



ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

*Estudo de Suprimento às Regiões de
Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e
Dom Eliseu (PA)*

Abril de 2021



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Albuquerque

Secretário-Executivo do MME

Marisete Fátima Dadald Pereira

**Secretário de Planejamento e Desenvolvimento
Energético (Interino)**

Hélvio Neves Guerra

Secretário de Energia Elétrica

Rodrigo Limp Nascimento

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

José Mauro Ferreira Coelho

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

Alexandre Vidigal de Oliveira

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

*Estudo de Suprimento às Regiões
de Açailândia, Buriticupu, Vitorino
Freire (MA) e Dom Eliseu (PA)*



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

Presidente

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

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

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

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

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Ângela Regina Livino de Carvalho

Coordenação Geral

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Erik Eduardo Rego

Coordenação Executiva

José Marcos Bressane

Coordenação Técnica

Marcos Vinicius Gonçalves da Silva Farinha

Equipe Técnica

Análise Técnico-Econômica

Bruno Scarpa Alves da Silveira

Fabiano Schmidt

Gustavo Valeriano Neves Luizson

José Filho da Costa Castro

Vinicius Ferreira Martins

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

Sede

Esplanada dos Ministérios, Bloco U, Sl. 744

70065-900 – Brasília – DF

Escritório Central

Praça Pio X, nº 54 – Centro

20091-040 - Rio de Janeiro – RJ

Nº EPE-DEE-RE-022/2021-rev0

Data: 22/04/2021

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

	Contrato Data de assinatura	
Projeto ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO		
Área de estudo Estudos do Sistema de Transmissão		
Sub-área de estudo Análise Técnico-econômica		
Produto (Nota Técnica ou Relatório) EPE-DEE-RE-022/2021-rev0 Estudo de Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA)		
Revisões rev0	Data 22/04/2021	Descrição sucinta Emissão Original

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

APRESENTAÇÃO

Este relatório contempla a avaliação técnico-econômica das alternativas para o atendimento às regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA). Uma avaliação socioambiental preliminar associada aos empreendimentos de transmissão contemplados neste relatório, complementando as análises efetuadas, consta da Nota Técnica EPE-DEA-SMA 011/2020, [1], apresentada ao final deste documento.

SUMÁRIO

Sumário	8
1 Introdução	17
1.1 Considerações Iniciais	17
1.2 Caracterização do Sistema Elétrico	19
1.3 Objetivos Gerais	21
1.4 Abordagem Adotada	22
2 Conclusão	23
3 Recomendações	25
4 Premissas	39
4.1 Critérios Básicos	39
4.2 Casos de Trabalho	39
4.3 Cenários de Geração	40
4.4 Projeções de Mercado	40
4.5 Limites Operativos	46
4.5.1 Tensão	46
4.5.2 Carregamento	46
4.5.3 Fator de Potência	46
4.6 Parâmetros Econômicos	47
5 Diagnóstico	48
6 Descrição das Alternativas	50
6.1 Parte A: Alternativa A-1	51
6.2 Parte A: Alternativa A-2	52
6.3 Parte A: Alternativa A-3	53
6.4 Parte B: Alternativa B-1	54
6.5 Parte B: Alternativa B-2	55
6.6 Parte B: Alternativa B-3	56
6.7 Parte B: Alternativa B-4	57
7 Análise do Desempenho em Regime Permanente	58
7.1 Parte A: Alternativa A-1	58
7.2 Parte A: Alternativa A-2	70
7.3 Parte A: Alternativa A-3	82
7.4 Parte B: Alternativa B-1	94
7.5 Parte B: Alternativa B-2	109
7.6 Parte B: Alternativa B-3	122
7.7 Parte B: Alternativa B-4	135

8	Otimização das Linhas de Transmissão Aéreas	148
8.1	Dados e Premissas	148
8.2	Crítérios Para Análises Elétricas e Comparações Econômicas	149
8.3	Avaliações Econômicas	150
8.3.1	Seleção dos cabos condutores	150
8.4	Características Técnicas da Solução de Referência	150
8.4.1	Características elétricas	150
8.4.2	Características construtivas	151
8.4.3	Tensões e correntes induzidas	152
9	Análise Econômica	153
9.1	Comparação Econômica	153
9.2	Discussão dos Resultados	154
9.3	Modulação ótima dos novos bancos de autotransformadores 500/230 kV da SE Açailândia	155
9.4	Modulação ótima dos novos transformadores 230/69 kV da SE Açailândia	155
9.5	Modulação ótima dos novos transformadores 230/69 kV da SE Dom Eliseu II	156
9.6	Modulação ótima dos novos bancos de autotransformadores 500/230 kV da SE Santa Luzia III	156
9.7	Modulação ótima dos novos autotransformadores 230/138 kV da SE Santa Luzia III	156
10	Definição da Compensação Shunt	157
10.1	LT 230 kV Açailândia – Dom Eliseu II C1/C2	157
10.1.1	Energização	157
10.1.2	Rejeição	159
10.2	Eixo 500 kV: Açailândia – Santa Luzia III – Miranda II	160
10.2.1	Energização	161
10.2.2	Rejeição	165
11	Análise de Ressonância e Extinção de Arco Secundário	167
11.1	Procedimentos e Critérios de Análise	167
11.2	LT 500 kV Açailândia – Santa Luzia III, C1	168
11.3	LT 500 kV Santa Luzia III – Miranda II, C1	170
12	Análise de Curto-Circuito	173
13	Recomendações para relatórios R2	177
13.1	Considerações gerais	177
13.2	Linhas de transmissão	177
13.3	Seccionamentos de linhas de transmissão	178
13.4	Subestações	179

14	Análise SocioAmbiental	181
15	Referências	182
16	Equipe Técnica	184
17	Fichas PET/PELP	185
18	Anexos	198
18.1	Anexo 1 – Parâmetros Elétricos	199
18.1.1	Alternativa A-1	199
18.1.2	Alternativa B-1	200
18.2	Anexo 2 – Plano de Obras das Alternativas	201
18.2.1	Alternativa A-1	202
18.2.2	Alternativa A-2	205
18.2.3	Alternativa A-3	209
18.2.4	Alternativa B-1	212
18.2.5	Alternativa B-2	218
18.2.6	Alternativa B-3	224
18.2.7	Alternativa B-4	230
18.3	Anexo 3 – Perdas das Alternativas	236
18.3.1	Parte A	237
18.3.2	Parte B	238
18.4	Anexo 4 – Consultas de Viabilidade de Expansão	239
18.4.1	SE Açailândia – MA (EATE – Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A.)	239
18.4.2	SE Marabá – PA (Eletrobras Eletronorte)	248
18.4.3	SE Miranda II – MA (Eletrobras Eletronorte)	257
18.4.4	SE Peritoró – MA (Eletrobras Eletronorte)	265
18.4.5	SE Presidente Dutra – MA (Eletrobras Eletronorte)	273
18.5	Anexo 5 – Arranjo das Novas Subestações	281
18.6	Anexo 6 – Fichas para verificação de adequação dos relatórios R2 em relação ao relatório R1	285
18.7	Anexo 7 – Fichas para verificação de adequação dos relatórios R4 em relação ao relatório R1	286
18.8	Anexo 8 – Nota Técnica EPE-DEA-SMA 011/2020 – “Análise Socioambiental do Estudo para o Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu e Vitorino Freire (MA), e Dom Eliseu (PA) (Relatório R1)”	288

LISTA DE FIGURAS

Figura 1-1 – Estrada de Ferro Carajás, em Açailândia/MA (Fonte: Wikipedia)	17
Figura 1-2 – Foto aérea noturna de Dom Eliseu/PA (Fonte: Internet)	18
Figura 1-3 – Prefeitura, Câmara Municipal e Biblioteca Municipal de Buriticupu/MA (Fonte: Internet)	18
Figura 1-4 – Campus da UFMA no município de Bacabal/MA (Fonte: Google Earth/Street View)	19
Figura 1-5 – Sistema elétrico das regiões de Açailândia e Dom Eliseu	20
Figura 1-6 – Sistema elétrico das regiões de Buriticupu e Vitorino Freire	21
Figura 3-1 – Representação esquemática simplificada da Alternativa A-1/B-1 para o ano de 2026	33
Figura 5-1 – Sistema elétrico detalhado em operação das regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA)	49
Figura 6-1 – Diagrama esquemático da Alternativa A-1	51
Figura 6-2 – Diagrama esquemático da Alternativa A-2	52
Figura 6-3 – Diagrama esquemático da Alternativa A-3	53
Figura 6-4 – Diagrama esquemático da Alternativa B-1	54
Figura 6-5 – Diagrama esquemático da Alternativa B-2	55
Figura 6-6 – Diagrama esquemático da Alternativa B-3	56
Figura 6-7 – Diagrama esquemático da Alternativa B-4	57
Figura 7-1 – Alternativa A-1: Diagrama unifilar – Ano 2026 – Norte Úmido/Carga Média	62
Figura 7-2 – Alternativa A-1: Diagrama unifilar – Ano 2026 – Norte Úmido/Carga Pesada	63
Figura 7-3 – Alternativa A-1: Diagrama unifilar – Ano 2038 – Norte Úmido/Carga Média	64
Figura 7-4 – Alternativa A-1: Diagrama unifilar – Ano 2038 – Norte Úmido/Carga Pesada	65
Figura 7-5 – Alternativa A-2: Diagrama unifilar – Ano 2026 – Norte Úmido/Carga Média	74
Figura 7-6 – Alternativa A-2: Diagrama unifilar – Ano 2026 – Norte Úmido/Carga Pesada	75
Figura 7-7 – Alternativa A-2: Diagrama unifilar – Ano 2038 – Norte Úmido/Carga Média	76
Figura 7-8 – Alternativa A-2: Diagrama unifilar – Ano 2038 – Norte Úmido/Carga Pesada	77
Figura 7-9 – Alternativa A-3: Diagrama unifilar – Ano 2026 – Norte Úmido/Carga Média	86
Figura 7-10 – Alternativa A-3: Diagrama unifilar – Ano 2026 – Norte Úmido/Carga Pesada	87
Figura 7-11 – Alternativa A-3: Diagrama unifilar – Ano 2038 – Norte Úmido/Carga Média	88
Figura 7-12 – Alternativa A-3: Diagrama unifilar – Ano 2038 – Norte Úmido/Carga Pesada	89
Figura 7-13 – Alternativa B-1: Diagrama unifilar – Ano 2026 – Norte Seco/Carga Pesada	99
Figura 7-14 – Alternativa B-1: Diagrama unifilar – Ano 2026 – Norte Úmido/Carga Pesada	100
Figura 7-15 – Alternativa B-1: Diagrama unifilar – Ano 2038 – Norte Seco/Carga Pesada	101
Figura 7-16 – Alternativa B-1: Diagrama unifilar – Ano 2038 – Norte Úmido/Carga Pesada	102
Figura 7-17 – Alternativa B-2: Diagrama unifilar – Ano 2026 – Norte Seco/Carga Pesada	113
Figura 7-18 – Alternativa B-2: Diagrama unifilar – Ano 2026 – Norte Úmido/Carga Pesada	114
Figura 7-19 – Alternativa B-2: Diagrama unifilar – Ano 2038 – Norte Seco/Carga Pesada	115
Figura 7-20 – Alternativa B-2: Diagrama unifilar – Ano 2038 – Norte Úmido/Carga Pesada	116
Figura 7-21 – Alternativa B-3: Diagrama unifilar – Ano 2026 – Norte Seco/Carga Pesada	126
Figura 7-22 – Alternativa B-3: Diagrama unifilar – Ano 2026 – Norte Úmido/Carga Pesada	127
Figura 7-23 – Alternativa B-3: Diagrama unifilar – Ano 2038 – Norte Seco/Carga Pesada	128

Figura 7-24 – Alternativa B-3: Diagrama unifilar – Ano 2038 – Norte Úmido/Carga Pesada.....	129
Figura 7-25 – Alternativa B-4: Diagrama unifilar – Ano 2026 – Norte Seco/Carga Pesada	139
Figura 7-26 – Alternativa B-4: Diagrama unifilar – Ano 2026 – Norte Úmido/Carga Pesada.....	140
Figura 7-27 – Alternativa B-4: Diagrama unifilar – Ano 2038 – Norte Seco/Carga Pesada	141
Figura 7-28 – Alternativa B-4: Diagrama unifilar – Ano 2038 – Norte Úmido/Carga Pesada.....	142
Figura 8-1 – Dados técnicos básicos da LT 230 kV em CD.....	151
Figura 10-1 – Energização da LT 230 kV Açailândia – Dom Eliseu II C1	158
Figura 10-2 – Tomada de Carga após a energização da LT 230 kV Açailândia – Dom Eliseu II C1.....	158
Figura 10-3 – Rejeição da LT 230 kV Açailândia – Dom Eliseu II C1	159
Figura 10-4 – Energização do Eixo 500 kV: Açailândia – Santa Luzia III – Miranda II, partindo de Açailândia.	162
Figura 10-5 – Energização do Eixo 500 kV: Açailândia – Santa Luzia III – Miranda II, partindo de Miranda II	164
Figura 10-6 – Rejeição do Eixo 500 kV: Açailândia – Santa Luzia III – Miranda II, em ambos trechos e extremidades	166
Figura 11-1 – LT 500 kV Açailândia – Santa Luzia III, C1. Corrente de arco secundário, valor eficaz, no terminal Santa Luzia III. Reator de neutro de 800 Ω	169
Figura 11-2 – LT 500 kV Açailândia – Santa Luzia III, C1. Tensão induzida na fase aberta, valor eficaz, no terminal Açailândia. Reator de neutro de 800 Ω	169
Figura 11-3 – LT 500 kV Açailândia – Santa Luzia III, C1. Tensão induzida na fase aberta, valor eficaz, no terminal Açailândia. Perda de um reator de neutro	170
Figura 11-4 – LT 500 kV Santa Luzia III – Miranda II, C1. Corrente de arco secundário, valor eficaz, no terminal Miranda II. Reator de neutro de 800 Ω	171
Figura 11-5 – LT 500 kV Santa Luzia III – Miranda II, C1. Tensão induzida na fase aberta, valor eficaz, no terminal Miranda II. Reator de neutro de 800 Ω	171
Figura 11-6 – LT 500 kV Santa Luzia III – Miranda II, C1. Tensão induzida na fase aberta, valor eficaz, no terminal Miranda II. Perda de um reator de neutro	172

LISTA DE TABELAS

Tabela 2-1 – Custos de investimentos e perdas – Parte A: Açailândia (MA) e Dom Eliseu (PA) (R\$ x 1000)	23
Tabela 2-2 – Custos de investimentos e perdas – Parte B: Buriticupu (MA) e Vitorino Freire (MA) (R\$ x 1000).	24
Tabela 2-3 – Estratificação dos investimentos (R\$ x 1000).....	24
Tabela 3-1 – Alternativa A-1/B-1 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira	25
Tabela 3-2 – Alternativa A-1/B-1 – Principais obras em linhas de transmissão	28
Tabela 3-3 – Alternativa A-1/B-1 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Maranhão ...	28
Tabela 3-4 – Alternativa A-1/B-1 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Pará.....	31
Tabela 3-5 – Alternativa A-1/B-1 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Maranhão	32
Tabela 3-6 – Alternativa A-1/B-1 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Pará.....	32
Tabela 3-7 – Áreas mínimas para a configuração final, com expansões futuras	34
Tabela 3-8 – Quantidade de bays planejados e futuros	34
Tabela 3-9 – Capacidades mínimas de interrupção simétrica para novas subestações e novos pátios em subestação existentes.....	35
Tabela 3-10 – Novas capacidades de transformação em caso de necessidade de substituição por fim de vida útil	36
Tabela 3-11 – Subestações para as quais se recomenda a elaboração do relatório R2.....	37
Tabela 4-1 – Patamar de Carga Pesada, Região de Açailândia – Equatorial Maranhão.....	41
Tabela 4-2 – Patamar de Carga Média, Região de Açailândia – Equatorial Maranhão.....	41
Tabela 4-3 – Patamar de Carga Leve, Região de Açailândia – Equatorial Maranhão	41
Tabela 4-4 – Patamar de Carga Pesada, Região de Dom Eliseu – Equatorial Pará.....	42
Tabela 4-5 – Patamar de Carga Média, Região de Dom Eliseu – Equatorial Pará.....	42
Tabela 4-6 – Patamar de Carga Leve, Região de Dom Eliseu – Equatorial Pará.....	42
Tabela 4-7 – Patamar de Carga Pesada, Região de Vitorino Freire – Equatorial Maranhão	43
Tabela 4-8 – Patamar de Carga Média, Região de Vitorino Freire – Equatorial Maranhão.....	43
Tabela 4-9 – Patamar de Carga Leve, Região de Vitorino Freire – Equatorial Maranhão.....	43
Tabela 4-10 – Patamar de Carga Pesada, Região de Buriticupu – Equatorial Maranhão	44
Tabela 4-11 – Patamar de Carga Média, Região de Buriticupu – Equatorial Maranhão.....	44
Tabela 4-12 – Patamar de Carga Leve, Região de Buriticupu – Equatorial Maranhão.....	45
Tabela 4-1 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão	46
Tabela 7-1 – Alternativa A-1 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2026	58
Tabela 7-2 – Alternativa A-1 – Principais obras em linhas de transmissão – 2026	59
Tabela 7-3 – Alternativa A-1 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Maranhão – 2026	59
Tabela 7-4 – Alternativa A-1 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Pará – 2026	60
Tabela 7-5 – Alternativa A-1 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Maranhão – 2026	60
Tabela 7-6 – Alternativa A-1 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Pará – 2026	60
Tabela 7-7 – Alternativa A-1 – Reforços necessários (RB e RBF) até o ano horizonte (2038).....	60
Tabela 7-8 – Alternativa A-1 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira	66

Tabela 7-9 – Alternativa A-1 – Principais obras em linhas de transmissão	67
Tabela 7-10 – Alternativa A-1 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Maranhão	67
Tabela 7-11 – Alternativa A-1 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Pará	68
Tabela 7-12 – Alternativa A-1 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Maranhão	68
Tabela 7-13 – Alternativa A-1 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Pará	69
Tabela 7-14 – Alternativa A-2 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2026	70
Tabela 7-15 – Alternativa A-2 – Principais obras em linhas de transmissão – 2026	71
Tabela 7-16 – Alternativa A-2 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Maranhão – 2026	71
Tabela 7-17 – Alternativa A-2 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Pará – 2026	72
Tabela 7-18 – Alternativa A-2 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Maranhão – 2026.....	72
Tabela 7-19 – Alternativa A-2 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Pará – 2026	72
Tabela 7-20 – Alternativa A-2 – Reforços necessários (RB e RBF) até o ano horizonte (2038)	73
Tabela 7-21 – Alternativa A-2 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira ..	78
Tabela 7-22 – Alternativa A-2 – Principais obras em linhas de transmissão	79
Tabela 7-23 – Alternativa A-2 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Maranhão	80
Tabela 7-24 – Alternativa A-2 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Pará	81
Tabela 7-25 – Alternativa A-2 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Maranhão	81
Tabela 7-26 – Alternativa A-2 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Pará	81
Tabela 7-27 – Alternativa A-3 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2026	82
Tabela 7-28 – Alternativa A-3 – Principais obras em linhas de transmissão – 2026	83
Tabela 7-29 – Alternativa A-3 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Maranhão – 2026	83
Tabela 7-30 – Alternativa A-3 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Pará – 2026	83
Tabela 7-31 – Alternativa A-3 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Maranhão – 2026.....	84
Tabela 7-32 – Alternativa A-3 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Pará – 2026	84
Tabela 7-33 – Alternativa A-3 – Reforços necessários (RB e RBF) até o ano horizonte (2038)	84
Tabela 7-34 – Alternativa A-3 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira ..	90
Tabela 7-35 – Alternativa A-3 – Principais obras em linhas de transmissão	91
Tabela 7-36 – Alternativa A-3 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Maranhão	91
Tabela 7-37 – Alternativa A-3 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Pará	92
Tabela 7-38 – Alternativa A-3 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Maranhão	93
Tabela 7-39 – Alternativa A-3 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Pará	93
Tabela 7-40 – Alternativa B-1 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2026	94
Tabela 7-41 – Alternativa B-1 – Principais obras em linhas de transmissão – 2026.....	95
Tabela 7-42 – Alternativa B-1 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Maranhão – 2026	96
Tabela 7-43 – Alternativa B-1 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Maranhão – 2026.....	97
Tabela 7-44 – Alternativa B-1 – Reforços necessários (RB e RBF) até o ano horizonte (2038)	97

Tabela 7-45 – Alternativa B-1 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira	103
Tabela 7-46 – Alternativa B-1 – Principais obras em linhas de transmissão	105
Tabela 7-47 – Alternativa B-1 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Maranhão	105
Tabela 7-48 – Alternativa B-1 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Maranhão	107
Tabela 7-49 – Alternativa B-2 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2026	109
Tabela 7-50 – Alternativa B-2 – Principais obras em linhas de transmissão – 2026.....	110
Tabela 7-51 – Alternativa B-2 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Maranhão – 2026	110
Tabela 7-52 – Alternativa B-2 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Maranhão – 2026....	111
Tabela 7-53 – Alternativa B-2 – Reforços necessários (RB e RBF) até o ano horizonte (2038)	112
Tabela 7-54 – Alternativa B-2 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira	117
Tabela 7-55 – Alternativa B-2 – Principais obras em linhas de transmissão	118
Tabela 7-56 – Alternativa B-2 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Maranhão	119
Tabela 7-57 – Alternativa B-2 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Maranhão	121
Tabela 7-58 – Alternativa B-3 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2026	122
Tabela 7-59 – Alternativa B-3 – Principais obras em linhas de transmissão – 2026.....	123
Tabela 7-60 – Alternativa B-3 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Maranhão – 2026	123
Tabela 7-61 – Alternativa B-3 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Maranhão – 2026....	124
Tabela 7-62 – Alternativa B-3 – Reforços necessários (RB e RBF) até o ano horizonte (2038)	125
Tabela 7-63 – Alternativa B-3 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira	130
Tabela 7-64 – Alternativa B-3 – Principais obras em linhas de transmissão	131
Tabela 7-65 – Alternativa B-3 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Maranhão	132
Tabela 7-66 – Alternativa B-3 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Maranhão	134
Tabela 7-67 – Alternativa B-4 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2026	135
Tabela 7-68 – Alternativa B-4 – Principais obras em linhas de transmissão – 2026.....	136
Tabela 7-69 – Alternativa B-4 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Maranhão – 2026	136
Tabela 7-70 – Alternativa B-4 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Maranhão – 2026....	137
Tabela 7-71 – Alternativa B-4 – Reforços necessários (RB e RBF) até o ano horizonte (2038)	138
Tabela 7-72 – Alternativa B-4 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira	143
Tabela 7-73 – Alternativa B-4 – Principais obras em linhas de transmissão	144
Tabela 7-74 – Alternativa B-4 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Maranhão	145
Tabela 7-75 – Alternativa B-4 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Maranhão	147
Tabela 8-1 – Dados do ambiente	148
Tabela 8-2 – Dados para avaliação econômica	148
Tabela 8-3 – Dados do sistema – Fluxos para cálculo de perdas.....	149
Tabela 8-4 – Dados do sistema – Fluxos máximos observados para diferentes condições de operação.....	149
Tabela 8-5 – Configurações com menor custo total – Otimização conjunta	150

Tabela 8-6 – Características elétricas básicas da LT 230 kV em CD	150
Tabela 8-7 – Coordenadas do centro do feixe da silhueta típica da LT 230 kV em CD.....	151
Tabela 8-8 – Tensões e correntes induzidas (valor eficaz) nas lâminas de terra.....	152
Tabela 9-1 – Custo de investimento e perdas – Parte A: Açailândia (MA) e Dom Eliseu (PA) (R\$ x 1000).....	153
Tabela 9-2 – Custo de investimento e perdas – Parte B: Buriticupu (MA) e Vitorino Freire (MA) (R\$ x 1000) ..	154
Tabela 9-3 – Modulação ótima da transformação 500/230 kV da SE Açailândia (R\$ x 1000)	155
Tabela 9-4 – Modulação ótima da transformação 230/69 kV da SE Açailândia (R\$ x 1000).....	155
Tabela 9-5 – Modulação ótima da transformação 230/138 kV da SE Santa Luzia III (R\$ x 1000).....	156
Tabela 11-1 – LT 500 kV Açailândia – Santa Luzia III, C1. Corrente de arco secundário a 60 Hz com o neutro do reator em derivação solidamente aterrado	168
Tabela 11-2 – LT 500 kV Santa Luzia III – Miranda II, C1. Corrente de arco secundário a 60 Hz com o neutro do reator em derivação solidamente aterrado	170
Tabela 12-1 – Correntes de curto-circuito simétrico máximas.....	174
Tabela 13-1 – Subestações para as quais se recomenda a elaboração do relatório R2.....	179
Tabela 17-1 – Parâmetros elétricos de linhas de transmissão da Alternativa A-1.....	199
Tabela 17-2 – Parâmetros elétricos de transformadores/autotransformadores da Alternativa A-1	199
Tabela 17-3 – Parâmetros elétricos de linhas de transmissão da Alternativa B-1.....	200
Tabela 17-4 – Parâmetros elétricos de transformadores/autotransformadores da Alternativa B-1	200
Tabela 17-5 – Diferencial de perdas elétricas para todas as alternativas em relação à Alternativa A-1 (MW)	237
Tabela 17-6 – Diferencial de perdas elétricas para todas as alternativas em relação à Alternativa B-2 (MW)	238

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

As quatro (04) regiões analisadas neste estudo têm distintas características como se pode observar a seguir:

- Açailândia:

O município de Açailândia, antes pertencente geograficamente a Imperatriz, é considerado o maior polo agroindustrial do estado do Maranhão, com a exportação de ferro gusa que é gerado por cinco indústrias siderúrgicas instaladas no município, tornando-se assim a sua principal fonte de renda. Atualmente, o município é responsável por gerar o 4º maior PIB do Estado, consolidando-se com uma das mais importantes economias do Maranhão.



Figura 1-1 – Estrada de Ferro Carajás, em Açailândia/MA (Fonte: Wikipedia)

- Dom Eliseu:

Dom Eliseu está localizado no estado Pará, próximo as cidades de Imperatriz e Açailândia (municípios maranhenses), constituindo-se como o segundo município mais populoso da microrregião de Paragominas atrás apenas do município homônimo (Paragominas/PA). Dentre as suas principais atividades econômicas, destacam-se o comércio, serviços e agroindústria. No que tange ao setor agroindustrial, Dom Eliseu apresenta uma grande

cadeia produtiva, que contribuiu para o município ser um dos integrantes da chamada “Fronteira Agrícola Amazônica”, considerada a maior região produtora de commodities agrícolas desta porção do território brasileiro.



Figura 1-2 – Foto aérea noturna de Dom Eliseu/PA (Fonte: Internet)

- Buriticupu:

Buriticupu foi emancipado em 1994 tendo sido desmembrado do município de Santa Luzia, no Maranhão. A região que envolve ambos municípios soma cerca de 150 mil habitantes e tem sua atividade econômica baseada na agricultura, principalmente nas culturas de milho e arroz, e na agropecuária, com predominância do rebanho bovino.



Figura 1-3 – Prefeitura, Câmara Municipal e Biblioteca Municipal de Buriticupu/MA (Fonte: Internet)

- Vitorino Freire:

A região de Vitorino Freire, no Maranhão, inclui além da localidade homônima, também o município de Bacabal. Sua economia, antes totalmente baseada na agricultura e pecuária, vem se diversificando e atualmente conta uma parcela significativa advinda do comércio, principalmente no fornecimento de produtos e serviços. No que tange à educação a região conta com a presença de campus de duas universidades de renome: UFMA e UEMA.



Figura 1-4 – Campus da UFMA no município de Bacabal/MA (Fonte: Google Earth/Street View)

1.2 Caracterização do Sistema Elétrico

Primeiramente cabe destacar que todas as regiões contempladas neste estudo têm atualmente seu atendimento elétrico proveniente de extensos sistemas radiais, em nível de tensão de distribuição.

O suprimento de energia elétrica a Açailândia é realizado por meio de dois circuitos em 69 kV, oriundos da SE Imperatriz 500/230/69 kV da Eletrobras Eletronorte, com extensão aproximada de 54 km. A partir da SE Açailândia 69 kV, de propriedade da Equatorial Maranhão, derivam dois sistemas, sendo um para suprimento à Piquiá, com aproximadamente 20 km de extensão, e outro para Itinga, com cerca de 58 km de extensão. Convém mencionar que na SE Imperatriz já existem oito (08) circuitos partindo do setor de 69 kV, sinalizando possível dificuldade e/ou restrição física para a implantação de novas linhas de distribuição no médio e longo prazo.

Por sua vez, o suprimento de energia elétrica ao município de Dom Eliseu se dá por meio de uma linha de distribuição em 69 kV da Equatorial Pará, com extensão aproximada de 200 km, oriunda da SE Marabá 500/230/69 kV de propriedade da Eletrobras Eletronorte.

A Figura 1-5 apresenta o sistema elétrico de ambas regiões, onde é possível observar os eixos de distribuição em 69 kV Imperatriz-Açailândia e Marabá-Dom Eliseu.

O atendimento à região de Buriticupu é proveniente da SE Miranda II 500/230/138/69 kV da Eletrobras Eletronorte, donde partem 2 circuitos em 138 kV com extensão aproximada de 98 km até a SE Santa Inês 138/69/13,8 kV da Equatorial Maranhão, e de lá segue uma linha de distribuição em 69 kV de cerca de 160 km até a localidade de Buriticupu, passando por Estaca 30 e Santa Luzia.

Finalmente, tem-se o suprimento à região de Vitorino Freire no qual é composto por um sistema de distribuição em 69 kV da Equatorial Maranhão, com aproximadamente 120 km de extensão, oriundo da SE Peritoró 230/69 kV de propriedade da Eletrobras Eletronorte.

O sistema elétrico das regiões de Buriticupu e Vitorino Freire é mostrado na Figura 1-6, com destaque aos eixos Miranda II-Buriticupu e Peritoró-Vitorino Freire.



Figura 1-5 – Sistema elétrico das regiões de Açailândia e Dom Eliseu

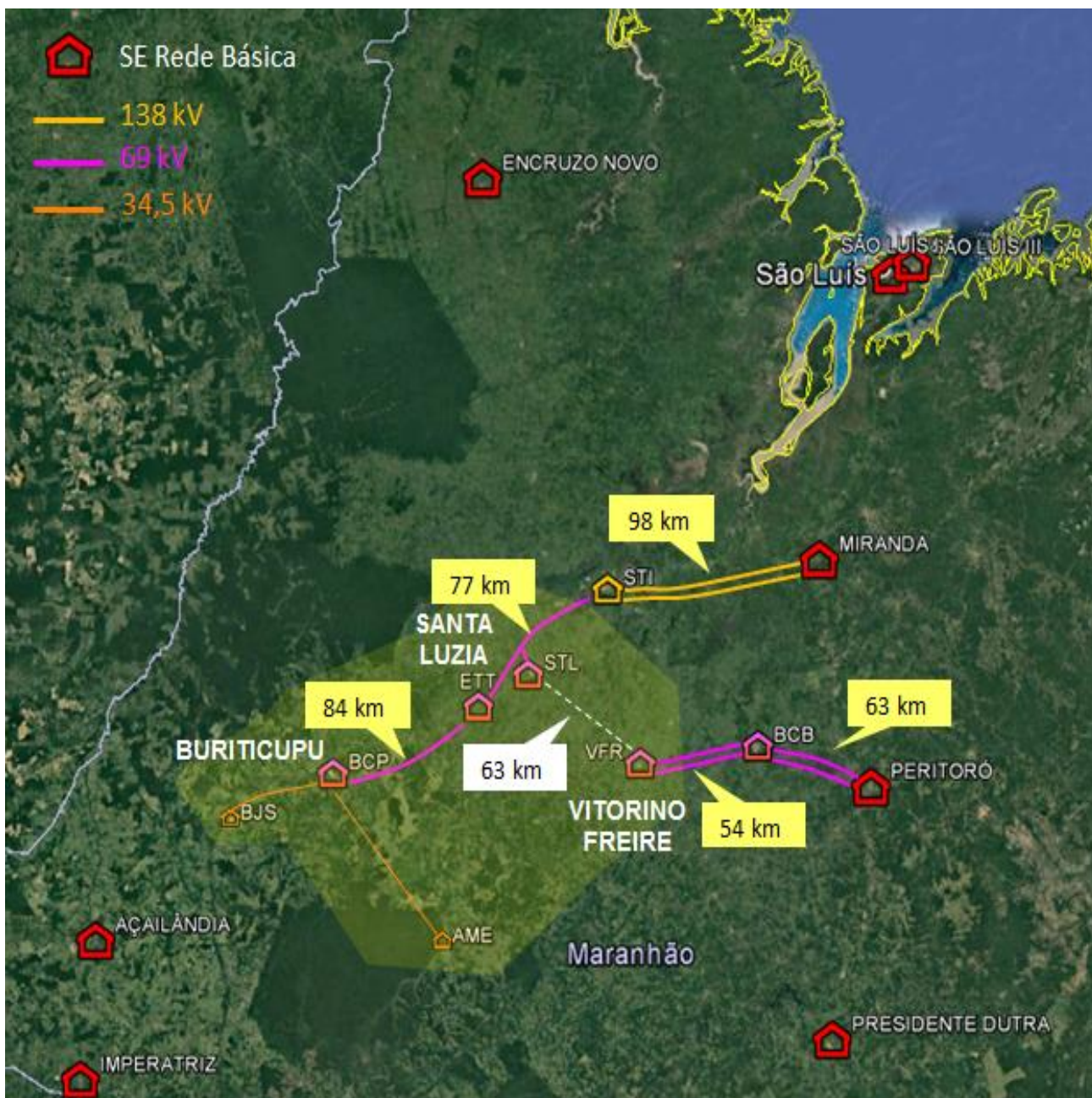


Figura 1-6 – Sistema elétrico das regiões de Buriticupu e Vitorino Freire

1.3 Objetivos Gerais

O objetivo deste trabalho é desenvolver um estudo de planejamento de expansão para suprimento de energia elétrica às regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire, localizadas no Maranhão, e Dom Eliseu, no Pará.

O estudo deverá indicar, do ponto de vista técnico, econômico e ambiental, qual o melhor cronograma de obras a ser implantado no horizonte considerado, para a expansão da Rede Básica, Rede Básica de Fronteira e Rede de Distribuição. Serão consideradas alternativas de expansão da

transmissão/distribuição que garantam o atendimento aos consumidores, dentro dos padrões de qualidade e continuidade adequados, frente ao crescimento do mercado de energia elétrica previsto pela Equatorial Maranhão e Equatorial Pará para as regiões em foco.

1.4 Abordagem Adotada

Foram efetuadas análises de fluxo de potência em regime permanente para todas as alternativas, bem como análises de curto-circuito, energização/rejeição de novas linhas de transmissão e novos seccionamentos de linha, além de análises socioambientais para a alternativa com o melhor desempenho técnico-econômico.

Foi considerado como referência para as simulações de fluxo de potência a base de dados correspondente ao Plano Decenal 2027, com as atualizações pertinentes da topologia da rede de distribuição, de mercado e geração. O estudo será realizado para um período de 13 anos, tendo 2026 por ano inicial e como horizonte o ano de 2038.

2 CONCLUSÃO

Foram estudadas três (03) alternativas de expansão para suprimento às regiões de Açailândia (MA) e Dom Eliseu (PA), Parte A, onde foi contemplado o novo ponto de suprimento SE Dom Eliseu II 230/69 kV para todas as alternativas, diferindo apenas na forma de atendimento à Açailândia, seja por reforços da rede de distribuição, seja por novo(s) pátios na SE Açailândia 500 kV. A Tabela 2-1 mostra o resultado da avaliação técnico-econômica realizada. Adicionalmente, o detalhamento das alternativas consta nos itens 18.2.1 até 18.2.3.

Tabela 2-1 – Custos de investimentos e perdas – Parte A: Açailândia (MA) e Dom Eliseu (PA) (R\$ x 1000)

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa A-1	181.709,10	0,00	181.709,10	101,58%	2º
Alternativa A-2	196.868,90	19.106,81	215.975,71	120,74%	3º
Alternativa A-3	163.184,15	15.690,15	178.874,30	100,00%	1º

Como as Alternativa A-1 e Alternativa A-3 se situam na região de empate técnico-econômico, dado que diferem em menos de 5%, outras considerações devem ser levadas em conta para a escolha da Alternativa recomendada.

Desta forma destaca-se que a Alternativa A-1:

- Provê maior robustez elétrica para a suprimento às regiões de Açailândia e Dom Eliseu através da implantação de um novo ponto de suprimento 230/69 kV na SE Açailândia; e
- Propicia, com a criação do novo pátio de 230 kV na SE Açailândia, uma opção de expansão da Rede Básica em uma região que conta somente com a SE Imperatriz, tendo em vista que esta última possui restrições de expansão nas transformações 500/230 kV e 230/69 kV.

Assim, tendo em vista as considerações expostas, recomenda-se a adoção da Alternativa A-1 para o suprimento das regiões de Açailândia (MA) e Dom Eliseu (PA).

No que tange o suprimento às regiões de Buriticupu e Vitorino Freire, ambas no estado do Maranhão, Parte B, foram estudadas quatro (04) alternativas de expansão, onde foi contemplado o novo ponto de suprimento SE Santa Luzia III 230/138 kV para todas as alternativas, diferindo apenas na forma de conexão elétrica do setor de 230 kV desta subestação com o restante do sistema elétrico circunvizinho. A Tabela 2-2 mostra o resultado da avaliação técnico-econômica realizada. Adicionalmente, o detalhamento das alternativas consta nos itens 18.2.4 até 18.2.7.

Tabela 2-2 – Custos de investimentos e perdas – Parte B: Buriticupu (MA) e Vitorino Freire (MA) (R\$ x 1000)

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa B-1	244.396,67	20.581,33	264.978,00	100,00%	1º
Alternativa B-2	286.624,74	0,00	286.624,74	108,17%	2º
Alternativa B-3	277.482,81	63.983,00	341.465,81	128,87%	4º
Alternativa B-4	280.513,79	18.545,89	299.059,68	112,86%	3º

Desta forma, com base à avaliação técnico-econômica realizada, recomenda-se a adoção da Alternativa B-1 para o suprimento das regiões de Buriticupu e Vitorino Freire, no estado do Maranhão.

As análises consideram o valor presente dos custos das alternativas, referidos a 2021, e utilizaram o método dos rendimentos necessários com truncamento das séries temporais em 2038 (ano horizonte do estudo). O custo de cada alternativa, por sua vez, foi calculado tomando-se por base os investimentos e o diferencial de perdas elétricas em relação àquela que apresentou os menores valores.

A Tabela 2-3 sumariza os investimentos para o conjunto de obras recomendado formado pela Alternativa A-1 e pela Alternativa B-1, tanto no que diz respeito ao seu pertencimento (se Rede Básica/Rede Básica de Fronteira ou se Rede de Distribuição) bem como quanto à sua classificação de horizonte temporal (se determinativa – PET ou se indicativa – PELP).

Tabela 2-3 – Estratificação dos investimentos (R\$ x 1000)

	PET (até 2027)	PELP (2028 à 2038)	Total
Rede Básica/Rede Básica de Fronteira	652.322,02	130.032,21	782.354,23
Rede de Distribuição	191.317,17	165.000,70	356.317,87
			1.138.672,10

3 RECOMENDAÇÕES

Sob o ponto de vista técnico-econômico, recomenda-se a implantação do conjunto de obras formado pela Alternativa A-1 e pela Alternativa B-1, doravante denominada Alternativa A-1/B-1. O cronograma de obras referentes à Alternativa recomendada é apresentado na Tabela 3-1 até a Tabela 3-6.

Tabela 3-1 – Alternativa A-1/B-1 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2026	Açailândia	500	DJM	2	Módulos de Conexão de Transformação
				2	Módulo de Interligação de Barras
		500/230	-	7	Unidades Monofásicas de Transformação 500/ $\sqrt{3}$ -230/ $\sqrt{3}$ -13,8kV de 150 MVA ⁽¹⁾ cada (ATR1 e ATR2)
		230	BD4	1	Módulo de Infraestrutura Geral
				1	Módulo de Interligação de Barras
				4	Módulos de Conexão de Transformação
				2	Módulos de Entrada de Linha
		230/69	-	2	Unidades de Transformação Trifásicas 230/69-13,8 kV de 75 MVA ⁽¹⁾ cada (TR1 e TR2)
		69	BPT	1	Módulo de Interligação de Barras
				2	Módulos de Conexão de Transformação
				2	Módulos de Entrada de Linha
	Dom Eliseu II	230	BD4	1	Módulo de Infraestrutura Geral
				1	Módulo de Interligação de Barras
				2	Módulos de Conexão de Transformação
				2	Módulos de Entrada de Linha
				2	Módulos de Conexão de Reator de Barra
			-	2	Unidades Trifásicas de Reatores de Barra de 10 Mvar (RB1 e RB2)
		230/69	-	2	Unidades de Transformação Trifásicas 230/69-13,8 kV de 75 MVA ⁽¹⁾ cada (TR1 e TR2)

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2026	Dom Eliseu II	69	BPT	1	Módulo de Interligação de Barras
				2	Módulos de Conexão de Transformação
				1	Módulo de Entrada de Linha
	Miranda II	500	DJM	1	Módulo de Conexão de Reator de Barra
			-	4	Unidades Monofásicas de Reatores de Linha de 75 Mvar (Remanejamento)
	Santa Luzia III	500	DJM	1	Módulo de Infraestrutura Geral
				3	Módulos de Interligação de Barras
				2	Módulos de Entrada de Linha
				2	Módulos de Conexão de Reator de Linha Fixo
				2	Módulos de Conexão de Transformação
				1	Módulo de Conexão de Reator de Barra
		-	-	4	Unidades Monofásicas de Reatores de Barra de 45,33 Mvar (RB1)
				4	Unidades Monofásicas de Reatores de Linha de 45,33 Mvar
				4	Unidades Monofásicas de Reatores de Linha de 75 Mvar (Remanejamento)
		500/230	-	7	Unidades Monofásicas de Transformação 500/√3-230/√3-13,8kV de 150 MVA ⁽¹⁾ cada (ATR1 e ATR2)
		230	BD4	1	Módulo de Interligação de Barras
				4	Módulos de Conexão de Transformação
		230/138	-	2	Unidades de Transformação Trifásicas 230/138-13,8 kV de 100 MVA ⁽¹⁾ cada (ATR1 e ATR2)
		138	BPT	1	Módulo de Interligação de Barras
				2	Módulos de Conexão de Transformação
				2	Módulos de Entrada de Linha
2032	Peritoró	230	BD4	1	Módulo de Conexão de Transformação
		230/69	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 230/69-13,8 kV de 100 MVA ⁽¹⁾ (TR4)

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2032	Peritoró	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
	Presidente Dutra	500	DJM	1	Módulo de Conexão de Transformação
		500/230	-	4	Unidades Monofásicas de Transformação 500/√3-230/√3-13,8kV de 150 MVA ⁽¹⁾ cada (ATR2)
		230	BD4	1	Módulo de Conexão de Transformação
2033	Marabá	230	BD4	1	Módulo de Conexão de Transformação
		230/69	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 230/69-13,8 kV de 100 MVA ⁽¹⁾ cada (substituição do TR2)
		69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
	Santa Luzia III	138	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
2035	Peritoró	230	BD4	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 20 Mvar (BC2)
2037	Caxias II	230	BD4	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 20 Mvar (BC1)
	Santa Luzia III	230	BD4	1	Módulo de Conexão de Transformação
		230/138	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 230/138-13,8 kV de 100 MVA ⁽¹⁾ (ATR3)
		138	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação

Legenda: DJM – Disjuntor e Meio; BDDD – Barra Dupla Disjuntor Duplo; BD5 – Barra Dupla 5 Chaves; BD4 – Barra Dupla 4 Chaves; BD3 – Barra Dupla 3 Chaves; BPT – Barra Principal e Transferência; BS – Barra Simples

- (1) Caso não haja necessidade de suprimento a serviços auxiliares, o terminal terciário do transformador ou autotransformador, se porventura se fizer necessário, não deverá estar acessível. Ademais, sua potência e tensão deverão ser determinadas posteriormente.

Tabela 3-2 – Alternativa A-1/B-1 – Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Subestação	Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Configuração
2026	Açailândia	Dom Eliseu II	C1/C2 – Duplo	230	69,0	1x795 MCM
	Total em linhas de 230 kV				138,0 km	
	LT 500 kV Açailândia – Miranda II C1 ⁽¹⁾	Santa Luzia III	C1 – Simples	500	1,0	4x1300 MCM
	Santa Luzia III	LT 500 kV Açailândia – Miranda II C1 ⁽²⁾	C1 – Simples	500	1,5	4x1300 MCM
	Total em linhas de 500 kV				2,5 km	

(1) Refere-se ao 1º ponto de seccionamento da LT 500 kV Açailândia – Miranda II C1, localizado a aproximadamente 218 km do terminal de Açailândia.

(2) Refere-se ao 2º ponto de seccionamento da LT 500 kV Açailândia – Miranda II C1, localizado a aproximadamente 144 km do terminal de Miranda II.

Tabela 3-3 – Alternativa A-1/B-1 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Maranhão

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2026	Açailândia (EQT/MA)	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
	Piquiá	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
	Bacabal II	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 8 Mvar (BC1)
	Buriticupu	69	BPT	2	Módulos de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	2	Bancos de Capacitores em Derivação de 4 Mvar (BC2 e BC3)
	Estaca 30	138	BPT	1	Módulo de Infraestrutura Geral
				1	Módulo de Interligação de Barras
				1	Módulo de Entrada de Linha
				1	Módulo de Conexão de Transformação
		138/69	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 138/69 kV de 40 MVA (TR1)
		69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2026	Santa Inês	138	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
	Santa Luzia	138	BPT	1	Módulo de Infraestrutura Geral
				1	Módulo de Interligação de Barras
				2	Módulos de Entrada de Linha
				2	Módulo de Conexão de Transformação
		138/69	-	2	Unidades de Transformação Trifásica 138/69 kV de 40 MVA cada (TR1 e TR2)
		69	BPT	2	Módulos de Conexão de Transformação
				1	Módulo de Entrada de Linha
	Vitorino Freire	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
				1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 8 Mvar (BC2)
2028	Bacabal I	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 8 Mvar (BC1)
2029	Buriticupu	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
	Estaca 30	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
2030	Vitorino Freire	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
		69/13,8	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 69/13,8 kV de 26,6 MVA (TR2)
		13,8	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
2031	Santa Luzia	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
		69/13,8	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 69/13,8 kV de 12,5 MVA (TR2)
		13,8	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
	Vitorino Freire	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 8 Mvar (BC3)

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2032	Açailândia (EQT/MA)	34,5	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
		34,5/13,8	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 34,5/13,8 kV de 6,25 MVA (TR2)
		13,8	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
	Bacabal I	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 8 Mvar (BC2)
2033	Bacabal I	34,5	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
		34,5/13,8	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 34,5/13,8 kV de 6,25 MVA (TR2)
		13,8	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
	Santa Luzia	138	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
2034	Itinga	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 4 Mvar (BC1)
2036	Bacabal II	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
		69/13,8	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 69/13,8 kV de 12,5 MVA (TR2)
		13,8	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
	Santa Luzia	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
	Vitorino Freire	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
2037	Lago Verde	34,5	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
		34,5/13,8	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 34,5/13,8 kV de 6,25 MVA (TR2)
		13,8	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
2038	Itinga	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
		69/13,8	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 69/13,8 kV de 12,5 MVA (TR2)
		13,8	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2038	Bacabal I	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
		69/13,8	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 69/13,8 kV de 26,6 MVA (TR3)
		13,8	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação

Legenda: DJM – Disjuntor e Meio; BDDD – Barra Dupla Disjuntor Duplo; BD5 – Barra Dupla 5 Chaves; BD4 – Barra Dupla 4 Chaves; BD3 – Barra Dupla 3 Chaves; BPT – Barra Principal e Transferência; BS – Barra Simples

Tabela 3-4 – Alternativa A-1/B-1 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Pará

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2026	Dom Eliseu	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
2028	Rondon	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 4 Mvar (BC2)
2032	Bom Jesus	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 4 Mvar (BC2)
2034	Rondon	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 4 Mvar (BC3)
2037	Bom Jesus	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 4 Mvar (BC3)

Legenda: DJM – Disjuntor e Meio; BDDD – Barra Dupla Disjuntor Duplo; BD5 – Barra Dupla 5 Chaves; BD4 – Barra Dupla 4 Chaves; BD3 – Barra Dupla 3 Chaves; BPT – Barra Principal e Transferência; BS – Barra Simples

Tabela 3-5 – Alternativa A-1/B-1 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Maranhão

Ano	Subestação	Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Configuração
2026	Santa Inês	Santa Luzia	C1 – Simples	138	50,0	1x336,4 MCM
	Santa Luzia III	Santa Luzia	C1 – Simples	138	6,5	1x336,4 MCM
	Santa Luzia III	Estaca 30	C1 – Simples	138	21,0	1x336,4 MCM
	Total em linhas de 138 kV				77,5 km	
	Açailândia	Açailândia (EQT/MA)	C1 – Simples	69	16,0	1x636 MCM
	Açailândia	Piquiá	C1 – Simples	69	3,0	1x636 MCM
	Santa Luzia	Vitorino Freire	C1 – Simples	69	63,0	1x636 MCM
Total em linhas de 69 kV				82,0 km		
2029	Estaca 30	Buriticupu	C2 – Simples	69	84,0	1x336,4 MCM
	Total em linhas de 69 kV				84,0 km	
2033	Santa Luzia III	Santa Luzia	C2 – Simples	138	6,5	1x336,4 MCM
	Total em linhas de 138 kV				6,5 km	
2036	Santa Luzia	Vitorino Freire	C2 – Simples	69	63,0	1x636 MCM
	Total em linhas de 69 kV				63,0 km	

Tabela 3-6 – Alternativa A-1/B-1 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Pará

Ano	Subestação	Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Configuração
2026	Dom Eliseu II	Dom Eliseu	C1 – Simples	69	10,5	1x636 MCM
	Total em linhas de 69 kV				10,5 km	

Com base nas análises efetuadas, recomenda-se:

- 1) Iniciar o processo licitatório/autorizativo do plano de obras da Alternativa A-1/B-1, conforme descrito na Tabela 3-1 e na Tabela 3-2, para possibilitar o atendimento elétrico frente ao crescimento de mercado das regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA). A Figura 3-1 mostra a representação esquemática simplificada da alternativa recomendada para 2026.

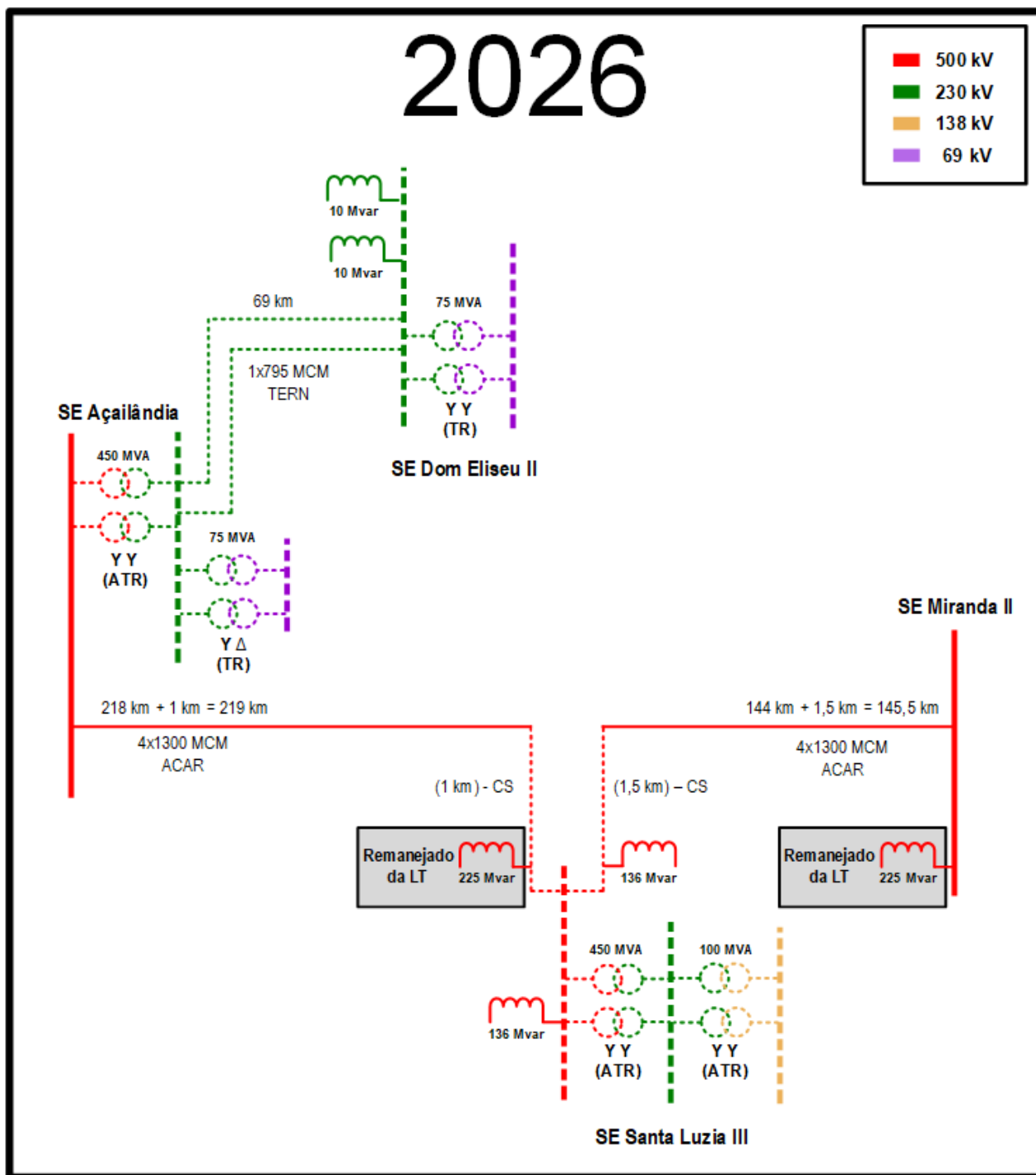


Figura 3-1 – Representação esquemática simplificada da Alternativa A-1/B-1 para o ano de 2026

- 2) Que as novas subestações, bem como os novos pátios em subestação existente, tenham área mínima compatível com as expansões futuras ilustradas no item 18.5, conforme detalhado na Tabela 3-7. Adicionalmente, que o número de bays planejados e de bay futuros considere os quantitativos apresentados na Tabela 3-8.

Tabela 3-7 – Áreas mínimas para a configuração final, com expansões futuras

Subestação	Largura (m) x Comprimento (m)	Área mínima (m ²)
Açailândia (ampliação do 500 kV e novos setores de 230 kV e 69 kV)	423 x 280	118.440
Dom Eliseu II	336 x 250	84.000
Santa Luzia III	640 x 336	215.040

Tabela 3-8 – Quantidade de bays planejados e futuros

Subestação	Bays Planejados					Bays Futuros		
Açailândia (ampliação do 500 kV e novos setores de 230 kV e 69 kV)	Tensão	EL	IB	CT	RB	Tensão	EL	CT
	500 kV	0	2	2	0	500 kV	4	2
	230 kV	2	1	4	0	230 kV	9	4
	69 kV	2	1	2	0	69 kV	7	2
Dom Eliseu II	Tensão	EL	IB	CT	RB	Tensão	EL	CT
	230 kV	2	1	2	2	230 kV	7	2
	69 kV	1	1	2	0	69 kV	7	2
Santa Luzia III	Tensão	EL	IB	CT	RB	Tensão	EL	CT
	500 kV	2	3	2	1	500 kV	7	2
	230 kV	0	1	5	0	230 kV	7	3
	138 kV	3	1	3	0	138 kV	8	1

- 3) Que as capacidades mínimas de interrupção de curto-circuito simétrico para as novas subestações, bem como os novos pátios em subestação existente, considere os valores apresentados na Tabela 3-9.

Tabela 3-9 – Capacidades mínimas de interrupção simétrica para novas subestações e novos pátios em subestação existentes

Identificação		Disjuntor
Subestação	Tensão (kV)	Capacidade mínima de Interrupção Simétrica (kA)
Açailândia	230	40
	69	31,5
Dom Eliseu II	230	40
	69	31,5
Santa Luzia III	500	50
	230	40
	138	31,5

- 4) Que sejam observadas as recomendações da análise socioambiental relativa aos empreendimentos que compõem a primeira etapa de expansão da rede, proposta para o ano 2026, de acordo com a Nota Técnica EPE-DEA-SMA 011/2020, [1], apresentada no final e parte integrante deste documento, no que se refere à localização das novas subestações Dom Eliseu II, Santa Luzia III e novos pátios em Açailândia, bem como os corredores das novas linhas de transmissão, considerando ainda as informações contidas nas tabelas comparativas R1xR3 apresentadas ao final da referida Nota Técnica.
- 5) Que as concessionárias de distribuição Equatorial Maranhão e Equatorial Pará implementem as obras de sua responsabilidade, respeitando as datas indicadas, conforme apresentado na Tabela 3-3 até a Tabela 3-6, sob pena de desotimização do desempenho da solução completa.
- 6) Que o reator de linha fixo do terminal Açailândia, (3+1R) x 75 Mvar, referente à LT 500 kV Açailândia – Miranda II C1, seja desconectado e remanejado para o novo terminal de Santa Luzia III, de maneira a pertencer à LT 500 kV Açailândia – Santa Luzia III C1.
- 7) Que o reator de linha fixo do terminal Miranda II, (3+1R) x 75 Mvar, referente à LT 500 kV Açailândia – Miranda II, seja desconectado do vão desta LT e transferido para a barra de 500 kV da SE Miranda II.

- 8) Que o posicionamento físico das unidades monofásicas reserva recomendadas neste estudo, tanto para os reatores quanto para os autotransformadores, não inviabilize seu uso sistêmico compartilhado em eventual necessidade de expansão futura de compensação reativa ou da capacidade de transformação nas distintas subestações.
- 9) Que caso seja verificada a necessidade de substituição de alguma das transformações motivada por fim de vida útil, deve-se atentar para as novas capacidades das mesmas, conforme apresentado na Tabela 3-10.

