro do perímetro sugerido para a SE Assis 2, são registradas algumas propriedades rurais voltadas especificamente para a cultura mecanizada de cana-de-açúcar. Sobre essa questão, convém destacar que após a promulgação da lei estadual n° 11.241/2002 (SÃO PAULO, 2002), que dispõe sobre a eliminação gradativa da queima da palha da cana-de-açúcar, foi firmado um protocolo de cooperação entre o governo estadual e a União da Agroindústria Canavieira de São Paulo (UNICA), com a adoção de diversas ações voltadas para o desenvolvimento sustentável da indústria sucroalcooleira no estado, incluindo a antecipação dos prazos especificados na referida lei para os anos de 2014 (nas áreas mecanizáveis) e 2017 (áreas não mecanizáveis) (SÃO PAULO, 2007).

Apesar do ponto central da área proposta para a SE Assis 2 não estar localizado no interior da Zona de Amortecimento (ZA) da Esec de Assis, cujo limite foi definido pelo seu Plano de Manejo (SEMA/IF, 2010), há porções da área sugerida para a implantação dessa SE que se sobrepõem a essa zona de amortecimento. Nesse sentido, recomenda-se que se atente para eventuais restrições e/ou dificuldades no licenciamento ambiental, evitando-se a indicação da área para a SE Assis 2 na referida ZA.

Informações disponibilizadas no sítio eletrônico do Iphan indicam a existência de dois sítios arqueológicos no município de Assis. De acordo com as bases de dados utilizada não foram identificados assentamentos rurais, comunidades tradicionais, remanescentes quilombolas e terras indígenas na área da subestação.

Recomendações para o Relatório R3

As principais recomendações para indicação de local de implantação da SE Assis 2 são:

- Evitar áreas de vegetação nativa e APPs;
- Evitar a zona de amortecimento da Esec de Assis, devido a possíveis dificuldades para implantação da SE nesse local;
- Obter informações detalhadas sobre os bens arqueológicos tombados existentes no município de Assis, evitando possíveis áreas de ocorrência inseridas no perímetro indicado para a SE Assis 2.

3.2 Descrição dos Corredores das Linhas de Corrente Contínua

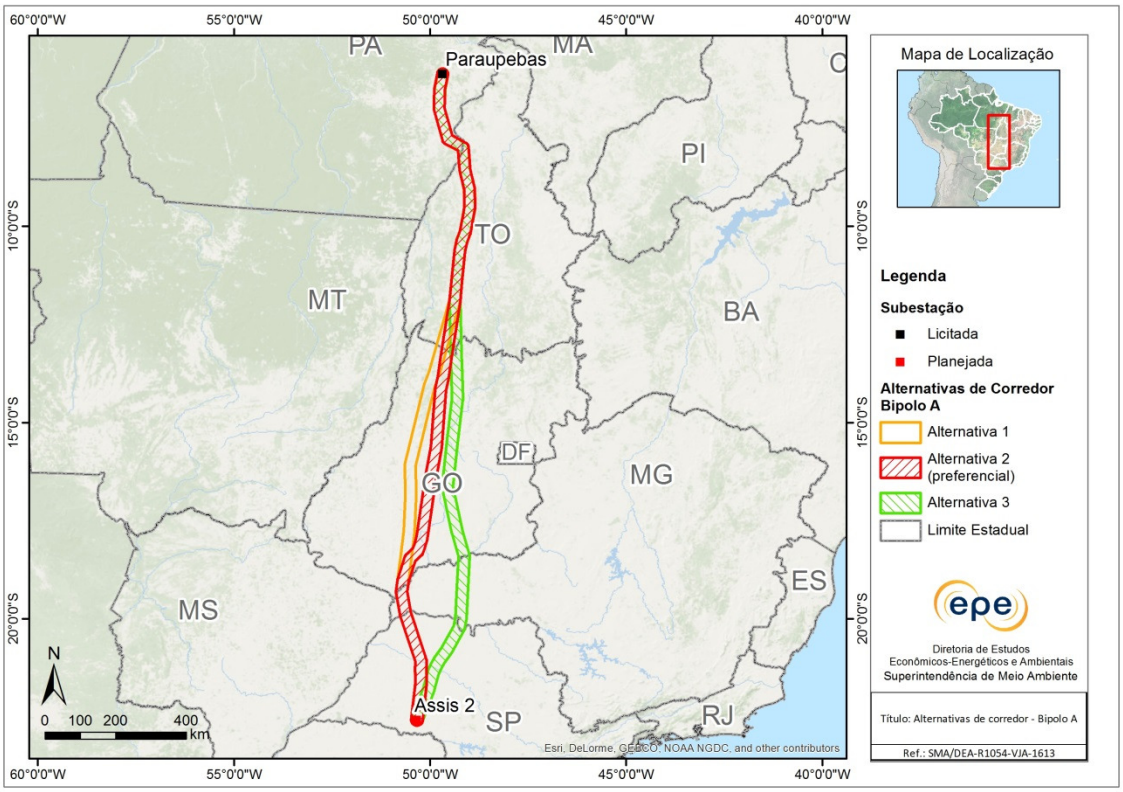
Os itens seguintes apresentam a descrição dos corredores em estudo, para os quais foram elaborados mapas e tabelas das principais características socioambientais. Para definição dos traçados foram adotados os procedimentos destacados no item 2 desta Nota Técnica.

3.2.1 Corredor LT CC 800 kV SE Paraupebas – SE Assis 2 (Bipolo A)

3.2.1.1 Alternativas de corredor

A interligação SE Paraupebas – SE Assis 2 (Bipolo A) ocorrerá por meio de uma LT de corrente contínua com tensão de 800 kV e atravessará as regiões Norte, Centro-Oeste e Sudeste. Devido à sua grande extensão, diferentes alternativas de traçado de corredor são possíveis e viáveis.

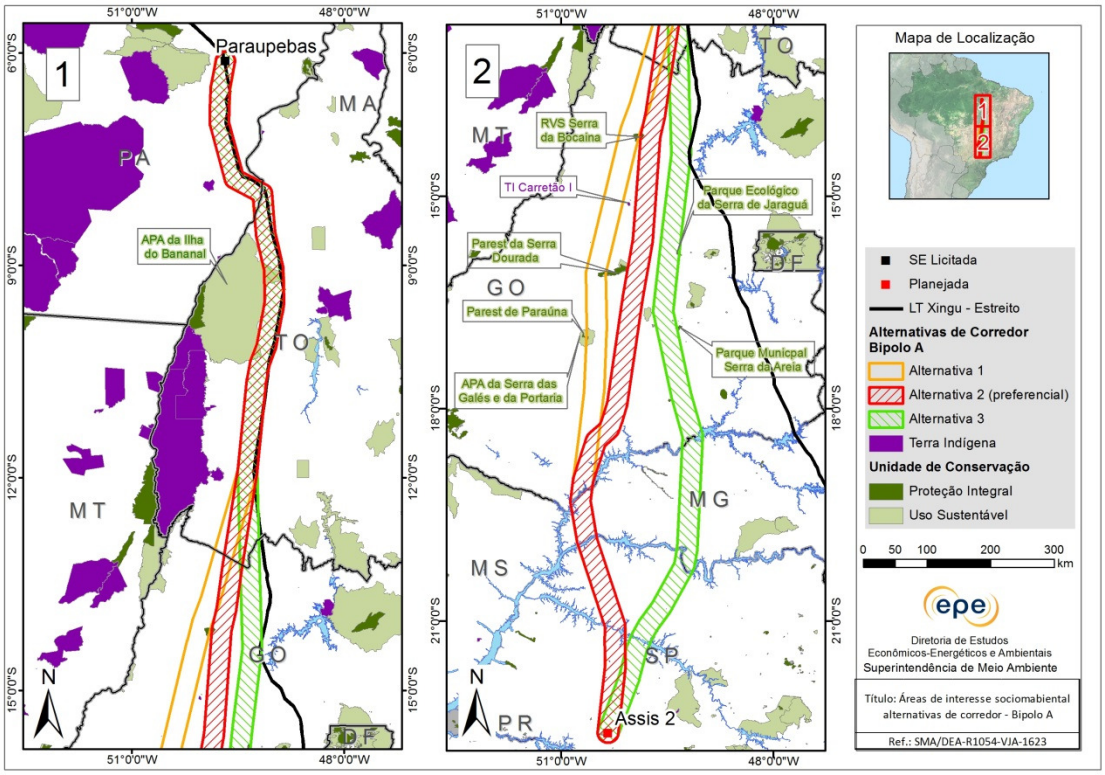
De forma a identificar a melhor alternativa de corredor, foram vislumbradas três alternativas de traçado que tiveram como variáveis norteadoras: o desvio de unidades de conservação, travessias de reservatórios, apoio viário e o afastamento de 10 km do traçado da LT CC 800 kV Xingu – Estreito, conforme premissa definida pela STE/EPE que visa dar maior segurança ao Sistema Interligado Nacional (SIN) (Figura 5).



(Fonte: IBGE, 2009; USGS, 2012; EPE, 2015)

Figura 5 - Localização das alternativas de corredor para o Bipolo A

A premissa do afastamento de 10 km da LT Xingu – Estreito limitou consideravelmente a opção de traçados para as alternativas de corredor no trecho norte da LT planejada. Desta forma, as três alternativas de corredor do Bipolo A seguem o mesmo trajeto nos estados do Pará e Tocantins, passando a leste da APA da Ilha do Bananal e evitando uma área com maior concentração de terras indígenas localizada no Mato Grosso (Figura 6).



(Fonte: IBGE, 2009; Eletrobras, 2011; Funai, 2015; MMA, 2015; EPE, 2015; JGP, 2015)

Figura 6 – Áreas de interesse socioambiental e alternativas de corredor para o Bipolo A

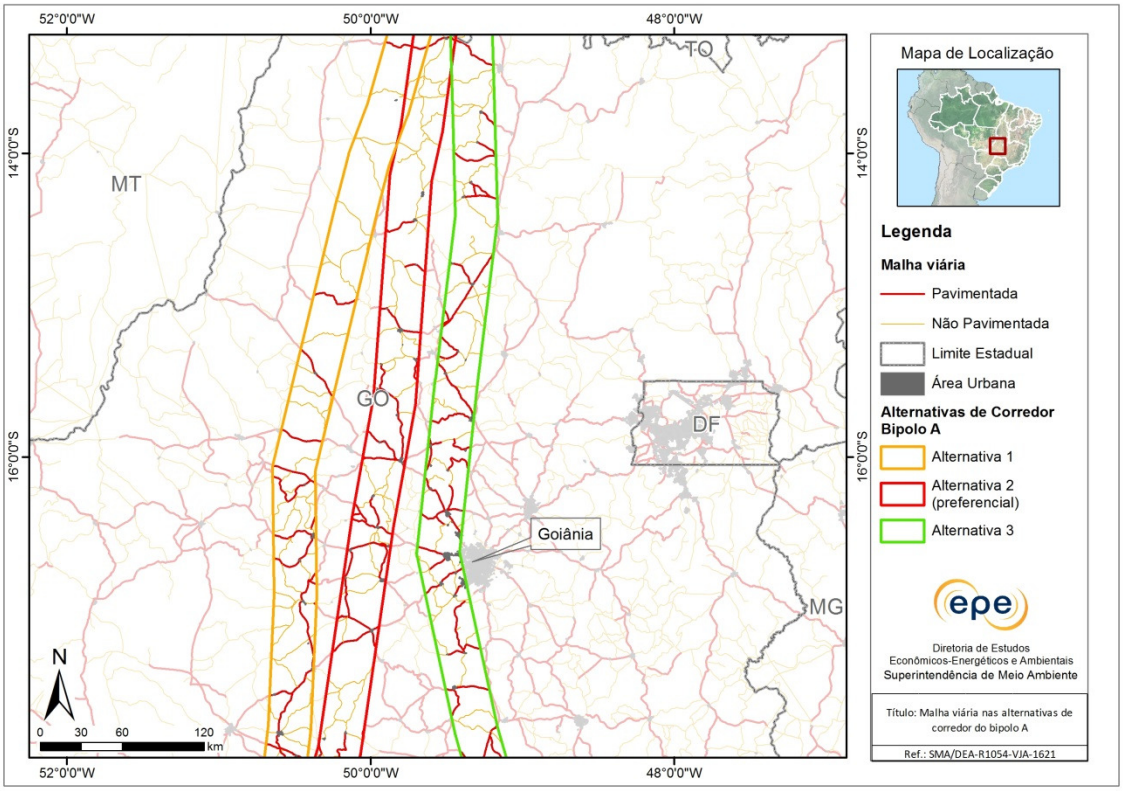
A partir do estado de Goiás, existem diferentes opções de traçados que desviam das UCs Refúgio da Vida Silvestre (RVS) Serra da Bocaina e Parest da Serra Dourada, e da TI Carretão I. Nos estados de Minas Gerais e São Paulo, as alternativas de corredores atravessam os rios Paranaíba, Grande e Tietê, onde os reservatórios de hidrelétricas instalados de forma sequencial ao longo desses cursos d'águas restringem a passagem das linhas de transmissão aos trechos mais estreitos dos rios, localizados a jusante desses reservatórios. Assim tais fatores foram determinantes para definição das alternativas estudadas.

As extensões das alternativas não variam de forma significativa, sendo cinco quilômetros a diferença entre a alternativa de maior extensão e a alternativa de menor extensão, conforme apresentado na Tabela 7.

Tabela 7 - Extensão das alternativas de corredor

Alternativa	Extensão (km)
Alternativa 1	1.939
Alternativa 2	1.941
Alternativa 3	1.944

Em relação ao apoio viário, desconsiderando o trecho comum entre as alternativas (trecho norte dos corredores), as alternativas se diferenciam em relação à dificuldade logística para implantação da LT planejada no estado de Goiás (Figura 7).



(Fonte: MMA, 2007a; IBGE, 2009; EPE, 2015)

Figura 7 - Malha viária nas alternativas de corredor para o Bipolo A

Observa-se a partir da Figura 7 que, em relação à malha viária, a alternativa 1 apresenta desvantagens quando comparada às demais, sobretudo na porção norte do estado, onde há escassez de rodovias pavimentadas e as estradas secundárias não acompanham o corredor de forma paralela. Já as alternativas 2 e 3 não apresentam diferenças significativas entre si em relação a esse aspecto.

No que se refere às áreas urbanas, devido a sua proximidade com a região metropolitana de Goiânia, a alternativa 3 apresenta maior interferência (Figura 7).

A alternativa 3 também cruza um maior número de LTs existentes, com um total de 22 cruzamentos, sete a mais do que as alternativas 1 e 2 (Tabela 8).

Tabela 8 - Cruzamento com LTs existentes

Tensão (kV)	Número de cruzamentos		
	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
230	7	7	10
440	4	4	5
500	2	2	5
600	2	2	2
Total	15	15	22

Tendo em vista que há possibilidade de desvio das principais áreas protegidas compreendidas entre as subestações Parauapebas e Assis 2 (com exceção da APA da Ilha do Bananal), e que as extensões não variaram significativamente entre as alternativas, o apoio viário, a presença de área urbana no corredor e o cruzamento com LTs existentes foram os fatores que se destacaram para comparação entre as alternativas de corredor. Desta forma, considerando que a alternativa 2 possui menos interferências com áreas urbanas e menor número de cruzamento com LTs, além de apresentar uma melhor malha viária nas regiões atravessadas (assim como a alternativa 3), aponta-se essa alternativa como sendo a mais promissora do ponto de vista socioambiental. Assim, a alternativa de corredor 2 foi a selecionada neste relatório e indicada para a realização dos estudos complementares nas etapas seguintes de planejamento.

3.2.1.2 Descrição do corredor selecionado

O corredor da SE Parauapebas – SE Assis 2 (Bipolo A) possui eixo de aproximadamente 1.941 km de extensão e 30 km de largura. A interligação entre as duas subestações será realizada a partir de um circuito de corrente contínua com tensão de 800 kV. A SE Parauapebas encontra-se em implantação.

O corredor foi traçado de forma a manter 10 km de afastamento da LT planejada 800 kV Xingu – Estreito (conforme critério definido pela STE/EPE), buscar possibilidades de travessias de menores extensões no rio Araguaia, reduzir as interferências na APA Ilha do Bananal, desviar das UCs RVS Serra da Bocaina e Parest da Serra Dourada, bem como buscar um bom apoio viário. Além disso, o traçado priorizou trechos mais estreitos para as travessias dos reservatórios das UHEs de Ilha Solteira (rios Paranaíba e Grande) e Três Irmãos (rio Tietê). Ao atravessar o braço sul da UHE de Ilha Solteira, o corredor foi deslocado para leste de modo a evitar um extenso trecho de paralelismo com as LTs CC 600 kV Porto Velho – Araraquara 2 C1 e C2. Esta foi mais uma premissa adotada pelos estudos de engenharia para a segurança do sistema, já que essas linhas são de grande importância para o escoamento de energia elétrica das UHEs do rio Madeira aos grandes centros de carga.

Durante a elaboração do Relatório R3 do Bipolo A, será necessária interação com a empresa responsável pela elaboração do Relatório R3 da SE Assis 2, para conhecimento do local selecionado para essa SE, a ser considerado na definição da diretriz da futura LT.

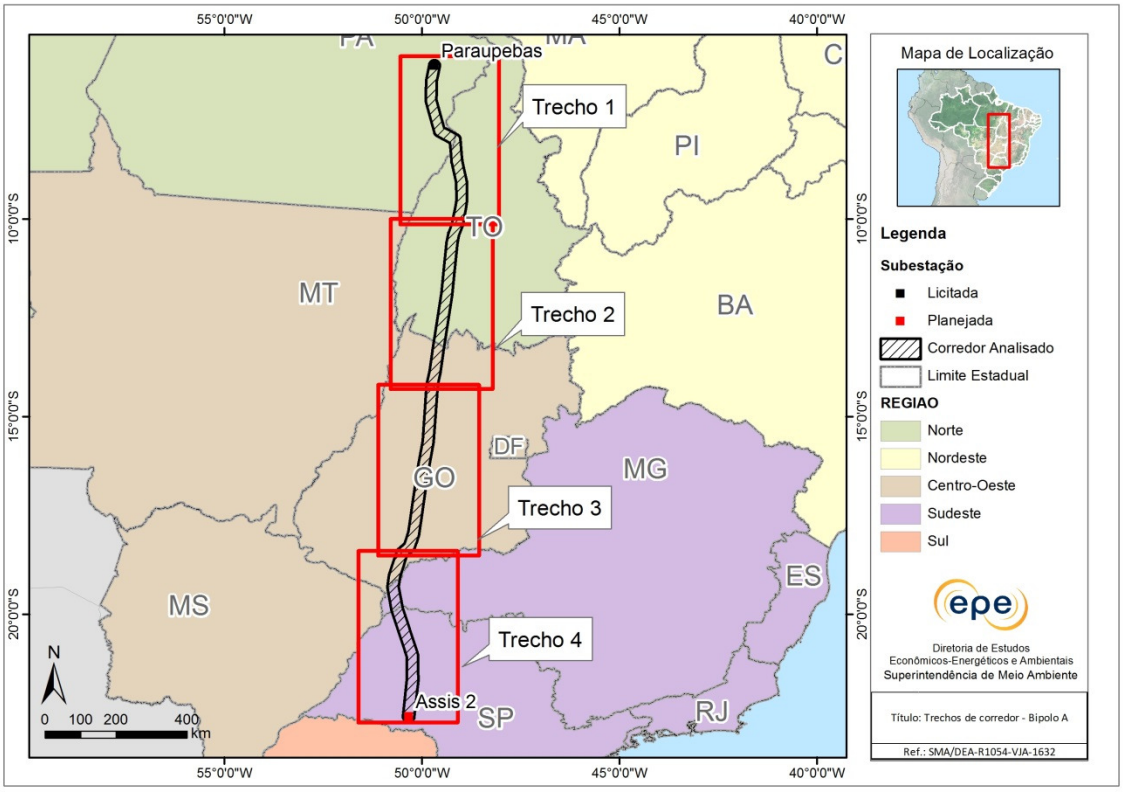
As coordenadas das subestações no corredor são apresentadas na Tabela 9.

Tabela 9 -Coordenadas das subestações do corredor SE Parauapebas – SE Assis 2 (Bipolo A)

Subestação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Parauapebas	Licitada	6°06'57"S	49°40'48"O	Curionópolis	PA
Assis 2*	Planejada	22°32'30"S	50°20'14"O	Assis	SP

* As coordenadas referem-se ao ponto central da área de estudo proposta para a subestação

Devido a sua grande extensão, a descrição do corredor e respectivos mapas são apresentados em trechos de aproximadamente 500 km e no sentido norte-sul, de forma a expor os principais aspectos socioambientais em escala mais detalhada (Figura 8).



(Fontes: IBGE, 2009; EPE, 2015)

Figura 8 - Trechos do corredor do Bipolo A

Trecho 1 - A partir da SE Parauapebas, o corredor segue no sentido sul com seu eixo mantendo uma distância mínima de 10 km do traçado da LT planejada 800 kV Xingu – Estreito. O corredor então deflete para leste de forma a atravessar o rio Araguaia em um trecho mais estreito desse curso d'água, e então, retorna para o sentido sul.

Atendendo ao critério de afastamento de 10 km da LT mencionada, o corredor atravessa a APA do Bananal (Figura 9). Ressalta-se que qualquer alternativa de desvio dessa UC implicaria o cruzamento duplo da LT Xingu – Estreito e a aproximação do traçado com essa linha ao longo de uma grande extensão. No entanto, no interior da APA, a implantação da LT poderá contar com o apoio viário da rodovia TO–164, que também atravessa a UC, minimizando as interferências relacionadas às aberturas de acesso.

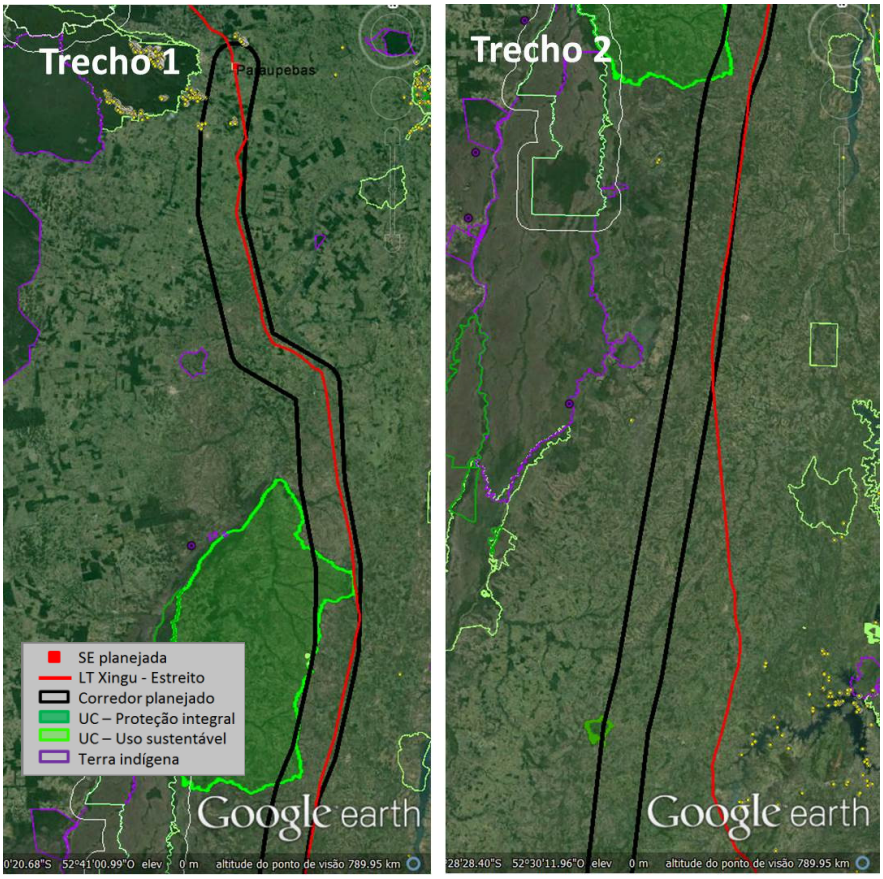
Na sequência, o corredor segue por aproximadamente 300 km em uma área com pouco apoio viário, onde a principais vias de acesso são secundárias e não pavimentadas (Figura 10).

A cobertura do solo nesse trecho é formada predominantemente por pastagem. Na porção norte do corredor observa-se a presença de escassos fragmentos de vegetação nativa de floresta ombrófila e de vegetação secundária. Na porção sul do trecho 1, a vegetação nativa de fitofisionomia savana apresenta-se entremeada às áreas de pastagens e verifica-se a ocorrência de floresta estacional nas APPs das margens dos rios.

Trecho 2 – O corredor prossegue no sentido sudoeste mantendo-se a oeste da LT planejada Xingu – Estreito e a leste de terras indígenas, a uma distância de aproximadamente 20 km da TI mais próxima, a TI Taego Ãwa. Em sua porção sul, o corredor se sobrepõe parcialmente ao RVS Serra da Bocaina, havendo, contudo, espaço suficiente no corredor para desvio da UC e da sua zona de amortecimento (Figura 10).

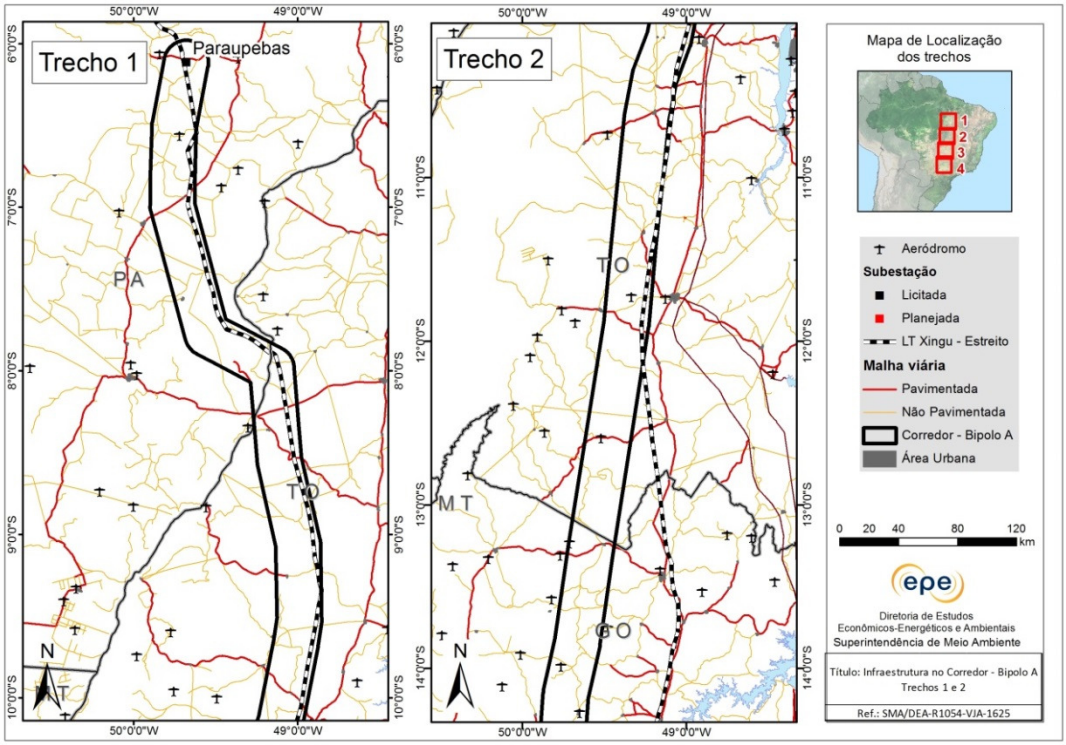
A malha viária do trecho 2 apresenta-se pouco estruturada, assim como no trecho 1. No entanto, a rede de vias secundárias aumenta conforme o corredor segue no sentido sul (Figura 10).

Em relação à cobertura do solo, assim como na porção sul do trecho 1, há predominância de pastagem com vegetação de savana. A vegetação nativa nesse trecho do corredor ora encontra-se entremeada à pastagem, ora apresenta-se como extensos fragmentos de vegetação nativa.



(Fonte: Google Earth Pro; IBGE, 2009; Eletrobras, 2011; Funai, 2015; MMA, 2015; JGP, 2015; EPE, 2015)

Figura 9 - Imagens dos trechos 1 e 2 do corredor do Bipolo A



(Fonte: IBGE, 2009; EPE, 2015; JGP, 2015)

Figura 10 - Infraestrutura nos trechos 1 e 2 do corredor do Bipolo A

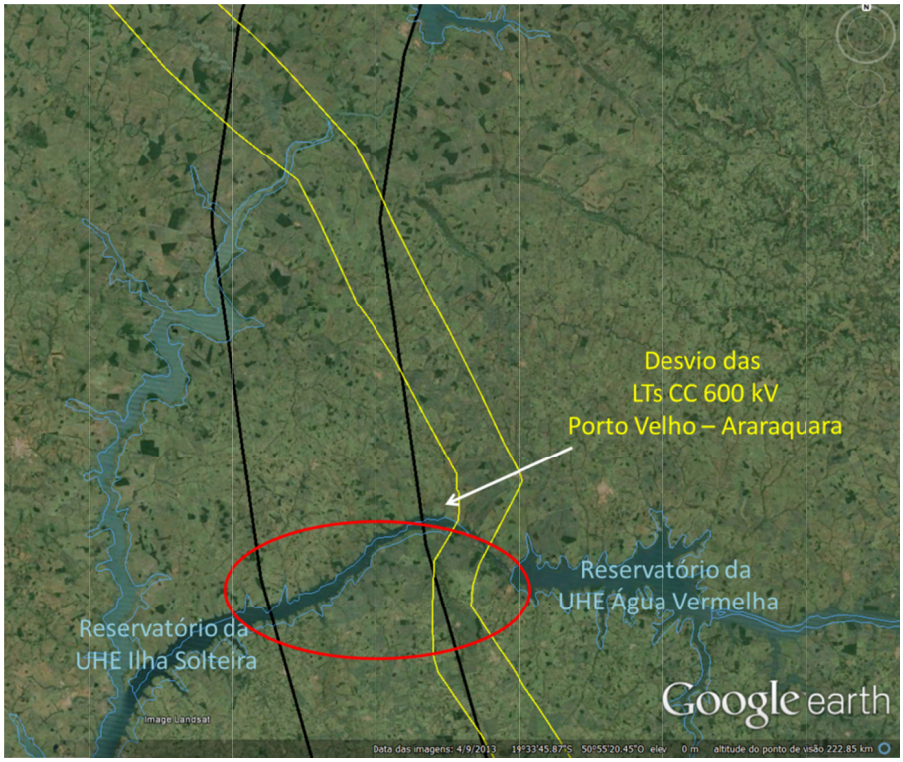
Trecho 3 – Nesse trecho, o corredor se localiza a aproximadamente 8 km a leste das TIs Carretão I e II e a 500 metros do Parest da Serra Dourada, sobrepondo-se a uma pequena área da APA da Serra Dourada, cujos limites envolvem o Parest mencionado (Figura 12).

A malha viária nesse trecho é significativamente mais estruturada em comparação aos trechos 1 e 2, com presença de rodovias pavimentadas federais e estaduais que atravessam o corredor (Figura 13).

O uso e cobertura do solo varia consideravelmente ao longo do trecho. Em sua porção norte, a cobertura do solo é formada por pastagens e remanescentes de savana. Na porção sul desse trecho, assim como no trecho 4, ocorrem grandes extensões de agricultura mecanizada, destacando-se as culturas de cana-de-açúcar, soja e milho. Verifica-se também a presença de pivôs centrais de irrigação.

Trecho 4 – Nesse trecho, a identificação de áreas favoráveis para a travessia dos rios Paranaíba, Grande e Tietê em áreas localizadas a jusante de reservatórios foram determinantes para a definição do traçado do corredor. Outra questão relevante foi o cruzamento do Bipolo A com os dois circuitos da LT CC 600 kV Porto Velho – Araraquara, importantes troncos de transmissão de energia no país. Segundo os critérios adotados pela STE/EPE, visando proporcionar maior confiabilidade ao SIN, o cruzamento deverá ser o mais perpendicular possível e deve-se buscar afastamento de, no mínimo, 10 km do Bipolo A com essas LTs.

Em razão disso, o corredor desconsidera a passagem no trecho mais estreito do rio Grande (500 metros), localizado entre os dois circuitos da LT CC 600 kV Porto Velho – Araraquara, para passar em um trecho onde a largura mínima possui cerca de 1.400 metros (Figura 11).

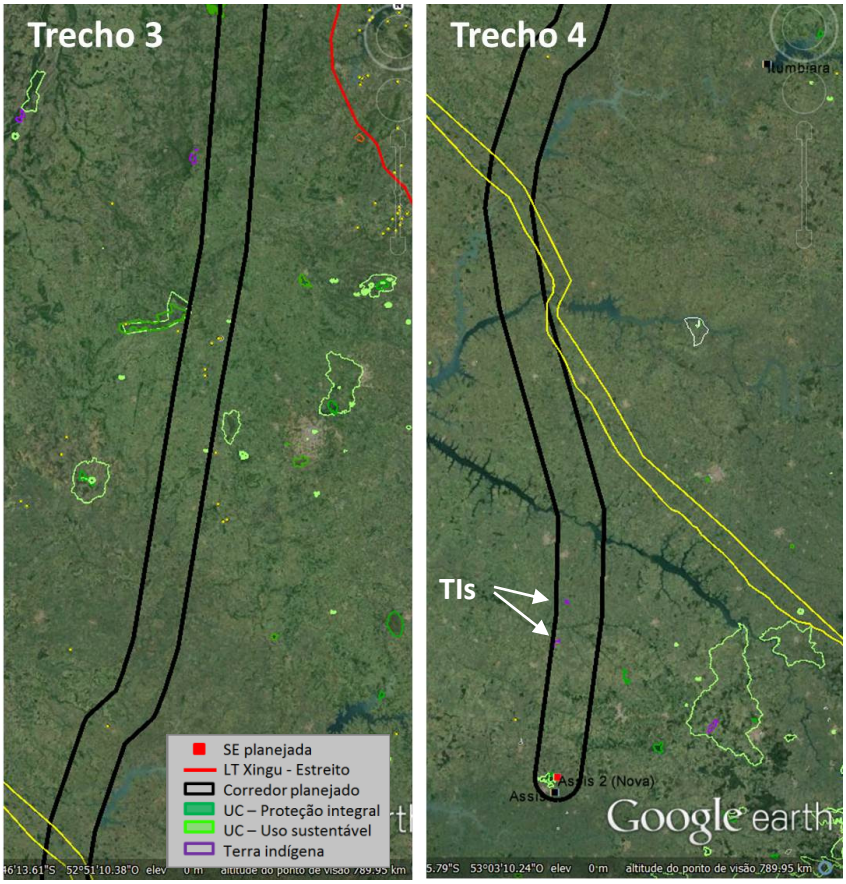


(Fonte: Google Earth Pro; EPE, 2015)

Figura 11 – Imagem do trecho do corredor onde há desvio das LTs CC 600 kV Porto Velho - Araraquara

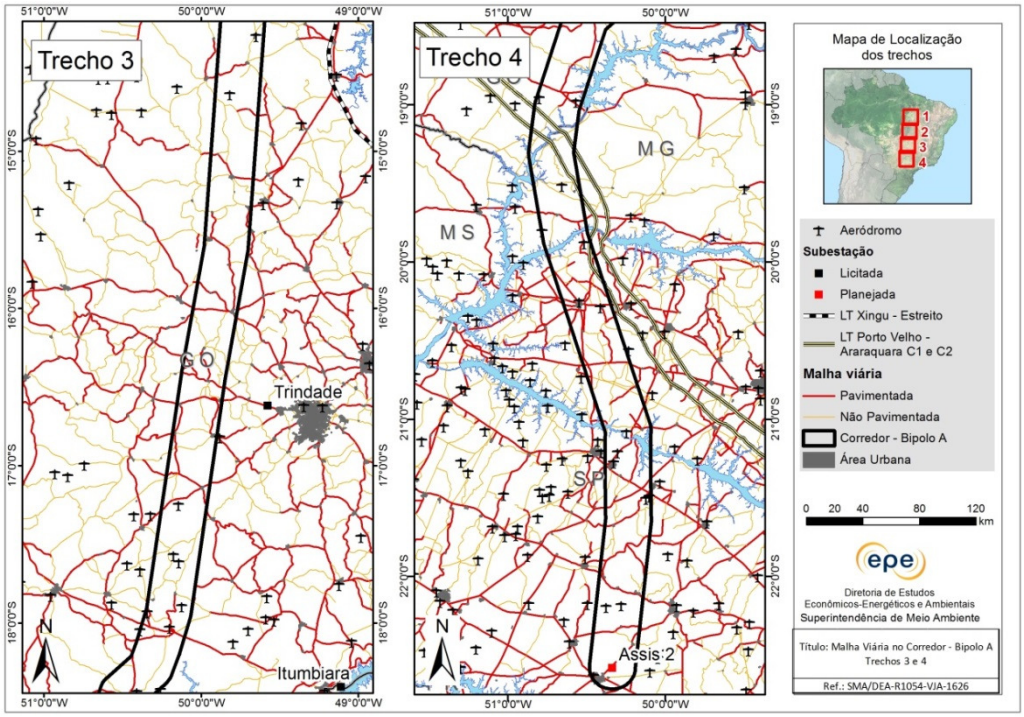
Na porção sul do trecho 4, o corredor passa por duas terras indígenas, a TI Icatu e a TI Vanire, (apontadas na Figura 12) havendo, entretanto, espaço no corredor para desvio dessas áreas, inclusive para o afastamento estipulado pela Portaria Interministerial n° 60/2015, que considera interferência nas terras indígenas empreendimentos localizados a uma distância inferior a 5 km dos seus limites. Próximo à SE Assis 2, o corredor abrange as UCs Esec de Assis e Flona de Assis, estando a SE Assis 2 localizada a menos de 2,5 km das UCs mencionadas.

Por atravessar a região Sudeste, esse trecho é caracterizado por grandes áreas urbanas e agricultura intensiva. As culturas predominantes são cana-de-açúcar, milho e soja.



(Fonte: Google Earth Pro; IBGE, 2009; Eletrobras, 2011; Funai, 2015; MMA, 2015; EPE, 2015; JGP, 2015)

Figura 12 - Imagens dos trechos 3 e 4 do corredor do Bipolo A



(Fonte: IBGE, 2009; EPE, 2015; JGP, 2015)

Figura 13 - Infraestrutura nos trechos 3 e 4 do corredor do Bipolo A

O corredor SE Parauapebas – SE Assis 2 (Bipolo A) atravessa 156 municípios nos estados do Pará, Tocantins, Goiás, Minas Gerais e São Paulo. A Tabela 10 apresenta o número de municípios atravessados por estado.

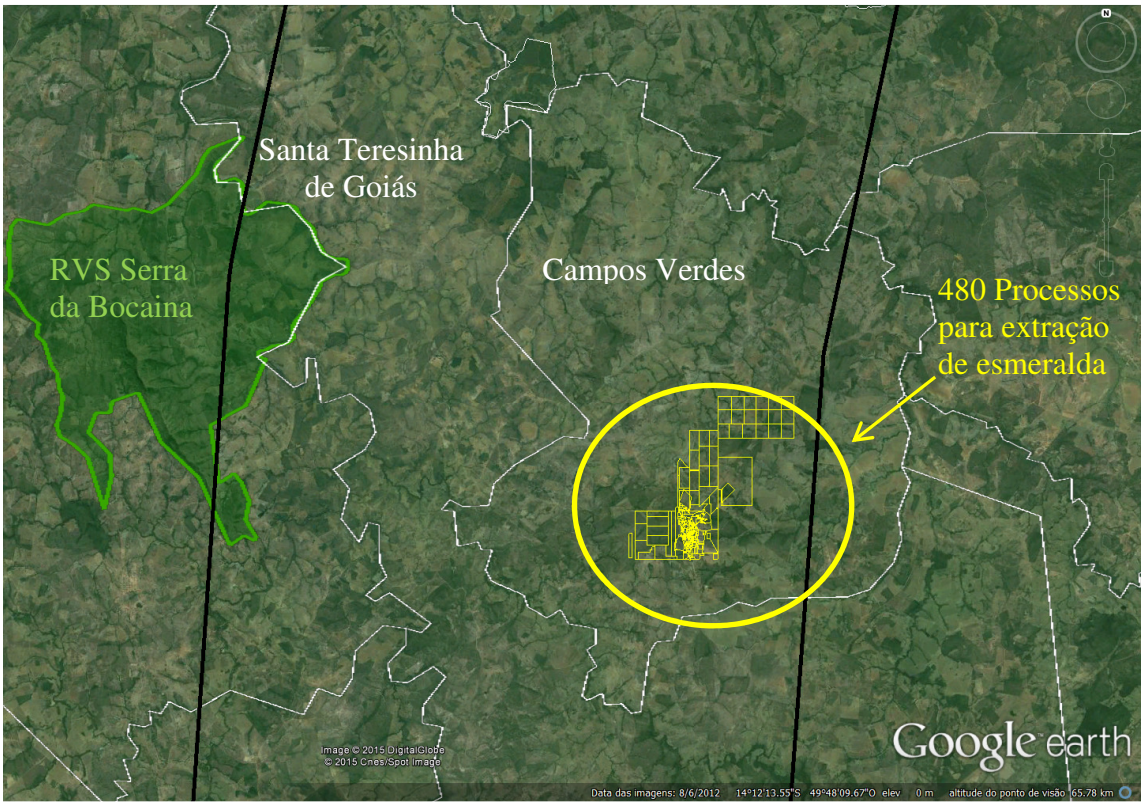
Tabela 10 - Número de municípios atravessados pelo corredor do Bipolo A por estado

Unidade da Federação	N° de municípios atravessados
Pará	10
Tocantins	29
Goiás	55
Minas Gerais	4
São Paulo	58
Total	**156**

De acordo com o DNPM, o corredor se sobrepõe a 2.010 processos minerários, dos quais 56 estão na fase de concessão de lavra, 59 de lavra garimpeira, 74 de requerimento de lavra e 442 de requerimento de lavra garimpeira, sendo esses os processos que se encontram nas fases mais avançadas. No que se refere às substâncias de interesse, aproximadamente 24% dos processos visam à extração de esmeralda, 17% minério de ouro, 17 % areia, 5 % minério de cobre, entre outros.