Tabela 3-10 – Novas capacidades de transformação em caso de necessidade de substituição por fim de vida útil

Subestação	Tensão (kV)	Unidades de transformação		
		Identificação	Capacidade Atual (MVA)	Nova Capacidade em caso de substituição (MVA)
Imperatriz	500/230	IZAT7-01	600	600
		IZAT7-02	450	
	230/69	IZTF6-03	100	100
		IZTF6-04	100	
		IZTF6-05	100	
Marabá	500/230	MBAT7-01 ⁽¹⁾	300	450
		MBAT7-02	450	
	230/69	MBTF6-02 ⁽²⁾	33	100
		MBTF6-03 ⁽³⁾	33	
		MBTF6-04 ⁽³⁾	33	
Miranda II	500/230	MRAT7-01	450	450
		MRAT7-02	450	
	230/138	MRAT6-01	100	100
		MRAT6-02	100	
		MRAT6-03	100	
		PDTF6-04	50	
		PDTF6-05	50	

Subestação	Tensão (kV)	Unidades de transformação		
		Identificação	Capacidade Atual (MVA)	Nova Capacidade em caso de substituição (MVA)
Peritoró	230/69	PRTF6-01	100	100
		PRTF6-02	100	
		PRTF6-03	100	
Presidente Dutra	500/230	PDAT7-01 ⁽⁴⁾	300	450
	230/69	PDTF6-01	50	100
		PDTF6-04	50	
		PDTF6-05	50	

- (1) Processo de substituição consolidado no Plano de Outorgas de Transmissão de Energia (POTEE), Ciclo 2020 – Fevereiro/2021.
- (2) Substituição em tratamento mediante processo instaurado pela ANEEL, com a expectativa de entrada em operação em momento anterior ao ano inicial deste estudo (2026).
- (3) Este relatório R1 (EPE-DEE-RE-022/2021-rev0) indica a necessidade de substituição, em 2033, de algum dos dois transformadores de 33 MVA remanescentes, motivado pela ocorrência da contingência do transformador de 100 MVA já substituído previamente (critério N-1), portanto, de maneira independente da eventual necessidade de substituição por fim de vida útil. Ressalta-se no entanto que, se verificado a necessidade de substituição de qualquer um dos dois transformadores de 33 MVA remanescentes anteriormente ao ano de 2033, atente-se para adoção da nova capacidade de 100 MVA para a transformação a ser substituída.
- (4) Processo de substituição consolidado no Plano de Outorgas de Transmissão de Energia (POTEE), Ciclo 2020 – Fevereiro/2021.

10) Com relação à elaboração dos relatórios R2, recomenda-se que o MME prossiga com os trâmites usuais para elaboração desses documentos para os empreendimentos relacionados na Tabela 3-11. Deve-se atentar para o conteúdo da tabela comparativa R1xR2, conforme apresentado no item 18.6.

Tabela 3-11 – Subestações para as quais se recomenda a elaboração do relatório R2

Subestação	Unidades de transformação
Açailândia (ampliação do 500 kV e novos setores de 230 kV e 69 kV)	1º e 2º ATR 500/230kV, (6+1R) x 150 MVA 1Φ

11) Para os demais empreendimentos, recomenda-se a dispensa do referido relatório R2 com base nos argumentos detalhado no item 13.

12) No que tange à elaboração dos relatórios R4, recomenda-se que o MME prossiga com os trâmites usuais para elaboração desse documento referente ao seccionamento da LT 500 kV

Açailândia – Miranda II C1 na SE Santa Luzia III e, também, do relatório referente à ampliação da SE Açailândia. Para este último deve-se atentar para o conteúdo da tabela comparativa R1xR4, conforme apresentado no item 18.7.

- 13) Para os demais empreendimentos, recomenda-se a dispensa do referido relatório R4 dado que se trata de subestações inteiramente novas. Salienta-se ainda que no item 18.5 deste relatório são apresentados arranjos referenciais para essas novas instalações.

4 PREMISSAS

4.1 Critérios Básicos

Foram seguidas as diretrizes para elaboração da documentação necessária para se recomendar ao MME a implantação de novas instalações de transmissão integrantes da Rede Básica, definidas no documento publicado pela EPE denominado “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica” [2].

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, [3], além das premissas apresentadas nos subitens a seguir, onde se destacam:

- Manter o conceito de mínimo custo global para a escolha da alternativa;
- O estudo foi realizado para um período de 13 anos, tendo por ano inicial 2026 e como horizonte o ano de 2038.

Adicionalmente cumpre destacar que, para a definição da capacidade das novas unidades de transformação, sejam estas recomendadas para as novas subestações ou mesmo para os novos pátios em subestações existentes, foi realizada uma análise de modulação ótima. Tal análise consiste da comparação econômica, trazidas à valor presente, entre diferentes alternativas quanto às capacidades das unidades de transformação. Assim, na análise de modulação ótima, é necessário considerar o fluxo de potência passante nestas transformações, de modo a obter o número de unidades instaladas necessárias ao longo do período do estudo, à luz dos critérios de planejamento pertinentes.

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, tanto em sua configuração inicial como no ano horizonte do estudo.

4.2 Casos de Trabalho

Considerou-se como referência para as simulações de fluxo de potência a base de dados correspondente ao Plano Decenal 2027, com as atualizações pertinentes da topologia da rede, plano de geração e mercado fornecidas pelas distribuidoras Equatorial Maranhão e Equatorial Pará.

4.3 Cenários de Geração

As simulações de fluxo de potência foram realizadas a partir da base de dados do Plano Decenal 2027, sem alteração em relação aos despachos das usinas, tanto para o cenário Norte Seco, como para o cenário Norte Úmido.

Importante ressaltar o tratamento dado à planta industrial do consumidor livre Suzano Papel e Celulose, localizada em Imperatriz/MA. Este empreendimento é suprido por uma linha de 230 kV oriunda da SE Imperatriz, contudo a planta também possui autogeração. Com o intuito de levar em consideração as condições mais restritivas para a Rede Básica, adotou-se para este consumidor: geração nula (0 MW) e carga constante igual a 40 MW, para todos os cenários e patamares de carga.

4.4 Projeções de Mercado

As projeções de mercado utilizadas para as análises de fluxo de potência foram fornecidas pela Equatorial Maranhão e pela Equatorial Pará, e são apresentadas na Tabela 4-1 até a Tabela 4-12.

Tabela 4-1 – Patamar de Carga Pesada, Região de Açailândia – Equatorial Maranhão

Nome da Subestação	Tensão (kV)	Carga Pesada (MW)												
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Imperatriz	69	124,07	129,18	134,41	139,76	145,23	150,82	156,52	162,34	168,28	174,32	180,47	186,74	193,10
Açailândia (EQT/MA)	34,5	5,13	5,34	5,55	5,76	5,99	6,21	6,44	6,68	6,92	7,16	7,41	7,66	7,92
	13,8	22,88	23,81	24,76	25,73	26,72	27,72	28,75	29,80	30,87	31,96	33,06	34,19	35,33
Piquiá	13,8	16,56	16,95	17,34	17,75	18,16	18,58	19,01	19,45	19,90	20,35	20,82	21,28	21,76
Itinga	13,8	7,18	7,47	7,76	8,07	8,38	8,70	9,02	9,35	9,68	10,02	10,37	10,72	11,08
TOTAL		175,81	182,74	189,82	197,07	204,47	212,04	219,75	227,63	235,65	243,82	252,13	260,59	269,19

Tabela 4-2 – Patamar de Carga Média, Região de Açailândia – Equatorial Maranhão

Nome da Subestação	Tensão (kV)	Carga Média (MW)												
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Imperatriz	69	144,44	150,41	156,52	162,77	169,16	175,68	182,34	189,13	196,05	203,10	210,28	217,58	225,00
Açailândia (EQT/MA)	34,5	4,67	4,86	5,05	5,25	5,45	5,66	5,87	6,08	6,30	6,52	6,75	6,97	7,21
	13,8	20,83	21,68	22,54	23,42	24,32	25,24	26,18	27,13	28,11	29,10	30,10	31,13	32,17
Piquiá	13,8	18,47	18,90	19,34	19,79	20,25	20,72	21,20	21,69	22,19	22,70	23,21	23,73	24,27
Itinga	13,8	8,00	8,33	8,66	9,00	9,34	9,70	10,06	10,42	10,80	11,18	11,56	11,96	12,36
TOTAL		196,41	204,17	212,11	220,23	228,53	237,00	245,64	254,46	263,44	272,59	281,90	291,37	301,00

Tabela 4-3 – Patamar de Carga Leve, Região de Açailândia – Equatorial Maranhão

Nome da Subestação	Tensão (kV)	Carga Leve (MW)												
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Imperatriz	69	84,40	87,58	90,82	94,11	97,45	100,85	104,30	107,79	111,34	114,92	118,56	122,23	125,95
Açailândia (EQT/MA)	34,5	3,46	3,59	3,72	3,85	3,98	4,12	4,26	4,40	4,54	4,68	4,83	4,98	5,12
	13,8	15,44	16,01	16,59	17,18	17,78	18,39	19,00	19,63	20,26	20,90	21,55	22,20	22,86
Piquiá	13,8	11,20	11,44	11,69	11,93	12,18	12,44	12,69	12,95	13,22	13,49	13,76	14,03	14,31
Itinga	13,8	4,84	5,02	5,20	5,39	5,58	5,77	5,96	6,16	6,35	6,55	6,76	6,96	7,17
TOTAL		119,35	123,65	128,02	132,46	136,98	141,56	146,21	150,93	155,71	160,55	165,45	170,40	175,41

Tabela 4-4 – Patamar de Carga Pesada, Região de Dom Eliseu – Equatorial Pará

Nome da Subestação	Tensão (kV)	Carga Pesada (MW)												
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Marabá	69	16,46	17,35	18,26	19,19	20,16	21,08	21,93	22,80	23,72	24,66	25,65	26,68	27,74
Morada Nova	69	14,04	14,78	15,56	16,35	17,18	17,97	18,69	19,43	20,21	21,02	21,86	22,73	23,64
Bom Jesus do Tocantins	69	10,95	11,53	12,13	12,76	13,40	14,01	14,57	15,16	15,76	16,39	17,05	17,73	18,44
Rondon do Pará	69	13,02	13,75	14,49	15,25	16,03	16,79	17,48	18,21	18,96	19,73	20,53	21,36	22,22
Dom Eliseu	69	13,49	14,21	14,96	15,72	16,52	17,28	17,97	18,70	19,45	20,23	21,04	21,88	22,75
TOTAL		67,95	71,62	75,39	79,27	83,27	87,13	90,64	94,29	98,09	102,03	106,13	110,38	114,80

Tabela 4-5 – Patamar de Carga Média, Região de Dom Eliseu – Equatorial Pará

Nome da Subestação	Tensão (kV)	Carga Média (MW)												
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Marabá	69	18,08	19,00	19,91	20,83	21,75	22,66	23,57	24,51	25,49	26,51	27,57	28,67	29,82
Morada Nova	69	15,42	16,19	16,97	17,75	18,53	19,31	20,08	20,89	21,72	22,59	23,49	24,43	25,41
Bom Jesus do Tocantins	69	12,03	12,63	13,23	13,84	14,45	15,06	15,66	16,29	16,94	17,62	18,32	19,06	19,82
Rondon do Pará	69	13,89	14,62	15,34	16,07	16,80	17,53	18,25	19,00	19,77	20,58	21,41	22,28	23,17
Dom Eliseu	69	14,76	15,50	16,25	17,00	17,75	18,50	19,24	20,01	20,81	21,65	22,51	23,41	24,35
TOTAL		74,18	77,94	81,71	85,49	89,28	93,05	96,80	100,69	104,74	108,94	113,31	117,85	122,57

Tabela 4-6 – Patamar de Carga Leve, Região de Dom Eliseu – Equatorial Pará

Nome da Subestação	Tensão (kV)	Carga Leve (MW)												
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Marabá	69	13,72	14,50	15,30	16,12	16,97	17,80	18,58	19,33	20,10	20,91	21,74	22,61	23,52
Morada Nova	69	11,71	12,36	13,04	13,74	14,46	15,17	15,84	16,47	17,13	17,82	18,53	19,27	20,04
Bom Jesus do Tocantins	69	9,13	9,64	10,17	10,71	11,28	11,83	12,35	12,85	13,36	13,89	14,45	15,03	15,63
Rondon do Pará	69	10,67	11,29	11,92	12,57	13,25	13,90	14,53	15,13	15,75	16,39	17,05	17,74	18,46
Dom Eliseu	69	11,22	11,85	12,50	13,17	13,87	14,55	15,19	15,80	16,44	17,09	17,78	18,49	19,23
TOTAL		56,45	59,64	62,92	66,32	69,83	73,26	76,49	79,57	82,77	86,10	89,55	93,14	96,87

Tabela 4-7 – Patamar de Carga Pesada, Região de Vitorino Freire – Equatorial Maranhão

Nome da Subestação	Tensão (kV)	Carga Pesada (MW)												
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Peritoró	69	122,77	127,68	132,79	138,10	143,63	149,37	155,35	161,56	168,02	174,74	181,73	189,00	196,56
Bacabal I	13,8	29,34	30,42	31,51	32,63	33,76	34,92	36,09	37,28	38,48	39,71	40,95	42,20	43,47
Lago Verde	13,8	4,13	4,29	4,46	4,62	4,79	4,96	5,14	5,32	5,50	5,68	5,87	6,06	6,25
Bacabal II	13,8	8,04	8,34	8,65	8,96	9,28	9,60	9,93	10,26	10,60	10,94	11,29	11,64	12,00
Vitorino Freire	13,8	20,93	22,10	23,31	24,56	25,86	27,20	28,59	30,02	31,50	33,02	34,58	36,19	37,85
TOTAL		185,22	192,83	200,71	208,87	217,32	226,05	235,09	244,43	254,10	264,09	274,42	285,10	296,14

Tabela 4-8 – Patamar de Carga Média, Região de Vitorino Freire – Equatorial Maranhão

Nome da Subestação	Tensão (kV)	Carga Média (MW)												
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Peritoró	69	112,30	116,79	121,47	126,33	131,38	136,63	142,10	147,78	153,69	159,84	166,24	172,88	179,80
Bacabal I	13,8	26,41	27,38	28,36	29,37	30,39	31,43	32,48	33,55	34,64	35,74	36,85	37,98	39,13
Lago Verde	13,8	3,72	3,86	4,01	4,16	4,31	4,47	4,62	4,79	4,95	5,11	5,28	5,45	5,62
Bacabal II	13,8	7,23	7,51	7,78	8,06	8,35	8,64	8,93	9,23	9,54	9,85	10,16	10,48	10,80
Vitorino Freire	13,8	18,84	19,89	20,98	22,11	23,27	24,48	25,73	27,02	28,35	29,71	31,12	32,57	34,07
TOTAL		168,50	175,43	182,60	190,02	197,70	205,65	213,87	222,37	231,16	240,25	249,66	259,37	269,42

Tabela 4-9 – Patamar de Carga Leve, Região de Vitorino Freire – Equatorial Maranhão

Nome da Subestação	Tensão (kV)	Carga Leve (MW)												
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Peritoró	69	74,46	77,44	80,53	83,75	87,10	90,59	94,21	97,98	101,90	105,98	110,22	114,62	119,21
Bacabal I	13,8	14,38	14,90	15,44	15,99	16,54	17,11	17,68	18,27	18,86	19,46	20,06	20,68	21,30
Lago Verde	13,8	2,48	2,58	2,67	2,77	2,87	2,98	3,08	3,19	3,30	3,41	3,52	3,63	3,75
Bacabal II	13,8	3,94	4,09	4,24	4,39	4,55	4,70	4,86	5,03	5,19	5,36	5,53	5,71	5,88
Vitorino Freire	13,8	11,30	11,93	12,59	13,26	13,96	14,69	15,44	16,21	17,01	17,83	18,67	19,54	20,44
TOTAL		106,56	110,94	115,47	120,17	125,03	130,07	135,28	140,68	146,26	152,03	158,01	164,19	170,58

Tabela 4-10 – Patamar de Carga Pesada, Região de Buriticupu – Equatorial Maranhão

Nome da Subestação	Tensão (kV)	Carga Pesada (MW)												
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Miranda II	138	69,95	74,10	73,28	73,73	73,48	73,21	72,93	72,64	72,33	72,01	71,67	71,32	70,96
	69	57,54	60,91	62,10	63,19	64,16	67,69	71,42	75,35	79,50	83,88	88,50	93,37	98,51
Santa Inês	69	50,26	51,21	52,23	53,28	54,35	55,43	56,54	57,67	58,83	60,00	61,20	62,43	63,67
Santa Luzia	13,8	9,73	10,03	10,34	10,66	10,98	11,30	11,63	11,97	12,31	12,65	13,00	13,35	13,71
Estaca 30	34,5	1,24	1,27	1,31	1,35	1,38	1,42	1,46	1,50	1,54	1,58	1,62	1,66	1,70
	13,8	1,11	1,14	1,18	1,21	1,24	1,28	1,31	1,35	1,39	1,42	1,46	1,49	1,53
Buriticupu	13,8	16,11	16,53	16,96	17,38	17,82	18,26	18,70	19,15	19,60	20,06	20,52	20,98	21,45
Arame	13,8	2,43	2,51	2,58	2,66	2,74	2,83	2,91	3,00	3,09	3,18	3,28	3,37	3,47
Bom Jesus das Selvas	13,8	4,02	4,12	4,22	4,33	4,43	4,54	4,64	4,75	4,86	4,97	5,08	5,19	5,31
TOTAL		212,38	221,83	224,21	227,79	230,58	235,96	241,56	247,38	253,44	259,75	266,32	273,18	280,32

Tabela 4-11 – Patamar de Carga Média, Região de Buriticupu – Equatorial Maranhão

Nome da Subestação	Tensão (kV)	Carga Média (MW)												
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Miranda II	138	54,51	57,95	57,05	57,50	57,83	58,16	58,50	58,85	59,20	59,56	59,92	60,30	60,68
	69	35,54	37,18	38,17	39,15	40,12	41,71	43,35	45,07	46,85	48,70	50,63	52,63	54,71
Santa Inês	69	43,22	44,04	44,92	45,82	46,74	47,67	48,63	49,60	50,59	51,60	52,63	53,69	54,76
Santa Luzia	13,8	8,75	9,02	9,30	9,59	9,87	10,17	10,46	10,76	11,07	11,38	11,69	12,01	12,34
Estaca 30	34,5	0,81	0,84	0,86	0,89	0,91	0,94	0,96	0,99	1,01	1,04	1,07	1,10	1,12
	13,8	0,83	0,86	0,88	0,91	0,93	0,96	0,99	1,01	1,04	1,07	1,09	1,12	1,15
Buriticupu	13,8	15,75	16,16	16,58	17,00	17,42	17,85	18,29	18,72	19,17	19,61	20,06	20,52	20,98
Arame	13,8	2,43	2,51	2,58	2,66	2,74	2,83	2,91	3,00	3,09	3,18	3,28	3,37	3,47
Bom Jesus das Selvas	13,8	3,68	3,78	3,87	3,97	4,06	4,16	4,26	4,36	4,46	4,56	4,66	4,76	4,87
TOTAL		165,53	172,34	174,22	177,48	180,64	184,44	188,35	192,36	196,48	200,70	205,04	209,49	214,06

Tabela 4-12 – Patamar de Carga Leve, Região de Buriticupu – Equatorial Maranhão

Nome da Subestação	Tensão (kV)	Carga Leve (MW)												
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Miranda II	138	41,95	43,00	44,07	45,16	46,29	47,07	47,88	48,70	49,54	50,41	51,29	52,21	53,14
	69	31,65	33,50	34,16	34,76	35,29	37,23	39,29	41,45	43,73	46,14	48,68	51,37	54,19
Santa Inês	69	31,66	32,26	32,91	33,57	34,24	34,92	35,62	36,33	37,06	37,80	38,56	39,33	40,11
Santa Luzia	13,8	4,97	5,12	5,28	5,44	5,60	5,77	5,94	6,11	6,28	6,46	6,64	6,82	7,00
Estaca 30	34,5	0,67	0,69	0,71	0,73	0,75	0,78	0,80	0,82	0,84	0,86	0,88	0,91	0,93
	13,8	0,61	0,63	0,65	0,67	0,68	0,70	0,72	0,74	0,76	0,78	0,80	0,82	0,84
Buriticupu	13,8	9,95	10,21	10,47	10,73	11,00	11,27	11,55	11,82	12,10	12,38	12,67	12,96	13,25
Arame	13,8	1,53	1,58	1,62	1,67	1,73	1,78	1,83	1,89	1,94	2,00	2,06	2,12	2,18
Bom Jesus das Selvas	13,8	2,14	2,20	2,25	2,31	2,36	2,42	2,48	2,53	2,59	2,65	2,71	2,77	2,83
TOTAL		125,13	129,19	132,12	135,04	137,95	141,95	146,09	150,39	154,86	159,49	164,30	169,29	174,48

4.5 Limites Operativos

4.5.1 Tensão

Os níveis de tensão admissíveis em regime permanente para cada classe de tensão envolvida são apresentados na Tabela 4-13.

Tabela 4-13 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão

Tensão Nominal (kV)	Tensão Máxima (kV)	Tensão Mínima (kV)
69	72,45 (1,05 pu)	65,55 (0,95 pu)
138	145 (1,05 pu)	131 (0,95 pu)
230	242 (1,05 pu)	218 (0,95 pu)
500	550 (1,10 pu)	475 (0,95 pu)

4.5.2 Carregamento

Para os limites de carregamento das linhas de transmissão existentes, foram adotados os valores para as condições de operação normal e de emergência de curta duração, informados pelos agentes envolvidos, em consonância com aqueles constantes nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão, assim como foram obtidos perante a distribuidora de energia da área de interesse tais valores para as linhas de distribuição existentes e para as planejadas.

Para linhas de transmissão futuras foram utilizados valores definidos no processo de licitação/autorização e informados pelos agentes ou por valores típicos definidos pela EPE, atendendo às determinações da Resolução Normativa nº 191/2005 da ANEEL.

Nas análises de contingências de transformadores de potência existentes, foi adotada a capacidade operativa de curta duração informada ao ONS/EPE pelas empresas proprietárias das instalações; para unidades futuras, a capacidade operativa de curta duração foi correspondente a 120% da capacidade nominal do equipamento.

4.5.3 Fator de Potência

O fator de potência considerado nas barras da Rede Básica de Fronteira foi de 0,95.

4.6 Parâmetros Econômicos

Os custos modulares utilizados na análise econômica comparativa das alternativas e nas fichas PET e PELP foram os constantes na “Base de Referência de Preços ANEEL”, [4], atualizada para Junho/2020, de acordo com a metodologia de correção dos índices inflacionários divulgada pela ANEEL.

Além disso, foi adotado o ano de 2021 como referência, taxa de atualização de capital de 8% ao ano, e tempo de vida útil das instalações igual a 30 anos.

As perdas elétricas obtidas para o período considerado foram valoradas pelo custo marginal de expansão da geração informado pela EPE de 247,44 R\$/MWh, conforme [5].

5 DIAGNÓSTICO

O sistema de distribuição das quatro (04) regiões contempladas neste estudo (Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire e Dom Eliseu) têm atualmente seu atendimento elétrico proveniente de extensos sistemas radiais, em nível de tensão de 138 kV e 69 kV, conforme apresentado no item 1.2. A Figura 5-1 apresenta, de maneira detalhada, o sistema elétrico em operação de todas as regiões englobadas neste estudo.

Devido à crescente e significativa projeção de mercado, conforme indicada no item 4.4, o desempenho do sistema de atendimento elétrico destas regiões se deteriora gradativamente, tornando-se incompatível com o carregamento das linhas de distribuição, haja vista as longas distâncias envolvidas. No que tange ao desempenho elétrico, cita-se principalmente:

- Elevadas quedas de tensão entre os terminais das linhas de distribuição, com grande dificuldade de controle de tensão nos barramentos das subestações;
- Acréscimo significativo das perdas elétricas tendo em conta seu comportamento quadrático ocasionado pelo aumento da corrente passante.

Desta forma, torna-se benéfico e necessário ao Sistema Interligado Nacional, realizar um estudo de planejamento de expansão que contemple a indicação de novos pontos de suprimento às distribuidoras, propiciando dotar o sistema de maior robustez e qualidade, reduzindo, por consequência, as perdas elétricas bem como aumentando sua confiabilidade.

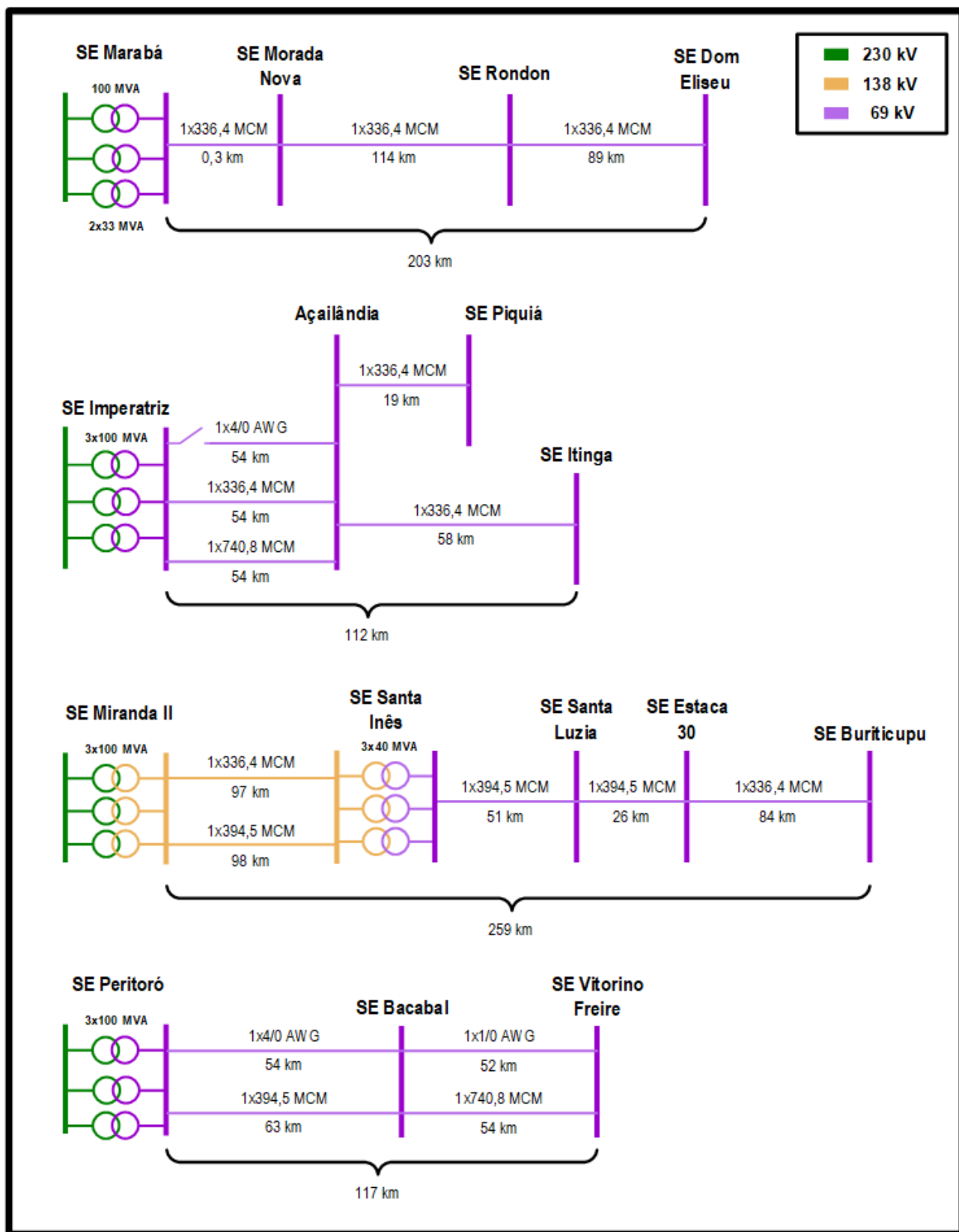


Figura 5-1 – Sistema elétrico detalhado em operação das regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA)

6 DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS

Dadas as características elétricas das quatro (04) regiões englobadas no estudo, principalmente no que tange à sua proximidade geoeletrica, optou-se em dividir as análises em:

- Parte A, incluindo as regiões de Açailândia (MA) e Dom Eliseu (PA); e
- Parte B, incluindo as regiões de Buriticupu e Vitorino Freire, ambas no estado do Maranhão.

Dessa forma, as alternativas vislumbradas para o atendimento à Parte A são elencadas nos itens 6.1 à 6.3, enquanto que para o atendimento à Parte B as alternativas são referidas nos itens 6.4 à 6.7.

Cumprir destacar que, para o atendimento à Parte A, também foram elucubradas alternativas que interligavam as redes de distribuição, em 69 kV, do Pará e do Maranhão. Contudo, em virtude das distintas ligações entre as transformações 230/69 kV, Pará ligado em Y-Y e Maranhão ligado em Y- Δ , essas alternativas não prosperaram e, conseqüentemente, foram descartadas.

Cabe ressaltar que, sob a ótica macro do estudo envolvendo todas as regiões acima citadas, os reforços a serem recomendados serão aqueles contendo a alternativa vencedora oriunda da Parte A acrescida da alternativa vencedora vinda da Parte B.

6.1 Parte A: Alternativa A-1

A Alternativa A-1 contempla o novo ponto de suprimento SE Dom Eliseu II 230/69 kV, interligado ao SIN através da LT 230 kV Açailândia – Dom Eliseu II C1/C2, e os novos pátios de 230 e 69 kV na SE Açailândia 500 kV já existente, configurando assim um ponto de suprimento adicional para a localidade.

A Figura 6-1 apresenta as principais obras associadas à Alternativa A-1.

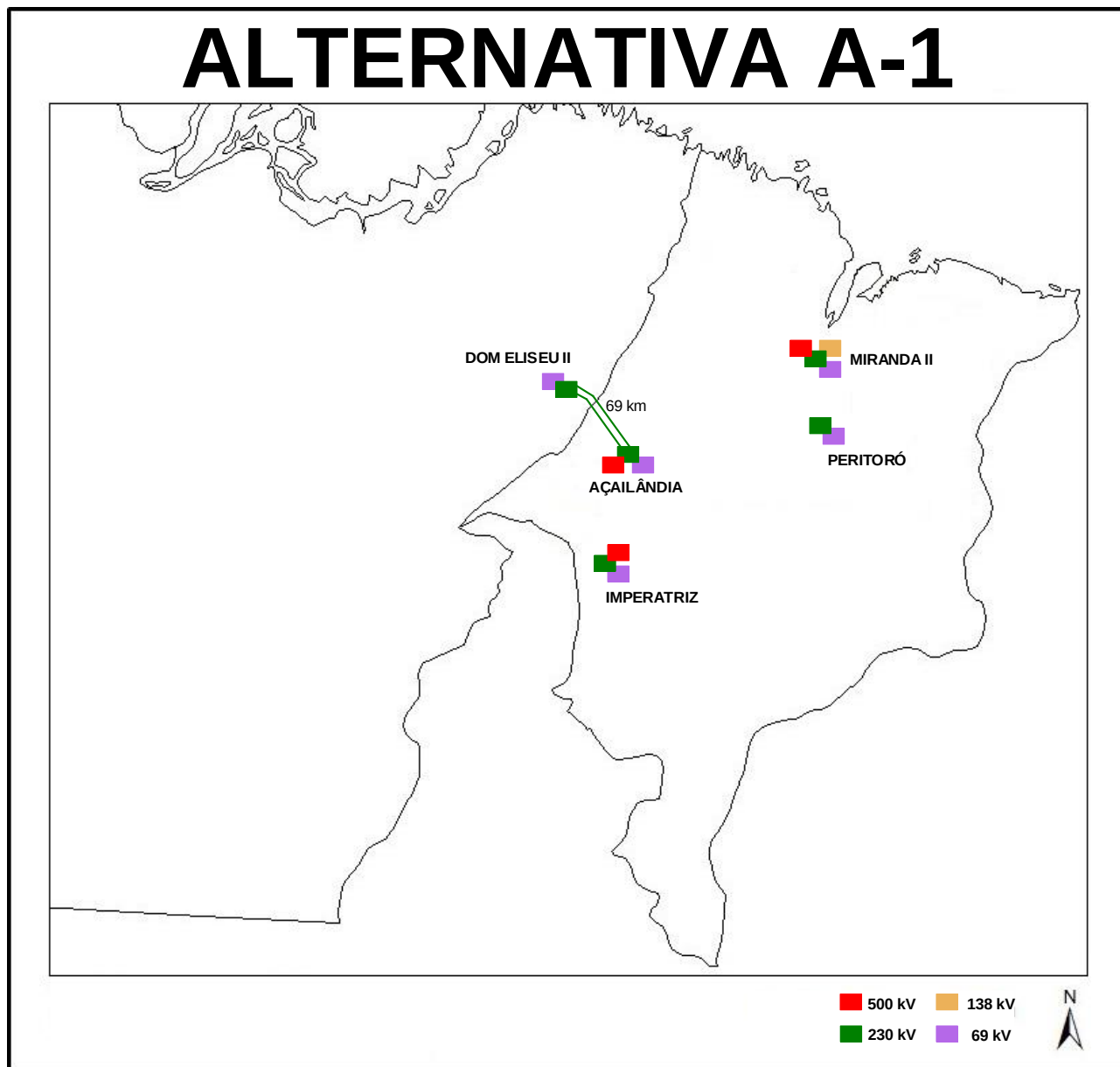


Figura 6-1 – Diagrama esquemático da Alternativa A-1

6.2 Parte A: Alternativa A-2

A Alternativa A-2 contempla o novo ponto de suprimento SE Dom Eliseu II 230/69 kV, interligado ao SIN através da LT 230 kV Açailândia – Dom Eliseu II C1/C2, e o novo pátio de 230 kV na SE Açailândia 500 kV já existente.

A Figura 6-2 apresenta as principais obras associadas à Alternativa A-2.

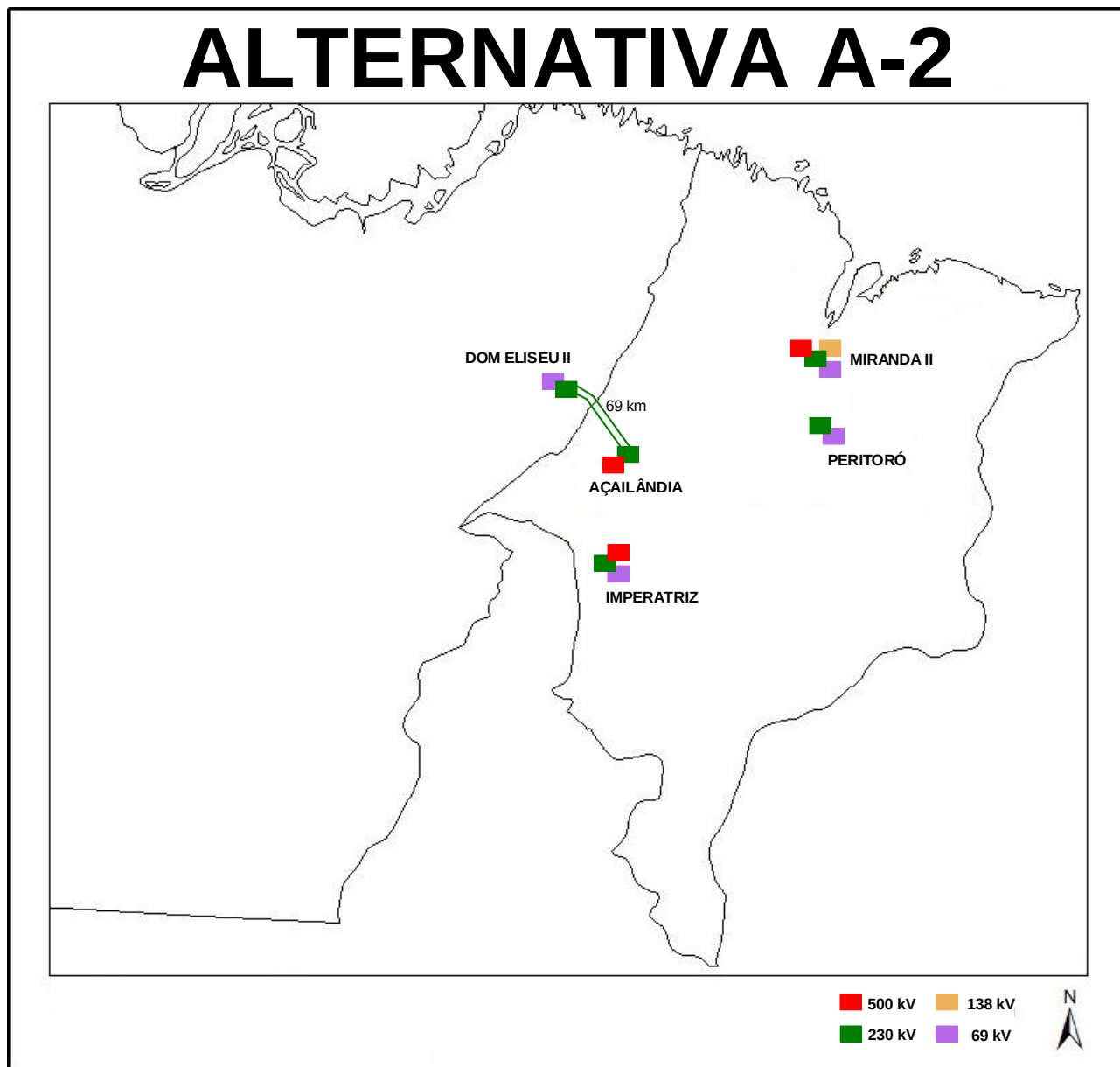


Figura 6-2 – Diagrama esquemático da Alternativa A-2

6.3 Parte A: Alternativa A-3

A Alternativa A-3 contempla o novo ponto de suprimento SE Dom Eliseu II 230/69 kV, interligado ao SIN através da LT 230 kV Imperatriz – Dom Eliseu II C1/C2.

A Figura 6-3 apresenta as principais obras associadas à Alternativa A-3.

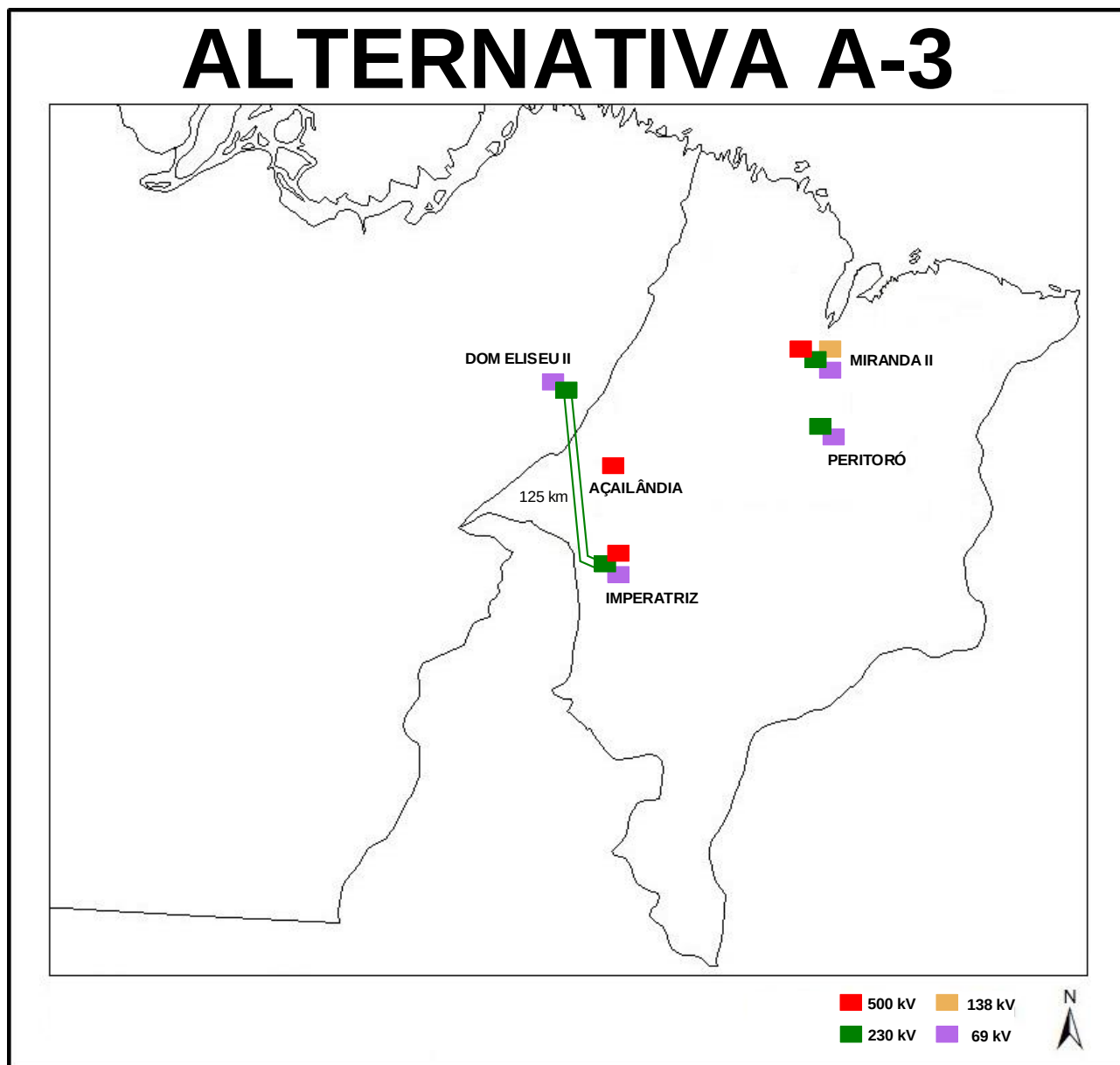


Figura 6-3 – Diagrama esquemático da Alternativa A-3

6.4 Parte B: Alternativa B-1

A Alternativa B-1 contempla o novo ponto de suprimento SE Santa Luzia III 500/230/138 kV, interligado ao SIN através do seccionamento da LT 500 kV Açailândia – Miranda II C1 na nova subestação.

A Figura 6-4 apresenta as principais obras associadas à Alternativa B-1.

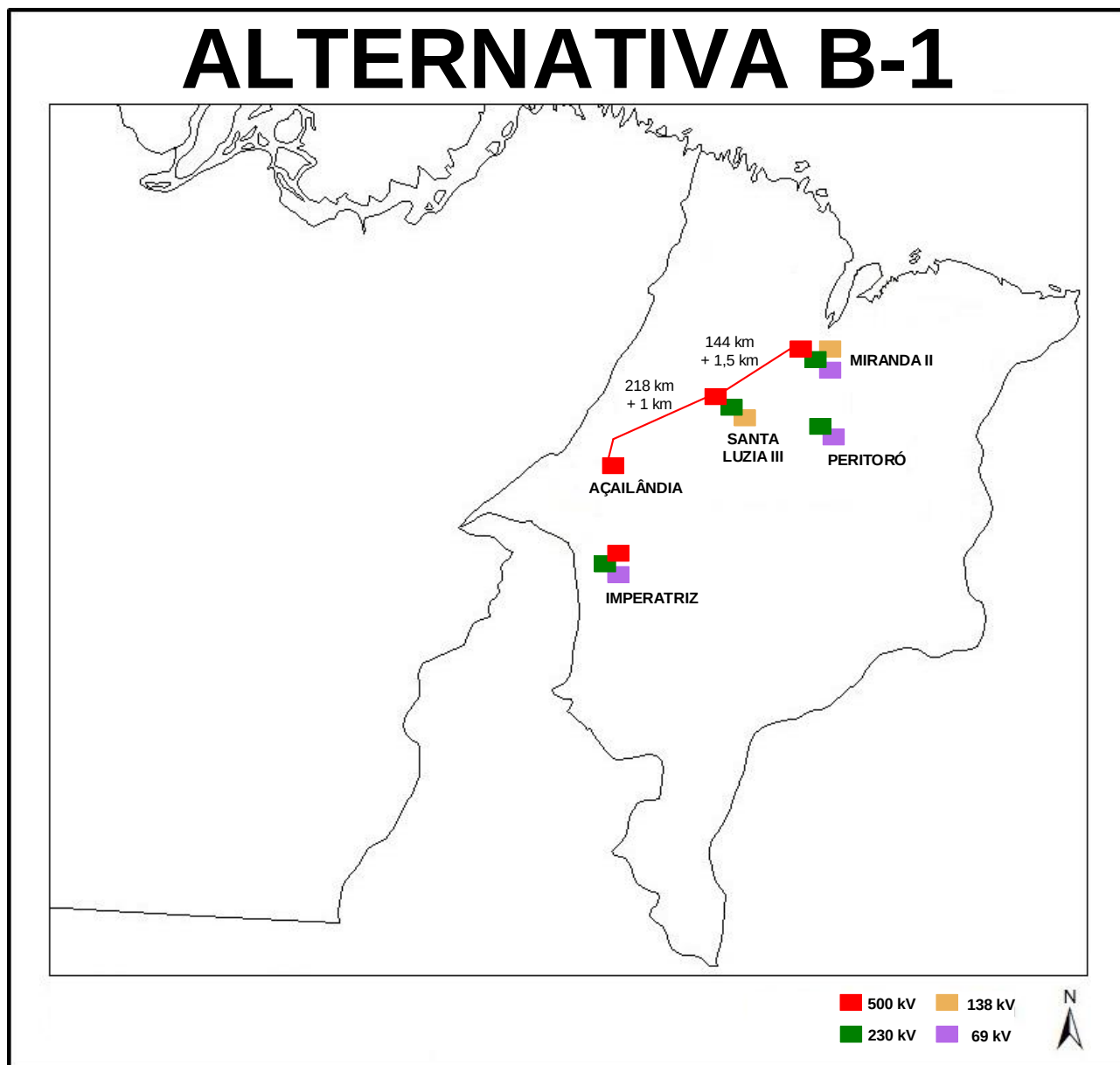


Figura 6-4 – Diagrama esquemático da Alternativa B-1

6.5 Parte B: Alternativa B-2

A Alternativa B-2 contempla o novo ponto de suprimento SE Santa Luzia III 230/138 kV, interligado ao SIN através da LT 230 kV Açailândia – Santa Luzia III C1/C2.

A Figura 6-5 apresenta as principais obras associadas à Alternativa B-2.

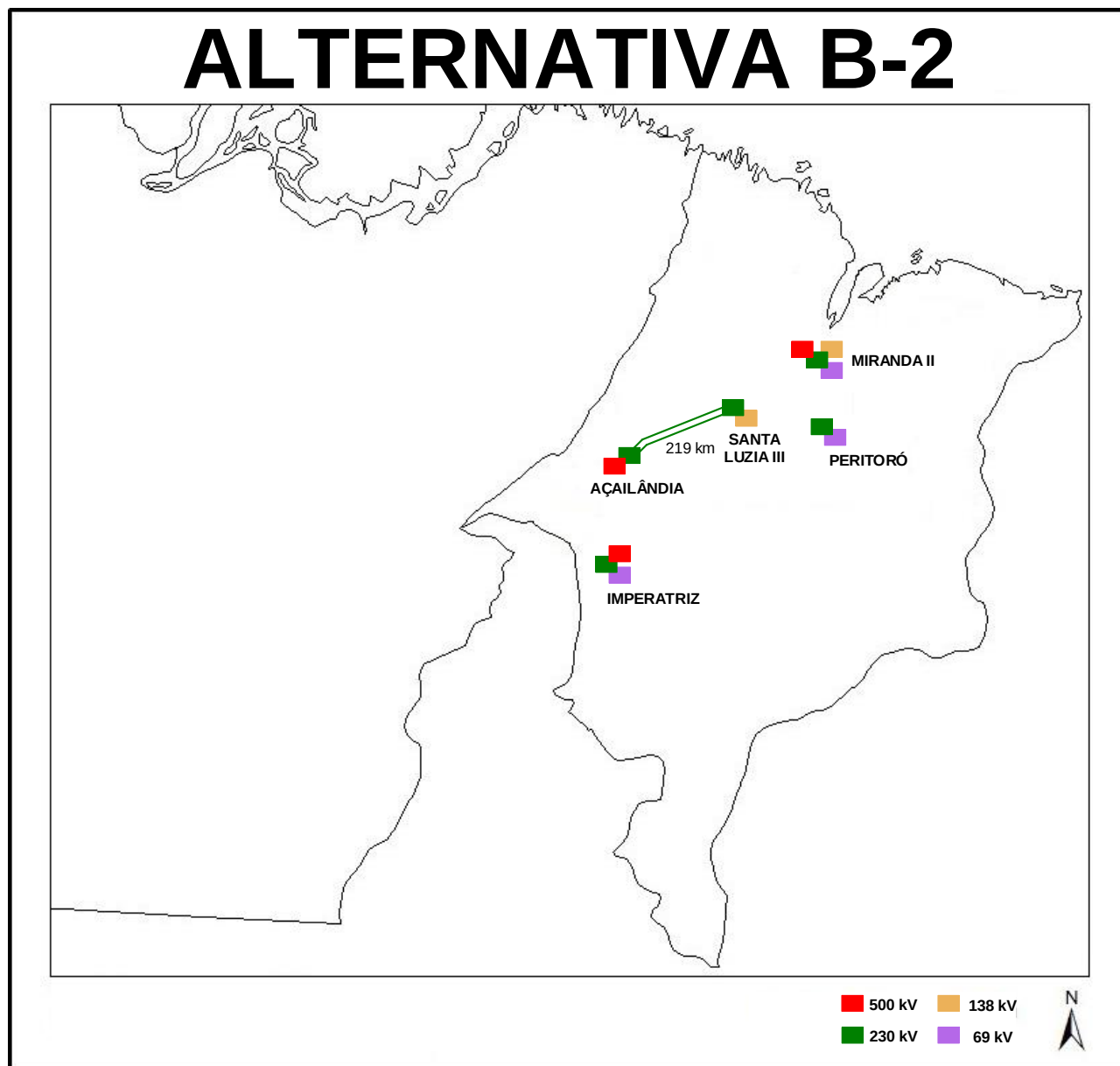


Figura 6-5 – Diagrama esquemático da Alternativa B-2

6.6 Parte B: Alternativa B-3

A Alternativa B-3 contempla o novo ponto de suprimento SE Santa Luzia III 230/138 kV, interligado ao SIN através da LT 230 kV Peritoró – Santa Luzia III C1/C2.

A Figura 6-6 apresenta as principais obras associadas à Alternativa B-3.

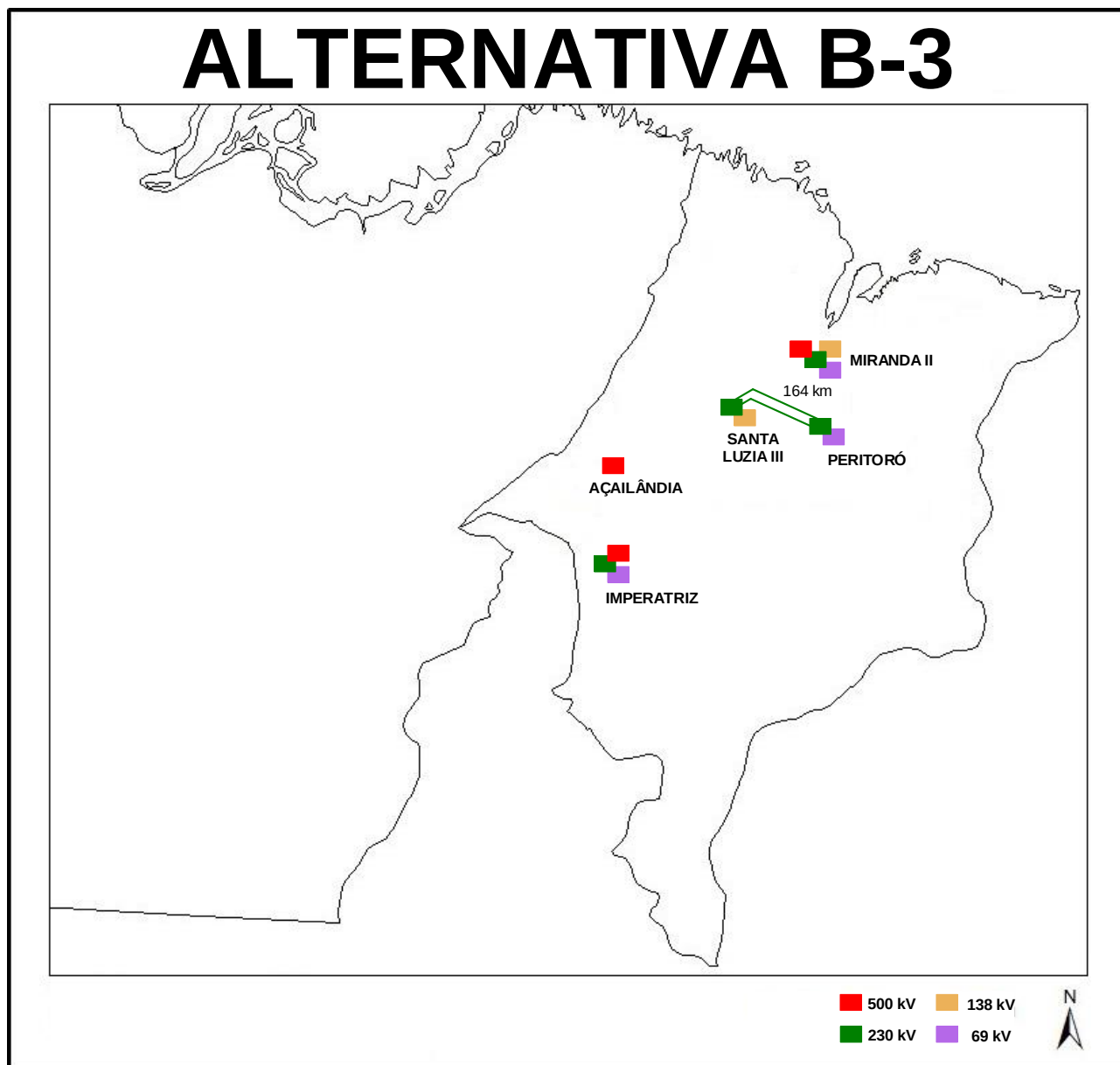


Figura 6-6 – Diagrama esquemático da Alternativa B-3

6.7 Parte B: Alternativa B-4

A Alternativa B-4 contempla o novo ponto de suprimento SE Santa Luzia III 230/138 kV, interligado ao SIN através da LT 230 kV Açailândia – Santa Luzia III C1 e da LT 230 kV Peritoró – Santa Luzia III C1.

A Figura 6-7 apresenta as principais obras associadas à Alternativa B-4.

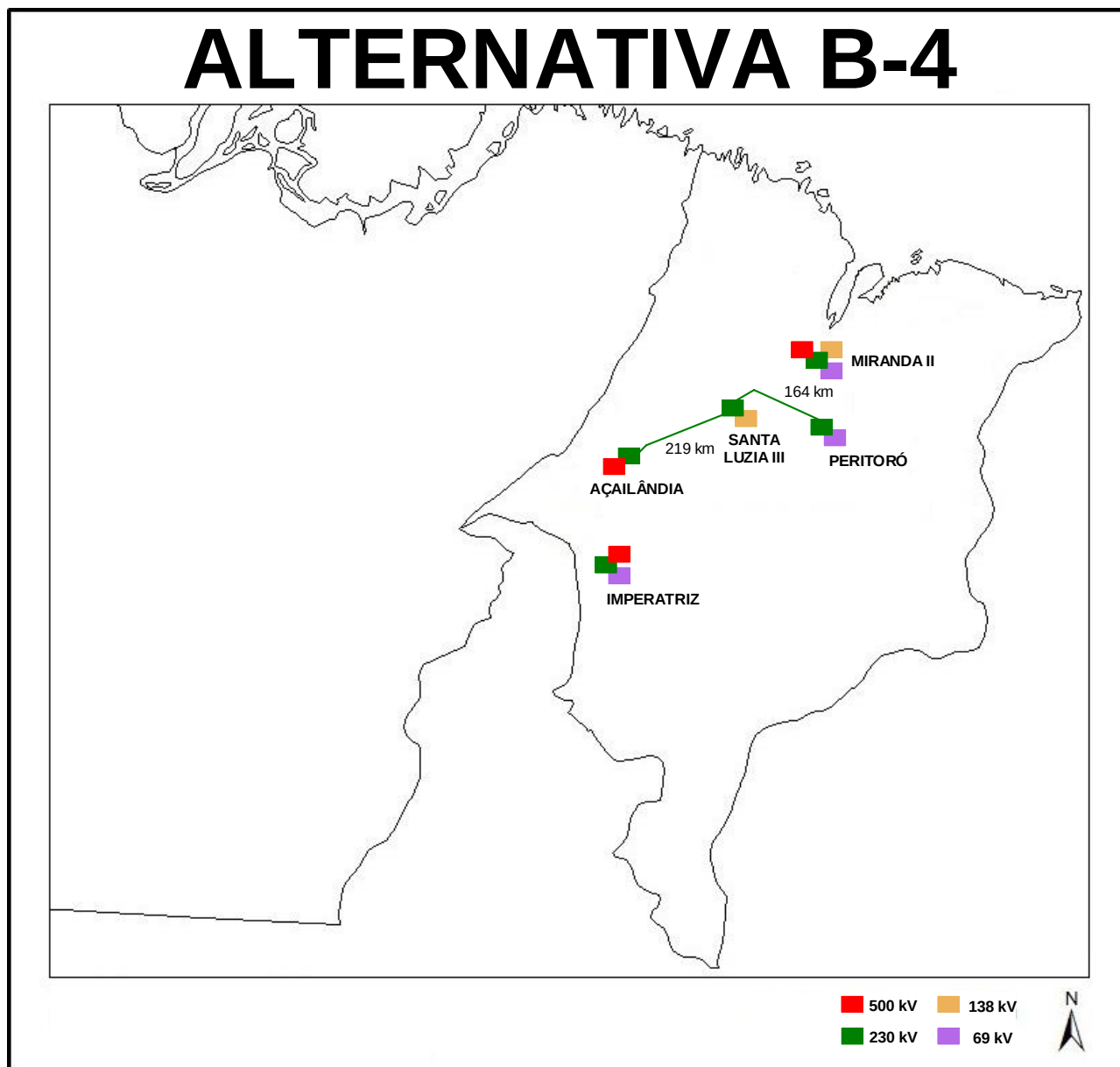


Figura 6-7 – Diagrama esquemático da Alternativa B-4

7 ANÁLISE DO DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE

A seguir estão resumidos os resultados das simulações de fluxo de potência para as alternativas analisadas nesse trabalho.

7.1 Parte A: Alternativa A-1

A Alternativa A-1 contempla a implantação em 2026 da SE Dom Eliseu II 230/69 kV com 2 transformadores 230/69 kV de 75 MVA cada. A SE Dom Eliseu II se interligará ao SIN através de dois circuitos em 230 kV em circuito duplo: LT 230 kV Açailândia – Dom Eliseu II C1/C2.

Adicionalmente, também em 2026, haverá a construção dos novos pátios de 230 e 69 kV na SE Açailândia 500 kV já existente, com a implantação de 2 bancos de autotransformadores 500/230 kV de 450 MVA cada e de 2 transformadores 230/69 kV de 75 MVA cada.

A Tabela 7-1 até Tabela 7-6 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa A-1 no ano 2026.

Tabela 7-1 – Alternativa A-1 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2026

Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
			Qtde	Descrição
Açailândia	500	DJM	2	Módulos de Conexão de Transformação
			2	Módulo de Interligação de Barras
	500/230	-	7	Unidades Monofásicas de Transformação 500/ $\sqrt{3}$ -230/ $\sqrt{3}$ -13,8kV de 150 MVA ⁽¹⁾ cada (ATR1 e ATR2)
	230	BD4	1	Módulo de Infraestrutura Geral
			1	Módulo de Interligação de Barras
			4	Módulos de Conexão de Transformação
			2	Módulos de Entrada de Linha
	230/69	-	2	Unidades de Transformação Trifásicas 230/69-13,8 kV de 75 MVA ⁽¹⁾ cada (TR1 e TR2)
	69	BPT	1	Módulo de Interligação de Barras
			2	Módulos de Conexão de Transformação
			2	Módulos de Entrada de Linha

Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
			Qtde	Descrição
Dom Eliseu II	230	BD4	1	Módulo de Infraestrutura Geral
			1	Módulo de Interligação de Barras
			2	Módulos de Conexão de Transformação
			2	Módulos de Entrada de Linha
			2	Módulos de Conexão de Reator de Barra
	230/69	-	2	Unidades Trifásicas de Reatores de Barra de 10 Mvar (RB1 e RB2)
			2	Unidades de Transformação Trifásicas 230/69-13,8 kV de 75 MVA ⁽¹⁾ cada (TR1 e TR2)
	69	BPT	1	Módulo de Interligação de Barras
			2	Módulos de Conexão de Transformação
			1	Módulo de Entrada de Linha

Legenda: DJM – Disjuntor e Meio; BDDD – Barra Dupla Disjuntor Duplo; BD5 – Barra Dupla 5 Chaves; BD4 – Barra Dupla 4 Chaves; BD3 – Barra Dupla 3 Chaves; BPT – Barra Principal e Transferência; BS – Barra Simples

- (1) Caso não haja necessidade de suprimento a serviços auxiliares, o terminal terciário do transformador ou autotransformador, se porventura se fizer necessário, não deverá estar acessível. Ademais, sua potência e tensão deverão ser determinadas posteriormente.

Tabela 7-2 – Alternativa A-1 – Principais obras em linhas de transmissão – 2026

Subestação	Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Configuração
Açailândia	Dom Eliseu II	C1/C2 – Duplo	230	69,0	1x795 MCM
Total em linhas de 230 kV				138,0 km	

Tabela 7-3 – Alternativa A-1 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Maranhão – 2026

Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
			Qtde	Descrição
Açailândia (EQT/MA)	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
Piquiá	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha

Legenda: DJM – Disjuntor e Meio; BDDD – Barra Dupla Disjuntor Duplo; BD5 – Barra Dupla 5 Chaves; BD4 – Barra Dupla 4 Chaves; BD3 – Barra Dupla 3 Chaves; BPT – Barra Principal e Transferência; BS – Barra Simples

Tabela 7-4 – Alternativa A-1 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Pará – 2026

Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
			Qtde	Descrição
Dom Eliseu	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha

Legenda: DJM – Disjuntor e Meio; BDDD – Barra Dupla Disjuntor Duplo; BD5 – Barra Dupla 5 Chaves; BD4 – Barra Dupla 4 Chaves; BD3 – Barra Dupla 3 Chaves; BPT – Barra Principal e Transferência; BS – Barra Simples

Tabela 7-5 – Alternativa A-1 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Maranhão – 2026

Subestação	Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Configuração
Açailândia	Açailândia (EQT/MA)	C1 – Simples	69	16,0	1x636 MCM
Açailândia	Piquiá	C1 – Simples	69	3,0	1x636 MCM
Total em linhas de 69 kV				19,0 km	

Tabela 7-6 – Alternativa A-1 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Pará – 2026

Subestação	Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Configuração
Dom Eliseu II	Dom Eliseu	C1 – Simples	69	10,5	1x636 MCM
Total em linhas de 69 kV				10,5 km	

Na Figura 7-1 e na Figura 7-2 são apresentados os fluxos de potência e perfis de tensão em regime normal de operação depois de inseridos todos esses reforços, cenário de regime hidrológico Norte Úmido/Patamar de Carga Média e cenário de regime hidrológico Norte Úmido/Patamar de Carga Pesada, respectivamente.

A Tabela 7-7 sumariza os reforços necessários de Rede Básica (RB) e Rede Básica de Fronteira (RBF) até o ano horizonte do estudo, 2038, relacionando o fato gerador e seu efeito.

Tabela 7-7 – Alternativa A-1 – Reforços necessários (RB e RBF) até o ano horizonte (2038)

Ano	Cenário	Patamar de Carga	Descrição do reforço	Fato Gerador	Efeito
2033	Norte Úmido	Média	Substituição TR2 230/69 kV Marabá (de 33 MVA para 100 MVA)	Contingência do TR1 230/69 kV na SE Marabá	Sobrecarga nos TRs 230/69 kV remanescentes

A Figura 7-3 e a Figura 7-4 apresentam os fluxos de potência e perfis de tensão em regime normal de operação para o ano de 2038 depois de inseridos todos os reforços, cenário de regime hidrológico Norte Úmido/Patamar de Carga Média e cenário de regime hidrológico Norte Úmido/Patamar de Carga Pesada, respectivamente.

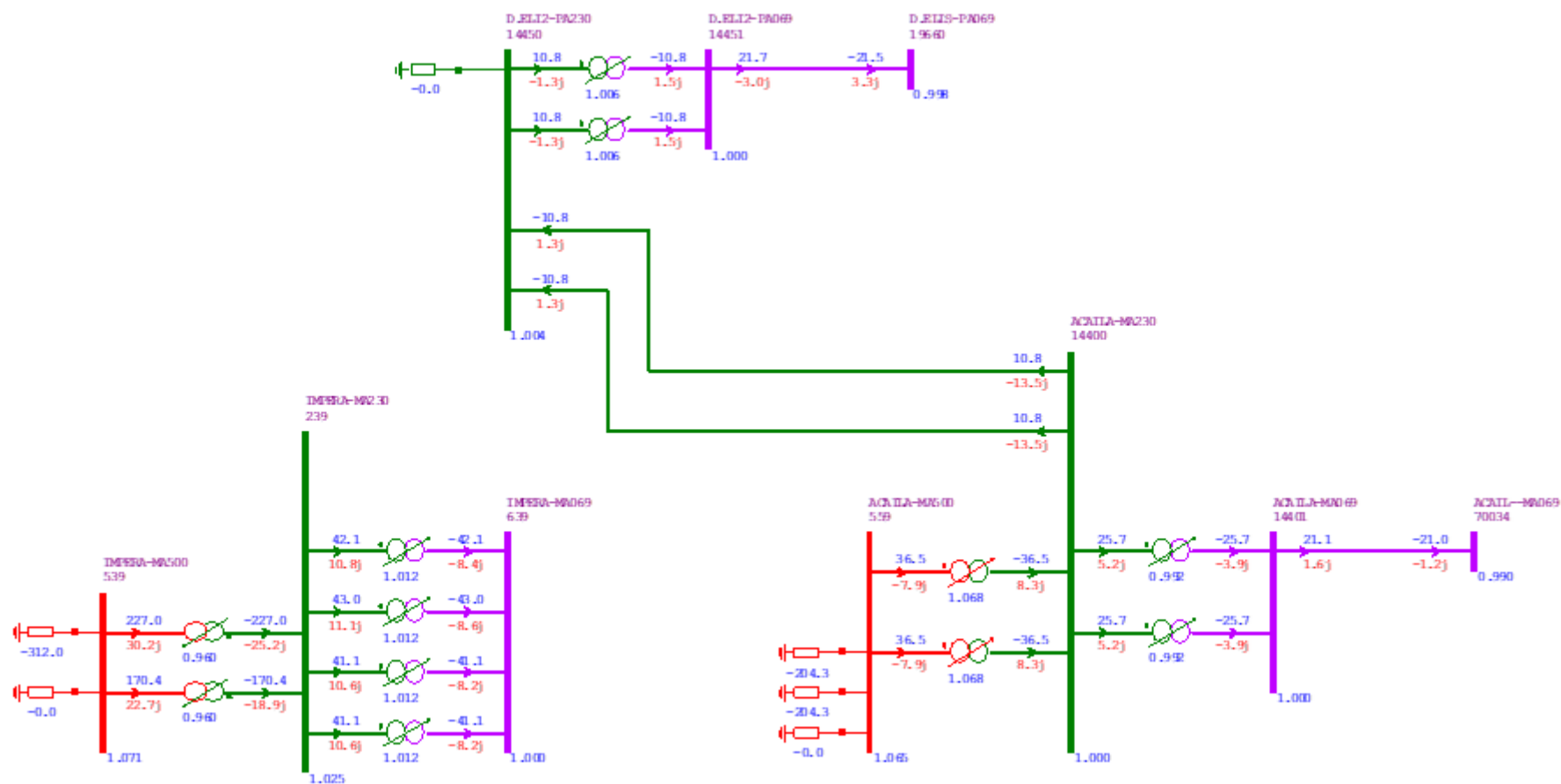


Figura 7-1 – Alternativa A-1: Diagrama unifilar – Ano 2026 – Norte Úmido/Carga Média

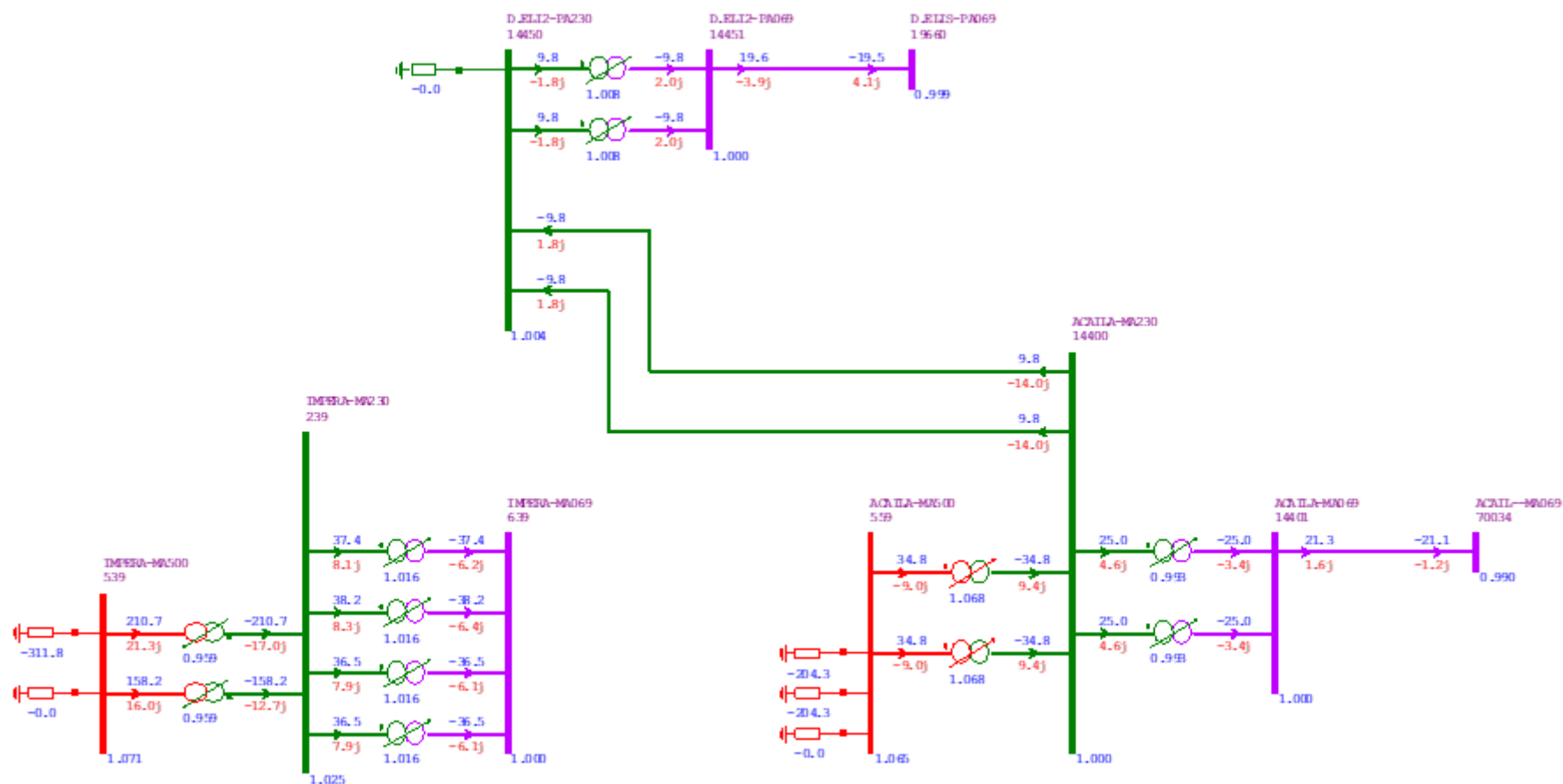


Figura 7-2 – Alternativa A-1: Diagrama unifilar – Ano 2026 – Norte Úmido/Carga Pesada

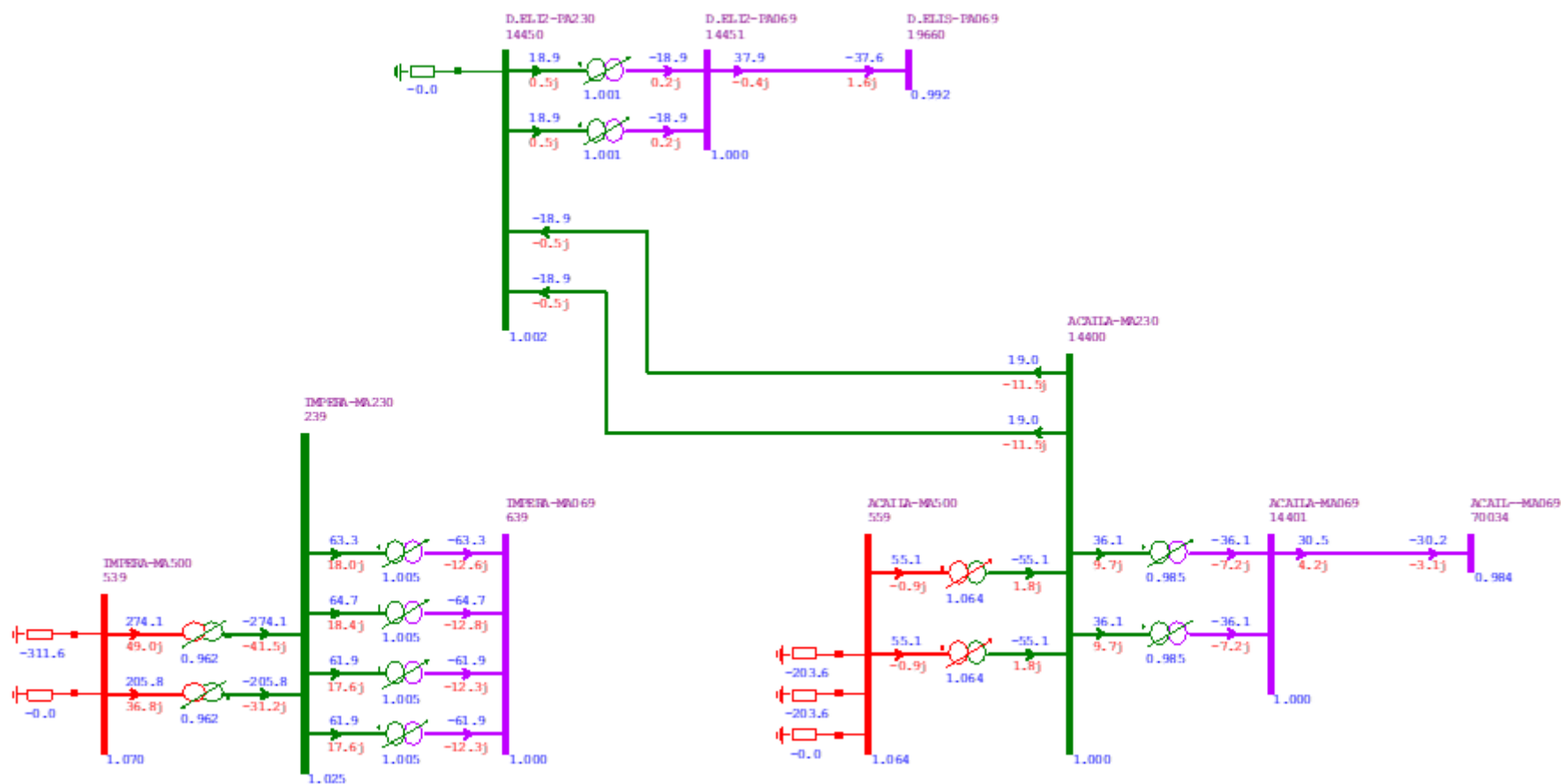


Figura 7-3 – Alternativa A-1: Diagrama unifilar – Ano 2038 – Norte Úmido/Carga Média

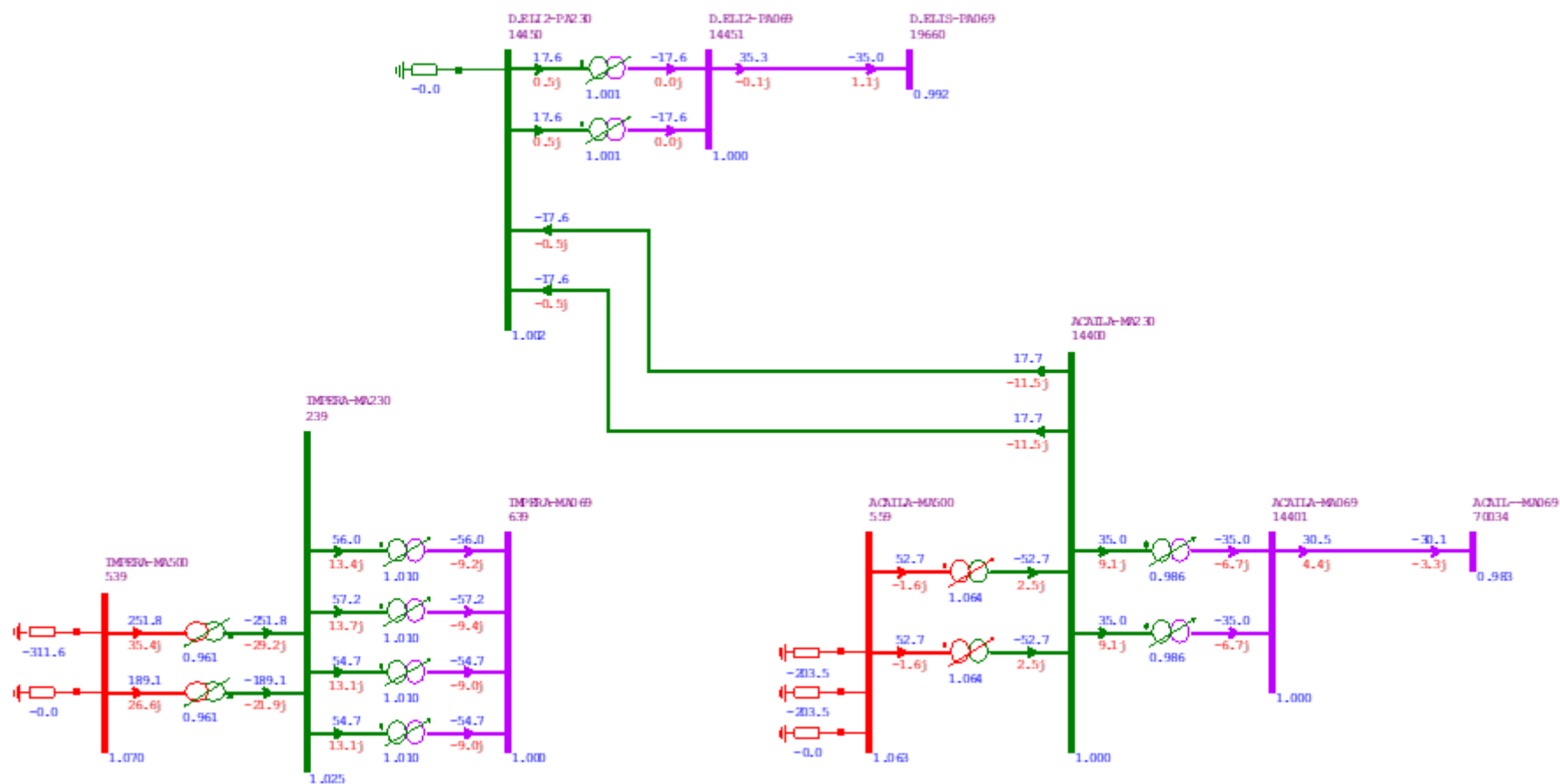


Figura 7-4 – Alternativa A-1: Diagrama unifilar – Ano 2038 – Norte Úmido/Carga Pesada

Foram realizadas simulações de contingências simples dos elementos da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, considerando todos os cenários de carga e geração, não tendo sido verificados níveis de tensão ou carregamento fora dos limites estabelecidos.

A Tabela 7-8 até a Tabela 7-13 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa A-1.

Tabela 7-8 – Alternativa A-1 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2026	Açailândia	500	DJM	2	Módulos de Conexão de Transformação
				2	Módulo de Interligação de Barras
		500/230	-	7	Unidades Monofásicas de Transformação 500/ $\sqrt{3}$ -230/ $\sqrt{3}$ -13,8kV de 150 MVA ⁽¹⁾ cada (ATR1 e ATR2)
		230	BD4	1	Módulo de Infraestrutura Geral
				1	Módulo de Interligação de Barras
				4	Módulos de Conexão de Transformação
				2	Módulos de Entrada de Linha
		230/69	-	2	Unidades de Transformação Trifásicas 230/69-13,8 kV de 75 MVA ⁽¹⁾ cada (TR1 e TR2)
		69	BPT	1	Módulo de Interligação de Barras
				2	Módulos de Conexão de Transformação
				2	Módulos de Entrada de Linha
	Dom Eliseu II	230	BD4	1	Módulo de Infraestrutura Geral
				1	Módulo de Interligação de Barras
				2	Módulos de Conexão de Transformação
				2	Módulos de Entrada de Linha
				2	Módulos de Conexão de Reator de Barra
			-	2	Unidades Trifásicas de Reatores de Barra de 10 Mvar (RB1 e RB2)
		230/69	-	2	Unidades de Transformação Trifásicas 230/69-13,8 kV de 75 MVA ⁽¹⁾ cada (TR1 e TR2)
		69	BPT	1	Módulo de Interligação de Barras

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2026	Dom Eliseu II	69	BPT	2	Módulos de Conexão de Transformação
				1	Módulo de Entrada de Linha
2033	Marabá	230	BD4	1	Módulo de Conexão de Transformação
		230/69	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 230/69-13,8 kV de 100 MVA ⁽¹⁾ cada (substituição do TR2)
		69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação

Legenda: DJM – Disjuntor e Meio; BDDD – Barra Dupla Disjuntor Duplo; BD5 – Barra Dupla 5 Chaves; BD4 – Barra Dupla 4 Chaves; BD3 – Barra Dupla 3 Chaves; BPT – Barra Principal e Transferência; BS – Barra Simples

- (1) Caso não haja necessidade de suprimento a serviços auxiliares, o terminal terciário do transformador ou autotransformador, se porventura se fizer necessário, não deverá estar acessível. Ademais, sua potência e tensão deverão ser determinadas posteriormente.

Tabela 7-9 – Alternativa A-1 – Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Subestação	Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Configuração
2026	Açailândia	Dom Eliseu II	C1/C2 – Duplo	230	69,0	1x795 MCM
	Total em linhas de 230 kV				138,0 km	

Tabela 7-10 – Alternativa A-1 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Maranhão

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2026	Açailândia (EQT/MA)	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
	Piquiá	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
2032	Açailândia (EQT/MA)	34,5	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
		34,5/13,8	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 34,5/13,8 kV de 6,25 MVA (TR2)
		13,8	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
2034	Itinga	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 4 Mvar (BC1)
2038	Itinga	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2038	Itinga	69/13,8	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 69/13,8 kV de 12,5 MVA (TR2)
		13,8	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação

Legenda: DJM – Disjuntor e Meio; BDDD – Barra Dupla Disjuntor Duplo; BD5 – Barra Dupla 5 Chaves; BD4 – Barra Dupla 4 Chaves; BD3 – Barra Dupla 3 Chaves; BPT – Barra Principal e Transferência; BS – Barra Simples

Tabela 7-11 – Alternativa A-1 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Pará

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2026	Dom Eliseu	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
2028	Rondon	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 4 Mvar (BC2)
2032	Bom Jesus	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 4 Mvar (BC2)
2034	Rondon	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 4 Mvar (BC3)
2037	Bom Jesus	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 4 Mvar (BC3)

Legenda: DJM – Disjuntor e Meio; BDDD – Barra Dupla Disjuntor Duplo; BD5 – Barra Dupla 5 Chaves; BD4 – Barra Dupla 4 Chaves; BD3 – Barra Dupla 3 Chaves; BPT – Barra Principal e Transferência; BS – Barra Simples

Tabela 7-12 – Alternativa A-1 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Maranhão

Ano	Subestação	Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Configuração
2026	Açailândia	Açailândia (EQT/MA)	C1 – Simples	69	16,0	1x636 MCM
	Açailândia	Piquiá	C1 – Simples	69	3,0	1x636 MCM
	Total em linhas de 69 kV				19,0 km	

Tabela 7-13 – Alternativa A-1 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Pará

Ano	Subestação	Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Configuração
2026	Dom Eliseu II	Dom Eliseu	C1 – Simples	69	10,5	1x636 MCM
	Total em linhas de 69 kV				10,5 km	

7.2 Parte A: Alternativa A-2

A Alternativa A-2 contempla a implantação em 2026 da SE Dom Eliseu II 230/69 kV com 2 transformadores 230/69 kV de 75 MVA cada. A SE Dom Eliseu II se interligará ao SIN através de dois circuitos em 230 kV em circuito duplo: LT 230 kV Açailândia – Dom Eliseu II C1/C2.

Adicionalmente, também em 2026, haverá a construção do novo pátio de 230 kV na SE Açailândia 500 kV já existente, com a implantação de 2 bancos de autotransformadores 500/230 kV de 450 MVA cada.

A Tabela 7-14 até a Tabela 7-19 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa A-2 no ano 2026.

Tabela 7-14 – Alternativa A-2 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2026

Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
			Qtde	Descrição
Açailândia	500	DJM	2	Módulos de Conexão de Transformação
			2	Módulo de Interligação de Barras
	500/230	-	7	Unidades Monofásicas de Transformação 500/ $\sqrt{3}$ -230/ $\sqrt{3}$ -13,8kV de 150 MVA ⁽¹⁾ cada (ATR1 e ATR2)
	230	BD4	1	Módulo de Infraestrutura Geral
			1	Módulo de Interligação de Barras
			2	Módulos de Conexão de Transformação
			2	Módulos de Entrada de Linha
Dom Eliseu II	230	BD4	1	Módulo de Infraestrutura Geral
			1	Módulo de Interligação de Barras
			2	Módulos de Conexão de Transformação
			2	Módulos de Entrada de Linha
			2	Módulos de Conexão de Reator de Barra
	230/69	-	2	Unidades Trifásicas de Reatores de Barra de 10 Mvar (RB1 e RB2)
		-	2	Unidades de Transformação Trifásicas 230/69-13,8 kV de 75 MVA ⁽¹⁾ cada (TR1 e TR2)

Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
			Qtde	Descrição
Dom Eliseu II	69	BPT	1	Módulo de Interligação de Barras
			2	Módulos de Conexão de Transformação
			1	Módulo de Entrada de Linha

Legenda: DJM – Disjuntor e Meio; BDDD – Barra Dupla Disjuntor Duplo; BD5 – Barra Dupla 5 Chaves; BD4 – Barra Dupla 4 Chaves; BD3 – Barra Dupla 3 Chaves; BPT – Barra Principal e Transferência; BS – Barra Simples

- (1) Caso não haja necessidade de suprimento a serviços auxiliares, o terminal terciário do transformador ou autotransformador, se porventura se fizer necessário, não deverá estar acessível. Ademais, sua potência e tensão deverão ser determinadas posteriormente.

Tabela 7-15 – Alternativa A-2 – Principais obras em linhas de transmissão – 2026

Subestação	Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Configuração
Açailândia	Dom Eliseu II	C1/C2 – Duplo	230	69,0	1x795 MCM
Total em linhas de 230 kV				138,0 km	

Tabela 7-16 – Alternativa A-2 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Maranhão – 2026

Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
			Qtde	Descrição
Açailândia (EQT/MA)	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
			1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
		-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 5 Mvar (BC1)
Imperatriz	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
Itinga	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
		-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 5 Mvar (BC1)
Piquiá	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
		-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 7 Mvar (BC1)

Legenda: DJM – Disjuntor e Meio; BDDD – Barra Dupla Disjuntor Duplo; BD5 – Barra Dupla 5 Chaves; BD4 – Barra Dupla 4 Chaves; BD3 – Barra Dupla 3 Chaves; BPT – Barra Principal e Transferência; BS – Barra Simples

Tabela 7-17 – Alternativa A-2 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Pará – 2026

Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
			Qtde	Descrição
Dom Eliseu	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha

Legenda: DJM – Disjuntor e Meio; BDDD – Barra Dupla Disjuntor Duplo; BD5 – Barra Dupla 5 Chaves; BD4 – Barra Dupla 4 Chaves; BD3 – Barra Dupla 3 Chaves; BPT – Barra Principal e Transferência; BS – Barra Simples

Tabela 7-18 – Alternativa A-2 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Maranhão – 2026

Subestação	Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Configuração
Imperatriz	Açailândia (EQT/MA)	C3 – Simples	69	54,0	1x636 MCM
Total em linhas de 69 kV				54,0 km	

Tabela 7-19 – Alternativa A-2 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Pará – 2026

Subestação	Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Configuração
Dom Eliseu II	Dom Eliseu	C1 – Simples	69	10,5	1x636 MCM
Total em linhas de 69 kV				10,5 km	

Na Figura 7-5 e na Figura 7-6 são apresentados os fluxos de potência e perfis de tensão em regime normal de operação depois de inseridos todos esses reforços, cenário de regime hidrológico Norte Úmido/Patamar de Carga Média e cenário de regime hidrológico Norte Úmido/Patamar de Carga Pesada, respectivamente.

A Tabela 7-20 sumariza os reforços necessários de Rede Básica (RB) e Rede Básica de Fronteira (RBF) até o ano horizonte do estudo, 2038, relacionando o fato gerador e seu efeito.

Tabela 7-20 – Alternativa A-2 – Reforços necessários (RB e RBF) até o ano horizonte (2038)

Ano	Cenário	Patamar de Carga	Descrição do reforço	Fato Gerador	Efeito
2030	Norte Úmido	Média	Substituição ATR2 500/230 kV Imperatriz (de 450 MVA para 600 MVA)	Contingência do ATR1 500/230 kV na SE Imperatriz	Sobrecarga no ATR2 500/230 kV remanescente
2033	Norte Úmido	Média	Substituição TR2 230/69 kV Marabá (de 33 MVA para 100 MVA)	Contingência do TR1 230/69 kV na SE Marabá	Sobrecarga nos TRs 230/69 kV remanescentes
2036	Norte Úmido	Média	TR5 230/69 kV Imperatriz (100 MVA)	Contingência de qualquer TR 230/69 kV na SE Imperatriz	Sobrecarga nos TRs 230/69 kV remanescentes

A Figura 7-7 e a Figura 7-8 apresentam os fluxos de potência e perfis de tensão em regime normal de operação para o ano de 2038 depois de inseridos todos os reforços, cenário de regime hidrológico Norte Úmido/Patamar de Carga Média e cenário de regime hidrológico Norte Úmido/Patamar de Carga Pesada, respectivamente.

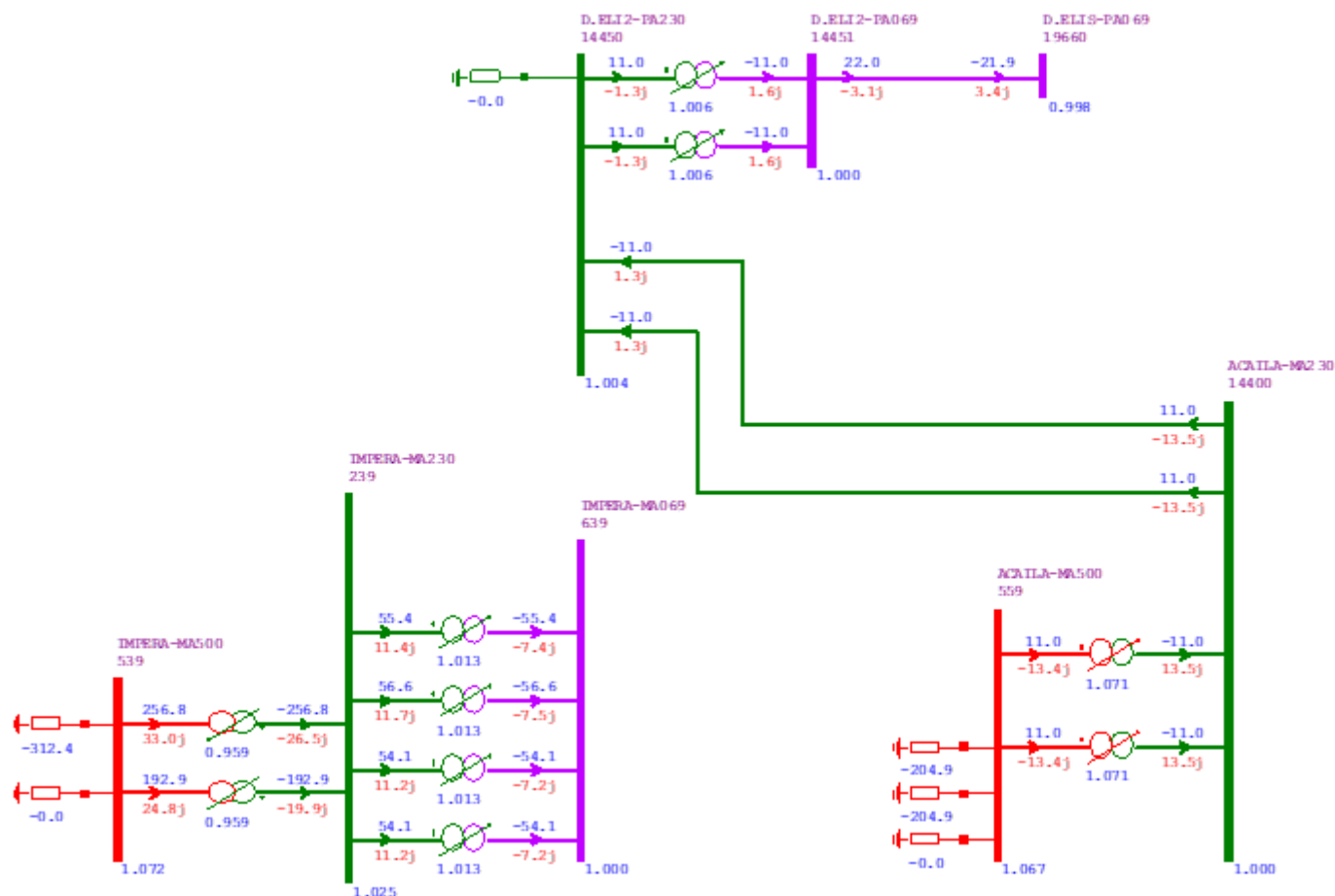


Figura 7-5 – Alternativa A-2: Diagrama unifilar – Ano 2026 – Norte Úmido/Carga Média

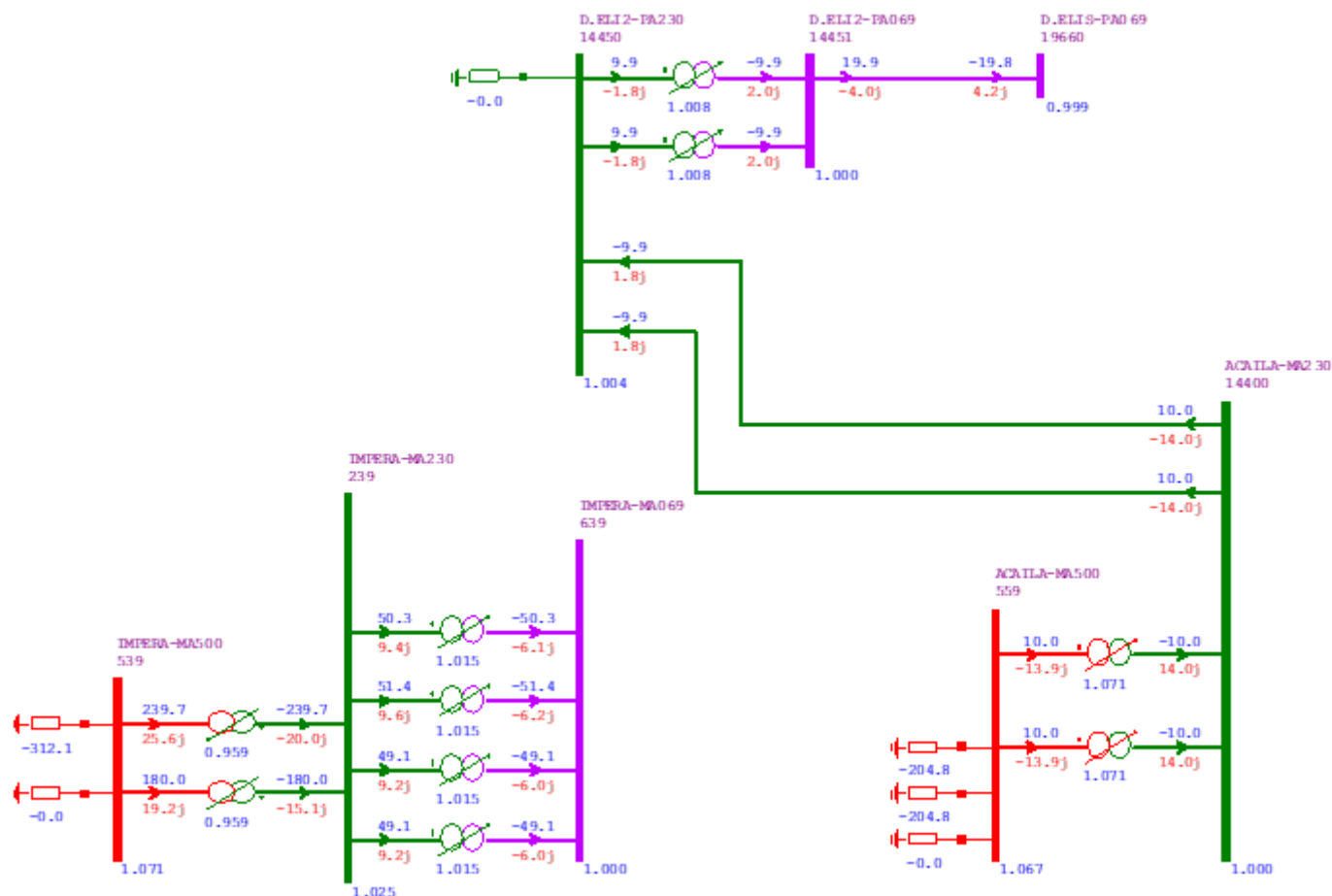


Figura 7-6 – Alternativa A-2: Diagrama unifilar – Ano 2026 – Norte Úmido/Carga Pesada

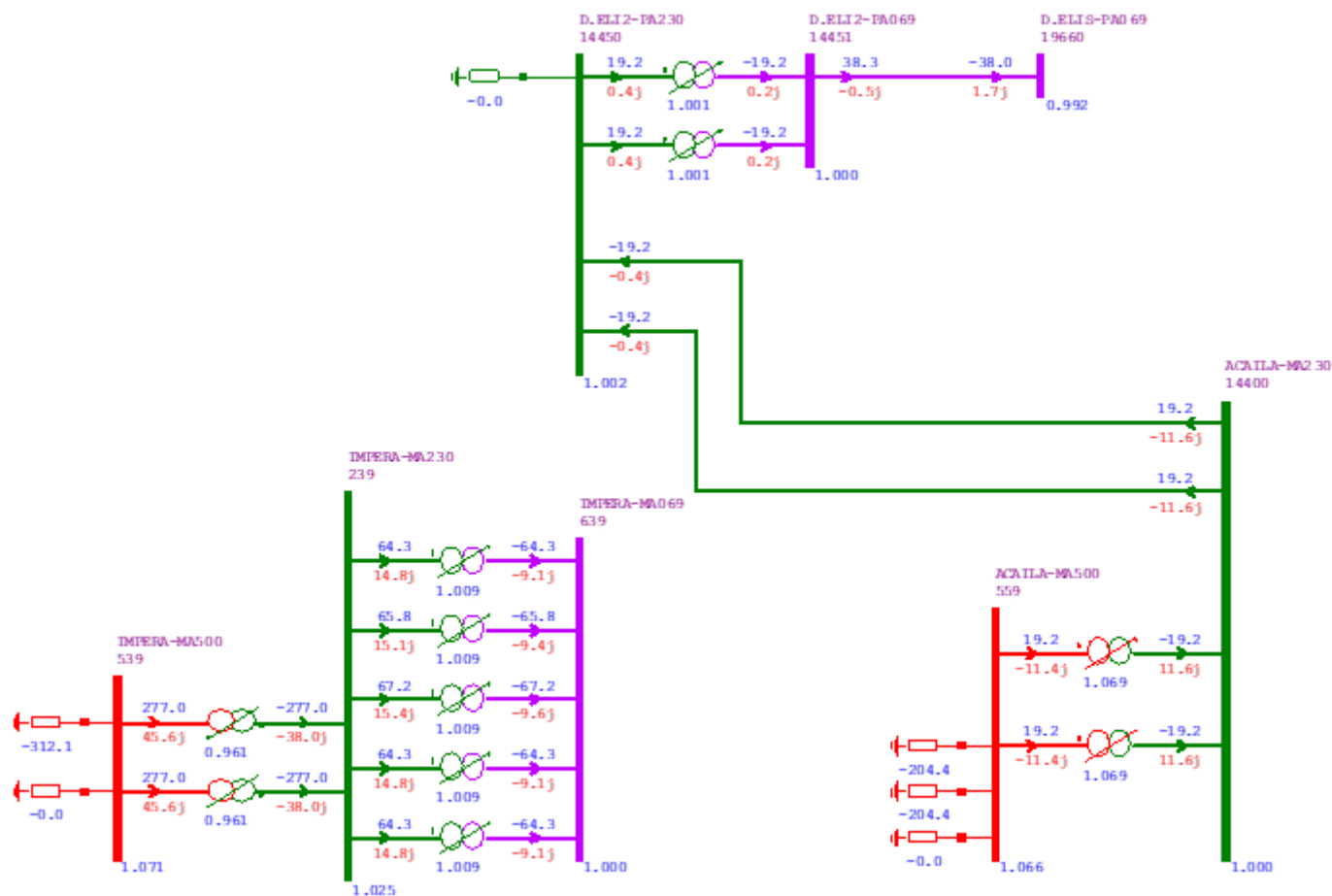


Figura 7-7 – Alternativa A-2: Diagrama unifilar – Ano 2038 – Norte Úmido/Carga Média

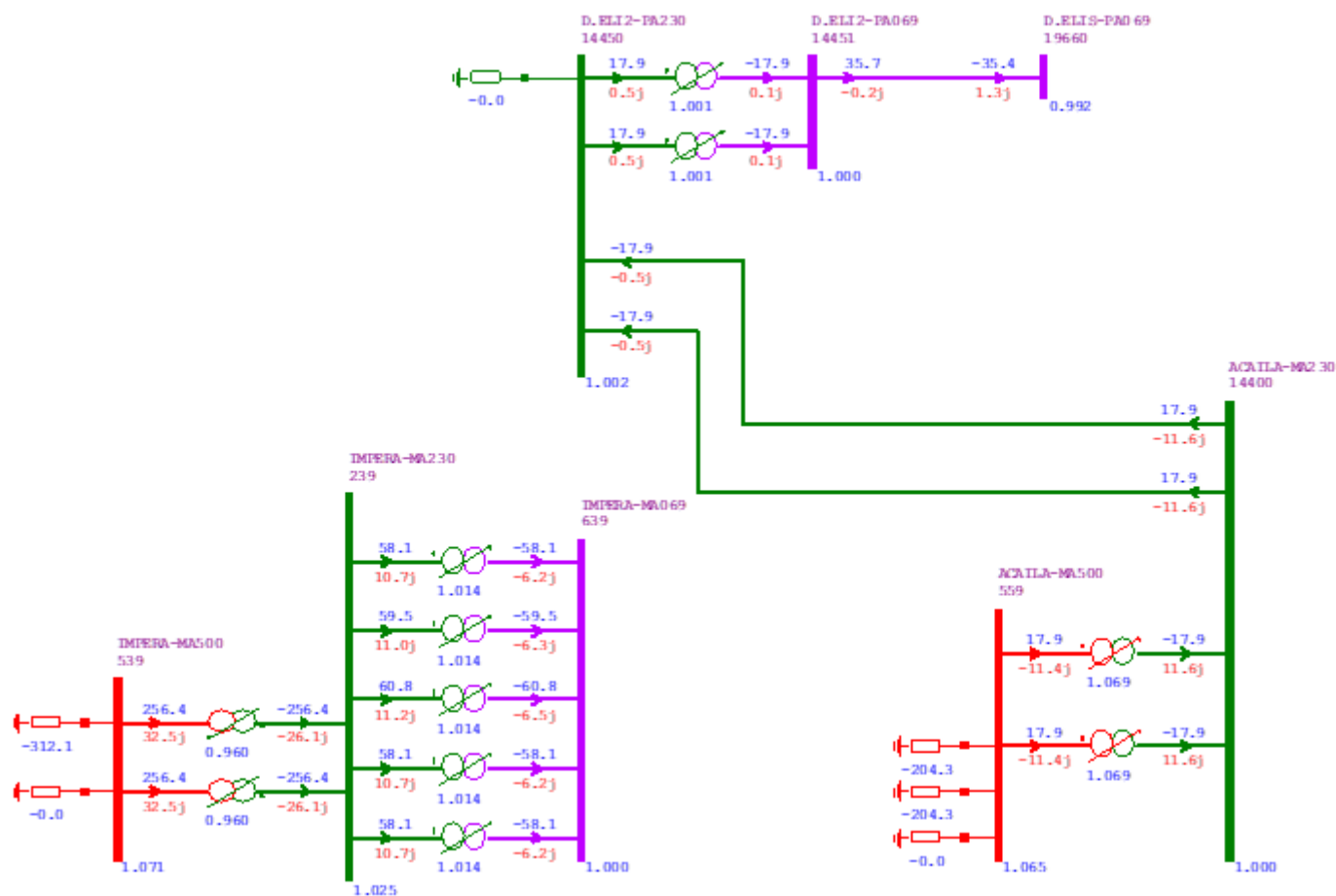


Figura 7-8 – Alternativa A-2: Diagrama unifilar – Ano 2038 – Norte Úmido/Carga Pesada

Foram realizadas simulações de contingências simples dos elementos da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, considerando todos os cenários de carga e geração, não tendo sido verificados níveis de tensão ou carregamento fora dos limites estabelecidos.

A Tabela 7-21 até a Tabela 7-26 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa A-2.

Tabela 7-21 – Alternativa A-2 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2026	Açailândia	500	DJM	2	Módulos de Conexão de Transformação
				2	Módulo de Interligação de Barras
		500/230	-	7	Unidades Monofásicas de Transformação 500/ $\sqrt{3}$ -230/ $\sqrt{3}$ -13,8kV de 150 MVA ⁽¹⁾ cada (ATR1 e ATR2)
		230	BD4	1	Módulo de Infraestrutura Geral
				1	Módulo de Interligação de Barras
				2	Módulos de Conexão de Transformação
				2	Módulos de Entrada de Linha
	Dom Eliseu II	230	BD4	1	Módulo de Infraestrutura Geral
				1	Módulo de Interligação de Barras
				2	Módulos de Conexão de Transformação
				2	Módulos de Entrada de Linha
				2	Módulos de Conexão de Reator de Barra
		230/69	-	2	Unidades Trifásicas de Reatores de Barra de 10 Mvar (RB1 e RB2)
				2	Unidades de Transformação Trifásicas 230/69-13,8 kV de 75 MVA ⁽¹⁾ cada (TR1 e TR2)
		69	BPT	1	Módulo de Interligação de Barras
				2	Módulos de Conexão de Transformação
				1	Módulo de Entrada de Linha

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2030	Imperatriz	500	DJM	1	Módulo de Conexão de Transformação
				1	Módulo de Interligação de Barras
		500/230	-	4	Unidades Monofásicas de Transformação 500/ $\sqrt{3}$ -230/ $\sqrt{3}$ -13,8kV de 200 MVA ⁽¹⁾ cada (substituição do ATR2)
		230	BD4	1	Módulo de Conexão de Transformação
2033	Marabá	230	BD4	1	Módulo de Conexão de Transformação
		230/69	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 230/69-13,8 kV de 100 MVA ⁽¹⁾ cada (substituição do TR2)
		69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
2036	Imperatriz	230	BD4	1	Módulo de Conexão de Transformação
		230/69	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 230/69-13,8 kV de 100 MVA ⁽¹⁾ cada (TR5)
		69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação

Legenda: DJM – Disjuntor e Meio; BDDD – Barra Dupla Disjuntor Duplo; BD5 – Barra Dupla 5 Chaves; BD4 – Barra Dupla 4 Chaves; BD3 – Barra Dupla 3 Chaves; BPT – Barra Principal e Transferência; BS – Barra Simples

- (1) Caso não haja necessidade de suprimento a serviços auxiliares, o terminal terciário do transformador ou autotransformador, se porventura se fizer necessário, não deverá estar acessível. Ademais, sua potência e tensão deverão ser determinadas posteriormente.

Tabela 7-22 – Alternativa A-2 – Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Subestação	Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Configuração
2026	Açailândia	Dom Eliseu II	C1/C2 – Duplo	230	69,0	1x795 MCM
	Total em linhas de 230 kV				138,0 km	

Tabela 7-23 – Alternativa A-2 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Maranhão

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2026	Açailândia (EQT/MA)	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
				1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 5 Mvar (BC1)
	Imperatriz	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
	Itinga	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 5 Mvar (BC1)
	Piquiá	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 7 Mvar (BC1)
2029	Açailândia (EQT/MA)	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 5 Mvar (BC2)
2031	Açailândia (EQT/MA)	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
	Imperatriz	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
2032	Açailândia (EQT/MA)	34,5	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
		34,5/13,8	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 34,5/13,8 kV de 6,25 MVA (TR2)
		13,8	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
2035	Piquiá	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 7 Mvar (BC2)
2037	Itinga	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
		69/13,8	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 69/13,8 kV de 12,5 MVA (TR2)
		13,8	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação

Legenda: DJM – Disjuntor e Meio; BDDD – Barra Dupla Disjuntor Duplo; BD5 – Barra Dupla 5 Chaves; BD4 – Barra Dupla 4 Chaves; BD3 – Barra Dupla 3 Chaves; BPT – Barra Principal e Transferência; BS – Barra Simples

Tabela 7-24 – Alternativa A-2 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Pará

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2026	Dom Eliseu	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
2028	Rondon	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 4 Mvar (BC2)
2032	Bom Jesus	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 4 Mvar (BC2)
2034	Rondon	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 4 Mvar (BC3)
2037	Bom Jesus	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 4 Mvar (BC3)

Legenda: DJM – Disjuntor e Meio; BDDD – Barra Dupla Disjuntor Duplo; BD5 – Barra Dupla 5 Chaves; BD4 – Barra Dupla 4 Chaves; BD3 – Barra Dupla 3 Chaves; BPT – Barra Principal e Transferência; BS – Barra Simples

Tabela 7-25 – Alternativa A-2 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Maranhão

Ano	Subestação	Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Configuração
2026	Imperatriz	Açailândia (EQT/MA)	C3 – Simples	69	54,0	1x636 MCM
	Total em linhas de 69 kV				54,0 km	
2031	Imperatriz	Açailândia (EQT/MA)	C4 – Simples	69	54,0	1x636 MCM
	Total em linhas de 69 kV				54,0 km	

Tabela 7-26 – Alternativa A-2 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Pará

Ano	Subestação	Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Configuração
2026	Dom Eliseu II	Dom Eliseu	C1 – Simples	69	10,5	1x636 MCM
	Total em linhas de 69 kV				10,5 km	

7.3 Parte A: Alternativa A-3

A Alternativa A-3 contempla a implantação em 2026 da SE Dom Eliseu II 230/69 kV com 2 transformadores 230/69 kV de 75 MVA cada. A SE Dom Eliseu II se interligará ao SIN através de dois circuitos em 230 kV em circuito duplo: LT 230 kV Imperatriz – Dom Eliseu II C1/C2.

A Tabela 7-27 até a Tabela 7-32 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa A-3 no ano 2026.

Tabela 7-27 – Alternativa A-3 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2026

Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
			Qtde	Descrição
Dom Eliseu II	230	BD4	1	Módulo de Infraestrutura Geral
			1	Módulo de Interligação de Barras
			2	Módulos de Conexão de Transformação
			2	Módulos de Entrada de Linha
			2	Módulos de Conexão de Reator de Barra
	230/69	-	2	Unidades Trifásicas de Reatores de Barra de 20 Mvar (RB1 e RB2)
			2	Unidades de Transformação Trifásicas 230/69-13,8 kV de 75 MVA ⁽¹⁾ cada (TR1 e TR2)
			1	Módulo de Interligação de Barras
	69	BPT	2	Módulos de Conexão de Transformação
			1	Módulo de Entrada de Linha
Imperatriz	230	BD4	2	Módulos de Entrada de Linha
	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha

Legenda: DJM – Disjuntor e Meio; BDDD – Barra Dupla Disjuntor Duplo; BD5 – Barra Dupla 5 Chaves; BD4 – Barra Dupla 4 Chaves; BD3 – Barra Dupla 3 Chaves; BPT – Barra Principal e Transferência; BS – Barra Simples

- (1) Caso não haja necessidade de suprimento a serviços auxiliares, o terminal terciário do transformador ou autotransformador, se porventura se fizer necessário, não deverá estar acessível. Ademais, sua potência e tensão deverão ser determinadas posteriormente.

Tabela 7-28 – Alternativa A-3 – Principais obras em linhas de transmissão – 2026

Subestação	Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Configuração
Imperatriz	Dom Eliseu II	C1/C2 – Duplo	230	125,0	1x795 MCM
Total em linhas de 230 kV				250,0 km	

Tabela 7-29 – Alternativa A-3 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Maranhão – 2026

Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
			Qtde	Descrição
Açailândia (EQT/MA)	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
			1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
		-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 5 Mvar (BC1)
Imperatriz	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
Itinga	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
		-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 5 Mvar (BC1)
Piquiá	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
		-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 7 Mvar (BC1)

Legenda: DJM – Disjuntor e Meio; BDDD – Barra Dupla Disjuntor Duplo; BD5 – Barra Dupla 5 Chaves; BD4 – Barra Dupla 4 Chaves; BD3 – Barra Dupla 3 Chaves; BPT – Barra Principal e Transferência; BS – Barra Simples

Tabela 7-30 – Alternativa A-3 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Pará – 2026

Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
			Qtde	Descrição
Dom Eliseu	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha

Legenda: DJM – Disjuntor e Meio; BDDD – Barra Dupla Disjuntor Duplo; BD5 – Barra Dupla 5 Chaves; BD4 – Barra Dupla 4 Chaves; BD3 – Barra Dupla 3 Chaves; BPT – Barra Principal e Transferência; BS – Barra Simples

Tabela 7-31 – Alternativa A-3 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Maranhão – 2026

Subestação	Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Configuração
Imperatriz	Açailândia (EQT/MA)	C3 – Simples	69	54,0	1x636 MCM
Total em linhas de 69 kV				54,0 km	

Tabela 7-32 – Alternativa A-3 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Pará – 2026

Subestação	Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Configuração
Dom Eliseu II	Dom Eliseu	C1 – Simples	69	10,5	1x636 MCM
Total em linhas de 69 kV				10,5 km	

Na Figura 7-9 e na Figura 7-10 são apresentados os fluxos de potência e perfis de tensão em regime normal de operação depois de inseridos todos esses reforços, cenário de regime hidrológico Norte Úmido/Patamar de Carga Média e cenário de regime hidrológico Norte Úmido/Patamar de Carga Pesada, respectivamente.

A Tabela 7-33 sumariza os reforços necessários de Rede Básica (RB) e Rede Básica de Fronteira (RBF) até o ano horizonte do estudo, 2038, relacionando o fato gerador e seu efeito.

Tabela 7-33 – Alternativa A-3 – Reforços necessários (RB e RBF) até o ano horizonte (2038)

Ano	Cenário	Patamar de Carga	Descrição do reforço	Fato Gerador	Efeito
2028	Norte Úmido	Média	Substituição ATR2 500/230 kV Imperatriz (de 450 MVA para 600 MVA)	Contingência do ATR1 500/230 kV na SE Imperatriz	Sobrecarga no ATR2 500/230 kV remanescente
2032	Norte Úmido	Média	Substituição TR2 230/69 kV Marabá (de 33 MVA para 100 MVA)	Contingência do TR1 230/69 kV na SE Marabá	Sobrecarga nos TRs 230/69 kV remanescentes
2036	Norte Úmido	Média	TR5 230/69 kV Imperatriz (100 MVA)	Contingência de qualquer TR 230/69 kV na SE Imperatriz	Sobrecarga nos TRs 230/69 kV remanescentes

A Figura 7-11 e a Figura 7-12 apresentam os fluxos de potência e perfis de tensão em regime normal de operação para o ano de 2038 depois de inseridos todos os reforços, cenário de regime hidrológico Norte Úmido/Patamar de Carga Média e cenário de regime hidrológico Norte Úmido/Patamar de Carga Pesada, respectivamente.