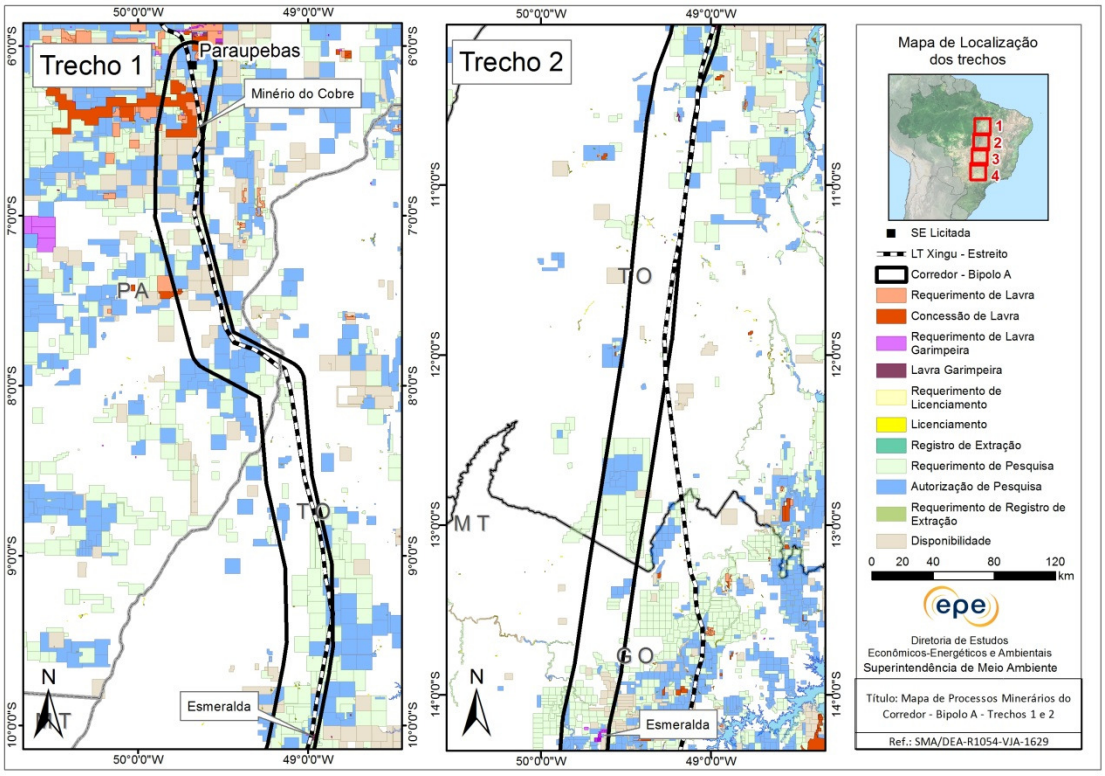
Dos processos em fases avançadas, destacam-se duas situações que devem ser observadas para a definição do traçado da LT planejada. Uma está relacionada a uma grande área com processo minerário em fase de concessão de lavra para minério de cobre, localizada a aproximadamente 35 km ao sul da SE Parauapebas, que abrange grande parte da largura do corredor. Uma vez que a LT planejada deverá manter um afastamento de 10 km do traçado da LT planejada 800 kV Xingu – Estreito, não há possibilidade de desvio dessa área no interior do corredor (Figura 15).

Outra situação que deverá ser observada são os processos em fase avançada para extração de esmeralda. São 432 processos de requerimento de lavra garimpeira e 54 processos de lavra garimpeira. Em geral, trata-se de um grande número processos referentes a pequenas áreas que se encontram agrupadas nos municípios Monte Santo do Tocantins (TO) e Campos Verdes (GO) (Figura 14 e Figura 15).



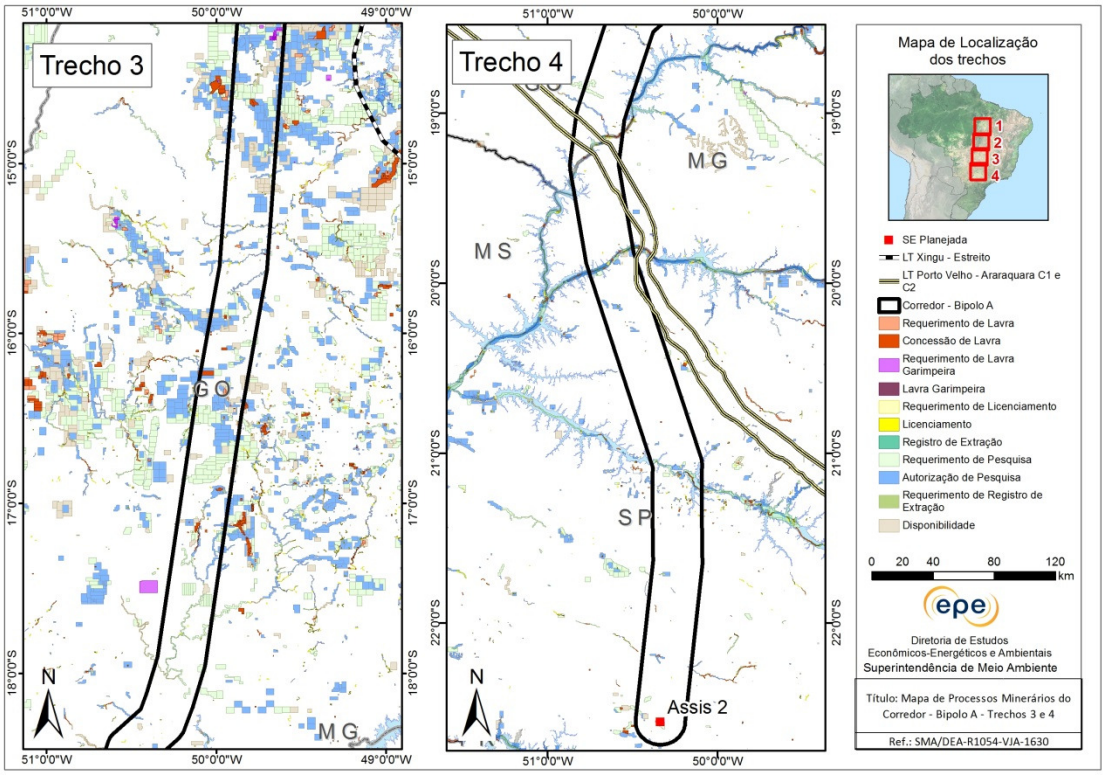
(Fonte: Google Earth Pro; IBGE, 2009; DNPM, 2015; MMA, 2015; EPE, 2015)

Figura 14 - Imagem dos processos em fases avançadas para extração de esmeralda no município de Campos Verdes



(Fonte: IBGE, 2009; DNPM, 2015; EPE, 2015)

Figura 15 - Processos minerários nos trechos 1 e 2 do corredor do Bipolo A

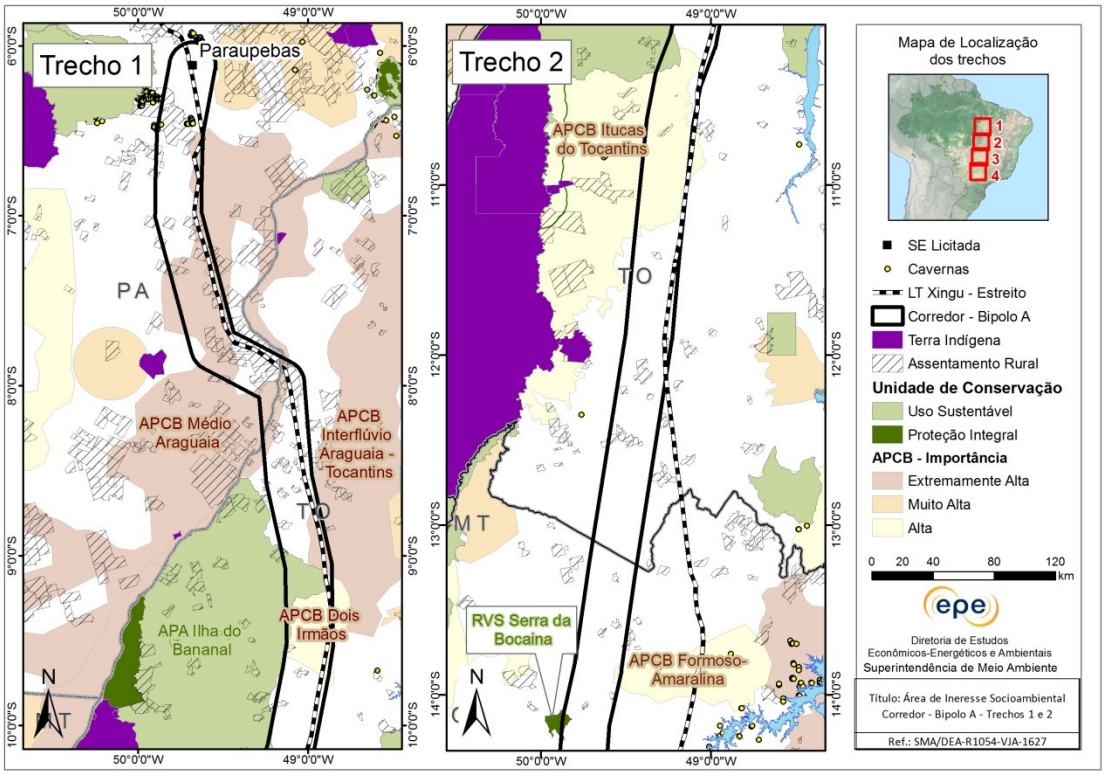


(Fonte: IBGE, 2009; DNPM, 2015; EPE, 2015)

Figura 16 - Processos minerários nos trechos 3 e 4 do corredor do Bipolo A

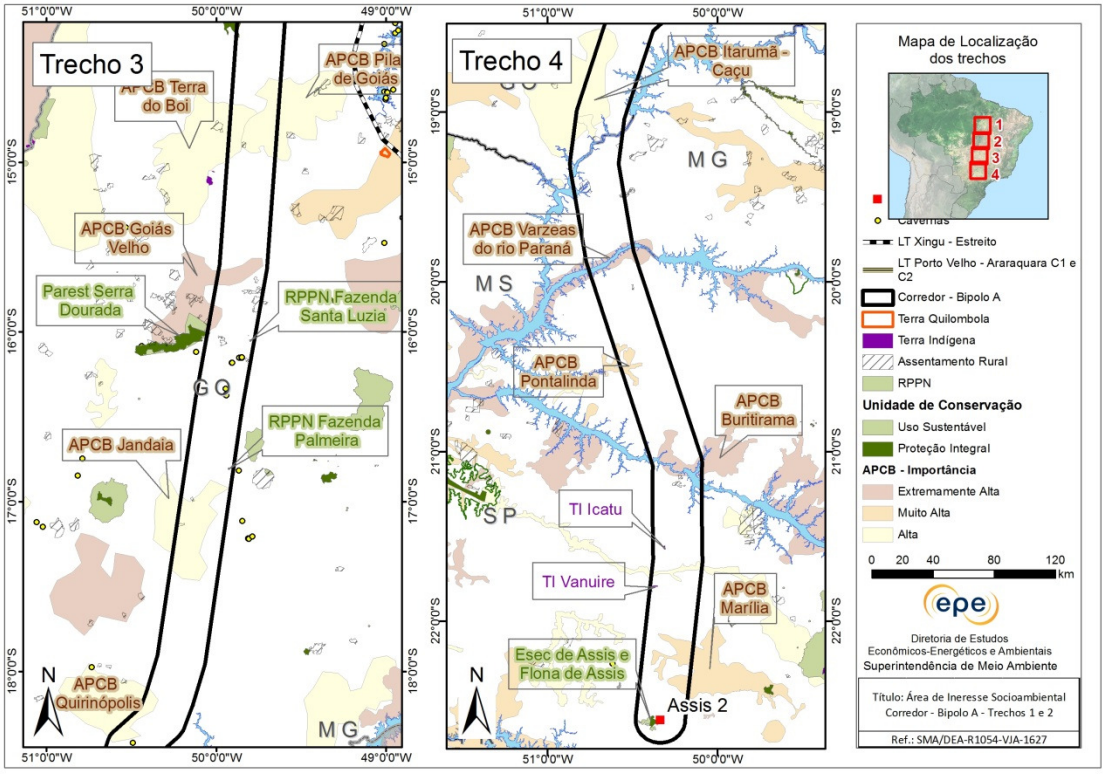
Áreas com restrição legal e Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade

O corredor SE Parauapebas – SE Assis 2 (Bipolo A) abrange algumas áreas protegidas que deverão ser observadas quando da definição da diretriz, para o seu desvio ou para a minimização das interferências nessas áreas, no caso de impossibilidade de desvio (Figura 17).



(Fonte: IBGE, 2009; Eletrobras, 2011; Funai, 2015; MMA, 2015; EPE, 2015; JGP, 2015; Incra, 2015a; Cecav, 2015; MMA, 2007b)

Figura 17 – Áreas de interesse socioambiental nos trechos 1 e 2 do corredor do Bipolo A



(Fonte: IBGE, 2009; Eletrobras, 2011; Funai, 2015; MMA, 2015; EPE, 2015; JGP, 2015; Incra, 2015a; Cecav, 2015; MMA, 2007b)

Figura 18 - Áreas de interesse socioambiental nos trechos 3 e 4 do corredor do Bipolo A

Duas terras indígenas são englobadas pelo corredor, a TI Icatu e a TI Vanuire. Ambas possuem pequenas dimensões e podem ser desviadas (Figura 18). Entretanto, deve-se atentar para a Portaria Interministerial n° 60/2015, que considera interferência nas terras indígenas o empreendimento localizado a uma distância inferior a 5 km dos seus limites.

Tabela 11 – Terra Indígena no corredor do Bipolo A

Nome	Etnia	Fase
Icatu	Terena/ Kaingang	Regularizada
Vanuire	Kaingang	Regularizada

O corredor abrange sete unidades de conservação, das quais duas pertencem ao grupo de proteção integral, conforme apresentado na Tabela 12.

Tabela 12 – Unidades de conservação no corredor do Bipolo A

Nome	Grupo	Categoria	Jurisdição
Esec de Assis	Proteção Integral	Estação Ecológica	Estadual
RVS Serra da Bocaina	Proteção Integral	Refúgio da Vida Silvestre	Estadual
Floresta Estadual de Assis	Uso Sustentável	Floresta Estadual	Estadual
APA Serra Dourada	Uso Sustentável	Área de Proteção Ambiental	Estadual
APA Ilha do Bananal	Uso Sustentável	Área de Proteção Ambiental	Estadual
RPPN Fazenda Santa Luzia	Uso Sustentável	Reserva Particular do Patrimônio Natural	Federal
RPPN Fazenda Palmeira	Uso Sustentável	Reserva Particular do Patrimônio Natural	Federal

Das UCs atravessadas pelo corredor, apenas a APA Ilha do Bananal não é passível de desvio, tendo em vista a premissa de afastamento de 10 km da LT Xingu – Estreito. Contudo, o corredor atravessa a APA em um trecho assistido pela rodovia TO-164, que poderá proporcionar o apoio viário para a construção da LT planejada, minimizando, desta forma, as aberturas de acesso no interior dessa UC.

O corredor atravessa 19 Áreas Prioritárias para a Conservação da Biodiversidade (APCBs), quatro no bioma Amazônia, oito no Cerrado e seis na Mata Atlântica (Tabela 13).

Tabela 13 - APCBs no corredor Bipolo A

Nome	Importância	Ação Prioritária	Bioma
Médio Araguaia	Extremamente Alta	Recuperação	Amazônia
Eldorado dos Carajás	Muito Alta	Ordenamento	
Baixo Araguaia	Extremamente Alta	Fomento Uso Sust.	
Interflúvio Araguaia-Tocantins		Mosaico/Corredor	
Formoso-Amaralina	Alta	Cria UC - Indef.	Cerrado

Pilar de Goias		Fomento Uso Sust.	
Terra do boi		Recuperação	
Goiás Velho	Extremamente Alta	Não informado	
Itarumã - Caçu	Alta	Inventário	
Quirinopolis		Recuperação	
Jandaia			
Dois Irmãos		Cria UC - PI	
Itucas do Tocantins		Outras	
Rio Verde	Insuficientemente Conhecida	Inventário	Mata Atlântica
Várzeas do Rio Paraná	Extremamente Alta		
Marilia	Muito Alta	Mosaico/Corredor	
Buritama	Extremamente Alta		
Pontalinda	Muito Alta		
Iguapeí-Duartina	Alta		

O corredor abrange ainda 107 projetos de assentamento rural do Incra, 41 no estado do Tocantins, 38 no Pará, 21 em Goiás, 4 em São Paulo e 3 em Minas Gerais. Observa-se a partir das Figuras 17 e 18 que o Trecho 1 do corredor atravessa um maior número de assentamentos rurais e alguns assentamentos não são passíveis de desvio.

Sobre os sítios arqueológicos[3], foram identificados, a partir de consulta ao *site* do Iphan, 61 municípios atravessados pelo corredor que apresentam registros de sítios cadastrados (Tabela 14). Destaca-se que alguns desses municípios possuem um grande número de sítios registrados no Iphan, como Palmeiras de Goiás (110 sítios), Nova América (59) e Acreúna (51).

Tabela 14 - Municípios abrangidos pelo corredor que possuem sítios arqueológicos cadastrados no Iphan

Estado	Município	N° de sítios arqueológicos
GO	Acreúna	51
	Caçu	1
	Carmo do Rio Verde	3
	Ceres	1
	Edéia	7
	Goiás	1
	Gouvelândia	2
	Guaraíta	4
	Guarinos	1

[3] Como a localização dos sítios arqueológicos e das comunidades remanescentes de quilombos certificadas não são disponibilizadas pelos *sites* do Iphan e da Fundação Cultural Palmares, respectivamente, estes não foram apresentados no mapa de sensibilidade socioambiental.

	Heitoraí	2
	Itarumã	1
	Nazário	3
	Nova América	59
	Palmeiras de Goiás	110
	Palminópolis	2
	Paranaiguara	1
	Pilar de Goiás	6
	Porangatu	1
	Porteirão	1
	Rio Verde	10
	Rubiataba	8
	São Patrício	8
	Uruana	1
MG	Santa Vitória	9
PA	Água Azul do Norte	1
	Canaã dos Carajás	2
	Conceição do Araguaia	21
	Floresta do Araguaia	10
	Parauapebas	5
	Xinguara	2
SP	Alto Alegre	30
	Araçatuba	2
	Buritama	4
	Dirce Reis	27
	Dolcinópolis	13
	Echaporã	12
	Guarani d'Oeste	7
	Magda	1
	Nova Castilho	1
	Nova Luzitânia	1
	Oriente	24
	Oscar Bressane	34
	Ouroeste	5
	Palmital	4
	Paraguaçu Paulista	2
	Paranapuã	14
	Penápolis	32
	Pompéia	2
	Santo Antônio do Aracanguá	11
	São João de Iracema	14

	Araguaçu	12
	Couto de Magalhães	5
	Crixás do Tocantins	4
	Divinópolis do Tocantins	1
	Goianorte	6
TO	Miranorte	2
	Monte Santo do Tocantins	1
	Nova Rosalândia	1
	Paraíso do Tocantins	36
	Sandolândia	6
	Santa Rita do Tocantins	2

Com relação à existência de comunidades remanescentes de quilombos certificadas pela Fundação Cultural Palmares, o município Dois Irmãos do Tocantins engloba a comunidade Santa Maria das Mangueiras.

Recomendações para o Relatório R3

A seguir, são apresentadas as principais recomendações para a definição da diretriz da LT planejada:

- Entrar em contato com a empresa responsável pela elaboração do Relatório R3 da SE Assis 2, para conhecimento do local selecionado para essa SE;
- Desviar da UC Refúgio da Vida Silvestre Serra da Bocaina e da sua respectiva zona de amortecimento, além da zona de amortecimento do Parest Serra Dourada;
- Ao atravessar a APA do Bananal, a diretriz deverá buscar paralelismo com a rodovia TO-164, de forma a minimizar novas aberturas de acesso e impactos socioambientais associados;
- Manter afastamento, de no mínimo 5 km das terras indígenas Vanuire e Icatu, localizadas no estado de São Paulo;
- Estudar criteriosamente o traçado no trecho compreendido entre os municípios de Canaã dos Carajás (PA) e Curionópolis (PA), onde se localiza uma área com processo minerário de grandes extensões, que se encontra em fase de concessão de lavra para minério de cobre;
- Evitar interferências nas áreas com processos em fases avançadas para extração de esmeralda localizadas nos municípios Monte Santo do Tocantins (TO) e Campos Verdes (GO);

- Desviar das áreas urbanas, áreas de expansão urbana e dos aglomerados populacionais existentes ao longo do corredor;

- Traçar a dirtetriz de forma a minimizar as interferências em projetos de assentamentos rurais, em especial quanto ao trecho ao norte do corredor;

- Entrar em contato com a Fundação Cultural Palmares para o levantamento da localização da comunidade remanescente de quilombo Santa Maria das Mangueiras, localizada no município de Dois Irmãos do Tocantins e desviar da área dessa comunidade;

- Entrar em contato com o Iphan para obtenção da localização exata dos sítios arqueológicos nos municípios atravessados pelo corredor para o desvio da diretriz;

Recomendações para o Relatório R3 que visam o aumento de confiabilidade elétrica do Sistema Interligado Nacional

A seguir, são apresentadas recomendações específicas para a definição da diretriz da LT planejada considerando critérios de confiabilidade do sistema elétrico adotados pela STE/EPE, os quais estão listados nos estudos elétricos do Relatório R1 (Nota Técnica DEE), que são transcritos a seguir:

- *"Na definição da diretriz preferencial dos Bipolos A e B procurou-se manter uma distância mínima de 10 km em relação à diretriz de outros Bipolos e linhas troncais em 500 kV, tais como Interligação Norte – Sul e Norte – Nordeste, existentes ou em implantação, dentre as quais destacamos:*

  - *LT planejada 800 kV Xingu – Estreito;*
  - *LT planejada 800 kV Xingu – Terminal Rio;*
  - *LT existente 500 kV Serra da Mesa 2 – Luziânia;*
  - *LT existente 500 kV Luziânia – Paracatu 4;*
  - *LT planejada 500 kV Luziânia – Pirapora 2;*
  - *LT planejada 500 kV Rio das Éguas – Luziânia;*
  - *LT planejada 500 kV Barreiras II – Rio das Éguas C1 e C2;*
  - *LT planejada 500 kV Gilbués II – Barreiras II;*
  - *LT planejada 500 kV Barreiras II – Bom Jesus da Lapa II;*
  - *LT planejada 500 kV Ribeiro Gonçalves – Gilbués II;*

Essa distância mínima deverá ser observada na implantação da LT-CC ±800 kV Parauapebas – Assis 2 e da LT-CC ±800 kV Graça Aranha – Silvânia. Destacamos locais nos quais o critério de afastamento de 10 km poderá ser flexibilizado:

- *Em relação ao Bipolo A:*

1. *<u>Trecho de travessia do rio Araguaia</u> - o afastamento poderá ser inferior a 10 km em relação ao traçado da LT 800 kV Xingu – Estreito, de forma a*

possibilitar a travessia do rio em trechos mais estreitos. Deve-se observar, no entanto, que tais trechos permitem um afastamento mínimo de 5 km;"

- *"recomenda-se que o traçado do Bipolo A não coincida com o corredor em que estão inseridas as LTs 600 kV CC Coletora Porto Velho – Araraquara 2 C1 e C2 na travessia do Rio Grande . Essa medida visa evitar a concentração de 3 bipolos CC no mesmo corredor, próximas entre si, numa área de cultivo intensivo de cana-de-açúcar (sujeita a queimadas)."*

3.2.2 Corredor SE Graça Aranha – SE Silvânia (Bipolo B)

A interligação entre as SEs Graça Aranha e Silvânia (Bipolo B) está prevista para ser realizada por meio de um circuito simples em elo de corrente contínua, de tensão de 800 kV. Durante os estudos de concepção do corredor para essa interligação, no âmbito do presente Relatório R1, verificou-se que há possibilidade de alternativas bastante distintas para seu traçado, já que a distância entre as SEs é de grande extensão, sendo de cerca de 1.310 km em linha reta. Importa destacar que, além das limitações impostas pelas áreas protegidas e pelo uso do solo na região de estudo, diversos outros fatores de complexidade socioambiental impõem restrições/dificuldades para a passagem de LTs, limitando assim o número de alternativas de traçado de corredor.

Além dos principais aspectos socioambientais presentes na área de estudo, para a definição das alternativas foram consideradas as eventuais interferências do futuro Bipolo B com outros empreendimentos de transmissão de energia elétrica, uma vez que ambos os fatores poderiam implicar aumento da complexidade do projeto da LT planejada, assim como ampliar seus custos, os impactos socioambientais negativos, e sua vulnerabilidade frente a eventos críticos potenciais causadores de desligamentos não programados. Dessa forma, foram determinantes para a elaboração das alternativas de corredores, os seguintes fatores:

- Áreas protegidas por lei, tais como UCs e respectivas ZAs, TIs e TQs, além de área do Exército Brasileiro onde são feitos treinamentos militares com armamentos de longo alcance;

- Extensas áreas de agricultura intensiva, com destaque para aquelas que realizam irrigação mecanizada por pivôs centrais;

- Regiões metropolitanas, aglomerados urbanos e áreas urbanas de grande extensão, considerando-se processos de expansão urbana;

- Áreas em processo de desertificação (solo não consolidado e significativa ocorrência de erosão);

- Áreas remotas e com dificuldades de acesso (ausência de rodovias pavimentadas ou não pavimentadas), considerando-se ainda a presença de extensos fragmentos de vegetação nativa associados a tais áreas;

- Áreas com predomínio de relevo escarpado/montanhoso, que possuem grandes variações altimétricas, associadas geralmente a regiões de relevância cênica e com potencial atividade turística;

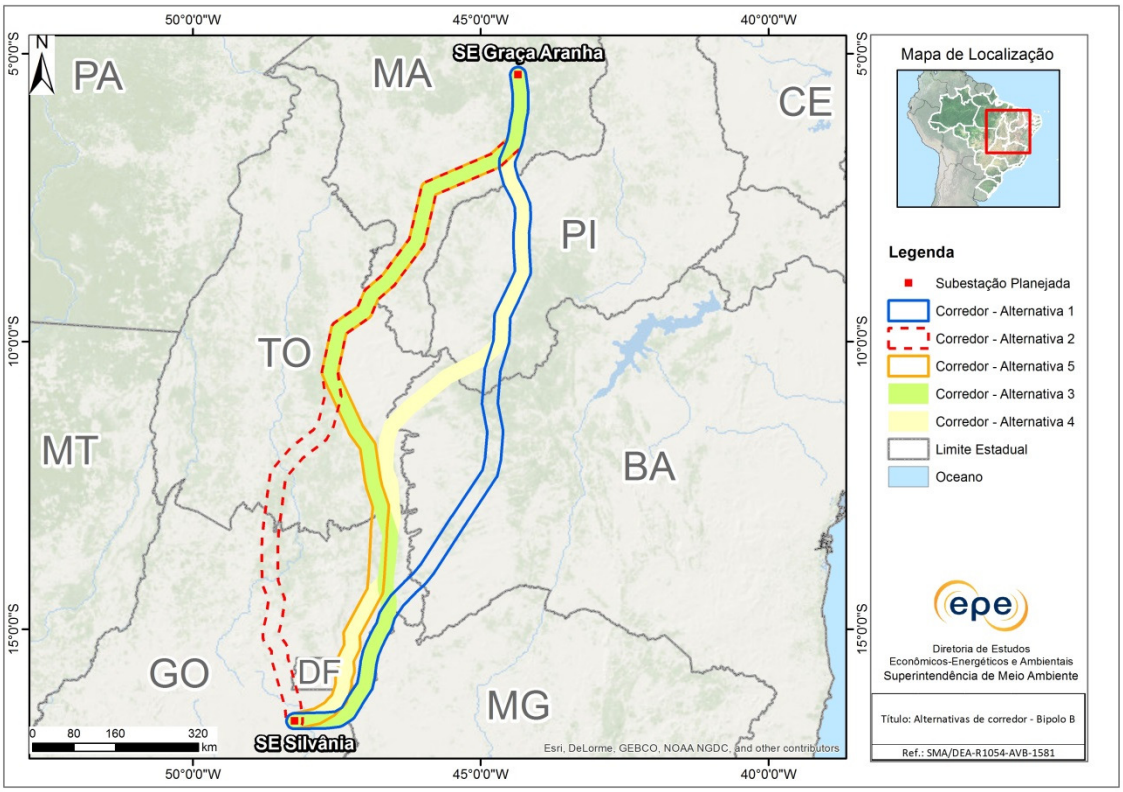
- Cruzamento e afastamento de 10 km (critério elétrico de segurança definido pela STE/EPE) com LTs existentes e planejadas de alta importância para o intercâmbio de energia elétrica entre regiões do país, a saber: LT planejada 800 kV Xingu – Estreito; LT planejada 800 kV Xingu – Terminal Rio; LT 500 kV Serra da Mesa 2 – Luziânia; LT 500 kV Luziânia – Paracatu 4; LT planejada 500 kV Luziânia – Pirapora 2; LT planejada 500 kV Rio das Éguas – Luziânia; LT planejada 500 kV Barreiras II – Rio das Éguas C1; LT planejada 500 kV Barreiras II – Rio das Éguas C2; LT planejada 500 kV Gilbués II – Barreiras II; LT planejada 500 kV Barreiras II – Bom Jesus da Lapa II; e LT planejada 500 kV Ribeiro Gonçalves – Gilbués II.

- Travessia de reservatórios hídricos ou rios de grande porte (largura maior que 500 m);

Assim sendo, foram vislumbradas cinco alternativas de traçado de corredor para o Bipolo B. Também foram avaliadas as potenciais interferências das alternativas de corredores com projetos de assentamentos rurais, cavidades naturais subterrâneas (cavernas) e áreas de alto potencial cavernícola.

3.2.2.1 Alternativas de corredor

As alternativas de corredor estudadas para a interligação SE Graça Aranha – SE Silvânia (Bipolo B) localizam-se na porção centro-nordeste do Brasil, compreendida por parte das regiões Nordeste, Norte, Centro-Oeste e Sudeste do país. Foram analisadas cinco alternativas de corredor com 30 km de largura, as quais abrangem áreas do Distrito Federal e dos estados de Minas Gerais, Bahia, Tocantins, Piauí e Maranhão (Figura 19).



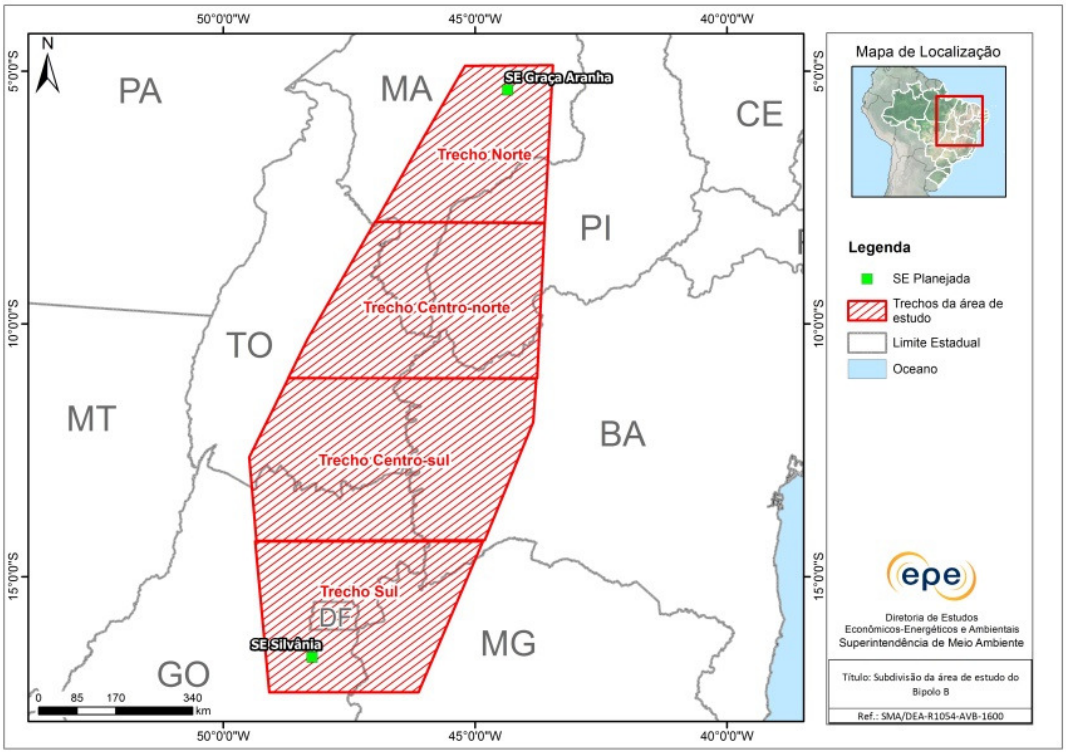
(Fonte: IBGE, 2009; USGS, 2012; EPE, 2015)

Figura 19 – Localização das alternativas de corredor estudadas para o Bipolo B

Há trechos dos corredores que são comuns a duas ou mais alternativas, onde as mesmas se sobrepõem. Antes da apresentação de cada um dos corredores (descrição das rotas definidas para cada alternativa), é feita uma breve caracterização da área de estudo. Na sequência, é feita a comparação entre tais alternativas e a seleção do corredor a ser descrito. Por final, após descrição do corredor selecionado, são indicadas recomendações para elaboração do Relatório R3 do Bipolo B. As complexidades presentes nas proximidades do Distrito Federal resultaram em uma maior distinção entre as alternativas de corredor nesse trecho. Dessa forma, optou-se por inciar a descrição, tanto da área de estudo quanto das alternativas de corredor, a partir dessa região (sentido sul-norte).

3.2.2.2 Caracterização da área de estudo

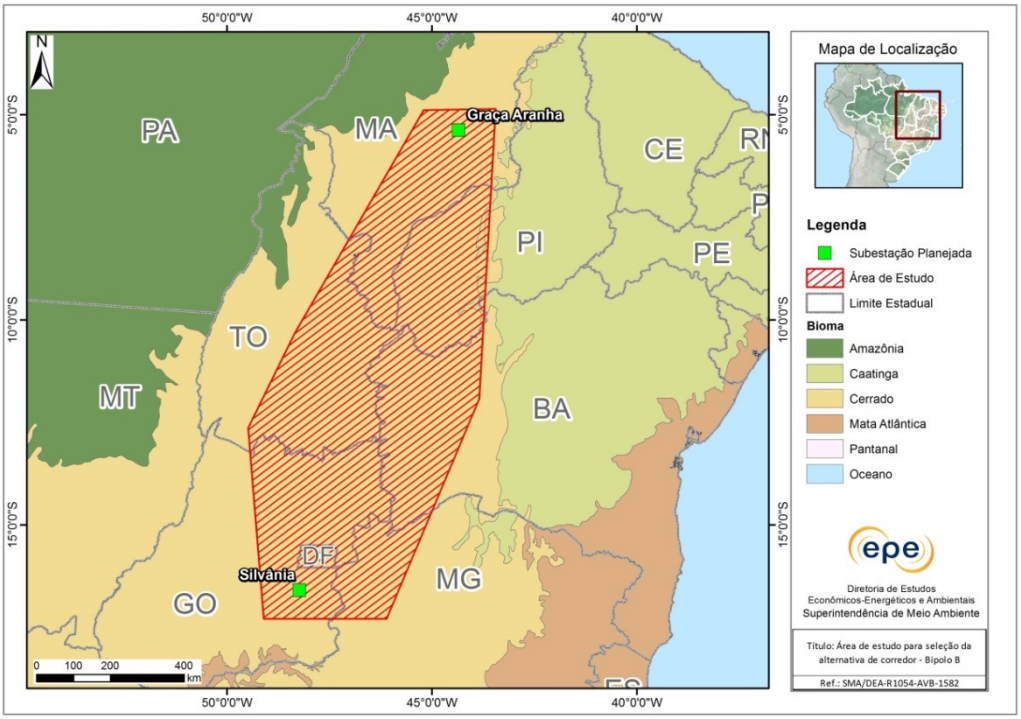
Para caracterização da área de estudo, foram considerados os fatores de relevância para a escolha da melhor alternativa de traçado de corredor, indicados no item 3.2.2.1. Dessa forma, são apresentados os principais aspectos socioambientais e empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica (existentes e planejados). A área de estudo foi subdivida em quatro trechos, de forma a facilitar sua descrição (Figura 20).



(Fonte: IBGE, 2009; EPE, 2015)

Figura 20 – Localização e subdivisão da área de estudo para o Bipolo B

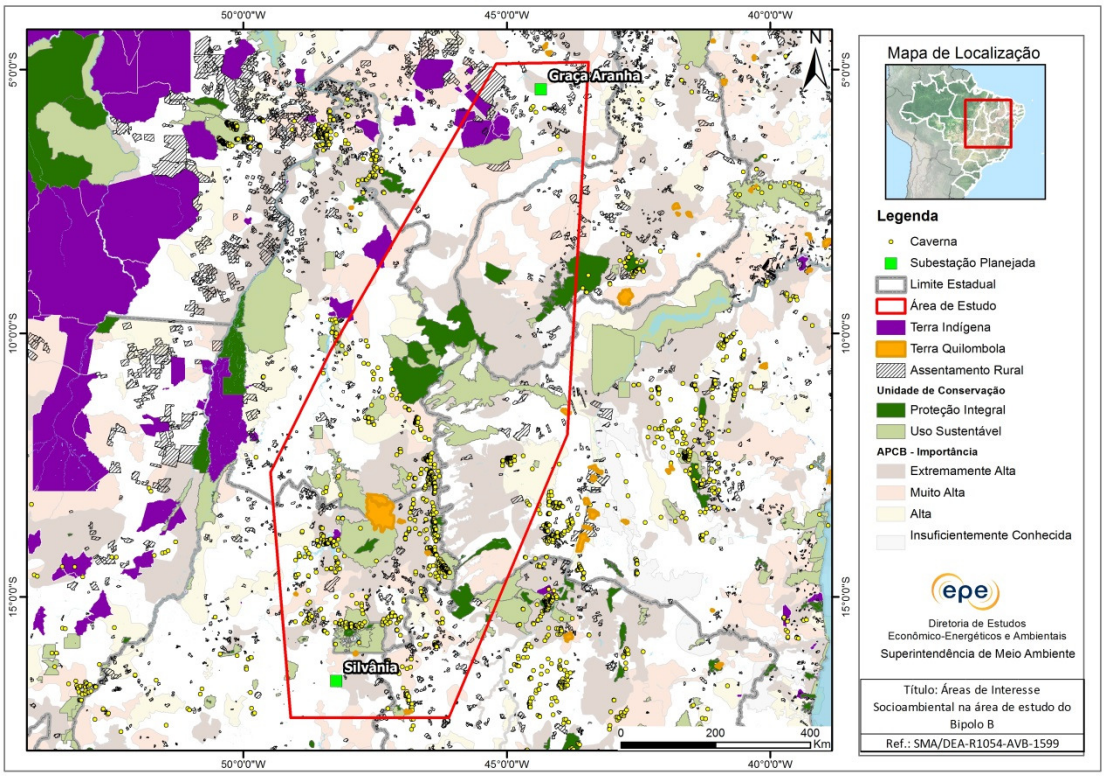
A área de estudo é ocupada principalmente por extensas áreas de agricultura e de vegetação nativa, e está inserida predominantemente no bioma Cerrado, abrangendo ainda pequenas porções do bioma Caatinga (Figura 21).



(Fonte: IBGE, 2009; EPE, 2015)

Figura 21 – Biomas abrangidos pela área de estudo do Bipolo B

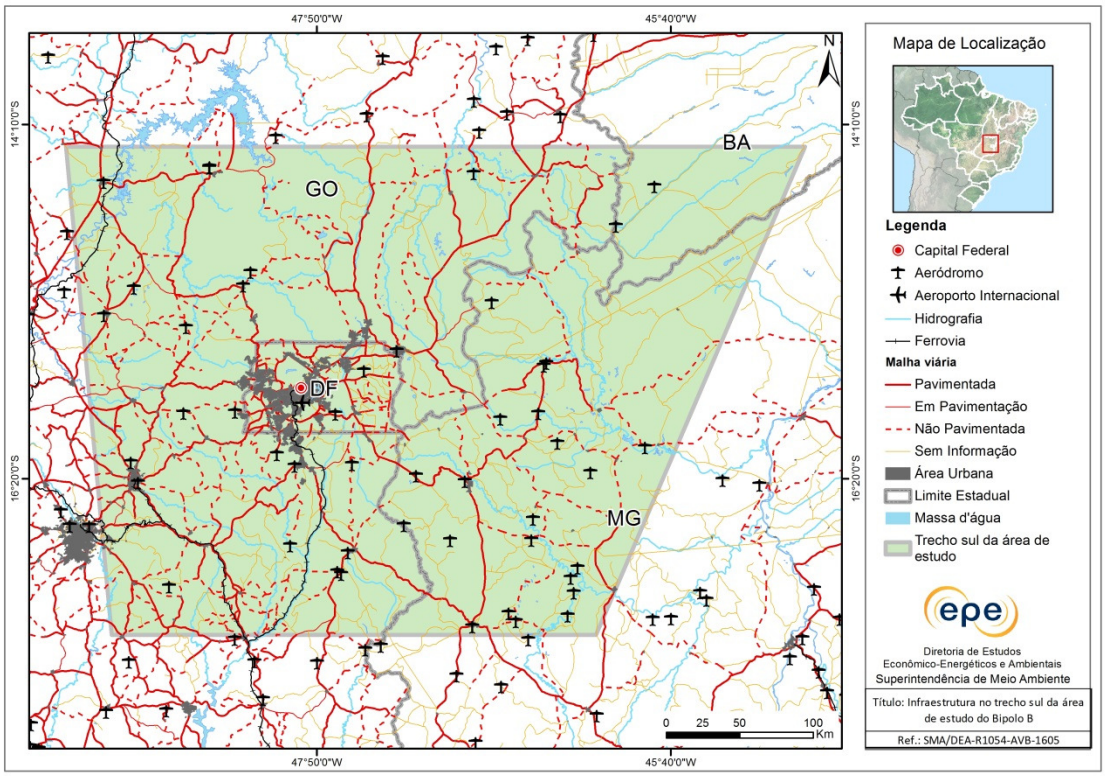
São observadas diversas áreas protegidas, tais como UCs, TQs e TIs, havendo também a presença de projetos de assentamentos rurais, APCBs e cavernas (Figura 22).