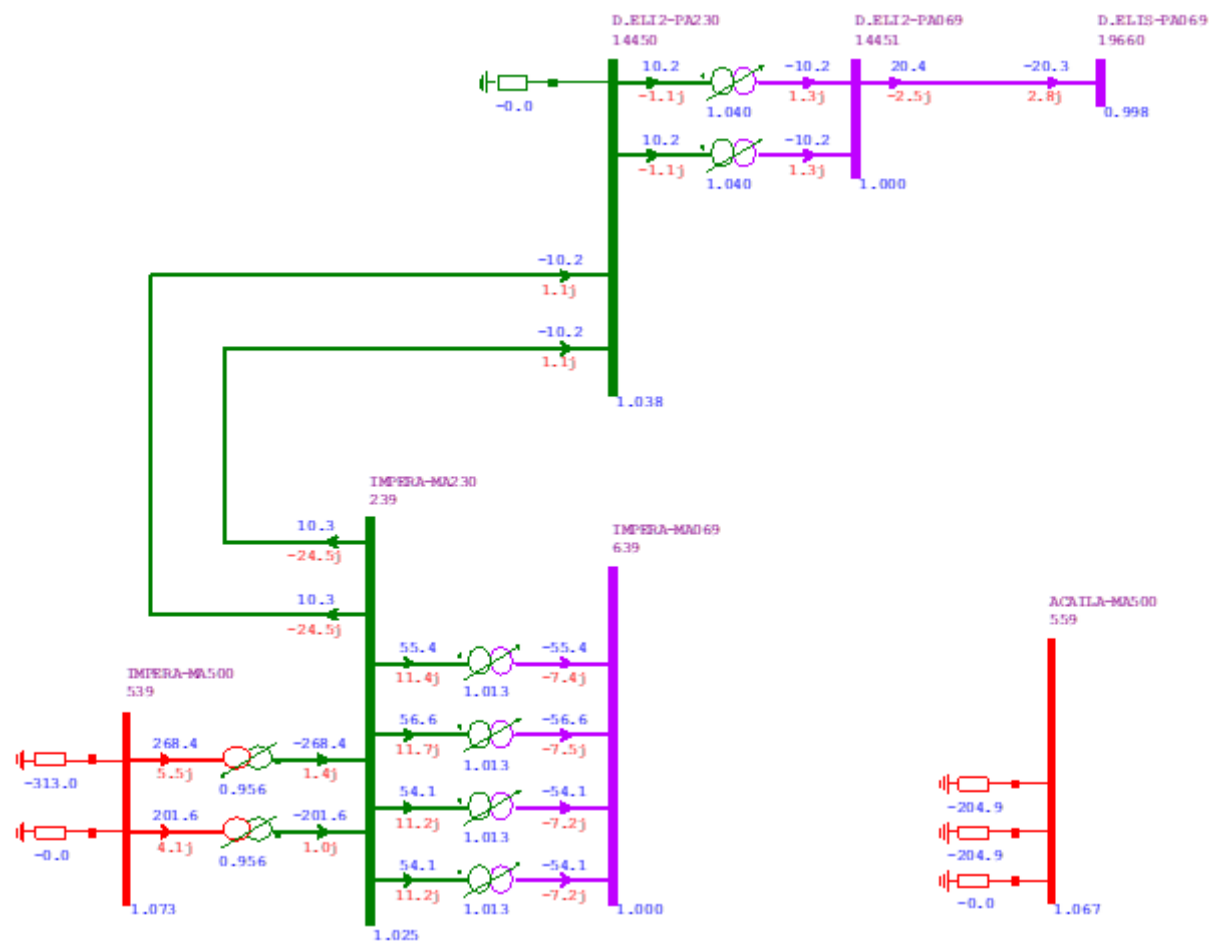


Figura 7-9 – Alternativa A-3: Diagrama unifilar – Ano 2026 – Norte Úmido/Carga Média

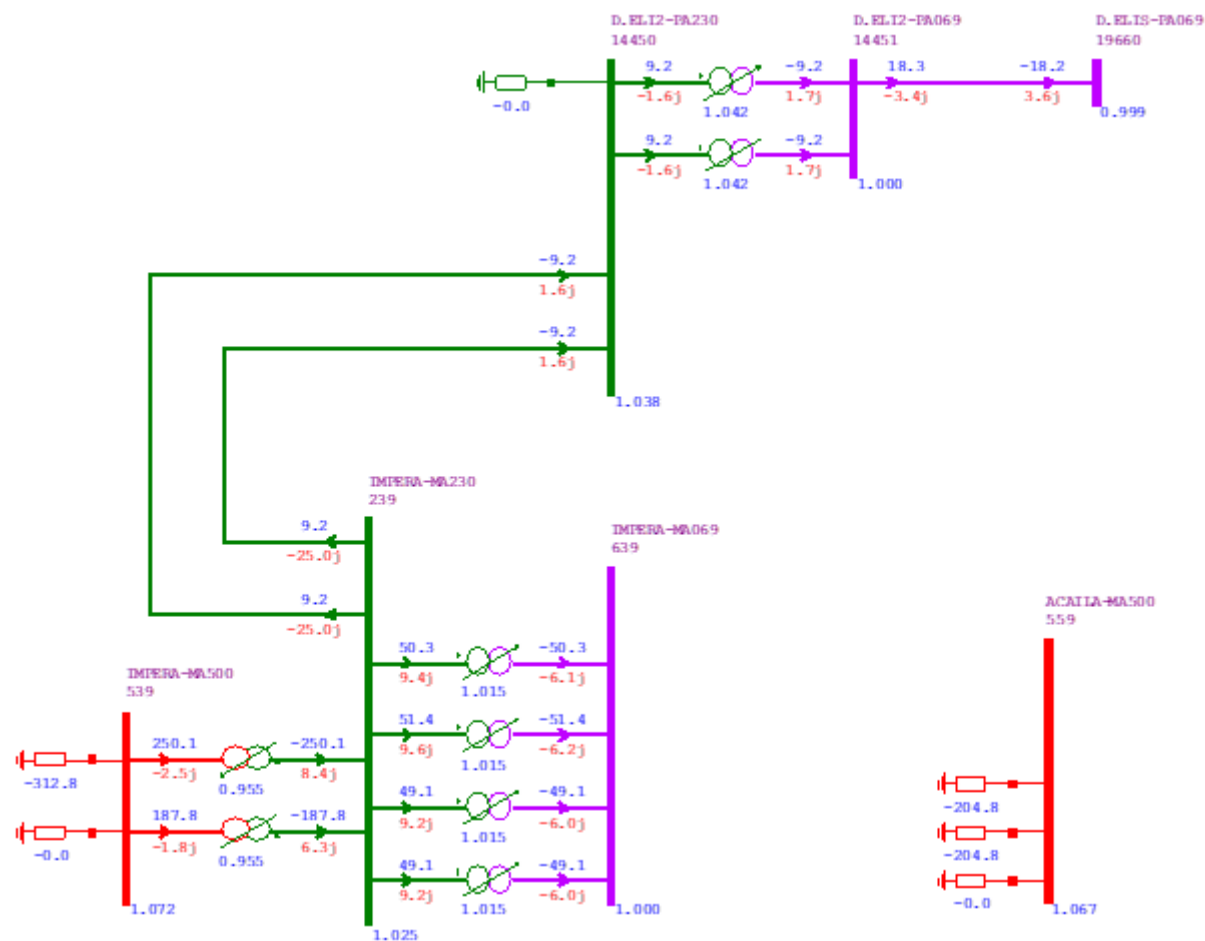


Figura 7-10 – Alternativa A-3: Diagrama unifilar – Ano 2026 – Norte Úmido/Carga Pesada

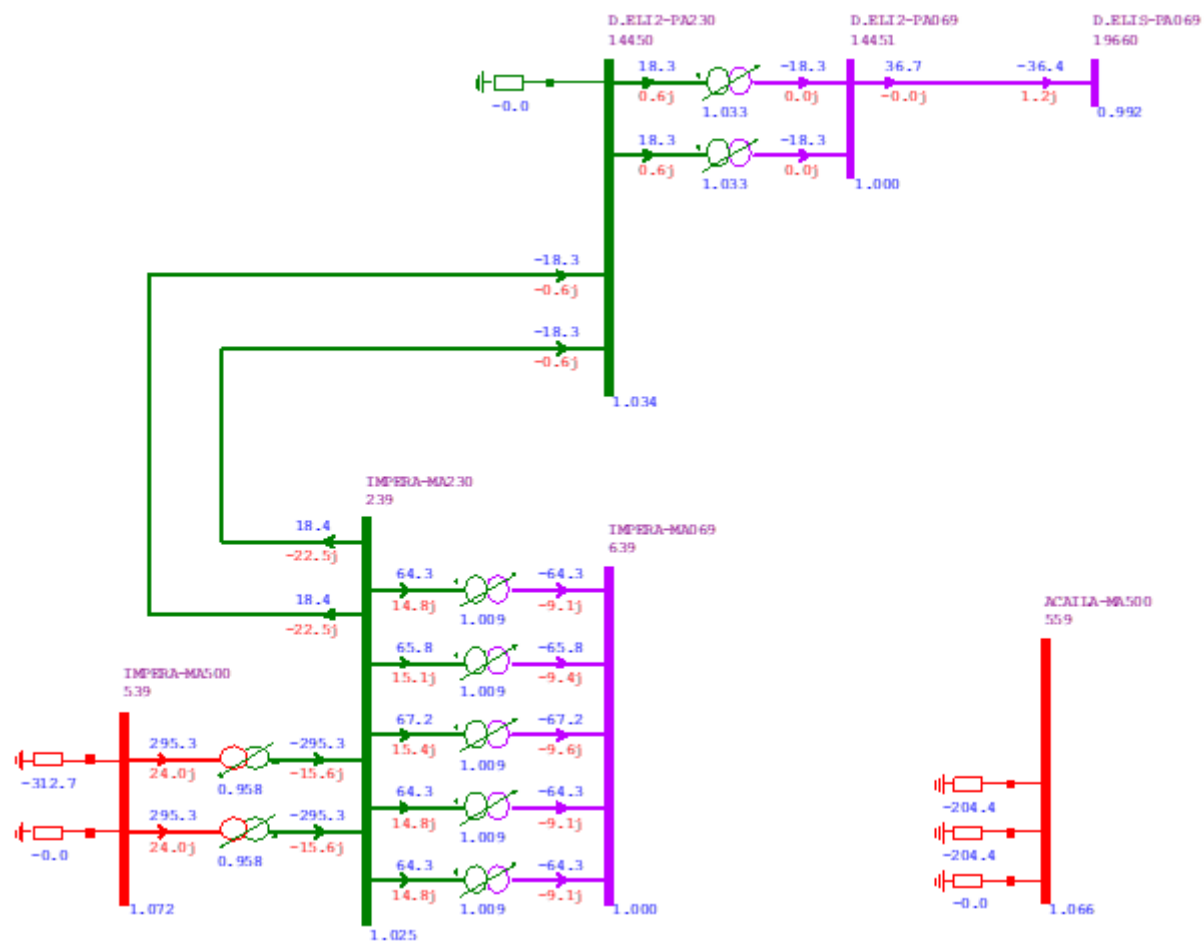


Figura 7-11 – Alternativa A-3: Diagrama unifilar – Ano 2038 – Norte Úmido/Carga Média

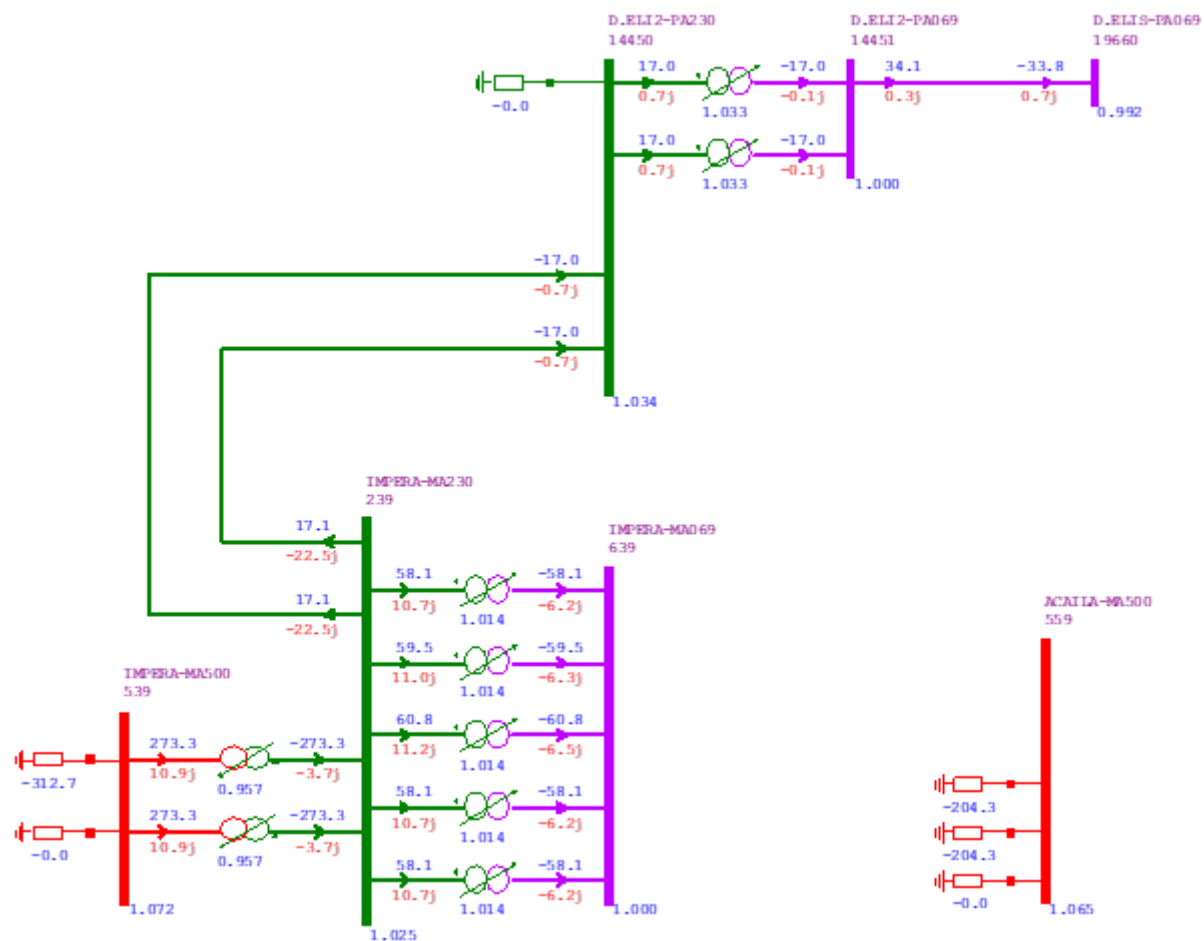


Figura 7-12 – Alternativa A-3: Diagrama unifilar – Ano 2038 – Norte Úmido/Carga Pesada

Foram realizadas simulações de contingências simples dos elementos da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, considerando todos os cenários de carga e geração, não tendo sido verificados níveis de tensão ou carregamento fora dos limites estabelecidos.

A Tabela 7-34 até a Tabela 7-39 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa A-3.

Tabela 7-34 – Alternativa A-3 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2026	Dom Eliseu II	230	BD4	1	Módulo de Infraestrutura Geral
				1	Módulo de Interligação de Barras
				2	Módulos de Conexão de Transformação
				2	Módulos de Entrada de Linha
				2	Módulos de Conexão de Reator de Barra
		230/69	-	2	Unidades Trifásicas de Reatores de Barra de 20 Mvar (RB1 e RB2)
				2	Unidades de Transformação Trifásicas 230/69-13,8 kV de 75 MVA ⁽¹⁾ cada (TR1 e TR2)
	Imperatriz	69	BPT	1	Módulo de Interligação de Barras
				2	Módulos de Conexão de Transformação
				1	Módulo de Entrada de Linha
		230	BD4	2	Módulos de Entrada de Linha
		69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
2028	Imperatriz	500	DJM	1	Módulo de Conexão de Transformação
				1	Módulo de Interligação de Barras
		500/230	-	4	Unidades Monofásicas de Transformação 500/√3-230/√3-13,8kV de 200 MVA ⁽¹⁾ cada (substituição do ATR2)
		230	BD4	1	Módulo de Conexão de Transformação

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2032	Marabá	230	BD4	1	Módulo de Conexão de Transformação
		230/69	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 230/69-13,8 kV de 100 MVA ⁽¹⁾ cada (substituição do TR2)
		69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
2036	Imperatriz	230	BD4	1	Módulo de Conexão de Transformação
		230/69	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 230/69-13,8 kV de 100 MVA ⁽¹⁾ cada (TR5)
		69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação

Legenda: DJM – Disjuntor e Meio; BDDD – Barra Dupla Disjuntor Duplo; BD5 – Barra Dupla 5 Chaves; BD4 – Barra Dupla 4 Chaves; BD3 – Barra Dupla 3 Chaves; BPT – Barra Principal e Transferência; BS – Barra Simples

- (1) Caso não haja necessidade de suprimento a serviços auxiliares, o terminal terciário do transformador ou autotransformador, se porventura se fizer necessário, não deverá estar acessível. Ademais, sua potência e tensão deverão ser determinadas posteriormente.

Tabela 7-35 – Alternativa A-3 – Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Subestação	Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Configuração
2026	Imperatriz	Dom Eliseu II	C1/C2 – Duplo	230	125,0	1x795 MCM
	Total em linhas de 230 kV				250,0 km	

Tabela 7-36 – Alternativa A-3 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Maranhão

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2026	Açailândia (EQT/MA)	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
				1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 5 Mvar (BC1)
	Imperatriz	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
	Itinga	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 5 Mvar (BC1)

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2026	Piquiá	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 7 Mvar (BC1)
2029	Açailândia (EQT/MA)	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 5 Mvar (BC2)
2031	Açailândia (EQT/MA)	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
	Imperatriz	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
2032	Açailândia (EQT/MA)	34,5	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
		34,5/13,8	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 34,5/13,8 kV de 6,25 MVA (TR2)
		13,8	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
2035	Piquiá	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 7 Mvar (BC2)
2037	Itinga	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
		69/13,8	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 69/13,8 kV de 12,5 MVA (TR2)
		13,8	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação

Legenda: DJM – Disjuntor e Meio; BDDD – Barra Dupla Disjuntor Duplo; BD5 – Barra Dupla 5 Chaves; BD4 – Barra Dupla 4 Chaves; BD3 – Barra Dupla 3 Chaves; BPT – Barra Principal e Transferência; BS – Barra Simples

Tabela 7-37 – Alternativa A-3 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Pará

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2026	Dom Eliseu	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
2028	Rondon	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 4 Mvar (BC2)
2032	Bom Jesus	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 4 Mvar (BC2)

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2034	Rondon	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 4 Mvar (BC3)
2036	Bom Jesus	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 4 Mvar (BC3)

Legenda: DJM – Disjuntor e Meio; BDDD – Barra Dupla Disjuntor Duplo; BD5 – Barra Dupla 5 Chaves; BD4 – Barra Dupla 4 Chaves; BD3 – Barra Dupla 3 Chaves; BPT – Barra Principal e Transferência; BS – Barra Simples

Tabela 7-38 – Alternativa A-3 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Maranhão

Ano	Subestação	Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Configuração
2026	Imperatriz	Açailândia (EQT/MA)	C3 – Simples	69	54,0	1x636 MCM
						Total em linhas de 69 kV
2031	Imperatriz	Açailândia (EQT/MA)	C4 – Simples	69	54,0	1x636 MCM
						Total em linhas de 69 kV

Tabela 7-39 – Alternativa A-3 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Pará

Ano	Subestação	Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Configuração
2026	Dom Eliseu II	Dom Eliseu	C1 – Simples	69	10,5	1x636 MCM
						Total em linhas de 69 kV

7.4 Parte B: Alternativa B-1

A Alternativa B-1 contempla a implantação em 2026 da SE Santa Luzia III 500/230/138 kV com 2 bancos de autotransformadores 500/230 kV de 450 MVA cada e de 2 autotransformadores 230/138 kV de 100 MVA cada. A SE Santa Luzia III se interligará ao SIN através do seccionamento da LT 500 kV Açailândia – Miranda II C1 na nova subestação.

Cabe ressaltar que a recomendação do seccionamento da LT 500 kV Açailândia – Miranda II C1 na SE Santa Luzia III implica na necessidade do remanejamento dos reatores de linha fixos, de 225 Mvar, em cada extremidade. O banco de reatores de linha ora instalados na extremidade de Açailândia deve ser remanejado para a extremidade oposta de Santa Luzia III, formada pela nova LT 500 kV Açailândia – Santa Luzia III C1. Na extremidade de Miranda II, o banco de reatores originalmente instalado na linha também deve ser remanejado e, neste caso, para a barra desta mesma subestação.

A Tabela 7-40 até a Tabela 7-43 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa B-1 no ano 2026.

Tabela 7-40 – Alternativa B-1 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2026

Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
			Qtde	Descrição
Miranda II	500	DJM	1	Módulo de Conexão de Reator de Barra
		-	4	Unidades Monofásicas de Reatores de Linha de 75 Mvar (Remanejamento)
Santa Luzia III	500	DJM	1	Módulo de Infraestrutura Geral
			3	Módulos de Interligação de Barras
			2	Módulos de Entrada de Linha
			2	Módulos de Conexão de Reator de Linha Fixo
			2	Módulos de Conexão de Transformação
			1	Módulo de Conexão de Reator de Barra
		-	4	Unidades Monofásicas de Reatores de Barra de 45,33 Mvar (RB1)

Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
			Qtde	Descrição
Santa Luzia III	500	-	4	Unidades Monofásicas de Reatores de Linha de 45,33 Mvar
			4	Unidades Monofásicas de Reatores de Linha de 75 Mvar (Remanejamento)
	500/230	-	7	Unidades Monofásicas de Transformação 500/√3-230/√3-13,8kV de 150 MVA ⁽¹⁾ cada (ATR1 e ATR2)
	230	BD4	1	Módulo de Interligação de Barras
			4	Módulos de Conexão de Transformação
	230/138	-	2	Unidades de Transformação Trifásicas 230/138-13,8 kV de 100 MVA ⁽¹⁾ cada (ATR1 e ATR2)
	138	BPT	1	Módulo de Interligação de Barras
			2	Módulos de Conexão de Transformação
			2	Módulos de Entrada de Linha

Legenda: DJM – Disjuntor e Meio; BDDD – Barra Dupla Disjuntor Duplo; BD5 – Barra Dupla 5 Chaves; BD4 – Barra Dupla 4 Chaves; BD3 – Barra Dupla 3 Chaves; BPT – Barra Principal e Transferência; BS – Barra Simples

- (1) Caso não haja necessidade de suprimento a serviços auxiliares, o terminal terciário do transformador ou autotransformador, se porventura se fizer necessário, não deverá estar acessível. Ademais, sua potência e tensão deverão ser determinadas posteriormente.

Tabela 7-41 – Alternativa B-1 – Principais obras em linhas de transmissão – 2026

Subestação	Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Configuração
LT 500 kV Açailândia – Miranda II C1 ⁽¹⁾	Santa Luzia III	C1 – Simples	500	1,0	4x1300 MCM
Santa Luzia III	LT 500 kV Açailândia – Miranda II C1 ⁽²⁾	C1 – Simples	500	1,5	4x1300 MCM
Total em linhas de 500 kV				2,5 km	

- (1) Refere-se ao 1º ponto de seccionamento da LT 500 kV Açailândia – Miranda II C1, localizado a aproximadamente 218 km do terminal de Açailândia.
- (2) Refere-se ao 2º ponto de seccionamento da LT 500 kV Açailândia – Miranda II C1, localizado a aproximadamente 144 km do terminal de Miranda II.

Tabela 7-42 – Alternativa B-1 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Maranhão – 2026

Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
			Qtde	Descrição
Bacabal II	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
		-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 8 Mvar (BC1)
Buriticupu	69	BPT	2	Módulos de Conexão de Capacitor em Derivação
		-	2	Bancos de Capacitores em Derivação de 4 Mvar (BC2 e BC3)
Estaca 30	138	BPT	1	Módulo de Infraestrutura Geral
			1	Módulo de Interligação de Barras
			1	Módulo de Entrada de Linha
			1	Módulo de Conexão de Transformação
	138/69	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 138/69 kV de 40 MVA (TR1)
	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
Santa Inês	138	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
Santa Luzia	138	BPT	1	Módulo de Infraestrutura Geral
			1	Módulo de Interligação de Barras
			2	Módulos de Entrada de Linha
			2	Módulo de Conexão de Transformação
	138/69	-	2	Unidades de Transformação Trifásica 138/69 kV de 40 MVA cada (TR1 e TR2)
	69	BPT	2	Módulos de Conexão de Transformação
			1	Módulo de Entrada de Linha
Vitorino Freire	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
			1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
		-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 8 Mvar (BC2)

Legenda: DJM – Disjuntor e Meio; BDDD – Barra Dupla Disjuntor Duplo; BD5 – Barra Dupla 5 Chaves; BD4 – Barra Dupla 4 Chaves; BD3 – Barra Dupla 3 Chaves; BPT – Barra Principal e Transferência; BS – Barra Simples

Tabela 7-43 – Alternativa B-1 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Maranhão – 2026

Subestação	Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Configuração
Santa Inês	Santa Luzia	C1 – Simples	138	50,0	1x336,4 MCM
Santa Luzia III	Santa Luzia	C1 – Simples	138	6,5	1x336,4 MCM
Santa Luzia III	Estaca 30	C1 – Simples	138	21,0	1x336,4 MCM
Total em linhas de 138 kV				77,5 km	
Santa Luzia	Vitorino Freire	C1 – Simples	69	63,0	1x636 MCM
Total em linhas de 69 kV				63,0 km	

Na Figura 7-13 e na Figura 7-14 são apresentados os fluxos de potência e perfis de tensão em regime normal de operação depois de inseridos todos esses reforços, cenário de regime hidrológico Norte Seco/Patamar de Carga Pesada e cenário de regime hidrológico Norte Úmido/Patamar de Carga Pesada, respectivamente.

A Tabela 7-44 sumariza os reforços necessários de Rede Básica (RB) e Rede Básica de Fronteira (RBF) até o ano horizonte do estudo, 2038, relacionando o fato gerador e seu efeito.

Tabela 7-44 – Alternativa B-1 – Reforços necessários (RB e RBF) até o ano horizonte (2038)

Ano	Cenário	Patamar de Carga	Descrição do reforço	Fato Gerador	Efeito
2032	Norte Úmido	Pesada	ATR2 500/230 kV Presidente Dutra (450 MVA)	Contingência da LT 230 kV Miranda II – Peritoró C1	Sobrecarga no ATR1 500/230 kV remanescente
	Norte Úmido	Pesada	TR4 230/69 kV Peritoró (100 MVA)	Contingência de qualquer TR 230/69 kV na SE Peritoró	Sobrecarga nos TRs 230/69 kV remanescentes
2035	Norte Seco	Pesada	Banco de Capacitor de 20 Mvar Peritoró (BC2)	Contingência da LT 230 kV Miranda II – Peritoró C1	Subtensão no 230 kV de Peritoró
2037	Norte Seco	Pesada	Banco de Capacitor de 20 Mvar Caxias II (BC1)	Contingência da LT 230 kV Peritoró – Caxias II C1	Subtensão no 230 kV de Caxias II
	Norte Seco	Pesada	ATR3 230/138 kV Santa Luzia III (100 MVA)	Contingência de qualquer ATR 230/138 kV na SE Santa Luzia III	Sobrecarga no ATR 230/138 kV remanescente

A Figura 7-15 e a Figura 7-16 apresentam os fluxos de potência e perfis de tensão em regime normal de operação para o ano de 2038 depois de inseridos todos os reforços, cenário de regime hidrológico Norte Seco/Patamar de Carga Pesada e cenário de regime hidrológico Norte Úmido/Patamar de Carga Pesada, respectivamente.

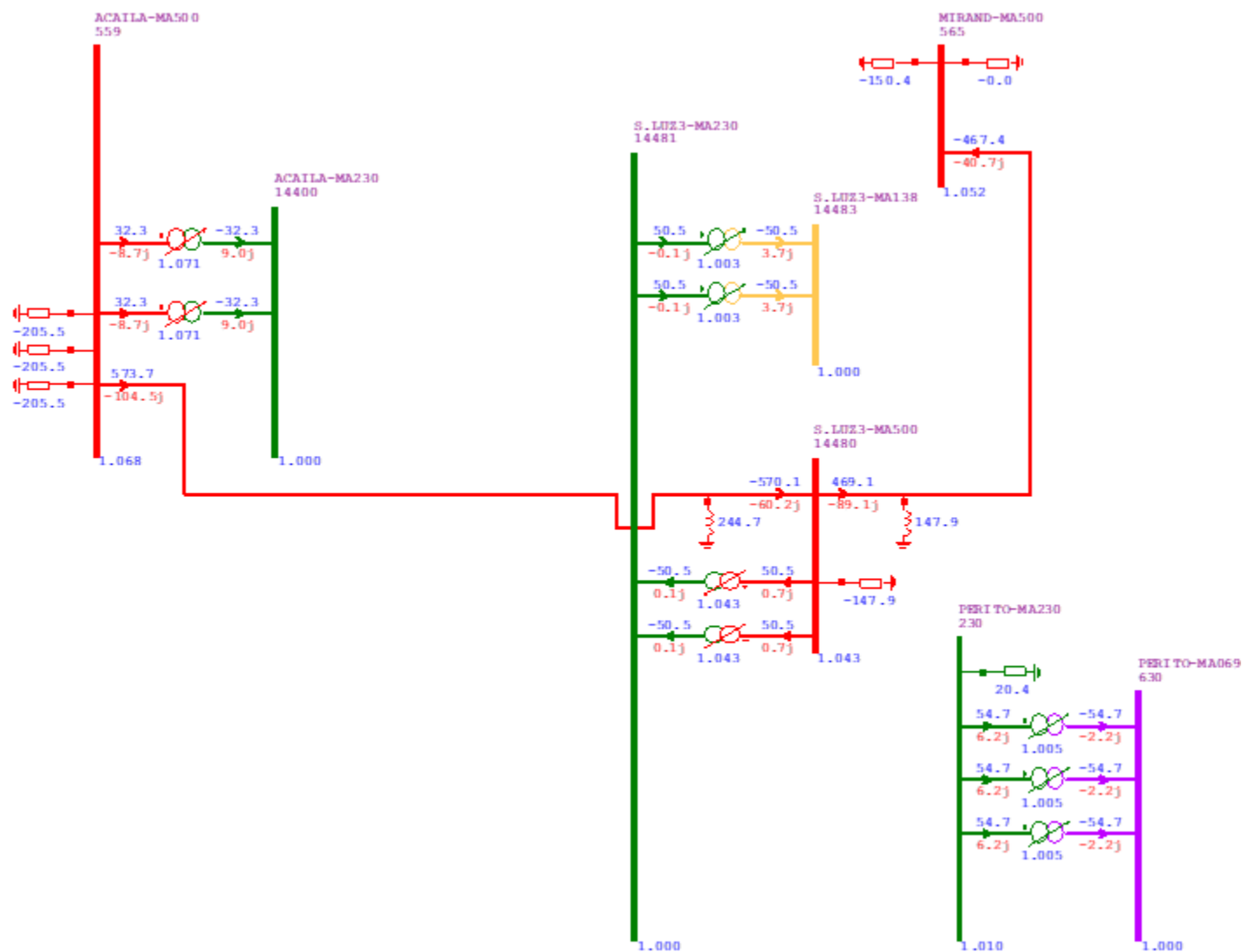


Figura 7-13 – Alternativa B-1: Diagrama unifilar – Ano 2026 – Norte Seco/Carga Pesada

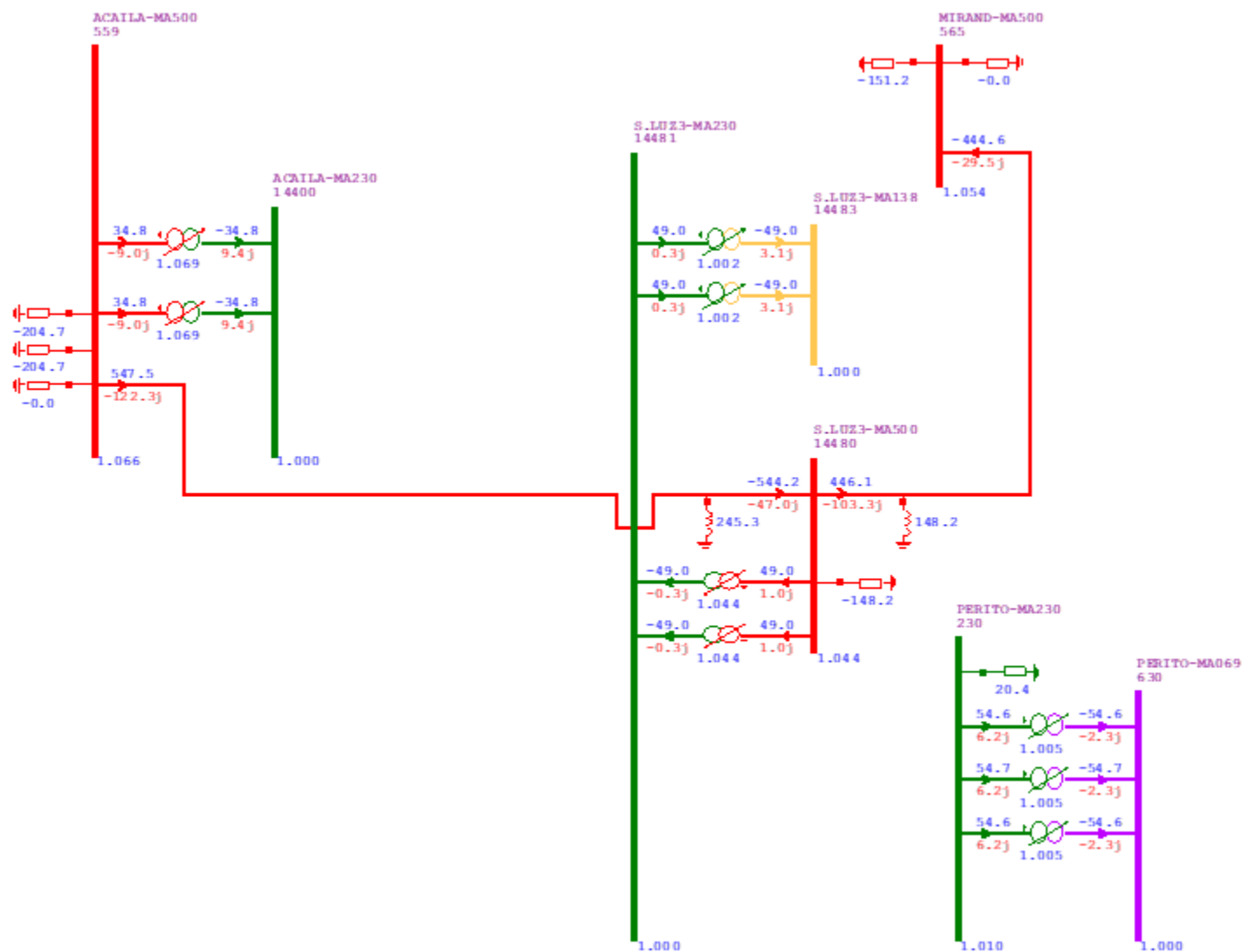


Figura 7-14 – Alternativa B-1: Diagrama unifilar – Ano 2026 – Norte Úmido/Carga Pesada

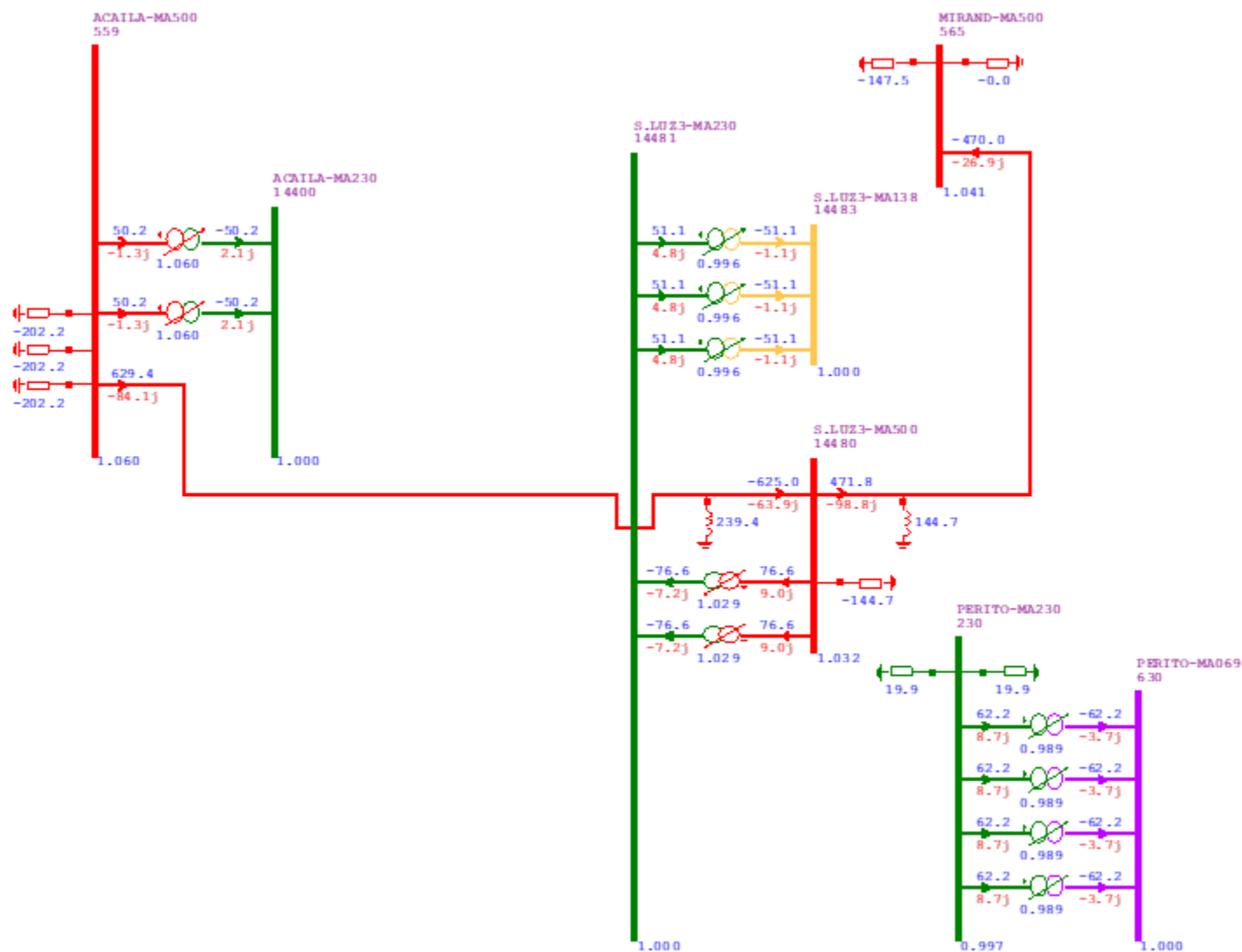


Figura 7-15 – Alternativa B-1: Diagrama unifilar – Ano 2038 – Norte Seco/Carga Pesada

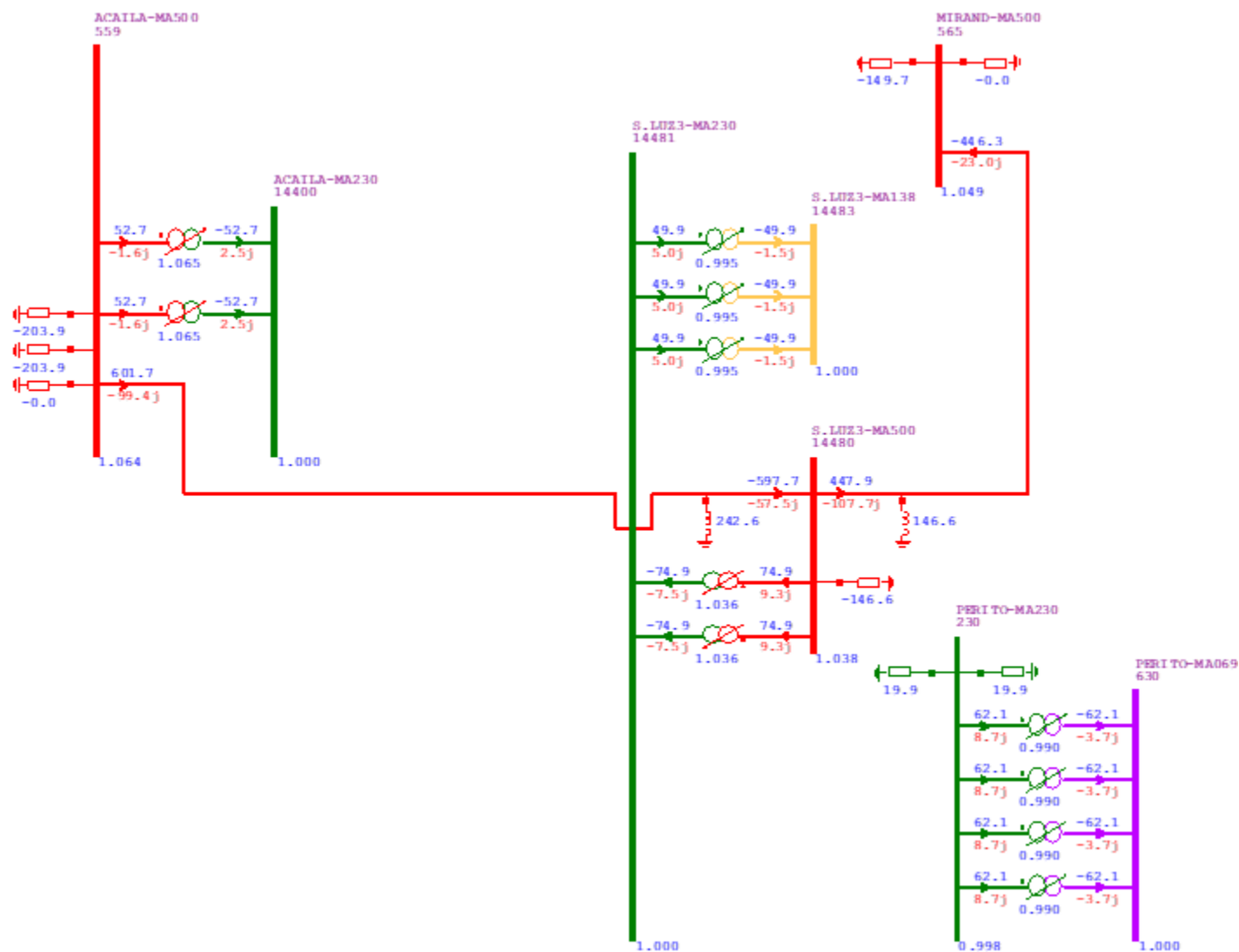


Figura 7-16 – Alternativa B-1: Diagrama unifilar – Ano 2038 – Norte Úmido/Carga Pesada

Foram realizadas simulações de contingências simples dos elementos da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, considerando todos os cenários de carga e geração, não tendo sido verificados níveis de tensão ou carregamento fora dos limites estabelecidos.

A Tabela 7-45 até a Tabela 7-48 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa B-1.

Tabela 7-45 – Alternativa B-1 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2026	Miranda II	500	DJM	1	Módulo de Conexão de Reator de Barra
			-	4	Unidades Monofásicas de Reatores de Linha de 75 Mvar (Remanejamento)
	Santa Luzia III	500	DJM	1	Módulo de Infraestrutura Geral
				3	Módulos de Interligação de Barras
				2	Módulos de Entrada de Linha
				2	Módulos de Conexão de Reator de Linha Fixo
				2	Módulos de Conexão de Transformação
				1	Módulo de Conexão de Reator de Barra
		500	-	4	Unidades Monofásicas de Reatores de Barra de 45,33 Mvar (RB1)
				4	Unidades Monofásicas de Reatores de Linha de 45,33 Mvar
				4	Unidades Monofásicas de Reatores de Linha de 75 Mvar (Remanejamento)
		500/230	-	7	Unidades Monofásicas de Transformação 500/ $\sqrt{3}$ -230/ $\sqrt{3}$ -13,8kV de 150 MVA ⁽¹⁾ cada (ATR1 e ATR2)
		230	BD4	1	Módulo de Interligação de Barras
				4	Módulos de Conexão de Transformação
		230/138	-	2	Unidades de Transformação Trifásicas 230/138-13,8 kV de 100 MVA ⁽¹⁾ cada (ATR1 e ATR2)
		138	BPT	1	Módulo de Interligação de Barras

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2026	Santa Luzia III	138	BPT	2	Módulos de Conexão de Transformação
				2	Módulos de Entrada de Linha
2032	Peritoró	230	BD4	1	Módulo de Conexão de Transformação
		230/69	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 230/69-13,8 kV de 100 MVA ⁽¹⁾ (TR4)
		69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
	Presidente Dutra	500	DJM	1	Módulo de Conexão de Transformação
		500/230	-	4	Unidades Monofásicas de Transformação 500/√3-230/√3-13,8kV de 150 MVA ⁽¹⁾ cada (ATR2)
		230	BD4	1	Módulo de Conexão de Transformação
2033	Santa Luzia III	138	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
2035	Peritoró	230	BD4	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 20 Mvar (BC2)
2037	Caxias II	230	BD4	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 20 Mvar (BC1)
	Santa Luzia III	230	BD4	1	Módulo de Conexão de Transformação
		230/138	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 230/138-13,8 kV de 100 MVA ⁽¹⁾ (ATR3)
		138	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação

Legenda: DJM – Disjuntor e Meio; BDDD – Barra Dupla Disjuntor Duplo; BD5 – Barra Dupla 5 Chaves; BD4 – Barra Dupla 4 Chaves; BD3 – Barra Dupla 3 Chaves; BPT – Barra Principal e Transferência; BS – Barra Simples

- (1) Caso não haja necessidade de suprimento a serviços auxiliares, o terminal terciário do transformador ou autotransformador, se porventura se fizer necessário, não deverá estar acessível. Ademais, sua potência e tensão deverão ser determinadas posteriormente.

Tabela 7-46 – Alternativa B-1 – Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Subestação	Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Configuração
2026	LT 500 kV Açailândia – Miranda II C1 ⁽¹⁾	Santa Luzia III	C1 – Simples	500	1,0	4x1300 MCM
	Santa Luzia III	LT 500 kV Açailândia – Miranda II C1 ⁽²⁾	C1 – Simples	500	1,5	4x1300 MCM
	Total em linhas de 500 kV				2,5 km	

- (1) Refere-se ao 1º ponto de seccionamento da LT 500 kV Açailândia – Miranda II C1, localizado a aproximadamente 218 km do terminal de Açailândia.
- (2) Refere-se ao 2º ponto de seccionamento da LT 500 kV Açailândia – Miranda II C1, localizado a aproximadamente 144 km do terminal de Miranda II.

Tabela 7-47 – Alternativa B-1 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Maranhão

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2026	Bacabal II	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 8 Mvar (BC1)
	Buriticupu	69	BPT	2	Módulos de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	2	Bancos de Capacitores em Derivação de 4 Mvar (BC2 e BC3)
	Estaca 30	138	BPT	1	Módulo de Infraestrutura Geral
				1	Módulo de Interligação de Barras
				1	Módulo de Entrada de Linha
				1	Módulo de Conexão de Transformação
		138/69	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 138/69 kV de 40 MVA (TR1)
		69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
	Santa Inês	138	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
	Santa Luzia	138	BPT	1	Módulo de Infraestrutura Geral
				1	Módulo de Interligação de Barras

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2026	Santa Luzia	138	BPT	2	Módulos de Entrada de Linha
				2	Módulo de Conexão de Transformação
		138/69	-	2	Unidades de Transformação Trifásica 138/69 kV de 40 MVA cada (TR1 e TR2)
		69	BPT	2	Módulos de Conexão de Transformação
				1	Módulo de Entrada de Linha
	Vitorino Freire	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
				1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 8 Mvar (BC2)
2028	Bacabal I	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 8 Mvar (BC1)
2029	Buriticupu	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
	Estaca 30	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
2030	Vitorino Freire	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
		69/13,8	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 69/13,8 kV de 26,6 MVA (TR2)
		13,8	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
2031	Santa Luzia	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
		69/13,8	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 69/13,8 kV de 12,5 MVA (TR2)
		13,8	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
	Vitorino Freire	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 8 Mvar (BC3)
2032	Bacabal I	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 8 Mvar (BC2)
2033	Bacabal I	34,5	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2033	Bacabal I	34,5/13,8	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 34,5/13,8 kV de 6,25 MVA (TR2)
		13,8	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
	Santa Luzia	138	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
2036	Bacabal II	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
		69/13,8	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 69/13,8 kV de 12,5 MVA (TR2)
		13,8	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
	Santa Luzia	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
	Vitorino Freire	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
2037	Lago Verde	34,5	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
		34,5/13,8	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 34,5/13,8 kV de 6,25 MVA (TR2)
		13,8	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
2038	Bacabal I	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
		69/13,8	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 69/13,8 kV de 26,6 MVA (TR3)
		13,8	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação

Legenda: DJM – Disjuntor e Meio; BDDD – Barra Dupla Disjuntor Duplo; BD5 – Barra Dupla 5 Chaves; BD4 – Barra Dupla 4 Chaves; BD3 – Barra Dupla 3 Chaves; BPT – Barra Principal e Transferência; BS – Barra Simples

Tabela 7-48 – Alternativa B-1 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Maranhão

Ano	Subestação	Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Configuração
2026	Santa Inês	Santa Luzia	C1 – Simples	138	50,0	1x336,4 MCM
	Santa Luzia III	Santa Luzia	C1 – Simples	138	6,5	1x336,4 MCM
	Santa Luzia III	Estaca 30	C1 – Simples	138	21,0	1x336,4 MCM
	Total em linhas de 138 kV				77,5 km	

Ano	Subestação	Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Configuração
2026	Santa Luzia	Vitorino Freire	C1 – Simples	69	63,0	1x636 MCM
	Total em linhas de 69 kV				63,0 km	
2029	Estaca 30	Buriticupu	C2 – Simples	69	84,0	1x336,4 MCM
	Total em linhas de 69 kV				84,0 km	
2033	Santa Luzia III	Santa Luzia	C2 – Simples	138	6,5	1x336,4 MCM
	Total em linhas de 138 kV				6,5 km	
2036	Santa Luzia	Vitorino Freire	C2 – Simples	69	63,0	1x636 MCM
	Total em linhas de 69 kV				63,0 km	

7.5 Parte B: Alternativa B-2

A Alternativa B-2 contempla a implantação em 2026 da SE Santa Luzia III 230/138 kV com 2 autotransformadores 230/138 kV de 100 MVA cada. A SE Santa Luzia III se interligará ao SIN através de dois circuitos em 230 kV em circuito duplo: LT 230 kV Açailândia – Santa Luzia III C1/C2.

A Tabela 7-49 até a Tabela 7-52 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa B-2 no ano 2026.

Tabela 7-49 – Alternativa B-2 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2026

Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
			Qtde	Descrição
Açailândia	230	BD4	2	Módulos de Entrada de Linha
			2	Módulos de Conexão de Reator de Linha Fixo
		-	2	Unidades Trifásicas de Reatores de Linha de 15 Mvar
Santa Luzia III	230	BD4	1	Módulo de Infraestrutura Geral
			1	Módulo de Interligação de Barras
			2	Módulos de Entrada de Linha
			2	Módulos de Conexão de Reator de Linha Fixo
			2	Módulos de Conexão de Transformação
			2	Módulos de Conexão de Reator de Barra
		-	2	Unidades Trifásicas de Reatores de Linha de 15 Mvar
			2	Unidades Trifásicas de Reatores de Barra de 30 Mvar
	230/138	-	2	Unidades de Transformação Trifásicas 230/138-13,8 kV de 100 MVA ⁽¹⁾ cada (ATR1 e ATR2)
	138	BPT	1	Módulo de Interligação de Barras
			2	Módulos de Conexão de Transformação
			2	Módulos de Entrada de Linha

Legenda: DJM – Disjuntor e Meio; BDDD – Barra Dupla Disjuntor Duplo; BD5 – Barra Dupla 5 Chaves; BD4 – Barra Dupla 4 Chaves; BD3 – Barra Dupla 3 Chaves; BPT – Barra Principal e Transferência; BS – Barra Simples

- (1) Caso não haja necessidade de suprimento a serviços auxiliares, o terminal terciário do transformador ou autotransformador, se porventura se fizer necessário, não deverá estar acessível. Ademais, sua potência e tensão deverão ser determinadas posteriormente.

Tabela 7-50 – Alternativa B-2 – Principais obras em linhas de transmissão – 2026

Subestação	Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Configuração
Açailândia	Santa Luzia III	C1/C2 – Duplo	230	219,0	2x477 MCM
Total em linhas de 230 kV				438,0 km	

Tabela 7-51 – Alternativa B-2 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Maranhão – 2026

Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
			Qtde	Descrição
Bacabal II	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
		-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 8 Mvar (BC1)
Buriticupu	69	BPT	2	Módulos de Conexão de Capacitor em Derivação
		-	2	Bancos de Capacitores em Derivação de 4 Mvar (BC2 e BC3)
Estaca 30	138	BPT	1	Módulo de Infraestrutura Geral
			1	Módulo de Interligação de Barras
			1	Módulo de Entrada de Linha
			1	Módulo de Conexão de Transformação
	138/69	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 138/69 kV de 40 MVA (TR1)
	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
Santa Inês	138	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
Santa Luzia	138	BPT	1	Módulo de Infraestrutura Geral
			1	Módulo de Interligação de Barras
			2	Módulos de Entrada de Linha
			2	Módulo de Conexão de Transformação
	138/69	-	2	Unidades de Transformação Trifásica 138/69 kV de 40 MVA cada (TR1 e TR2)
	69	BPT	2	Módulos de Conexão de Transformação
			1	Módulo de Entrada de Linha

Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
			Qtde	Descrição
Vitorino Freire	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
			1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
		-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 8 Mvar (BC2)

Legenda: DJM – Disjuntor e Meio; BDDD – Barra Dupla Disjuntor Duplo; BD5 – Barra Dupla 5 Chaves; BD4 – Barra Dupla 4 Chaves; BD3 – Barra Dupla 3 Chaves; BPT – Barra Principal e Transferência; BS – Barra Simples

Tabela 7-52 – Alternativa B-2 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Maranhão – 2026

Subestação	Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Configuração
Santa Inês	Santa Luzia	C1 – Simples	138	50,0	1x336,4 MCM
Santa Luzia III	Santa Luzia	C1 – Simples	138	6,5	1x336,4 MCM
Santa Luzia III	Estaca 30	C1 – Simples	138	21,0	1x336,4 MCM
Total em linhas de 138 kV				77,5 km	
Santa Luzia	Vitorino Freire	C1 – Simples	69	63,0	1x636 MCM
Total em linhas de 69 kV				63,0 km	

Na Figura 7-17 e na Figura 7-18 são apresentados os fluxos de potência e perfis de tensão em regime normal de operação depois de inseridos todos esses reforços, cenário de regime hidrológico Norte Seco/Patamar de Carga Pesada e cenário de regime hidrológico Norte Úmido/Patamar de Carga Pesada, respectivamente.

A Tabela 7-53 sumariza os reforços necessários de Rede Básica (RB) e Rede Básica de Fronteira (RBF) até o ano horizonte do estudo, 2038, relacionando o fato gerador e seu efeito.

Tabela 7-53 – Alternativa B-2 – Reforços necessários (RB e RBF) até o ano horizonte (2038)

Ano	Cenário	Patamar de Carga	Descrição do reforço	Fato Gerador	Efeito
2032	Norte Úmido	Pesada	ATR2 500/230 kV Presidente Dutra (450 MVA)	Contingência da LT 230 kV Miranda II – Peritoró C1	Sobrecarga no ATR1 500/230 kV remanescente
	Norte Úmido	Pesada	TR4 230/69 kV Peritoró (100 MVA)	Contingência de qualquer TR 230/69 kV na SE Peritoró	Sobrecarga nos TRs 230/69 kV remanescentes
2035	Norte Seco	Pesada	Banco de Capacitor de 20 Mvar Peritoró (BC2)	Contingência da LT 230 kV Miranda II – Peritoró C1	Subtensão no 230 kV de Peritoró
2037	Norte Seco	Pesada	Banco de Capacitor de 20 Mvar Caxias II (BC1)	Contingência da LT 230 kV Peritoró – Caxias II C1	Subtensão no 230 kV de Caxias II
	Norte Seco	Pesada	ATR3 230/138 kV Santa Luzia III (100 MVA)	Contingência de qualquer ATR 230/138 kV na SE Santa Luzia III	Sobrecarga no ATR 230/138 kV remanescente
	Norte Seco	Pesada	Banco de Capacitor de 20 Mvar Santa Luzia III (BC1)	Contingência da LT 230 kV Açailândia – Santa Luzia III C1	Subtensão no 230 kV de Santa Luzia III
2038	Norte Úmido	Média	Substituição ATR2 500/230 kV Imperatriz (de 450 MVA para 600 MVA)	Contingência do ATR1 500/230 kV na SE Imperatriz	Sobrecarga no ATR2 500/230 kV remanescente

A Figura 7-19 e a Figura 7-20 apresentam os fluxos de potência e perfis de tensão em regime normal de operação para o ano de 2038 depois de inseridos todos os reforços, cenário de regime hidrológico Norte Seco/Patamar de Carga Pesada e cenário de regime hidrológico Norte Úmido/Patamar de Carga Pesada, respectivamente.