(Fonte: IBGE, 2009; MMA, 2007b; Eletrobras, 2011; Cecav, 2015; Funai, 2015; MMA, 2015; Incra, 2015a; Incra, 2015b; EPE, 2015)

Figura 22 – Principais aspectos socioambientais na área de estudo para o Bipolo B

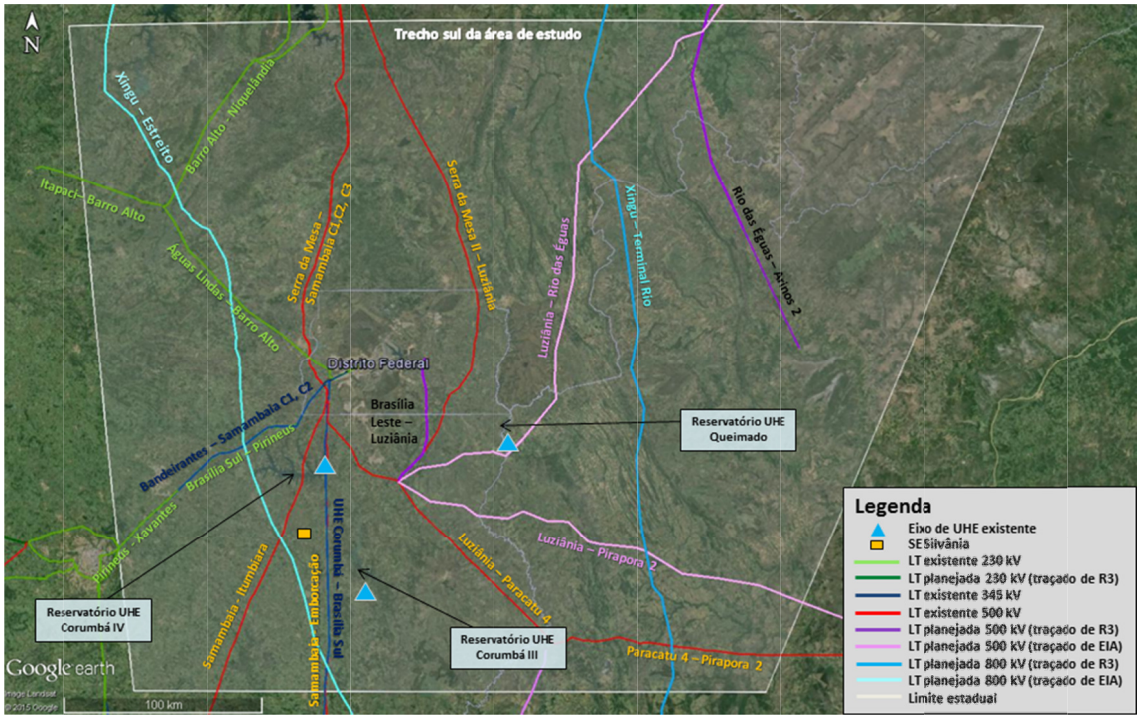
Trecho sul da área de estudo – Esse trecho abrange regiões dos estados de Goiás, Minas Gerais e Bahia, e abarca também o Distrito Federal, região onde se destacam áreas urbanas de grande extensão e áreas de expansão urbana associadas, formando a região metropolitana do Distrito Federal. No seu entorno, estão localizadas diversas UCs. Nesse trecho, há relevante infraestrutura de transporte (bom apoio rodoviário, presença de ferrovias e diversos aeródromos) (Figura 23).



(Fonte: IBGE, 2009; MMA, 2007a; EPE, 2015)

Figura 23 – Infraestrutura no trecho sul da área de estudo para o Bipolo B

Nesse trecho, se localizam diversas LTs existentes e planejadas, havendo ainda na região a sul do Distrito Federal relevante aproveitamento hidrelétrico, sendo os principais reservatórios aqueles referentes às UHEs Corumbá IV, Corumbá III e Queimado (Figura 24).

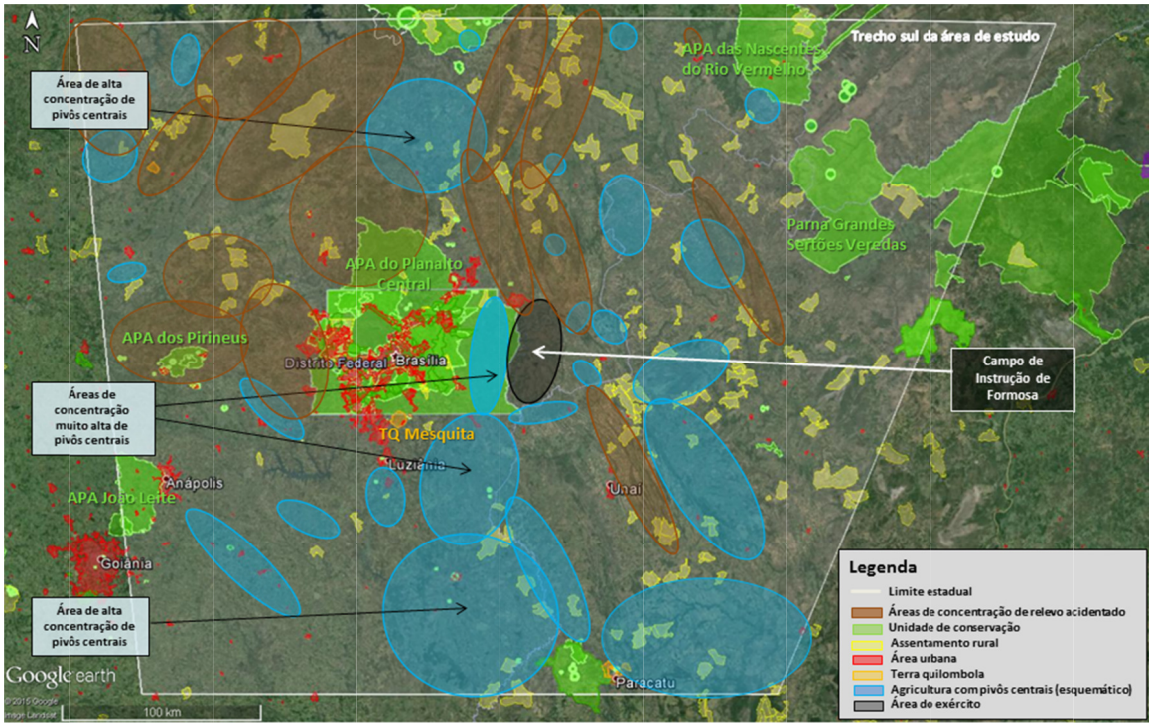


(Fonte: IBGE, 2009; EPE, 2015)

Figura 24 – Principais LTs e reservatórios no trecho sul da área de estudo para o Bipolo B

O uso do solo nessa região é predominantemente marcado por: áreas de agricultura e de pecuária (pastagem) e áreas de vegetação nativa, em maior parte de fitofisionomia de savana, além de fragmentos significativos de floresta estacional semidecidual, floresta estacional decidual e vegetação secundária. Destaca-se que a região a leste do Distrito Federal e as regiões próximas as divisas entre Minas Gerais e Goiás, Goiás e Distrito Federal, Goiás e Bahia e Tocantins e Bahia, apresentam áreas com elevada ocorrência de cavernas mapeadas (Figura 22) e áreas com alto grau de potencial cavernícola.

Extensas áreas de agricultura intensiva podem ser observadas em regiões circunvizinhas à capital federal, sendo notado o aproveitamento agrícola mecanizado por meio da utilização de pivôs centrais de irrigação, os quais se concentram na região a sul, a leste e a sudeste de Brasília (Figura 25). Adjacente ao limite leste do Distrito Federal se localiza o Campo de Instrução de Formosa, área do Exército Brasileiro onde são feitos treinamentos militares com armamentos de longo alcance.

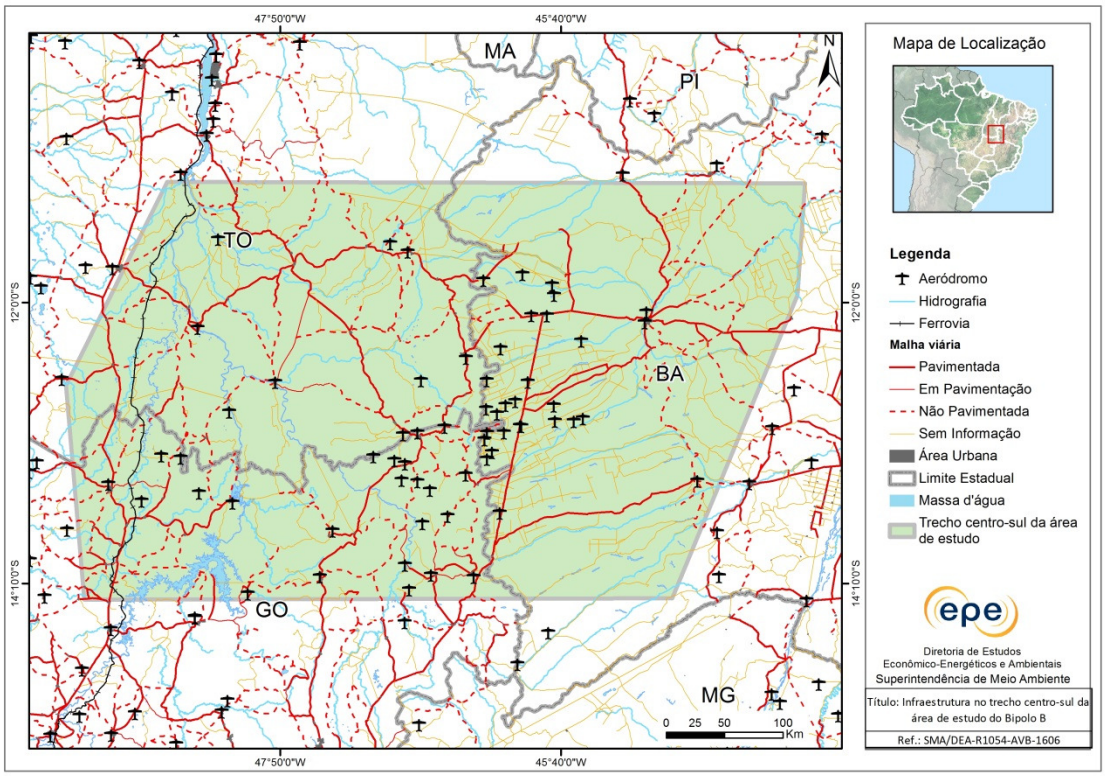


(Fonte: MMA, 2007a; Eletrobras, 2011; Incra, 2015a; Incra, 2015b; MMA, 2015; ICMBio, 2015; EPE, 2015)

Figura 25 – Principais aspectos socioambientais no trecho sul da área de estudo

Principalmente, na região a norte e a noroeste do Distrito Federal, estão localizadas áreas de predomínio de relevo acidentado, onde há pouca antropização e infraestrutura.

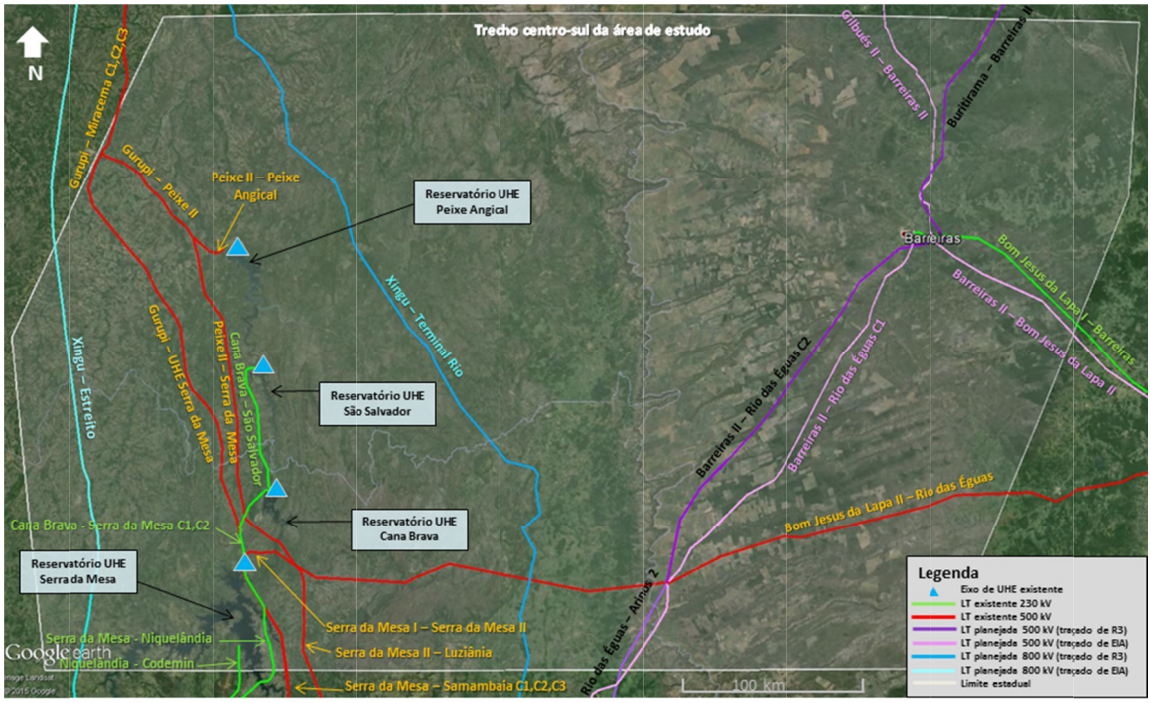
Trecho centro-sul – Esse trecho abrange parte dos estados de Goiás, Bahia e Tocantins, e, apesar de não englobar áreas urbanas de grande extensão, é significativa a presença de infraestrutura de transporte, sendo considerável o apoio rodoviário. Cabe destacar a presença da Ferrovia Norte-Sul e de diversos aeródromos que se concentram na região da divisa entre os três estados mencionados (Figura 26).



(Fonte: IBGE, 2009; EPE, 2015)

Figura 26 – Infraestrutura no trecho centro-sul da área de estudo para o Bipolo B

Nesse trecho, além de se localizarem diversas LTs existentes e planejadas, há, ao longo do rio Tocantins, relevante aproveitamento hidrelétrico, sendo os principais reservatórios aqueles referentes às UHEs Serra da Mesa, Cana Brava, São Salvador e Peixe Angical (Figura 27).

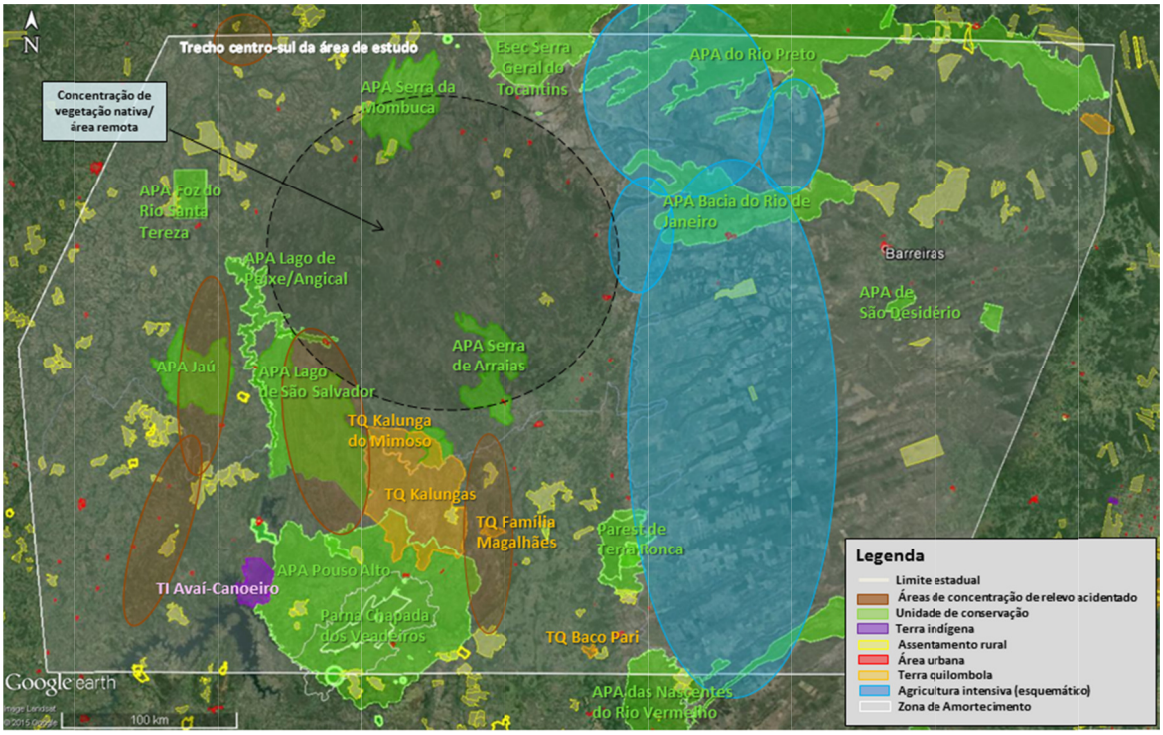


(Fonte: IBGE, 2009; EPE, 2015)

Figura 27 – Principais LTs e reservatórios no trecho centro-sul da área de estudo para o Bipolo B

O uso do solo nessa região é predominantemente marcado por áreas de vegetação nativa (fitofisionomia de savana em maior parte, além de áreas de floresta estacional semidecidual, floresta estacional decidual, savana estépica, vegetação secundária e formações pioneiras). Além disso, são observadas extensas áreas de agricultura e de pecuária (pastagem) e também alguns fragmentos de reflorestamento.

No trecho centro-sul da área de estudo são observadas grandes áreas de agricultura intensiva no estado da Bahia, além de diversas áreas protegidas de grande extensão. Destaca-se o Parque Nacional da Chapada dos Veadeiros, a TI Avaí Canoeiro (localizada adjacente ao reservatório da UHE Serra da Mesa) e as TQs Kalungas e Kalunga do Mimoso (Figura 28).

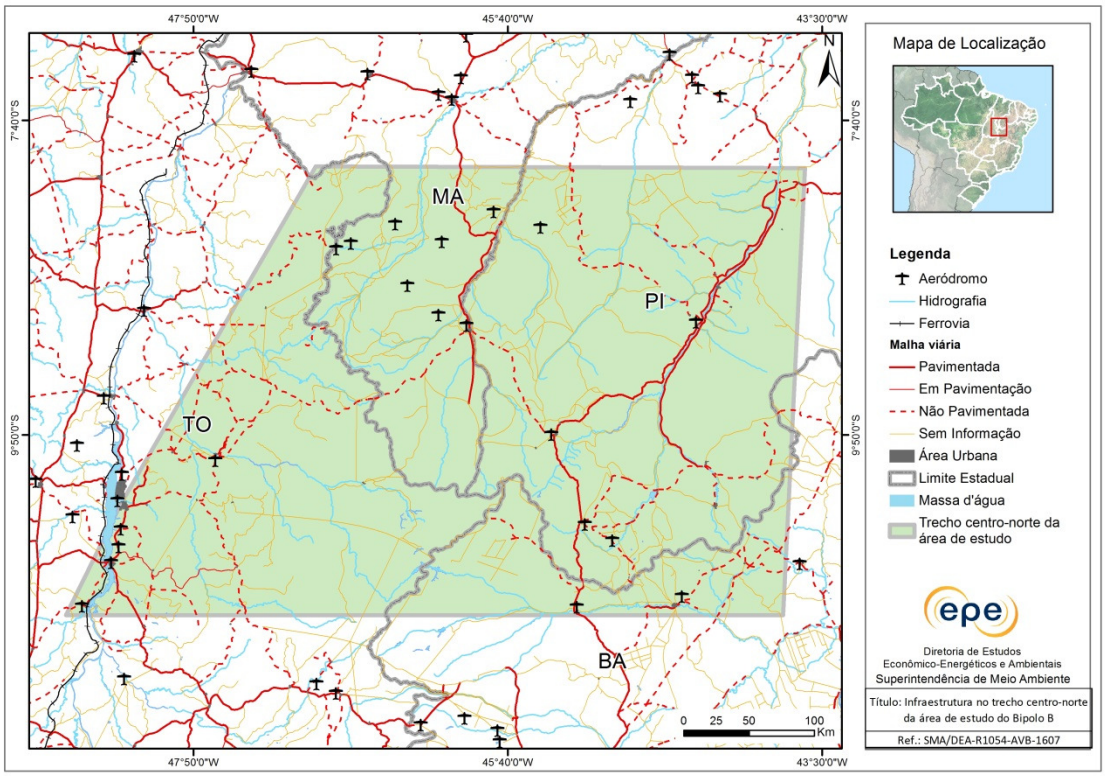


(Fonte: MMA, 2007a; Eletrobras, 2011; Incra, 2015a; Incra, 2015b; MMA, 2015; ICMBio, 2015; Funai, 2015; EPE, 2015)

Figura 28 – Principais aspectos socioambientais no trecho centro-sul da área de estudo para o Bipolo B

Cabe destacar a grande área de vegetação nativa localizada a norte da TQ Kalungas (Figura 28), que apesar de ser interligada a outras regiões por meio de rodovias estaduais e algumas federais, apresenta-se pouco antropizada. São observadas áreas onde há predomínio de relevo acidentado, muitas delas, dentro de unidades de conservação.

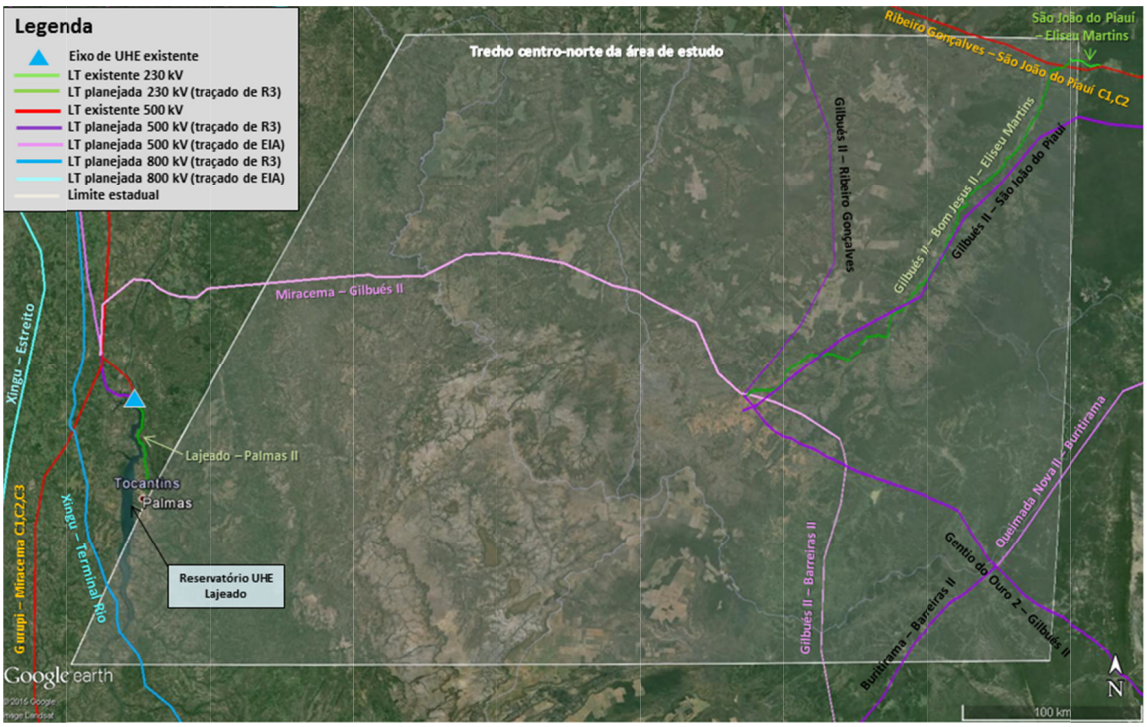
Trecho centro-norte – Esse trecho abrange parte dos estados de Tocantins, Bahia, Maranhão e Piauí, e possui baixa presença de infraestrutura de transporte (Figura 29). As áreas urbanas localizadas nesse trecho são de pequeno porte e se localizam nas áreas onde há o principal apoio rodoviário da região.



(Fonte: IBGE, 2009; EPE, 2015)

Figura 29 – Infraestrutura no trecho centro-norte da área de estudo para o Bipolo B

Nesse trecho, localizam-se diversas LTs planejadas (Figura 27), as quais se concentram nos estados do Piauí e Bahia. As poucas LTs existentes na região estão localizadas próximas ao limite nordeste do trecho.

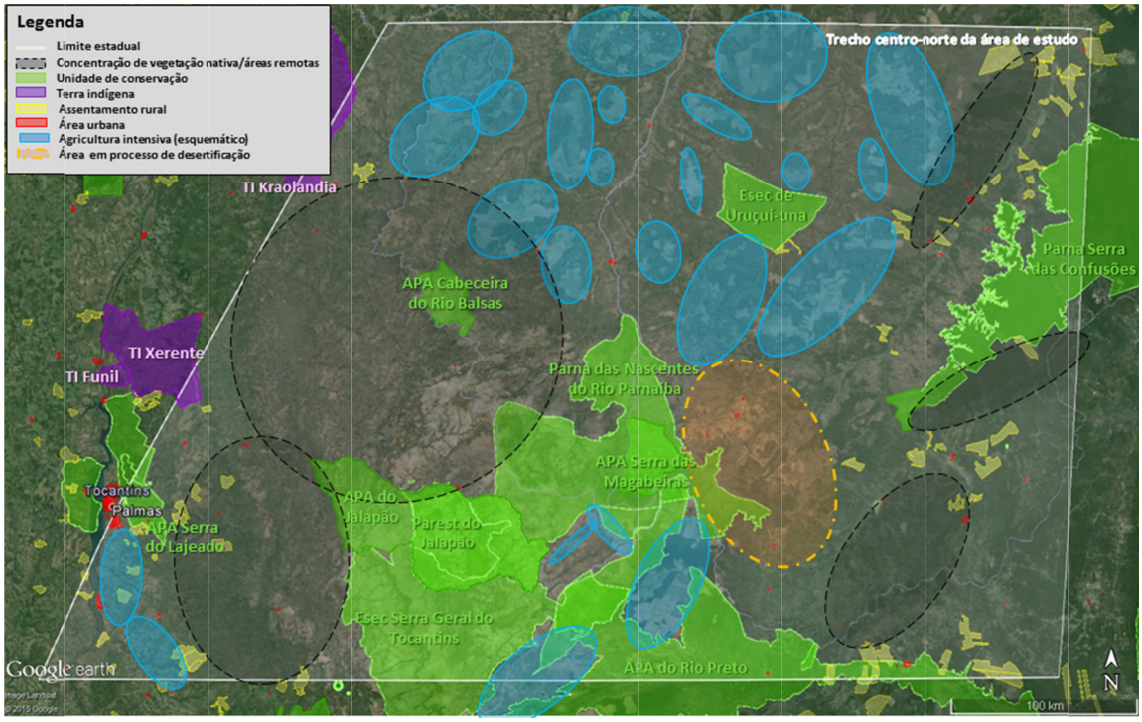


(Fonte: IBGE, 2009; EPE, 2015)

Figura 30 – Principais LTs e reservatórios no trecho centro-norte da área de estudo para o Bipolo B

O uso do solo nessa região é predominantemente marcado por áreas de vegetação nativa pertencentes às seguintes fitofisionomias: savana (presença majoritária); savana estépica (extensas áreas); vegetação secundária (diversos fragmentos, associados principalmente ao rio Gurguéia); floresta estacional semidecidual; floresta estacional decidual; e formações pioneiras. Além disso, são observadas diversas áreas esparsas de agricultura e de pecuária (pastagem).

Destaca-se a presença de diversas UCs (Figura 31), muitas delas de categoria de proteção integral e que ocupam extensas áreas, como, por exemplo, os Parques Nacionais Serra das Confusões e das Nascentes do Rio Parnaíba. São observadas diversas áreas de agricultura intensiva e uma grande região em processo de desertificação, nas proximidades da cidade de Gilbués, no estado do Piauí (Figura 31).

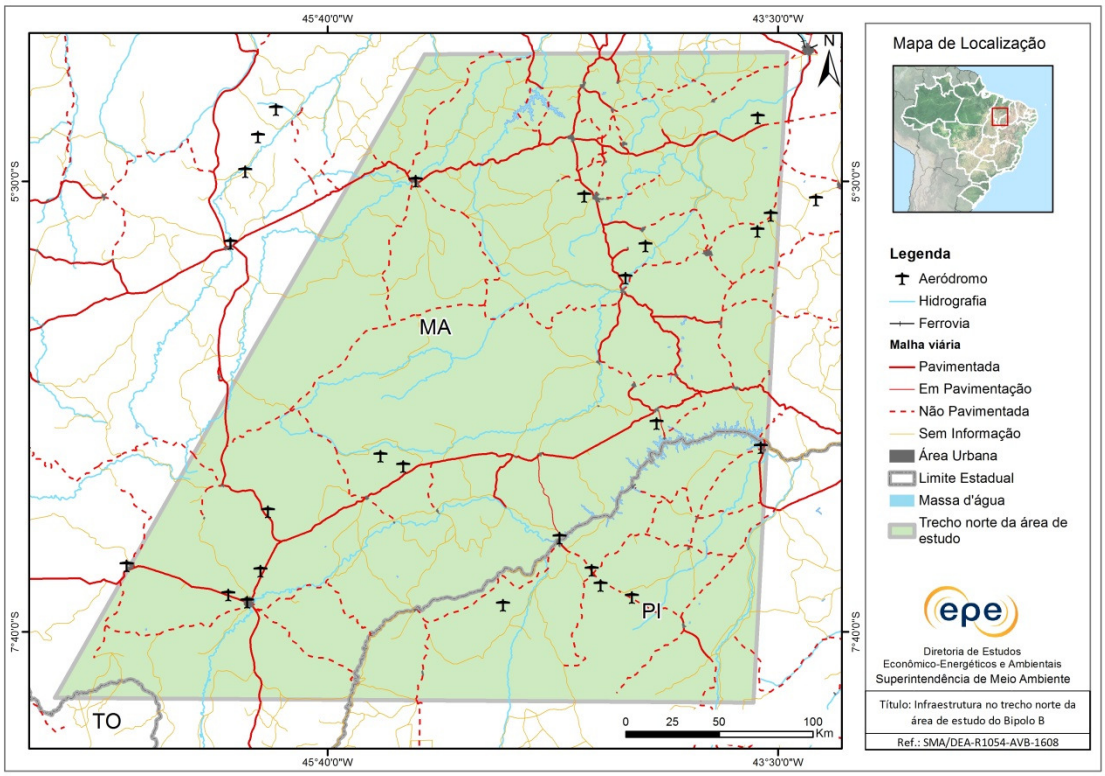


(Fonte: MMA, 2007a; Eletrobras, 2011; Incra, 2015a; Incra, 2015b; MMA, 2015; ICMBio, 2015; Funai, 2015; EPE, 2015)

Figura 31 – Principais aspectos socioambientais no trecho centro-norte da área de estudo para o Bipolo B

Além disso, nesse trecho se localizam extensas áreas de concentração de vegetação nativa que possuem pouca antropização e infraestrutura escassa, havendo poucas vias de acesso (Figura 29), em geral não pavimentadas. Importa destacar que parte das TIs Xerente e Kraolandia são abrangidas pela área de estudo (limite oeste).

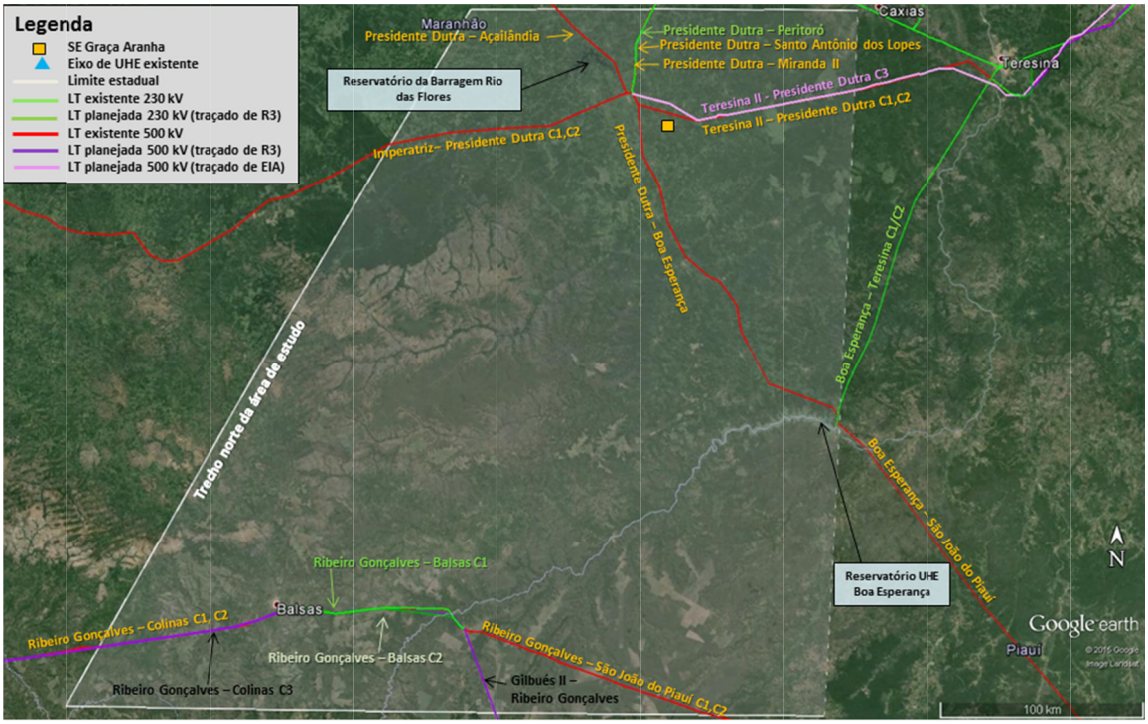
Trecho norte – Esse trecho abrange regiões dos estados do Maranhão e Piauí, além de uma pequena região do Tocantins. A infraestrutura de transporte existente se concentra nas regiões próximas às áreas urbanas de maior porte, que por sua vez se localizam às margens das rodovias federais (BR-135 e BR-230) (Figura 32). Na região do estado do Piauí, próxima à divisa com o Maranhão, há vários aeródromos, que atendem áreas de agricultura intensiva ali localizadas.



(Fonte: IBGE, 2009; EPE, 2015)

Figura 32 – Infraestrutura no trecho norte da área de estudo para o Bipolo B

Nas porções norte e sul desse trecho, localizam-se diversas LTs existentes e planejadas (Figura 33). Destacam-se os reservatórios da UHE Boa Esperança e da Barragem do Rio das Flores, ambos de grande extensão.

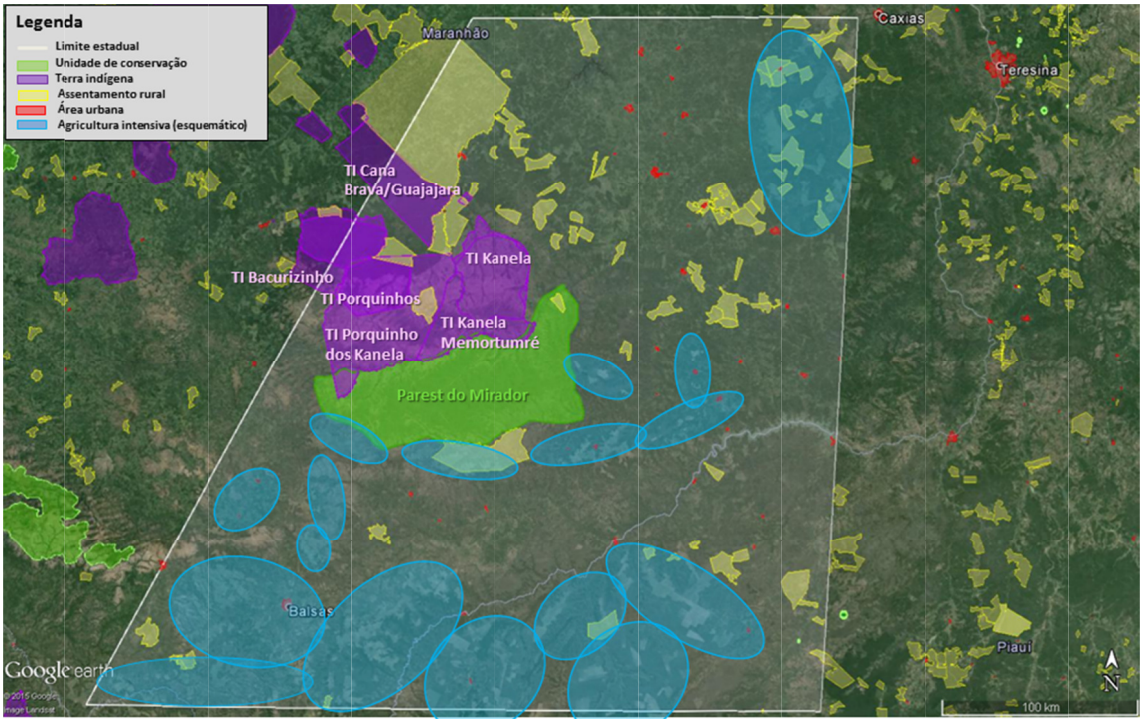


(Fonte: IBGE, 2009; EPE, 2015)

Figura 33 – Principais LTs e reservatórios no trecho norte da área de estudo para o Bipolo B

O uso do solo nessa região é predominantemente marcado por áreas de vegetação nativa, em maior parte da fitofisionomia de savana, além de extensos fragmentos de floresta estacional semidecidual e áreas de savana estépica. Além disso, se localizam nesse trecho grandes áreas de vegetação secundária, diversos fragmentos de agricultura e de pecuária (pastagem), além de algumas áreas de reflorestamento.

Extensas áreas de agricultura intensiva podem ser observadas nesse trecho (Figura 34), principalmente nos topos das chapadas presentes na região, sendo notado o aproveitamento agrícola mecanizado por meio da utilização de pivôs centrais de irrigação em algumas áreas. Destacam-se as áreas protegidas de grande extensão, a saber: Parque Estadual do Mirador; e as TIs Porquinhos dos Kanela Apãnjekra, Porquinhos, Kanela Memortumré, Kanela, Bacurizinho, Cana Brava/Guajajara e Rodeador.

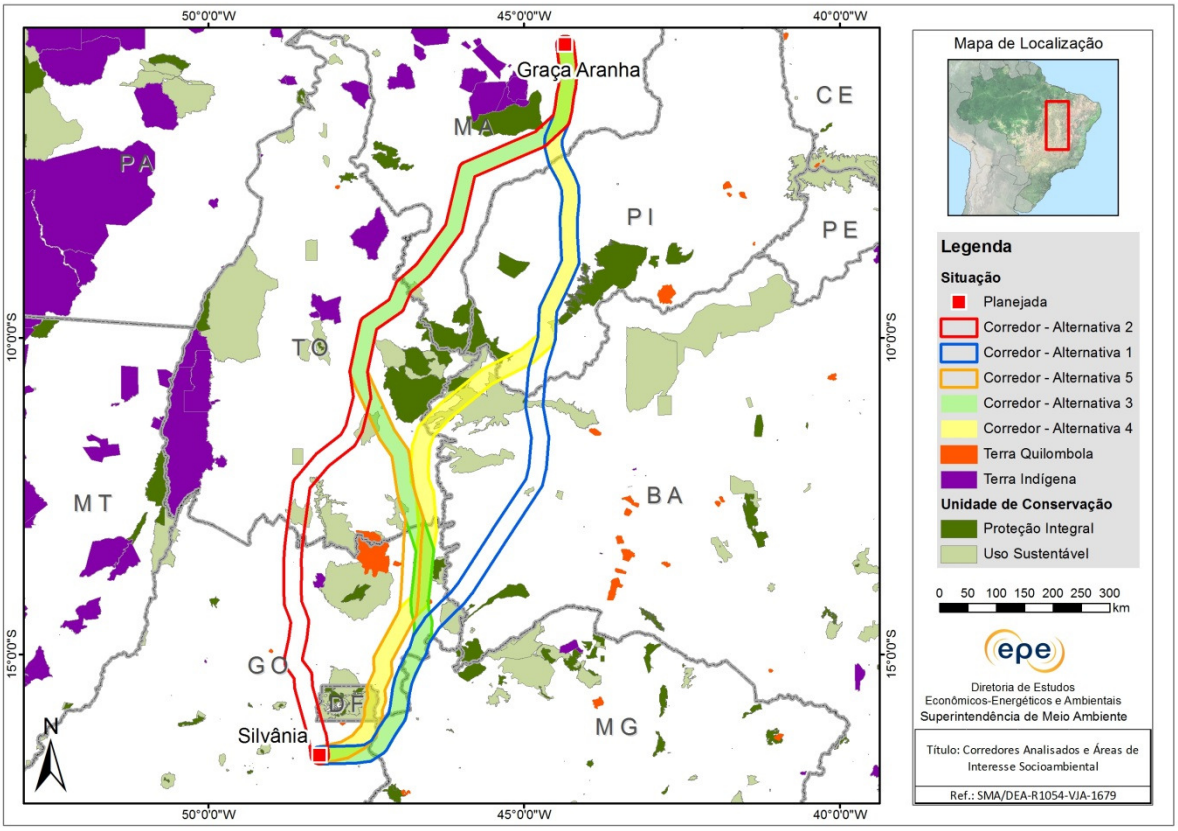


(Fonte: MMA, 2007a; Eletrobras, 2011; Incra, 2015a; Incra, 2015b; MMA, 2015; ICMBio, 2015; Funai, 2015; EPE, 2015)

Figura 34 – Principais aspectos socioambientais no trecho norte da área de estudo para o Bipolo B

3.2.2.3 Comparação entre as alternativas de corredor para o Bipolo B

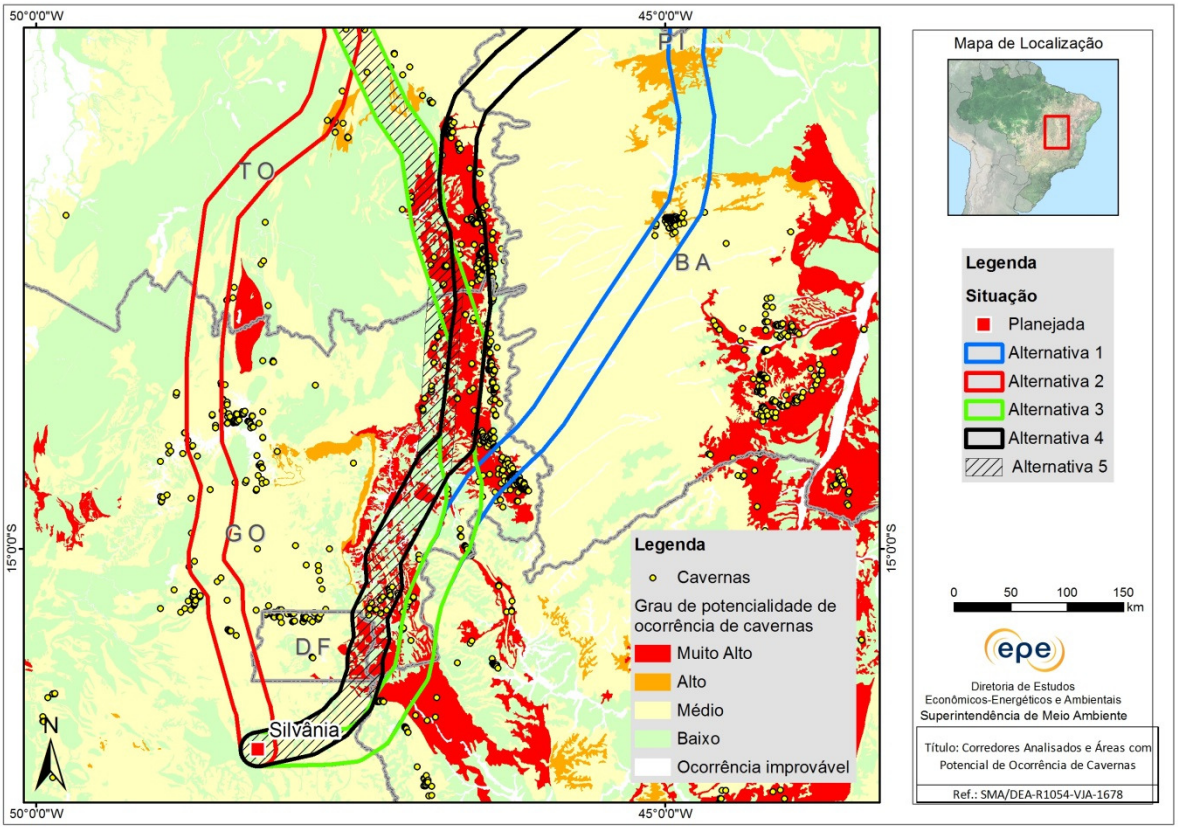
As cinco alternativas estudadas foram comparadas entre si para seleção daquela que apresentasse menor interferência com os principais aspectos socioambientais e empreendimentos de transmissão de energia elétrica (existentes e planejados) presentes na área de estudo. Assim como outros fatores listados no item 3.2.2.1, a localização de áreas protegidas foi determinante para elaboração dos traçados de corredores, buscando-se menor interferência (Figura 35).