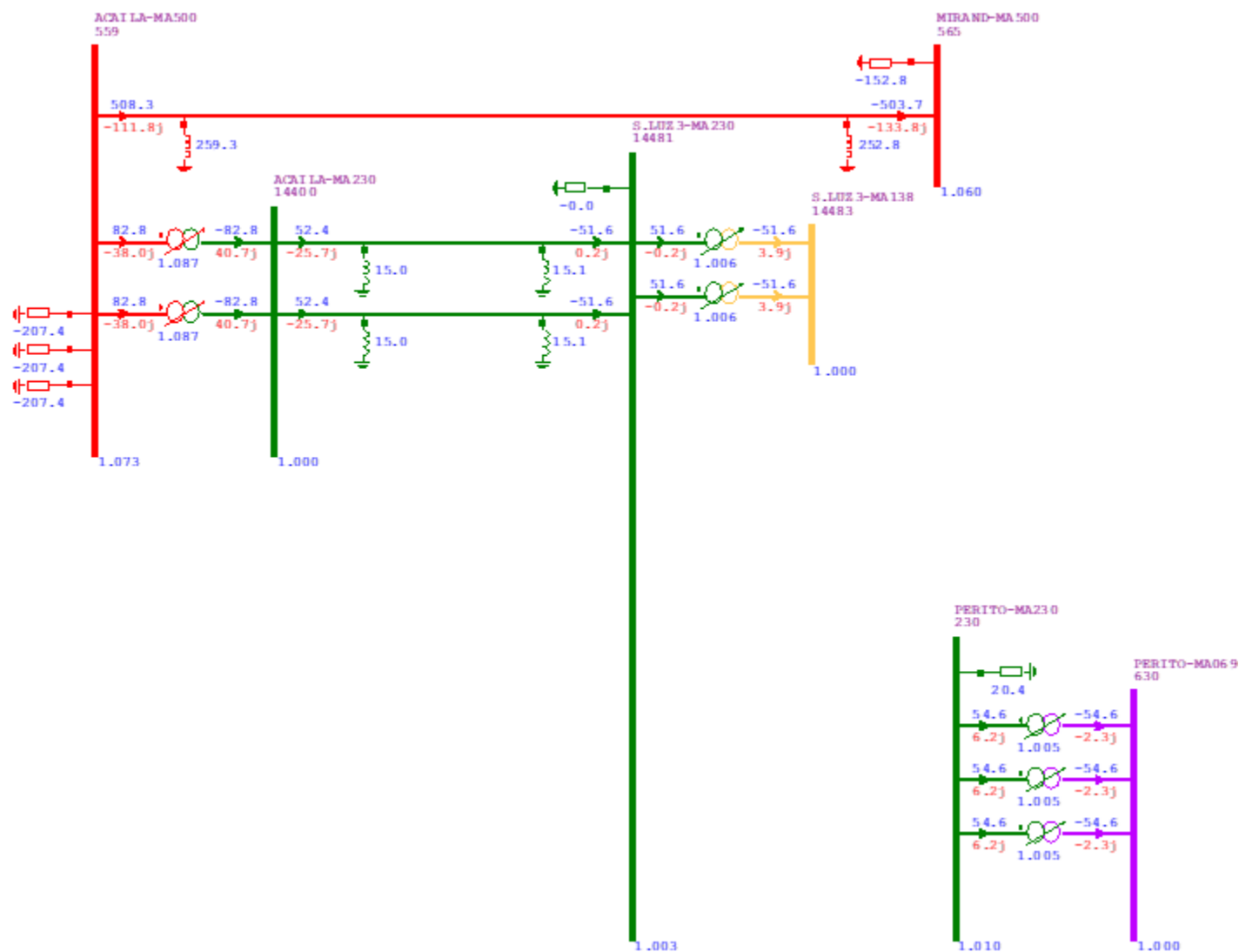


Figura 7-17 – Alternativa B-2: Diagrama unifilar – Ano 2026 – Norte Seco/Carga Pesada

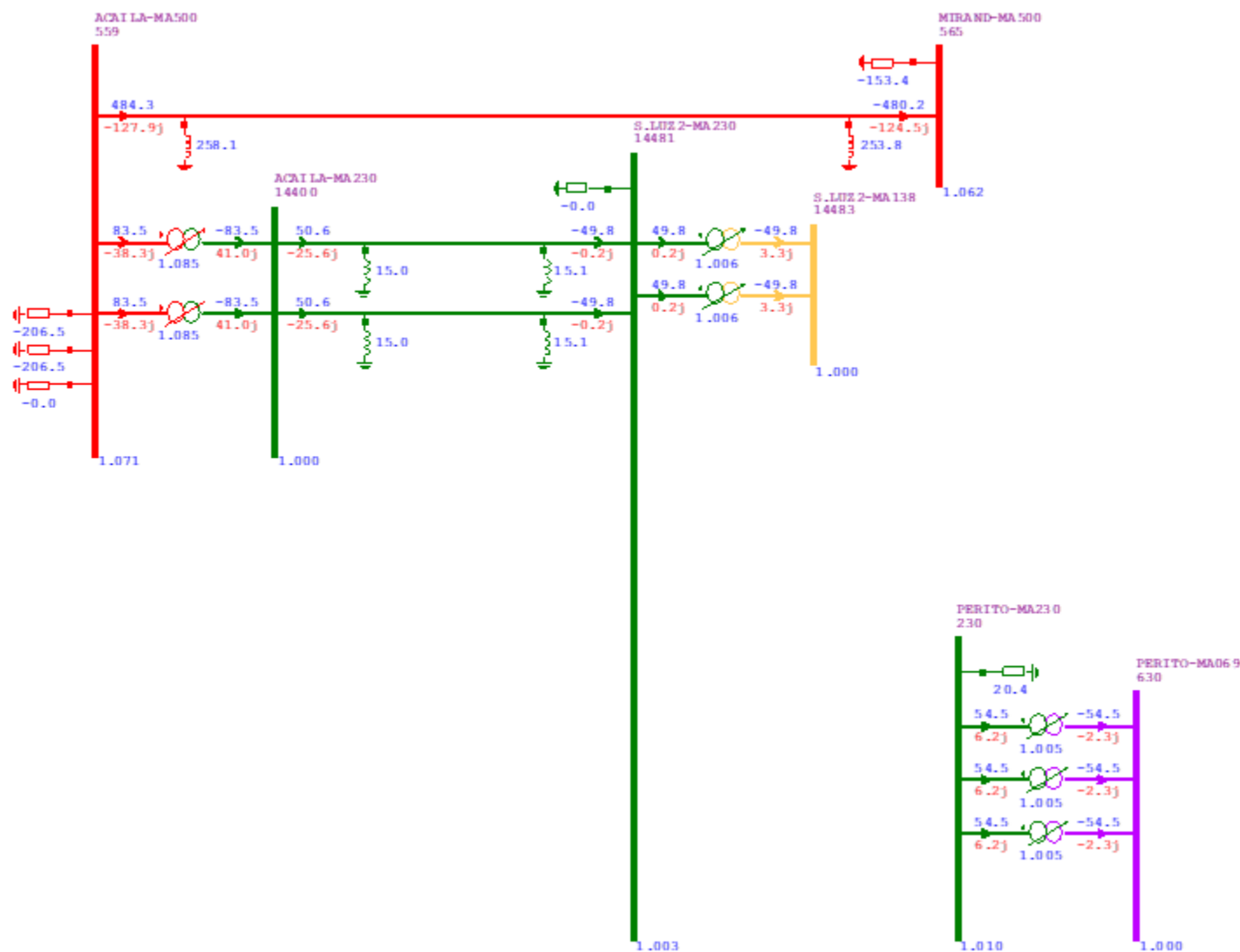


Figura 7-18 – Alternativa B-2: Diagrama unifilar – Ano 2026 – Norte Úmido/Carga Pesada

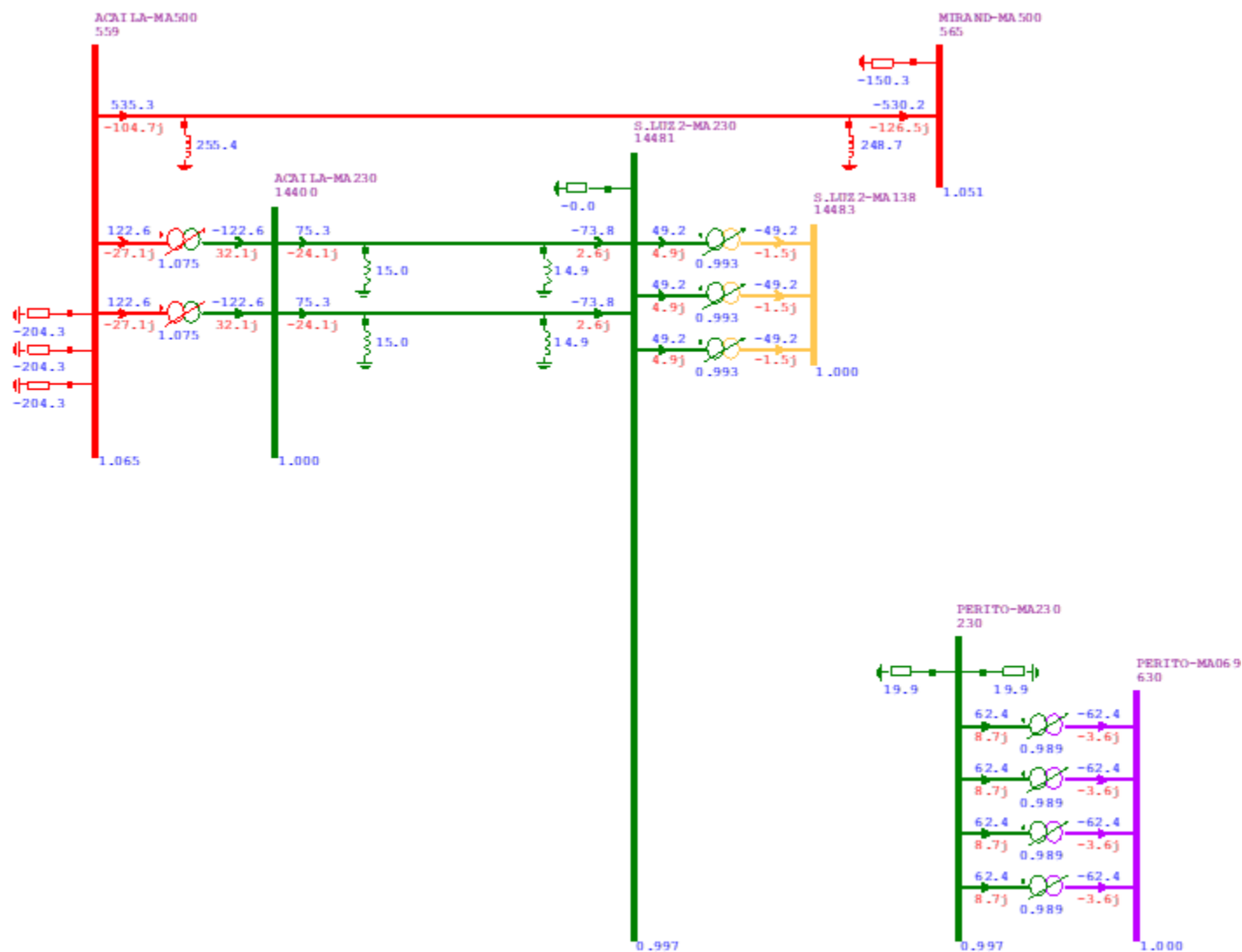


Figura 7-19 – Alternativa B-2: Diagrama unifilar – Ano 2038 – Norte Seco/Carga Pesada

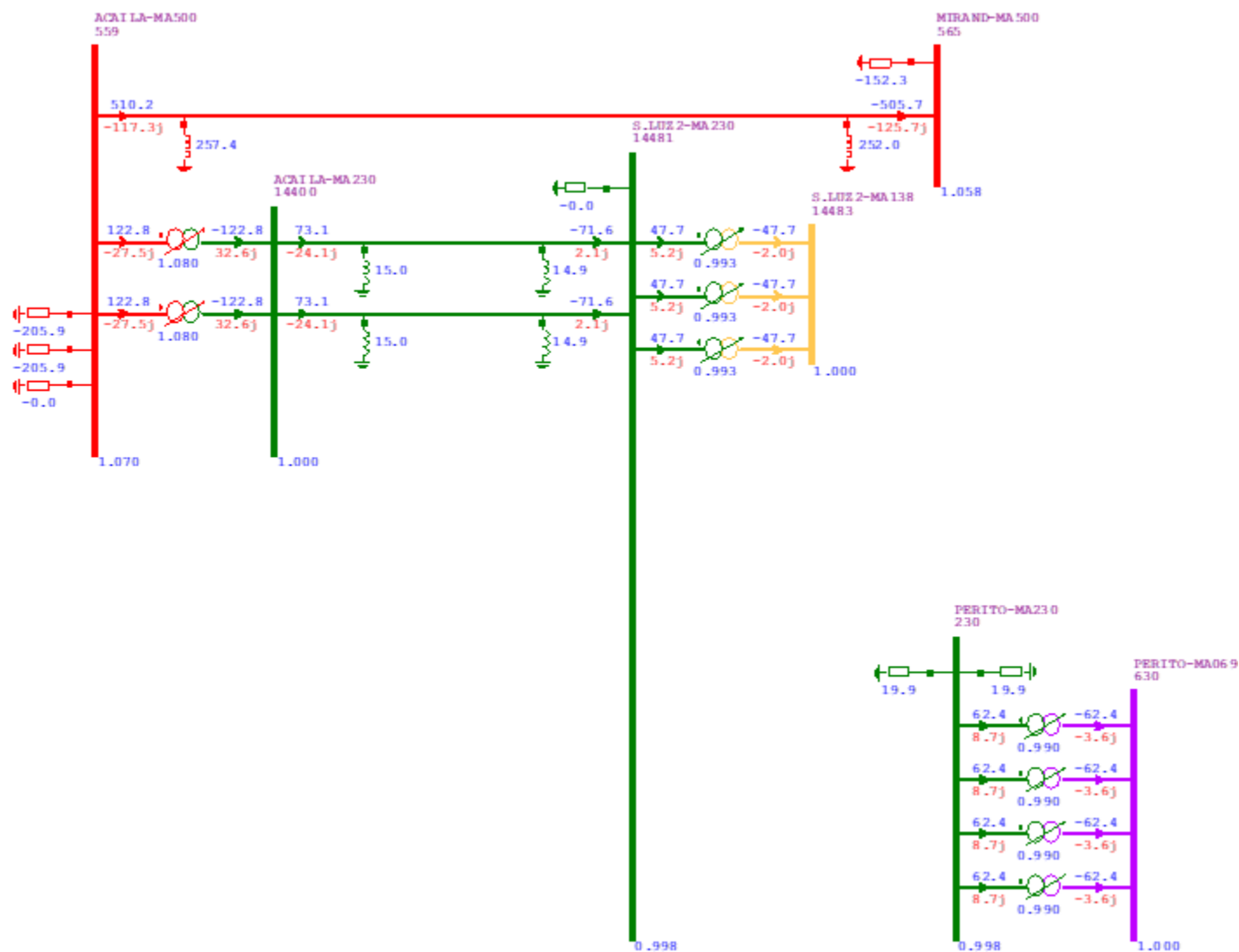


Figura 7-20 – Alternativa B-2: Diagrama unifilar – Ano 2038 – Norte Úmido/Carga Pesada

Foram realizadas simulações de contingências simples dos elementos da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, considerando todos os cenários de carga e geração, não tendo sido verificados níveis de tensão ou carregamento fora dos limites estabelecidos.

A Tabela 7-54 até a Tabela 7-57 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa B-2.

Tabela 7-54 – Alternativa B-2 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2026	Açailândia	230	BD4	2	Módulos de Entrada de Linha
				2	Módulos de Conexão de Reator de Linha Fixo
			-	2	Unidades Trifásicas de Reatores de Linha de 15 Mvar
	Santa Luzia III	230	BD4	1	Módulo de Infraestrutura Geral
				1	Módulo de Interligação de Barras
				2	Módulos de Entrada de Linha
				2	Módulos de Conexão de Reator de Linha Fixo
				2	Módulos de Conexão de Transformação
				2	Módulos de Conexão de Reator de Barra
		230/138	-	2	Unidades Trifásicas de Reatores de Linha de 15 Mvar
				2	Unidades Trifásicas de Reatores de Barra de 30 Mvar
		230/138	-	2	Unidades de Transformação Trifásicas 230/138-13,8 kV de 100 MVA ⁽¹⁾ cada (ATR1 e ATR2)
		138	BPT	1	Módulo de Interligação de Barras
				2	Módulos de Conexão de Transformação
				2	Módulos de Entrada de Linha
2032	Peritoró	230	BD4	1	Módulo de Conexão de Transformação
		230/69	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 230/69-13,8 kV de 100 MVA ⁽¹⁾ (TR4)
		69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2032	Presidente Dutra	500	DJM	1	Módulo de Conexão de Transformação
		500/230	-	4	Unidades Monofásicas de Transformação 500/√3-230/√3-13,8kV de 150 MVA ⁽¹⁾ cada (ATR2)
		230	BD4	1	Módulo de Conexão de Transformação
2035	Peritoró	230	BD4	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 20 Mvar (BC2)
2037	Caxias II	230	BD4	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 20 Mvar (BC1)
	Santa Luzia III	230	BD4	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
				1	Módulo de Conexão de Transformação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 20 Mvar (BC1)
		230/138	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 230/138-13,8 kV de 100 MVA ⁽¹⁾ (ATR3)
		138	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
				1	Módulo de Entrada de Linha
2038	Imperatriz	500	DJM	1	Módulo de Conexão de Transformação
				1	Módulo de Interligação de Barras
		500/230	-	4	Unidades Monofásicas de Transformação 500/√3-230/√3-13,8kV de 200 MVA ⁽¹⁾ cada (substituição do ATR2)
		230	BD4	1	Módulo de Conexão de Transformação

Legenda: DJM – Disjuntor e Meio; BDDD – Barra Dupla Disjuntor Duplo; BD5 – Barra Dupla 5 Chaves; BD4 – Barra Dupla 4 Chaves; BD3 – Barra Dupla 3 Chaves; BPT – Barra Principal e Transferência; BS – Barra Simples

- (1) Caso não haja necessidade de suprimento a serviços auxiliares, o terminal terciário do transformador ou autotransformador, se porventura se fizer necessário, não deverá estar acessível. Ademais, sua potência e tensão deverão ser determinadas posteriormente.

Tabela 7-55 – Alternativa B-2 – Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Subestação	Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Configuração
2026	Açailândia	Santa Luzia III	C1/C2 – Duplo	230	219,0	2x477 MCM
	Total em linhas de 230 kV				438,0 km	

Tabela 7-56 – Alternativa B-2 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Maranhão

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2026	Bacabal II	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 8 Mvar (BC1)
	Buriticupu	69	BPT	2	Módulos de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	2	Bancos de Capacitores em Derivação de 4 Mvar (BC2 e BC3)
	Estaca 30	138	BPT	1	Módulo de Infraestrutura Geral
				1	Módulo de Interligação de Barras
				1	Módulo de Entrada de Linha
				1	Módulo de Conexão de Transformação
		138/69	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 138/69 kV de 40 MVA (TR1)
		69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
	Santa Inês	138	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
	Santa Luzia	138	BPT	1	Módulo de Infraestrutura Geral
				1	Módulo de Interligação de Barras
				2	Módulos de Entrada de Linha
				2	Módulo de Conexão de Transformação
		138/69	-	2	Unidades de Transformação Trifásica 138/69 kV de 40 MVA cada (TR1 e TR2)
		69	BPT	2	Módulos de Conexão de Transformação
				1	Módulo de Entrada de Linha
	Vitorino Freire	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
				1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 8 Mvar (BC2)
2028	Bacabal I	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 8 Mvar (BC1)

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2029	Buritcupu	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
	Estaca 30	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
2030	Vitorino Freire	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
		69/13,8	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 69/13,8 kV de 26,6 MVA (TR2)
		13,8	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
2031	Santa Luzia	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
		69/13,8	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 69/13,8 kV de 12,5 MVA (TR2)
		13,8	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
	Vitorino Freire	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 8 Mvar (BC3)
2032	Bacabal I	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 8 Mvar (BC2)
2033	Bacabal I	34,5	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
		34,5/13,8	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 34,5/13,8 kV de 6,25 MVA (TR2)
		13,8	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
2036	Bacabal II	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
		69/13,8	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 69/13,8 kV de 12,5 MVA (TR2)
		13,8	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
	Santa Luzia	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
	Vitorino Freire	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
2037	Lago Verde	34,5	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
		34,5/13,8	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 34,5/13,8 kV de 6,25 MVA (TR2)
		13,8	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
	Santa Luzia	138	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2038	Bacabal I	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
		69/13,8	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 69/13,8 kV de 26,6 MVA (TR3)
		13,8	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação

Legenda: DJM – Disjuntor e Meio; BDDD – Barra Dupla Disjuntor Duplo; BD5 – Barra Dupla 5 Chaves; BD4 – Barra Dupla 4 Chaves; BD3 – Barra Dupla 3 Chaves; BPT – Barra Principal e Transferência; BS – Barra Simples

Tabela 7-57 – Alternativa B-2 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Maranhão

Ano	Subestação	Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Configuração
2026	Santa Inês	Santa Luzia	C1 – Simples	138	50,0	1x336,4 MCM
	Santa Luzia III	Santa Luzia	C1 – Simples	138	6,5	1x336,4 MCM
	Santa Luzia III	Estaca 30	C1 – Simples	138	21,0	1x336,4 MCM
	Total em linhas de 138 kV				77,5 km	
	Santa Luzia	Vitorino Freire	C1 – Simples	69	63,0	1x636 MCM
	Total em linhas de 69 kV				63,0 km	
2029	Estaca 30	Buriticupu	C2 – Simples	69	84,0	1x336,4 MCM
	Total em linhas de 69 kV				84,0 km	
2036	Santa Luzia	Vitorino Freire	C2 – Simples	69	63,0	1x636 MCM
	Total em linhas de 69 kV				63,0 km	
2037	Santa Luzia III	Santa Luzia	C2 – Simples	138	6,5	1x336,4 MCM
	Total em linhas de 138 kV				6,5 km	

7.6 Parte B: Alternativa B-3

A Alternativa B-3 contempla a implantação em 2026 da SE Santa Luzia III 230/138 kV com 2 autotransformadores 230/138 kV de 100 MVA cada. A SE Santa Luzia III se interligará ao SIN através de dois circuitos em 230 kV em circuito duplo: LT 230 kV Peritoró – Santa Luzia III C1/C2.

A Tabela 7-58 até a Tabela 7-61 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa B-3 no ano 2026.

Tabela 7-58 – Alternativa B-3 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2026

Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
			Qtde	Descrição
Peritoró	230	BD4	2	Módulos de Entrada de Linha
			2	Módulos de Conexão de Reator de Linha Fixo
		-	2	Unidades Trifásicas de Reatores de Linha de 10 Mvar
Santa Luzia III	230	BD4	1	Módulo de Infraestrutura Geral
			1	Módulo de Interligação de Barras
			2	Módulos de Entrada de Linha
			2	Módulos de Conexão de Reator de Linha Fixo
			2	Módulos de Conexão de Transformação
			2	Módulos de Conexão de Reator de Barra
		-	2	Unidades Trifásicas de Reatores de Linha de 10 Mvar
			2	Unidades Trifásicas de Reatores de Barra de 20 Mvar
	230/138	-	2	Unidades de Transformação Trifásicas 230/138-13,8 kV de 100 MVA ⁽¹⁾ cada (ATR1 e ATR2)
	138	BPT	1	Módulo de Interligação de Barras
			2	Módulos de Conexão de Transformação
			2	Módulos de Entrada de Linha

Legenda: DJM – Disjuntor e Meio; BDDD – Barra Dupla Disjuntor Duplo; BD5 – Barra Dupla 5 Chaves; BD4 – Barra Dupla 4 Chaves; BD3 – Barra Dupla 3 Chaves; BPT – Barra Principal e Transferência; BS – Barra Simples

- (1) Caso não haja necessidade de suprimento a serviços auxiliares, o terminal terciário do transformador ou autotransformador, se porventura se fizer necessário, não deverá estar acessível. Ademais, sua potência e tensão deverão ser determinadas posteriormente.

Tabela 7-59 – Alternativa B-3 – Principais obras em linhas de transmissão – 2026

Subestação	Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Configuração
Peritoró	Santa Luzia III	C1/C2 – Duplo	230	164,0	2x477 MCM
Total em linhas de 230 kV				328,0 km	

Tabela 7-60 – Alternativa B-3 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Maranhão – 2026

Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
			Qtde	Descrição
Bacabal II	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
		-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 8 Mvar (BC1)
Buriticupu	69	BPT	2	Módulos de Conexão de Capacitor em Derivação
		-	2	Bancos de Capacitores em Derivação de 4 Mvar (BC2 e BC3)
Estaca 30	138	BPT	1	Módulo de Infraestrutura Geral
			1	Módulo de Interligação de Barras
			1	Módulo de Entrada de Linha
			1	Módulo de Conexão de Transformação
	138/69	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 138/69 kV de 40 MVA (TR1)
	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
Santa Inês	138	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
Santa Luzia	138	BPT	1	Módulo de Infraestrutura Geral
			1	Módulo de Interligação de Barras
			2	Módulos de Entrada de Linha
			2	Módulo de Conexão de Transformação
	138/69	-	2	Unidades de Transformação Trifásica 138/69 kV de 40 MVA cada (TR1 e TR2)
	69	BPT	2	Módulos de Conexão de Transformação
			1	Módulo de Entrada de Linha

Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
			Qtde	Descrição
Vitorino Freire	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
			1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
		-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 8 Mvar (BC2)

Legenda: DJM – Disjuntor e Meio; BDDD – Barra Dupla Disjuntor Duplo; BD5 – Barra Dupla 5 Chaves; BD4 – Barra Dupla 4 Chaves; BD3 – Barra Dupla 3 Chaves; BPT – Barra Principal e Transferência; BS – Barra Simples

Tabela 7-61 – Alternativa B-3 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Maranhão – 2026

Subestação	Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Configuração
Santa Inês	Santa Luzia	C1 – Simples	138	50,0	1x336,4 MCM
Santa Luzia III	Santa Luzia	C1 – Simples	138	6,5	1x336,4 MCM
Santa Luzia III	Estaca 30	C1 – Simples	138	21,0	1x336,4 MCM
Total em linhas de 138 kV				77,5 km	
Santa Luzia	Vitorino Freire	C1 – Simples	69	63,0	1x636 MCM
Total em linhas de 69 kV				63,0 km	

Na Figura 7-21 e na Figura 7-22 são apresentados os fluxos de potência e perfis de tensão em regime normal de operação depois de inseridos todos esses reforços, cenário de regime hidrológico Norte Seco/Patamar de Carga Pesada e cenário de regime hidrológico Norte Úmido/Patamar de Carga Pesada, respectivamente.

A Tabela 7-62 sumariza os reforços necessários de Rede Básica (RB) e Rede Básica de Fronteira (RBF) até o ano horizonte do estudo, 2038, relacionando o fato gerador e seu efeito.

Tabela 7-62 – Alternativa B-3 – Reforços necessários (RB e RBF) até o ano horizonte (2038)

Ano	Cenário	Patamar de Carga	Descrição do reforço	Fato Gerador	Efeito
2028	Norte Seco	Pesada	ATR2 500/230 kV Presidente Dutra (450 MVA)	Contingência da LT 230 kV Miranda II – Peritoró C1	Sobrecarga no ATR1 500/230 kV remanescente
2031	Norte Úmido	Pesada	TR4 230/69 kV Peritoró (100 MVA)	Contingência de qualquer TR 230/69 kV na SE Peritoró	Sobrecarga nos TRs 230/69 kV remanescentes
2034	Norte Seco	Pesada	Banco de Capacitor de 20 Mvar Santa Luzia III (BC1)	Contingência da LT 230 kV Miranda II – Peritoró C1	Subtensão no 230 kV de Santa Luzia III
2035	Norte Úmido	Pesada	LT 230 kV Presidente Dutra – Peritoró C2	Contingência da LT 230 kV Presidente Dutra – Peritoró C1	Subtensão no 230 kV de Santa Luzia III
			Substituição ATR1 500/230 kV Presidente Dutra (de 300 MVA para 450 MVA)	Contingência do ATR2 500/230 kV na SE Presidente Dutra	Sobrecarga no ATR1 500/230 kV remanescente
2037	Norte Seco	Pesada	Banco de Capacitor de 20 Mvar Caxias II (BC1)	Contingência da LT 230 kV Peritoró – Caxias II C1	Subtensão no 230 kV de Caxias II

A Figura 7-23 e a Figura 7-24 apresentam os fluxos de potência e perfis de tensão em regime normal de operação para o ano de 2038 depois de inseridos todos os reforços, cenário de regime hidrológico Norte Seco/Patamar de Carga Pesada e cenário de regime hidrológico Norte Úmido/Patamar de Carga Pesada, respectivamente.

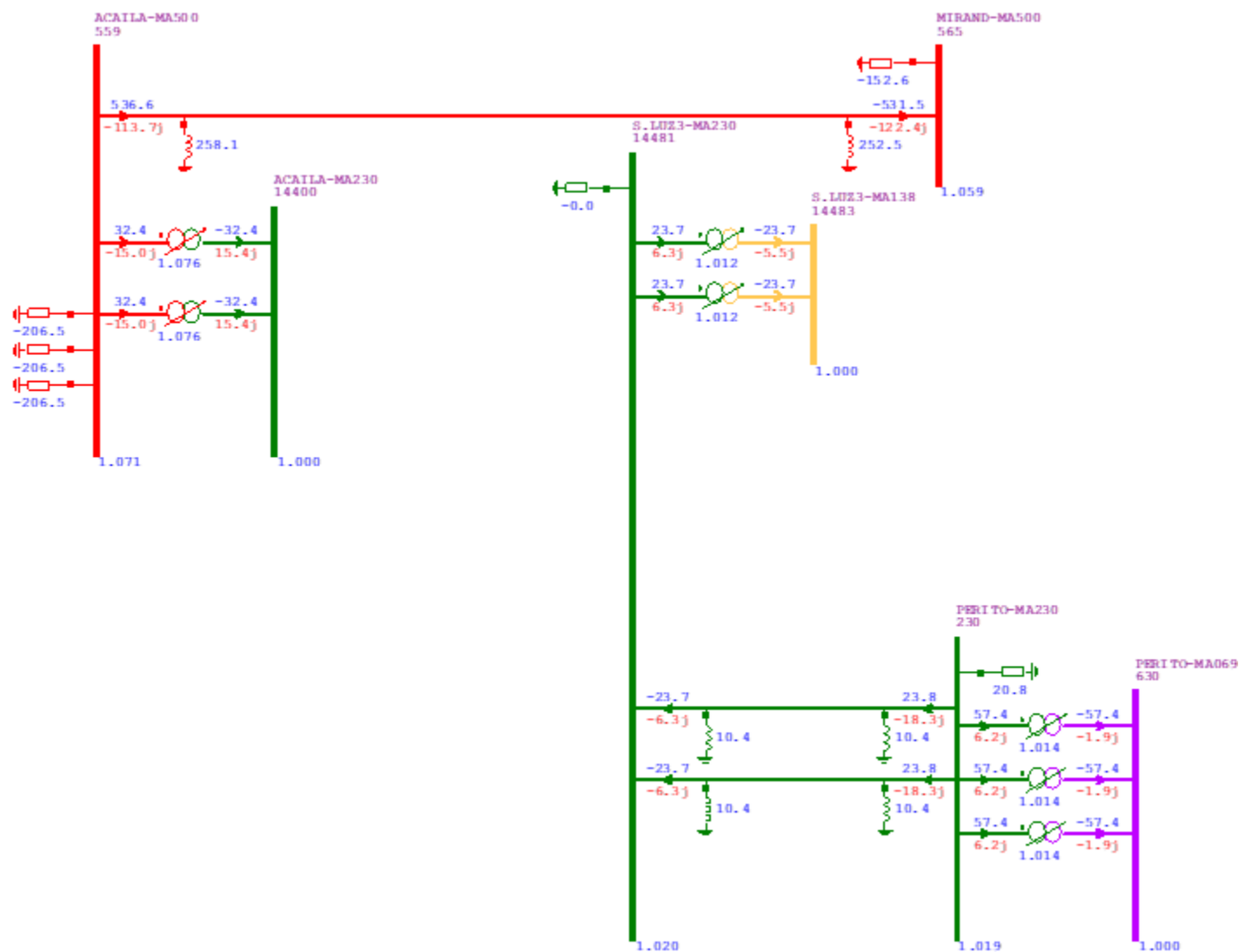


Figura 7-21 – Alternativa B-3: Diagrama unifilar – Ano 2026 – Norte Seco/Carga Pesada

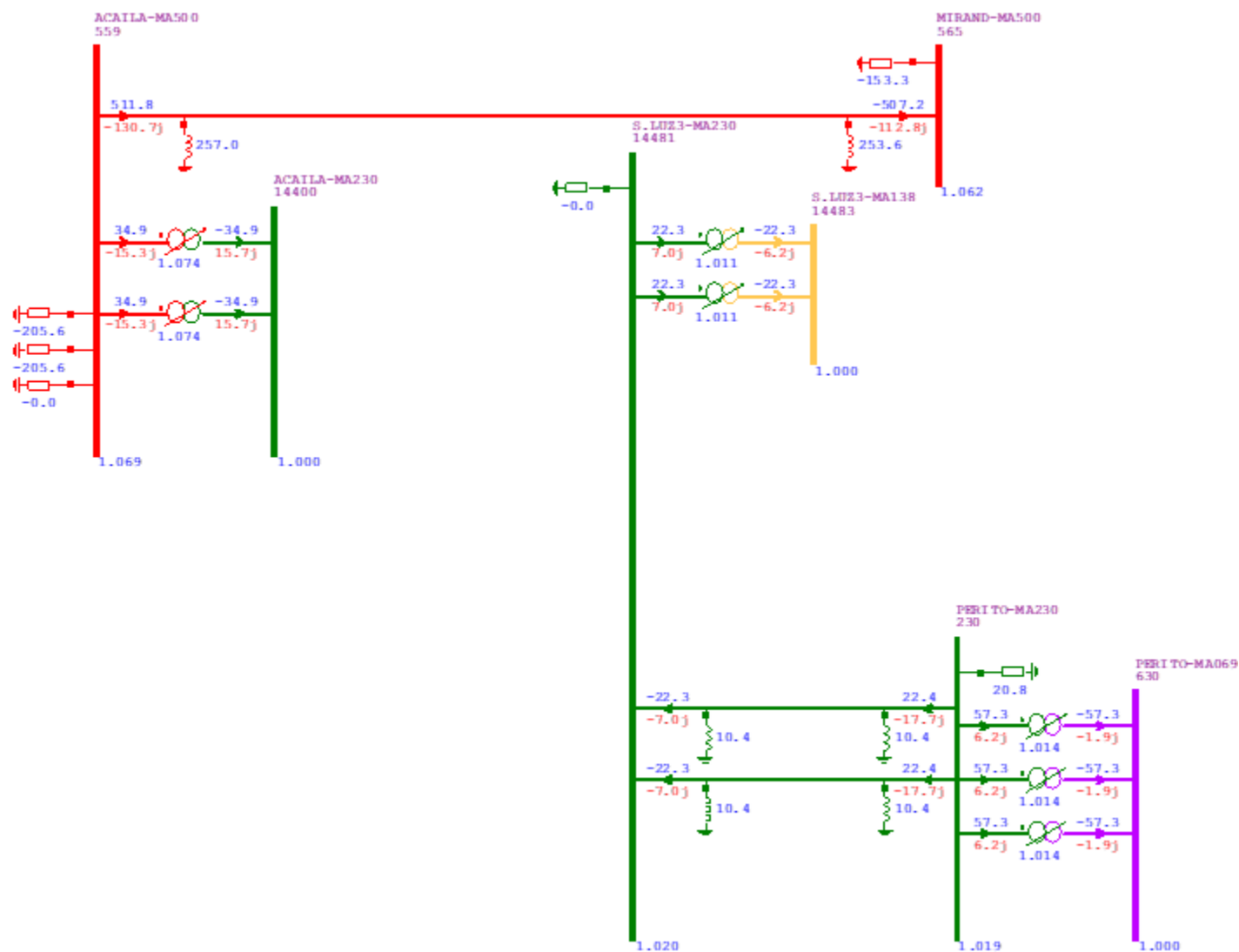


Figura 7-22 – Alternativa B-3: Diagrama unifilar – Ano 2026 – Norte Úmido/Carga Pesada

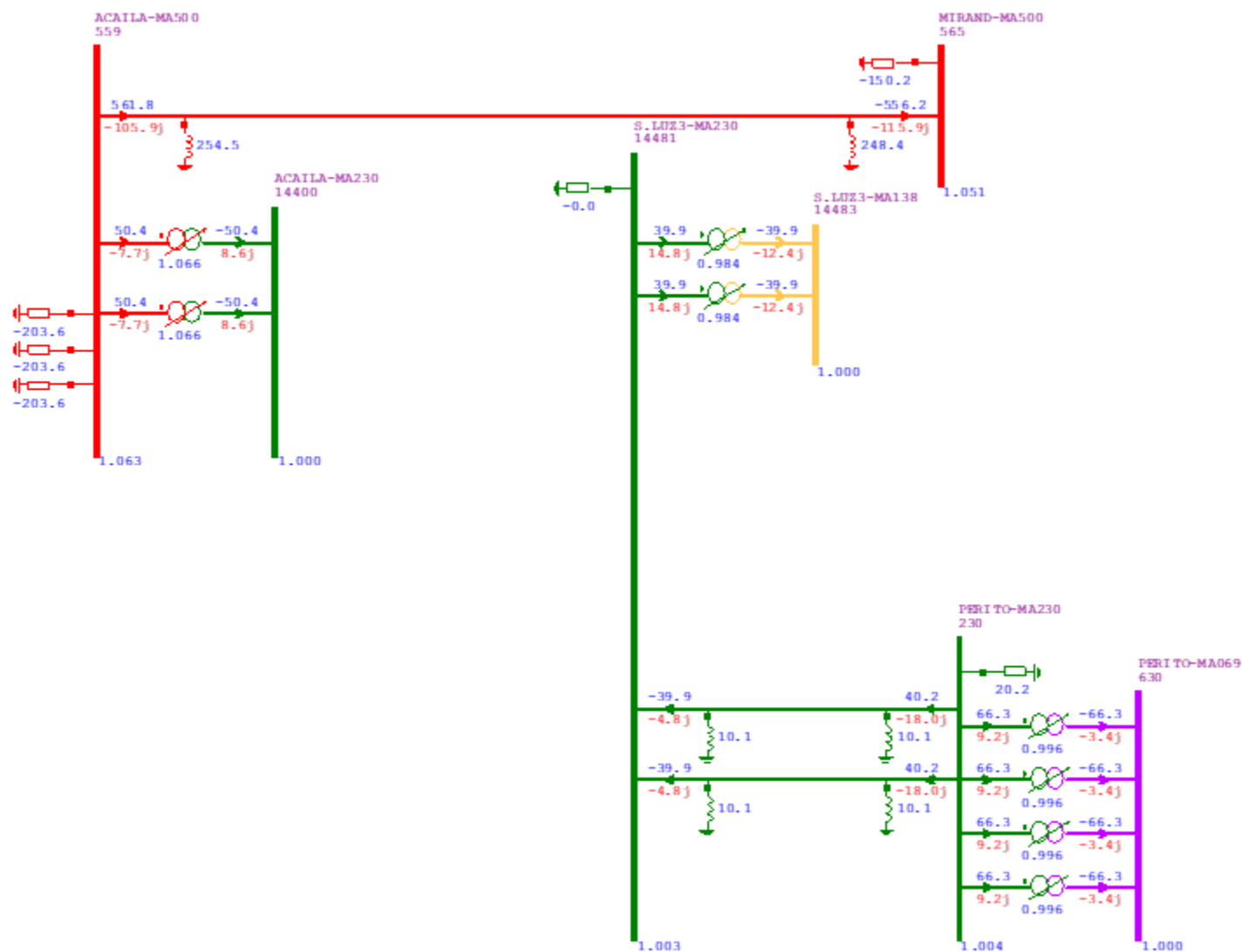


Figura 7-23 – Alternativa B-3: Diagrama unifilar – Ano 2038 – Norte Seco/Carga Pesada

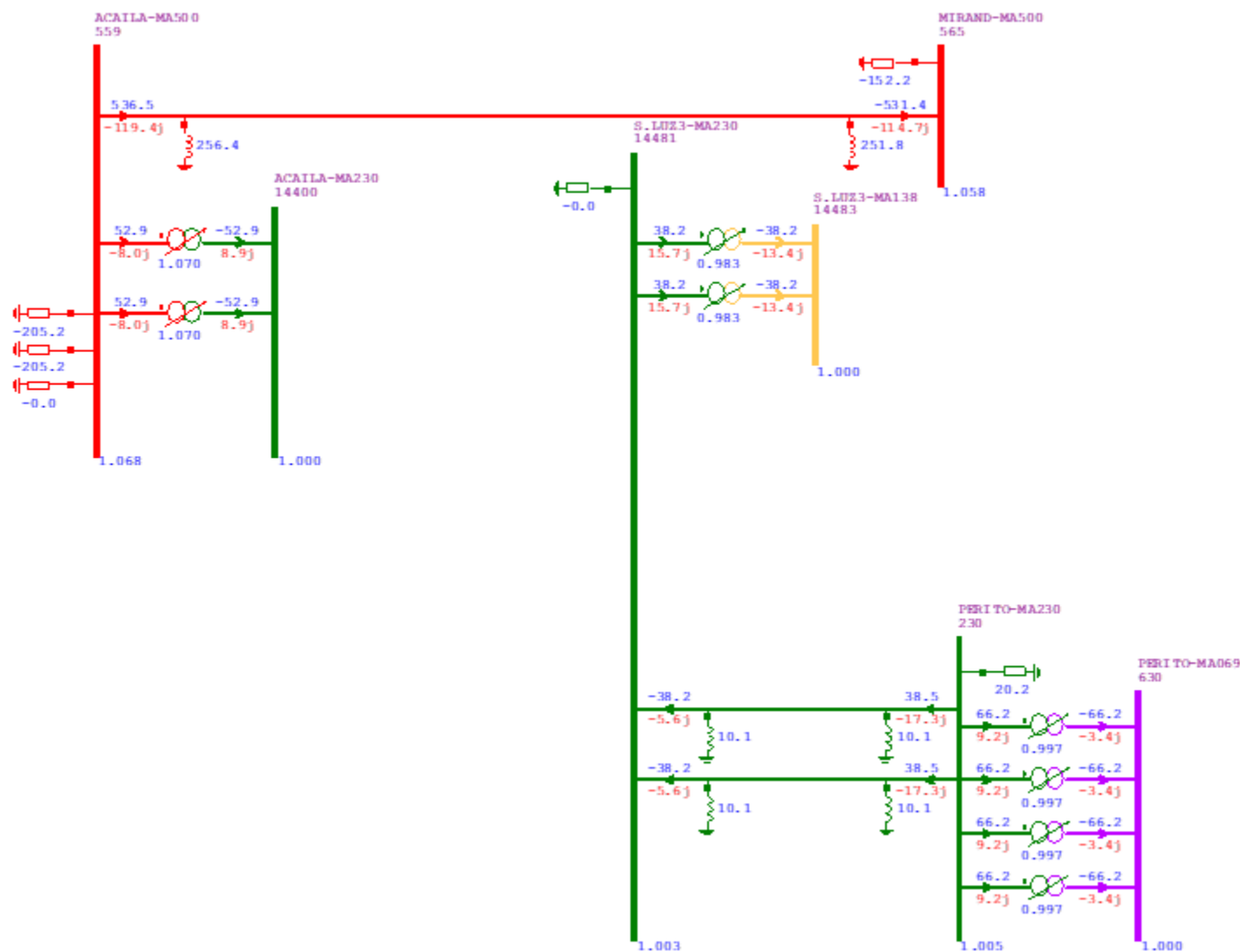


Figura 7-24 – Alternativa B-3: Diagrama unifilar – Ano 2038 – Norte Úmido/Carga Pesada

Foram realizadas simulações de contingências simples dos elementos da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, considerando todos os cenários de carga e geração, não tendo sido verificados níveis de tensão ou carregamento fora dos limites estabelecidos.

A Tabela 7-63 até a Tabela 7-66 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa B-3.

Tabela 7-63 – Alternativa B-3 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2026	Peritoró	230	BD4	2	Módulos de Entrada de Linha
				2	Módulos de Conexão de Reator de Linha Fixo
			-	2	Unidades Trifásicas de Reatores de Linha de 10 Mvar
	Santa Luzia III	230	BD4	1	Módulo de Infraestrutura Geral
				1	Módulo de Interligação de Barras
				2	Módulos de Entrada de Linha
				2	Módulos de Conexão de Reator de Linha Fixo
				2	Módulos de Conexão de Transformação
				2	Módulos de Conexão de Reator de Barra
		230/138	-	2	Unidades Trifásicas de Reatores de Linha de 10 Mvar
				2	Unidades Trifásicas de Reatores de Barra de 20 Mvar
		230/138	-	2	Unidades de Transformação Trifásicas 230/138-13,8 kV de 100 MVA ⁽¹⁾ cada (ATR1 e ATR2)
		138	BPT	1	Módulo de Interligação de Barras
				2	Módulos de Conexão de Transformação
				2	Módulos de Entrada de Linha
2028	Presidente Dutra	500	DJM	1	Módulo de Conexão de Transformação
		500/230	-	4	Unidades Monofásicas de Transformação 500/√3-230/√3-13,8kV de 150 MVA ⁽¹⁾ cada (ATR2)
		230	BD4	1	Módulo de Conexão de Transformação

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2031	Peritoró	230	BD4	1	Módulo de Conexão de Transformação
		230/69	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 230/69-13,8 kV de 100 MVA ⁽¹⁾ (TR4)
		69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
2034	Santa Luzia III	230	BD4	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 20 Mvar (BC1)
2035	Peritoró	230	BD4	1	Módulo de Entrada de Linha
	Presidente Dutra	500	DJM	1	Módulo de Interligação de Barras
				1	Módulo de Conexão de Transformação
		500/230	-	3	Unidades Monofásicas de Transformação 500/√3-230/√3-13,8kV de 150 MVA ⁽¹⁾ cada (substituição do ATR1)
				1	Módulo de Conexão de Transformação
		230	BD4	1	Módulo de Entrada de Linha
2037	Caxias II	230	BD4	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 20 Mvar (BC1)
	Santa Luzia III	138	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha

Legenda: DJM – Disjuntor e Meio; BDDD – Barra Dupla Disjuntor Duplo; BD5 – Barra Dupla 5 Chaves; BD4 – Barra Dupla 4 Chaves; BD3 – Barra Dupla 3 Chaves; BPT – Barra Principal e Transferência; BS – Barra Simples

- (1) Caso não haja necessidade de suprimento a serviços auxiliares, o terminal terciário do transformador ou autotransformador, se porventura se fizer necessário, não deverá estar acessível. Ademais, sua potência e tensão deverão ser determinadas posteriormente.

Tabela 7-64 – Alternativa B-3 – Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Subestação	Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Configuração
2026	Peritoró	Santa Luzia III	C1/C2 – Duplo	230	164,0	2x477 MCM
	Total em linhas de 230 kV				328,0 km	
2035	Presidente Dutra	Peritoró	C2 – Simples	230	106,4	1x795 MCM
	Total em linhas de 230 kV				106,4 km	

Tabela 7-65 – Alternativa B-3 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Maranhão

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2026	Bacabal II	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 8 Mvar (BC1)
	Buriticupu	69	BPT	2	Módulos de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	2	Bancos de Capacitores em Derivação de 4 Mvar (BC2 e BC3)
	Estaca 30	138	BPT	1	Módulo de Infraestrutura Geral
				1	Módulo de Interligação de Barras
				1	Módulo de Entrada de Linha
				1	Módulo de Conexão de Transformação
		138/69	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 138/69 kV de 40 MVA (TR1)
		69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
	Santa Inês	138	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
	Santa Luzia	138	BPT	1	Módulo de Infraestrutura Geral
				1	Módulo de Interligação de Barras
				2	Módulos de Entrada de Linha
				2	Módulo de Conexão de Transformação
		138/69	-	2	Unidades de Transformação Trifásica 138/69 kV de 40 MVA cada (TR1 e TR2)
		69	BPT	2	Módulos de Conexão de Transformação
				1	Módulo de Entrada de Linha
	Vitorino Freire	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
				1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 8 Mvar (BC2)
2028	Bacabal I	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 8 Mvar (BC1)

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2029	Buritcupu	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
	Estaca 30	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
2030	Vitorino Freire	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
		69/13,8	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 69/13,8 kV de 26,6 MVA (TR2)
		13,8	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
2031	Santa Luzia	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
		69/13,8	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 69/13,8 kV de 12,5 MVA (TR2)
		13,8	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
	Vitorino Freire	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 8 Mvar (BC3)
2032	Bacabal I	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 8 Mvar (BC2)
2033	Bacabal I	34,5	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
		34,5/13,8	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 34,5/13,8 kV de 6,25 MVA (TR2)
		13,8	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
2036	Bacabal II	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
		69/13,8	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 69/13,8 kV de 12,5 MVA (TR2)
		13,8	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
2036	Santa Luzia	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
	Vitorino Freire	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
2037	Lago Verde	34,5	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
		34,5/13,8	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 34,5/13,8 kV de 6,25 MVA (TR2)
		13,8	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
	Santa Luzia	138	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2038	Bacabal I	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
		69/13,8	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 69/13,8 kV de 26,6 MVA (TR3)
		13,8	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação

Legenda: DJM – Disjuntor e Meio; BDDD – Barra Dupla Disjuntor Duplo; BD5 – Barra Dupla 5 Chaves; BD4 – Barra Dupla 4 Chaves; BD3 – Barra Dupla 3 Chaves; BPT – Barra Principal e Transferência; BS – Barra Simples

Tabela 7-66 – Alternativa B-3 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Maranhão

Ano	Subestação	Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Configuração
2026	Santa Inês	Santa Luzia	C1 – Simples	138	50,0	1x336,4 MCM
	Santa Luzia III	Santa Luzia	C1 – Simples	138	6,5	1x336,4 MCM
	Santa Luzia III	Estaca 30	C1 – Simples	138	21,0	1x336,4 MCM
	Total em linhas de 138 kV				77,5 km	
	Santa Luzia	Vitorino Freire	C1 – Simples	69	63,0	1x636 MCM
	Total em linhas de 69 kV				63,0 km	
2029	Estaca 30	Buriticupu	C2 – Simples	69	84,0	1x336,4 MCM
	Total em linhas de 69 kV				84,0 km	
2036	Santa Luzia	Vitorino Freire	C2 – Simples	69	63,0	1x636 MCM
	Total em linhas de 69 kV				63,0 km	
2037	Santa Luzia III	Santa Luzia	C2 – Simples	138	6,5	1x336,4 MCM
	Total em linhas de 138 kV				6,5 km	

7.7 Parte B: Alternativa B-4

A Alternativa B-4 contempla a implantação em 2026 da SE Santa Luzia III 230/138 kV com 2 autotransformadores 230/138 kV de 100 MVA cada. A SE Santa Luzia III se interligará ao SIN através de dois circuitos em 230 kV em circuito simples: LT 230 kV Açailândia – Santa Luzia III C1 e LT 230 kV Peritoró – Santa Luzia III C1.

A Tabela 7-67 até a Tabela 7-70 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa B-4 no ano 2026.

Tabela 7-67 – Alternativa B-4 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2026

Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
			Qtde	Descrição
Açailândia	230	BD4	1	Módulo de Entrada de Linha
			1	Módulo de Conexão de Reator de Linha Fixo
		-	1	Unidade Trifásica de Reator de Linha de 15 Mvar
Peritoró	230	BD4	1	Módulo de Entrada de Linha
			1	Módulo de Conexão de Reator de Linha Fixo
		-	1	Unidade Trifásica de Reator de Linha de 10 Mvar
Santa Luzia III	230	BD4	1	Módulo de Infraestrutura Geral
			1	Módulo de Interligação de Barras
			2	Módulos de Entrada de Linha
			2	Módulos de Conexão de Reator de Linha Fixo
			2	Módulos de Conexão de Transformação
			2	Módulos de Conexão de Reator de Barra
	230	-	1	Unidade Trifásica de Reator de Linha de 15 Mvar
			1	Unidade Trifásica de Reator de Linha de 10 Mvar
			2	Unidades Trifásicas de Reatores de Barra de 20 Mvar
	230/138	-	2	Unidades de Transformação Trifásicas 230/138-13,8 kV de 100 MVA ⁽¹⁾ cada (ATR1 e ATR2)

Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
			Qtde	Descrição
Santa Luzia III	138	BPT	1	Módulo de Interligação de Barras
			2	Módulos de Conexão de Transformação
			2	Módulos de Entrada de Linha

Legenda: DJM – Disjuntor e Meio; BDDD – Barra Dupla Disjuntor Duplo; BD5 – Barra Dupla 5 Chaves; BD4 – Barra Dupla 4 Chaves; BD3 – Barra Dupla 3 Chaves; BPT – Barra Principal e Transferência; BS – Barra Simples

- (1) Caso não haja necessidade de suprimento a serviços auxiliares, o terminal terciário do transformador ou autotransformador, se porventura se fizer necessário, não deverá estar acessível. Ademais, sua potência e tensão deverão ser determinadas posteriormente.

Tabela 7-68 – Alternativa B-4 – Principais obras em linhas de transmissão – 2026

Subestação	Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Configuração
Açailândia	Santa Luzia III	C1 – Simples	230	219,0	2x477 MCM
Peritoró	Santa Luzia III	C1 – Simples	230	164,0	2x477 MCM
Total em linhas de 230 kV				383,0 km	

Tabela 7-69 – Alternativa B-4 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Maranhão – 2026

Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
			Qtde	Descrição
Bacabal II	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
		-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 8 Mvar (BC1)
Buriticupu	69	BPT	2	Módulos de Conexão de Capacitor em Derivação
		-	2	Bancos de Capacitores em Derivação de 4 Mvar (BC2 e BC3)
Estaca 30	138	BPT	1	Módulo de Infraestrutura Geral
			1	Módulo de Interligação de Barras
			1	Módulo de Entrada de Linha
			1	Módulo de Conexão de Transformação

Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
			Qtde	Descrição
Estaca 30	138/69	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 138/69 kV de 40 MVA (TR1)
	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
Santa Inês	138	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
Santa Luzia	138	BPT	1	Módulo de Infraestrutura Geral
			1	Módulo de Interligação de Barras
			2	Módulos de Entrada de Linha
			2	Módulo de Conexão de Transformação
	138/69	-	2	Unidades de Transformação Trifásica 138/69 kV de 40 MVA cada (TR1 e TR2)
	69	BPT	2	Módulos de Conexão de Transformação
			1	Módulo de Entrada de Linha
Vitorino Freire	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
			1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
		-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 8 Mvar (BC2)

Legenda: DJM – Disjuntor e Meio; BDDD – Barra Dupla Disjuntor Duplo; BD5 – Barra Dupla 5 Chaves; BD4 – Barra Dupla 4 Chaves; BD3 – Barra Dupla 3 Chaves; BPT – Barra Principal e Transferência; BS – Barra Simples

Tabela 7-70 – Alternativa B-4 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Maranhão – 2026

Subestação	Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Configuração
Santa Inês	Santa Luzia	C1 – Simples	138	50,0	1x336,4 MCM
Santa Luzia III	Santa Luzia	C1 – Simples	138	6,5	1x336,4 MCM
Santa Luzia III	Estaca 30	C1 – Simples	138	21,0	1x336,4 MCM
Total em linhas de 138 kV				77,5 km	
Santa Luzia	Vitorino Freire	C1 – Simples	69	63,0	1x636 MCM
Total em linhas de 69 kV				63,0 km	

Na Figura 7-25 e na Figura 7-26 são apresentados os fluxos de potência e perfis de tensão em regime normal de operação depois de inseridos todos esses reforços, cenário de regime hidrológico Norte Seco/Patamar de Carga Pesada e cenário de regime hidrológico Norte Úmido/Patamar de Carga Pesada, respectivamente.

A Tabela 7-71 sumariza os reforços necessários de Rede Básica (RB) e Rede Básica de Fronteira (RBF) até o ano horizonte do estudo, 2038, relacionando o fato gerador e seu efeito.

Tabela 7-71 – Alternativa B-4 – Reforços necessários (RB e RBF) até o ano horizonte (2038)

Ano	Cenário	Patamar de Carga	Descrição do reforço	Fato Gerador	Efeito
2032	Norte Úmido	Pesada	TR4 230/69 kV Peritoró (100 MVA)	Contingência de qualquer TR 230/69 kV na SE Peritoró	Sobrecarga nos TRs 230/69 kV remanescentes
2035	Norte Seco	Pesada	Banco de Capacitor de 20 Mvar Santa Luzia III (BC1)	Contingência da LT 230 kV Açailândia – Santa Luzia III C1	Subtensão no 230 kV de Santa Luzia III
2037	Norte Seco	Pesada	ATR2 500/230 kV Presidente Dutra (450 MVA)	Contingência da LT 230 kV Miranda II – Peritoró C1	Sobrecarga no ATR1 500/230 kV
			Banco de Capacitor de 20 Mvar Caxias II (BC1)	Contingência da LT 230 kV Peritoró – Caxias II C1	Subtensão no 230 kV de Caxias II
2038	Norte Úmido	Média	Substituição ATR2 500/230 kV Imperatriz (de 450 MVA para 600 MVA)	Contingência do ATR1 500/230 kV na SE Imperatriz	Sobrecarga no ATR2 500/230 kV remanescente

A Figura 7-27 e a Figura 7-28 apresentam os fluxos de potência e perfis de tensão em regime normal de operação para o ano de 2038 depois de inseridos todos os reforços, cenário de regime hidrológico Norte Seco/Patamar de Carga Pesada e cenário de regime hidrológico Norte Úmido/Patamar de Carga Pesada, respectivamente.