(Fonte: IBGE, 2009; Eletrobras, 2011; Incra, 2015b; MMA, 2015; Funai, 2015; EPE, 2015)

Figura 35 – Principais aspectos socioambientais das alternativas estudadas para o Bipolo B

Destaca-se que embora tenha se buscado afastamento de áreas protegiadas, os corredores que passam pela região a leste do Distrito Federal e pelas regiões próximas às divisas entre Minas Gerais e Goiás, Goiás e Distrito Federal, Goiás e Bahia e Tocantins e Bahia, atravessam áreas com elevada ocorrência de cavernas mapeadas e áreas com alto grau de potencial cavernícola, sendo este um aspecto relevante para comparação entre as alternativas (Figura 36).



(Fonte: IBGE, 2009; Cecav, 2012; Cecav, 2015; EPE, 2015)

Figura 36 – Alternativas estudadas para o Bipolo B: cavernas mapeadas e grau de potencialidade de ocorrência de cavernas no trechos sul e centro-sul da área de estudo

Outro fator de relevância para comparação entre as alternativas foram as áreas de agricultura intensiva com utilização de irrigação mecanizada por meio de pivôs centrais, cuja concentração ocorre, principalmente, nas áreas a sul (Figura 37) e a leste do Distrito Federal. A alta concentração dos pivôs centrais geralmente limita a escolha de alternativas de traçado para a implantação do empreendimento e aumenta o custo fundiário do projeto, podendo ainda gerar interferências sociais significativas.



(Fonte: Google Earth Pro)

Figura 37 – Região a sul do Distrito Federal onde há alta concentração de irrigação mecanizada por meio de pivôs centrais

Para comparação das alternativas, a seguir é feita uma breve descrição de cada um dos corredores estudados.

3.2.2.3.1 Alternativa 1

A alternativa 1 de traçado de corredor segue pelos estados de Goiás, Minas Gerais, Bahia, Piauí e Maranhão, passando a leste do Distrito Federal (Figura 36). Seu traçado foi definido de forma a se aproximar de rodovias existentes e desviar do Distrito Federal (que apresenta áreas urbanas, UCs e outros fatores de complexidade socioambiental), da Área do Exército Brasileiro (Campo de Instrução de Formosa), da área em processo de desertificação no entorno de Gilbués (PI) e do Parna Serra das Confusões. Além disso, sua concepção considerou o afastamento de 10 km das seguintes LTs planejadas: 500 kV Rio das Éguas – Luziânia; 500 kV Barreiras II – Rio das Éguas C1 e 500 kV Gilbués II – Barreiras II.

Essa alternativa de corredor atravessa áreas de intenso aproveitamento agrícola, onde há alta concentração de utilização de irrigação mecanizada por meio de pivôs centrais (principalmente nos estados de Goiás e da Bahia). Em relação a UCs, o corredor abrange, com possibilidade de desvio, as APAs de São Desidério, do Rangel, além da RPPN Fazenda Vereda do Gato e da Esec do Rio Preto. Destaca-se que o corredor abrange ainda a APA Nascentes do Rio Vermelho, que para seu desvio há necessidade de aproximação com a LT 500 kV Barreiras II – Rio das Éguas C1 (planejada), não atendendo ao critério elétrico de

afastamento. Para a APA do Rio Preto, também abrangida pelo corredor, não há possibilidade de desvio. Adicionalmente, o corredor engloba áreas com predomínio de relevo acidentado e diversas áreas de alto potencial cavernícola e com elevada ocorrência de cavidades naturais subterrâneas (principalmente no entorno de São Desidério, na Bahia, e nas regiões próximas aos limites entre Goiás e Minas Gerais, e Goiás e Bahia).

Além dos reservatórios da UHE Corumbá III e da UHE Queimado, que não exigem travessias de grande porte, a alternativa 1 de corredor atravessa, sem possibilidade de desvio, as seguintes LTs:

- 345 kV UHE Corumbá – Brasília Sul;
- 800 kV Xingu – Terminal Rio (planejada);
- 500 kV Samambaia – Emborcação;
- 500 kV Luziânia – Paracatu 4;
- 500 kV Luziânia – Pirapora 2 (planejada);
- 500 kV Rio das Éguas – Arinos 2 (planejada);
- 500 kV Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa II;
- 500 kV Barreiras II – Bom Jesus da Lapa II (planejada);
- 230 kV Bom Jesus da Lapa I – Barreiras;
- 500 kV Buritirama – Barreiras II (planejada);
- 500 kV Gentio do Ouro II – Gilbués II (planejada);
- 230 kV Gilbués II – Bom Jesus II – Eliseu Martins (planejada);
- 500 kV Gilbués II – São João do Piauí (planejada);
- 500 kV Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí C1 e C2;
- 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança.

3.2.2.3.2 Alternativa 2

A alternativa 2 de traçado de corredor segue pelos estados de Goiás, Tocantins e Maranhão, passando a oeste do Distrito Federal (Figura 36). Seu traçado foi definido de forma a se aproximar de rodovias existentes e desviar do Distrito Federal (que apresenta áreas urbanas, UCs e outros fatores de complexidade socioambiental), do reservatório da UHE Peixe Angical, das TIs Avá-Canoeiro e Xerente, e das UCs APA Serra da Mombuca, Esec Serra Geral do Tocantins, APA do Jalapão e Parest do Mirador. Sua concepção considerou ainda o afastamento de 10 km em relação às LTs 800 kV Xingu – Estreito e 500 kV Serra da Mesa II – Luziânia, além de buscar trechos mais estreitos dos reservatórios das UHEs Corumbá IV e Serra da Mesa para travessia.

Por estar localizada a oeste do Distrito Federal, essa alternativa de corredor evita passagem sobre áreas de agricultura intensiva com concentração de pivôs centrais existentes naquela

região. No entanto, esse corredor abrange ainda algumas regiões de alto aproveitamento agrícola, principalmente no estado de Goiás. O corredor atravessa extensas regiões remotas com elevada ocorrência de vegetação nativa e em relação a UCs, abrange, com possibilidade de desvio, as APAs do Planalto Central, Cabeceira do Rio Balsas, do Lago de Peixe/Angical, além da RPPN João de Barro e do Parest do Mirador. Destaca-se que o corredor abrange ainda a APA do Jaú, sem possibilidade de desvio. Adicionalmente, o corredor engloba áreas com predomínio de relevo acidentado, principalmente na região a sul do reservatório da UHE Serra da Mesa.

Além dos reservatórios das UHEs Corumbá IV e Serra da Mesa, que não necessariamente exigem travessias de grande porte, a alternativa 2 de corredor abrange as seguintes LTs:

- 500 kV Samambaia – Itumbiara;
- 345 kV Bandeirantes – Samambaia C1 e C2;
- 230 kV Brasília Sul – Pirineus;
- 230 kV Águas Lindas – Barro Alto;
- 230 kV Barro Alto – Niquelândia – Codemin/Serra da Mesa;
- 500 kV Gurupi – Peixe II – Serra da Mesa II/Peixe Angical;
- 800 kV Xingu – Terminal Rio (planejada);
- 500 kV Miracema – Gilbués II (planejada);
- 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves C1 e C2;
- 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança.

3.2.2.3.3 Alternativa 3

A alternativa 3 de traçado de corredor segue pelos estados de Goiás, Minas Gerais, Tocantins e Maranhão, passando a leste do Distrito Federal (Figura 36). Essa alternativa se sobrepõe parcialmente às alternativas 1 (trecho sul) e 2 (trecho norte). Seu traçado foi definido de forma a se aproximar de rodovias existentes e desviar do Distrito Federal (que apresenta áreas urbanas, UCs e outros fatores de complexidade socioambiental), da Área do Exército Brasileiro (Campo de Instrução de Formosa), das TQs Kalungas, Família Magalhães e Baco Pari, e das seguintes UCs: APA Nascentes do Rio Vermelho, Flona da Mata Grande, Parest de Terra Ronca, Resex do Recanto das Araras de Terra Ronca, APA Serra Geral de Goiás, APA Serra de Arraias, Esec Serra Geral do Tocantins, APA do Jalapão e Parest do Mirador. Além disso, sua concepção considerou o afastamento de 10 km das LTs planejadas 500 kV Rio das Éguas – Luziânia e 800 kV Xingu – Terminal Rio.

Essa alternativa de corredor atravessa áreas de intenso aproveitamento agrícola, onde há alta concentração de utilização de irrigação mecanizada por meio de pivôs centrais (principalmente em Goiás e porções do Maranhão), e extensas regiões remotas com elevada

ocorrência de vegetação nativa. Em relação a UCs, o corredor abrange, com possibilidade de desvio, as APAs Serra de Arraias, Serra da Mombuca, Cabeceira do Rio Balsas, o Parest de Terra Ronca, o Parest do Mirador, as RPPNs Fazenda Vereda do Gato e Fazenda Minnehaha, a Flona da Mata Grande. Adicionalmente, o corredor engloba algumas áreas com predomínio de relevo acidentado e diversas áreas de alto potencial cavernícola e com elevada ocorrência de cavidades naturais subterrâneas (principalmente nas regiões próximas aos limites entre Goiás e Minas Gerais, e Goiás e Bahia).

Além dos reservatórios da UHE Corumbá III e da UHE Queimado, que não exigem travessias de grande porte, a alternativa 3 de corredor atravessa, sem possibilidade de desvio, as seguintes LTs:

- 800 kV Xingu – Terminal Rio (planejada);
- 345 kV UHE Corumbá – Brasília Sul;
- 500 kV Samambaia – Emborcação;
- 500 kV Luziânia – Paracatu 4;
- 500 kV Luziânia – Pirapora 2 (planejada);
- 500 kV Rio das Éguas – Luziânia (planejada);
- 500 kV Serra da Mesa II – Rio das Éguas;
- 500 kV Miracema – Gilbués II (planejada);
- 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves C1 e C2;
- 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança.

3.2.2.3.4 Alternativa 4

A alternativa 4 de traçado de corredor segue pelos estados de Goiás, Tocantins e Maranhão, atravessando a porção leste do Distrito Federal (Figura 36). Essa alternativa se sobrepõe parcialmente à alternativa 1 (trecho norte, nos estados de Piauí e Maranhão). Seu traçado foi definido de forma a se aproximar de rodovias existentes e desviar das áreas urbanas do Distrito Federal e da Área do Exército Brasileiro (Campo de Instrução de Formosa), ainda que o corredor abranja parte dessa área militar e englobe cidades goianas próximas aos limites do Distrito Federal, tais como Formosa. Adicionalmente, a alternativa 4 foi definida de modo a desviar da área em processo de desertificação no entorno do município de Gilbués (PI), das TQs Baco Pari, Kalungas e Família Magalhães, e das seguintes UCs: APA Pouso Alto, Parest de Terra Ronca, APA Serra Geral de Goiás, Resex do Recanto das Araras de Terra Ronca, Flona da Mata Grande, APA Serra de Arraias, APA Bacia do Rio de Janeiro, Parna das Nascentes do Rio Parnaíba, Esec Serra Geral do Tocantins, Parna Serra das Confusões e Parest do Mirador. Ainda, sua concepção considerou o afastamento de 10 km das LTs 500 kV Serra da Mesa II – Luziânia, 500 kV Rio das Éguas – Luziânia (planejada) e 800 kV Xingu – Terminal Rio (planejada).

Essa alternativa de corredor atravessa áreas de intenso aproveitamento agrícola, onde há alta concentração de utilização de irrigação mecanizada por meio de pivôs centrais (principalmente em Goiás, no Distrito Federal e porções do Maranhão), e regiões remotas com elevada ocorrência de vegetação nativa (no estado do Tocantins, majoritariamente). Em relação a UCs, o corredor abrange, com possibilidade de desvio, as RPPNs Fazenda Vereda do Gato e Vale do Paranã, a Flona da Mata Grande, o Parest de Terra Ronca, a APA do Rangel, a Esec Serra Geral do Tocantins e o Parna das Nascentes do Rio Parnaíba. Outras duas UCs são abrangidas pelo corredor sem possibilidade de desvio: a APA do Rio Preto e a APA do Planalto Central. Em relação a esta úlitma, seu desvio fica limitado por conta de sua localização contígua ao Campo de Instrução de Formosa (área do Exército Brasileiro). Adicionalmente, o corredor engloba algumas áreas com predomínio de relevo acidentado e diversas áreas de alto potencial cavernícola e com elevada ocorrência de cavidades naturais subterrâneas (principalmente nas regiões próximas aos limites entre os estados de Goiás e Bahia e em áreas a norte de Formosa, em Goiás).

Além dos reservatórios da UHE Corumbá III e da UHE Queimado, que não exigem travessias de grande porte, a alternativa 4 de corredor atravessa, sem possibilidade de desvio, as seguintes LTs:

- 800 kV Xingu – Terminal Rio (planejada);
- 345 kV UHE Corumbá – Brasília Sul;
- 500 kV Samambaia – Emborcação;
- 500 kV Luziânia – Paracatu 4;
- 500 kV Luziânia – Pirapora 2 (planejada);
- 500 kV Rio das Éguas – Luziânia (planejada);
- 500 kV Serra da Mesa II – Rio das Éguas;
- 500 kV Gilbués II – Barreiras II (planejada);
- 500 kV Gentio do Ouro II – Gilbués II (planejada);
- 230 kV Gilbués II – Bom Jesus II – Eliseu Martins (planejada);
- 500 kV Gilbués II – São João do Piauí (planejada);
- 500 kV Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí;
- 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança.

3.2.2.3.5 Alternativa 5

A alternativa 5 de traçado de corredor segue pelos estados de Goiás, Tocantins e Maranhão, atravessando a porção leste do Distrito Federal e uma pequena área de Minas Gerais (Figura 36). Essa alternativa se sobrepõe parcialmente às alternativas 4 (trecho sul) e 3 (nos estados de Tocantins e Maranhão). Seu traçado foi definido de forma a se aproximar de rodovias existentes e desviar das áreas urbanas do Distrito Federal e da Área do Exército

Brasileiro (Campo de Instrução de Formosa), ainda que o corredor abranja parte dessa área militar e englobe cidades goianas próximas aos limites do Distrito Federal, tais como Formosa. Adicionalmente, a alternativa 5 foi definida de modo a desviar da área em processo de desertificação no entorno do município de Gilbués, das TQs Baco Pari, Kalungas e Família Magalhães, e das seguintes UCs: APA Pouso Alto, Parest de Terra Ronca, APA Serra Geral de Goiás, Resex do Recanto das Araras de Terra Ronca, APA Serra de Arraias, APA Serra da Mombuca, Esec Serra Geral do Tocantins, APA do Jalapão, APA Cabeceira do Rio Balsas e Parest do Mirador. Ainda, sua concepção considerou o afastamento de 10 km das LTs 500 kV Serra da Mesa II – Luziânia, 500 kV Rio das Éguas – Luziânia (planejada) e 800 kV Xingu – Terminal Rio (planejada).

Essa alternativa de corredor atravessa áreas de intenso aproveitamento agrícola, onde há alta concentração de utilização de irrigação mecanizada por meio de pivôs centrais (principalmente em Goiás, no Distrito Federal e porções do Maranhão), e regiões remotas com elevada ocorrência de vegetação nativa (no estado do Tocantins, majoritariamente). Em relação a UCs, o corredor abrange, com possibilidade de desvio, as RPPNs Fazenda Vereda do Gato, Fazenda Minnehaha e Vale do Paranã, a Flona da Mata Grande, o Parest do Mirador e as APAs Serra de Arraias, Serra da Mombuca e Cabeceira do Rio Balsas. Outra UC é abrangida pelo corredor, sem possibilidade de desvio: a APA do Planalto Central, cujo desvio fica limitado por conta de sua localização contígua ao Campo de Instrução de Formosa (área do Exército Brasileiro). Adicionalmente, o corredor engloba algumas áreas com predomínio de relevo acidentado e diversas áreas de alto potencial cavernícola e com elevada ocorrência de cavidades naturais subterrâneas (principalmente nas regiões próximas aos limites entre Goiás e Bahia e em áreas a norte de Formosa, em Goiás).

Além dos reservatórios da UHE Corumbá III e da UHE Queimado, que não exigem travessias de grande porte, a alternativa 5 de corredor abrange as seguintes LTs:

- 800 kV Xingu – Terminal Rio (planejada);
- 345 kV UHE Corumbá – Brasília Sul;
- 500 kV Samambaia – Emborcação;
- 500 kV Luziânia – Paracatu 4;
- 500 kV Luziânia – Pirapora 2 (planejada);
- 500 kV Rio das Éguas – Luziânia (planejada);
- 500 kV Serra da Mesa II – Rio das Éguas;
- 500 kV Miracema – Gilbués II (planejada);
- 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves C1 e C2;
- 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança.

3.2.2.3.6 Resumo comparativo entre as alternativas de corredor para o Bipolo B

Objetivando uma análise quantitativa para comparação entre as cinco alternativas, foram considerados possíveis traçados para a futura LT, definidos no interior dos respectivos corredores. Dessa forma, a comparação não se deu em função das áreas dos corredores e sim sobre tais traçados, que foram vislumbrados buscando-se a minimização das interferências socioambientais nas regiões atravessadas, assim como com os empreendimentos elétricos (existentes e planejados). Adicionalmente, priorizou-se aproximação com rodovias e vias de acesso existentes. Como as alternativas de traçados preliminares foram definidas visando somente a comparação para seleção da melhor alternativa de corredor (não representando indicações para futuras etapas do planejamento), tais traçados não são apresentados cartograficamente neste estudo.

As extensões de tais traçados, relacionados a cada alternativa de corredor, estão apresentadas a seguir (Tabela 15).

Tabela 15 – Comparação das alternativas estudadas para o Bipolo B: extensões

Alternativa	Extensão do traçado (km)
1	1.473
2	1.530
3	1.598
4	1.494
5	1.578

As extensões apresentadas na Tabela 15 demonstram que as diferenças entre os traçados definidos para as alternativas de corredor não ultrapassam 10%, comparando-se os valores extremos (maior e menor extensão).

A seguir, são apresentadas tabelas com as principais informações sobre eventuais interferências das opções de traçado com os aspectos socioambientais identificados e os empreendimentos de transmissão de energia elétrica levantados. Essas tabelas relacionam os fatores considerados determinantes para seleção das alternativas (item 3.2.2.1), bem como outros aspectos relevantes.

A Tabela 16 apresenta a comparação entre as alternativas no que tange às interferências com empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica, considerando o critério elétrico de afastamento de 10 km com LTs de alta importância para o intercâmbio elétrico entre regiões do país (definido pela STE/EPE).

Tabela 16 – Comparação das alternativas estudadas para o Bipolo B: aspectos relacionados a empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica

Alternativa	Travessia de grandes reservatórios[4]		Travessia de LTs					Extensão aproximada de trechos com proximidade menor que 10 km de LTs com critério de afastamento
			Com critério de afastamento de 10 km[5]		Sem critério de afastamento de 10 km		Total	
	Que podem ultrapassar 500 m	Que não exigem travessias de mais de 500 m	Existentes	Planejadas	Existentes	Planejadas		
1	-	1	500 kV: 1	800 kV: 1 500 kV: 2	500 kV: 5 345 kV: 1 230 kV: 1	500 kV: 4 230 kV: 1	800 kV: 1 500 kV: 12 345 kV: 1 230 kV: 2	134 km
2	2[6]	-	-	800 kV: 1	500 kV: 7 345 kV: 2 230 kV: 3	500 kV: 2 230 kV: 1	800 kV: 1 500 kV: 9 345 kV: 2 230 kV: 4	23 km
3	-	1	500 kV: 1	800 kV: 1 500 kV: 2	500 kV: 5 345 kV: 1	500 kV: 2	800 kV: 1 500 kV: 10 345 kV: 1	125 km
4	-	1	500 kV: 1	800 kV: 1 500 kV: 3	500 kV: 5 345 kV: 1	500 kV: 2 230 kV: 1	800 kV: 1 500 kV: 11 345 kV: 1 230 kV: 1	140 km
5	-	1	500 kV: 1	800 kV: 1 500 kV: 2	500 kV: 5 345 kV: 1	500 kV: 2	800 kV: 1 500 kV: 11 345 kV: 1	117 km

Conforme apresentado na Tabela 16, apesar da alternativa 2 considerar em seu traçado o cruzamento de dois reservatórios de grande porte, cujas travessias poderão ultrapassar 500 metros, esta alternativa possui menor interferência com LTs de alta importância para intercâmbio elétrico entre as regiões do país, visto que possui menor número de cruzamentos e extensão de trechos com proximidade com tais LTs. Além disso, a alternativa 2 atravessa um menor número de LTs de 500 kV.

Cabe destacar que todas as alternativas atravessam a LT planejada 800 kV Xingu – Terminal Rio e que seu traçado foi considerado de acordo com aquele disponibilizado no Relatório R3 (EPE, 2014) desse empreendimento. Tal diretriz é compatível com o apresentado na Ficha de Caracterização de Atividade (FCA) desse empreendimento (IBAMA, 2015), documento necessário para abertura do processo de licenciamento ambiental junto ao Ibama.

[4] Foram considerados os reservatórios que possuem largura de mais de 500 m.

[5] Conforme definido pela STE/EPE, para LTs existentes e planejadas de alta importância para o SIN foi adotado critério elétrico de afastamento de 10 km.

[6] Para a travessia desses reservatórios (das UHEs Corumbá IV e Serra da Mesa), foram visualizadas alternativas de travessia com menos de 500 metros de extensão, cuja viabilidade de passagem deverá ser avaliada *in loco*. Assim sendo, foi adotada a premissa conservadora de que tais travessias poderão ultrapassar 500 metros de extensão.

A Tabela 17 e a Tabela 18 apresentam a comparação entre as alternativas em função de interferências com aspectos socioambientais.

Tabela 17 - Comparação das alternativas estudadas para o Bipolo B: áreas protegidas

Alternativa	Interferência em UCs		Proximidade com Terras Indígenas[7]	Proximidade com Territórios Quilombolas[8]
	Proteção Integral	Uso Sustentável		
1	-	APA do Rio Preto / APA Nascentes do Rio Vermelho[8]	-	-
2	-	APA do Jaú	-	-
3	-	-	-	-
4	-	APA do Rio Preto / APA do Planalto Central	-	-
5	-	-	-	-

Tabela 18 – Comparação das alternativas estudadas para o Bipolo B: aspectos socioambientais (cavernas, assentamentos rurais, área em processo de desertificação e uso do solo)

Alternativa	Cavernas		Interferência com Assentamentos Rurais	Travessia da região em processo de desertificação de Gilbués	Uso do solo[9]
	Travessia de áreas classificadas com grau muito alto ou alto de potencial de ocorrência de cavernas	Travessia ou proximidade (menor que 5 km) de áreas de concentração de cavernas mapeadas[10]			
1	Grau muito alto: 175 km Grau alto: 32 km	7 áreas	2	-	Agricultura: 8,7 km^2 Pecuária (pastagem): 26,3 km^2 Vegetação Nativa: 107,7 km^2
2	-	1 área	7	-	Agricultura: 7,5 km^2 Pecuária (pastagem): 31 km^2 Vegetação Nativa: 114,5 km^2
3	Grau muito alto: 490 km Grau alto: 4 km	2 áreas	2	-	Agricultura: 10,6 km^2 Pecuária (pastagem): 30,8 km^2 Vegetação Nativa: 118,8 km^2
4	Grau muito alto: 325 km Grau alto: 2 km	5 áreas	2	Travessia da área	Agricultura: 15,4 km^2 Pecuária (pastagem): 38,2 km^2 Vegetação Nativa: 95,9 km^2
5	Grau muito alto: 285 km Grau alto: 4 km	1 área	3	-	Agricultura: 13,4 km^2 Pecuária (pastagem): 29,1 km^2 Vegetação Nativa: 115,1 km^2

[7] Foi considerado como proximidade distâncias menores que 8 km na Amazônia Legal e 5 km nas demais áreas, conforme definido no Anexo I da Portaria Interministerial n° 60, de 24/03/2015.

[8] O traçado na alternativa 1 considerou a passagem sobre a APA Nascentes do Rio Vermelho, visto que para seu desvio, haveria necessidade de aproximação (menos que 10 km) com LT com critério de afastamento.

[9] Considerando uma faixa de 100 metros a partir das opções de traçado preliminarmente consideradas preferenciais para cada alternativa.

[10] Considerou-se como áreas de concentração de cavernas as áreas circulares com raio de 3 km onde há presença de 5 ou mais cavernas.

Conforme apresentado na Tabela 17, as alternativas não apresentaram interferências com TIs, TQs e UCs de Proteção Integral, sendo observadas interferências apenas em APAs (alternativas 1, 2 e 4).

De acordo com a Tabela 18, a alternativa 2 possui a menor interferência com cavernas mas, por outro lado, atravessa mais áreas de assentamentos rurais. A alternativa 4 atravessa a região em processo de desertificação localizada no entorno do município de Gilbués (PI). As demais alternativas se localizam a mais de 30 km dessa região. Destaca-se o fragmento a seguir, retirado do Estudo de Impacto Ambiental da LT 500 kV Miracema – Sapeaçu, a qual possui sobreposição com a região de desertificação mencionada:

> *"Cabe ressaltar a intensa atividade erosiva na região do entorno de Gilbués/PI. Nesta localidade, há uma dinâmica natural erosiva, provocada pela dissecação das vertentes e recuo das drenagens, que mantém o solo exposto e promove a ocorrência de ravinas e voçorocas de dimensões consideráveis. Estas feições erosivas estão associadas ao tipo de material proveniente do intemperismo das rochas sedimentares da Formação Areado em conjunto com o ajuste das encostas ao nível de base local ou regional, sendo, portanto, gerado por um fenômeno natural de evolução da rede de drenagem e encostas. Porém, devido a essas características locais, atenção especial deve ser dada na instalação das torres para que possíveis impactos que possam comprometer a integridade da Linha de Transmissão sejam mitigados.*
>
> *A atividade erosiva expressiva no entorno de Gilbués deve ser ressaltada, uma vez que é um processo natural, mas que pode ser intensificado com a instalação das torres para transmissão de energia (...). Por fim, destaca-se a importância de se ter atenção especial às áreas com grau de suscetibilidade à erosão elevada (forte e muito forte), (...) para que sejam implantadas medidas preventivas e/ou mitigadoras quanto aos possíveis impactos gerados durante a instalação e ao longo da operação do empreendimento."* (Fonte: ATE XVI & ECOLOGY BRASIL, 2013)

As alternativas não possuem diferenciação significativa em termos de uso do solo, conforme apresentado na Tabela 18. Porém, cabe destacar que a alternativa 2 possui menor interferência com áreas de agricultura intensiva, já que não atravessa as áreas a sudeste e leste do Distrito Federal, onde a concentração de irrigação mecanizada por pivôs centrais é intensa (Figura 25), nem a região da Bahia próxima do limite com os estados de Goiás e Tocantins, onde há extensas áreas de agricultura intensiva (Figura 28). Adicionalmente, cabe mencionar que as alternativas 1 e 4 se sobrepõem a áreas de vegetação nativa abrangidas pelo polígono da lei da Mata Atlântica (Lei n° 11.428, de 22 de dezembro de 2006, que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa no bioma Mata Atlântica, regulamentada pelo Decreto nº 6.660/08).

3.2.2.3.7 Seleção da alternativa de corredor para o Bipolo B

Conforme apresentado pela TabelaTabela 18, a alternativa 2 possui menor interferência com áreas de alta ocorrência de cavernas e de potencial cavernícola, além de áreas de agricultura intensiva. Esse fator propicia a minimização de impactos socioambientais associados ao empreendimento nessas áreas sensíveis. Tais interferências poderiam elevar a complexidade de estudos ambientais para seu licenciamento, assim como aumentar o custo fundiário, principalmente em áreas de utilização de irrigação por pivôs centrais.

Além disso, esta alternativa não se localiza próxima da área em processo de desertificação existente no entorno do município de Gilbués/PI, o que poderia agravar a dinâmica dos processos erosivos associados, elevando os riscos à integridade da futura LT.

Conforme apresentado pela Tabela Tabela 16, a alternativa 2 é a que apresenta menor interferência com LTs de alta importância para o intercâmbio elétrico entre as regiões do Brasil, de acordo com critério definido pela STE/EPE (menor número de LTs atravessadas e extensão de trechos com proximidade menor que 10 km), fato este que, do ponto de vista de segurança do sistema elétrico, favorece essa alternativa.

Para os demais aspectos apresentados nas TabelasTabela 15, Tabela 16,Tabela 17 e Tabela 18, não foram observadas diferenças expressivas entre as alternativas que apontassem para a escolha de uma em detrimento de outra.

Assim como para as demais alternativas, há travessia de áreas com pouca infraestrutura viária, localizadas principalmente nos trechos centro-norte e norte da área de estudo, onde se observam grandes fragmentos de vegetação nativa de savana (predominantemente), podendo ser necessária a abertura de acesso para implantação do empreendimento em alguns trechos dessas áreas.

Dessa forma, considerando os aspectos apresentados, conclui-se que a alternativa 2 apresenta menores interferências com os fatores analisados, sendo esta a alternativa de corredor selecionada neste relatório e indicada para a realização dos estudos complementares nas etapas seguintes de planejamento. Cabe mencionar que um ponto crítico dessa alternativa é o cruzamento de dois grandes reservatórios (UHE Corumbá IV e UHE Serra da Mesa), cujas possibilidades de travessias, de forma geral, apresentam grandes extensões.

3.2.2.4 Descrição do corredor selecionado para o Bipolo B

O corredor selecionado para o Bipolo B possui 30 km de largura e eixo de aproximadamente 1.460 km de extensão. A interligação entre as SEs planejadas Graça Aranha e Silvânia está

prevista para ser realizada por meio de um circuito simples em elo de corrente contínua, de tensão de 800 kV.

Durante a elaboração do Relatório R3 do Bipolo B, será necessária interação com a empresa responsável pela elaboração dos Relatórios R3 das SEs Silvânia e Graça Aranha, para conhecimento dos locais selecionados para essas SEs, a serem considerados na definição da diretriz da futura LT.

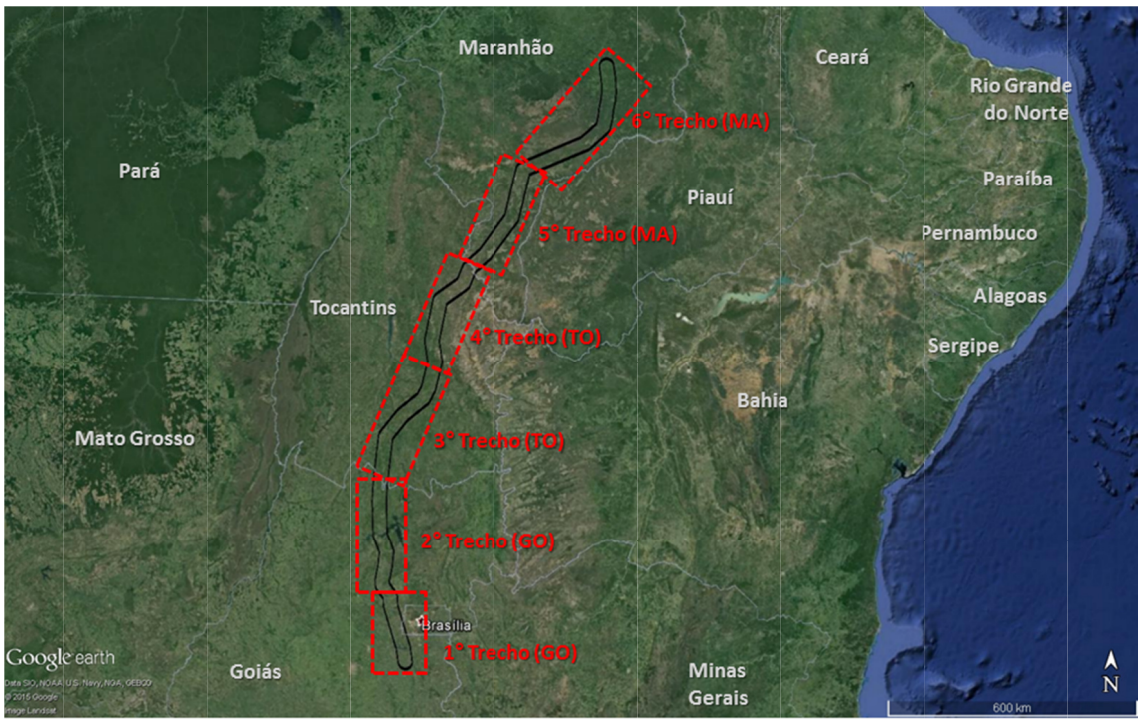
As coordenadas dos locais recomendados para as subestações Graça Aranha e Silvânia são apresentadas na Tabela 19 a seguir.

Tabela 19 – Coordenadas das subestações do corredor do Bipolo B

Subestação	Status	Coordenadas*		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Graça Aranha	Planejada	5°22'14"S	44°20'59"O	Graça Aranha	MA
Silvânia	Planejada	16°35'38"S	48°13'59"O	Silvânia	GO

* As coordenadas das subestações planejadas referem-se ao ponto central da área de estudo proposta para a subestação.

Para facilitar sua descrição, o corredor do Bipolo B foi dividido em seis trechos (dois em cada estado), conforme Figura 38 a seguir. Além disso, conforme mencionado no item 3.2.2.1, optou-se por inciar a descrição deste corredor a partir da SE Silvânia (sentido sul-norte).

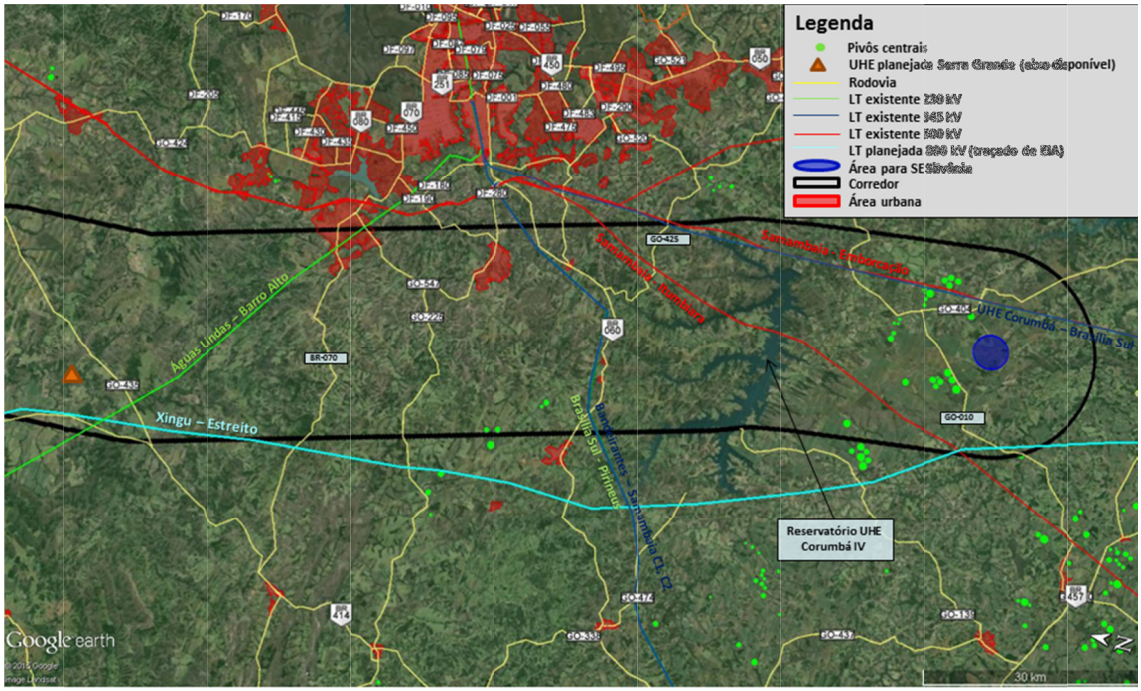


(Fonte: Google Earth Pro; EPE, 2015)

Figura 38 – Divisão do corredor do Bipolo B em seis trechos

Trecho 1 – A partir do ponto de referência para a SE Silvânia, localizada no estado de Goiás, o corredor segue nesse trecho predominantemente no sentido noroeste, passando a oeste

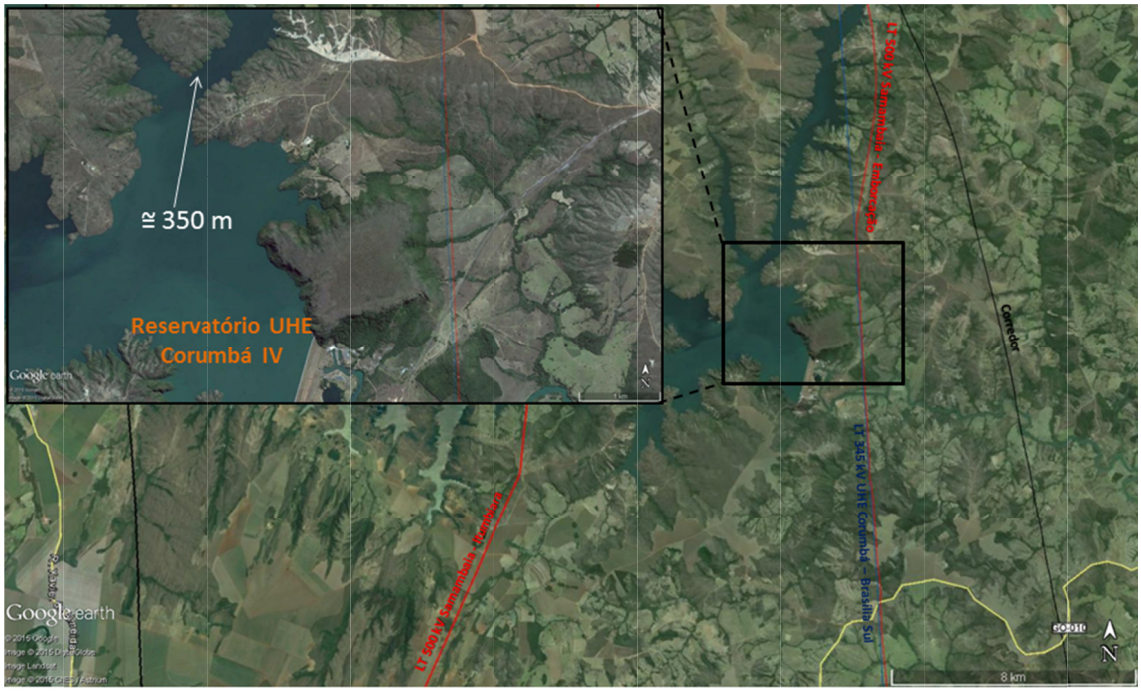
do Distrito Federal, abrangendo parcialmente seus limites e a APA do Planalto Central. Nessa região, o corredor se sobrepõe às LTs Corumbá – Brasília Sul (345 kV) e Samambaia – Emborcação (500 kV) e atravessa as LTs Samabaia – Itumbiara (500 kV), Bandeirantes – Samambaia C1 e C2 (345 kV), Brasília Sul – Pirineus (230 kV) e Águas Lindas – Barro Alto (230 kV) (Figura 39). Além disso, o corredor atravessa perpendicularmente o reservatório da UHE Corumbá IV (Figura 39), o oleoduto OSBRA (São Paulo/Brasília) e o gasoduto Brasil Central (Figura 41).



(Fonte: Google Earth Pro; MMA, 2007a; EPE, 2015; Sigel, 2015; Goiás, 2015)

Figura 39 – Aspectos relevantes no trecho 1 do corredor do Bipolo B

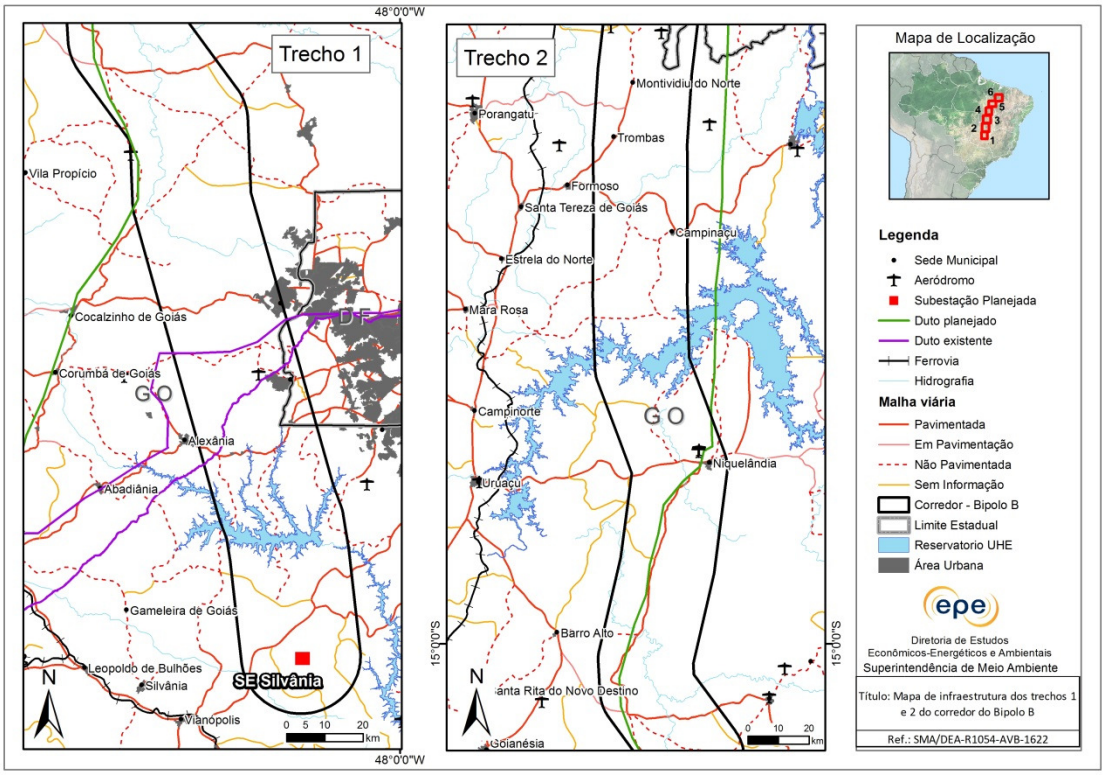
Destaca-se que a travessia do reservatório da UHE Corumbá IV é um fator de complexidade, que pode ocasionar dificuldades para a implantação da futura LT. No entanto, foi visualizada uma possibilidade de travessia em região com largura de reservatório menor que 400 metros (Figura 40).