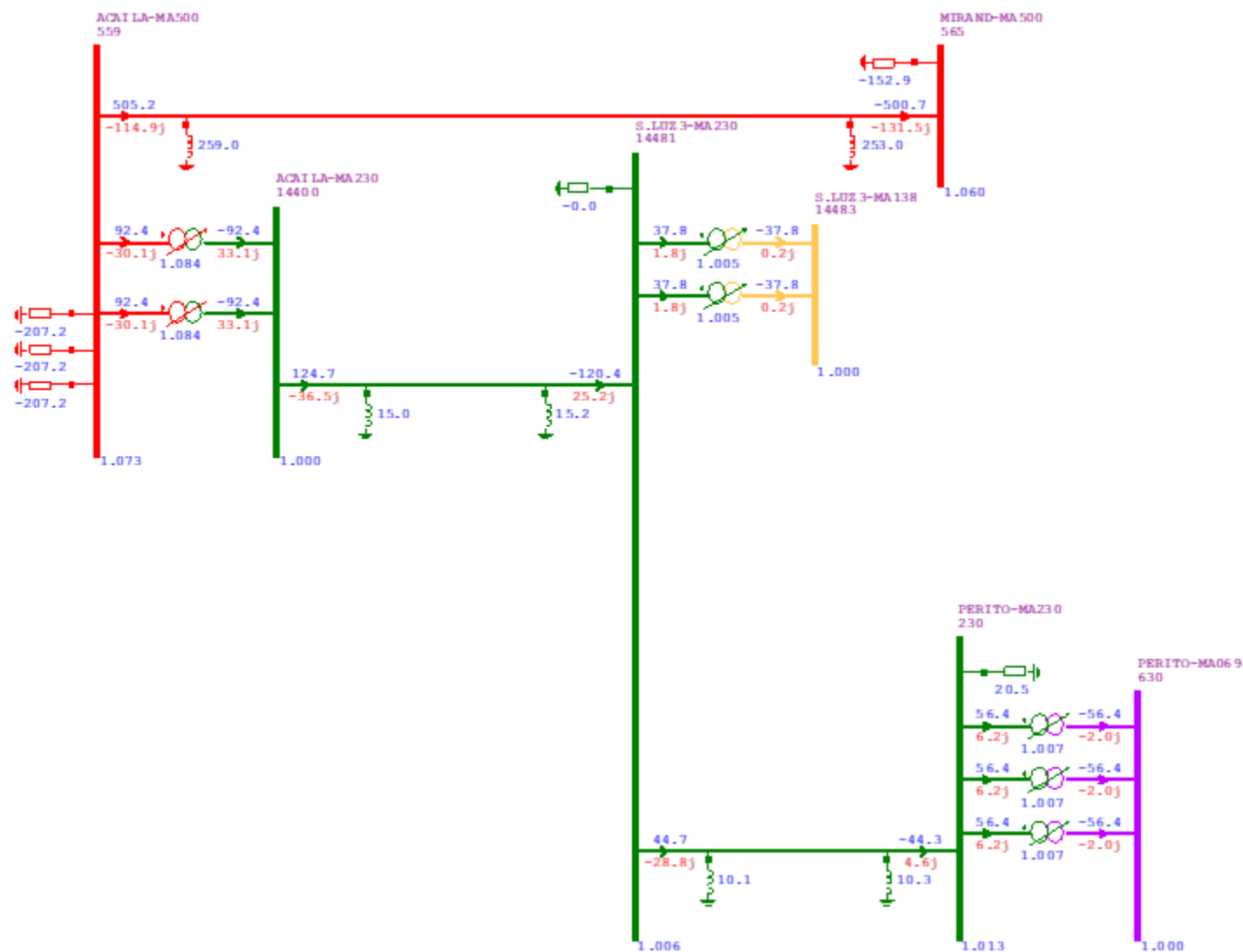


Figura 7-25 – Alternativa B-4: Diagrama unifilar – Ano 2026 – Norte Seco/Carga Pesada

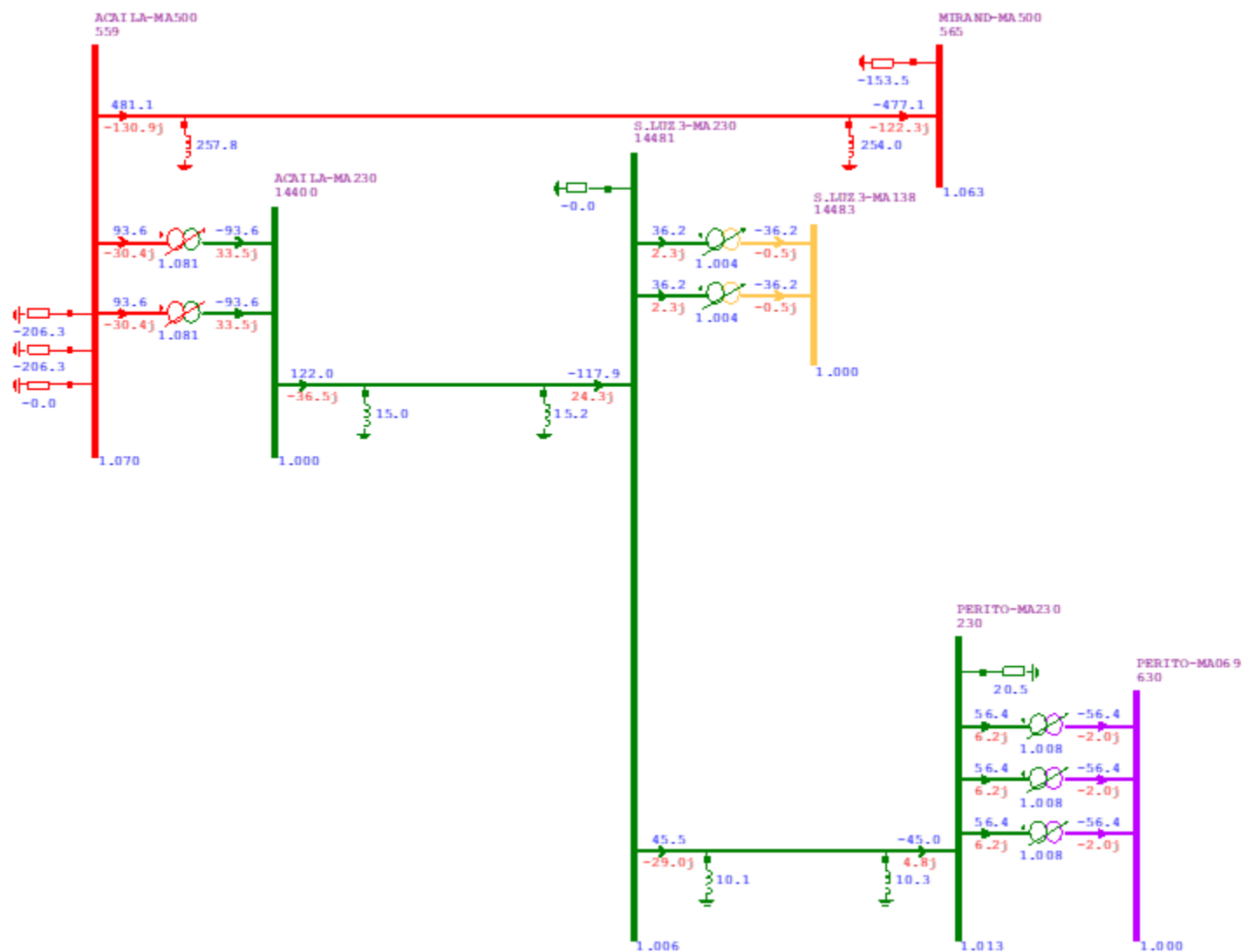


Figura 7-26 – Alternativa B-4: Diagrama unifilar – Ano 2026 – Norte Úmido/Carga Pesada

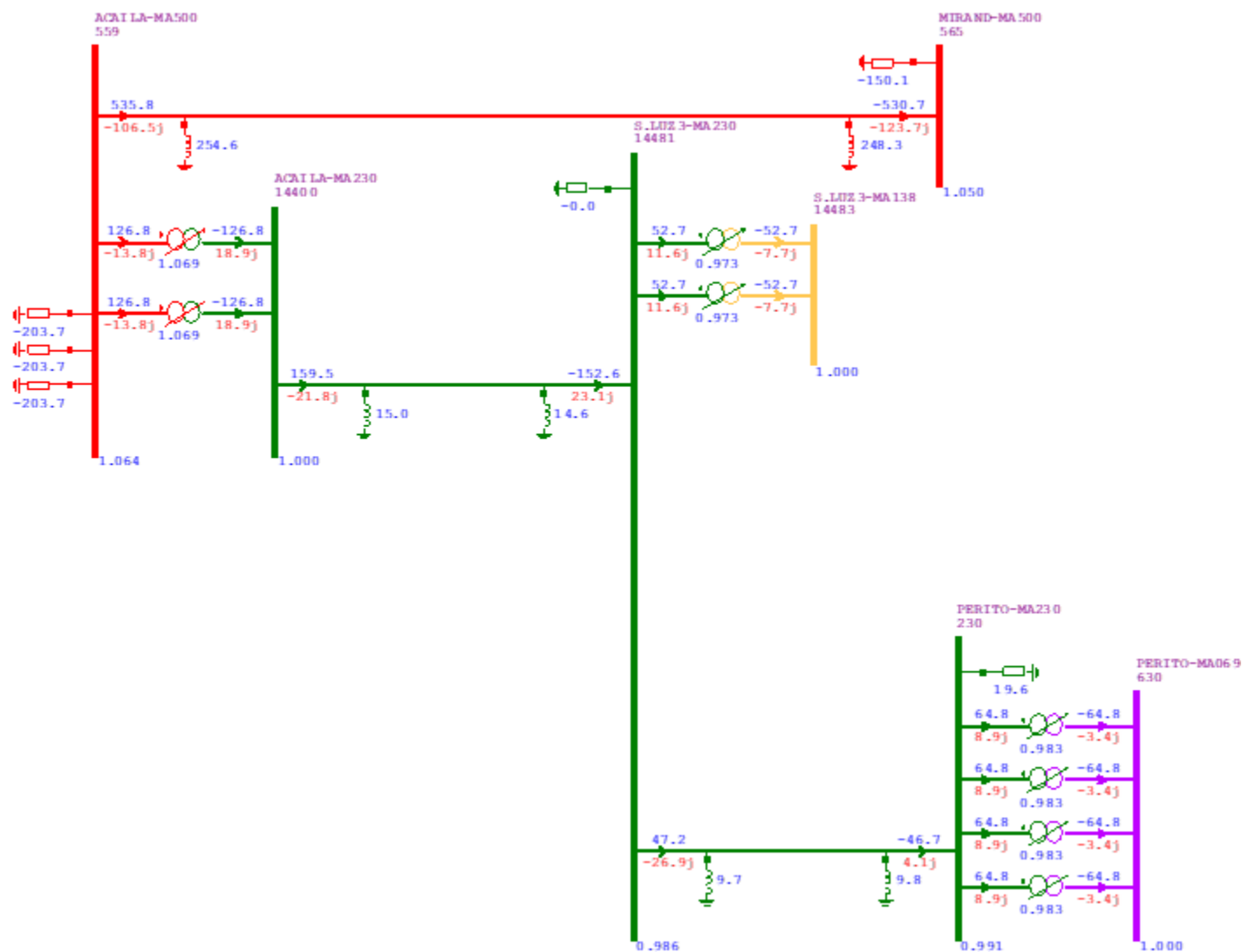


Figura 7-27 – Alternativa B-4: Diagrama unifilar – Ano 2038 – Norte Seco/Carga Pesada

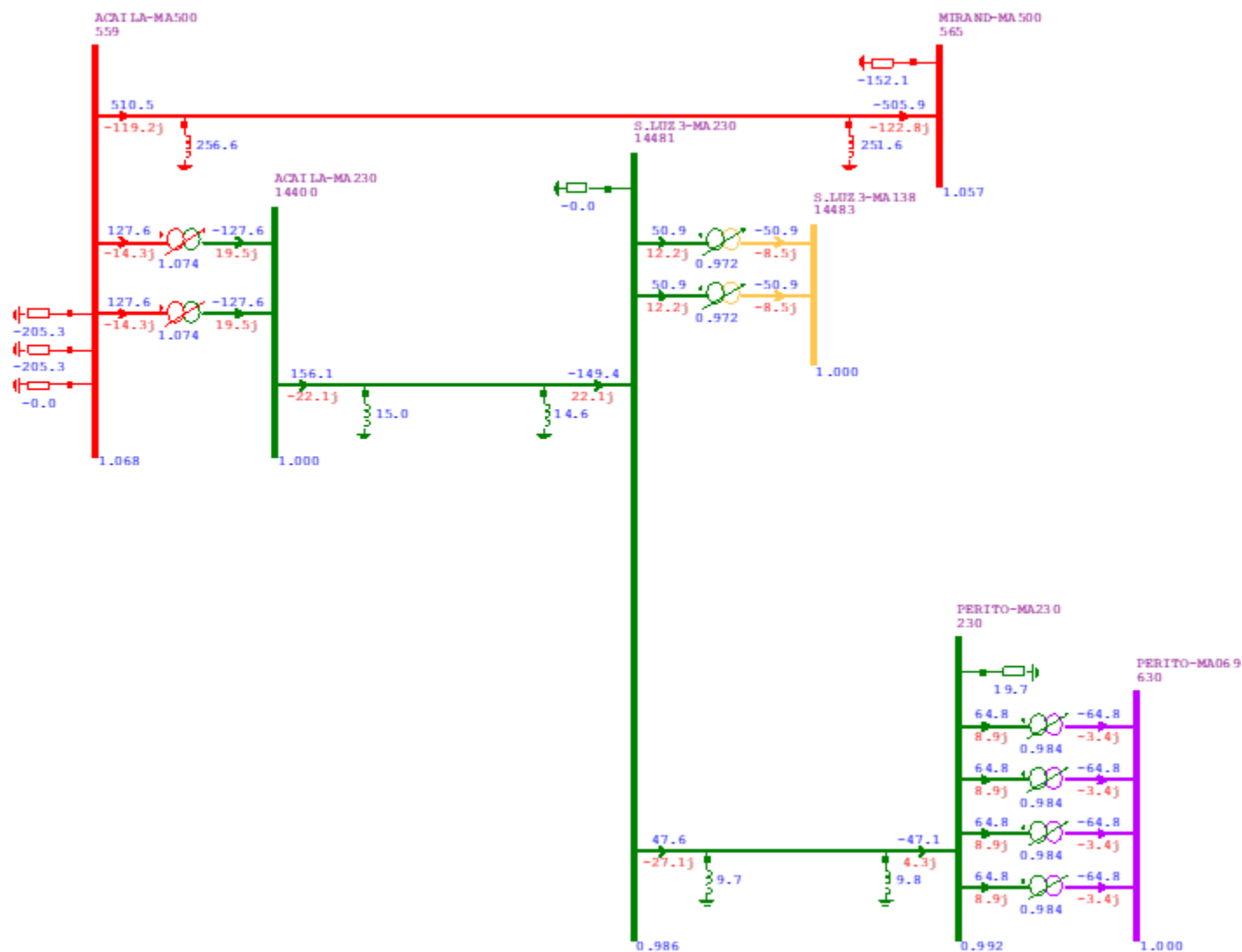


Figura 7-28 – Alternativa B-4: Diagrama unifilar – Ano 2038 – Norte Úmido/Carga Pesada

Foram realizadas simulações de contingências simples dos elementos da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, considerando todos os cenários de carga e geração, não tendo sido verificados níveis de tensão ou carregamento fora dos limites estabelecidos.

A Tabela 7-72 até a Tabela 7-75 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa B-4.

Tabela 7-72 – Alternativa B-4 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2026	Açailândia	230	BD4	1	Módulo de Entrada de Linha
				1	Módulo de Conexão de Reator de Linha Fixo
			-	1	Unidade Trifásica de Reator de Linha de 15 Mvar
	Peritoró	230	BD4	1	Módulo de Entrada de Linha
				1	Módulo de Conexão de Reator de Linha Fixo
			-	1	Unidade Trifásica de Reator de Linha de 10 Mvar
	Santa Luzia III	230	BD4	1	Módulo de Infraestrutura Geral
				1	Módulo de Interligação de Barras
				2	Módulos de Entrada de Linha
				2	Módulos de Conexão de Reator de Linha Fixo
				2	Módulos de Conexão de Transformação
				2	Módulos de Conexão de Reator de Barra
		230	-	1	Unidade Trifásica de Reator de Linha de 15 Mvar
				1	Unidade Trifásica de Reator de Linha de 10 Mvar
				2	Unidades Trifásicas de Reatores de Barra de 20 Mvar
		230/138	-	2	Unidades de Transformação Trifásicas 230/138-13,8 kV de 100 MVA ⁽¹⁾ cada (ATR1 e ATR2)
		138	BPT	1	Módulo de Interligação de Barras
				2	Módulos de Conexão de Transformação
				2	Módulos de Entrada de Linha

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2032	Peritoró	230	BD4	1	Módulo de Conexão de Transformação
		230/69	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 230/69-13,8 kV de 100 MVA ⁽¹⁾ (TR4)
		69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
2035	Santa Luzia III	230	BD4	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 20 Mvar (BC1)
2037	Caxias II	230	BD4	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 20 Mvar (BC1)
	Presidente Dutra	500	DJM	1	Módulo de Conexão de Transformação
		500/230	-	4	Unidades Monofásicas de Transformação 500/√3-230/√3-13,8kV de 150 MVA ⁽¹⁾ cada (ATR2)
		230	BD4	1	Módulo de Conexão de Transformação
	Santa Luzia III	138	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
2038	Imperatriz	500	DJM	1	Módulo de Conexão de Transformação
				1	Módulo de Interligação de Barras
		500/230	-	4	Unidades Monofásicas de Transformação 500/√3-230/√3-13,8kV de 200 MVA ⁽¹⁾ cada (substituição do ATR2)
		230	BD4	1	Módulo de Conexão de Transformação

Legenda: DJM – Disjuntor e Meio; BDDD – Barra Dupla Disjuntor Duplo; BD5 – Barra Dupla 5 Chaves; BD4 – Barra Dupla 4 Chaves; BD3 – Barra Dupla 3 Chaves; BPT – Barra Principal e Transferência; BS – Barra Simples

- (1) Caso não haja necessidade de suprimento a serviços auxiliares, o terminal terciário do transformador ou autotransformador, se porventura se fizer necessário, não deverá estar acessível. Ademais, sua potência e tensão deverão ser determinadas posteriormente.

Tabela 7-73 – Alternativa B-4 – Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Subestação	Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Configuração
2026	Açailândia	Santa Luzia III	C1 – Simples	230	219,0	2x477 MCM
	Peritoró	Santa Luzia III	C1 – Simples	230	164,0	2x477 MCM
	Total em linhas de 230 kV				383,0 km	

Tabela 7-74 – Alternativa B-4 – Principais obras em subestações de distribuição da Equatorial Maranhão

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2026	Bacabal II	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 8 Mvar (BC1)
	Buriticupu	69	BPT	2	Módulos de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	2	Bancos de Capacitores em Derivação de 4 Mvar (BC2 e BC3)
	Estaca 30	138	BPT	1	Módulo de Infraestrutura Geral
				1	Módulo de Interligação de Barras
				1	Módulo de Entrada de Linha
				1	Módulo de Conexão de Transformação
		138/69	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 138/69 kV de 40 MVA (TR1)
		69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
	Santa Inês	138	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
	Santa Luzia	138	BPT	1	Módulo de Infraestrutura Geral
				1	Módulo de Interligação de Barras
				2	Módulos de Entrada de Linha
				2	Módulo de Conexão de Transformação
		138/69	-	2	Unidades de Transformação Trifásica 138/69 kV de 40 MVA cada (TR1 e TR2)
		69	BPT	2	Módulos de Conexão de Transformação
				1	Módulo de Entrada de Linha
	Vitorino Freire	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
				1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 8 Mvar (BC2)
2028	Bacabal I	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 8 Mvar (BC1)
2029	Buriticupu	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
	Estaca 30	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2030	Vitorino Freire	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
		69/13,8	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 69/13,8 kV de 26,6 MVA (TR2)
		13,8	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
2031	Santa Luzia	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
		69/13,8	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 69/13,8 kV de 12,5 MVA (TR2)
		13,8	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
	Vitorino Freire	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 8 Mvar (BC3)
2032	Bacabal I	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação
			-	1	Banco de Capacitor em Derivação de 8 Mvar (BC2)
2033	Bacabal I	34,5	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
		34,5/13,8	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 34,5/13,8 kV de 6,25 MVA (TR2)
		13,8	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
2036	Bacabal II	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
		69/13,8	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 69/13,8 kV de 12,5 MVA (TR2)
		13,8	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
	Santa Luzia	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
	Vitorino Freire	69	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha
2037	Lago Verde	34,5	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
		34,5/13,8	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 34,5/13,8 kV de 6,25 MVA (TR2)
		13,8	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
	Santa Luzia	138	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
				Qtde	Descrição
2038	Bacabal I	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação
		69/13,8	-	1	Unidade de Transformação Trifásica 69/13,8 kV de 26,6 MVA (TR3)
		13,8	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformação

Legenda: DJM – Disjuntor e Meio; BDDD – Barra Dupla Disjuntor Duplo; BD5 – Barra Dupla 5 Chaves; BD4 – Barra Dupla 4 Chaves; BD3 – Barra Dupla 3 Chaves; BPT – Barra Principal e Transferência; BS – Barra Simples

Tabela 7-75 – Alternativa B-4 – Principais obras em linhas de distribuição da Equatorial Maranhão

Ano	Subestação	Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Configuração
2026	Santa Inês	Santa Luzia	C1 – Simples	138	50,0	1x336,4 MCM
	Santa Luzia III	Santa Luzia	C1 – Simples	138	6,5	1x336,4 MCM
	Santa Luzia III	Estaca 30	C1 – Simples	138	21,0	1x336,4 MCM
	Total em linhas de 138 kV				77,5 km	
	Santa Luzia	Vitorino Freire	C1 – Simples	69	63,0	1x636 MCM
	Total em linhas de 69 kV				63,0 km	
2029	Estaca 30	Buriticupu	C2 – Simples	69	84,0	1x336,4 MCM
	Total em linhas de 69 kV				84,0 km	
2036	Santa Luzia	Vitorino Freire	C2 – Simples	69	63,0	1x636 MCM
	Total em linhas de 69 kV				63,0 km	
2037	Santa Luzia III	Santa Luzia	C2 – Simples	138	6,5	1x336,4 MCM
	Total em linhas de 138 kV				6,5 km	

8 OTIMIZAÇÃO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS

Neste capítulo são apresentadas análises técnicas e de otimização visando definir as especificações básicas da Linha de Transmissão (LT) aérea listada abaixo:

- LT 230 kV Açailândia – Dom Eliseu II, C1 e C2, em circuito duplo (CD), de cerca 69 km de comprimento

Os resultados obtidos nas análises foram extraídos diretamente do programa ELEKTRA, desenvolvido pelo CEPEL, [6].

8.1 Dados e Premissas

Os dados ambientais para a definição das capacidades operativas estão dispostos na Tabela 8-1. A temperatura do ar corresponde à maior máxima média mensal registrada na estação de medição localizada em Imperatriz/MA, [7]. Na tabela a seguir também está disposta a densidade relativa do ar considerada nas análises elétricas.

Tabela 8-1 – Dados do ambiente

Temperatura do ar – máxima média [°C]	36
Velocidade de vento para cálculo de temperatura dos cabos [m/s]	1
Radiação solar [W/m²]	1000
Altitude máxima [m]	300
Densidade relativa do ar [p.u.]	0,93

Na Tabela 8-2 estão apresentados os parâmetros econômicos considerados na otimização. Os fluxos, fatores de carga e de perdas utilizados estão apresentados na Tabela 8-3. Já a Tabela 8-4 apresenta os carregamentos máximos verificados nos estudos de fluxo de potência em condição normal de operação e em emergência, decorrente de contingência no sistema, conforme o sistema elétrico da Alternativa A-1/B-1 apresentados nos itens 7.1 e 7.4. Ressalta-se que estes valores foram tabelados por circuito.

Tabela 8-2 – Dados para avaliação econômica

Custo das perdas de energia [R\$/MWh]	247,44
Período [anos]	30
Taxa de desconto anual [%]	8
Banco de preços	Ref. ANEEL – Jun/2020 [4]

Tabela 8-3 – Dados do sistema – Fluxos para cálculo de perdas

Linha	Fluxo ⁽¹⁾ [MVA]	Duração [Anos]	Fator de carga	Fator de perdas
LT 230 kV Açailândia – Dom Eliseu II, C1 e C2, CD	23,9	1	0,94	0,88
	24,0	1	0,93	0,88
	23,5	1	0,95	0,90
	25,0	1	0,92	0,86
	25,1	1	0,93	0,87
	25,2	1	0,93	0,87
	25,7	1	0,93	0,86
	25,0	1	0,95	0,90
	26,0	1	0,93	0,88
	26,8	1	0,93	0,87
	26,1	1	0,93	0,87
	27,5	1	0,93	0,86
	27,7	18	0,93	0,86

⁽¹⁾ Fluxos verificados à tensão nominal.

Tabela 8-4 – Dados do sistema – Fluxos máximos observados para diferentes condições de operação

Linha	Fluxo ⁽¹⁾ [MVA]	
	Normal	Emergência
LT 230 kV Açailândia – Dom Eliseu II, C1 e C2, CD	27,7	45,1

⁽¹⁾ Fluxos verificados à tensão nominal.

Adotou-se somente estruturas autoportantes de circuito duplo, em configuração vertical. No item 8.4.2 constam as coordenadas finais, após a otimização, dos cabos na torre e flecha para a silhueta típica. Por fim, considerou-se também cabos condutores tipo CAA e cabos para-raios tipo EAR 3/8" e OPGW 13,4 mm.

8.2 Critérios Para Análises Elétricas e Comparações Econômicas

Na definição das capacidades de corrente, os valores a serem especificados devem atender minimamente aos fluxos observados no estudo, em condição normal e emergência. Adicionalmente, deve-se adotar 65 °C como limite superior de temperatura nos cabos condutores em condição normal de operação e 90 °C em condição de emergência. Com relação aos níveis de emissão eletromagnética, estes devem observar os requisitos mínimos definidos em [8]. Essas restrições, juntamente com o balanço dos cabos, devem ser observadas de forma a definir uma estimativa inicial para a faixa de segurança e o conjunto de cabos condutores tecnicamente viáveis.

Configurações com custos totais, de instalação e perdas, com diferenças de até 3 % são consideradas economicamente equivalentes.

8.3 Avaliações Econômicas

8.3.1 Seleção dos cabos condutores

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que as soluções economicamente equivalentes dentre as soluções candidatas são aquelas apresentadas na Tabela 8-5. Como pode se verificar, a configuração de menor custo total é a 1 x TERN (795 MCM) e, portanto, recomenda-se a sua utilização nesta LT.

Tabela 8-5 – Configurações com menor custo total – Otimização conjunta

Cabo condutor		Custos (1000 x R\$/km)			Relação entre custo total e o menor custo total [%]
Nome	Nº de subcond. por fase	Instalação	Perdas	Total	
TERN	1	901,1	188,5	1.089,6	100,0%
RUDDY	1	937,7	156,8	1.094,5	100,5%
STARLING	1	898,8	200,4	1.099,2	100,9%
GANNET	1	877,2	223,0	1.100,2	101,0%
DRAKE	1	933,2	171,5	1.104,7	101,4%
GROSBEAK	1	865,7	239,3	1.105,0	101,4%
RAIL	1	966,2	143,4	1.109,6	101,8%
SQUAB	1	856,0	257,3	1.113,3	102,2%

8.4 Características Técnicas da Solução de Referência

8.4.1 Características elétricas

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades operativas especificadas estão sumarizados na Tabela 8-6.

Tabela 8-6 – Características elétricas básicas da LT 230 kV em CD

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω /km]	x [Ω /km]	b [μ S/km]
Circuito Duplo	CAA 1 x TERN (795 MCM)	720	1000	+	0,0823	0,4960	3,3582
				0	0,4131	1,4892	2,2048
				mut.0	0,3262	0,9140	-0,6078

A Figura 8-1 extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da LT em CD. Com relação à faixa de segurança, esta foi estimada em 32,5 metros devido ao balanço dos cabos. Não obstante, foram realizadas análises de sensibilidade variando-se alguns parâmetros de cálculo e, por segurança, recomenda-se a adoção de uma largura de faixa referencial de 35 metros.

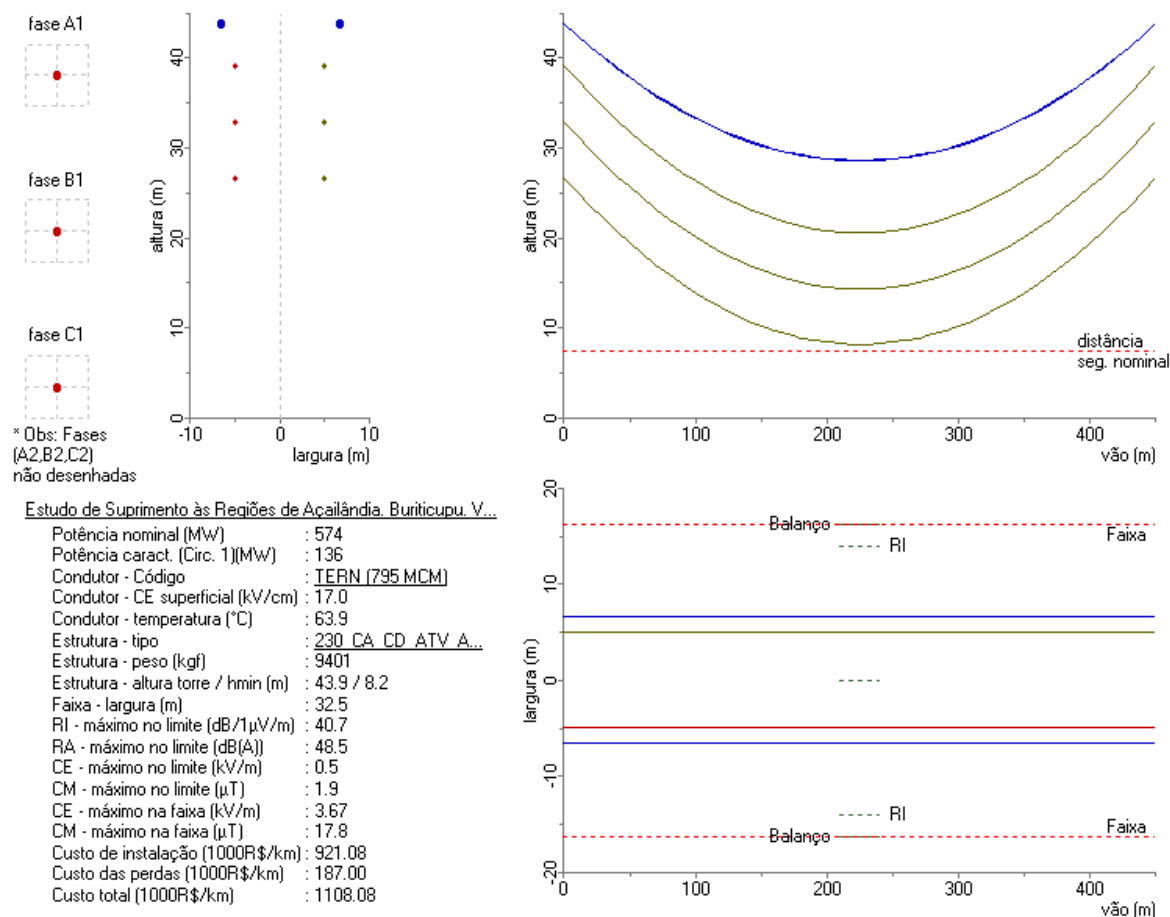


Figura 8-1 – Dados técnicos básicos da LT 230 kV em CD

8.4.2 Características construtivas

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas dos centros dos feixes na torre e flechas estão apresentadas na Tabela 8-7. Foram considerados feixes com geometria horizontal e espaçamento de 45,72 cm entre os cabos condutores.

Tabela 8-7 – Coordenadas do centro do feixe da silhueta típica da LT 230 kV em CD

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A1	-4,95	39,2	18,6
Feixe B1	-4,95	33,0	18,6
Feixe C1	-4,95	26,8	18,6
Feixe A2	4,95	26,8	18,6
Feixe B2	4,95	33,0	18,6
Feixe C2	4,95	39,2	18,6
Para-raios 1	-6,59	43,9	15,4
Para-raios 2	6,59	43,9	15,4

8.4.3 Tensões e correntes induzidas

Foram verificadas, em regime permanente, as tensões e correntes induzidas nas lâminas de terra das chaves seccionadoras de aterramento da LT. Os maiores valores obtidos estão dispostos na Tabela 8-8. Devido ao comprimento não foi adotada transposição na LT, porém considerou-se um faseamento ABC/CBA, conforme Tabela 8-7. Além disso, dada a característica radial do sistema, considerou-se no terminal emissor uma fonte ideal ajustada na tensão máxima operativa da LT, e no receptor uma carga passiva que resultou em um fluxo igual à capacidade de corrente de regime normal, conforme [9] e Tabela 8-6.

Os resultados obtidos indicam que poderá ser necessário especificar chaves Classe B com tensão induzida nominal por acoplamento eletromagnético acima do valor padronizado na norma [10]. Cumpre ressaltar, no entanto, que a adoção de uma solução distinta, em termos de extensão, silhueta de estrutura, faseamento e ciclos de transposição, além de uma modelagem mais acurada do sistema, pode alterar as conclusões obtidas nesta análise. Portanto, recomenda-se analisar com maior detalhamento nos estudos de Projeto Básico estes e os demais requisitos para as chaves de aterramento desta LT.

Tabela 8-8 – Tensões e correntes induzidas (valor eficaz) nas lâminas de terra

Acoplamento	Calculado	Limite
Eletromagnético	49,2 A	80 A
	2,5 kV	2 kV
Eletrostático	1,5 A	3 A
	7,2 kV	12 kV

9 ANÁLISE ECONÔMICA

9.1 Comparação Econômica

Os custos utilizados na análise econômica comparativa das alternativas são os que constam no documento “Base de Referência de Preços ANEEL”, [4].

Os investimentos previstos ao longo do tempo são referidos ao ano 2021 com taxa de retorno de 8% ao ano. Ressalta-se que esses valores são utilizados apenas para comparação de alternativas, não servindo como base para orçamentos.

Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas é utilizado o método dos rendimentos necessários com o truncamento das séries temporais no ano horizonte.

Os custos referentes ao diferencial de perdas elétricas de cada alternativa, em relação àquela de menores perdas, foram estimados considerando os cenários de geração conforme apresentando no item 4.3. Os cenários de regime hidrológico Norte Úmido consideram um tempo de permanência total igual a aproximadamente 58,3% (7 meses/12 meses), sendo esse tempo subdividido nos três patamares de carga: Leve (7 horas / 24 horas), Média (14 horas / 24 horas) e Pesada (3 horas / 24 horas). Os cenários de regime hidrológico Norte Seco consideram um tempo de permanência total igual a aproximadamente 41,7% (5 meses/12 meses), sendo esse tempo subdividido nos três patamares de carga: Leve (7 horas / 24 horas), Média (14 horas / 24 horas) e Pesada (3 horas / 24 horas). Adicionalmente para a análise econômica, foi considerado também o custo de perdas igual a 247,44 R\$/MWh e a taxa de retorno de 8% ao ano, referidos a 2026. Os itens 18.3.1 e 18.3.2 apresentam o diferencial de perdas elétricas para Parte A e para Parte B, respectivamente, de cada alternativa considerada.

A Tabela 9-1 e a Tabela 9-2 apresentam a comparação econômica das alternativas levando-se em consideração os custos de investimentos e o diferencial de perdas, para a Parte A e a Parte B, respectivamente, do estudo em questão.

Tabela 9-1 – Custo de investimento e perdas – Parte A: Açailândia (MA) e Dom Eliseu (PA) (R\$ x 1000)

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa A-1	181.709,10	0,00	181.709,10	101,58%	2º
Alternativa A-2	196.868,90	19.106,81	215.975,71	120,74%	3º
Alternativa A-3	163.184,15	15.690,15	178.874,30	100,00%	1º

Tabela 9-2 – Custo de investimento e perdas – Parte B: Buriticupu (MA) e Vitorino Freire (MA) (R\$ x 1000)

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa B-1	244.396,67	20.581,33	264.978,00	100,00%	1º
Alternativa B-2	286.624,74	0,00	286.624,74	108,17%	2º
Alternativa B-3	277.482,81	63.983,00	341.465,81	128,87%	4º
Alternativa B-4	280.513,79	18.545,89	299.059,68	112,86%	3º

Os planos de obras referentes a cada alternativa são apresentados no Anexo 2, item 18.2.

9.2 Discussão dos Resultados

No que tange à Parte A, o suprimento às regiões de Açailândia (MA) e Dom Eliseu (PA), de acordo com os resultados apresentados na Tabela 9-1, conclui-se que as Alternativa A-1 e Alternativa A-3 apresentam desempenho técnico satisfatório e custos totais (investimentos + perdas) diferindo em menos de 5%, caracterizando um empate técnico entre essas duas alternativas. Assim, outras considerações devem ser levadas em conta para a tomada de decisão.

Desta forma destaca-se que a Alternativa A-1:

- Prove maior robustez elétrica para a suprimento às regiões de Açailândia e Dom Eliseu através da implantação de um novo ponto de suprimento 230/69 kV na SE Açailândia; e
- Propicia, com a criação do novo pátio de 230 kV na SE Açailândia, uma opção de expansão da Rede Básica em uma região que conta somente com a SE Imperatriz, tendo em vista que esta última possui restrições de expansão nas transformações 500/230 kV e 230/69 kV.

Assim, tendo em vista as considerações expostas, recomenda-se a adoção da Alternativa A-1 para o suprimento das regiões de Açailândia (MA) e Dom Eliseu (PA).

De forma análoga, para a Parte B, o suprimento às regiões de Buriticupu (MA) e Vitorino Freire (MA), de acordo com os resultados apresentados na Tabela 9-2, conclui-se que a Alternativa B-1 apresenta o melhor desempenho técnico-econômico, notavelmente superior às demais alternativas consideradas sendo, portanto, a alternativa recomendada.

9.3 Modulação ótima dos novos bancos de autotransformadores 500/230 kV da SE Açailândia

A Tabela 9-3 mostra a comparação econômica que embasa a definição da modulação ótima da transformação 500/230 kV da SE Açailândia.

Tabela 9-3 – Modulação ótima da transformação 500/230 kV da SE Açailândia (R\$ x 1000)

Modulação	Investimento	%	Ordem
450 MVA	85.880,60	100,00%	1º
600 MVA	91.800,60	106,89%	2º

Conclui-se que a modulação de 450 MVA apresenta o melhor desempenho técnico-econômico, donde a outra alternativa de modulação (600 MVA) sequer se enquadra na zona de empate técnico, ou seja, diferença de até 5%. Desta forma, recomenda-se a modulação de 450 MVA para a transformação 500/230 kV da SE Açailândia.

9.4 Modulação ótima dos novos transformadores 230/69 kV da SE Açailândia

A Tabela 9-4 mostra a comparação econômica que embasa a definição da modulação ótima da transformação 230/69 kV da SE Açailândia.

Tabela 9-4 – Modulação ótima da transformação 230/69 kV da SE Açailândia (R\$ x 1000)

Modulação	Investimento	%	Ordem
75 MVA	25.936,86	100,00%	1º
100 MVA	27.773,68	107,08%	2º

Conclui-se que a modulação de 75 MVA apresenta o melhor desempenho técnico-econômico, donde a outra alternativa de modulação (100 MVA) sequer se enquadra na zona de empate técnico, ou seja, diferença de até 5%. Desta forma, recomenda-se a modulação de 75 MVA para a transformação 230/69 kV da SE Açailândia.

9.5 Modulação ótima dos novos transformadores 230/69 kV da SE Dom Eliseu II

De maneira análoga à modulação ótima dos novos transformadores 230/69 kV da SE Açailândia já apresentadas, vide item 9.4, a avaliação para a modulação ótima para a transformação 230/69 kV da SE Dom Eliseu II implica exatamente nos mesmos resultados. Desta forma, recomenda-se a modulação de 75 MVA para a transformação 230/69 kV da SE Dom Eliseu II.

9.6 Modulação ótima dos novos bancos de autotransformadores 500/230 kV da SE Santa Luzia III

Novamente, de maneira análoga à modulação ótima dos novos bancos de autotransformadores 500/230 kV da SE Açailândia já apresentadas, vide item 9.3, a avaliação para a modulação ótima para a transformação 500/230 kV da SE Santa Luzia III implica exatamente nos mesmos resultados. Desta forma, recomenda-se a modulação de 450 MVA para a transformação 500/230 kV da SE Santa Luzia III.

9.7 Modulação ótima dos novos autotransformadores 230/138 kV da SE Santa Luzia III

A Tabela 9-5 mostra a comparação econômica que embasa a definição da modulação ótima da transformação 230/138 kV da SE Santa Luzia III.

Tabela 9-5 – Modulação ótima da transformação 230/138 kV da SE Santa Luzia III (R\$ x 1000)

Modulação	Investimento	%	Ordem
100 MVA	30.887,89	100,00%	1º
150 MVA	32.966,83	106,73%	2º

Conclui-se que a modulação de 100 MVA apresenta o melhor desempenho técnico-econômico, donde a outra alternativa de modulação (150 MVA) sequer se enquadra na zona de empate técnico, ou seja, diferença de até 5%. Desta forma, recomenda-se a modulação de 100 MVA para a transformação 230/138 kV da SE Santa Luzia III.

10 DEFINIÇÃO DA COMPENSAÇÃO SHUNT

De acordo com os critérios de planejamento adotados neste estudo, as tensões máximas admissíveis nas extremidades das linhas de transmissão, durante o processo de energização e rejeição, em vazio (sem carga), não devem ultrapassar 1,200 pu para os barramentos de 500 kV e 1,100 pu para os barramentos de 230 kV.

Para cada uma das manobras referentes às distintas linhas de transmissão em análise, seja energização ou seja rejeição, foi identificado o cenário e o patamar de carga mais crítico para tais avaliações.

Cumpramos ressaltar também que os compensadores estáticos ou síncronos próximos às linhas de transmissão avaliadas foram ajustados de forma a deixar uma folga para consumo de potência reativa, auxiliando no controle de tensão durante as manobras.

A seguir estão resumidos os resultados das simulações de energização e rejeição das LT 230 kV Açailândia – Dom Eliseu II C1/C2, LT 500 kV Açailândia – Santa Luzia III C1 e LT 500 kV Santa Luzia III – Miranda II C1, estas duas últimas oriundas do seccionamento da LT 500 kV Açailândia – Miranda II C1 atualmente em operação.

10.1 LT 230 kV Açailândia – Dom Eliseu II C1/C2

Trata-se de uma linha de transmissão em circuito duplo (CD), de cerca de 69 km de comprimento, dotada de cabo condutor TERN de bitola 795 MCM.

10.1.1 Energização

A análise da energização foi realizada considerando o cenário de regime hidrológico Norte Seco e patamar de Carga Leve. Como há dois circuitos idênticos para serem avaliados, C1 e C2, adotou-se a energização do Circuito 1 (C1) de modo a representar os efeitos de ambos. Adicionalmente, devido às particularidades do sistema elétrico circunvizinho, a manobra de energização foi simulada no sentido Açailândia → Dom Eliseu II.

Partindo-se de Açailândia 230 kV com tensão de 1,049 pu, a tensão no terminal de Açailândia 230 kV se mantém em 1,049 pu, ficando o terminal sem carga em Dom Eliseu II 230 kV com 1,053 pu, ou seja, dentro dos valores predeterminados. A Figura 10-1 apresenta os resultados da manobra de energização do Circuito 1 (C1), desde a condição de pré-energização até o efetivo fechamento de ambos terminais.

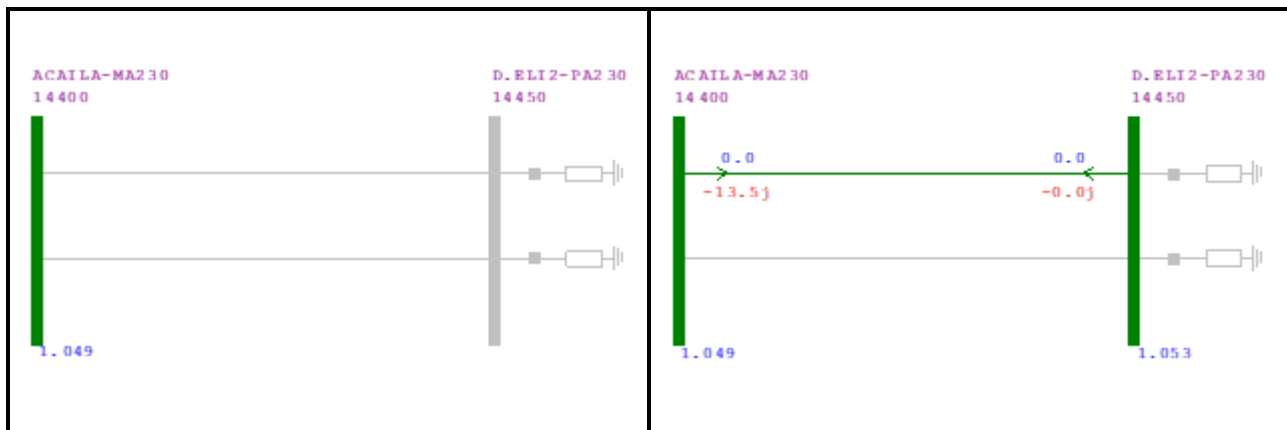


Figura 10-1 – Energização da LT 230 kV Açailândia – Dom Eliseu II C1

Para a tomada de carga na SE Dom Eliseu II 230/69 kV, considerou-se a mesma tensão de partida de Açailândia 230 kV igual a 1,049 pu. Sendo assim, após a tomada de carga, caso não fosse adotada a compensação shunt no barramento de 230 kV de Dom Eliseu II, resultaria uma tensão de 1,051 pu em Dom Eliseu II 230 kV, violando o limite máximo de tensão, em carga, para este nível de tensão (1,050 pu).

De modo a permitir que a tomada de carga na SE Dom Eliseu II 230/69 kV se dê dentro dos limites predeterminados, foi adotada a compensação shunt no barramento de 230 kV desta subestação através de reator de barra de 10 Mvar, o qual foi capaz de diminuir a tensão em Dom Eliseu II 230 kV para 1,044 pu. A Figura 10-2 apresenta os resultados da manobra de tomada de carga na SE Dom Eliseu II 230/69 kV, considerando ou não a presença do reator de barra naquela subestação.

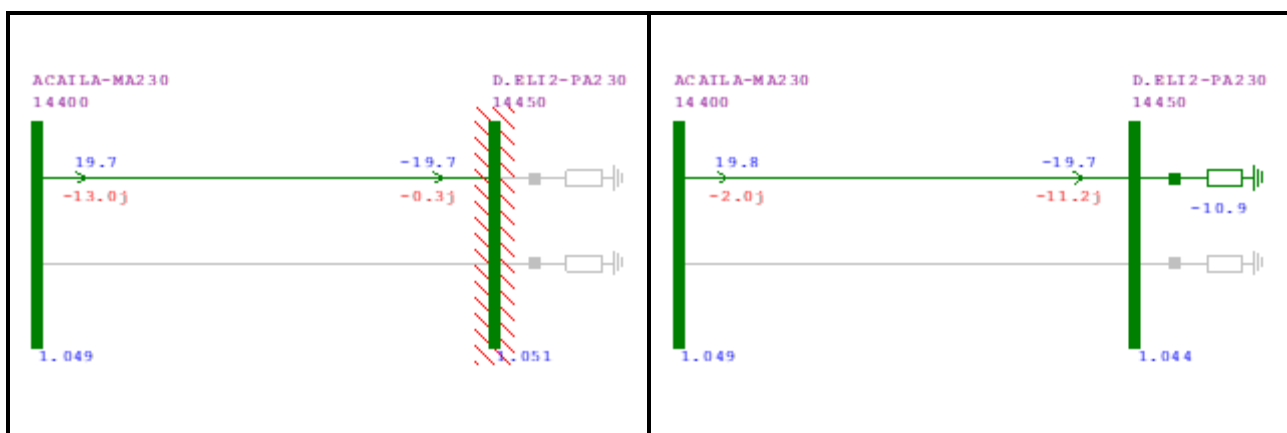


Figura 10-2 – Tomada de Carga após a energização da LT 230 kV Açailândia – Dom Eliseu II C1

10.1.2 Rejeição

A análise de rejeição foi realizada considerando o cenário de regime hidrológico Norte Úmido e patamar de Carga Pesada. Novamente, como há dois circuitos idênticos para serem avaliados, C1 e C2, adotou-se a rejeição do Circuito 1 (C1) de modo a representar os efeitos de ambos.

Partindo-se de Açailândia 230 kV com tensão de 1,049 pu e de Dom Eliseu II 230 kV com tensão de 1,046 pu, foi simulado a abertura intempestiva do disjuntor tanto do terminal da SE Açailândia como também do terminal da SE Dom Eliseu II.

Com a abertura intempestiva do disjuntor do terminal da SE Açailândia, obteve-se tensões de 1,048 pu na SE Dom Eliseu II e 1,052 pu no terminal aberto da SE Açailândia. Similarmente, com a abertura intempestiva do disjuntor do terminal da SE Dom Eliseu II, obteve-se tensões de 1,049 pu na SE Açailândia e 1,053 pu no terminal aberto da SE Dom Eliseu II. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 10-3, atendendo aos critérios de planejamento, não provocando sobretensões no sistema.

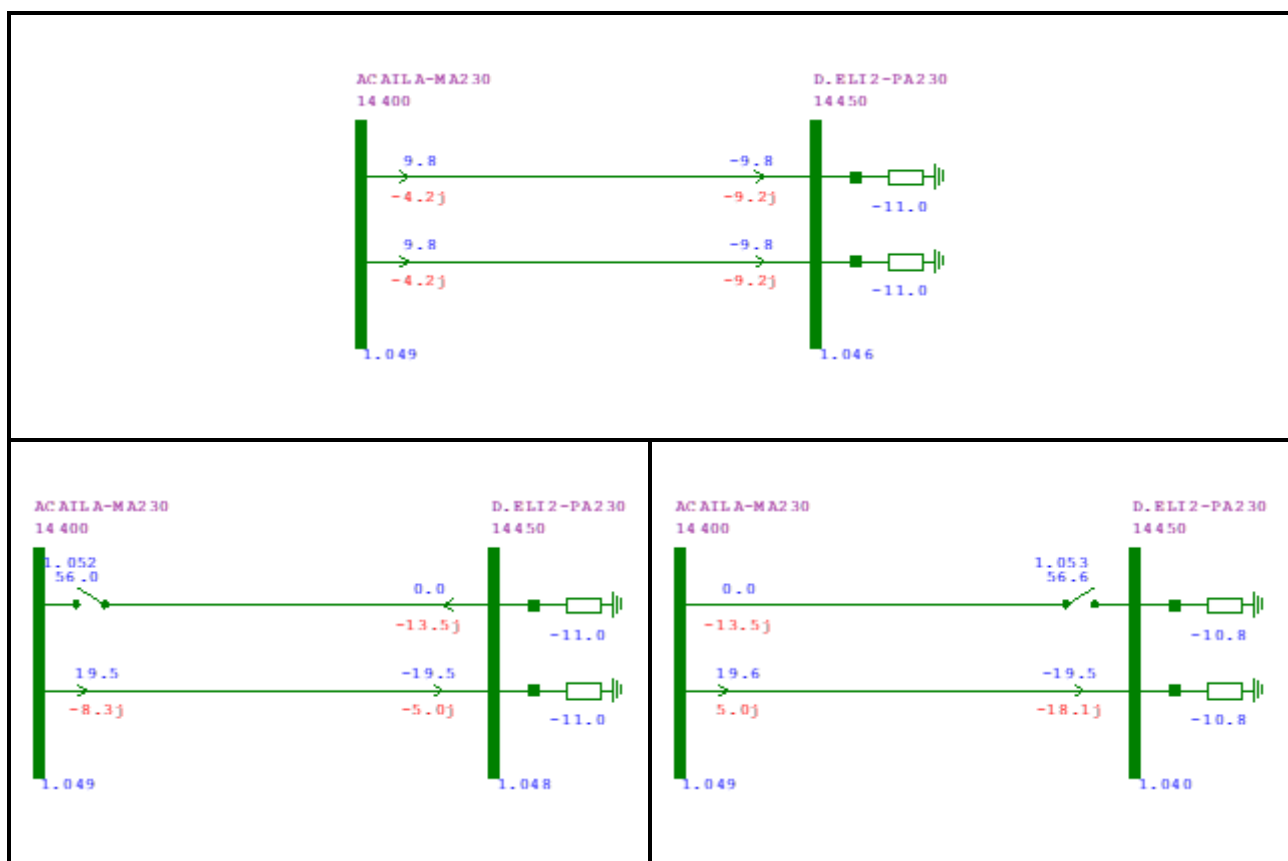


Figura 10-3 – Rejeição da LT 230 kV Açailândia – Dom Eliseu II C1

Adicionalmente, cabe ressaltar que, a adoção de 2 reatores de barra (10 Mvar, cada) no barramento de 230 kV da SE Dom Eliseu II, também contribui para conferir maior flexibilidade operativa no controle de tensão na ponta deste sistema de transmissão. Permitindo, portanto, a possibilidade de diminuição da tensão no 230 kV da SE Dom Eliseu II sem a necessidade de depender exclusivamente da alteração na posição dos tapas dos autotransformadores 500/230 kV na SE Açailândia.

10.2 Eixo 500 kV: Açailândia – Santa Luzia III – Miranda II

Conforme já mencionado, o seccionamento da LT 500 kV Açailândia – Miranda II C1 na SE Santa Luzia III origina duas novas linhas de transmissão:

- LT 500 kV Açailândia – Santa Luzia III, C1, de cerca de 219 km de comprimento
- LT 500 kV Santa Luzia III – Miranda II, C1, de cerca de 145,5 km de comprimento

Ambas são linhas de transmissão em circuito simples (CS), dotadas de 4 subcondutores por fase e condutor de bitola 1300 MCM.

Originalmente a LT 500 kV Açailândia – Miranda II C1 possui compensação shunt em ambas extremidades, mediante reatores de linha fixos de 225 Mvar cada. Com o seccionamento desta linha surge imediatamente a necessidade de reavaliar tal compensação e, conseqüentemente à reavaliação, tornou-se imperioso sua alteração.

Para o trecho de linha entre Açailândia e Santa Luzia III, foi necessário remanejar o reator de linha fixo da extremidade de Açailândia para a extremidade de Santa Luzia III, de modo a adequar as tensões nas barras em níveis aceitáveis quando da eventual rejeição de carga decorrente da abertura intempestiva do disjuntor da extremidade de Açailândia.

Já para o trecho de linha entre Santa Luzia III e Miranda II, foi necessário a adoção de compensação shunt fixa na extremidade de Santa Luzia III no valor de 136 Mvar bem como o remanejamento do reator de linha fixo atualmente instalado na extremidade de Miranda II, de 225 Mvar, para a barra. Desta maneira o grau de compensação da LT 500 kV Santa Luzia III – Miranda II se enquadra em patamar compatível com a viabilização do religamento monopolar desta linha, conforme é apresentado no item 11.3.

Tendo em vista as considerações já citadas, foi realizado a energização e rejeição do eixo de 500 kV formando pelas subestações Açailândia, Santa Luzia III e Miranda II.

10.2.1 Energização

A análise da energização foi realizada considerando o cenário de regime hidrológico Norte Seco e patamar de Carga Leve. Primeiramente foi simulada a manobra de energização do eixo no sentido Açailândia → Santa Luzia III → Miranda II.

Partindo-se de Açailândia 500 kV com tensão de 1,082 pu e de Miranda II 500 kV com tensão de 1,057 pu, energizou-se o primeiro trecho entre Açailândia e Santa Luzia III, com elevação da tensão para 1,092 pu em Açailândia, 1,089 pu em Santa Luzia III e 1,059 pu em Miranda II, dentro dos valores predeterminados.

De maneira a conferir maior flexibilidade operativa no controle de tensão do barramento de 500 kV da SE Santa Luzia III, foi adotado um reator de barra de 136 Mvar. Tal equipamento permite que o ajuste de tensão naquela barra não dependa exclusivamente da manobra de reatores de barra instalados nas subestações da vizinhança, principalmente SE Açailândia e SE Miranda II.

A seguir, utilizando o reator de barra da SE Santa Luzia III, partindo-se de Santa Luzia III com tensão de 1,055 pu e de Miranda II 500 kV com tensão de 1,058 pu, energizou-se o segundo trecho entre Santa Luzia III e Miranda II, com elevação da tensão para 1,092 pu em Açailândia, 1,091 pu em Santa Luzia III e 1,110 pu no terminal aberto de Miranda II, também dentro dos valores predeterminados.

Por fim, completou-se a manobra de energização do segundo trecho entre Santa Luzia III e Miranda II com o fechamento do disjuntor do terminal de Miranda II, com tensão de 1,087 pu em Açailândia, 1,063 pu em Santa Luzia III e 1,067 pu em Miranda II, sem qualquer violação aos valores predeterminados.

A Figura 10-4 apresenta os resultados de toda a sequência de manobras para a energização do eixo de 500 kV: Açailândia – Santa Luzia III – Miranda II, partindo de Açailândia.