(Fonte: Google Earth Pro; EPE, 2015)

Figura 40 – Detalhe de alternativa de local para travessia do reservatório da UHE Corumbá IV

O corredor abrange ainda um pequeno trecho do gasoduto planejado Centro Norte (Figura 41), que segue paralelo à rodovia BR-414, além do eixo disponível para a UHE Serra Grande. Nesse trecho, o apoio rodoviário é significativo e o corredor atravessa as rodovias GO-010, GO-404, GO-425, BR-060, GO-225, GO-547, BR-070, e GO-435, além de diversas estradas secundárias/vicinais que atendem, principalmente, as propriedades rurais da região. O traçado do corredor no primeiro trecho segue em paralelo à LT planejada Xingu – Estreito, em 800 kV (havendo espaço para afastamento de 10 km dessa LT), e engloba áreas de intenso aproveitamento agrícola, com utilização de irrigação mecanizada por meio de pivôs centrais. Adicionalmente, o corredor abrange áreas com vegetação nativa associadas principalmente às APPs e ao relevo acidentado presente em algumas regiões, além do rio Verde, áreas urbanas (com destaque para Santo Antônio do Descoberto e Águas Lindas de Goiás) e a RPPN João do Barro. Cabe destacar que as áreas urbanas e a UC citada podem ser desviadas pela futura LT.



(Fonte: MMA, 2007a; IBGE, 2009; EPE, 2015)

Figura 41 – Infraestrutura nos trechos 1 e 2 do corredor do Bipolo B

Trecho 2 – Nesse trecho, o corredor faz três inflexões (Figura 41): a primeira no sentido norte-nordeste, para que seu eixo siga paralelo à rodovia BR-414 e desvie de áreas de predomínio de relevo acidentado, onde há presença de extensas áreas de vegetação nativa e dificuldade de acesso; a segunda no sentido norte-noroeste, para que seus limites abranjam alternativas de travessia do reservatório da UHE Serra da Mesa de menor extensão, considerando a presença de rodovias e o afastamento de 10 km da LT planejada 800 kV Xingu – Terminal Rio (Figura 42); e a terceira no sentido norte, para que seus limites englobem rodovias paralelas ao seu eixo (rodovias GO-442 e GO-142).



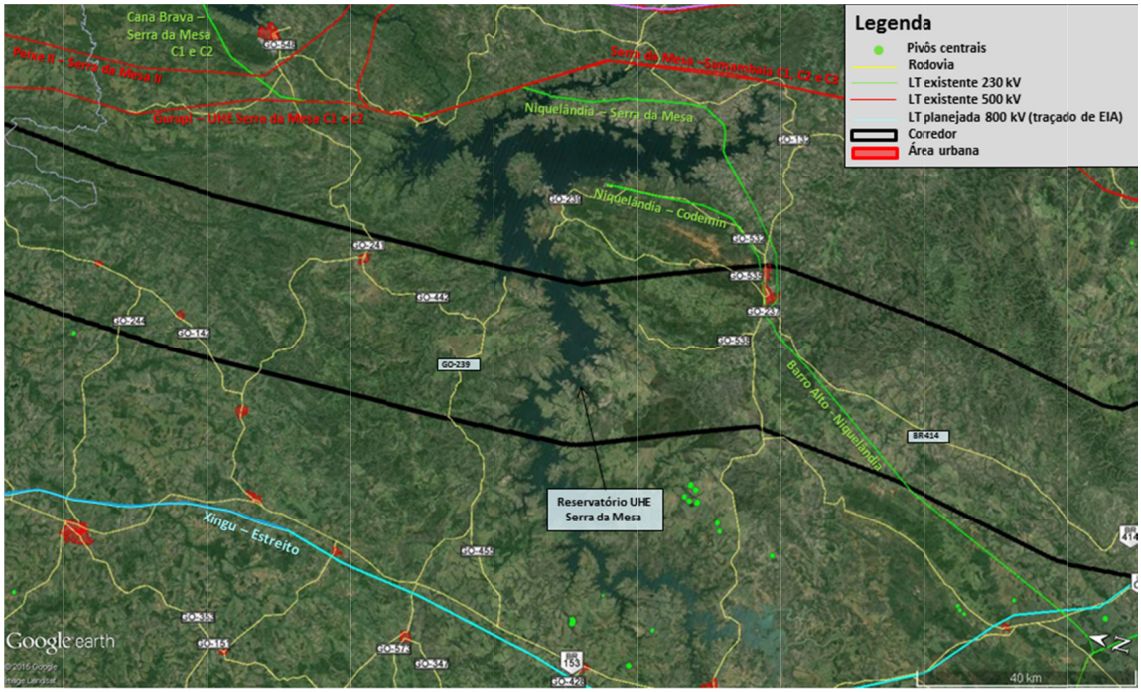
(Fonte: Google Earth Pro; EPE, 2015)

Figura 42 – Detalhe de alternativa de local de travessia do reservatório da UHE Serra da Mesa

Destaca-se que a travessia do reservatório da UHE Serra da Mesa pode ser um fator de complexidade para a implantação da futura LT, conferindo limitações de alternativas de traçado. No entanto, verificou-se que, além do local apontado como possibilidade de travessia do reservatório dessa UHE (Figura 42), foram visualizadas outras alternativas de travessia com extensão de cerca de 600 metros.

Nesse trecho, o corredor atravessa as LTs de 230 kV Barro Alto – Niquelândia C1, Niquelândia – Serra da Mesa e Niquelândia – Codemin (Figura 43). Além disso, a LT planejada 230 kV Barro Alto – Niquelândia C2[11] é abrangida pelo corredor.

[11] A EPE não possui traçado dessa LT planejada, que participou do Lote K do Leilão da Aneel n° 001/2009, e possui data de entrada em operação prevista pelo Sindat/ONS de 31/03/2016.



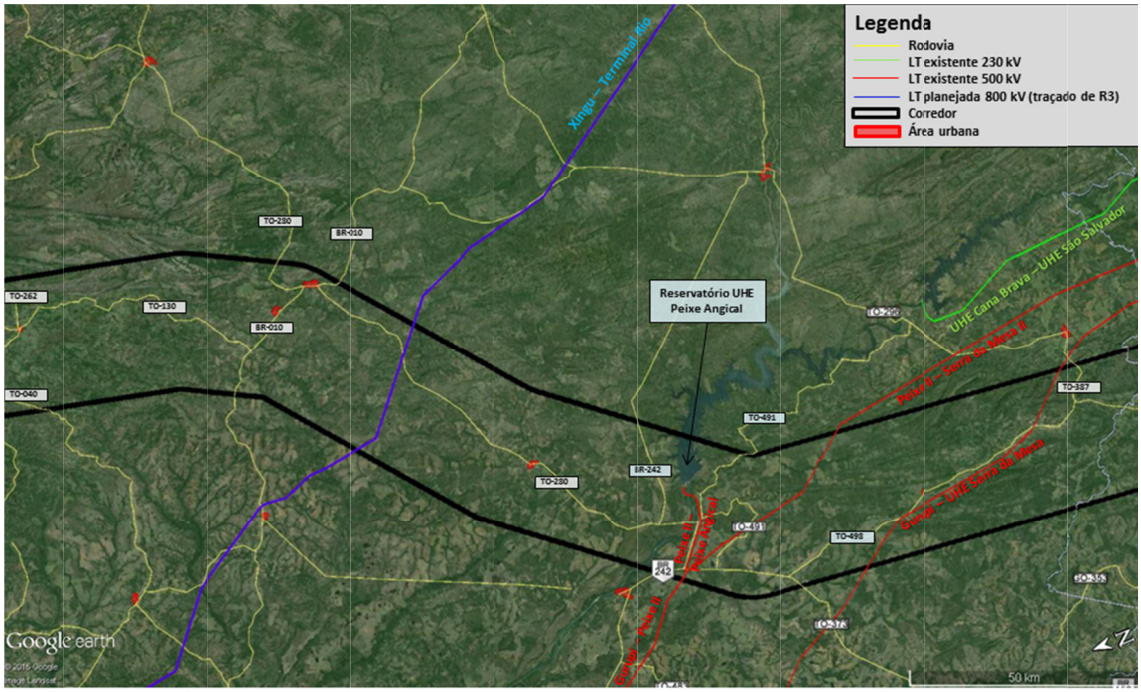
(Fonte: Google Earth Pro; MMA, 2007a; EPE, 2015; Sigel, 2015; Goiás, 2015)

Figura 43 – Aspectos relevantes no trecho 2 do corredor do Bipolo B

O corredor, nesse trecho, se sobrepõe ainda ao gasoduto planejado Centro Norte (Figura 41), que segue paralelo à rodovia BR-414. O apoio rodoviário é significativo, havendo, porém, áreas de vegetação nativa e relevo montanhoso que possuem dificuldades de acesso. São abrangidas as rodovias BR-414, GO-538, GO-237, GO-535, GO-239, GO-442, GO-241, GO-142, e GO-244, além de diversas estradas secundárias/vicinais que atendem, principalmente, as propriedades rurais da região. O traçado do corredor no segundo trecho segue paralelo à LT planejada Xingu – Estreito, englobando majoritariamente áreas de vegetação nativa (fitofisionomia de savana) e de pecuária (pastagem), além de áreas de agricultura, agropecuária e fragmentos de reflorestamento comercial localizados ao sul do reservatório da UHE Serra da Mesa. Adicionalmente, o corredor abrange os rios Maranhão, Traíra, Verde e Cana-brava, algumas áreas urbanas (destaque para Niquelândia e Campinaçu), com possibilidade de desvio, e a RPPN Reserva Ecológica Serra Dourada.

Trecho 3 – Nesse trecho, o corredor faz algumas inflexões (para nordeste e para norte-nordeste) a fim de que seu eixo acompanhe paralelamente o principal apoio viário (rodovias GO-142, TO-498, TO-373, TO-280 e TO-130). Essa porção do corredor atravessa a APA do Jaú (sem possibilidade de desvio[12]) e as LTs de 500 kV Gurupi – UHE Serra da Mesa C1 e C2, Peixe II – Serra da Mesa II, Peixe II – Peixe Angical, e Gurupi – Peixe Angical, assim como a LT planejada 800 kV Xingu – Terminal Rio (Figura 44).

[12] O traçado do eixo do corredor sobre a APA do Jaú se deu em função da presença da rodovia TO-498, que poderá facilitar a implantação da LT nessa região, bem como minimizar os impactos socioambientais negativos decorrentes da abertura de vias de acesso.



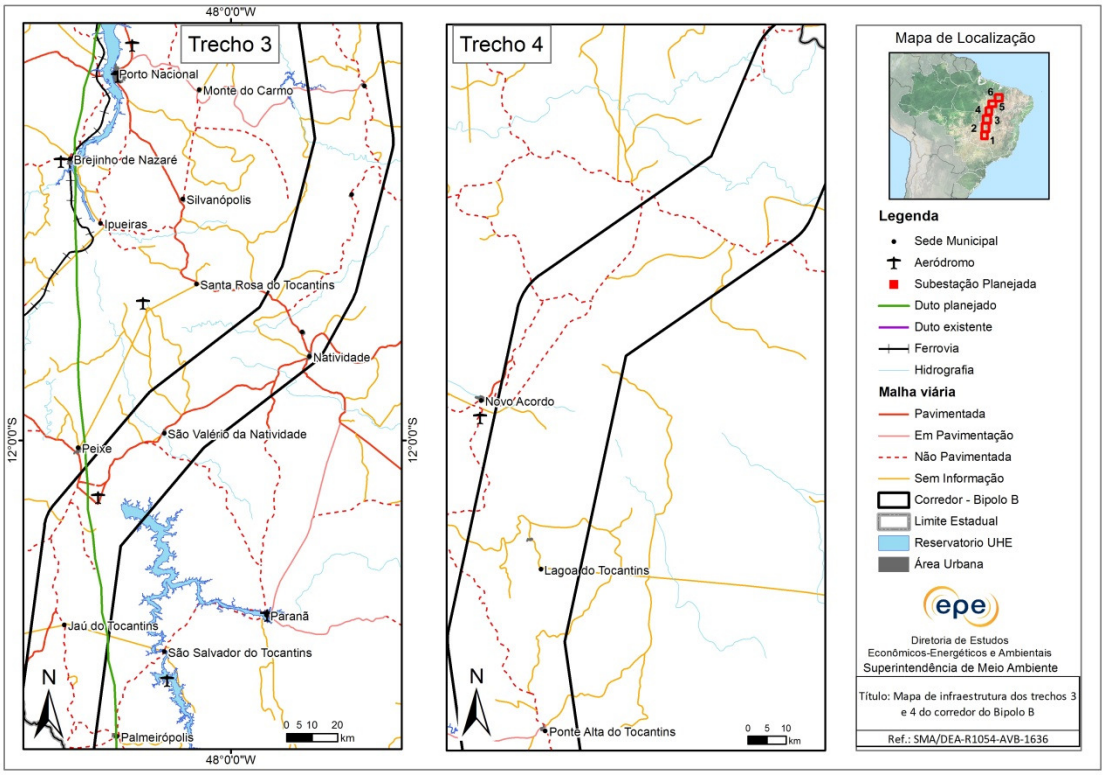
(Fonte: Google Earth Pro; MMA, 2007a; EPE, 2015)

Figura 44 – Aspectos relevantes no trecho 3 do corredor do Bipolo B

Parte do reservatório da UHE Peixe Angical, localizada no rio Tocantins, é abrangida pelo corredor, assim como as estruturas de geração elétrica dessa UHE. Destaca-se que a travessia desse rio poderá ser feita a jusante da barragem, resultando em travessia de menor extensão (cerca de 400 metros) onde já há passagem de outras linhas. No entanto, deve ser observada a presença de um aeródromo na margem direita desse rio (Figura 44), próximo à rodovia TO-280.

Cabe destacar que o reservatório da UHE Peixe Angical faz parte da APA Lago de Peixe Angical, cujos limites acompanham esse reservatório. O corredor ainda abrange parcialmente a APA Serra da Mombuca (Figura 57), localizada a nordeste da área urbana de Natividade, e atravessa um trecho do gasoduto planejado Centro Norte (Figura 44).

Há um bom apoio viário nesse trecho do corredor (Figura 44), apesar da presença de áreas de vegetação nativa e de relevo montanhoso que podem representar maiores dificuldades de acesso, as quais se concentram nas APAs do Jaú e Serra da Mombuca. O corredor abrange, nesse trecho, as seguintes rodovias: GO-142, TO-387, TO-498, TO-373, TO-491, BR-242, BR-010, TO-280 e TO-130, TO-040, TO-262, além de diversas estradas secundárias/vicinais que atendem, principalmente, as propriedades rurais da região.

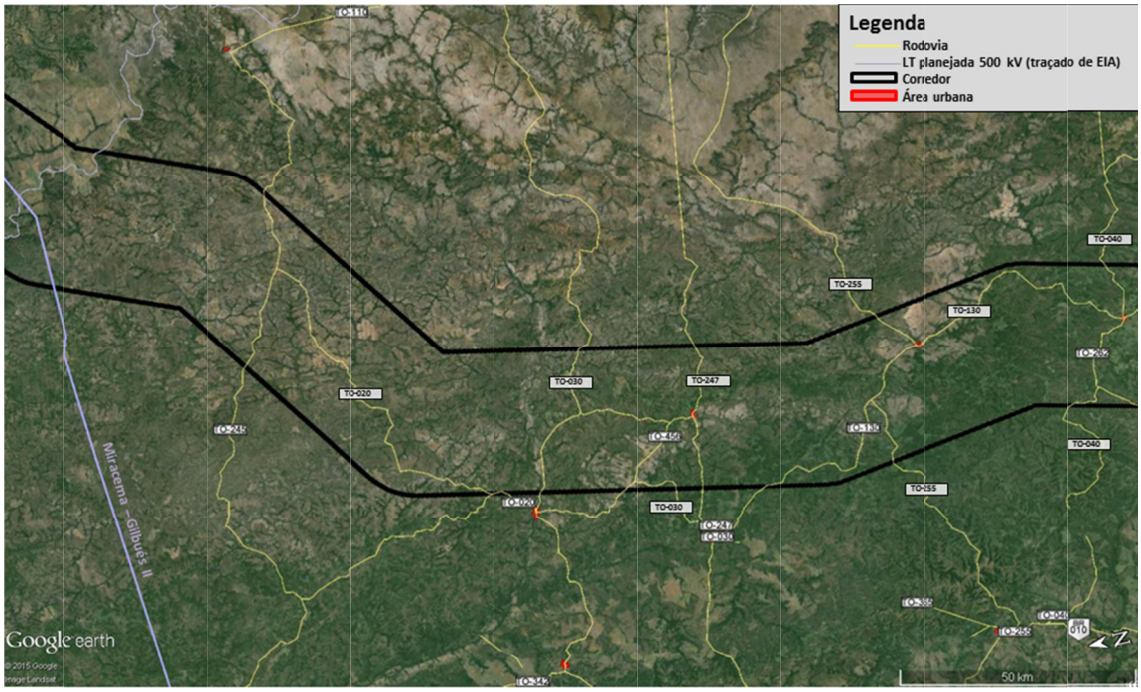


(Fonte: MMA, 2007a; IBGE, 2009; EPE, 2015)

Figura 45 – Infraestrutura nos trechos 3 e 4 do corredor do Bipolo B

O corredor, nesse trecho, engloba majoritariamente áreas de vegetação nativa (fitofisionomia de savana), além de áreas com atividade de pecuária (pastagem), agropecuária e fragmentos de vegetação secundária localizados no entorno da cidade de Natividade. Adicionalmente, o corredor atravessa os rios Tocantins, São Valério, Manuel Alves e Bagagem, além de algumas áreas urbanas (Jaú do Tocantins, São Valério da Natividade, Natividade, Chapada da Natividade, Pindorama do Tocantins), todas com possibilidade de desvio pela futura LT.

Trecho 4 – Nesse trecho, o corredor faz algumas inflexões (uma para norte-noroeste, outra para norte-nordeste e duas com sentido predominante nordeste) a fim de: desviar dos limites da APA do Jalapão; e acompanhar o apoio viário existente, que nessa região não é significativo, fator que poderá dificultar a implantação da futura LT, visto que muitas rodovias estaduais ainda se encontram sem pavimentação. A LT planejada Miracema – Gilbués II (500 kV) é atravessada pelo corredor nesse trecho (Figura 46).

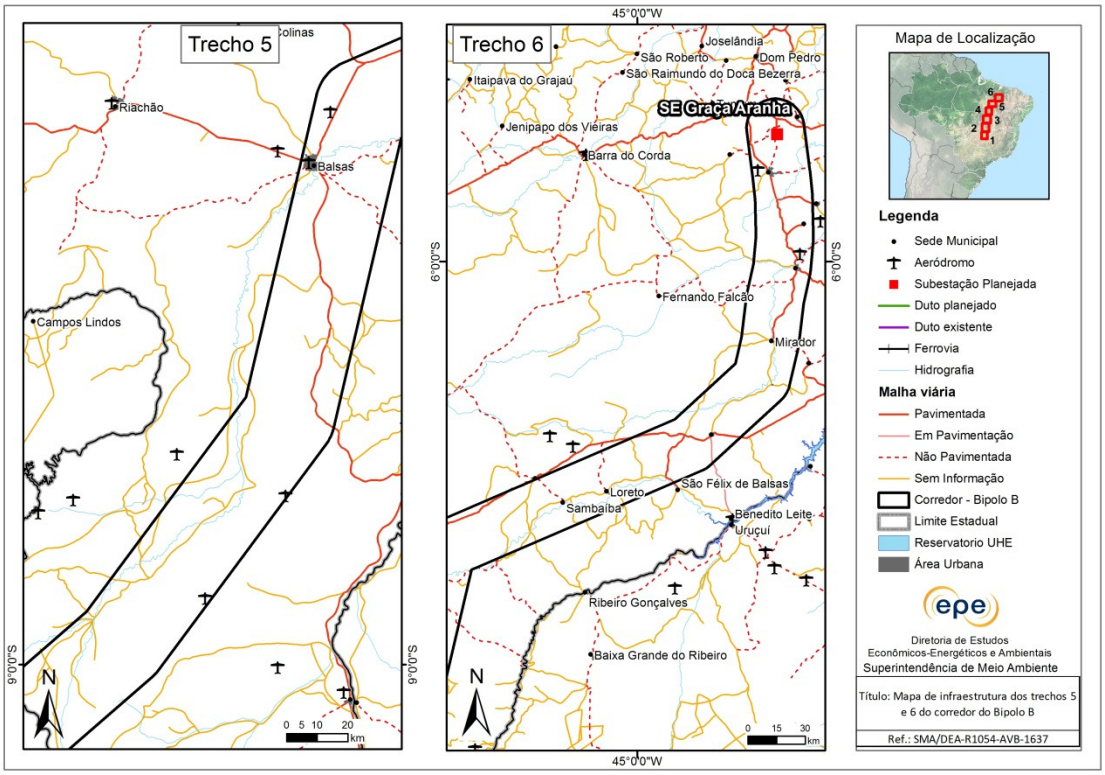


(Fonte: Google Earth; MMA, 2007a; EPE, 2015)

Figura 46 – Aspectos relevantes no trecho 4 do corredor do Bipolo B

O apoio viário nesse trecho do corredor se dá pelas rodovias TO-262, TO-040, TO-130, TO-255, TO-247, TO-456, TO-030, TO-020, TO-245, além de estradas secundárias/vicinais da região (Figura 45). Nesse trecho, há diversas áreas planas com vegetação nativa e veredas, havendo também regiões onde se observa a presença de vegetação de baixo porte e solo com caráter arenoso, sendo que esse último fator deverá ser atentado para minimização da ocorrência de processos erosivos associados à abertura de novas vias de acesso. O corredor, nesse trecho, engloba quase que integralmente áreas de vegetação nativa (fitofisionomia de savana), além de pequenas áreas com atividade de pecuária (pastagem) e agropecuária. Adicionalmente, o corredor atravessa os rios Balsas, do Sono, Perdida, Mutum e Sucuruju, além de duas áreas urbanas (Ponte Alta do Tocantins e Lagoa do Tocantins), com possibilidade de desvio pela futura LT.

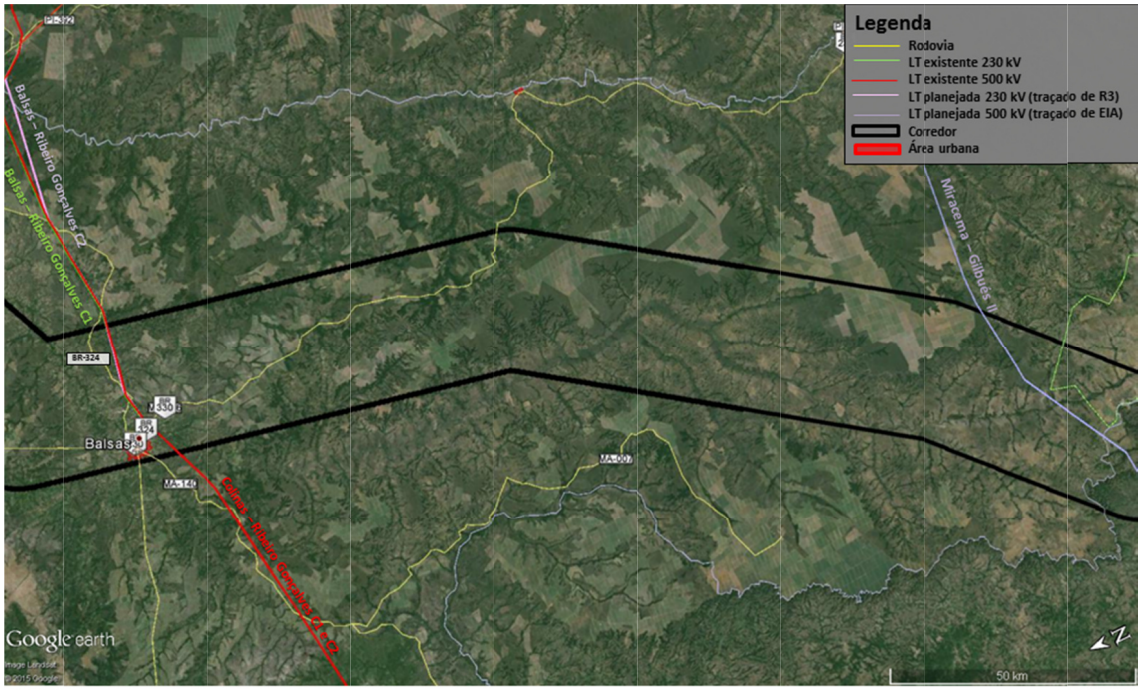
Trecho 5 – Nesse trecho, o corredor faz duas pequenas inflexões a fim de buscar áreas onde há maior apoio viário (Figura 47). Nessa região, a escassez de vias de acesso é um fator que poderá dificultar a implantação da futura LT e que se configura como um aspecto crítico sobretudo nesse trecho do corredor. O apoio viário se dá pelas rodovias BR-330, BR-324, BR-230 e MA-140, além de estradas secundárias/vicinais que atendem as propriedades rurais da região. Adicionalmente, cabe destacar que a LT planejada 500 kV Miracema – Gilbués II está prevista para ser implantada nesse trecho do corredor (Figura 48), de forma que os acessos nessa região poderão ser melhorados.



(Fonte: MMA, 2007a; IBGE, 2009; EPE, 2015)

Figura 47 – Infraestrutura nos trechos 5 e 6 do corredor do Bipolo B

Nesse trecho, o corredor abrange parcialmente a UC APA Cabeceira do Rio Balsas (Figura 58) e atravessa, além da LT previamente mencionada, as LTs de 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves C1 e C2, a LT 230 kV Balsas – Ribeiro Gonçalves C1 e a LT planejada Balsas – Ribeiro Gonçalves C2 (Figura 48).

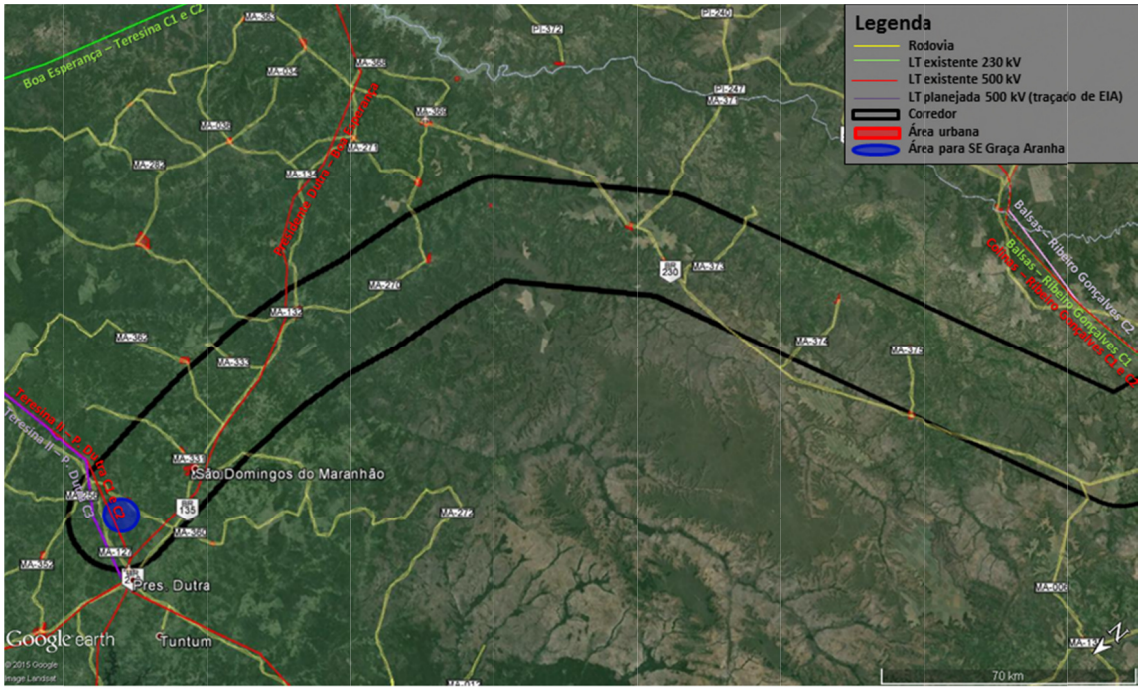


(Fonte: Google Earth Pro; EPE, 2015; MMA, 2007a)

Figura 48 – Aspectos relevantes no trecho 5 do corredor do Bipolo B

O corredor percorre, nesse trecho, extensas áreas de vegetação nativa com presença de veredas, além de áreas de platôs (topos das chapadas da região) onde se observa a atividade de agricultura intensiva, localizadas principalmente nas proximidades da borda leste do corredor e nas regiões próximas à rodovia BR-330. Destaca-se que o grau de antropização nas regiões de vegetação nativa é extremamente baixo, e que tais áreas apresentam poucas vias de acesso. O corredor, nesse trecho, engloba quase que integralmente áreas de vegetação nativa de fitofisionomia savana, além de pequenos fragmentos de áreas com atividade de agricultura e pecuária (pastagem). Adicionalmente, o corredor atravessa os rios das Balsas, Sucuruju e Tem-medo, além da área urbana de Balsas, que poderá ser desviada pela futura LT.

Trecho 6 – Nesse trecho, o corredor faz duas inflexões (uma para nordeste e outra para nordeste-norte), a fim de buscar áreas onde há maior apoio viário e desviar do Parest do Mirador (Figura 58). O apoio viário se dá pelas rodovias BR-330, BR-324, BR-230 e MA-140, além de estradas secundárias/vicinais que atendem as propriedades rurais da região. Apesar disso, nessa região, a presença de rodovias não é significativa (Figura 47), fator que poderá gerar complexidade à implantação da futura LT. O corredor abrange, nesse trecho, parcialmente o Parest do Mirador, com possibilidade de desvio, e engloba as LTs de 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança e Teresina II – Presidente Dutra C1 e C2, além da LT planejada 500 kV Teresina II – Presidente Dutra C3, que se localiza a norte da área de referência para a SE Graça Aranha (Figura 48).



(Fonte: Google Earth Pro; EPE, 2015; MMA, 2007a)

Figura 49 – Aspectos relevantes no trecho 6 do Corredor do Bipolo B

O corredor percorre, nesse trecho, majoritariamente áreas de vegetação nativa (fitofisionomias savana e floresta estacional semidecidual), havendo a presença de diversas veredas e áreas de platôs (topos das chapadas da região), onde pode ser observada a atividade de agricultura intensiva, localizadas principalmente nas proximidades da borda leste do corredor e nas regiões próximas à rodovia BR-230. Além das áreas de agricultura, são também observadas regiões com atividade de pecuária (pastagem).

Os rios das Balsas, Itapicuru e Alpercatas são atravessados pelo corredor, além das áreas urbanas de Sambaíba, São Raimundo das Magabeiras, Santa Teresa, São Domingos do Azeitão, Várzea, Mirador, Colinas, Jatobá, São Domingos do Maranhão, Graça Aranha e Governador Eugênio Barros, que poderão ser desviadas pela futura LT.

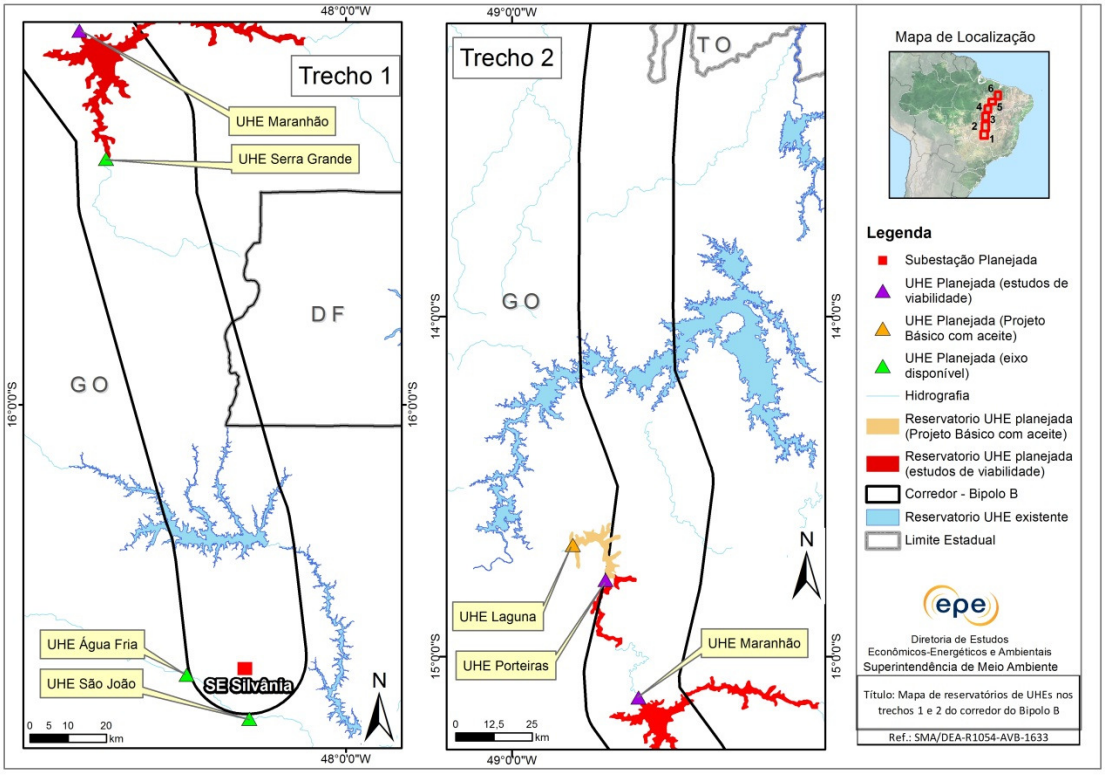
O corredor atravessa o Distrito Federal e os estados de Goiás, Tocantins e Maranhão, abrangendo um total de 63 municípios (Tabela 20). Devido a sua largura de 30 km, o corredor compreende integralmente algumas áreas urbanas, que são de maior porte nas proximidades do Distrito Federal, a exemplo de Águas Lindas de Goiás e Santo Antônio do Descoberto, com destaque também para as áreas urbanas de Niquelândia e de Balsas. No entanto, cabe destacar que há espaço suficiente no corredor para desvio de todas essas áreas.

Tabela 20 - Unidades da Federação atravessadas pelo corredor Bipolo B

Unidades da federação	N° de municípios atravessados
Distrito Federal	1
Goiás	21
Maranhão	24
Tocantins	17
Total	**63**

O corredor selecionado abrange diversos eixos e reservatórios de UHEs planejadas, em diferentes estágios, de forma que verificou-se a necessidade da realização de uma análise específica acerca desse tema, com o detalhamento dessas informações para caracterização do corredor do Bipolo B.

Dentre as UHEs planejadas em proximidade ou englobadas pelo trecho 1 do corredor (Figura 50), destaca-se a UHE Maranhão, que está em fase de estudos de viabilidade, enquanto que as UHEs Água Fria, São João e Serra Grande apenas possuem eixo disponível.



(Fonte: IBGE, 2009; EPE, 2015; Sigel, 2015)

Figura 50 – Usinas hidrelétricas planejadas nos trechos 1 e 2 do corredor do Bipolo B

De acordo com consulta a biblioteca virtual da Aneel, foram obtidas as seguintes informações sobre os estágios mais atualizados dessas UHEs:

- **UHE Maranhão (em fase de estudos de viabilidade):** O Despacho da Aneel n° 4.841/2014 prorrogou o prazo, estabelecido no Despacho da Aneel n° 133/2013, para entrega dos estudos de viabilidade da UHE Maranhão, solicitado pelas empresas Furnas Centrais Elétricas S.A e RIALMA S.A - Centrais Elétricas Rio das Almas S.A.

- **UHE Água Fria e UHE São João (eixos disponíveis):** No Despacho da Aneel n° 1.892/2011, que aprova o estudo de inventário hidrelétrico do rio Piracanjuba, apresentado pela empresa FR Incorporadora Ltda e ParkWay Engenharia Ltda, foram identificados os aproveitamentos hidrelétricos Água Fria e São João.

- **UHE Serra Grande (eixo disponível):** O Despacho da Aneel n° 183/2012 revogou o Despacho da Aneel n° 3.453/2008 e transferiu para condição de inativo o registro para a realização do projeto básico da UHE Serra Grande, concedido à empresa Viva Ambiental e Serviços Ltda.

Cabe destacar que atenção especial deve ser dada à UHE Maranhão, e que apesar de haver alternativa de desvio do reservatório estimado para esse empreendimento (Figura 50), próximo da borda oeste do corredor, o desvio implica em uma proximidade menor que 10 km (cerca de 4 km) em relação ao traçado da LT planejada 800 kV Xingu – Estreito.

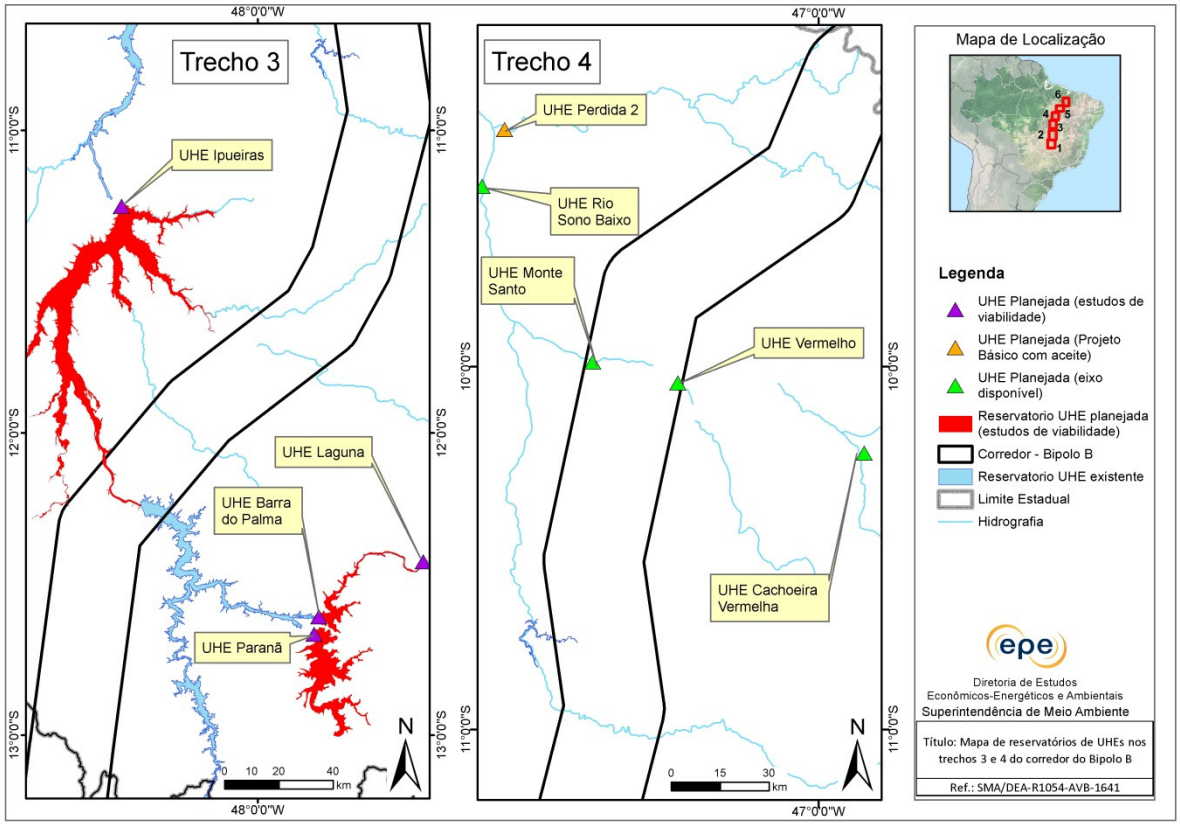
No trecho 2 do corredor (Figura 50), são abrangidas as UHEs Maranhão, Porteiras e Laguna. Conforme indicado, a UHE Maranhão se encontra em fase de estudos de viabilidade, assim como a UHE Porteiras, enquanto que a UHE Laguna possui Projeto Básico com aceite na Aneel. De acordo com consulta à biblioteca virtual da Aneel, foram obtidas as seguintes informações sobre os estágios mais atualizados das UHEs Porteiras e Laguna:

- **UHE Porteiras (fase de estudos de viabilidade):** O Despacho da Aneel n° 4.840/2014 prorrogou o prazo, estabelecido no Despacho da Aneel n° 135/2013, para entrega dos estudos de viabilidade da UHE Porteiras, solicitado pela empresa Furnas Centrais Elétricas S.A.

- **UHE Laguna (fase de Projeto Básico):** O Despacho da Aneel n° 1.826/2011 aceitou o projeto básico da UHE Laguna, apresentado pela Minas PCH S.A.

Os eixos dessas UHEs planejadas (Laguna e Porteiras) e respectivos reservatórios estimados poderão ser eventualmente desviados pelo futuro traçado da LT, sem grandes dificuldades.

No trecho 3 do corredor, a UHE Ipueiras, em fase de estudos de viabilidade, possui parte de seu reservatório planejado abrangido pelo corredor, enquanto que as demais UHEs não possuem interface com o corredor (Figura 51).