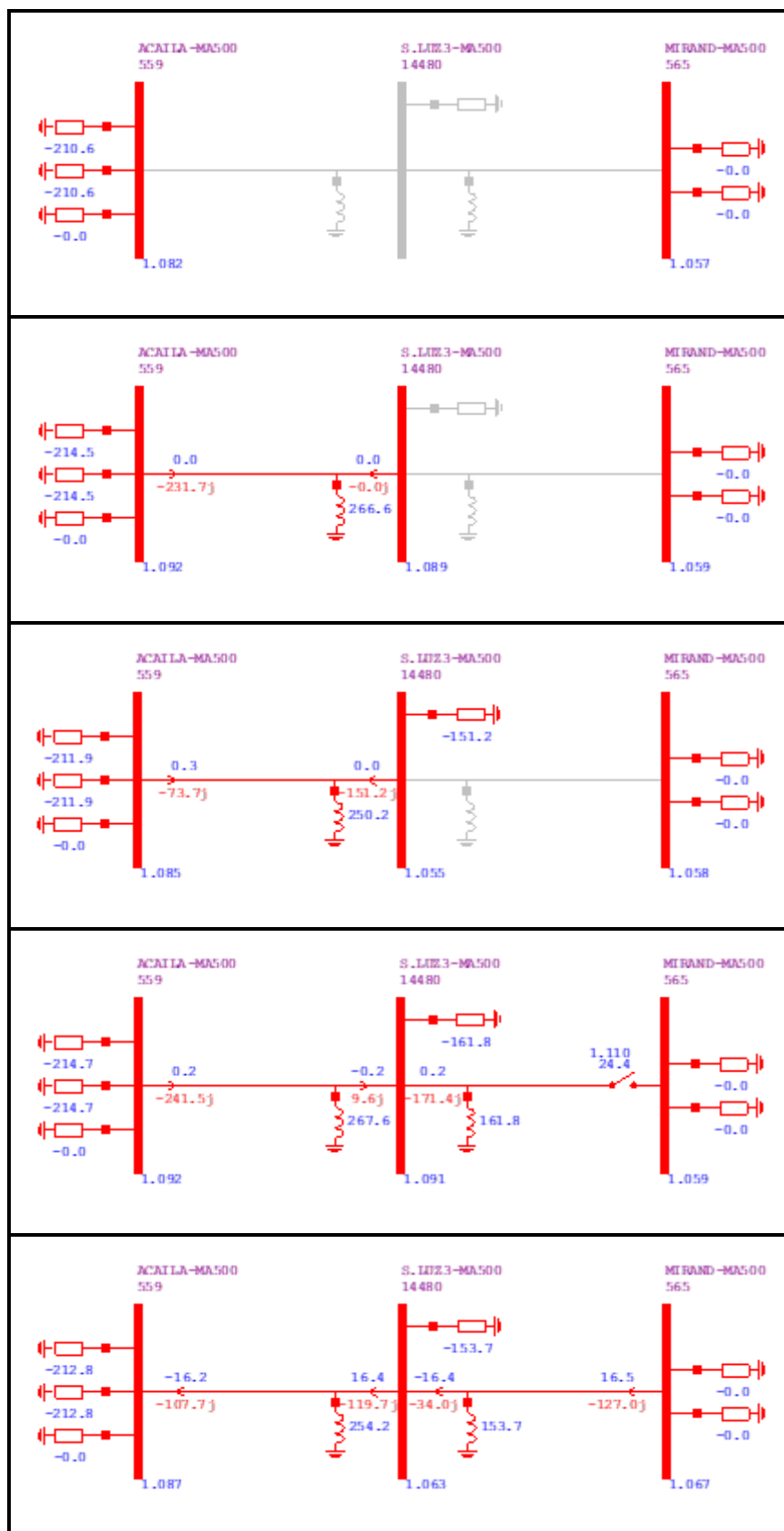


Figura 10-4 – Energização do Eixo 500 kV: Açailândia – Santa Luzia III – Miranda II, partindo de Açailândia

Similarmente, também foi simulada a manobra de energização do eixo no sentido Miranda II → Santa Luzia III → Açailândia.

Partindo-se de Açailândia 500 kV com tensão de 1,082 pu e de Miranda II 500 kV com tensão de 1,057 pu, energizou-se o primeiro trecho entre Santa Luzia III e Miranda II, com elevação da tensão para 1,093 pu em Açailândia, 1,069 pu em Santa Luzia III e 1,069 pu em Miranda II, dentro dos valores predeterminados.

A seguir, utilizando o reator de barra da SE Santa Luzia III, partindo-se de Santa Luzia III com tensão de 1,040 pu e de Miranda II 500 kV com tensão de 1,058 pu, energizou-se o segundo trecho entre Açailândia e Santa Luzia III, com elevação da tensão para 1,074 pu em Miranda II, 1,083 pu em Santa Luzia III e 1,129 pu no terminal aberto de Açailândia, também dentro dos valores predeterminados.

Por fim, completou-se a manobra de energização do segundo trecho entre Açailândia e Santa Luzia III com o fechamento do disjuntor do terminal de Açailândia, com tensão de 1,087 pu em Açailândia, 1,063 pu em Santa Luzia III e 1,067 pu em Miranda II, sem qualquer violação aos valores predeterminados.

A Figura 10-5 apresenta os resultados de toda a sequência de manobras para a energização do eixo de 500 kV: Açailândia – Santa Luzia III – Miranda II, partindo de Miranda II.

Após energizado o eixo de 500 kV entre Açailândia, Santa Luzia III e Miranda II, pode-se efetuar a tomada de carga na SE Santa Luzia III 500/230/138 kV sem qualquer óbice quanto à violação do perfil de tensão nos barramentos de 500 kV do eixo. Isso porque, com a gradativa tomada de carga, é esperado inclusive que as tensões diminuam.

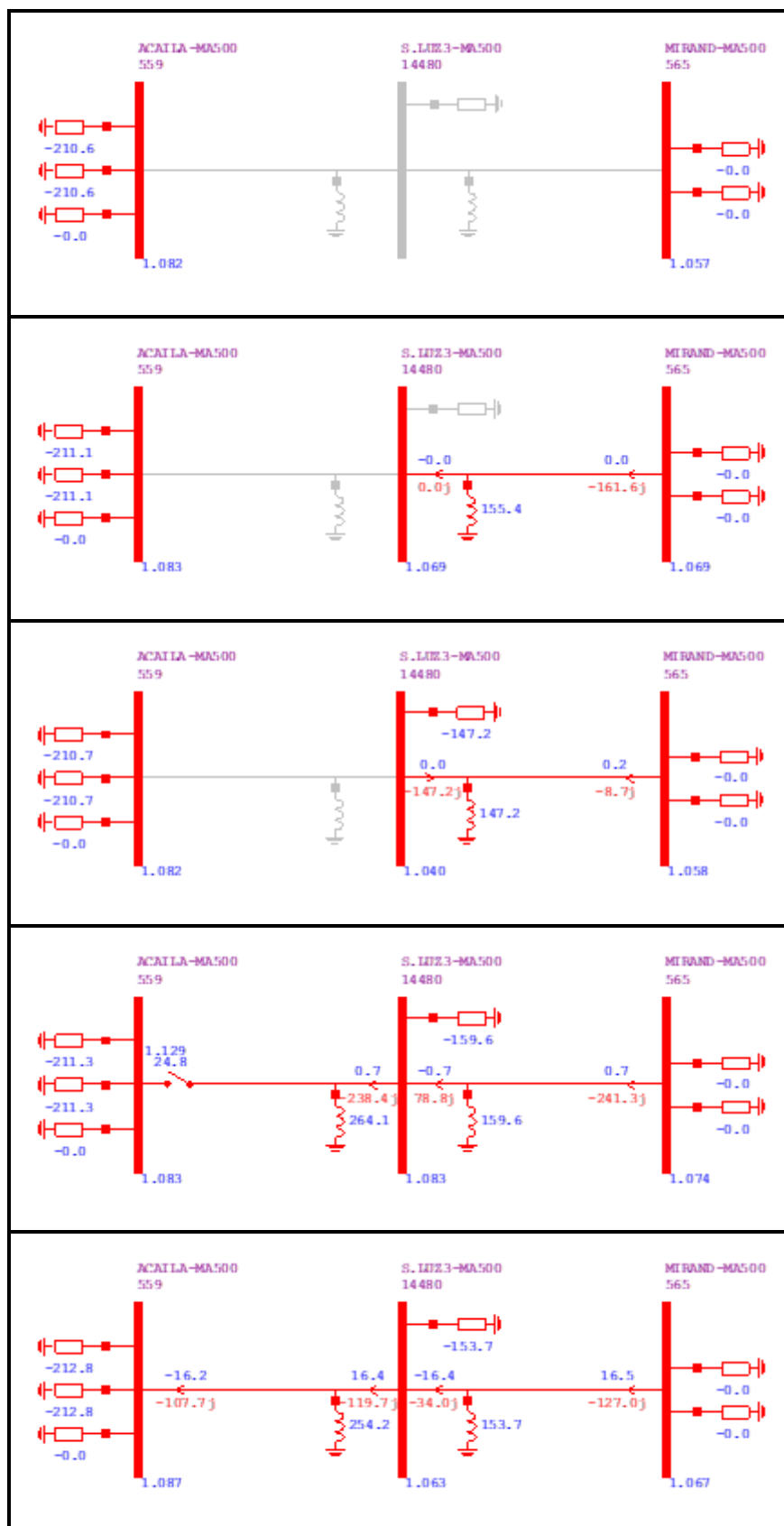


Figura 10-5 – Energização do Eixo 500 kV: Açailândia – Santa Luzia III – Miranda II, partindo de Miranda II

10.2.2 Rejeição

A análise de rejeição foi realizada considerando o cenário de regime hidrológico Norte Úmido e patamar de Carga Pesada. Foi avaliada a rejeição de cada um dos trechos do eixo de 500 kV em ambas as extremidades.

No trecho entre Açailândia e Santa Luzia III, partindo-se de Açailândia 500 kV com tensão de 1,080 pu e de Santa Luzia III 500 kV com tensão de 1,057 pu, foi simulada a abertura intempestiva do disjuntor do terminal da SE Açailândia, obtendo-se tensões de 1,081 pu na SE Santa Luzia III e 1,126 pu no terminal aberto da SE Açailândia. Similarmente, com a abertura intempestiva do disjuntor do terminal da SE Santa Luzia III, obteve-se tensões de 1,083 pu na SE Açailândia e 1,080 pu no terminal aberto da SE Santa Luzia III.

Por fim, no trecho entre Santa Luzia III e Miranda II, partindo-se de Santa Luzia III 500 kV com tensão de 1,057 pu e de Miranda II 500 kV com tensão de 1,068 pu, foi simulada a abertura intempestiva do disjuntor do terminal da SE Santa Luzia III, obtendo-se tensões de 1,070 pu na SE Miranda II e 1,070 pu no terminal aberto da SE Santa Luzia III. Similarmente, com a abertura intempestiva do disjuntor do terminal da SE Miranda II, obteve-se tensões de 1,081 pu na SE Santa Luzia III e 1,100 pu no terminal aberto da SE Miranda II.

Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 10-6, atendendo aos critérios de planejamento, não provocando sobretensões no sistema.

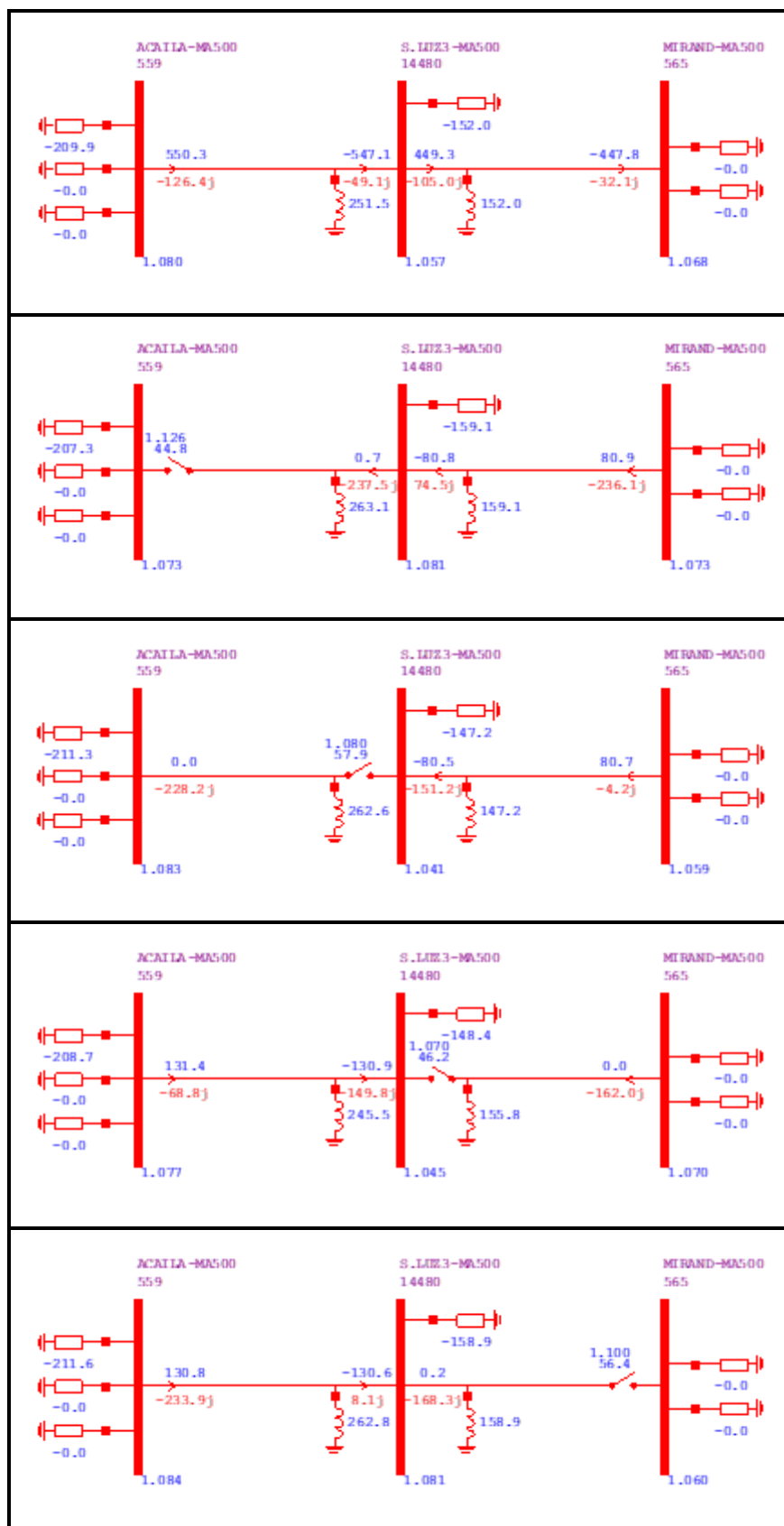


Figura 10-6 – Rejeição do Eixo 500 kV: Açailândia – Santa Luzia III – Miranda II, em ambos trechos e extremidades

11 ANÁLISE DE RESSONÂNCIA E EXTINÇÃO DE ARCO SECUNDÁRIO

Neste capítulo são apresentados os principais resultados das análises preliminares de ressonância e extinção de arco secundário com vistas a verificar, em regime permanente, a viabilidade de implantação do religamento monopolar nas Linhas de Transmissão (LT) aéreas, resultantes de seccionamento, listadas abaixo:

- LT 500 kV Açailândia – Santa Luzia III, C1, (CS) – 219 km
- LT 500 kV Santa Luzia III – Miranda II, C1, (CS) – 145,5 km

Para as demais linhas recomendadas neste relatório julgou-se desnecessária a realização das análises devido: (i) comprimento das LT; (ii) silhueta de torre convencional e (iii) ausência de compensação em derivação. Nestes casos, a princípio, não se vislumbra grandes dificuldades na implantação do religamento monopolar.

Todas as simulações foram realizadas com o programa ATP/ATPDraw. Apesar dos resultados apresentados, as situações expostas deverão ser investigadas novamente no âmbito do Projeto Básico, para todas as linhas recomendadas neste relatório, considerando as soluções que de fato serão adotadas, com simulações no domínio do tempo e uma modelagem mais acurada da rede adjacente, inclusive com uma reavaliação das especificações dos reatores de neutro.

11.1 Procedimentos e Critérios de Análise

Diz-se que o religamento monopolar é viável se houver alta probabilidade de extinção do arco secundário em um tempo morto predefinido. Essa probabilidade deve ser verificada através do par de valores de tensão e corrente, no ponto de falta, tanto em regime permanente como em regime transitório. Não obstante, considerando um tempo morto de até 2 s, as análises em regime permanente possibilitam conclusões preliminares sobre a viabilidade da manobra. Estas análises têm como objetivo investigar a corrente de arco secundário e a tensão sustentada, sob abertura monopolar, para a faixa de frequência de 56 Hz a 66 Hz ([9] e [11]). A verificação da tensão de fase aberta é importante não só para a questão da extinção do arco secundário, mas também para assegurar que durante a manobra os equipamentos terminais da LT não ficarão expostos à sobretensões acima de seus limites de suportabilidade.

De forma conservativa, as tensões nas barras terminais devem ser ajustadas para valores próximos aos máximos operativos. Além disso, para maximizar a corrente de arco secundário, o fluxo de potência na LT deve ser ajustado para a condição de maior carregamento vislumbrada, no mínimo. Nas simulações considera-se que a silhueta típica é usada em toda a extensão da LT, com a devida representação das transposições e eventuais paralelismos. Por fim, deve-se adotar os seguintes limites para as variáveis avaliadas:

- Corrente de arco secundário não superior a 80 A [12];
- Tensão induzida na fase aberta não superior à tensão máxima de operação.

11.2LT 500 kV Açailândia – Santa Luzia III, C1

Esta linha de transmissão possui um comprimento estimado em cerca de 219 km, com um reator em derivação de 225 Mvar no terminal Santa Luzia III, a ser remanejado do terminal Açailândia, resultando em um grau de compensação de aproximadamente 54 %. Além disso, também foi modelado o paralelismo com a LT 500 kV Açailândia – Presidente Dutra C1, a qual foi considerada aberta e não aterrada nos terminais. Considerou-se também um fluxo de cerca 2000 MW, valor considerado conservador dentro do horizonte do estudo.

Os resultados da Tabela 11-1 indicam a necessidade de adoção de alguma medida para reduzir a corrente de arco secundário. Na Figura 11-1 pode-se verificar que um reator de neutro de 800 Ω é capaz de limitar a corrente de arco em valores abaixo de 80 A em toda a faixa de frequência. Portanto, no projeto poderá ser avaliado o remanejamento também do reator de neutro do terminal Açailândia para o terminal Santa Luzia III dado que, segundo informações do SAGIT-ONS, o equipamento existente possui essa impedância.

Tabela 11-1 – LT 500 kV Açailândia – Santa Luzia III, C1. Corrente de arco secundário a 60 Hz com o neutro do reator em derivação solidamente aterrado

Fase em falta	Local da falta		
	Açailândia	½ LT	Santa Luzia III
A	94,2 A	91,4 A	93,8 A
B	97,7 A	99,9 A	98,7 A
C	100,1 A	98,8 A	102,5 A

As curvas da Figura 11-2 apresentam o caso mais severo da tensão de fase aberta. Observa-se que em toda a faixa de frequência a tensão induzida ficou abaixo do limite de 1,1 p.u. (317,5 kV). Mesmo na hipótese de perda de um reator de neutro, as tensões ainda ficam abaixo deste limite, conforme Figura 11-3.

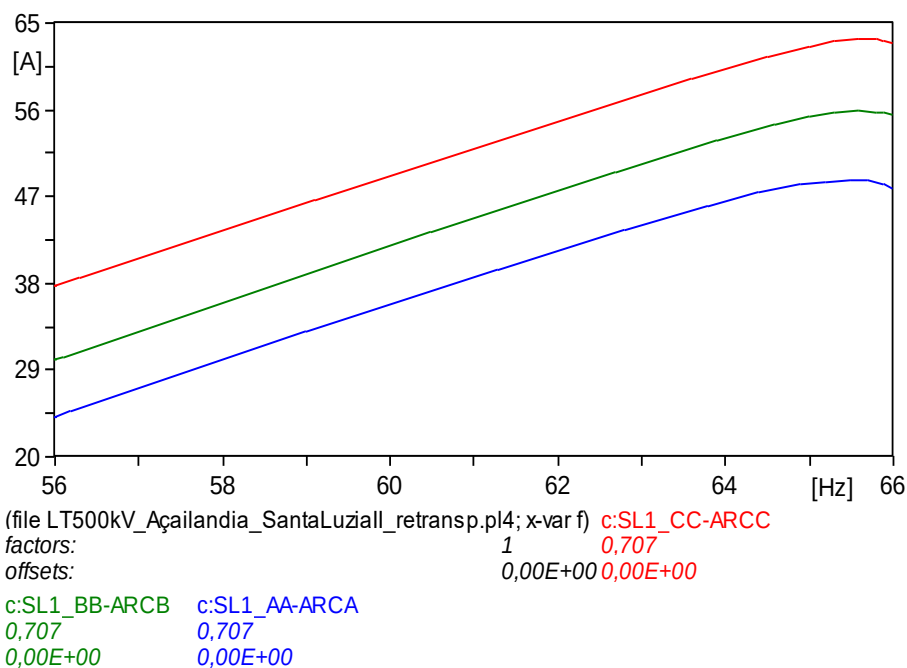


Figura 11-1 – LT 500 kV Açailândia – Santa Luzia III, C1. Corrente de arco secundário, valor eficaz, no terminal Santa Luzia III. Reator de neutro de 800 Ω

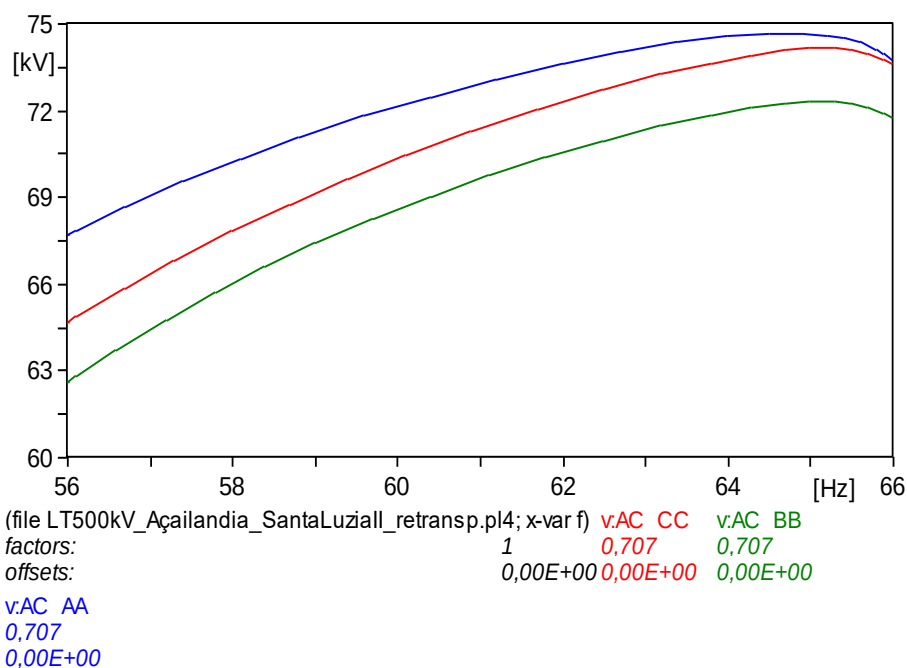


Figura 11-2 – LT 500 kV Açailândia – Santa Luzia III, C1. Tensão induzida na fase aberta, valor eficaz, no terminal Açailândia. Reator de neutro de 800 Ω

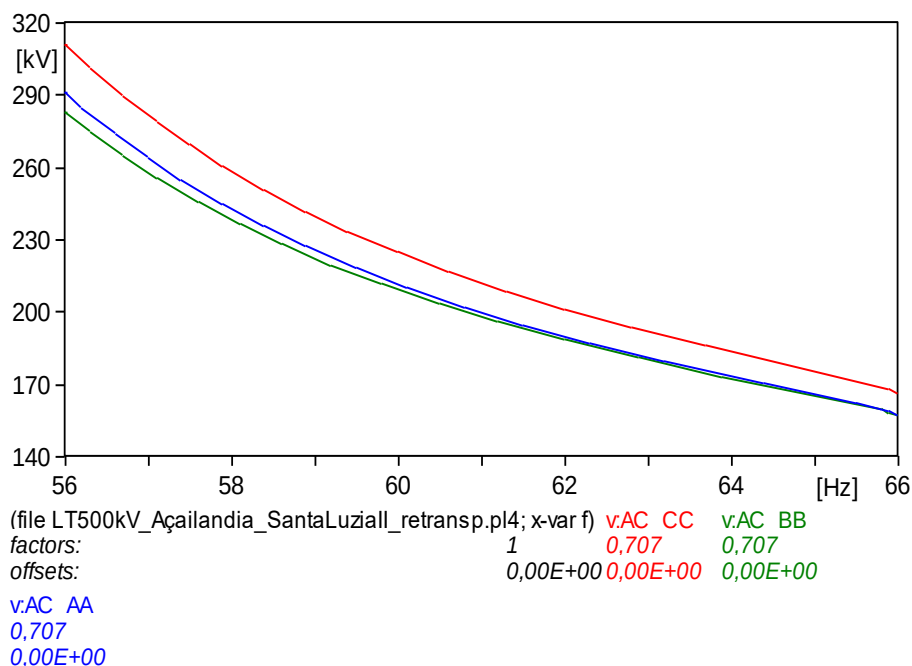


Figura 11-3 – LT 500 kV Açailândia – Santa Luzia III, C1. Tensão induzida na fase aberta, valor eficaz, no terminal Açailândia. Perda de um reator de neutro

11.3 LT 500 kV Santa Luzia III – Miranda II, C1

Esta linha de transmissão possui um comprimento estimado em cerca de 145,5 km, com um reator em derivação de 136 Mvar no terminal Santa Luzia III, resultando em um grau de compensação de aproximadamente 49 %. Considerou-se também um fluxo de cerca 2000 MW, valor considerado conservador dentro do horizonte do estudo.

Apesar de os resultados da Tabela 11-2 estarem abaixo do critério adotado, para frequências ligeiramente acima de 60 Hz, a adoção de alguma medida para reduzir a corrente de arco secundário se mostra necessária. Na Figura 11-4 pode-se verificar que um reator de neutro de 800 Ω é capaz de limitar a corrente de arco em valores abaixo de 80 A em toda a faixa de frequência.

Tabela 11-2 – LT 500 kV Santa Luzia III – Miranda II, C1. Corrente de arco secundário a 60 Hz com o neutro do reator em derivação solidamente aterrado

Fase em falta	Local da falta		
	Santa Luzia III	1/2 LT	Miranda II
A	75,6 A	77,8 A	78,7 A
B	72,0 A	72,7 A	71,2 A
C	61,1 A	60,2 A	63,9 A

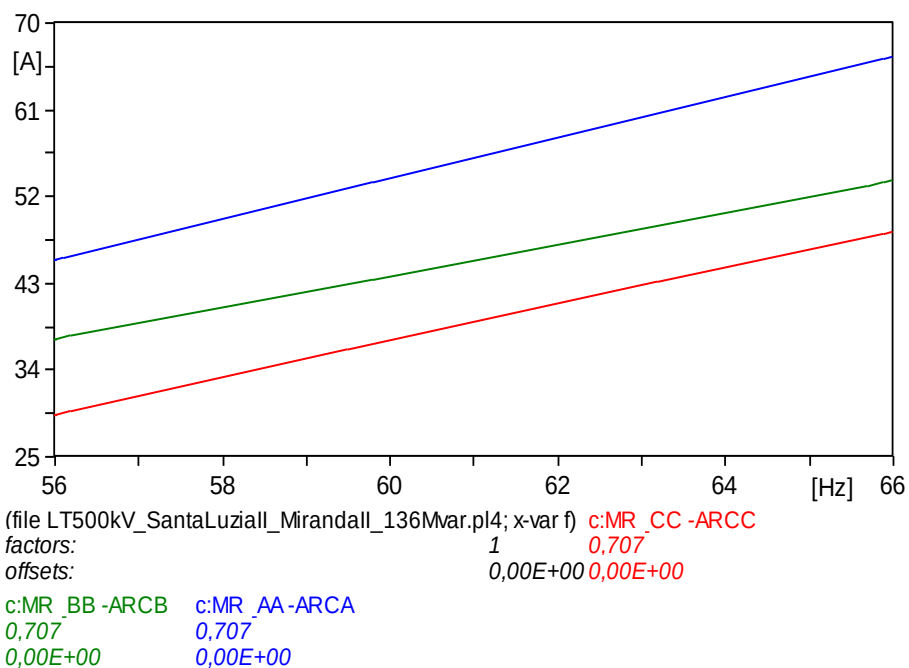


Figura 11-4 – LT 500 kV Santa Luzia III – Miranda II, C1. Corrente de arco secundário, valor eficaz, no terminal Miranda II. Reator de neutro de 800 Ω

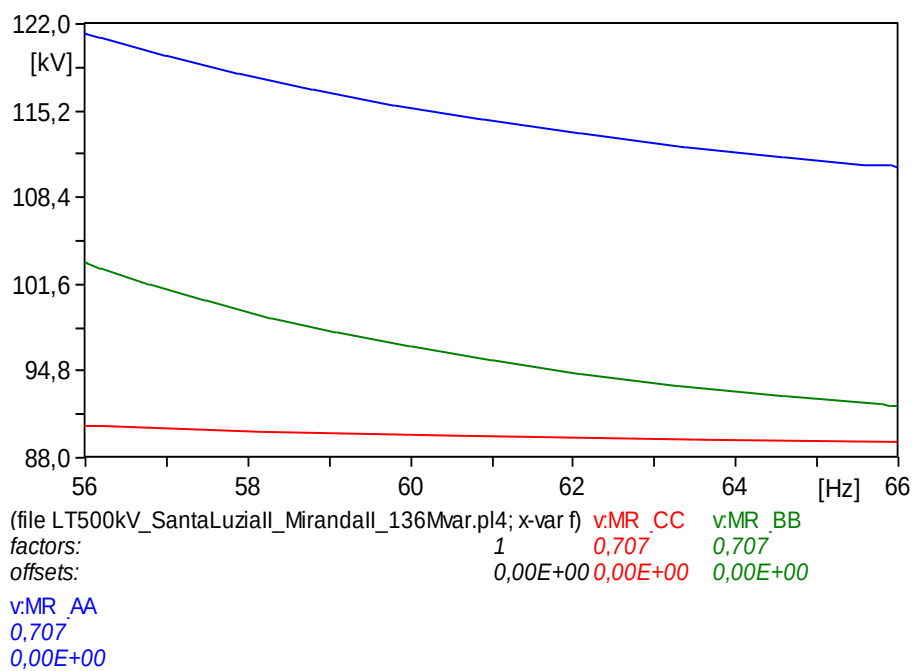


Figura 11-5 – LT 500 kV Santa Luzia III – Miranda II, C1. Tensão induzida na fase aberta, valor eficaz, no terminal Miranda II. Reator de neutro de 800 Ω

As curvas da Figura 11-5 apresentam o caso mais severo da tensão de fase aberta. Observa-se que em toda a faixa de frequência a tensão induzida ficou abaixo do limite de 1,1 p.u. (317,5 kV). Mesmo na hipótese de perda de um reator de neutro, as tensões ainda ficam abaixo deste limite, conforme Figura 11-6.

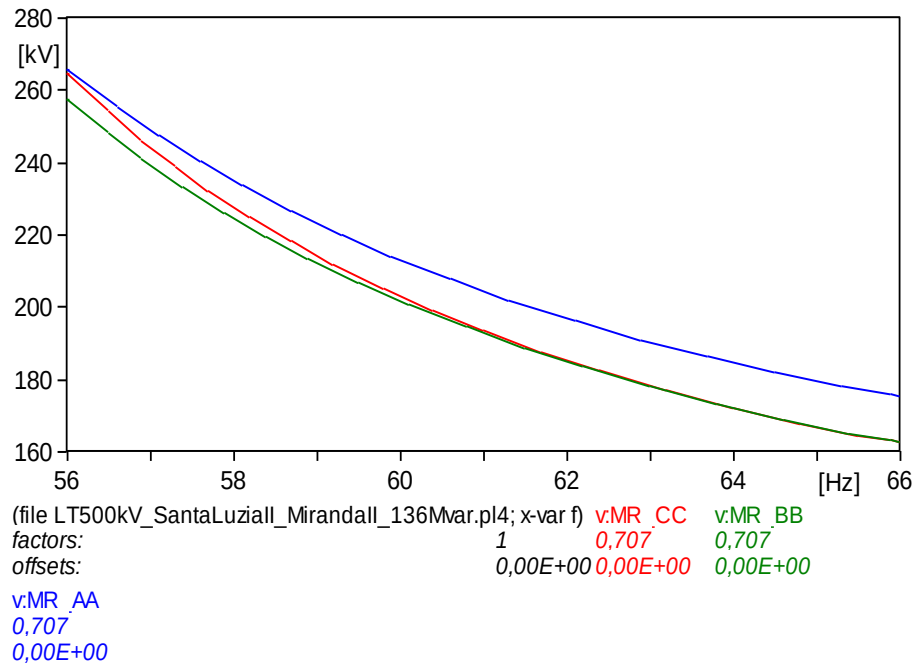


Figura 11-6 – LT 500 kV Santa Luzia III – Miranda II, C1. Tensão induzida na fase aberta, valor eficaz, no terminal Miranda II. Perda de um reator de neutro

12 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

O cálculo dos níveis de curto-circuito foi efetuado considerando o sistema em regime subtransitário, com todas as máquinas sincronizadas, todas as linhas de transmissão utilizando a base de dados referente ao Plano Decenal 2029.

Os valores referentes às correntes de curto-circuito simétrico máximas para as principais subestações influenciadas pela implantação dos reforços recomendados neste estudo (Alternativa A-1/B-1), são apresentados na Tabela 12-1. Esses valores foram obtidos para as condições pré-entrada (2026) e pós-entrada (2026) das obras indicadas neste estudo, bem como para o ano horizonte do estudo (2038).

Tabela 12-1 – Correntes de curto-circuito simétrico máximas

Identificação		2026 – pré obras			2026 – pós obras			2038			Disjuntor Menor Capacidade de Interrupção Simétrica (kA)
Subestação	Tensão (kV)	3Φ (kA)	1Φ (kA)	2ΦT (kA)	3Φ (kA)	1Φ (kA)	2ΦT (kA)	3Φ (kA)	1Φ (kA)	2ΦT (kA)	
Açailândia	500	23,61	12,08	21,30	23,76	13,27	21,48	23,84	13,31	21,55	50
	230	---	---	---	13,64	12,22	13,32	13,65	12,22	13,32	40 ⁽¹⁾
	69	---	---	---	9,48	0,33	8,11	9,48	0,33	8,11	31,5 ⁽¹⁾
Dom Eliseu II	230	---	---	---	5,06	3,34	4,68	5,07	3,34	4,68	40 ⁽¹⁾
	69	---	---	---	6,11	5,08	5,84	6,11	5,06	5,84	31,5 ⁽¹⁾
Imperatriz	500	31,76	22,72	29,17	31,79	22,97	29,24	32,00	23,18	29,41	40
	230	30,55	31,55	31,40	30,83	31,84	31,65	30,89	31,93	31,73	40
	69	21,19	0,46	18,13	22,98	0,46	19,59	22,98	0,46	19,58	25
Marabá	500	35,37	22,97	32,02	35,40	23,02	32,05	35,50	23,08	32,14	40
	230	20,85	19,26	20,63	20,92	19,32	20,69	20,94	19,26	20,69	31,5
	69	9,87	12,71	12,42	10,18	13,10	12,74	13,47	15,96	15,26	31,5
Miranda II	500	16,89	16,06	16,96	16,96	16,23	17,07	16,97	16,18	17,07	50
	230	18,29	20,78	20,06	18,64	21,11	20,38	18,69	21,15	20,41	31,5
	138	11,17	13,60	13,04	12,12	14,52	13,96	12,20	14,60	14,04	31,5
	69	11,06	0,00	9,50	11,10	0,00	9,54	11,08	0,00	9,54	31,5
Peritoró	230	5,14	5,80	5,72	5,30	5,95	5,87	5,45	6,40	6,36	31,5
	69	9,07	1,31	7,94	9,57	1,30	8,37	11,09	4,74	10,40	25
Presidente Dutra	500	26,55	19,25	24,78	26,56	19,26	24,79	26,69	18,78	24,87	40
	230	13,22	15,57	14,96	13,24	15,59	14,98	19,36	21,33	20,78	31,5
	69	16,98	0,00	14,47	16,99	0,00	14,47	19,76	0,00	16,81	25
Santa Luzia III	500	---	---	---	10,64	7,03	9,85	10,67	7,28	9,89	50 ⁽¹⁾
	230	---	---	---	10,66	9,03	10,27	10,73	9,41	10,42	40 ⁽¹⁾
	138	---	---	---	5,93	6,55	6,36	7,57	8,25	8,12	31,5 ⁽¹⁾

(1) Valores mínimos recomendados pela EPE tendo em vista o horizonte de longo prazo, considerando futuras expansões além deste estudo.

Identificação		2026 – pré obras			2026 – pós obras			2038			Disjuntor Menor Capacidade de Interrupção Simétrica (kA)
Subestação	Tensão (kV)	3Φ (kA)	1Φ (kA)	2ΦT (kA)	3Φ (kA)	1Φ (kA)	2ΦT (kA)	3Φ (kA)	1Φ (kA)	2ΦT (kA)	
Açailândia (EQT/MA)	69	2,63	0,33	2,28	6,71	0,34	5,80	6,71	0,34	5,80	25
Itinga	69	0,89	0,19	0,77	1,11	0,20	0,96	1,11	0,20	0,96	31,5
Piquiá	69	1,61	0,28	1,40	7,63	0,33	6,53	7,62	0,33	6,53	25
Bacabal I	69	2,17	1,32	1,95	2,83	1,22	2,53	3,11	2,95	2,91	25
Bacabal II	69	2,00	1,33	1,80	2,66	1,21	2,39	2,96	2,95	2,77	31,5
Buriticupu	69	0,42	0,59	0,41	0,72	0,45	0,66	1,21	0,39	1,08	31,5
Estaca 30	138	---	---	---	3,36	3,77	3,75	3,79	4,15	4,19	40 ⁽²⁾
	69	0,79	0,87	0,79	3,36	0,63	2,96	3,60	0,45	3,11	31,5
Santa Inês	138	2,54	3,44	3,60	4,27	5,48	5,57	4,51	5,74	5,82	31,5
	69	4,13	1,24	3,84	6,10	0,00	5,29	6,39	0,00	5,49	25
Santa Luzia	138	---	---	---	5,39	6,42	6,25	7,04	8,00	7,76	40 ⁽²⁾
	69	1,09	1,00	1,09	6,43	2,47	6,22	7,46	2,36	6,90	31,5
Vitorino Freire	69	0,90	3,05	0,99	2,03	1,73	1,87	2,88	4,98	3,32	31,5
Bom Jesus	69	1,29	0,52	1,23	1,73	0,90	1,54	1,77	0,77	1,56	31,5
Dom Eliseu	69	0,36	0,07	0,33	3,75	2,33	3,40	3,75	2,30	3,41	40
Morada Nova	69	9,65	12,00	11,72	9,96	12,33	11,99	13,02	14,88	14,38	31,5
Rondon	69	0,63	0,16	0,58	1,31	0,64	1,17	1,32	0,53	1,16	31,5

(2) Valores informados referencialmente pela distribuidora sendo passíveis de alteração quando da realização do estudo de dimensionamento destes novos equipamentos.

Não foi verificada a superação dos disjuntores das subestações de Rede Básica, Rede Básica de Fronteira e Rede de Distribuição, mesmo após inseridos os reforços indicados neste estudo considerando o ano horizonte 2038, como pode ser observado na Tabela 12-1.

No entanto, os disjuntores do setor de 69 kV da SE Imperatriz encontram-se em estado de alerta (corrente maior ou igual à 90% de sua capacidade de interrupção simétrica), logo após a entrada das obras em 2026. O acréscimo de corrente de curto-circuito entre a condição pré-obras e a condição pós-obras se deve, principalmente, à entrada em operação do novo ponto de suprimento em 69 kV na SE Açailândia, juntamente com sua interligação, via sistema de distribuição, até a SE Imperatriz. Sendo assim, análises mais detalhadas devem ser realizadas a fim de retificar/ratificar tal condição operativa desses equipamentos.

Não obstante às análises efetuadas neste estudo, recomenda-se que as distribuidoras Equatorial Maranhão e Equatorial Pará realizem estudos específicos em sua rede a fim de ratificar/retificar a eventual necessidade de troca de equipamentos sob sua responsabilidade, caso estes estejam em condição de superação.

13 RECOMENDAÇÕES PARA RELATÓRIOS R2

13.1 Considerações gerais

Para cada nova instalação objeto desta expansão, linha de transmissão ou subestação, é apresentada a recomendação quando à elaboração ou dispensa de elaboração do Relatório R2.

Essas recomendações têm em conta características da nova instalação, características da rede adjacente, condicionantes impostos pelo sistema, as análises de detalhamento realizadas neste Relatório R1, bem como, resultados de estudos já realizados para instalações semelhantes [13].

13.2 Linhas de transmissão

Dentre todas as linhas de transmissão analisadas, recomenda-se a dispensa de elaboração do Relatório R2. Entretanto, caso sejam identificadas nos estudos desenvolvidos nas etapas posteriores ao certame licitatório, elevadas sobretensões ou energias nos para-raios de óxido de zinco, bem como algum fenômeno de interação relevante entre a linha objeto dos estudos e a rede elétrica adjacente ou equipamentos, sugere-se que seja considerada a adoção de medidas mitigatórias para redução dos impactos dos transitórios eletromagnéticos de manobra, dentre as quais a utilização de resistores de pré-inserção.

LT 230 kV Açailândia – Dom Eliseu II, C1 e C2

Linha de pequena extensão, 69 km, em circuito duplo, sem compensação reativa em derivação, 1 condutor por fase, para implantação em 2026. Dado as características da rede elétrica adjacente bem como as análises de detalhamento realizadas neste Relatório R1, recomenda-se DISPENSAR a elaboração do Relatório R2 para este empreendimento.

Recomendação: dispensar a elaboração do Relatório R2

13.3 Seccionamentos de linhas de transmissão

As análises a seguir apresentadas contemplam as recomendações quanto à elaboração do Relatório R2 para as linhas resultantes de seccionamentos, com foco principal nas solicitações impostas por transitórios eletromagnéticos de manobra.

Com base nessas análises não foram identificadas linhas de transmissão para recomendar a elaboração de Relatórios R2.

Entretanto, caso sejam identificadas nos estudos desenvolvidos nas etapas posteriores ao certame licitatório, elevadas sobretensões ou energias nos para-raios de óxido de zinco, bem como algum fenômeno de interação relevante entre a linha objeto dos estudos e a rede elétrica adjacente ou equipamentos, sugere-se que, seja considerada a adoção de medidas mitigatórias para redução dos impactos dos transitórios eletromagnéticos de manobra, dentre as quais a utilização de resistores de pré-inserção, como é o caso dos disjuntores de algumas subestações em operação, e substituição dos para-raios existentes por equipamentos de maior capacidade de absorção de energia.

De todo modo, avaliações adicionais dessas linhas resultantes do seccionamento poderão ser necessárias nessas etapas posteriores, dentre as quais a avaliação de superação e dimensionamento de cabos para-raios, assim como de desequilíbrio de tensão (transposição de fases).

Seccionamento da LT 500 kV Açailândia – Miranda, C1, na SE Santa Luzia III

Linha original, antes do seccionamento, com aproximadamente 362 km de comprimento, dotada de compensação reativa em ambos terminais, com linhas resultantes desse seccionamento com comprimentos menores que o da linha original.

Para o seccionamento proposto, implementação de 2 trechos em circuitos simples de cerca de 1 km e 1,5 km, tendo em vista as análises de detalhamento realizadas neste Relatório R1, apesar de a configuração de compensação ser alterada significativamente após o seccionamento, o que eventualmente poderia resultar em solicitações mais severas de surtos de manobra aos equipamentos terminais existentes, recomenda-se DISPENSAR a elaboração do Relatório R2 para este empreendimento.

Recomendação: dispensar a elaboração do Relatório R2

13.4 Subestações

Dentre todas as subestações analisadas, as recomendadas para solicitação de elaboração do Relatório R2, estão relacionadas na Tabela 13-1.

Tabela 13-1 – Subestações para as quais se recomenda a elaboração do relatório R2

Subestação	Unidades de transformação
Açailândia (ampliação do 500 kV e novos setores de 230 kV e 69 kV)	1º e 2º ATR 500/230kV, (6+1R) x 150 MVA 1Φ

Para as demais subestações recomenda-se a dispensa de elaboração do Relatório R2. Entretanto, sugere-se que, caso sejam identificadas nos estudos desenvolvidos nas etapas posteriores ao certame licitatório elevadas sobretensões, correntes, ou energias nos para-raios de óxido de zinco, bem como algum fenômeno de interação relevante entre os transformadores desses estudos e a rede elétrica adjacente ou equipamentos, seja considerada a adoção de medidas mitigatórias para redução dos impactos dos transitórios eletromagnéticos de manobra, dentre as quais a utilização de resistores de pré-inserção.

SE Açailândia

Para os 1º e 2º banco de ATR 500/230 kV, 3 x 150 MVA, da SE Açailândia, tendo em vista os demais TR 230/69 kV, os capacitores série de LT existentes nesta SE e, portanto, a eventual ocorrência de fenômenos de interação entre esses equipamentos e a rede elétrica adjacente – por exemplo, ferorressonância – recomenda-se SOLICITAR a elaboração do Relatório R2 para este empreendimento.

Recomendação: solicitar elaboração do Relatório R2

Para os 1º e 2º TR 230/69 kV, 75 MVA, da SE Açailândia, não obstante os demais ATR 500/230 kV desta SE, devido a potência desses equipamentos e as características da rede elétrica adjacente, recomenda-se DISPENSAR a elaboração do Relatório R2 para este empreendimento.

Recomendação: dispensar elaboração do Relatório R2

SE Dom Eliseu II

Para os 1º e 2º TR 230/69 kV, 75 MVA, da SE Dom Eliseu II, devido a potência desses equipamentos e as características da rede elétrica adjacente, recomenda-se DISPENSAR a elaboração do Relatório R2 para este empreendimento.

Recomendação: dispensar elaboração do Relatório R2

SE Santa Luzia III

Para os 1º e 2º banco de ATR 500/230 kV, 3 x 150 MVA, da SE Santa Luzia III, não obstante os demais ATR 230/138 kV desta SE, devido a potência desses equipamentos e as características da rede elétrica adjacente, recomenda-se DISPENSAR a elaboração do Relatório R2 para este empreendimento.

Recomendação: dispensar elaboração do Relatório R2

Para os 1º e 2º ATR 230/138 kV, 100 MVA, da SE Santa Luzia III, não obstante os demais ATR 500/230 kV desta SE, devido a potência desses equipamentos e as características da rede elétrica adjacente, recomenda-se DISPENSAR a elaboração do Relatório R2 para este empreendimento.

Recomendação: dispensar elaboração do Relatório R2

14 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

A análise socioambiental das obras recomendadas nesse estudo está presente na Nota Técnica EPE-DEA-SMA 011/2020, [1], anexa a este relatório no item 18.8.

15 REFERÊNCIAS

- [1] EPE, "NT EPE-DE-SMA 011/2020 - Análise Socioambiental do Estudo para o Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu e Vitorino Freire (MA), e Dom Eliseu (PA)," Rio de Janeiro, 2020.
- [2] EPE, "Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica," Rio de Janeiro, 2016.
- [3] CCPE/CTET, "Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão," Brasília, 2002.
- [4] EPE, "EPE-DEE-IT-066/2020 – Banco de Preços de Referência da ANEEL: Atualização dos Valores para a Data-Base Junho de 2020," Rio de Janeiro, 2020.
- [5] EPE, "EPE-DEE-NT-057/2019 - Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro Metodologia e Cálculo - 2019," Rio de Janeiro, 2019.
- [6] CEPEL, "ELEKTRA - Dimensionamento, Custeio e Otimização de LTs," [Online]. Available: http://www.cepel.br/pt_br/produtos/elektra-dimensionamento-custeio-e-otimizacao-de-lts-1.htm.
- [7] INMET, "Normal Climatológica do Brasil 1981-2010: Temperatura Máxima," [Online]. Available: https://clima.inmet.gov.br/NormaisClimatologicas/1981-2010/temperatura_maxima.
- [8] ONS, "ONS. Procedimentos de Rede – Submódulo 2.4 – Requisitos Mínimos Para Linhas de Transmissão. 2016.," [Online]. Available: <http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%202%2FSubm%C3%B3dulo%202.4%2FSubm%C3%B3dulo%202.4.pdf>.
- [9] ONS, "Diretrizes para a Elaboração de Projetos Básicos para Empreendimentos de Transmissão: Estudos elétricos, especificação das instalações, de equipamentos e de linhas de transmissão," Rio de Janeiro, 2013.
- [10] ABNT, "NBR IEC 62271-102 - Equipamentos de alta-tensão - Parte 102: Seccionadores e chaves de aterramento," 2006. [Online]. Available: <https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=1634>.
- [11] ONS, "ONS. Procedimentos de Rede – Submódulo 23.3 – Diretrizes e critérios para estudos elétricos. 2018," [Online]. Available: <http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2023%2FSubm%C3%B3dulo%2023.3%2FSubm%C3%B3dulo%2023.3%202018.08.pdf>.
- [12] H.-J. H. G. T. R. Haubrich, "Single-phase auto-reclosing in EHV Systems," *CIGRE 1974*, pp. 31-09, 1974.

- [13] EPE, "EPE-DEE-NT-100/2018-rev0 - Transitórios eletromagnéticos de manobra em linhas de transmissão CA: experiência dos Relatórios R2," Rio de Janeiro, 2018.

16 EQUIPE TÉCNICA

Bruno Scarpa Alves da Silveira – EPE/STE

Fabiano Schmidt – EPE/STE

Gustavo Valeriano Neves Luizon – EPE/STE

José Filho da Costa Castro – EPE/STE

Marcos Vinícius Gonçalves da Silva Farinha – EPE/STE

Vinicius Ferreira Martins – EPE/STE



Alan Penha de Jesus – Equatorial Maranhão

Janayna Cunha Nunes – Equatorial Maranhão

Luiz Fernando Lopes Viana – Equatorial Maranhão

José Carlos Alves Do Nascimento – Equatorial Maranhão



Carlos José Barreto Albuquerque – Equatorial Pará

Eduardo Henrique Perdigão Müller – Equatorial Pará

Jucileno Silva e Silva – Equatorial Pará

17 FICHAS PET/PELP

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: SE 500 kV AÇAILÂNDIA (Ampliação/Adequação)	UF: MA
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Suprimento às regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA)

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

2 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	18.425,56
2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	16.964,28
MIM - 500 kV	5.710,03
1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 150 MVA 1Φ	73.957,45
MIG-A	2.349,03

Total de Investimentos Previstos: **117.406,35**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[4] Banco de Preços de Referência da ANEEL – Junho de 2020.

EPE-DEE-RE-022/2021-rev0 – Estudo de Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA)

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: SE 230/69 kV AÇAILÂNDIA (Nova)	UF: MA
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Suprimento às regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA)

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

1 IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	4.560,40
4 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	23.394,60
MIM - 230 kV	3.845,67
1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 75 MVA 3Φ	20.785,08
1 IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT	1.654,09
2 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	4.279,40
MIM - 69 kV	668,65
MIG (Terreno Rural)	9.763,41

Total de Investimentos Previstos:	68.951,30

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[4] Banco de Preços de Referência da ANEEL – Junho de 2020.

EPE-DEE-RE-022/2021-rev0 – Estudo de Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA)

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: LT 230 kV AÇAILÂNDIA - DOM ELISEU II, C1 e C2 (CD) (Nova)	UF: MA
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Suprimento às regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA)

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

Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 69 km	62.716,86
2 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // açailândia	12.919,32
2 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // dom eliseu ii	12.919,32
MIM - 230 kV // açailândia	1.538,27
MIM - 230 kV // dom eliseu ii	1.538,27

Total de Investimentos Previstos: **91.632,04**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[4] Banco de Preços de Referência da ANEEL – Junho de 2020.

EPE-DEE-RE-022/2021-rev0 – Estudo de Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA)

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento: SE 230/69 kV DOM ELISEU II (Nova)	UF: PA
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Suprimento às regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA)

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

1 IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	4.745,05
2 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	12.170,90
2 CRB (Conexão de Reator de Barra) 230 kV, Arranjo BD4	11.607,44
MIM - 230 kV	4.001,38
1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 75 MVA 3Φ	21.626,64
1° e 2° Reator de Barra 230 kV, 2 x 10 Mvar 3Φ	7.302,20
1 IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT	1.721,07
2 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	4.452,68
MIM - 69 kV	695,73
MIG (Terreno Rural)	10.154,91

Total de Investimentos Previstos: **78.478,00**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[4] Banco de Preços de Referência da ANEEL – Junho de 2020.

EPE-DEE-RE-022/2021-rev0 – Estudo de Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA)

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: SECC LT 500 kV AÇAILÂNDIA - MIRANDA II, C1, NA SE SANTA LUZIA III (Nova)	UF: MA
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Suprimento às regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA)

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

Circuito Simples 500 kV, 4 x 1300 MCM, 1 km	1.589,76
Circuito Simples 500 kV, 4 x 1300 MCM, 1,5 km	2.384,64
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	8.482,14
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	16.153,68
2 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	4.878,16
MIM - 500 kV	2.855,01
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ	15.925,68
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 75 Mvar 1Φ (Remanejamento)	6.607,41

Total de Investimentos Previstos: **59.056,14**

Situação atual:

Observações:

Os investimentos referentes ao remanejamento dos reatores de linha fixos foram estimados considerando o Banco de Preços de Referência da ANEEL (Junho/2020). Para a obtenção do valor em si, inicialmente tomou-se o preço de uma unidade de 75 Mvar inteiramente nova (com todos os equipamentos acessórios, aspectos de construção civil e serviços associados) e depois subtraiu-se apenas o preço do item referente ao equipamento reator monofásico de 75 Mvar.

Documentos de referência:

[4] Banco de Preços de Referência da ANEEL – Junho de 2020.

EPE-DEE-RE-022/2021-rev0 – Estudo de Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA)

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: SE 500/230/138 kV SANTA LUZIA III (Nova)	UF: MA
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Suprimento às regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA)

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

2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	16.964,28
2 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	18.425,56
1 CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	7.332,09
MIM - 500 kV	5.710,03
1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 150 MVA 1Φ	73.957,45
1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ	15.925,68
1 IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	4.560,40
4 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	23.394,60
MIM - 230 kV	3.845,67
1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 100 MVA 3Φ	21.994,80
1 IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	3.525,29
2 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	8.809,40
MIG (Terreno Rural)	18.278,77

Total de Investimentos Previstos:	222.724,02

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[4] Banco de Preços de Referência da ANEEL – Junho de 2020.

EPE-DEE-RE-022/2021-rev0 – Estudo de Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA)

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: SE 500/230/138 kV MIRANDA II (Ampliação/Adequação)	UF: MA
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Suprimento às regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA)

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

1 CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	7.466,76
2° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 75 Mvar 1Φ (Remanejamento)	6.607,41

Total de Investimentos Previstos:	14.074,17

Situação atual:

Observações:

Os investimentos referentes ao remanejamento dos reatores de linha fixos foram estimados considerando o Banco de Preços de Referência da ANEEL (Junho/2020). Para a obtenção do valor em si, inicialmente tomou-se o preço de uma unidade de 75 Mvar inteiramente nova (com todos os equipamentos acessórios, aspectos de construção civil e serviços associados) e depois subtraiu-se apenas o preço do item referente ao equipamento reator monofásico de 75 Mvar.

Documentos de referência:

[4] Banco de Preços de Referência da ANEEL – Junho de 2020.

EPE-DEE-RE-022/2021-rev0 – Estudo de Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA)

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: SE 500/230/69 kV PRESIDENTE DUTRA (Ampliação/Adequação)	UF: MA
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2032
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Atendimento ao critério N-1

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

1 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	9.393,40
2° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 150 MVA 1Φ	36.168,16
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	5.961,97
MIM - 230 kV	810,74

Total de Investimentos Previstos: **52.334,27**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[4] Banco de Preços de Referência da ANEEL – Junho de 2020.

EPE-DEE-RE-022/2021-rev0 – Estudo de Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA)

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:

SE 230/69 kV PERITORÓ (Ampliação/Adequação)

UF: **MA**

DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2032**

PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Atendimento ao critério N-1

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

1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	5.961,97
MIM - 230 kV	810,74
4° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	10.043,94
1 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2.193,80
MIM - 69 kV	233,46

Total de Investimentos Previstos: **19.243,91**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[4] Banco de Preços de Referência da ANEEL – Junho de 2020.

EPE-DEE-RE-022/2021-rev0 – Estudo de Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA)

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento: SE 500/230/69 kV MARABÁ (Ampliação/Adequação)	UF: PA
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2033
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Atendimento ao critério N-1

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

1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	5.756,86
MIM - 230 kV	782,85
3° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ (Substituição)	11.132,34
1 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2.113,06
MIM - 69 kV	224,87

Total de Investimentos Previstos:	20.009,98

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[4] Banco de Preços de Referência da ANEEL – Junho de 2020.

EPE-DEE-RE-022/2021-rev0 – Estudo de Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA)

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:

SE 230/69 kV PERITORÓ (Ampliação/Adequação)

UF: **MA**

DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2035**

PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Atendimento ao critério N-1

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

1 CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4	6.272,97
MIM - 230 kV	810,74
2º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	1.539,51

Total de Investimentos Previstos:

8.623,22

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[4] Banco de Preços de Referência da ANEEL – Junho de 2020.

EPE-DEE-RE-022/2021-rev0 – Estudo de Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA)

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:

SE 230/69 kV CAXIAS II (Ampliação/Adequação)

UF: **MA**

DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2037**

PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Atendimento ao critério N-1

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

1 CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4	6.272,97
MIM - 230 kV	810,74
1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	1.539,51

Total de Investimentos Previstos:

8.623,22

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[4] Banco de Preços de Referência da ANEEL – Junho de 2020.

EPE-DEE-RE-022/2021-rev0 – Estudo de Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA)

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: SE 500/230/138 kV SANTA LUZIA III (Ampliação/Adequação)	UF: MA
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2037
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Atendimento ao critério N-1

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

1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	5.961,97
MIM - 230 kV	810,74
3° ATF 230/138 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	9.391,83
1 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	4.514,47
MIM - 138 kV	518,60

Total de Investimentos Previstos: **21.197,61**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[4] Banco de Preços de Referência da ANEEL – Junho de 2020.