(Fonte: IBGE, 2009; EPE, 2015; Sigel, 2015)

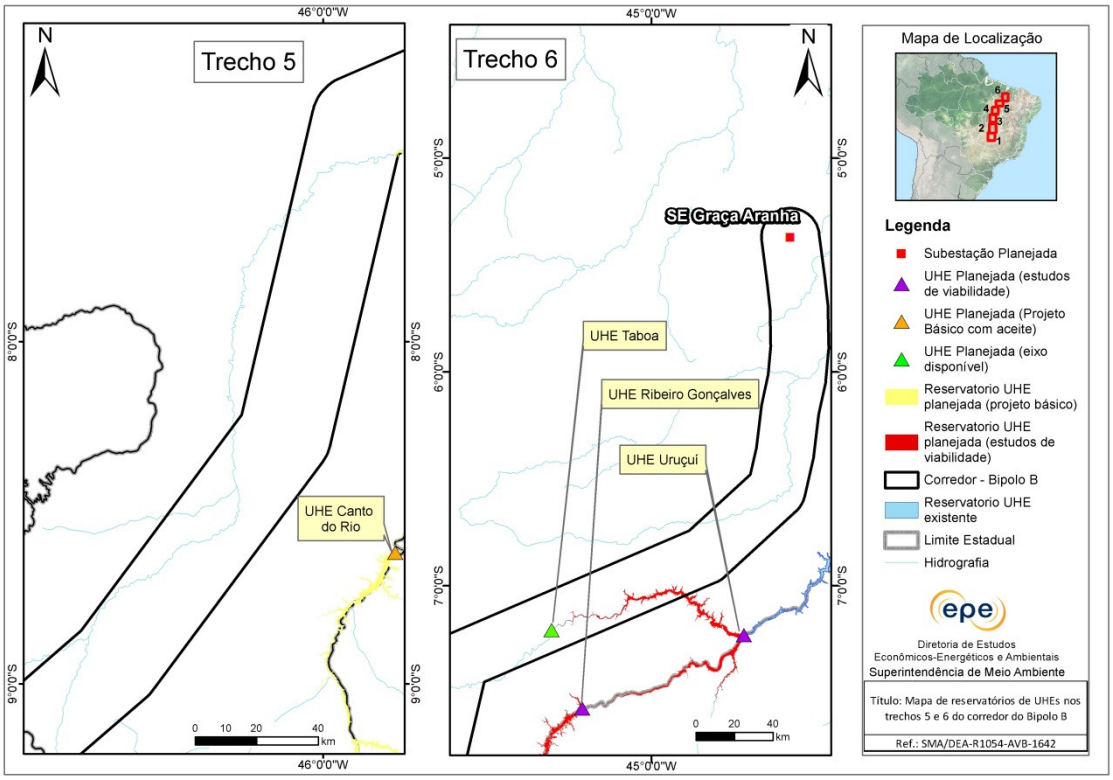
Figura 51 – Usinas Hidrelétricas planejadas nos trechos 3 e 4 do corredor do Bipolo B

De acordo com consulta à biblioteca virtual da Aneel, sobre informações do estágio mais atualizado da UHE Ipueiras, verificou-se que o Despacho da Aneel n° 1.687/2005 aprovou os estudos de viabilidade para essa UHE, apresentados pela Ipueiras Energia S.A. Cabe destacar que a largura do reservatório estimado para essa UHE, no trecho abrangido pelo corredor, é praticamente a mesma que a largura do rio Tocantins.

No trecho 4 (Figura 51), o corredor possui interface com os eixos disponíveis para as UHEs Rio Sono Baixo, Monte Santo e Vermelho. De acordo com consulta à biblioteca virtual da Aneel, foram obtidas as seguintes informações sobre os estágios mais atualizado dos aproveitamentos hidrelétricos apontados:

- **UHEs Rio Sono Baixo, Monte Santo e Vermelho (eixo disponível):** O Despacho da Aneel n° 810/2014 aprovou a revisão dos estudos de inventário hidrelétrico do rio do Sono, apresentada pelas empresas Energias Complementares do Brasil – Geração de Energia Elétrica S.A. e Minas PCH S.A. Segundo o despacho, nesse novo estudo estão incluídas as UHEs Rio Sono Baixo, Monte Santo e Vermelho, além de ser mencionado que a Resolução n° 323 da Aneel fora revogada, relativa aos empreendimentos Novo Acordo e Rio Sono.

O trecho 5 não possui nenhuma UHE planejada com interferência sobre o corredor (Figura 52).



(Fonte: IBGE, 2009; EPE, 2015; Sigel, 2015)

Figura 52 – Usinas hidrelétricas planejadas nos trechos 5 e 6 do corredor do Bipolo B

Em relação ao trecho 6, as UHEs Taboa e Uruçuí possuem interface com o corredor (Figura 52), sendo que a UHE Taboa possui eixo disponível, enquanto que a UHE Uruçuí está em fase de estudos de viabilidade. De acordo com a consulta à biblioteca virtual da Aneel, foram obtidas as seguintes informações sobre o estágio mais atualizado dos aproveitamentos hidrelétricos apontados:

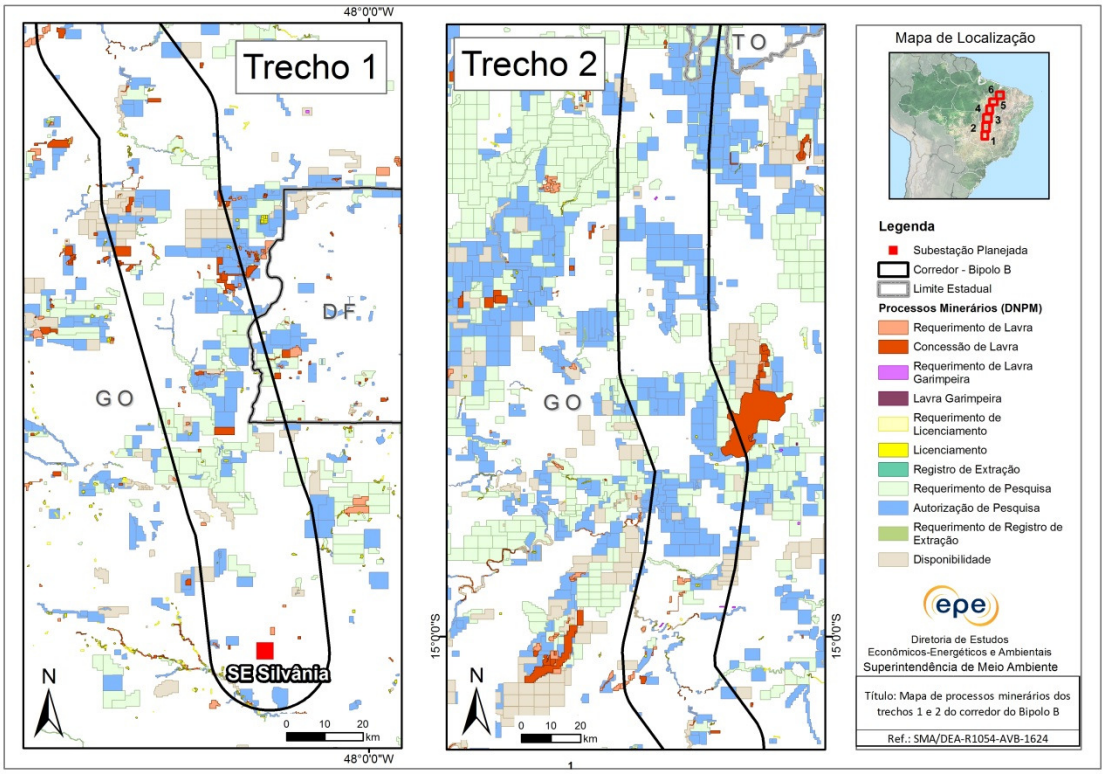
- **UHE Uruçuí:** O Despacho da Aneel n° 235/2012 negou conhecimento do recurso interposto pela empresa Energimp S.A, contra Despacho da Aneel n° 3.537/2010, mantendo inalterado o valor aprovado para os estudos de viabilidade da UHE Uruçuí.

- **UHE Taboa:** O Despacho da Aneel n° 2.976/2012 revogou o Despacho da Aneel n° 291/2010 e transferiu para a condição de inativo o registro para a realização dos estudos de viabilidade da UHE Taboa, concedido à empresa Sigma Energia S.A.

Conforme pode ser observado na Figura 52, um eventual desvio do reservatório da UHE Uruçuí pode ser feito aproximando-se a futura LT da borda noroeste do corredor.

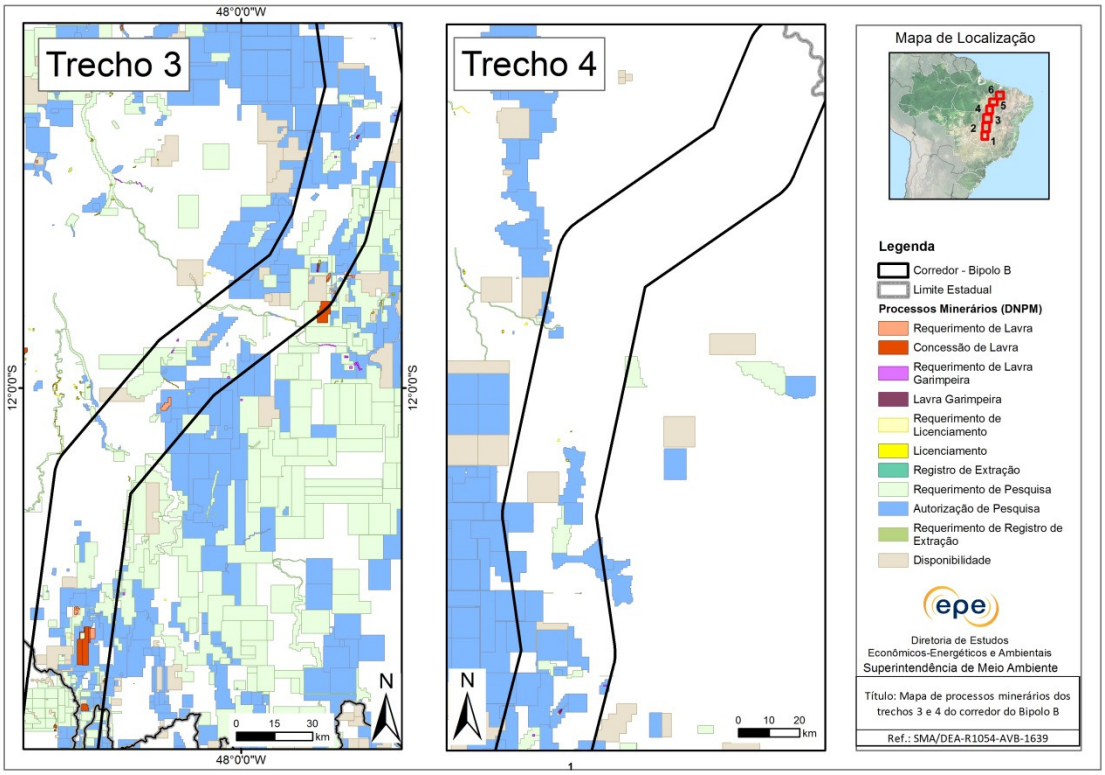
De acordo com o DNPM, o corredor se sobrepõe a 1.281 processos minerários, dos quais 540 estão em fase de autorização de pesquisa, 34 em requerimento de licenciamento, 125 em fase de disponibilidade e 401 em requerimento de pesquisa. Dentre os processos que se encontram nas fases mais avançadas, 38 estão na fase de concessão de lavra, 6 em lavra garimpeira, 72 em licenciamento, 57 de requerimento de lavra e 8 requerimento de lavra garimpeira. No que se refere às substâncias de interesse dos 181 processos que se encontram nas fases mais avançadas, aproximadamente 34% dos processos visam à extração de areia, 22% de calcário e 8% de argila, destacando-se a presença de 7 processos envolvendo a substância minério de ouro e 3 a substância ouro.

Dos processos em fases avançadas, a maior parte se encontra nos trechos 1 e 2 do corredor (Figura 53, Figura 54 e Figura 55).



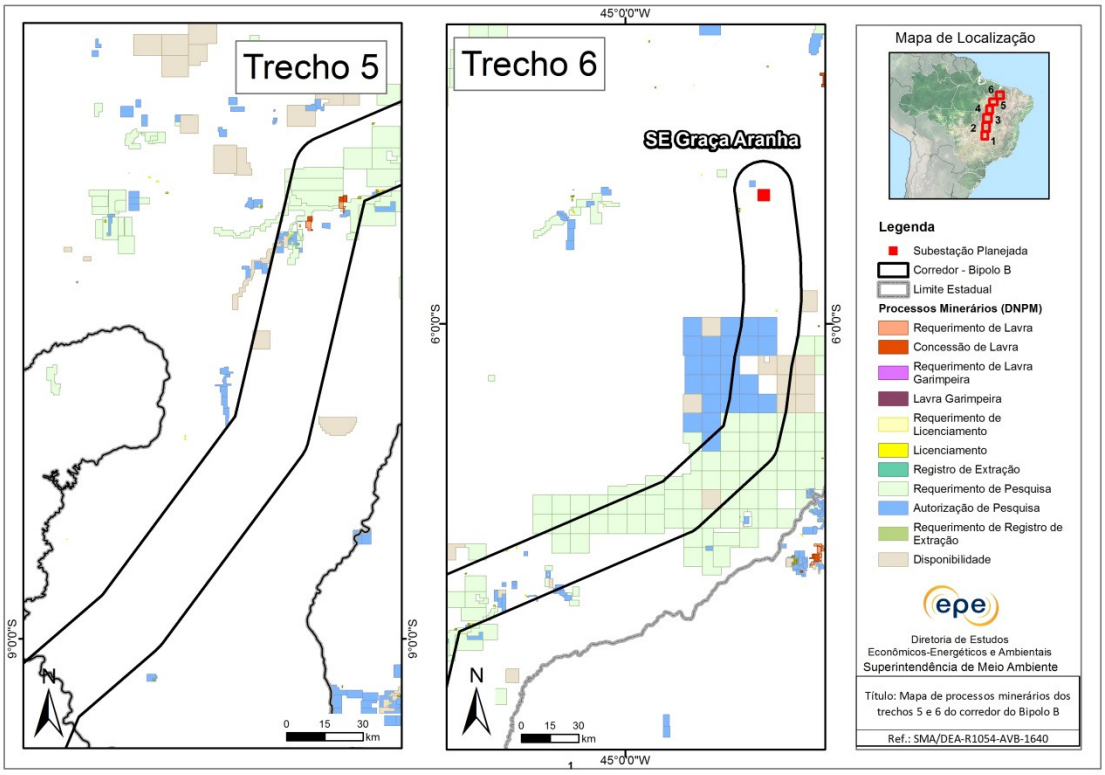
(Fonte: IBGE, 2009; DNPM, 2015; EPE, 2015)

Figura 53 – Processos minerários nos trechos 1 e 2 do corredor do Bipolo B



(Fonte: IBGE, 2009; DNPM, 2015; EPE, 2015)

Figura 54 – Processos minerários nos trechos 3 e 4 do corredor do Bipolo B

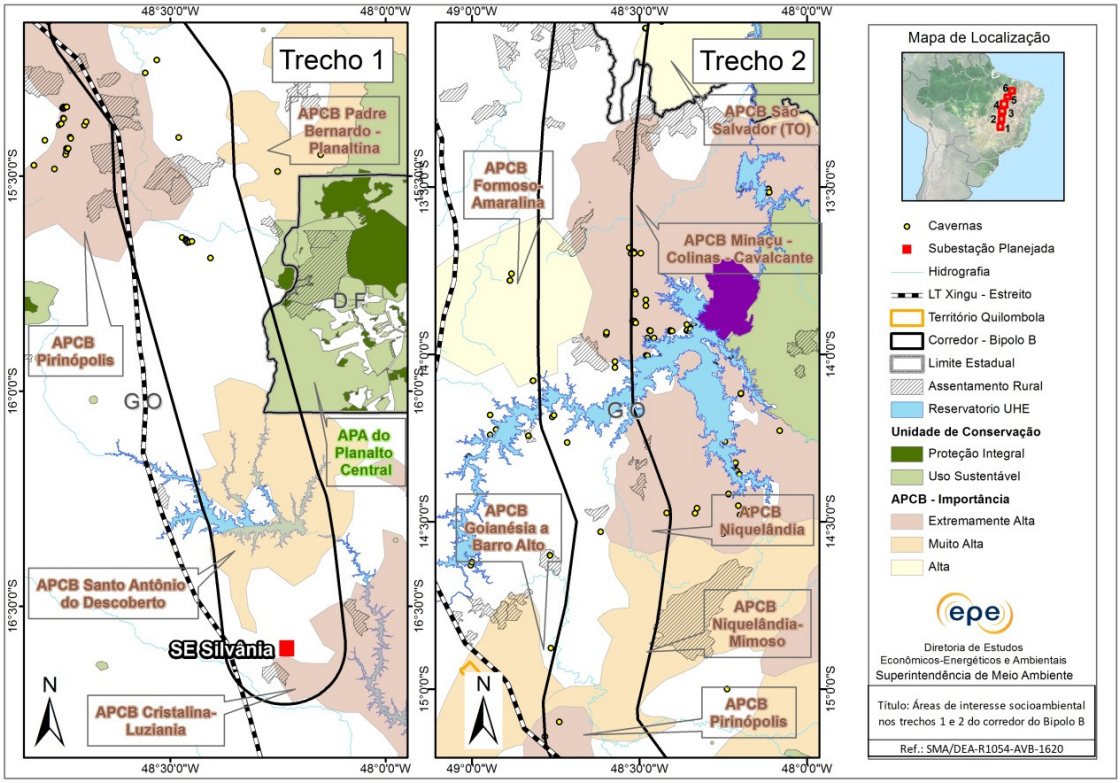


(Fonte: IBGE, 2009; DNPM, 2015; EPE, 2015)

Figura 55 – Processos minerários nos trechos 5 e 6 do corredor do Bipolo B

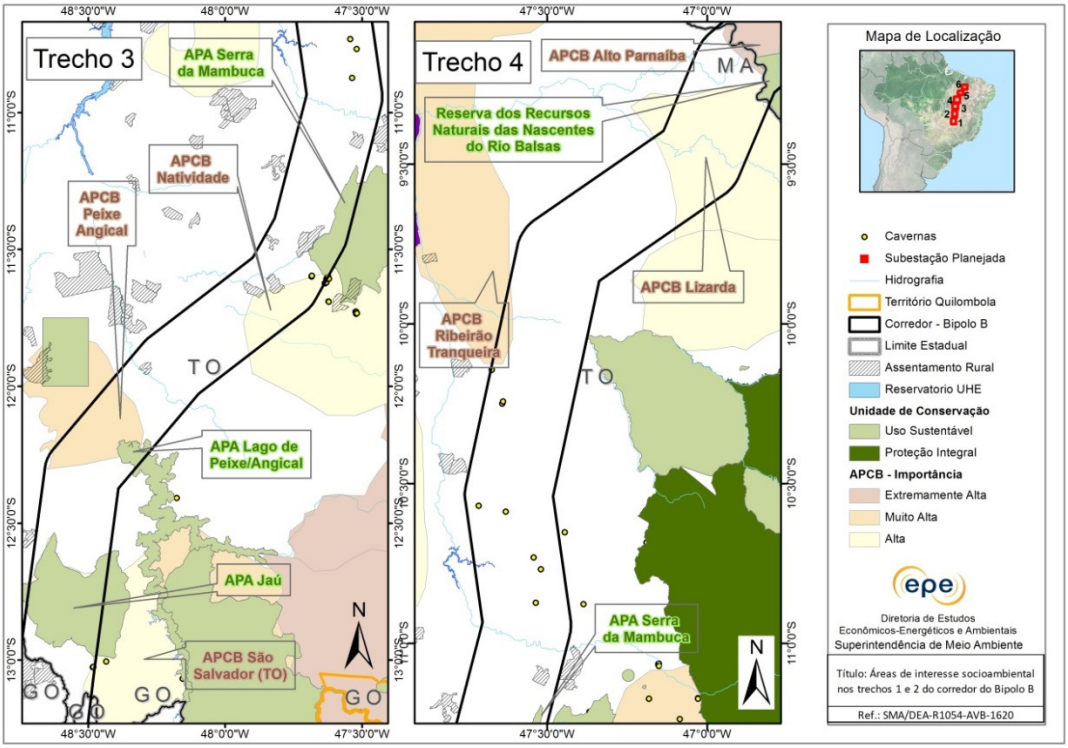
Áreas com restrição legal e Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade

O corredor SE Graça Aranha – SE Silvânia (Bipolo B) está localizado no bioma Cerrado e se sobrepõe a áreas de vegetação nativa, as quais pertencem às fitofisionomias savana e floresta estacional semidecidual, além de fragmentos de vegetação secundária. Algumas áreas protegidas são abrangidas pelo corredor e deverão ser observadas quando da definição da diretriz para o seu desvio ou para a minimização das interferências nessas áreas, no caso de impossibilidade de desvio (Figura 56, Figura 57 e Figura 58).



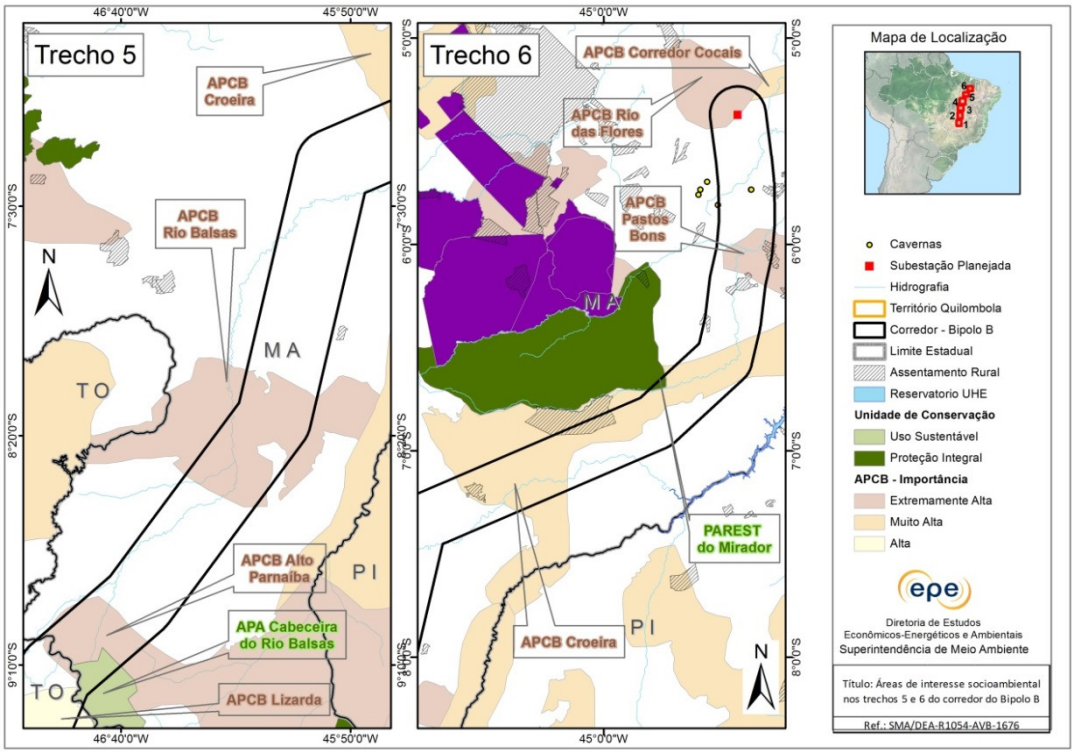
(Fonte: IBGE, 2009; Eletrobras, 2011; Funai, 2015; MMA, 2015; EPE, 2015; JGP, 2015; Incra, 2015a; Cecav, 2015; MMA, 2007b)

Figura 56 – Áreas de interesse socioambiental nos trechos 1 e 2 do corredor do Bipolo B



(Fonte: IBGE, 2009; Eletrobras, 2011; Funai, 2015; MMA, 2015; EPE, 2015; JGP, 2015; Incra, 2015a; Cecav, 2015; MMA, 2007b)

Figura 57 – Áreas de interesse socioambiental nos trechos 3 e 4 do corredor do Bipolo B



(Fonte: IBGE, 2009; Eletrobras, 2011; Funai, 2015; MMA, 2015; EPE, 2015; JGP, 2015; Incra, 2015a; Cecav, 2015; MMA, 2007b)

Figura 58 – Áreas de interesse socioambiental nos trechos 5 e 6 do corredor do Bipolo B

De acordo com a base de dados consultada, na área do corredor não há registro de terra quilombola ou terra indígena. O corredor abrange seis unidades de conservação, das quais apenas uma pertence ao grupo de proteção integral, conforme apresentado na Tabela 21.

Tabela 21 - Unidades de conservação no corredor do Bipolo B

Nome	Grupo	Categoria
APA do Planalto Central	Uso Sustentável	Área de Proteção Ambiental
APA Jaú	Uso Sustentável	Área de Proteção Ambiental
APA Lago de Peixe/Angical	Uso Sustentável	Área de Proteção Ambiental
APA Serra da Mombuca	Uso Sustentável	Área de Proteção Ambiental
APA Cabeceira do Rio Balsas	Uso Sustentável	Área de Proteção Ambiental
Parest do Mirador	Proteção Integral	Parque Estadual
RPPN João de Barro	Uso Sustentável	Reserva Particular do Patrimônio Natural
RPPN Reserva Ecológica Serra Dourada	Uso Sustentável	Reserva Particular do Patrimônio Natural

Das UCs atravessadas pelo corredor, apenas a APA Jaú não é passível de desvio. Contudo, o corredor atravessa essa APA em um trecho assistido pela rodovia TO-498, que poderá proporcionar o apoio viário para a construção da LT planejada, minimizando, desta forma, as aberturas de acesso no interior dessa UC.

O corredor atravessa 20 APCBs (Tabela 22), algumas sem possibilidade de desvio.

Tabela 22 – APCBs no corredor do Bipolo B

Nome	Importância	Ação Prioritária
Padre Bernardo – Planaltina	Muito Alta	Cria UC – Indef.
Niquelândia – Mimoso		
Corredor Cocais		Cria UC – US
Croeira		
Ribeirão Tranqueira		Cria UC – PI
Santo Antônio do Descoberto		Mosaico/Corredor
Goianésia a Barro Alto		Fomento Uso Sust.
Peixe Angical		Educ. Ambiental
Minaçu – Colinas – Cavalcante	Extremamente Alta	Ordenamento
Niquelândia		
Pirinópolis		Cria UC – PI
Pastos Bons		
Rio Balsas		
Cristalina-Luziânia		Cria UC – Indef.

Rio das Flores		
Alto Parnaíba		Cria UC – US
Formoso-Amaralina		Cria UC – Indef.
Natividade	Alta	
São Salvador (TO)		Cria UC – PI
Lizarda		

Ressalta-se que as APCBs com ação prioritária para criação de UCs de Proteção Integral, apesar de não serem áreas protegidas, geralmente localizam-se em áreas com importantes atributos ambientais e com predominância de vegetação nativa, fatores que deverão ser atentados na definição do traçado da LT planejada. Além disso, o corredor abrange 43 projetos de assentamento rural, todos com possibilidade de desvio.

Dentre os municípios abrangidos pelo corredor, alguns apresentam sítios arqueológicos cadastrados no Iphan, conforme pode ser visualizado na Tabela 23.

Tabela 23 – Municípios abrangidos pelo corredor que possuem sítios arqueológicos cadastrados no Iphan

UF	Município	Número de sítios arqueológicos
DF	Brasília	28
GO	Luziânia	4
	Padre Bernardo	8
	Santo Antônio do Descoberto	15
	Minaçu	50
	Montividiu do Norte	3
	Niquelândia	163
	Formoso	4
	Campinaçu	72
	Campinorte	1
	Uruaçu	42
	Barro Alto	19
	Silvânia	1
	Vianópolis	2
MA	Alto Parnaíba	1
	Balsas	1
	Tasso Fragoso	18
	Benedito Leite	4
	Presidente Dutra	8

TO	Paranã	5
	Natividade	9
	Santa Rosa do Tocantins	1
	São Valério da Natividade	6
	Rio Sono	7
	Silvanópolis	4
	São Salvador do Tocantins	7
	Jaú do Tocantins	8
	Palmeirópolis	78
	Peixe	11

Observa-se grande concentração de sítios arqueológicos cadastrados no Iphan que se localizam nos municípios de Niquelândia e Campinaçu, em Goiás, e Palmeirópolis, no Tocantins.

Importa destacar que, apesar do corredor não abranger TQs titulados pelo Incra, alguns dos municípios englobados pelo corredor possuem comunidades quilombolas certificadas (Tabela 24), de acordo com consulta feita no *site* da Fundação Cultural Palmares.

Tabela 24 - Municípios abrangidos pelo corredor que possuem comunidades quilombolas certificadas

UF	Mesorregião	Microrregião	Município	Comunidades Quilombolas Certificadas
DF	Distrito Federal	Brasília	Brasília	1
GO	Leste Goiano	Entorno de Brasília	Mimoso de Goiás	1
			Padre Bernardo	1
	Norte Goiano	Porangatu	Minaçu	1
			Niquelândia	1
			Formoso	1
			Uruaçu	1
	Centro Goiano	Ceres	Barro Alto	4
	Sul Goiano	Pires do Rio	Silvânia	1
	Centro Maranhense	Presidente Dutra	Presidente Dutra	1
	Leste Maranhense	Chapadas do Alto Itapecuru	Colinas	4
TO	Oriental do Tocantins	Dianópolis	Chapada da Natividade	2
			Paranã	4
			Natividade	1
			Santa Rosa do Tocantins	1
		Jalapão	Santa Tereza do Tocantins	1
			Lagoa do Tocantins	1

		Novo Acordo	1
Ocidental do Tocantins	Gurupi	Jaú do Tocantins	1

Destaca-se os municípios de Paranã, Barro Alto e Colinas possuem em seu interior quatro comunidades quilombolas certificadas, que poderão estar inseridas na área do corredor.

Recomendações para o Relatório R3

A seguir, são apresentadas as principais recomendações para a definição da diretriz da LT planejada, durante a fase de elaboração do Relatório R3:

- Entrar em contato com a empresa responsável pela elaboração dos Relatórios R3 das SEs Silvânia e Graça Aranha, para conhecimento dos locais selecionados para essas SEs;

- Desviar de áreas de agricultura intensiva/mecanizada, que têm potencial de ocasionar custos fundiários elevados para a implantação da futura LT, devendo ser evitada sobreposição principalmente com pivôs centrais de irrigação. Recomenda-se ainda a busca de informações sobre pivôs centrais planejados, para que estes também sejam desviados pelo futuro traçado da LT. Tal atividade se concentra principalmente nas seguintes regiões: área entre a SE Silvânia e reservatório da UHE Corumbá IV, região de Goiás entre os municípios de Padre Bernardo, Vila Propício e Cocalzinho de Goiás, áres do entorno da UHE Peixe Angical, assim como diversas áreas de topos de chapadas presentes nos trechos 5 e 6 do corredor;

- Estudar criteriosamente a passagem sobre os reservatórios das UHEs Corumbá IV e Serra da Mesa, buscando-se locais de menor extensão para travessia e avaliando-se a factibilidade de passagem da LT nos locais indicados na descrição do corredor;

- Obter informações atualizadas sobre os estágios das UHEs planejadas que se encontram em fase de estudos de viabilidade, a saber: Maranhão, Porteiras, Ipueiras e Uruçuí, cujos reservatórios eventualmente podem implicar em alguma interferência com o traçado da futura diretriz. Assim, considerar tais dados para a definição do traçado da diretriz;

- Atentar para a passagem sobre as áreas de mineração ao longo do corredor, principalmente aquelas em estágios mais avançados (concessão de lavra, lavra garimpeira, licenciamento, requerimento de lavra e requerimento de lavra garimpeira), as quais ocorrem em maior número no trecho 1 do corredor;

- Desviar das áreas urbanas e de expansão urbana, assim como outras aglomerações residenciais e povoados, presentes no corredor;

- Desviar de cavernas já mapeadas e evitar proximidade com áreas de alto potencial cavernícola, já que tais áreas apresentam sensibilidade socioambiental elevada e considerando que eventuais interferências com essas feições do meio físico poderão ocasionar necessidades de aprofundamento de estudos específicos sobre esse tema, aumentando a complexidade do projeto da futura LT;

- Evitar sobreposição do traçado com área de concentração de silvicultura, localizada cerca de 15 km a sul do reservatório da UHE Serra da Mesa, próximo da borda oeste do corredor, assim como demais áreas com esse tipo de atividade;

- Evitar interferência com as Unidades de Conservação abrangidas pelo corredor, a saber: APA do Planalto Central, APA Lago de Peixe/Angical, APA Serra da Mombuca, APA Cabeceira do Rio Balsas, Parest do Mirador, RPPN João de Barro, RPPN Reserva Ecológica Serra Dourada, bem como outras não listadas no presente estudo e que poderão ser identificadas quando da elaboração do Relatório R3, considerando também eventuais UCs planejadas;

- Verificar o melhor ponto de travessia do rio Tocantins, priorizando-se local com menor extensão de largura. Ainda, evitar e/ou minimizar travessias com demais cursos d'água abrangidos pelo corredor, tais como os rios: Verde, Maranhão, Traíra, Verde, Cana-brava, Balsas, do Sono, Perdida, Mutum, Sucuruju, das Balsas, Tem-medo, Itapicuru e Alpercatas, de modo que a interferência em APPs seja reduzida;

- Desviar, na medida do possível, dos remanescentes de vegetação nativa sobrepostos pelo corredor, encontrados principalmente nas áreas de maior elevação, unidades de conservação e APCBs, além de áreas com escassez de acesso e baixa antropização, localizadas principalmente nos trechos 4, 5 e 6;

- Priorizar proximidade com rodovias pavimentadas, quando possível, e buscar aproximação com vias de acesso que facilitem a logística de implantação/operação/manutenção da futura LT, atentando-se para escolha de traçado que considere locais que favoreçam a abertura de novos acessos, quando necessários;

- Evitar áreas de predomínio de relevo acidentado, atentando-se para o potencial turístico de tais locais e suscetibilidade aos processos erosivos. Essas áreas se concentram principalmente na margem norte do limite entre os municípios de Padre Bernardo e Cocalzinho de Goiás; município de Mimoso de Goiás e áreas do entorno;

regiões dos municípios de Niquelândia, Campinaçu, Minaçu, Trombas, Formoso, Campinorte, Minaçu e Jaú do Tocantins; interior das APAs do Jaú, e Serra da Mombuca; escarpas das chapadas que ocorrem nos trechos 5 e 6 do corredor. Além disso, tais regiões poderão acarretar em custos elevados para implantação das estruturas características desse tipo de empreendimento e devido a abertura de acessos, além de eventuais dificuldades logísticas;

- Entrar em contato com o Iphan para obtenção da localização exata dos sítios arqueológicos nos municípios atravessados pelo corredor para o desvio da diretriz, destacando-se os municípios de Niquelândia, Minaçu, Palmeirópolis, Campinaçu e Uruaçu, que possuem em seus territórios 163, 50, 78, 72 e 42 sítios cadastrados, respectivamente;

- Entrar em contato com a Fundação Cultural Palmares para obtenção da localização exata de comunidades quilombolas certificadas presentes em diversos municípios englobados pelo corredor, devendo-se buscar afastamento de tais localidades;

- Evitar interferência com os diversos PAs abrangidos pelo corredor, priorizando-se o desvio, quando possível.

Recomendações para o Relatório R3 que visam o aumento de confiabilidade elétrica do Sistema Interligado Nacional

A seguir, são apresentadas recomendações específicas para a definição da diretriz da LT planejada considerando critérios de confiabilidade do sistema elétrico adotados pela STE/EPE, os quais estão listados nos estudos elétricos do Relatório R1 (Nota Técnica DEE), que são transcritos a seguir:

- *"Na definição da diretriz preferencial dos Bipolos A e B procurou-se manter uma distância mínima de 10 km em relação à diretriz de outros Bipolos e linhas troncais em 500 kV, tais como Interligação Norte – Sul e Norte – Nordeste, existentes ou em implantação, dentre as quais destacamos:*

  - *LT planejada 800 kV Xingu – Estreito;*
  - *LT planejada 800 kV Xingu – Terminal Rio;*
  - *LT existente 500 kV Serra da Mesa 2 – Luziânia;*
  - *LT existente 500 kV Luziânia – Paracatu 4;*
  - *LT planejada 500 kV Luziânia – Pirapora 2;*
  - *LT planejada 500 kV Rio das Éguas – Luziânia;*
  - *LT planejada 500 kV Barreiras II – Rio das Éguas C1 e C2;*
  - *LT planejada 500 kV Gilbués II – Barreiras II;*
  - *LT planejada 500 kV Barreiras II – Bom Jesus da Lapa II;*
  - *LT planejada 500 kV Ribeiro Gonçalves – Gilbués II;*

Essa distância mínima deverá ser observada na implantação da LT-CC ±800 kV Parauapebas – Assis 2 e da LT-CC ±800 kV Graça Aranha – Silvânia. Destacamos locais nos quais o critério de afastamento de 10 km poderá ser flexibilizado:

(...)

- *Em relação ao Bipolo B:*

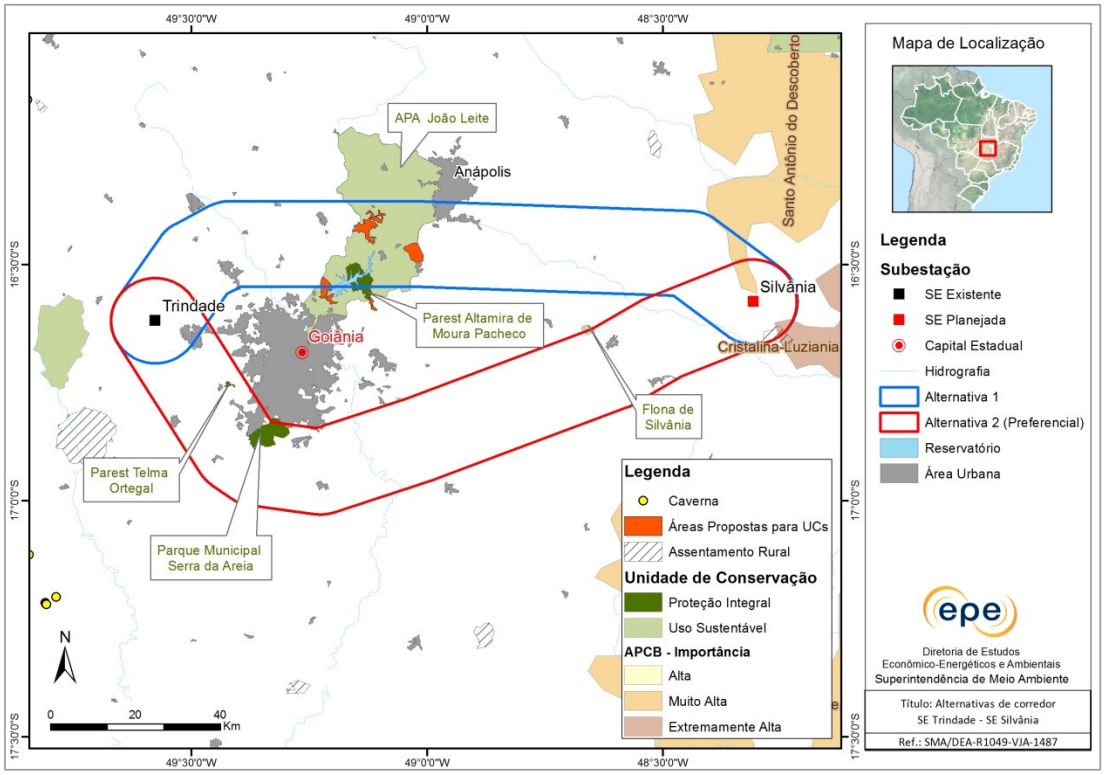
  2. *Região no entorno do local indicado para a UHE planejada Maranhão - poderá não ser mantido o afastamento de 10 km com a LT 800 kV Xingu – Estreito, caso confirmada a viabilização desse projeto, que atualmente encontra-se em fase de estudos de viabilidade"*

3.3 Descrição dos Corredores das Linhas de Corrente Alternada

3.3.1 Corredor SE Trindade - SE Silvânia

3.3.1.1 Alternativas de corredor

As subestações de Trindade e Silvânia estão localizadas no estado de Goiás, ao sul do Distrito Federal. Conforme apresentado na Figura 59, a SE Trindade localiza-se a oeste da capital estadual Goiânia, enquanto a SE Silvânia encontra-se a leste. Desta forma, para contornar a área urbana da Região Metropolitana de Goiânia, foram vislumbradas duas alternativas de traçado para o corredor SE Trindade – SE Silvânia, uma passando a norte de Goiânia (Alternativa 1) e outra a sul (Alternativa 2).



(Fonte: Cecav, 2015; Eletrobras, 2011; GO, 2015; IBGE, 2009; ICMBio, 2015; Incra, 2015; MMA, 2007a ; MMA, 2007b; MMA, 2015; SEMARH, 2009; EPE, 2015)

Figura 59 - Alternativas de corredor para a interligação SE Trindade – SE Silvânia

A Alternativa 1 possui aproximadamente 148 km de extensão e passa por uma região coberta por culturas anuais, áreas urbanas e de expansão urbana. Entre as áreas urbanas de Goiânia e Anápolis, o corredor atravessa a UC de Proteção Integral Parest Altamira de Moura Pacheco e a UC de Uso Sustentável APA João Leite. Observa-se, a partir da Figura 59, que existe a possibilidade da linha planejada desviar do Parest e da sua zona de amortecimento. Contudo, a passagem pela APA nessa alternativa é inevitável.

A APA João Leite possui plano de manejo aprovado em 2010 o qual propõe, para as áreas mais preservadas da UC, a criação de unidades de conservação ou de corredores ecológicos. Adicionalmente, verifica-se, no interior da APA, a existência do reservatório de abastecimento público de Goiânia (Reservatório João Leite), e de áreas urbanas pertencentes ao município de Teresópolis de Goiás.

Em 2014, a Secretaria de Meio Ambiente, Recursos Hídricos, Infraestrutura, Cidades e Assuntos Metropolitanos do estado de Goiás (Secima) publicou uma revisão do plano de manejo da APA João Leite ampliando o limite da zona de uso urbano, a AHUC-1 (Área Ambiental Homogênea de Uso Urbano Controlado), permitindo, desta forma, a expansão urbana no interior da APA. No entanto, atendendo a recomendação do Ministério Público de Goiás, em 2015 a Secima suspendeu a portaria que alterou o plano de manejo.

No que se refere à Alternativa 2, seu eixo possui 161 km de extensão e, assim como a Alternativa 1, atravessa áreas agrícolas e áreas urbanas. O corredor se sobrepõe a duas UCs de proteção integral, o Parest Telma Ortegal e o Parque Municipal Serra da Areia, e uma de uso sustentável, a Flona de Silvânia. No entanto, as UCs e suas zonas de amortecimento são passíveis de desvio pela LT planejada.

No trecho do corredor que contorna o sul de Goiânia, encontram-se as áreas urbanas dos municípios de Hidrolândia, Aragoiânia, Abadia de Goiás, Guapó e Trindade. Entretanto, as áreas urbanas possuem pequenas dimensões, não se apresentando como uma limitação para a passagem da LT planejada no corredor.

Destaca-se que em ambos os corredores, a malha viária é formada por rodovias federais e estaduais, e estradas secundárias que atendem às áreas de agricultura, não havendo, neste aspecto, vantagens significativas de uma alternativa em relação à outra.

Diante do exposto, conclui-se que, apesar de possuir menor extensão, a Alternativa 1 apresenta maiores restrições para a passagem da LT planejada em relação à Alternativa 2, haja visto as complexidades apontadas para o trecho no qual o corredor atravessa a APA João Leite. Em razão disso, indica-se a Alternativa 2 como o traçado de corredor mais promissor do ponto de vista socioambiental.

3.3.1.2 Descrição do corredor selecionado

O corredor SE Trindade - SE Silvânia possui 20 km de largura e eixo de aproximadamente 161 km de extensão. A interligação entre as duas subestações está prevista para ser realizada em um circuito simples de 500 kV.

O corredor foi traçado de forma a possibilitar o desvio da futura LT da área urbana de Goiânia e região metropolitana, fazendo assim uma grande inflexão para a passagem a sul dessas áreas, possibilitando também o desvio da UC de proteção integral Parque Municipal Serra da Areia e de sua zona de amortecimento.

Durante a elaboração do Relatório R3 da LT Trindade – Silvânia, será necessária interação com a empresa responsável pela elaboração do Relatório R3 da SE Silvânia, para conhecimento do local selecionado para essa SE, a ser considerado na definição da diretriz da futura LT.

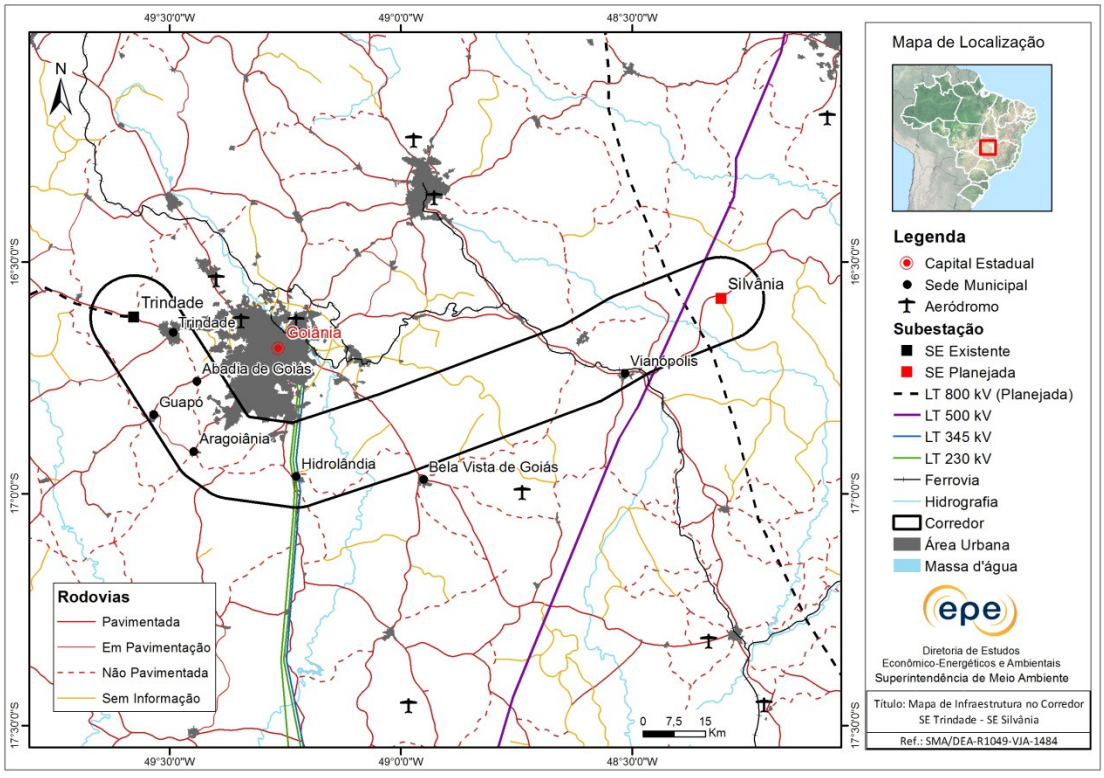
As coordenadas das subestações no corredor são apresentadas na Tabela 25.

Tabela 25 - Coordenadas das subestações do corredor SE Trindade – SE Silvânia

Subestação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Trindade	Existente	16°37'08"S	49°34'36"O	Trindade	GO
Silvânia	Planejada	16°35'38"S	48°13'59"O	Silvânia	

A malha viária do corredor é formada por rodovias federais (BR-153, BR-352 e BR-457), rodovias estaduais e vias secundárias que dão suporte à agricultura. Com relação à malha ferroviária, o corredor atravessa a Ferrovia Centro-Atlântica no município de Vianópolis.

O corredor cruza algumas LTs no seu trajeto. Nas proximidades da SE Silvânia o corredor atravessa o traçado da LT planejada 800 kV Xingu – Estreito (um dos bipolos que escoará a energia elétrica da UHE Belo Monte para a região Sudeste), que encontra-se em processo de licenciamento no Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis – Ibama, e a LT existente Samambaia – Itumbiara de 500 kV. Na porção ao sul de Goiânia, atravessa as LTs paralelas 345 kV Itumbiara - Bandeirantes C1 e C2, LT 230 kV Anhanguera - Planalto e LT 230 kV Anhanguera - Cachoeira Dourada C1 e C2 (Figura 60).



(Fonte: IBGE, 2009; JGP, 2015; MMA, 2007a; EPE, 2015)

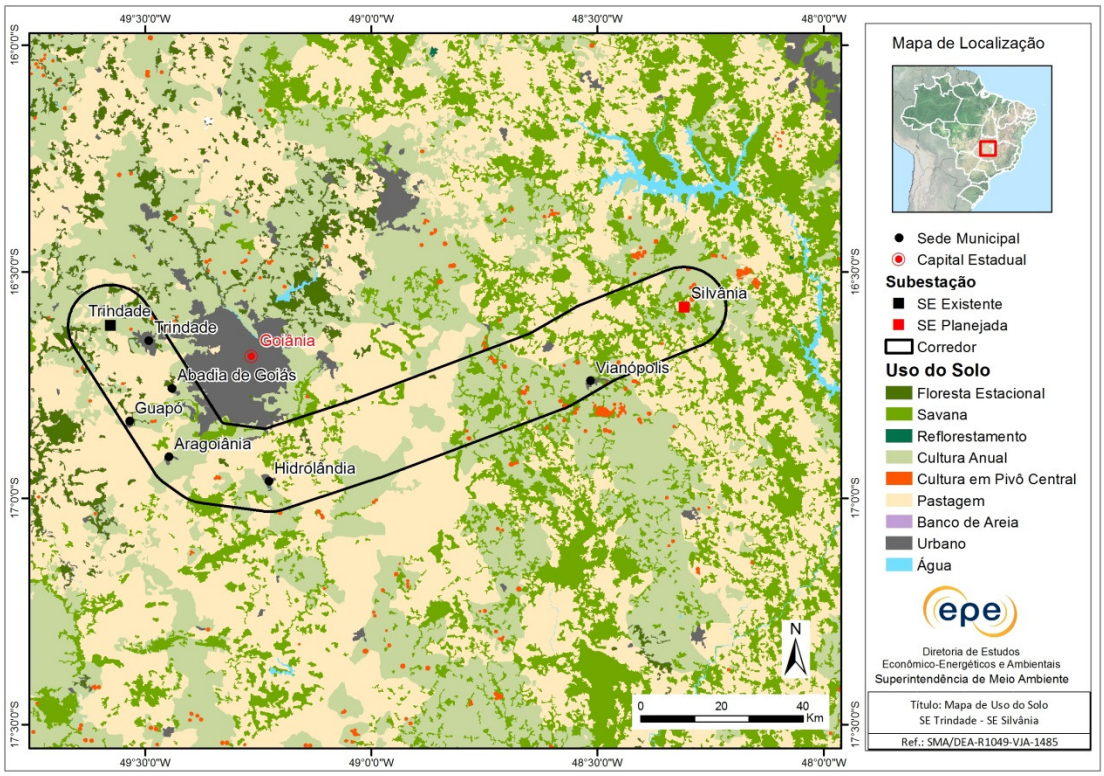
Figura 60 - Infraestrutura e municípios no corredor SE Trindade – SE Silvânia

O corredor SE Trindade – SE Silvânia atravessa 16 municípios nas mesoregiões Centro Goiano, Leste Goiano e Sul Goiano (Tabela 26).

Tabela 26- Municípios atravessados pelo corredor SE Trindade – SE Silvânia

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
GO	Leste Goiano	Entorno de Brasília	Luziânia
	Centro Goiano	Goiânia	Abadia de Goiás Aparecida de Goiânia Aragoiânia Bela Vista de Goiás Caldazinha Goiânia Guapó Hidrolândia Leopoldo de Bulhões Senador Canedo Trindade
	Centro Goiano	Anicuns	Santa Bárbara de Goiás
	Sul Goiano	Pires do Rio	Silvânia São Miguel do Passa Quatro Vianópolis

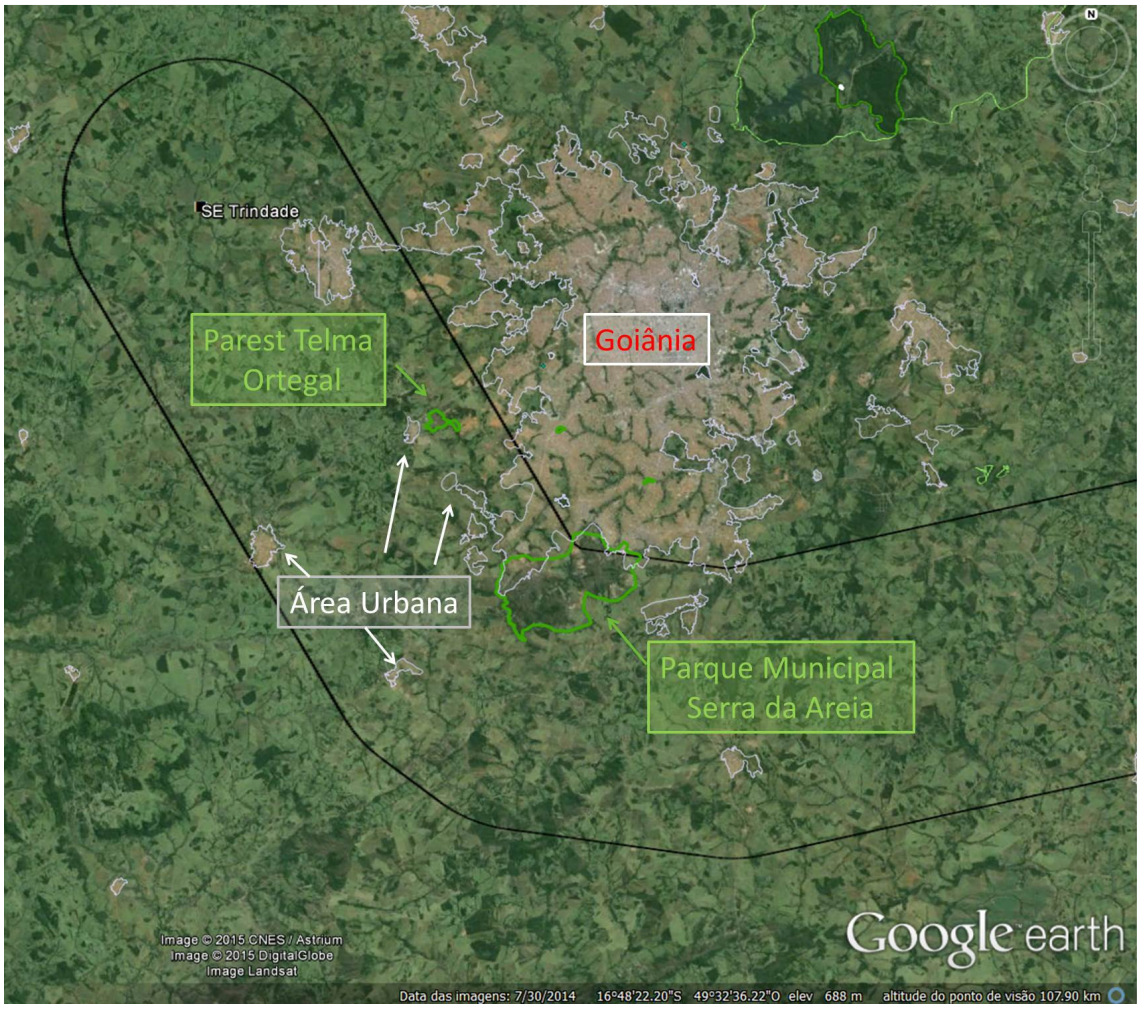
Ao longo de seu percurso, o corredor passa por uma região predominantemente plana, coberta por atividades de agropecuária, destacando-se culturas anuais como milho, soja e tomate. Constata-se a ocorrência de pivôs centrais de irrigação dispersos na área do corredor e a presença de vegetação nativa em pequenos fragmentos e em matas ciliares (Figura 61).



(Fonte: IBGE, 2009; GO, 2011; EPE,2015)

Figura 61 - Uso do solo no corredor SE Trindade – SE Silvânia

Com relação às limitações impostas pelo uso do solo, importa destacar o trecho próximo a Goiânia, em razão da presença no corredor do Parest Telma Ortegal e do Parque Municipal Serra da Areia, passíveis de desvio pela linha, e das áreas urbanas dos municípios Hidrolândia, Aragoiânia, Guapó, Abadia de Goiás e Trindade, também passíveis de desvio (Figura 62).



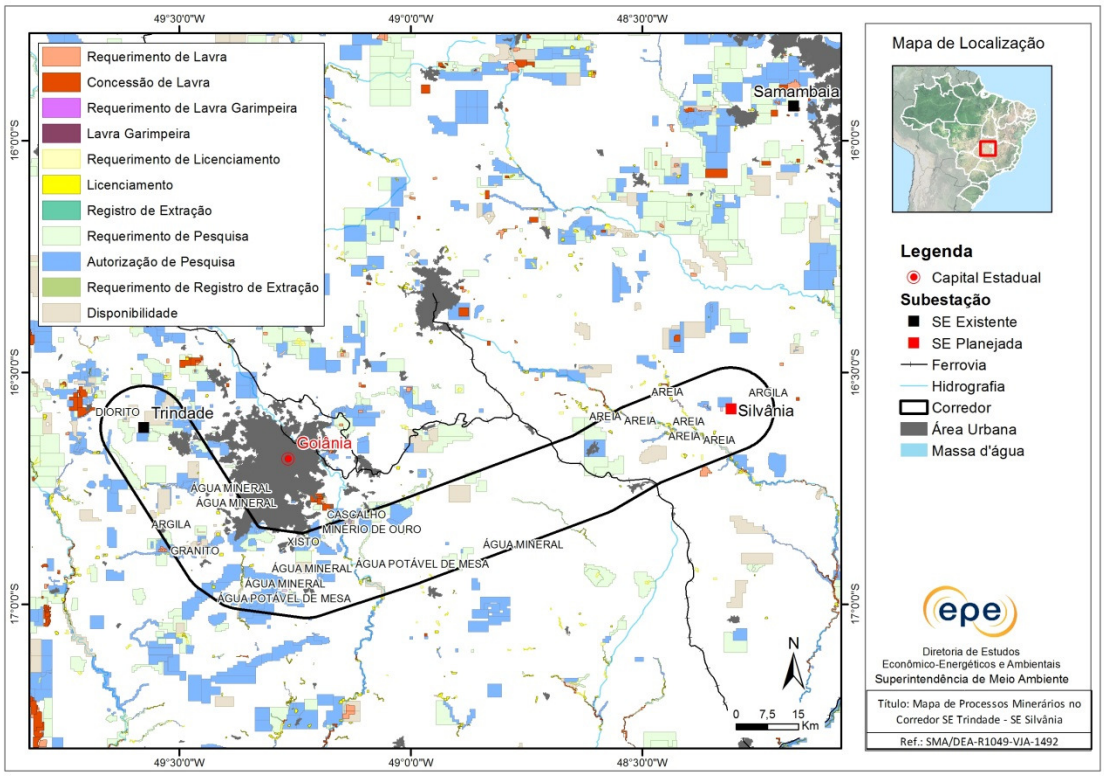
(Fonte: Google Earth Pro, MMA, 2007a; GO, 2015; EPE,2015)

Figura 62 - Imagem do corredor SE Trindade – SE Silvânia no contorno de Goiânia

O corredor atravessa as áreas de 330 processos minerários, dos quais 132 correspondem a processos em etapas mais avançadas (concessão de lavra, requerimento de lavra, licenciamento, requerimento de licenciamento). Nesse grupo constam substâncias para construção civil (ex.: areia, argila, cascalho e granito), uso industrial (ex.: granito, água mineral, minério de ouro), cerâmica vermelha (argila), brita (quartzito), dentre outros usos.

Para os processos minerários nas fases de requerimento de pesquisa, autorização de pesquisa e disponibilidade, existem 198 processos. A maioria desses processos tem uso industrial (ex.: minério de ouro, quartzito, minério de manganês e argila). Destaca-se a grande quantidade desses títulos (54) para minério de ouro, que podem evoluir para uma condição de lavra.

A Figura 63 apresenta os processos minerários no corredor SE Trindade – SE Silvânia, com indicação de algumas substâncias com processos nas etapas mais avançadas.



(Fonte: DNPM, 2015; IBGE, 2009; EPE, 2015)

Figura 63 - Processos minerários no corredor SE Trindade - SE Silvânia

O corredor SE Trindade – SE Silvânia abrange duas unidades de conservação de proteção integral, o Parque Municipal Serra da Areia e o Parest Telma Ortegal, e uma de uso sustentável, a Flona de Silvânia. Conforme mostra a Figura 59, as unidades de conservação e suas zonas de amortecimento poderão ser desviadas pela diretriz da LT planejada.

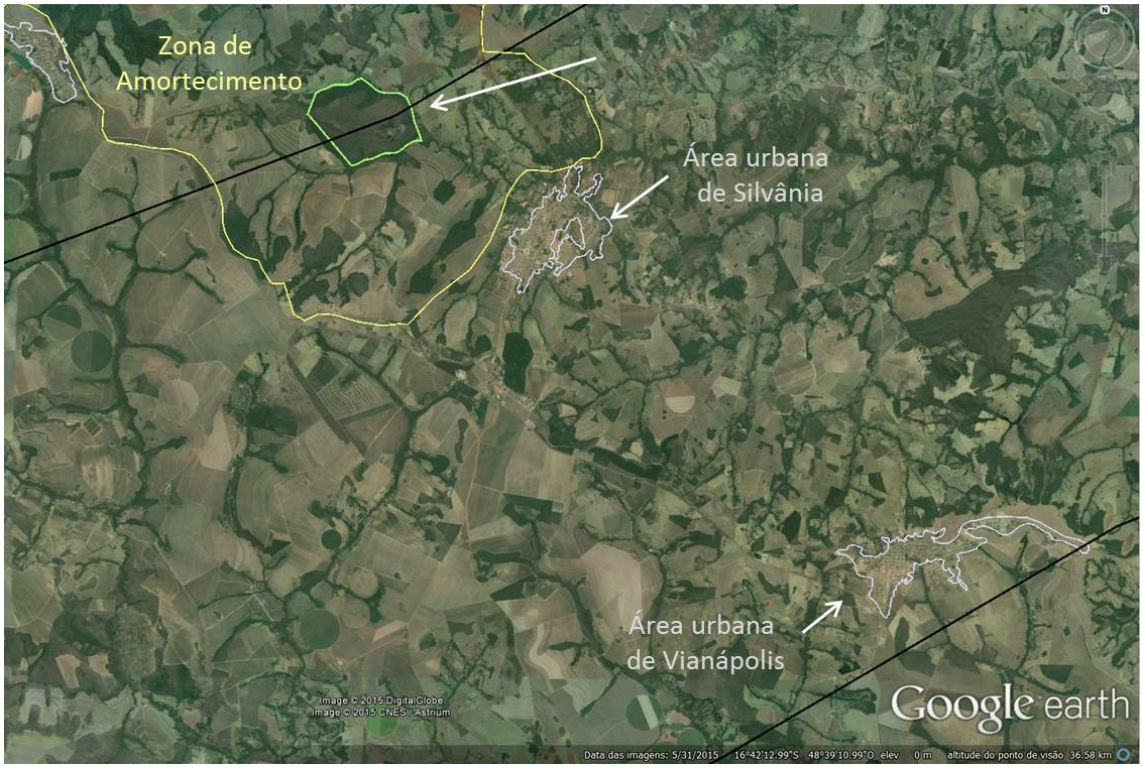
Tabela 27 - Unidades de Conservação no corredor SE Trindade – SE Silvânia

Nome	Grupo	Categoria	Jurisdição
Parque Municipal Serra da Areia	Proteção Integral	Parque Municipal	Municipal
Parest Telma Ortegal	Proteção Integral	Parque Estadual	Estadual
Flona de Silvânia	Uso Sustentável	Floresta Nacional	Federal

O Parque Municipal Serra da Areia está localizado no município de Aparecida de Goiânia e foi criado a partir da lei municipal n° 2018/1999. A UC protege um remanescente de savana que sofre pressões da área urbana da região metropolitana de Goiânia.

O Parque Estadual Telma Ortegal situa-se no município de Abadia de Goiás, e abriga o depósito dos rejeitos do acidente radiológico com Césio-137, que ocorreu em Goiânia. A criação do parque foi em cumprimento à condicionante para o licenciamento ambiental do depósito dos rejeitos radioativos do acidente e atualmente o parque abriga o Centro Nacional de Pesquisa Nuclear.

A Flona de Silvânia, localizada no município de Silvânia, foi criada a partir da Portaria Ibama n° 247 de 18 de julho de 2001 e está sob gestão do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio). Os principais objetivos da UC são: a conservação da diversidade biológica e os ecossistemas naturais do Cerrado, assegurar a potabilidade do sistema hídrico na Flona e na área proposta como zona de amortecimento, assegurar a conservação *in situ* de recursos genéticos das espécies existentes nos ecossistemas presentes no Cerrado, entre outros. O plano de manejo da Flona, elaborado em 2015, propõe uma zona de amortecimento de 17.673 hectares de área e seus limites estão apresentados na Figura 64.



(Fonte: Google Earth Pro, MMA, 2007a; MMA, 2015; ICMBio, 2015, EPE, 2015)

Figura 64 - Zona de amortecimento da Flona de Silvânia

Próximo à SE Silvânia, o corredor se sobrepõe parcialmente à APCB Cristalina-Luziânia, cuja ação prioritária é a criação de unidade de conservação, e à APCB Santo Antônio do Descoberto, que visa a criação de um Mosaico/Corredor. No entanto, conforme apresentado na Figura 59, ambas as APCBs estão localizadas na borda do corredor e a diretriz da LT planejada não deverá atravessar essas áreas.

No município de Silvânia, o corredor atravessa um projeto de assentamento do Incra, o PA São Sebastião, criado no ano de 1997. Entretanto, assim como as APCBs, o PA também está localizado na borda do corredor, havendo espaço para a passagem da diretriz sem causar interferências na área.

Sobre os sítios arqueológicos, foram identificados, a partir de consulta no *site* do Iphan, oito municípios atravessados pelo corredor que apresentam registros de sítios cadastrados. Destaca-se, nesse aspecto, o município de Goiânia, que apresenta 28 sítios arqueológicos (Tabela 28).

Em relação à existência de comunidades remanescentes de quilombos certificadas pela Fundação Cultural Palmares, três municípios atravessados pelo corredor apresentam comunidade, listados na Tabela 28.

Tabela 28 - Municípios abrangidos pelo corredor que possuem sítios arqueológicos cadastrados no Iphan e comunidades remanescentes de quilombos certificadas

Município	N° de sítios arqueológicos	N° de comunidades remanescentes de quilombos certificadas
Luziânia	4	
Aparecida de Goiânia		1
Bela Vista de Goiás	3	
Goiânia	28	
Hidrolândia	1	
Senador Canedo	3	
Trindade	4	1
Silvânia	1	1
Vianópolis	2	

Conclusões e Recomendações para o Relatório R3

A seguir, são apresentadas as principais recomendações para a definição da diretriz da LT planejada:

- Entrar em contato com a empresa responsável pela elaboração do Relatório R3 da SE Silvânia, para conhecimento do local selecionado para essa SE.
- Desviar a diretriz das unidades de conservação Parque Municipal Serra da Areia, Parque Estadual Telma Ortegal e Flona de Silvânia, e das suas respectivas zonas de amortecimento;
- Desviar a diretriz dos pivôs centrais de irrigação presentes ao longo do corredor;
- Afastar o traçado da LT planejada das áreas urbanas e de expansão urbana dos municípios atravessados pelo corredor, com destaque para as áreas urbanas dos municípios de Bela Vista de Goiás, Hidrolândia, Aragoiânia, Guapó, Abadia de Goiás, Trindade, Silvânia e Vianópolis;

- Desviar a diretriz do Morro Feio, localizado no município de Hidrolândia, tendo em vista a relevante beleza cênica e o potencial turístico dessa feição geomorfológica; e,

- Atualizar os dados do DNPM e verificar se houve evolução dos processos minerários para extração de minério de ouro na área do corredor, uma vez que foi identificado um grande número de processos em fases iniciais (requerimento de pesquisa, autorização de pesquisa e disponibilidade) para esse mineral;

- Traçar a diretriz de forma a minimizar o número de travessias com a rede de drenagem natural que, em geral, possuem suas margens preservadas, assim como os fragmentos de vegetação nativa;

- Entrar em contato com a Fundação Cultural Palmares para obtenção da localização das comunidades quilombolas certificadas nos municípios de Aparecida de Goiânia, Trindade e Silvânia, devendo-se buscar desvio de tais localidades.

- Entrar em contato com o Iphan para obtenção da localização exata dos sítios arqueológicos nos municípios atravessados pelo corredor para o desvio da diretriz.

3.3.2 Corredor SE Assis 2 – SE Assis e seccionamentos associados

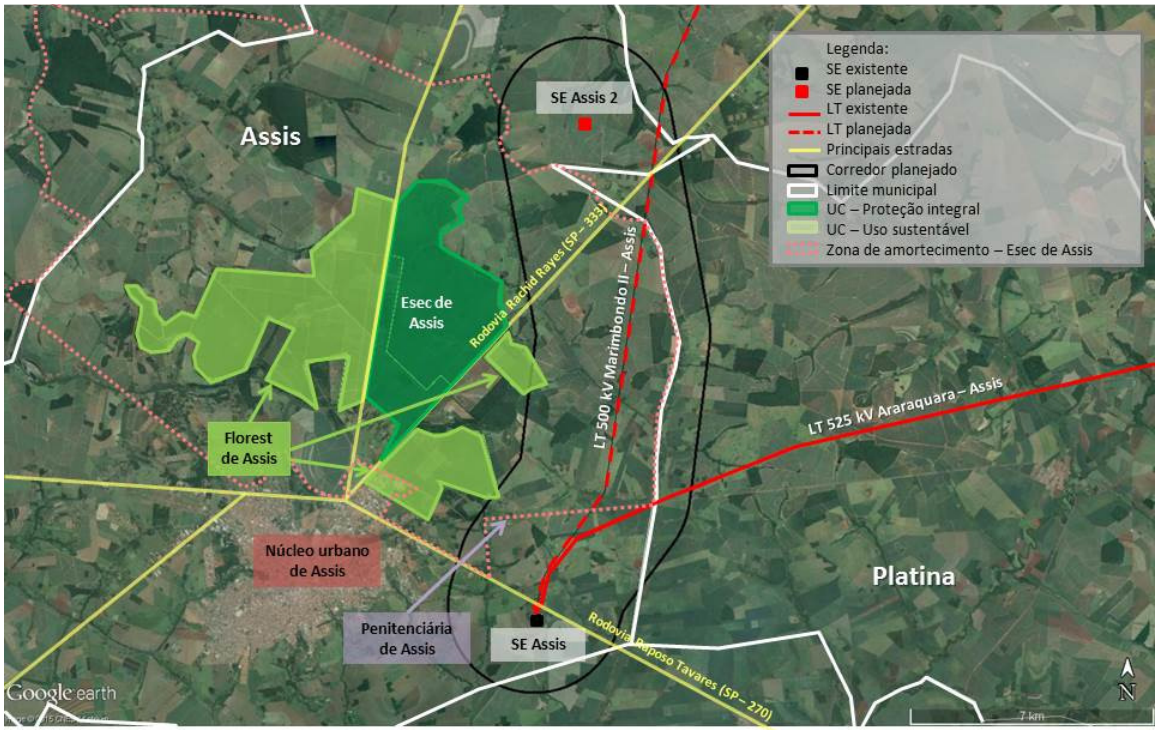
O corredor SE Assis 2 – SE Assis, localizado nos municípios de Assis e Platina, possui 5 km de largura e eixo com 14,5 km de extensão. A interligação entre as referidas subestações se dará através de um circuito simples de 500 kV. Convém destacar que também estão previstos para este mesmo corredor dois seccionamentos, ambos de circuito simples, para a SE Assis 2, a saber:

- Seccionamento da LT 525 kV Araraquara – Assis na SE Assis 2 (com extensão aproximada de 11,5 km) e;

- Seccionamento da LT planejada 500 kV Marimbondo II – Assis na SE Assis 2 (com extensão aproximada de 2,3 km).

Esta última LT já possui licença de instalação junto ao Ibama, órgão ambiental responsável pelo seu licenciamento, desde novembro de 2014 (Ibama, 2014), estando prevista para entrar em operação comercial em dezembro de 2015 (CMSE, 2015).

Em função das principais restrições socioambientais reportadas para a região, representadas pelas duas unidades de conservação (Esec de Assis e Florest de Assis) e pela área da Penitenciária de Assis, o corredor apresenta três inflexões para acompanhar o traçado da LT planejada de 500 kV Marimbondo II – Assis (Figura 65; Tabela 29).



(Fonte: Google Earth Pro, MMA, 2007a; IBGE, 2009; Sema/IF, 2010; Eletrobras, 2011; EPE, 2015)

Figura 65 – Visão geral do corredor SE Assis 2 - SE Assis, com indicação das LTs que serão seccionadas (em vermelho) na SE planejada Assis 2

Tabela 29 - Unidades de conservação no corredor SE Assis 2 – SE Assis e seccionamentos associados

Nome	Grupo	Categoria
Esec de Assis	Proteção Integral	Estação Ecológica
Florest de Assis	Uso Sustentável	Floresta Estadual

O corredor intercepta duas vias importantes para a região, Rodovia Raposo Tavares (SP-270) e Rodovia Rachid Rayes (SP-333), além de contar com o apoio viário de diversas estradas vicinais. De acordo com o Plano Diretor do município de Assis, o corredor abrange parte da Macrozona Rural do município (PMA, 2006), onde são encontradas propriedades rurais que desenvolvem atividades agrícolas (especialmente cana-de-açúcar e milho) e de pecuária (para criação de aves, em maior escala, e bovinos) (TMT & Ambientare, 2014). Adicionalmente, destaca-se que o referido corredor atravessa diversas propriedades rurais e suas respectivas áreas de reserva legal, estas últimas devendo ser, na medida do possível, evitadas quando da definição da diretriz da futura LT e dos seccionamentos associados. Além disso, pelo fato de o corredor estar inserido em parte da zona de amortecimento da Esec de Assis (SEMA/IF, 2010), será necessário envolver o órgão gestor desta UC nas discussões relativas ao licenciamento ambiental destes empreendimentos, conforme previsto na Resolução Conama nº 428/2010.

Adicionalmente, informações contidas na base de dados do Departamento Nacional de Produção Mineral indicam a existência de quatro processos minerários no corredor: dois

requerimentos de pesquisa para a exploração de argila, uma autorização de pesquisa para a exploração de basalto e um requerimento de lavra para a exploração de basalto.

Informações disponibilizadas no sítio eletrônico do Iphan indicam a existência de dois sítios arqueológicos no município de Assis. As bases de dados do Incra, Funai e Fundação Palmares consultadas não evidenciaram a existência de assentamentos rurais, comunidades tradicionais, remanescentes quilombolas e terras indígenas na área do corredor.

Recomendações para o Relatório R3

A seguir, são apresentadas as recomendações para a definição das diretrizes desta LT e dos seccionamentos associados:

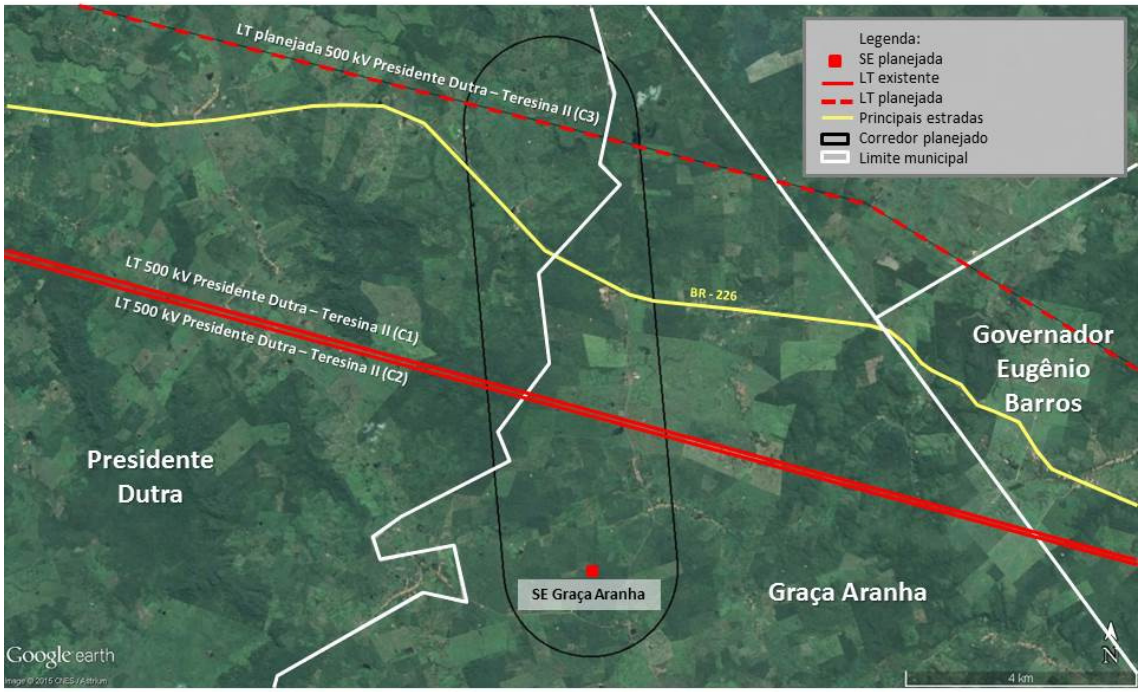
- Entrar em contato com a empresa responsável pela elaboração do Relatório R3 da SE Assis 2, para conhecimento do local selecionado para essa SE.
- Evitar interferências sobre os fragmentos de vegetação nativa existentes, principalmente as localizadas dentro da zona de amortecimento da Esec de Assis, abrangida pelo corredor;
- Desviar a futura diretriz dos trechos da Florest de Assis que são interceptados pelo corredor;
- Desviar a futura diretriz da área da Penitenciária de Assis;
- Entrar em contato com o Iphan para obtenção da localização exata dos sítios arqueológicos existentes no município de Assis para o desvio da diretriz;
- Em relação à LT Assis – Assis 2, buscar manter paralelismo com a LT planejada Marimbondo II – Assis, principalmente no trecho que atravessa a zona de amortecimento da Esec de Assis;
- Considerar as informações dispostas no Plano de Manejo da Esec de Assis a respeito do uso do solo e atividades permitidas dentro da zona de amortecimento da referida UC para orientar a definição da futura diretriz da LT e dos seccionamentos associados.

3.4 Descrição dos Corredores dos Seccionamentos

3.4.1 Corredor do Seccionamento LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II (C1, C2 e C3) na SE Graça Aranha

O corredor em questão (Figura 66) possui 5 km de largura e foi planejado para contemplar dois seccionamentos, a saber:

- Seccionamento das LTs 500 kV Presidente Dutra – Teresina II (C1 e C2) na SE Graça Aranha (com 3,0 km de extensão) e;
- Seccionamento da LT planejada 500 kV Presidente Dutra – Teresina II (C3) na SE Graça Aranha (com 7,6 km de extensão).



(Fonte: Google Earth Pro; IBGE, 2009; EPE, 2015)

Figura 66 – Visão geral do corredor do seccionamento LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II (C1, C2 e C3)na SE Graça Aranha

Inserido nos municípios de Presidente Dutra e Graça Aranha, estado do Maranhão, o corredor foi configurado visando minimizar as interferências sobre os aglomerados rurais existentes na região, além de reduzir as extensões dos seccionamentos previstos. Cabe ressaltar que a LT planejada 500 kV Presidente Dutra – Teresina II (C3) já teve sua licença prévia emitida pelo Ibama em julho de 2015 (IBAMA, 2015), estando prevista para entrar em operação comercial em maio de 2017 (ONS, 2015).

Destaca-se que o corredor abrange parte da zona rural dos municípios de Presidente Dutra e Graça Aranha, com a presença de alguns aglomerados rurais, porém com baixa densidade

populacional (ATE XX & CARUSO JR., 2014). A rodovia BR-226 figura como eixo viário principal, atravessando quase que perpendicularmente o corredor em sua porção norte. Estradas vicinais existentes também conferem apoio viário secundário para o corredor.

A região interceptada contém remanescentes de vegetação nativa (com presença de babaçuais), entremeados, no entanto, com áreas voltadas para a pecuária. O corredor localiza-se sobre a APCB Rio das Flores, cuja ação prioritária é criação de uma unidade de conservação, porém ainda sem definição de grupo.

De acordo com informações disponíveis na base de dados do Departamento Nacional de Produção Mineral, não há nenhum processo ativo voltado para pesquisa e exploração minerária na área do corredor.

Informações disponibilizadas no sítio eletrônico do Iphan indicam a existência de oito sítios arqueológicos no município de Presidente Dutra. As bases de dados do ICMBio, Incra e Funai consultadas não evidenciaram a existência de unidades de conservação, assentamentos rurais e terras indígenas na área do corredor.

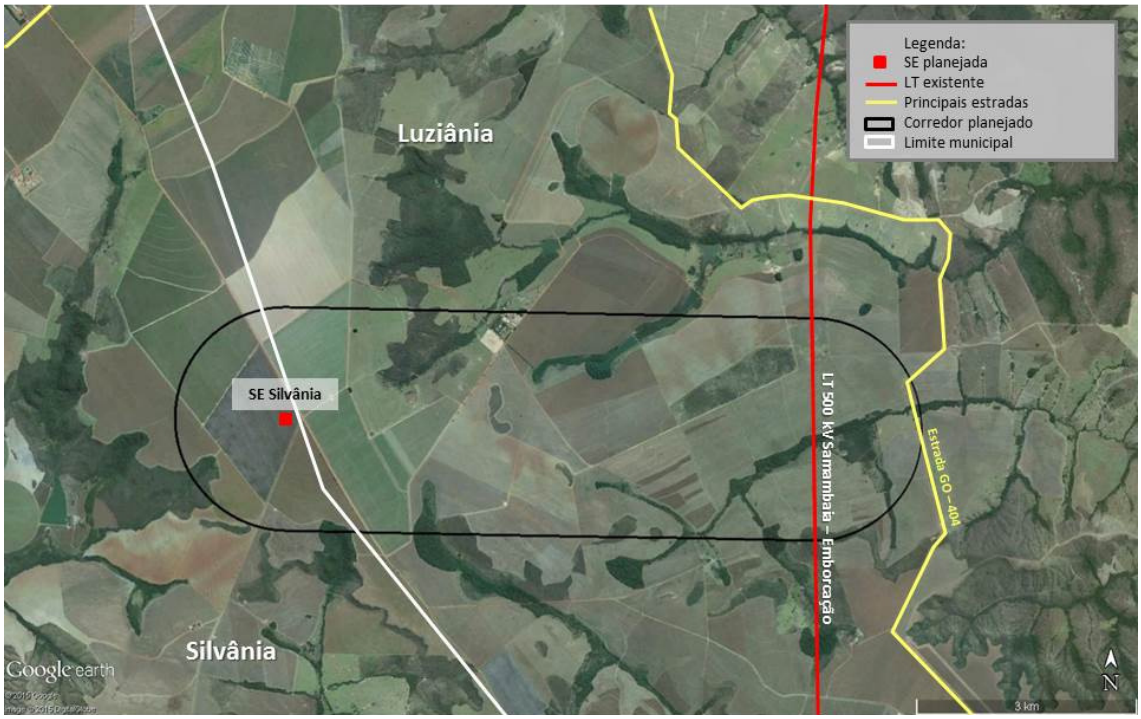
Recomendações para o Relatório R3

Abaixo, são apresentadas as recomendações para a definição das diretrizes destes seccionamentos:

- Entrar em contato com a empresa responsável pela elaboração do Relatório R3 da SE Graça Aranha, para conhecimento do local selecionado para essa SE.
- Minimizar interferências com áreas de vegetação nativa, especialmente aquelas com ocorrência de babaçu;
- Desviar a diretriz da LT dos aglomerados rurais existentes na região;
- Entrar em contato com o Iphan para obtenção da localização exata dos sítios arqueológicos existentes no município de Presidente Dutra para o desvio da diretriz.

3.4.2 Corredor do Seccionamento LT 500 kV Samambaia – Emborcação na SE Silvânia

Localizado nos municípios de Silvânia e Luziânia, ambos no Estado de Goiás, o corredor do seccionamento da LT 500 kV Samambaia – Emborcação na SE Silvânia possui 5 km de largura e eixo com 7,1 km de extensão (Figura 67).



(Fonte: Google Earth Pro; IBGE, 2009; EPE, 2015)

Figura 67 – Visão geral do corredor do seccionamento LT 500 kV Samambaia – Emborcação/SE Silvânia

O corredor abrange parte das macrozonas rurais dos municípios de Silvânia e Luziânia, em região voltada para a prática agrícola de culturas anuais (PML, 2006; PMS, 2008). Destaca-se que o referido corredor atravessa diversas propriedades rurais e suas respectivas áreas de reserva legal contendo pequenos fragmentos de savana arborizada e savana florestada (GOIÁS, 2015). Também são observadas áreas de vegetação nativa nas APPs presentes no corredor. A estrutura viária do local se caracteriza pela existência de estradas vicinais.

De acordo com informações disponíveis na base de dados do Departamento Nacional de Produção Mineral, não há nenhum processo ativo voltado para pesquisa e exploração minerária na área do corredor.

Informações disponibilizadas no sítio eletrônico do Iphan indicam a existência de um sítio arqueológico no município de Silvânia e quatro para o município de Luziânia. As bases de dados do ICMBio, Incra, Funai e Fundação Palmares consultadas não evidenciaram a existência de unidades de conservação, assentamentos rurais, comunidades remanescentes de quilombos e terras indígenas na área do corredor.

Recomendações para o Relatório R3

A seguir, são apresentadas as recomendações para a definição da diretriz deste seccionamento:

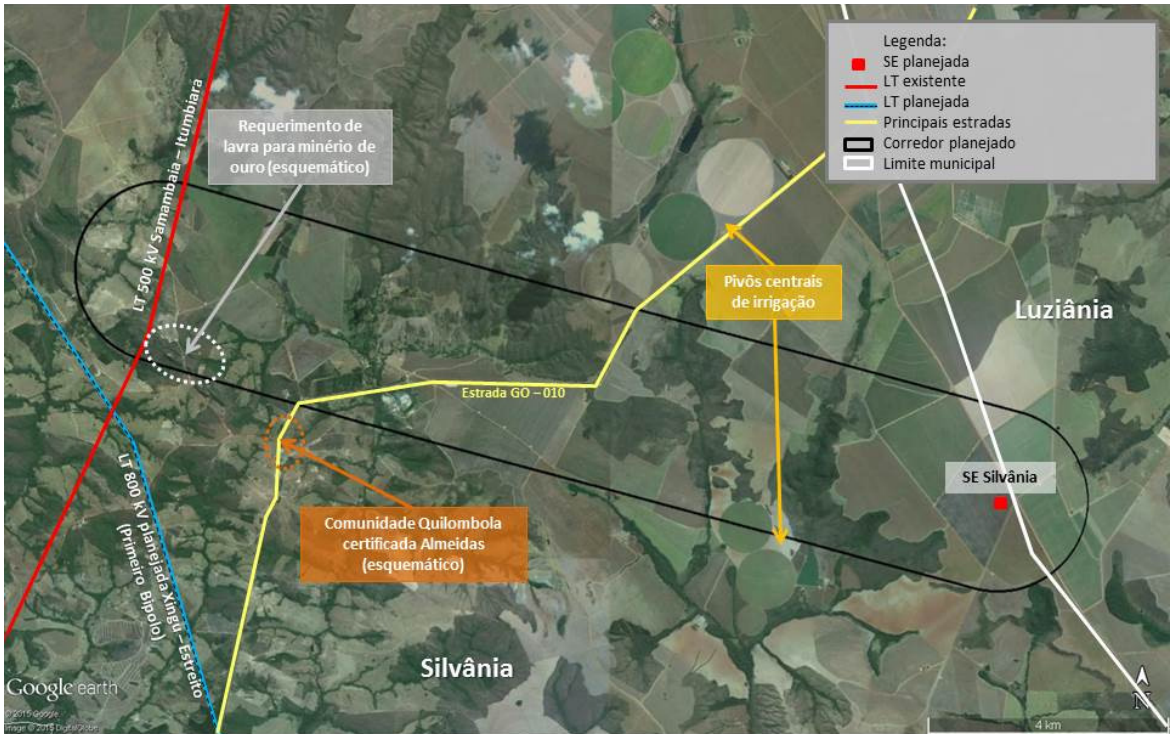
- Entrar em contato com a empresa responsável pela elaboração do Relatório R3 da SE Silvânia, para conhecimento do local selecionado para essa SE.

- Evitar interferências sobre as áreas de vegetação nativa nos fragmentos existentes dentro do corredor;

- Entrar em contato com o Iphan para obtenção da localização exata dos sítios arqueológicos existentes nos municípios de Luziânia e Silvânia para o desvio da diretriz.

3.4.3 Corredor do Seccionamento da LT 500 kV Samambaia – Itumbiara na SE Silvânia

O corredor do seccionamento da LT 500 kV Samambaia – Itumbiara para a SE Silvânia, localizado majoritariamente no município de Silvânia (GO), possui 5 km de largura e eixo com 14,4 km de extensão (Figura 68).



(Fonte: Google Earth Pro; IBGE, 2009; JGP, 2015; EPE, 2015)

Figura 68 – Visão geral do corredor do seccionamento LT 500 kV Samambaia – Itumbiara/SE Silvânia

A configuração do corredor para o seccionamento foi definida de modo a evitar áreas com pivôs centrais de irrigação e o cruzamento com o Primeiro Bipolo (LT 800 kV planejada Xingu – Estreito), que já teve sua licença de instalação emitida pelo Ibama em janeiro de 2016 (IBAMA, 2016), estando previsto para entrar em operação comercial em fevereiro de 2018 (ONS, 2015).

Além disso, informações contidas na base de dados da Fundação Cultural Palmares indicam a existência de uma comunidade quilombola certificada, denominada Almeidas, no município de Silvânia. De acordo com o levantamento realizado para o EIA/Rima da LT 800 kV Xingu – Estreito, "as terras requeridas inserem-se na bacia hidrográfica do rio Piracanjuba, no município de Silvânia – GO, nas proximidades deste rio com o cruzamento com a Rodovia GO-010" (JGP, 2015). Ainda de acordo com o referido documento, os estudos etnobotânicos e antropológicos necessários ao processo de identificação e delimitação da terra tiveram início em meados de 2014, com prazo para elaboração estimado em 18 meses (JGP, 2015). No entanto, sabe-se que o núcleo principal da comunidade quilombola encontra-se às margens da Rodovia GO-010, conforme indicado na Figura 68, e o corredor não o intercepta. Convém acompanhar junto à FCP, nas fases posteriores do planejamento deste seccionamento, o processo de delimitação da terra da comunidade Almeidas, com o intuito de evitar interferências sobre a área e o modo de vida de seus moradores.

Destaca-se também que o corredor abrange parte da macrozona rural do município de Silvânia, em região voltada para a prática de atividades agropecuárias (PMS, 2008). Observa-se que o referido corredor atravessa algumas propriedades rurais e suas respectivas áreas de reserva legal, além de conter fragmentos naturais de savana arborizada e savana parque em seu interior (GOIÁS, 2015). Um pequeno trecho da Rodovia GO-010 é interceptada quase que paralelamente pelo corredor, que também conta com o apoio viário de estradas vicinais existentes.

Adicionalmente, segundo a base de dados do Departamento Nacional de Produção Mineral, foram registrados quatro processos minerários no corredor: uma concessão de lavra para a exploração de calcário, duas autorizações de pesquisa para a exploração de areia e um requerimento de lavra para a exploração do minério de ouro (Figura 68).

Informações disponibilizadas no sítio eletrônico do Iphan indicam a existência de um sítio arqueológico no município de Silvânia. As bases de dados do ICMBio, Incra e Funai consultadas não evidenciaram a existência de unidades de conservação, assentamentos rurais e terras indígenas na área do corredor.

Recomendações para o Relatório R3

Abaixo, são apresentadas as recomendações para a definição da diretriz deste seccionamento:

- Entrar em contato com a empresa responsável pela elaboração do Relatório R3 da SE Silvânia, para conhecimento do local selecionado para essa SE.

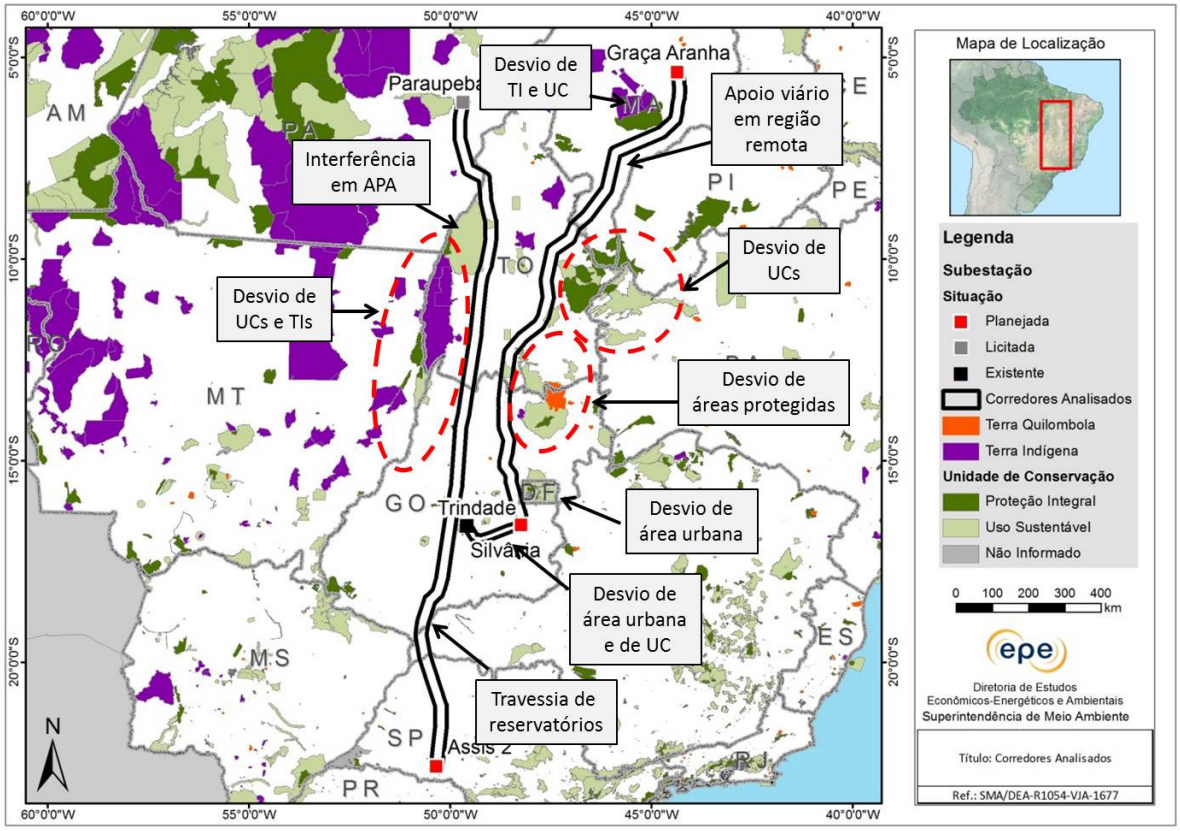
- Evitar interferências sobre áreas de vegetação nativa nos fragmentos existentes dentro do corredor;

- Buscar informações mais atualizadas sobre o processo de titulação da Comunidade Quilombola Almeidas (Silvânia – GO) junto à FCP, obtendo, se possível, a delimitação territorial dessa comunidade para um eventual desvio pela diretriz;

- Entrar em contato com o Iphan para obtenção da localização exata dos sítios arqueológicos existentes no município de Silvânia, para o desvio da diretriz.

4 CONCLUSÃO

Neste estudo, foram realizadas as análises socioambientais da alternativa selecionada pela STE/EPE para o reforço do intercâmbio elétrico entre as regiões Norte e Sudeste, contemplando duas interligações em Corrente Contínua de 800 kV, denominadas Bipolo A e Bipolo B, duas linhas e seis seccionamentos em Corrente Alternada de 500 kV, além de três subestações planejadas. Para as LTs planejadas, foram traçados corredores que desviaram das principais áreas de sensibilidade socioambiental presentes na região de estudo (Figura 69), que servirão de base para os estudos ambientais subsequentes do planejamento, os Relatórios R3.



(Fonte: Eletrobras, 2011; IBGE, 2009; Incra, 2015; MMA, 2015; SEMARH, 2009; EPE, 2015)

Figura 69 - Corredores analisados e os principais aspectos socioambientais

Conforme pode ser observado pela Figura 69, apesar de sua menor extensão, o Bipolo B apresenta maiores desvios em relação ao Bipolo A, devido, principalmente, à presença de diversas áreas protegidas que se localizam entre as SEs planejadas Silvânia e Graça Aranha. Ainda que em menor número, o Bipolo A também apresenta importantes desvios, de forma a minimizar interferências com áreas mais sensíveis do ponto de vista socioambiental.

Adicionalmente, por se tratarem de LTs de importância estratégica para o intercâmbio de energia elétrica entre as regiões do Brasil, para a definição dos corredores de ambos os bipolos estudados foram considerados aspectos de confiabilidade elétrica, no que diz respeito à evitação de proximidade e minimização de cruzamentos com outras linhas de transmissão de grande relevância para o Sistema Interligado Nacional.

Dessa forma, ressalta-se a importância da consideração das recomendações apontadas neste estudo, quando da elaboração dos Relatórios R3, para que a definição das diretrizes naquela etapa do planejamento contemple tanto os aspectos socioambientais das regiões a serem atravessadas pelos futuros empreendimentos, quanto fatores relacionados à segurança do Sistema Interligado Nacional.

5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ATE XX & CARUSO JR. ATE XX Transmissora de Energia & Caruso Jr Estudos Ambientais e Engenharia, 2014. LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II – Sobral III C3 e Subestações Associadas – Estudo de Impacto Ambiental – EIA.

CECAV. Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas, 2015. Mapa de Ocorrências de Cavernas – ICMBio. Disponível em: http://www.icmbio.gov.br/cecav//. Acesso em: Janeiro de 2015.

CMSE. Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, 2015. Ata da 153ª Reunião Ordinária do CMSE. Disponível em: http://www.mme.gov.br/documents/10584/2139342/CMSE+-+Ata+da+153%C2%BA+Reuni%C3%A3o+(Ordin%C3%A1ria)/31a87942-db6f-4a48-8124-569e92087b53;jsessionid=018131C56AD8D522E71D30A44B8B6BCE.srv155. Acesso em: Outubro de 2015.

CONAMA. Conselho Nacional do Meio Ambiente, 2010. Resolução nº 428, de 17 de dezembro de 2010. Dispõe, no âmbito do licenciamento ambiental sobre a autorização do órgão responsável pela administração da Unidade de Conservação (UC), de que trata o § 3º do artigo 36 da Lei nº 9.985 de 8 de julho de 2000, bem como sobre a ciência do órgão responsável pela administração da UC no caso de licenciamento ambiental de empreendimentos não sujeitos a EIA-RIMA e dá outras providências.

DNPM. Departamento Nacional de Produção Mineral, 2015. Processos Minerários (arquivos vetoriais). Disponível em: http://sigmine.dnpm.gov.br. Acesso em: Fevereiro de 2015.

ELETROBRAS. Centrais Elétricas Brasileiras, 2011. Base cartográfica dos limites das UCs Estaduais e Municipais.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética, 2007. Avaliação Ambiental Integrada dos Aproveitamentos Hidrelétricos na Bacia do Rio Tocantins. Julho de 2007. Rio de Janeiro – RJ.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética, 2014. LT CC 800 kV Xingu – Terminal Rio e Instalações Associadas. Relatório R3: Definição da Diretriz e Análise Socioambiental. Dezembro de 2014. Rio de Janeiro – RJ.

FCP. Fundação Cultural Palmares, 2015. Comunidades Remanescentes de Quilombos (CRQ's): Comunidades certificadas. Disponível em: http://www.palmares.gov.br/wp-content/uploads/2015/09/C%C3%B3pia-de-Lista-das-CRQs-Certificadas-Portaria-n%C2%B0-84-08-06-2015.pdf. Acesso em: Outubro de 2015.

FUNAI. Fundação Nacional do Índio, 2015. Base Cartográfica Delimitação das Terras Indígenas do Brasil. Disponível em: http://mapas.funai.gov.br. Acesso em: Junho de 2015.

GOIÁS. Governo do Estado de Goiás, 2015. Zoneamento Agroecológico e Econômico do Estado de Goiás. Disponível em: http://www.zee.go.gov.br/. Acesso em: Outubro de 2015.

_____. Governo do Estado de Goiás, 2015. Mapa de unidades de conservação do estado de Goiás. Disponível em: http://www.zee.go.gov.br/macro-zaee/. Acesso em: Março de 2015.

_____. Governo do Estado de Goiás, 2015. Portaria Secima n° 210 de 25 de setembro de 2015. Suspende a aplicação portaria que n° 768/2014 que altera o plano de manejo da APA João Leite. Disponível em: http://www.secima.go.gov.br/post/ver/198160/area-de-protecao-ambiental-joao-leite-apa-joao-leite. Acesso em: Dezembro de 2015.

IBAMA. Instituto Nacional do Meio Ambiente e Recursos Renováveis, 2014. Licença de Instalação Nº 1030/2014. Disponível em: https://www.ibama.gov.br/licenciamento/index.php. Acesso em: Setembro de 2015.

_____. Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, 2015. Licença Prévia nº 511/2015. Disponível em: https://www.ibama.gov.br/licenciamento/index.php. Acesso em: Dezembro de 2015.

_____. Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, 2016. Licença de Instalação nº 1.100/2015. Disponível em: http://www.ibama.gov.br/licenciamento/index.php Acesso em: Janeiro de 2016.

_____. Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, 2015. Ficha de Caracterização de Atividade: LT CC ± 800 kV SE Xingu - SE Terminal Rio e LT CA 500 kV SE Terminal Rio - SE Nova Iguaçu e instalações associadas. FCA n°: 110132/2015.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2009. Base Cartográfica Integrada ao Milionésimo. Disponível em: www.ibge.gov.br. Acesso em: Junho de 2012.

ICMBIO. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, 2014. Base Cartográfica das Reservas Particulares do Patrimônio Natural. Disponível em: http://sistemas.icmbio.gov.br/simrppn/publico/. Acesso em: Fevereiro de 2015.

_____. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, 2015. Plano de Manejo da Floresta Nacional de Silvânia. Disponível em: http://www.icmbio.gov.br/portal/biodiversidade/unidades-de-conservacao/biomas-brasileiros/cerrado/unidades-de-conservacao-cerrado/2077. Acesso em: Dezembro de 2015.

INCRA. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2015a. Mapa de Projetos de Assentamento – SIGEL. Disponível em: http://acervofundiario.incra.gov.br/i3geo/datadownload.htm. Acesso em: Julho de 2015.

_____. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2015b. Mapa de Território Quilombola. Disponível em: http://acervofundiario.incra.gov.br/i3geo/datadownload.htm. Acesso em: Janeiro de 2015.

IPHAN. Instituto Nacional do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2015. Sistema de Gerenciamento do Patrimônio Arqueológico. Disponível em: http://portal.iphan.gov.br/pagina/detalhes/236/. Acesso em: Setembro de 2015.

JGP. JGP Consultoria e Participações Ltda., 2015. Linha de Transmissão CC ±800 kV Xingu/Estreito e Instalações Associadas – Estudo de Impacto Ambiental – EIA.

Martins, A. N. M., et. al., 2013. A construção da Barragem João Leite e os reflexos nas áreas de abrangência do reservatório. IV Congresso Brasileiro de Gestão Ambiental - ConGeA, Salvador, BA, Brasil, 25 a 28 de novembro de 2013, IBEAS. Disponível em: www.ibeas.org.br/congresso/Trabalhos2013/VII-038.pdf. Acesso em: Março de 2015.

Mendonça Neto, W. L., 2014. Avaliação Ambiental das Unidades da Paisagem do Parque Municipal Serra da Areia e sua Zona de Amortecimento em Aparecida de Goiânia-GO. Dissertação – Mestrado em Geografia. Goiânia: Universidade Federal de Goiás. 115 p.

MMA. Ministério de Meio Ambiente - Secretaria de Biodiversidade de Florestas. Projeto de Conservação e Utilização Sustentável da Diversidade Biológica Brasileira, 2007a. Mapa de Cobertura Vegetal e Uso do Solo em Biomas – escala 1: 250.000. Disponível em: www.mma.gov.br. Acesso em: Junho de 2012.

_____. Ministério do Meio Ambiente, 2007b. Mapa das Áreas Prioritárias para a Conservação, Uso Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira – Probio. Disponível em: http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm Acesso: Agosto de 2012.

_____. Ministério do Meio Ambiente, 2015. Mapa de Unidades de Conservação Federais e Estaduais. Disponível em: http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm Acesso em: Fevereiro de 2015.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2015. Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN. Disponível em: http://www.ons.org.br/conheca_sistema/dados_tecnicos.aspx. Acesso em: Outubro de 2015.

PMA. Prefeitura Municipal de Assis, 2006. Lei Complementar nº 10, de 10 de outubro de 2006. Institui o Plano Diretor do Município de Assis e dá outras providências. Disponível em: http://www.assis.sp.leg.br/arquivos/11177_texto_integral.pdf. Acesso em: Setembro de 2015.

PML. Prefeitura Municipal de Luziânia, 2006. Lei nº 2.987, de 03 de outubro de 2006. Institui o Plano Diretor do Município de Luziânia - GO e dá outras providências. Disponível em: http://www.cassianatormin.com.br/log/conteudo/download.php?arquivo=upload/PLANO_DERETOR_-_2987.pdf. Acesso em: Dezembro de 2015.

PMS. Prefeitura Municipal de Silvânia, 2008. Lei nº 1.541, de 23 de julho de 2008. Dispõe sobre o PDD – Plano Diretor Democrático, o processo de planejamento e gestão do desenvolvimento do Município de Silvânia. Disponível em: http://www.camaradesilvania.go.gov.br/legislacao/leis/2008/Lei1541.pdf. Acesso em Dezembro de 2015.

SEMA/IF. Secretaria Estadual de Meio Ambiente de São Paulo – Instituto Florestal, 2010. Plano de Manejo da Estação Ecológica de Assis. Disponível em: http://iflorestal.sp.gov.br/files/2013/03/Plano_de_Manejo_EEc_Assis.pdf. Acesso em: Agosto de 2015.

SÃO PAULO. Governo do Estado de São Paulo, 2002. Lei n. 11.241, de 19 de setembro de 2002. Dispõe sobre a eliminação gradativa da queima da palha de cana-de-açúcar e dá providências correlatas. Disponível em: http://www.sigam.ambiente.sp.gov.br/sigam3/Repositorio/24/Documentos/Lei%20Estadual_11241_2002.pdf. Acesso em: Outubro de 2015.

_____. Governo do Estado de São Paulo, 2007. Protocolo de cooperação que celebram entre si, o Governo do Estado de São Paulo, a Secretaria de Estado do Meio Ambiente, a Secretaria de Estado da Agricultura e a União da Agroindústria Canavieira de São Paulo para a adoção de ações destinadas a consolidar o desenvolvimento sustentável da cana-de-açúcar no Estado de São Paulo. Disponível em: http://www.ambiente.sp.gov.br/etanolverde/files/2011/10/protocoloAgroindustriais.pdf. Acesso em: Setembro de 2015.

SEMARH, 2009. Secretaria do Meio Ambiente e dos Recursos Hídricos. Plano de Manejo da APA João Leite. Disponível em: http://www.semarh.goias.gov.br/site/uploads/files/plano_de_manejo_apa_jo%C3%A3o_leite.pdf. Acesso em: Março de 2015.

TMT & Ambientare. Triângulo Mineiro Transmissora & Ambientare Soluções em Meio Ambiente, 2014. Relatório Ambiental Simplificado – Linha de Transmissão 500 kV Marimbondo II/Assis. Disponível em:

http://licenciamento.ibama.gov.br/Linha%20de%20Transmissao/LT%20Marimbondo%20II%20-%20Assis/. Acesso em: Julho de 2015.

USGS. United States Geological Survey, 2012. Advanced Spaceborne Thermal Emission and Reflection Radiometer (ASTER). Disponível em http://gdex.cr.usgs.gov/gdex/. Acesso em: Junho de 2012.

6 APÊNDICES

Subestação Graça Aranha	
Comparação da localização da subestação (Relatório R3) com a área proposta no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da localização da SE (Relatório R3) com a área proposta no Relatório R1	
Coordenadas geográficas da subestação:	
A subestação está inserida na área proposta no Relatório R1?	
No caso de não inserção da localização da SE na área proposta no R1, informar os motivos:	
1 - Anexar o mapa contendo a área proposta para a SE no Relatório R1 e a localização indicada no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram a escolha do local para a SE. 2 - Encaminhar arquivo digital do local definido para a SE no R3 (formato KML ou *shapefile*).	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	**Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.**
1. Evitar áreas com maior presença de vegetação nativa, priorizando-se áreas já antropizadas. Atentar ainda para a ocorrência de babaçu na região, buscando a seleção de áreas com menor presença dessa espécie.	
2. Evitar interferências com a área urbana de Graça Aranha e com aglomerações de habitações.	
3. Priorizar áreas próximas aos principais eixos rodoviários pavimentados existentes na região.	

Subestação Silvânia	
Comparação da localização da subestação (Relatório R3) com a área proposta no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da localização da SE (Relatório R3) com a área proposta no Relatório R1	
Coordenadas geográficas da subestação:	
A subestação está inserida na área proposta no Relatório R1?	
No caso de não inserção da localização da SE na área proposta no R1, informar os motivos:	
1 - Anexar o mapa contendo a área proposta para a SE no Relatório R1 e a localização indicada no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram a escolha do local para a SE. 2 - Encaminhar arquivo digital do local definido para a SE no R3 (formato KML ou *shapefile*).	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	**Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.**
1. Evitar áreas que se caracterizem como Áreas de Preservação Permanente (APPs).	
2. Evitar áreas de vegetação nativa, considerando que tais áreas apresentam relevo com maiores declividades, podendo haver afloramento d'água.	

Subestação Assis 2	
Comparação da localização da subestação (Relatório R3) com a área proposta no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da localização da SE (Relatório R3) com a área proposta no Relatório R1	
Coordenadas geográficas da subestação:	
A subestação está inserida na área proposta no Relatório R1?	
No caso de não inserção da localização da SE na área proposta no R1, informar os motivos:	
1 - Anexar o mapa contendo a área proposta para a SE no Relatório R1 e a localização indicada no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram a escolha do local para a SE. 2 - Encaminhar arquivo digital do local definido para a SE no R3 (formato KML ou *shapefile*).	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	**Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.**
1. Evitar áreas de vegetação nativa e APPs.	
2. Evitar a zona de amortecimento da Esec de Assis.	
3. Obter informações detalhadas sobre os bens arqueológicos tombados existentes no município de Assis, evitando possíveis áreas de ocorrência inseridas no perímetro indicado para a SE Assis 2.	

LT CC 800 kV SE Paraupebas – SE Assis II (Bipolo A)	
Comparação da diretriz da LT (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da diretriz da linha de transmissão (R3) com o corredor estudado no R1	
Extensão do eixo do corredor (R1): 1.941 km	Extensão da diretriz da LT (R3):
Variação da extensão e principal(ais) motivos:	
A diretriz está inteiramente inserida no corredor?	
No caso de não inserção da diretriz do R3 no corredor do R1, informar os motivos:	
1 - Anexar o mapa contendo o corredor estudado no Relatório R1 e a diretriz proposta no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram a diretriz. 2 - Encaminhar arquivo digital da diretriz definida no R3 (formato KML ou *shapefile*).	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	**Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.**
1. Entrar em contato com a empresa responsável pela elaboração do Relatório R3 da SE Assis 2, para conhecimento do local selecionado para essa SE;	
2. Desviar da UC Refúgio da Vida Silvestre Serra da Bocaina e da sua respectiva zona de amortecimento, além da zona de amortecimento do Parest Serra Dourada.	
3. Ao atravessar a APA do Bananal, a diretriz deverá buscar paralelismo com a rodovia TO-164, de forma a minimizar novas aberturas de acesso e impactos socioambientais associados.	
4. Manter afastamento, de no mínimo 5 km das terras indígenas Vanuire e Icatu, localizadas no estado de São Paulo.	

5. Estudar criteriosamente o traçado no trecho compreendido entre os municípios de Canaã dos Carajás (PA) e Curionópolis (PA), onde se localiza uma área com processo minerário de grandes extensões, que se encontra em fase de concessão de lavra para minério de cobre.	
6. Evitar interferências nas áreas com processos em fases avançadas para extração de esmeralda localizadas nos municípios Monte Santo do Tocantins (TO) e Campos Verdes (GO).	
7. Desviar das áreas urbanas, áreas de expansão urbana e dos aglomerados populacionais existentes ao longo do corredor.	
8. Traçar a dirtetriz de forma a minimizar as interferências em projetos de assentamentos rurais, em especial quanto ao trecho ao norte do corredor.	
9. Entrar em contato com a Fundação Cultural Palmares para o levantamento da localização da comunidade remanescente de quilombo Santa Maria das Mangueiras, localizada no município de Dois Irmãos do Tocantins e desviar da área dessa comunidade.	
10. Entrar em contato com o Iphan para obtenção da localização exata dos sítios arqueológicos nos municípios atravessados pelo corredor para o desvio da diretriz.	
Recomendações da STE/EPE para o Relatório R3 que visam o aumento de confiabilidade elétrica do Sistema Interligado Nacional	
Recomendações do R1	**Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.**
1. Buscar manter uma distância mínima de 10 km em relação à LTs citadas a seguir: *"diretriz de outros Bipolos e linhas troncais em 500 kV, tais como Interligação Norte – Sul e Norte – Nordeste, existentes ou em implantação, dentre as quais destacamos:* • *LT planejada 800 kV Xingu – Estreito;*	

• *LT planejada 800 kV Xingu – Terminal Rio;* • *LT existente 500 kV Serra da Mesa 2 – Luziânia;* • *LT existente 500 kV Luziânia – Paracatu 4;* • *LT planejada 500 kV Luziânia – Pirapora 2;* • *LT planejada 500 kV Rio das Éguas – Luziânia;* • *LT planejada 500 kV Barreiras II – Rio das Éguas C1 e C2;* • *LT planejada 500 kV Gilbués II – Barreiras II;* • *LT planejada 500 kV Barreiras II – Bom Jesus da Lapa II;* • *LT planejada 500 kV Ribeiro Gonçalves – Gilbués II;"* Considerando que o critério de afastamento de 10 km poderá ser flexibilizado no local apontado a seguir: *"Trecho de travessia do rio Araguaia - o afastamento poderá ser inferior a 10 km em relação ao traçado da LT 800 kV Xingu – Estreito, de forma a possibilitar a travessia do rio em trechos mais estreitos. Deve-se observar, no entanto, que tais trechos permitem um afastamento mínimo de 5 km;"*	
2. *" recomenda-se que o traçado do Bipolo A não coincida com o corredor em que estão inseridas as LTs 600 kV CC Coletora Porto Velho – Araraquara 2 C1 e C2 na travessia do Rio Grande. Essa medida visa evitar a concentração de 3 bipolos CC no mesmo corredor, próximas entre si, numa área de cultivo intensivo de cana-de-açúcar (sujeita a queimadas)."*	

LT CC 800 kV SE Graça Aranha – SE Silvânia (Bipolo B)	
Comparação da diretriz da LT (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da diretriz da linha de transmissão (R3) com o corredor estudado no R1	
Extensão do eixo do corredor (R1): 1.460 km	Extensão da diretriz da LT (R3):
Variação da extensão e principal(ais) motivos:	
A diretriz está inteiramente inserida no corredor?	
No caso de não inserção da diretriz do R3 no corredor do R1, informar os motivos:	
1 - Anexar o mapa contendo o corredor estudado no Relatório R1 e a diretriz proposta no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram a diretriz. 2 - Encaminhar arquivo digital da diretriz definida no R3 (formato KML ou *shapefile*).	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	**Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.**
1. Entrar em contato com a empresa responsável pela elaboração dos Relatórios R3 das SEs Silvânia e Graça Aranha, para conhecimento dos locais selecionados para essas SEs.	
2. Desviar de áreas de agricultura intensiva/mecanizada, devendo ser evitada sobreposição principalmente com pivôs centrais de irrigação. Recomenda-se ainda a busca de informações sobre pivôs centrais planejados, para que estes também sejam desviados pelo futuro traçado da LT. Tal atividade se concentra principalmente nas seguintes regiões: área entre a SE Silvânia e reservatório da UHE Corumbá IV, região de Goiás entre os municípios de Padre Bernardo, Vila Propício e Cocalzinho de Goiás, áres do entorno da UHE Peixe Angical, assim como diversas áreas de topos de chapadas	

presentes nos trechos 5 e 6 do corredor.	
3. Estudar criteriosamente a passagem sobre os reservatórios das UHEs Corumbá IV e Serra da Mesa, buscando-se locais de menor extensão para travessia e avaliando-se a factibilidade de passagem da LT nos locais indicados na descrição do corredor.	
4. Obter informações atualizadas sobre os estágios das UHEs planejadas que se encontram em fase de estudos de viabilidade, a saber: Maranhão, Porteiras, Ipueiras e Uruçuí, e considerar tais dados para a definição do traçado da diretriz.	
5. Atentar para a passagem sobre as áreas de mineração ao longo do corredor, principalmente aquelas em estágios mais avançados (concessão de lavra, lavra garimpeira, licenciamento, requerimento de lavra e requerimento de lavra garimpeira), as quais ocorrem em maior número no trecho 1 do corredor.	
6. Desviar das áreas urbanas e de expansão urbana, assim como outras aglomerações residenciais e povoados, presentes no corredor.	
7. Desviar de cavernas já mapeadas e evitar proximidade com áreas de alto potencial cavernícola.	
8. Evitar sobreposição do traçado com área de concentração de silvicultura, localizada cerca de 15 km a sul do reservatório da UHE Serra da Mesa, próximo da borda oeste do corredor, assim como demais áreas com esse tipo de atividade.	
9. Evitar interferência com as Unidades de Conservação abrangidas pelo corredor, a saber: APA do Planalto Central, APA Lago de Peixe/Angical, APA Serra da Mombuca, APA Cabeceira do Rio Balsas, Parest do Mirador,	

RPPN João de Barro, RPPN Reserva Ecológica Serra Dourada, bem como outras não listadas no presente estudo e que poderão ser identificadas quando da elaboração do Relatório R3, considerando também eventuais UCs planejadas.	
10. Verificar o melhor ponto de travessia do rio Tocantins, priorizando-se local com menor extensão de largura. Ainda, evitar e/ou minimizar travessias com demais cursos d'água abrangidos pelo corredor, tais como os rios: Verde, Maranhão, Traíra, Verde, Cana-brava, Balsas, do Sono, Perdida, Mutum, Sucuruju, das Balsas, Tem-medo, Itapicuru e Alpercatas, de modo que a interferência em APPs seja reduzida.	
Recomendações da STE/EPE para o Relatório R3 que visam o aumento de confiabilidade elétrica do Sistema Interligado Nacional	
Recomendações do R1	**Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.**
3. Buscar manter uma distância mínima de 10 km em relação à LTs citadas a seguir: *"diretriz de outros Bipolos e linhas troncais em 500 kV, tais como Interligação Norte – Sul e Norte – Nordeste, existentes ou em implantação, dentre as quais destacamos:* • *LT planejada 800 kV Xingu – Estreito;* • *LT planejada 800 kV Xingu – Terminal Rio;* • *LT existente 500 kV Serra da Mesa 2 – Luziânia;* • *LT existente 500 kV Luziânia – Paracatu 4;* • *LT planejada 500 kV Luziânia – Pirapora 2;* • *LT planejada 500 kV Rio das Éguas – Luziânia;* • *LT planejada 500 kV Barreiras II – Rio das Éguas C1 e C2;* • *LT planejada 500 kV Gilbués II – Barreiras II;* • *LT planejada 500 kV Barreiras II – Bom Jesus da Lapa II;* • *LT planejada 500 kV Ribeiro Gonçalves*	

– Gilbués II;" Considerando que o critério de afastamento de 10 km poderá ser flexibilizado no local apontado a seguir: *"Região no entorno do local indicado para a UHE planejada Maranhão - poderá não ser mantido o afastamento de 10 km com a LT 800 kV Xingu – Estreito, caso confirmada a viabilização desse projeto, que atualmente encontra-se em fase de estudos de viabilidade"*	

LT 500 kV Trindade - Silvânia	
Comparação da diretriz da LT (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da diretriz da linha de transmissão (R3) com o corredor estudado no R1	
Extensão do eixo do corredor (R1): 161 km	Extensão da diretriz da LT (R3):
Variação da extensão e principal(ais) motivos:	
A diretriz está inteiramente inserida no corredor?	
No caso de não inserção da diretriz do R3 no corredor do R1, informar os motivos:	
1 - Anexar o mapa contendo o corredor estudado no Relatório R1 e a diretriz proposta no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram a diretriz. 2 - Encaminhar arquivo digital da diretriz definida no R3 (formato KML ou *shapefile*).	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	**Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.**
1. Entrar em contato com a empresa responsável pela elaboração do Relatório R3 da SE Silvânia, para conhecimento do local selecionado para essa SE.	
2. Desviar a diretriz das unidades de conservação Parque Municipal Serra da Areia, Parque Estadual Telma Ortegal e Flona de Silvânia, e das suas respectivas zonas de amortecimento.	
3. Desviar a diretriz dos pivôs centrais de irrigação presentes ao longo do corredor.	
4. Afastar o traçado da LT planejada das áreas urbanas e de expansão urbana dos municípios atravessados pelo corredor, com destaque para as áreas urbanas dos municípios de Bela Vista de Goiás, Hidrolândia, Aragoiânia, Guapó, Abadia de Goiás, Trindade, Silvânia e Vianópolis.	

5. Desviar a diretriz do Morro Feio, localizado no município de Hidrolândia.	
6. Atualizar os dados do DNPM e verificar se houve evolução dos processos minerários para extração de minério de ouro na área do corredor, uma vez que foi identificado um grande número de processos em fases iniciais (requerimento de pesquisa, autorização de pesquisa e disponibilidade) para esse mineral.	
7. Traçar a diretriz de forma a minimizar o número de travessias com a rede de drenagem natural que, em geral, possuem suas margens preservadas, assim como os fragmentos de vegetação nativa.	
8. Entrar em contato com a Fundação Cultural Palmares para obtenção da localização das comunidades quilombolas certificadas nos municípios de Aparecida de Goiânia, Trindade e Silvânia, devendo-se buscar desvio de tais localidades.	
9. Entrar em contato com o Iphan para obtenção da localização exata dos sítios arqueológicos nos municípios atravessados pelo corredor para o desvio da diretriz.	

LT SE Assis 2 – SE Assis e seccionamentos associados	
Comparação das diretrizes das LTs (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação das diretrizes das linhas de transmissão (R3) com o corredor estudado no R1	
Extensão do eixo do corredor (R1): 14,5 km	Extensão das diretrizes das LTs (R3):
Variação da extensão e principal(ais) motivos:	
As diretrizes estão inteiramente inseridas no corredor?	
No caso de não inserção de alguma das diretrizes do R3 no corredor do R1, informar os motivos:	
1 - Anexar o mapa contendo o corredor estudado no Relatório R1 e as diretrizes propostas no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram as definições das diretrizes. 2 - Encaminhar arquivo digital das diretrizes definidas no R3 (formato KML ou *shapefile*).	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	**Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.**
1. Entrar em contato com a empresa responsável pela elaboração do Relatório R3 da SE Assis 2, para conhecimento do local selecionado para essa SE.	
2. Evitar interferências sobre os fragmentos de vegetação nativa existentes, principalmente as localizadas dentro da zona de amortecimento da Esec de Assis, abrangida pelo corredor.	
3. Desviar a futura diretriz dos trechos da Florest de Assis que são interceptados pelo corredor.	
4. Desviar a futura diretriz da área da Penitenciária de Assis.	
5. Entrar em contato com o Iphan para obtenção da localização exata dos sítios arqueológicos existentes no município de Assis para o desvio da diretriz.	
6. Em relação à LT Assis – Assis 2, buscar manter paralelismo com a LT planejada Marimbondo II – Assis, principalmente no trecho que atravessa a zona de amortecimento da Esec de Assis.	

7. Considerar as informações dispostas no Plano de Manejo da Esec de Assis a respeito do uso do solo e atividades permitidas dentro da zona de amortecimento da referida UC.	

Seccionamento das LTs 500 kV Presidente Dutra – Teresina II (C1, C2 e C3) na SE Graça Aranha	
Comparação das diretrizes das LTs (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação das diretrizes das linhas de transmissão (R3) com o corredor estudado no R1	
Extensão do eixo do corredor (R1): 7,6 km	Extensão das diretrizes das LTs (R3):
Variação da extensão e principal(ais) motivos:	
As diretrizes estão inteiramente inseridas no corredor?	
No caso de não inserção de alguma das diretrizes do R3 no corredor do R1, informar os motivos:	
1 - Anexar o mapa contendo o corredor estudado no Relatório R1 e as diretrizes propostas no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram as definições das diretrizes. 2 - Encaminhar arquivo digital das diretrizes definidas no R3 (formato KML ou *shapefile*).	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	**Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.**
1. Entrar em contato com a empresa responsável pela elaboração do Relatório R3 da SE Graça Aranha, para conhecimento do local selecionado para essa SE.	
2. Minimizar interferências com áreas de vegetação nativa, especialmente aquelas com ocorrência de babaçu.	
3. Desviar a diretriz da LT dos aglomerados rurais existentes na região.	
4. Entrar em contato com o Iphan para obtenção da localização exata dos sítios arqueológicos existentes no município de Presidente Dutra para o desvio da diretriz.	

Seccionamento da LT 500 kV Samambaia – Emborcação na SE Silvânia	
Comparação da diretriz da LT (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da diretriz da linha de transmissão (R3) com o corredor estudado no R1	
Extensão do eixo do corredor (R1): 7,6 km	Extensão da diretriz da LT (R3):
Variação da extensão e principal(ais) motivos:	
A diretriz está inteiramente inserida no corredor?	
No caso de não inserção da diretriz do R3 no corredor do R1, informar os motivos:	
1 - Anexar o mapa contendo o corredor estudado no Relatório R1 e a diretriz proposta no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram a definição da diretriz. 2 - Encaminhar arquivo digital da diretriz definida no R3 (formato KML ou *shapefile*).	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	**Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.**
1. Entrar em contato com a empresa responsável pela elaboração do Relatório R3 da SE Silvânia, para conhecimento do local selecionado para essa SE.	
2. Evitar interferências sobre as áreas de vegetação nativa nos fragmentos existentes dentro do corredor.	
3. Entrar em contato com o Iphan para obtenção da localização exata dos sítios arqueológicos existentes nos municípios de Luziânia e Silvânia para o desvio da diretriz.	

Seccionamento da LT 500 kV Samambaia – Itumbiara na SE Silvânia	
Comparação da diretriz da LT (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da diretriz da linha de transmissão (R3) com o corredor estudado no R1	
Extensão do eixo do corredor (R1): 14,4 km	Extensão da diretriz da LT (R3):
Variação da extensão e principal(ais) motivos:	
A diretriz está inteiramente inserida no corredor?	
No caso de não inserção da diretriz do R3 no corredor do R1, informar os motivos:	
1 - Anexar o mapa contendo o corredor estudado no Relatório R1 e a diretriz proposta no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram a definição da diretriz. 2 - Encaminhar arquivo digital da diretriz definida no R3 (formato KML ou *shapefile*).	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	**Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.**
1. Entrar em contato com a empresa responsável pela elaboração do Relatório R3 da SE Silvânia, para conhecimento do local selecionado para essa SE.	
2. Evitar interferências sobre áreas de vegetação nativa nos fragmentos existentes dentro do corredor;	
3. Buscar informações mais atualizadas sobre o processo de titulação da Comunidade Quilombola Almeidas (Silvânia – GO) junto à FCP, obtendo, se possível, a delimitação territorial dessa comunidade para um eventual desvio pela diretriz;	
4. Entrar em contato com o Iphan para obtenção da localização exata dos sítios arqueológicos existentes no município de Silvânia, para o desvio da diretriz.	