EPE-DEE-RE-022/2021-rev0 – Estudo de Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA)

18 ANEXOS

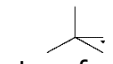
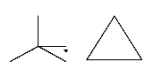
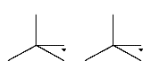
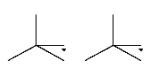
18.1 Anexo 1 – Parâmetros Elétricos

18.1.1 Alternativa A-1

Tabela 18-1 – Parâmetros elétricos de linhas de transmissão da Alternativa A-1

De	Para	Configuração	Nº Circ	Compr. [km]	R+ [%]	X+ [%]	B+ [Mvar]	Cap. Nom [A]	Cap. Emrg [A]
Açailândia	Dom Eliseu II	LT CD 230 kV, 1 x Tern 795 MCM	2	69,0	1,0706	6,4613	12,266	720	1000

Tabela 18-2 – Parâmetros elétricos de transformadores/autotransformadores da Alternativa A-1

Subestação	Tensão [kV]	Conexão dos Enrolamentos	Unidade	Xps+ [%]	Δ TAP [pu]	Cap. Nom [MVA]	Cap. Emrg [MVA]
Açailândia	500/230	 (autotransformador)	ATR1 ATR2	3,1111	0,9/1,1	450	540
	230/69		TR1 TR2	18,666	0,9/1,1	75	90
Dom Eliseu II	230/69		TR1 TR2	18,666	0,9/1,1	75	90
Marabá	230/69		TR2 (subs)	12,000	0,9/1,1	100	120

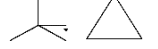
18.1.2 Alternativa B-1

Tabela 18-3 – Parâmetros elétricos de linhas de transmissão da Alternativa B-1

De	Para	Configuração	Nº Circ	Compr. [km]	R+ [%]	X+ [%]	B+ [Mvar]	Cap. Nom [A]	Cap. Emrg [A]
Açailândia	Santa Luzia III	LT CS 500 kV, 4 x ACAR 1300 MCM ⁽¹⁾	1	219,0 ⁽²⁾	0,1179	1,9074	419,375	4545	5405
Santa Luzia III	Miranda II	LT CS 500 kV, 4 x ACAR 1300 MCM ⁽¹⁾	1	145,5 ⁽³⁾	0,0795	1,2768	277,576	4545	5405

- (1) Para os novos trechos, referentes ao seccionamento da LT 500 kV Açailândia – Miranda II C1, na SE Santa Luzia III, caso sejam adotados no projeto o mesmo cabo condutor e geometria expandida de feixe existentes, visando manter um desempenho adequado frente aos efeitos do campo elétrico na superfície dos cabos (corona visual, RI e RA), recomenda-se atentar para a escolha da silhueta das novas estruturas no que diz respeito aos espaçamentos entre fases e cabos para-raios.
- (2) Comprimento referente a extensão de 218 km desde Açailândia até o ponto de seccionamento acrescido de 1 km desde o ponto de seccionamento até Santa Luzia III.
- (3) Comprimento referente a extensão de 144 km desde Miranda II até o ponto de seccionamento acrescido de 1,5 km desde o ponto de seccionamento até Santa Luzia III.

Tabela 18-4 – Parâmetros elétricos de transformadores/autotransformadores da Alternativa B-1

Subestação	Tensão [kV]	Conexão dos Enrolamentos	Unidade	Xps+ [%]	Δ TAP [pu]	Cap. Nom [MVA]	Cap. Emrg [MVA]
Santa Luzia III	500/230	 (autotransformador)	ATR1 ATR2	3,1111	0,9/1,1	450	540
	230/138	 (autotransformador)	ATR1 ATR2 ATR3	14,000	0,9/1,1	100	120
Peritoró	230/69		TR4	13,024	0,9/1,1	100	120
Presidente Dutra	500/230	 (autotransformador)	ATR2	2,6666	0,9/1,1	450	540

18.2 Anexo 2 – Plano de Obras das Alternativas

18.2.1 Alternativa A-1

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)					
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN	
						438.385,88	282.133,42	38.940,69	181.709,10	
SE 500 kV AÇAILÂNDIA (Ampliação/Adequação)						117.406,35	79.904,79	10.428,90	53.489,10	
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	9212,78	18.425,56	12.540,13	1.636,70	8.394,49	
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8482,14	16.964,28	11.545,60	1.506,89	7.728,75	
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5710,03	5.710,03	3.886,15	507,21	2.601,43	
1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 150 MVA 1Φ		2026	7,0	1,0	10565,35	73.957,45	50.334,20	6.569,45	33.694,24	
MIG-A		2026	1,0	1,0	2349,03	2.349,03	1.598,71	208,66	1.070,19	
SE 230/69 kV AÇAILÂNDIA (Nova)						68.951,30	46.927,10	6.124,77	31.413,49	
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	4560,40	4.560,40	3.103,73	405,09	2.077,67	
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2026	4,0	1,0	5848,65	23.394,60	15.921,97	2.078,08	10.658,33	
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2,0							
MIM - 230 kV		2026	1,0	1,0	3845,67	3.845,67	2.617,30	341,60	1.752,05	
1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 75 MVA 3Φ		2026	2,0	1,0	10392,54	20.785,08	14.145,98	1.846,29	9.469,46	
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	1654,09	1.654,09	1.125,75	146,93	753,59	
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2026	2,0	1,0	2139,70	4.279,40	2.912,49	380,13	1.949,65	
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			2,0							
MIM - 69 kV		2026	1,0	1,0	668,65	668,65	455,07	59,39	304,63	
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	9763,41	9.763,41	6.644,81	867,26	4.448,11	
LT 230 kV AÇAILÂNDIA - DOM ELISEU II, C1 e C2 (CD) (Nova)						91.632,04	62.363,23	8.139,44	41.746,60	
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 69 km		2026	69,0	1,0	908,94	62.716,86	42.684,04	5.570,98	28.573,14	
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		açailândia	2026	2,0	1,0	6459,66	12.919,32	8.792,67	1.147,59	5.885,91
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		dom eliseu ii	2026	2,0	1,0	6459,66	12.919,32	8.792,67	1.147,59	5.885,91
MIM - 230 kV		açailândia	2026	1,0	1,0	1538,27	1.538,27	1.046,92	136,64	700,82
MIM - 230 kV		dom eliseu ii	2026	1,0	1,0	1538,27	1.538,27	1.046,92	136,64	700,82

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SE 230/69 kV DOM ELISEU II (Nova)						78.478,00	53.410,81	6.971,00	35.753,75
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	4745,05	4.745,05	3.229,40	421,49	2.161,80
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2026	2,0	1,0	6085,45	12.170,90	8.283,31	1.081,11	5.544,93
CRB (Conexão de Reator de Barra) 230 kV, Arranjo BD4		2026	2,0	1,0	5803,72	11.607,44	7.899,83	1.031,06	5.288,23
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4				2,0					
MIM - 230 kV		2026	1,0	1,0	4001,38	4.001,38	2.723,27	355,43	1.822,99
1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 75 MVA 3Φ		2026	2,0	1,0	10813,32	21.626,64	14.718,73	1.921,04	9.852,87
1° e 2° Reator de Barra 230 kV, 2 x 10 Mvar 3Φ		2026	2,0	1,0	3651,10	7.302,20	4.969,75	648,64	3.326,81
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	1721,07	1.721,07	1.171,33	152,88	784,10
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2026	2,0	1,0	2226,34	4.452,68	3.030,42	395,52	2.028,59
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT				1,0					
MIM - 69 kV		2026	1,0	1,0	695,73	695,73	473,50	61,80	316,97
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	10154,91	10.154,91	6.911,26	902,03	4.626,47
SE 500/230/69 kV MARABÁ (Ampliação/Adequação)						20.009,98	7.946,24	1.777,44	2.818,23
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2033	1,0	1,0	5756,86	5.756,86	2.286,13	511,37	810,80
MIM - 230 kV		2033	1,0	1,0	782,85	782,85	310,88	69,54	110,26
3° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ (Substituição)		2033	1,0	1,0	11132,34	11.132,34	4.420,81	988,86	1.567,89
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2033	1,0	1,0	2113,06	2.113,06	839,13	187,70	297,61
MIM - 69 kV		2033	1,0	1,0	224,87	224,87	89,30	19,97	31,67
LT 69 kV AÇAILÂNDIA - AÇAILÂNDIA (EQT/MA), C1 (Nova)						11.004,44	7.489,44	977,50	5.013,51
Circuito Simples 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 16 km		2026	16,0	1,0	363,69	5.819,04	3.960,34	516,89	2.651,09
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	açailândia	2026	1,0	1,0	2359,24	2.359,24	1.605,66	209,57	1.074,85
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	açailândia (eqt/ma)	2026	1,0	1,0	2359,24	2.359,24	1.605,66	209,57	1.074,85
MIM - 69 kV	açailândia	2026	1,0	1,0	233,46	233,46	158,89	20,74	106,36
MIM - 69 kV	açailândia (eqt/ma)	2026	1,0	1,0	233,46	233,46	158,89	20,74	106,36
LT 69 kV AÇAILÂNDIA - PIQUIÁ, C1 (Nova)						6.276,47	4.271,66	557,52	2.859,49
Circuito Simples 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 3 km		2026	3,0	1,0	363,69	1.091,07	742,56	96,92	497,08
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	açailândia	2026	1,0	1,0	2359,24	2.359,24	1.605,66	209,57	1.074,85
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	piquiá	2026	1,0	1,0	2359,24	2.359,24	1.605,66	209,57	1.074,85
MIM - 69 kV	açailândia	2026	1,0	1,0	233,46	233,46	158,89	20,74	106,36
MIM - 69 kV	piquiá	2026	1,0	1,0	233,46	233,46	158,89	20,74	106,36
LT 69 kV DOM ELISEU II - DOM ELISEU, C1 (Nova)						9.254,85	6.298,69	822,08	4.216,41
Circuito Simples 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 10,5 km		2026	10,5	1,0	367,57	3.859,49	2.626,70	342,83	1.758,34
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	dom eliseu ii	2026	1,0	1,0	2454,77	2.454,77	1.670,68	218,05	1.118,37
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	dom eliseu	2026	1,0	1,0	2454,77	2.454,77	1.670,68	218,05	1.118,37
MIM - 69 kV	dom eliseu ii	2026	1,0	1,0	242,91	242,91	165,32	21,58	110,67
MIM - 69 kV	dom eliseu	2026	1,0	1,0	242,91	242,91	165,32	21,58	110,67

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SE 69 kV RONDON (Ampliação/Adequação)						8.289,52	3.942,45	736,34	1.889,86
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	2935,86	2.935,86	1.713,05	260,78	1.021,04
MIM - 69 kV		2028	1,0	1,0	242,91	242,91	141,74	21,58	84,48
2° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 4 Mvar 3Φ		2028	1,0	1,0	965,99	965,99	563,65	85,81	335,96
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2034	1,0	1,0	2935,86	2.935,86	1.079,51	260,78	317,60
MIM - 69 kV		2034	1,0	1,0	242,91	242,91	89,32	21,58	26,28
3° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 4 Mvar 3Φ		2034	1,0	1,0	965,99	965,99	355,19	85,81	104,50
SE 69 kV BOM JESUS (Ampliação/Adequação)						8.289,52	2.987,43	736,34	829,46
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2032	1,0	1,0	2935,86	2.935,86	1.259,14	260,78	517,05
MIM - 69 kV		2032	1,0	1,0	242,91	242,91	104,18	21,58	42,78
2° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 4 Mvar 3Φ		2032	1,0	1,0	965,99	965,99	414,30	85,81	170,13
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2037	1,0	1,0	2935,86	2.935,86	856,95	260,78	70,48
MIM - 69 kV		2037	1,0	1,0	242,91	242,91	70,90	21,58	5,83
3° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 4 Mvar 3Φ		2037	1,0	1,0	965,99	965,99	281,96	85,81	23,19
SE 69/34,5/13,8 kV AÇAILÂNDIA (EQT/MA) (Ampliação/Adequação)						7.076,09	3.034,81	628,55	1.246,21
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BPT		2032	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	940,88	194,87	386,36
MIM - 34,5 kV		2032	1,0	1,0	466,92	466,92	200,25	41,48	82,23
2° TF 34,5/13,8 kV, 1 x 6,25 MVA 3Φ		2032	1,0	1,0	2119,61	2.119,61	909,06	188,28	373,30
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2032	1,0	1,0	1828,84	1.828,84	784,36	162,45	322,09
MIM - 13,8 kV		2032	1,0	1,0	466,92	466,92	200,25	41,48	82,23
SE 69/13,8 kV ITINGA (Ampliação/Adequação)						11.717,32	3.556,78	1.040,82	432,98
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2034	1,0	1,0	2840,57	2.840,57	1.044,47	252,32	307,29
MIM - 69 kV		2034	1,0	1,0	233,46	233,46	85,84	20,74	25,26
1° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 4 Mvar 3Φ		2034	1,0	1,0	928,40	928,40	341,37	82,47	100,43
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2038	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	592,92	194,87	
MIM - 69 kV		2038	1,0	1,0	466,92	466,92	126,19	41,48	
2° TF 69/13,8 kV, 1 x 12,5 MVA 3Φ		2038	1,0	1,0	2758,41	2.758,41	745,51	245,02	
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2038	1,0	1,0	1828,84	1.828,84	494,28	162,45	
MIM - 13,8 kV		2038	1,0	1,0	466,92	466,92	126,19	41,48	

18.2.2 Alternativa A-2

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						533.523,43	321.499,41	47.391,52	196.868,90
SE 500 kV AÇAILÂNDIA (Ampliação/Adequação)						117.406,35	79.904,79	10.428,90	53.489,10
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	9212,78	18.425,56	12.540,13	1.636,70	8.394,49
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8482,14	16.964,28	11.545,60	1.506,89	7.728,75
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5710,03	5.710,03	3.886,15	507,21	2.601,43
1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 150 MVA 1Φ		2026	7,0	1,0	10565,35	73.957,45	50.334,20	6.569,45	33.694,24
MIG-A		2026	1,0	1,0	2349,03	2.349,03	1.598,71	208,66	1.070,19
SE 230 kV AÇAILÂNDIA (Nova)						27.359,84	18.620,65	2.430,30	12.464,86
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	4560,40	4.560,40	3.103,73	405,09	2.077,67
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2026	2,0	1,0	5848,65	11.697,30	7.960,99	1.039,04	5.329,17
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2,0						
MIM - 230 kV		2026	1,0	1,0	2307,40	2.307,40	1.570,38	204,96	1.051,23
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	8794,74	8.794,74	5.985,55	781,21	4.006,79
LT 230 kV AÇAILÂNDIA - DOM ELISEU II, C1 e C2 (CD) (Nova)						91.632,04	62.363,23	8.139,44	41.746,60
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 69 km		2026	69,0	1,0	908,94	62.716,86	42.684,04	5.570,98	28.573,14
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	açailândia	2026	2,0	1,0	6459,66	12.919,32	8.792,67	1.147,59	5.885,91
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	dom eliseu ii	2026	2,0	1,0	6459,66	12.919,32	8.792,67	1.147,59	5.885,91
MIM - 230 kV	açailândia	2026	1,0	1,0	1538,27	1.538,27	1.046,92	136,64	700,82
MIM - 230 kV	dom eliseu ii	2026	1,0	1,0	1538,27	1.538,27	1.046,92	136,64	700,82
SE 230/69 kV DOM ELISEU II (Nova)						78.478,00	53.410,81	6.971,00	35.753,75
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	4745,05	4.745,05	3.229,40	421,49	2.161,80
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2026	2,0	1,0	6085,45	12.170,90	8.283,31	1.081,11	5.544,93
CRB (Conexão de Reator de Barra) 230 kV, Arranjo BD4		2026	2,0	1,0	5803,72	11.607,44	7.899,83	1.031,06	5.288,23
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2,0						
MIM - 230 kV		2026	1,0	1,0	4001,38	4.001,38	2.723,27	355,43	1.822,99
1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 75 MVA 3Φ		2026	2,0	1,0	10813,32	21.626,64	14.718,73	1.921,04	9.852,87
1° e 2° Reator de Barra 230 kV, 2 x 10 Mvar 3Φ		2026	2,0	1,0	3651,10	7.302,20	4.969,75	648,64	3.326,81
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	1721,07	1.721,07	1.171,33	152,88	784,10
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2026	2,0	1,0	2226,34	4.452,68	3.030,42	395,52	2.028,59
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			1,0						
MIM - 69 kV		2026	1,0	1,0	695,73	695,73	473,50	61,80	316,97
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	10154,91	10.154,91	6.911,26	902,03	4.626,47

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SE 500/230/69 kV IMPERATRIZ (Ampliação/Adequação)						68.919,12	34.476,72	6.121,91	17.598,96
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	8059,81	8.059,81	4.031,91	715,93	2.058,13
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	8738,47	8.738,47	4.371,41	776,22	2.231,43
MIM - 500 kV		2030	1,0	1,0	2823,09	2.823,09	1.412,25	250,77	720,89
2° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 200 MVA 1Φ (Substituição)		2030	4,0	1,0	10753,13	43.012,52	21.516,97	3.820,69	10.983,53
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1,0	1,0	5532,84	5.532,84	2.767,80	491,47	1.412,85
MIM - 230 kV		2030	1,0	1,0	752,39	752,39	376,38	66,83	192,13
SE 500/230/69 kV IMPERATRIZ (Ampliação/Adequação)						19.243,91	6.066,48	1.709,39	960,95
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2036	1,0	1,0	5961,97	5.961,97	1.879,46	529,59	297,71
MIM - 230 kV		2036	1,0	1,0	810,74	810,74	255,58	72,02	40,48
5° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2036	1,0	1,0	10043,94	10.043,94	3.166,27	892,18	501,55
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2036	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	691,58	194,87	109,55
MIM - 69 kV		2036	1,0	1,0	233,46	233,46	73,60	20,74	11,66
SE 500/230/69 kV MARABÁ (Ampliação/Adequação)						20.009,98	7.946,24	1.777,44	2.818,23
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2033	1,0	1,0	5756,86	5.756,86	2.286,13	511,37	810,80
MIM - 230 kV		2033	1,0	1,0	782,85	782,85	310,88	69,54	110,26
3° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ (Substituição)		2033	1,0	1,0	11132,34	11.132,34	4.420,81	988,86	1.567,89
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2033	1,0	1,0	2113,06	2.113,06	839,13	187,70	297,61
MIM - 69 kV		2033	1,0	1,0	224,87	224,87	89,30	19,97	31,67
LT 69 kV IMPERATRIZ - AÇAILÂNDIA (EQT/MA), C3 (Nova)						24.824,66	16.895,25	2.205,11	11.309,85
Circuito Simples 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 54 km		2026	54,0	1,0	363,69	19.639,26	13.366,15	1.744,51	8.947,44
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	imperatriz	2026	1,0	1,0	2359,24	2.359,24	1.605,66	209,57	1.074,85
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	açailândia (eqt/ma)	2026	1,0	1,0	2359,24	2.359,24	1.605,66	209,57	1.074,85
MIM - 69 kV	imperatriz	2026	1,0	1,0	233,46	233,46	158,89	20,74	106,36
MIM - 69 kV	açailândia (eqt/ma)	2026	1,0	1,0	233,46	233,46	158,89	20,74	106,36
LT 69 kV IMPERATRIZ - AÇAILÂNDIA (EQT/MA), C4 (Nova)						24.824,66	11.498,62	2.205,11	5.317,75
Circuito Simples 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 54 km		2031	54,0	1,0	363,69	19.639,26	9.096,78	1.744,51	4.206,97
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	imperatriz	2031	1,0	1,0	2359,24	2.359,24	1.092,78	209,57	505,38
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	açailândia (eqt/ma)	2031	1,0	1,0	2359,24	2.359,24	1.092,78	209,57	505,38
MIM - 69 kV	imperatriz	2031	1,0	1,0	233,46	233,46	108,14	20,74	50,01
MIM - 69 kV	açailândia (eqt/ma)	2031	1,0	1,0	233,46	233,46	108,14	20,74	50,01

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
LT 69 kV DOM ELISEU II - DOM ELISEU, C1 (Nova)						9.254,85	6.298,69	822,08	4.216,41
Circuito Simples 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 10,5 km		2026	10,5	1,0	367,57	3.859,49	2.626,70	342,83	1.758,34
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	dom eliseu ii	2026	1,0	1,0	2454,77	2.454,77	1.670,68	218,05	1.118,37
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	dom eliseu	2026	1,0	1,0	2454,77	2.454,77	1.670,68	218,05	1.118,37
MIM - 69 kV	dom eliseu ii	2026	1,0	1,0	242,91	242,91	165,32	21,58	110,67
MIM - 69 kV	dom eliseu	2026	1,0	1,0	242,91	242,91	165,32	21,58	110,67
SE 69 kV RONDON (Ampliação/Adequação)						8.289,52	3.942,45	736,34	1.889,86
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	2935,86	2.935,86	1.713,05	260,78	1.021,04
MIM - 69 kV		2028	1,0	1,0	242,91	242,91	141,74	21,58	84,48
2° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 4 Mvar 3Φ		2028	1,0	1,0	965,99	965,99	563,65	85,81	335,96
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2034	1,0	1,0	2935,86	2.935,86	1.079,51	260,78	317,60
MIM - 69 kV		2034	1,0	1,0	242,91	242,91	89,32	21,58	26,28
3° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 4 Mvar 3Φ		2034	1,0	1,0	965,99	965,99	355,19	85,81	104,50
SE 69 kV BOM JESUS (Ampliação/Adequação)						8.289,52	2.987,43	736,34	829,46
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2032	1,0	1,0	2935,86	2.935,86	1.259,14	260,78	517,05
MIM - 69 kV		2032	1,0	1,0	242,91	242,91	104,18	21,58	42,78
2° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 4 Mvar 3Φ		2032	1,0	1,0	965,99	965,99	414,30	85,81	170,13
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2037	1,0	1,0	2935,86	2.935,86	856,95	260,78	70,48
MIM - 69 kV		2037	1,0	1,0	242,91	242,91	70,90	21,58	5,83
3° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 4 Mvar 3Φ		2037	1,0	1,0	965,99	965,99	281,96	85,81	23,19
SE 69/34,5/13,8 kV AÇAILÂNDIA (EQT/MA) (Ampliação/Adequação)						15.126,49	7.948,99	1.343,65	4.286,78
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	2840,57	2.840,57	1.933,24	252,32	1.294,13
MIM - 69 kV		2026	1,0	1,0	233,46	233,46	158,89	20,74	106,36
1° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ		2026	1,0	1,0	951,17	951,17	647,35	84,49	433,34
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2029	1,0	1,0	2840,57	2.840,57	1.534,67	252,32	851,58
MIM - 69 kV		2029	1,0	1,0	233,46	233,46	126,13	20,74	69,99
2° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ		2029	1,0	1,0	951,17	951,17	513,89	84,49	285,15
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BPT		2032	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	940,88	194,87	386,36
MIM - 34,5 kV		2032	1,0	1,0	466,92	466,92	200,25	41,48	82,23
2° TF 34,5/13,8 kV, 1 x 6,25 MVA 3Φ		2032	1,0	1,0	2119,61	2.119,61	909,06	188,28	373,30
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2032	1,0	1,0	1828,84	1.828,84	784,36	162,45	322,09
MIM - 13,8 kV		2032	1,0	1,0	466,92	466,92	200,25	41,48	82,23

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SE 69/13,8 kV ITINGA (Ampliação/Adequação)						11.740,09	4.991,39	1.042,84	2.019,05
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	2840,57	2.840,57	1.933,24	252,32	1.294,13
MIM - 69 kV		2026	1,0	1,0	233,46	233,46	158,89	20,74	106,36
1º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ		2026	1,0	1,0	951,17	951,17	647,35	84,49	433,34
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2037	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	640,35	194,87	52,67
MIM - 69 kV		2037	1,0	1,0	466,92	466,92	136,29	41,48	11,21
2º TF 69/13,8 kV, 1 x 12,5 MVA 3Φ		2037	1,0	1,0	2758,41	2.758,41	805,15	245,02	66,22
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2037	1,0	1,0	1828,84	1.828,84	533,82	162,45	43,91
MIM - 13,8 kV		2037	1,0	1,0	466,92	466,92	136,29	41,48	11,21
SE 69/13,8 kV PIQUIÁ (Ampliação/Adequação)						8.124,40	4.147,69	721,67	2.167,29
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	2840,57	2.840,57	1.933,24	252,32	1.294,13
MIM - 69 kV		2026	1,0	1,0	233,46	233,46	158,89	20,74	106,36
1º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 7 Mvar 3Φ		2026	1,0	1,0	988,17	988,17	672,53	87,78	450,20
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2035	1,0	1,0	2840,57	2.840,57	967,10	252,32	221,39
MIM - 69 kV		2035	1,0	1,0	233,46	233,46	79,48	20,74	18,20
2º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 7 Mvar 3Φ		2035	1,0	1,0	988,17	988,17	336,43	87,78	77,02

18.2.3 Alternativa A-3

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						443.819,84	266.918,06	39.423,38	163.184,15
LT 230 kV IMPERATRIZ - DOM ELISEU II, C1 e C2 (CD) (Nova)						144.769,34	98.527,58	12.859,49	65.955,39
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 125 km		2026	125,0	1,0	908,94	113.617,50	77.326,16	10.092,35	51.762,94
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	imperatriz	2026	2,0	1,0	6459,66	12.919,32	8.792,67	1.147,59	5.885,91
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	dom eliseu ii	2026	2,0	1,0	6459,66	12.919,32	8.792,67	1.147,59	5.885,91
MIM - 230 kV	imperatriz	2026	1,0	1,0	1538,27	1.538,27	1.046,92	136,64	700,82
MIM - 230 kV	dom eliseu ii	2026	1,0	1,0	1538,27	1.538,27	1.046,92	136,64	700,82
MIG-A	imperatriz	2026	1,0	1,0	2236,66	2.236,66	1.522,23	198,68	1.019,00
SE 230/69 kV DOM ELISEU II (Nova)						80.403,30	54.721,13	7.142,02	36.630,90
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	4745,05	4.745,05	3.229,40	421,49	2.161,80
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2026	2,0	1,0	6085,45	12.170,90	8.283,31	1.081,11	5.544,93
CRB (Conexão de Reator de Barra) 230 kV, Arranjo BD4		2026	2,0	1,0	5803,72	11.607,44	7.899,83	1.031,06	5.288,23
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2,0						
MIM - 230 kV		2026	1,0	1,0	4001,38	4.001,38	2.723,27	355,43	1.822,99
1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 75 MVA 3Φ		2026	2,0	1,0	10813,32	21.626,64	14.718,73	1.921,04	9.852,87
1° e 2° Reator de Barra 230 kV, 2 x 20 Mvar 3Φ		2026	2,0	1,0	4613,75	9.227,50	6.280,08	819,66	4.203,95
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	1721,07	1.721,07	1.171,33	152,88	784,10
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2026	2,0	1,0	2226,34	4.452,68	3.030,42	395,52	2.028,59
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			1,0						
MIM - 69 kV		2026	1,0	1,0	695,73	695,73	473,50	61,80	316,97
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	10154,91	10.154,91	6.911,26	902,03	4.626,47
SE 500/230/69 kV IMPERATRIZ (Ampliação/Adequação)						68.919,12	40.213,64	6.121,91	23.968,91
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	8059,81	8.059,81	4.702,82	715,93	2.803,07
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	8738,47	8.738,47	5.098,81	776,22	3.039,09
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	2823,09	2.823,09	1.647,25	250,77	981,82
2° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 200 MVA 1Φ (Substituição)		2028	4,0	1,0	10753,13	43.012,52	25.097,39	3.820,69	14.959,03
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2028	1,0	1,0	5532,84	5.532,84	3.228,36	491,47	1.924,23
MIM - 230 kV		2028	1,0	1,0	752,39	752,39	439,01	66,83	261,67
SE 500/230/69 kV IMPERATRIZ (Ampliação/Adequação)						19.243,91	6.066,48	1.709,39	960,95
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2036	1,0	1,0	5961,97	5.961,97	1.879,46	529,59	297,71
MIM - 230 kV		2036	1,0	1,0	810,74	810,74	255,58	72,02	40,48
5° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2036	1,0	1,0	10043,94	10.043,94	3.166,27	892,18	501,55
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2036	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	691,58	194,87	109,55
MIM - 69 kV		2036	1,0	1,0	233,46	233,46	73,60	20,74	11,66

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SE 500/230/69 kV MARABÁ (Ampliação/Adequação)						20.009,98	8.581,94	1.777,44	3.524,07
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	5756,86	5.756,86	2.469,02	511,37	1.013,87
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	782,85	782,85	335,75	69,54	137,87
3° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ (Substituição)		2032	1,0	1,0	11132,34	11.132,34	4.774,47	988,86	1.960,58
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2032	1,0	1,0	2113,06	2.113,06	906,26	187,70	372,14
MIM - 69 kV		2032	1,0	1,0	224,87	224,87	96,44	19,97	39,60
LT 69 kV IMPERATRIZ - AÇAILÂNDIA (EQT/MA), C3 (Nova)						24.824,66	16.895,25	2.205,11	11.309,85
Circuito Simples 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 54 km		2026	54,0	1,0	363,69	19.639,26	13.366,15	1.744,51	8.947,44
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	imperatriz	2026	1,0	1,0	2359,24	2.359,24	1.605,66	209,57	1.074,85
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	açailândia (eqt/ma)	2026	1,0	1,0	2359,24	2.359,24	1.605,66	209,57	1.074,85
MIM - 69 kV	imperatriz	2026	1,0	1,0	233,46	233,46	158,89	20,74	106,36
MIM - 69 kV	açailândia (eqt/ma)	2026	1,0	1,0	233,46	233,46	158,89	20,74	106,36
LT 69 kV IMPERATRIZ - AÇAILÂNDIA (EQT/MA), C4 (Nova)						24.824,66	11.498,62	2.205,11	5.317,75
Circuito Simples 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 54 km		2031	54,0	1,0	363,69	19.639,26	9.096,78	1.744,51	4.206,97
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	imperatriz	2031	1,0	1,0	2359,24	2.359,24	1.092,78	209,57	505,38
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	açailândia (eqt/ma)	2031	1,0	1,0	2359,24	2.359,24	1.092,78	209,57	505,38
MIM - 69 kV	imperatriz	2031	1,0	1,0	233,46	233,46	108,14	20,74	50,01
MIM - 69 kV	açailândia (eqt/ma)	2031	1,0	1,0	233,46	233,46	108,14	20,74	50,01
LT 69 kV DOM ELISEU II - DOM ELISEU, C1 (Nova)						9.254,85	6.298,69	822,08	4.216,41
Circuito Simples 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 10,5 km		2026	10,5	1,0	367,57	3.859,49	2.626,70	342,83	1.758,34
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	dom eliseu ii	2026	1,0	1,0	2454,77	2.454,77	1.670,68	218,05	1.118,37
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	dom eliseu	2026	1,0	1,0	2454,77	2.454,77	1.670,68	218,05	1.118,37
MIM - 69 kV	dom eliseu ii	2026	1,0	1,0	242,91	242,91	165,32	21,58	110,67
MIM - 69 kV	dom eliseu	2026	1,0	1,0	242,91	242,91	165,32	21,58	110,67
SE 69 kV RONDON (Ampliação/Adequação)						8.289,52	3.942,45	736,34	1.889,86
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	2935,86	2.935,86	1.713,05	260,78	1.021,04
MIM - 69 kV		2028	1,0	1,0	242,91	242,91	141,74	21,58	84,48
2° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 4 Mvar 3Φ		2028	1,0	1,0	965,99	965,99	563,65	85,81	335,96
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2034	1,0	1,0	2935,86	2.935,86	1.079,51	260,78	317,60
MIM - 69 kV		2034	1,0	1,0	242,91	242,91	89,32	21,58	26,28
3° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 4 Mvar 3Φ		2034	1,0	1,0	965,99	965,99	355,19	85,81	104,50

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SE 69 kV BOM JESUS (Ampliação/Adequação)						8.289,52	3.084,22	736,34	936,93
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2032	1,0	1,0	2935,86	2.935,86	1.259,14	260,78	517,05
MIM - 69 kV		2032	1,0	1,0	242,91	242,91	104,18	21,58	42,78
2° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 4 Mvar 3Φ		2032	1,0	1,0	965,99	965,99	414,30	85,81	170,13
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2036	1,0	1,0	2935,86	2.935,86	925,51	260,78	146,60
MIM - 69 kV		2036	1,0	1,0	242,91	242,91	76,58	21,58	12,13
3° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 4 Mvar 3Φ		2036	1,0	1,0	965,99	965,99	304,52	85,81	48,24
SE 69/34,5/13,8 kV AÇAILÂNDIA (EQT/MA) (Ampliação/Adequação)						15.126,49	7.948,99	1.343,65	4.286,78
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	2840,57	2.840,57	1.933,24	252,32	1.294,13
MIM - 69 kV		2026	1,0	1,0	233,46	233,46	158,89	20,74	106,36
1° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ		2026	1,0	1,0	951,17	951,17	647,35	84,49	433,34
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2029	1,0	1,0	2840,57	2.840,57	1.534,67	252,32	851,58
MIM - 69 kV		2029	1,0	1,0	233,46	233,46	126,13	20,74	69,99
2° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ		2029	1,0	1,0	951,17	951,17	513,89	84,49	285,15
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BPT		2032	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	940,88	194,87	386,36
MIM - 34,5 kV		2032	1,0	1,0	466,92	466,92	200,25	41,48	82,23
2° TF 34,5/13,8 kV, 1 x 6,25 MVA 3Φ		2032	1,0	1,0	2119,61	2.119,61	909,06	188,28	373,30
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2032	1,0	1,0	1828,84	1.828,84	784,36	162,45	322,09
MIM - 13,8 kV		2032	1,0	1,0	466,92	466,92	200,25	41,48	82,23
SE 69/13,8 kV ITINGA (Ampliação/Adequação)						11.740,09	4.991,39	1.042,84	2.019,05
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	2840,57	2.840,57	1.933,24	252,32	1.294,13
MIM - 69 kV		2026	1,0	1,0	233,46	233,46	158,89	20,74	106,36
1° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ		2026	1,0	1,0	951,17	951,17	647,35	84,49	433,34
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2037	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	640,35	194,87	52,67
MIM - 69 kV		2037	1,0	1,0	466,92	466,92	136,29	41,48	11,21
2° TF 69/13,8 kV, 1 x 12,5 MVA 3Φ		2037	1,0	1,0	2758,41	2.758,41	805,15	245,02	66,22
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2037	1,0	1,0	1828,84	1.828,84	533,82	162,45	43,91
MIM - 13,8 kV		2037	1,0	1,0	466,92	466,92	136,29	41,48	11,21
SE 69/13,8 kV PIQUIÁ (Ampliação/Adequação)						8.124,40	4.147,69	721,67	2.167,29
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	2840,57	2.840,57	1.933,24	252,32	1.294,13
MIM - 69 kV		2026	1,0	1,0	233,46	233,46	158,89	20,74	106,36
1° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 7 Mvar 3Φ		2026	1,0	1,0	988,17	988,17	672,53	87,78	450,20
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2035	1,0	1,0	2840,57	2.840,57	967,10	252,32	221,39
MIM - 69 kV		2035	1,0	1,0	233,46	233,46	79,48	20,74	18,20
2° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 7 Mvar 3Φ		2035	1,0	1,0	988,17	988,17	336,43	87,78	77,02

18.2.4 Alternativa B-1

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						700.286,22	409.374,80	62.204,63	244.396,67
SECC LT 500 kV AÇAILÂNDIA - MIRANDA II, C1, NA SE SANTA LUZIA III (Nova)						59.056,14	40.192,62	5.245,81	26.905,36
Circuito Simples 500 kV, 4 x 1300 MCM, 1 km		2026	1,0	1,0	1589,76	1.589,76	1.081,96	141,21	724,28
Circuito Simples 500 kV, 4 x 1300 MCM, 1,5 km		2026	1,5	1,0	1589,76	2.384,64	1.622,95	211,82	1.086,42
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8482,14	8.482,14	5.772,80	753,45	3.864,37
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8076,84	16.153,68	10.993,92	1.434,89	7.359,45
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	2439,08	4.878,16	3.319,99	433,31	2.222,44
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	3034,67	3.034,67	2.065,35	269,56	1.382,56
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ		2026	4,0	1,0	3981,42	15.925,68	10.838,75	1.414,64	7.255,57
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 75 Mvar 1Φ (Remanejamento)		2026	4,0	1,0	1651,85	6.607,41	4.496,89	586,92	3.010,27
SE 500/230/138 kV SANTA LUZIA III (Nova)						222.724,02	151.582,23	19.784,00	101.470,73
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8482,14	16.964,28	11.545,60	1.506,89	7.728,75
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM			1,0						
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			2,0						
CRLF (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM			2,0						
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	9212,78	18.425,56	12.540,13	1.636,70	8.394,49
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7332,09	7.332,09	4.990,10	651,29	3.340,42
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5710,03	5.710,03	3.886,15	507,21	2.601,43
1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 150 MVA 1Φ		2026	7,0	1,0	10565,35	73.957,45	50.334,20	6.569,45	33.694,24
1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ		2026	4,0	1,0	3981,42	15.925,68	10.838,75	1.414,64	7.255,57
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	4560,40	4.560,40	3.103,73	405,09	2.077,67
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2026	4,0	1,0	5848,65	23.394,60	15.921,97	2.078,08	10.658,33
MIM - 230 kV		2026	1,0	1,0	3845,67	3.845,67	2.617,30	341,60	1.752,05
1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 100 MVA 3Φ		2026	2,0	1,0	10997,40	21.994,80	14.969,29	1.953,74	10.020,60
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	3525,29	3.525,29	2.399,25	313,14	1.606,09
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	2,0	1,0	4404,70	8.809,40	5.995,53	782,52	4.013,47
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			3,0						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4			1,0						
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT			1,0						
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	18278,77	18.278,77	12.440,22	1.623,66	8.327,62

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SE 500/230/138 kV MIRANDA II (Ampliação/Adequação)						14.074,17	9.578,64	1.250,17	6.412,04
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7466,76	7.466,76	5.081,75	663,25	3.401,78
2° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 75 Mvar 1Φ (Remanejamento)		2026	4,0	1,0	1651,85	6.607,41	4.496,89	586,92	3.010,27
SE 500/230/69 kV PRESIDENTE DUTRA (Ampliação/Adequação)						52.334,27	22.445,27	4.648,72	9.216,89
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2032	1,0	1,0	9393,40	9.393,40	4.028,67	834,39	1.654,33
2° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 150 MVA 1Φ		2032	4,0	1,0	9042,04	36.168,16	15.511,90	3.212,72	6.369,79
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	5961,97	5.961,97	2.556,99	529,59	1.050,00
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	810,74	810,74	347,71	72,02	142,78
SE 230/69 kV PERITORÓ (Ampliação/Adequação)						27.867,13	11.189,25	2.475,37	4.061,23
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	5961,97	5.961,97	2.556,99	529,59	1.050,00
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	810,74	810,74	347,71	72,02	142,78
4° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2032	1,0	1,0	10043,94	10.043,94	4.307,67	892,18	1.768,90
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2032	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	940,88	194,87	386,36
MIM - 69 kV		2032	1,0	1,0	233,46	233,46	100,13	20,74	41,12
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4		2035	1,0	1,0	6272,97	6.272,97	2.135,70	557,21	488,90
MIM - 230 kV		2035	1,0	1,0	810,74	810,74	276,03	72,02	63,19
2° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ		2035	1,0	1,0	1539,51	1.539,51	524,14	136,75	119,99
SE 230/69 kV CAXIAS II (Ampliação/Adequação)						8.623,22	2.517,04	765,98	207,02
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4		2037	1,0	1,0	6272,97	6.272,97	1.831,02	557,21	150,60
MIM - 230 kV		2037	1,0	1,0	810,74	810,74	236,65	72,02	19,46
1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ		2037	1,0	1,0	1539,51	1.539,51	449,37	136,75	36,96
SE 500/230/138 kV SANTA LUZIA III (Ampliação/Adequação)						21.197,61	6.187,38	1.882,93	508,90
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2037	1,0	1,0	5961,97	5.961,97	1.740,24	529,59	143,13
MIM - 230 kV		2037	1,0	1,0	810,74	810,74	236,65	72,02	19,46
3° ATF 230/138 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2037	1,0	1,0	9391,83	9.391,83	2.741,39	834,25	225,47
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2037	1,0	1,0	4514,47	4.514,47	1.317,73	401,01	108,38
MIM - 138 kV		2037	1,0	1,0	518,60	518,60	151,37	46,07	12,45

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
LT 138 kV SANTA LUZIA III - SANTA LUZIA, C1 (Nova)						12.512,69	8.515,93	1.111,47	5.700,65
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 6,5 km		2026	6,5	1,0	328,50	2.135,25	1.453,22	189,67	972,80
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	santa luzia iii	2026	1,0	1,0	4670,12	4.670,12	3.178,41	414,83	2.127,66
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	santa luzia	2026	1,0	1,0	4670,12	4.670,12	3.178,41	414,83	2.127,66
MIM - 138 kV	santa luzia iii	2026	1,0	1,0	518,60	518,60	352,95	46,07	236,27
MIM - 138 kV	santa luzia	2026	1,0	1,0	518,60	518,60	352,95	46,07	236,27
LT 138 kV SANTA LUZIA III - SANTA LUZIA, C2 (Nova)						12.512,69	4.968,96	1.111,47	1.762,30
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 6,5 km		2033	6,5	1,0	328,50	2.135,25	847,94	189,67	300,73
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	santa luzia iii	2033	1,0	1,0	4670,12	4.670,12	1.854,57	414,83	657,75
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	santa luzia	2033	1,0	1,0	4670,12	4.670,12	1.854,57	414,83	657,75
MIM - 138 kV	santa luzia iii	2033	1,0	1,0	518,60	518,60	205,94	46,07	73,04
MIM - 138 kV	santa luzia	2033	1,0	1,0	518,60	518,60	205,94	46,07	73,04
LT 138 kV SANTA LUZIA III - ESTACA 30, C1 (Nova)						17.275,94	11.757,71	1.534,58	7.870,74
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 21 km		2026	21,0	1,0	328,50	6.898,50	4.695,00	612,78	3.142,88
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	santa luzia iii	2026	1,0	1,0	4670,12	4.670,12	3.178,41	414,83	2.127,66
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	estaca 30	2026	1,0	1,0	4670,12	4.670,12	3.178,41	414,83	2.127,66
MIM - 138 kV	santa luzia iii	2026	1,0	1,0	518,60	518,60	352,95	46,07	236,27
MIM - 138 kV	estaca 30	2026	1,0	1,0	518,60	518,60	352,95	46,07	236,27
LT 138 kV SANTA INÊS - SANTA LUZIA, C1 (Nova)						26.802,44	18.241,29	2.380,79	12.210,91
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 50 km		2026	50,0	1,0	328,50	16.425,00	11.178,58	1.458,99	7.483,06
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	santa inês	2026	1,0	1,0	4670,12	4.670,12	3.178,41	414,83	2.127,66
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	santa luzia	2026	1,0	1,0	4670,12	4.670,12	3.178,41	414,83	2.127,66
MIM - 138 kV	santa inês	2026	1,0	1,0	518,60	518,60	352,95	46,07	236,27
MIM - 138 kV	santa luzia	2026	1,0	1,0	518,60	518,60	352,95	46,07	236,27
SE 138/69/13,8 kV SANTA LUZIA (Ampliação/Adequação)						12.348,14	8.403,94	1.096,85	5.625,68
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	3620,76	3.620,76	2.464,23	321,62	1.649,58
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			3,0						
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT			2,0						
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	518,60	518,60	352,95	46,07	236,27
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	8208,78	8.208,78	5.586,76	729,16	3.739,83

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SE 138/69/13,8 kV SANTA LUZIA (Ampliação/Adequação)						33.900,31	21.394,84	3.011,28	13.582,43
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	2,0	1,0	4514,47	9.028,94	6.144,94	802,02	4.113,49
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	1037,20	1.037,20	705,90	92,13	472,54
1° e 2° TF 138/69 kV, 2 x 40 MVA 3Φ		2026	2,0	1,0	5632,38	11.264,76	7.666,61	1.000,62	5.132,11
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2026	2,0	1,0	2193,80	4.387,60	2.986,13	389,74	1.998,94
MIM - 69 kV		2026	1,0	1,0	466,92	466,92	317,78	41,48	212,72
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2031	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	1.016,15	194,87	469,94
MIM - 69 kV		2031	1,0	1,0	466,92	466,92	216,27	41,48	100,02
2° TF 69/13,8 kV, 1 x 12,5 MVA 3Φ		2031	1,0	1,0	2758,41	2.758,41	1.277,68	245,02	590,89
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2031	1,0	1,0	1828,84	1.828,84	847,11	162,45	391,76
MIM - 13,8 kV		2031	1,0	1,0	466,92	466,92	216,27	41,48	100,02
SE 138/69/13,8 kV ESTACA 30 (Ampliação/Adequação)						12.305,68	8.375,04	1.093,08	5.606,34
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	3620,76	3.620,76	2.464,23	321,62	1.649,58
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			1,0						
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT			1,0						
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	518,60	518,60	352,95	46,07	236,27
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	8166,32	8.166,32	5.557,86	725,39	3.720,49
SE 138/69/13,8 kV ESTACA 30 (Ampliação/Adequação)						13.092,71	8.910,68	1.162,99	5.964,90
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	4514,47	4.514,47	3.072,47	401,01	2.056,75
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	518,60	518,60	352,95	46,07	236,27
1° TF 138/69 kV, 1 x 40 MVA 3Φ		2026	1,0	1,0	5632,38	5.632,38	3.833,30	500,31	2.566,05
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	1.493,06	194,87	999,47
MIM - 69 kV		2026	1,0	1,0	233,46	233,46	158,89	20,74	106,36
SE 69/34,5/13,8 kV BURITICUPU (Ampliação/Adequação)						8.004,86	5.447,97	711,05	3.646,93
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2026	2,0	1,0	2840,57	5.681,14	3.866,49	504,64	2.588,27
MIM - 69 kV		2026	1,0	1,0	466,92	466,92	317,78	41,48	212,72
2° e 3° Capacitor em Derivação 69 kV, 2 x 4 Mvar 3Φ		2026	2,0	1,0	928,40	1.856,80	1.263,71	164,93	845,94
LT 69 kV SANTA LUZIA - VITORINO FREIRE, C1 (Nova)						28.097,87	19.122,94	2.495,86	12.801,10
Circuito Simples 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 63 km		2026	63,0	1,0	363,69	22.912,47	15.593,84	2.035,26	10.438,68
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	santa luzia	2026	1,0	1,0	2359,24	2.359,24	1.605,66	209,57	1.074,85
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	vitorino freire	2026	1,0	1,0	2359,24	2.359,24	1.605,66	209,57	1.074,85
MIM - 69 kV	santa luzia	2026	1,0	1,0	233,46	233,46	158,89	20,74	106,36
MIM - 69 kV	vitorino freire	2026	1,0	1,0	233,46	233,46	158,89	20,74	106,36

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
LT 69 kV SANTA LUZIA - VITORINO FREIRE, C2 (Nova)						28.097,87	8.857,62	2.495,86	1.403,07
Circuito Simples 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 63 km		2036	63,0	1,0	363,69	22.912,47	7.222,97	2.035,26	1.144,14
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	santa luzia	2036	1,0	1,0	2359,24	2.359,24	743,73	209,57	117,81
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	vitorino freire	2036	1,0	1,0	2359,24	2.359,24	743,73	209,57	117,81
MIM - 69 kV	santa luzia	2036	1,0	1,0	233,46	233,46	73,60	20,74	11,66
MIM - 69 kV	vitorino freire	2036	1,0	1,0	233,46	233,46	73,60	20,74	11,66
SE 69/13,8 kV VITORINO FREIRE (Ampliação/Adequação)						16.837,92	9.007,42	1.495,67	4.948,41
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	2840,57	2.840,57	1.933,24	252,32	1.294,13
MIM - 69 kV		2026	1,0	1,0	233,46	233,46	158,89	20,74	106,36
2° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 8 Mvar 3Φ		2026	1,0	1,0	1003,80	1.003,80	683,17	89,16	457,32
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2030	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	1.097,45	194,87	560,20
MIM - 69 kV		2030	1,0	1,0	466,92	466,92	233,58	41,48	119,23
2° TF 69/13,8 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ		2030	1,0	1,0	3725,78	3.725,78	1.863,82	330,95	951,40
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2030	1,0	1,0	1828,84	1.828,84	914,88	162,45	467,01
MIM - 13,8 kV		2030	1,0	1,0	466,92	466,92	233,58	41,48	119,23
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2031	1,0	1,0	2840,57	2.840,57	1.315,73	252,32	608,49
MIM - 69 kV		2031	1,0	1,0	233,46	233,46	108,14	20,74	50,01
3° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 8 Mvar 3Φ		2031	1,0	1,0	1003,80	1.003,80	464,95	89,16	215,03
SE 69/13,8 kV BACABAL I (Ampliação/Adequação)						23.914,01	9.284,84	2.124,22	3.132,98
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	2840,57	2.840,57	1.657,45	252,32	987,90
MIM - 69 kV		2028	1,0	1,0	233,46	233,46	136,22	20,74	81,19
1° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 8 Mvar 3Φ		2028	1,0	1,0	1003,80	1.003,80	585,71	89,16	349,10
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2032	1,0	1,0	2840,57	2.840,57	1.218,27	252,32	500,27
MIM - 69 kV		2032	1,0	1,0	233,46	233,46	100,13	20,74	41,12
2° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 8 Mvar 3Φ		2032	1,0	1,0	1003,80	1.003,80	430,51	89,16	176,79
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BPT		2033	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	871,19	194,87	308,98
MIM - 34,5 kV		2033	1,0	1,0	466,92	466,92	185,42	41,48	65,76
2° TF 34,5/13,8 kV, 1 x 6,25 MVA 3Φ		2033	1,0	1,0	2119,61	2.119,61	841,73	188,28	298,53
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2033	1,0	1,0	1828,84	1.828,84	726,26	162,45	257,58
MIM - 13,8 kV		2033	1,0	1,0	466,92	466,92	185,42	41,48	65,76
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2038	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	592,92	194,87	
MIM - 69 kV		2038	1,0	1,0	466,92	466,92	126,19	41,48	
3° TF 69/13,8 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ		2038	1,0	1,0	3725,78	3.725,78	1.006,96	330,95	
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2038	1,0	1,0	1828,84	1.828,84	494,28	162,45	
MIM - 13,8 kV		2038	1,0	1,0	466,92	466,92	126,19	41,48	

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SE 69/13,8 kV BACABAL II (Ampliação/Adequação)						11.792,72	5.207,36	1.047,52	2.243,06
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	2840,57	2.840,57	1.933,24	252,32	1.294,13
MIM - 69 kV		2026	1,0	1,0	233,46	233,46	158,89	20,74	106,36
1º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 8 Mvar 3Φ		2026	1,0	1,0	1003,80	1.003,80	683,17	89,16	457,32
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2036	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	691,58	194,87	109,55
MIM - 69 kV		2036	1,0	1,0	466,92	466,92	147,19	41,48	23,32
2º TF 69/13,8 kV, 1 x 12,5 MVA 3Φ		2036	1,0	1,0	2758,41	2.758,41	869,57	245,02	137,74
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2036	1,0	1,0	1828,84	1.828,84	576,53	162,45	91,32
MIM - 13,8 kV		2036	1,0	1,0	466,92	466,92	147,19	41,48	23,32
SE 34,5/13,8 kV LAGO VERDE (Ampliação/Adequação)						7.076,09	2.065,44	628,55	169,88
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BPT		2037	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	640,35	194,87	52,67
MIM - 34,5 kV		2037	1,0	1,0	466,92	466,92	136,29	41,48	11,21
2º TF 34,5/13,8 kV, 1 x 6,25 MVA 3Φ		2037	1,0	1,0	2119,61	2.119,61	618,69	188,28	50,89
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2037	1,0	1,0	1828,84	1.828,84	533,82	162,45	43,91
MIM - 13,8 kV		2037	1,0	1,0	466,92	466,92	136,29	41,48	11,21
LT 69 kV ESTACA 30 - BURITICUPU, C2 (Nova)						29.837,72	16.120,39	2.650,41	8.945,13
Circuito Simples 69 kV, 1 x 336,4 MCM (ORIOLE), 84 km		2029	84,0	1,0	293,48	24.652,32	13.318,88	2.189,80	7.390,58
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	estaca 30	2029	1,0	1,0	2359,24	2.359,24	1.274,62	209,57	707,28
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	buriticupu	2029	1,0	1,0	2359,24	2.359,24	1.274,62	209,57	707,28
MIM - 69 kV	estaca 30	2029	1,0	1,0	233,46	233,46	126,13	20,74	69,99
MIM - 69 kV	buriticupu	2029	1,0	1,0	233,46	233,46	126,13	20,74	69,99

18.2.5 Alternativa B-2

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						873.271,85	494.159,01	77.570,50	286.624,74
LT 230 kV AÇAILÂNDIA - SANTA LUZIA III, C1 e C2 (CD) (Nova)						305.000,36	207.578,12	27.092,40	138.954,97
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 219 km		2026	219,0	1,0	1129,00	247.251,00	168.274,88	21.962,67	112.644,96
Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 15 Mvar 3Φ	açailândia	2026	2,0	1,0	4020,87	8.041,74	5.473,07	714,33	3.663,73
Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 15 Mvar 3Φ	santa luzia iii	2026	2,0	1,0	4020,87	8.041,74	5.473,07	714,33	3.663,73
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	açailândia	2026	2,0	1,0	6459,66	12.919,32	8.792,67	1.147,59	5.885,91
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	santa luzia iii	2026	2,0	1,0	6459,66	12.919,32	8.792,67	1.147,59	5.885,91
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	açailândia	2026	2,0	1,0	2418,54	4.837,08	3.292,04	429,67	2.203,72
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	santa luzia iii	2026	2,0	1,0	2418,54	4.837,08	3.292,04	429,67	2.203,72
MIM - 230 kV	açailândia	2026	1,0	1,0	3076,54	3.076,54	2.093,84	273,28	1.401,64
MIM - 230 kV	santa luzia iii	2026	1,0	1,0	3076,54	3.076,54	2.093,84	273,28	1.401,64
SE 230/138 kV SANTA LUZIA III (Nova)						86.297,25	58.732,46	7.665,56	39.316,12
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	4560,40	4.560,40	3.103,73	405,09	2.077,67
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2026	2,0	1,0	5848,65	11.697,30	7.960,99	1.039,04	5.329,17
CRB (Conexão de Reator de Barra) 230 kV, Arranjo BD4		2026	2,0	1,0	5577,88	11.155,76	7.592,42	990,94	5.082,45
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2,0						
CRLF (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4			2,0						
1° e 2° Reator de Barra 230 kV, 2 x 30 Mvar 3Φ		2026	2,0	1,0	5097,93	10.195,86	6.939,13	905,67	4.645,13
MIM - 230 kV		2026	1,0	1,0	3845,67	3.845,67	2.617,30	341,60	1.752,05
1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 100 MVA 3Φ		2026	2,0	1,0	10997,40	21.994,80	14.969,29	1.953,74	10.020,60
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	3525,29	3.525,29	2.399,25	313,14	1.606,09
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	2,0	1,0	4404,70	8.809,40	5.995,53	782,52	4.013,47
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			3,0						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4			1,0						
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4			1,0						
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT			1,0						
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	10512,77	10.512,77	7.154,81	933,82	4.789,51

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SE 230/138 kV SANTA LUZIA III (Ampliação/Adequação)						29.820,84	8.704,42	2.648,91	715,92
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2037	1,0	1,0	5961,97	5.961,97	1.740,24	529,59	143,13
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4		2037	1,0	1,0	6272,97	6.272,97	1.831,02	557,21	150,60
3° ATF 230/138 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2037	1,0	1,0	9391,83	9.391,83	2.741,39	834,25	225,47
1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ		2037	1,0	1,0	1539,51	1.539,51	449,37	136,75	36,96
MIM - 230 kV		2037	1,0	1,0	1621,49	1.621,49	473,30	144,03	38,93
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2037	1,0	1,0	4514,47	4.514,47	1.317,73	401,01	108,38
MIM - 138 kV		2037	1,0	1,0	518,60	518,60	151,37	46,07	12,45
SE 500/230/69 kV PRESIDENTE DUTRA (Ampliação/Adequação)						52.334,27	22.445,27	4.648,72	9.216,89
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2032	1,0	1,0	9393,40	9.393,40	4.028,67	834,39	1.654,33
2° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 150 MVA 1Φ		2032	4,0	1,0	9042,04	36.168,16	15.511,90	3.212,72	6.369,79
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	5961,97	5.961,97	2.556,99	529,59	1.050,00
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	810,74	810,74	347,71	72,02	142,78
SE 230/69 kV PERITORÓ (Ampliação/Adequação)						27.867,13	11.189,25	2.475,37	4.061,23
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	5961,97	5.961,97	2.556,99	529,59	1.050,00
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	810,74	810,74	347,71	72,02	142,78
4° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2032	1,0	1,0	10043,94	10.043,94	4.307,67	892,18	1.768,90
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2032	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	940,88	194,87	386,36
MIM - 69 kV		2032	1,0	1,0	233,46	233,46	100,13	20,74	41,12
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4		2035	1,0	1,0	6272,97	6.272,97	2.135,70	557,21	488,90
MIM - 230 kV		2035	1,0	1,0	810,74	810,74	276,03	72,02	63,19
2° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ		2035	1,0	1,0	1539,51	1.539,51	524,14	136,75	119,99
SE 230/69 kV CAXIAS II (Ampliação/Adequação)						8.623,22	2.517,04	765,98	207,02
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4		2037	1,0	1,0	6272,97	6.272,97	1.831,02	557,21	150,60
MIM - 230 kV		2037	1,0	1,0	810,74	810,74	236,65	72,02	19,46
1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ		2037	1,0	1,0	1539,51	1.539,51	449,37	136,75	36,96
SE 500/230/69 kV IMPERATRIZ (Ampliação/Adequação)						68.919,12	18.626,70	6.121,91	
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2038	1,0	1,0	8059,81	8.059,81	2.178,32	715,93	
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2038	1,0	1,0	8738,47	8.738,47	2.361,74	776,22	
MIM - 500 kV		2038	1,0	1,0	2823,09	2.823,09	762,99	250,77	
2° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 200 MVA 1Φ (Substituição)		2038	4,0	1,0	10753,13	43.012,52	11.624,95	3.820,69	
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2038	1,0	1,0	5532,84	5.532,84	1.495,35	491,47	
MIM - 230 kV		2038	1,0	1,0	752,39	752,39	203,35	66,83	

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
LT 138 kV SANTA LUZIA III - SANTA LUZIA, C1 (Nova)						12.512,69	8.515,93	1.111,47	5.700,65
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 6,5 km		2026	6,5	1,0	328,50	2.135,25	1.453,22	189,67	972,80
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	santa luzia iii	2026	1,0	1,0	4670,12	4.670,12	3.178,41	414,83	2.127,66
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	santa luzia	2026	1,0	1,0	4670,12	4.670,12	3.178,41	414,83	2.127,66
MIM - 138 kV	santa luzia iii	2026	1,0	1,0	518,60	518,60	352,95	46,07	236,27
MIM - 138 kV	santa luzia	2026	1,0	1,0	518,60	518,60	352,95	46,07	236,27
LT 138 kV SANTA LUZIA III - SANTA LUZIA, C2 (Nova)						12.512,69	3.652,33	1.111,47	300,40
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 6,5 km		2037	6,5	1,0	328,50	2.135,25	623,26	189,67	51,26
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	santa luzia iii	2037	1,0	1,0	4670,12	4.670,12	1.363,16	414,83	112,12
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	santa luzia	2037	1,0	1,0	4670,12	4.670,12	1.363,16	414,83	112,12
MIM - 138 kV	santa luzia iii	2037	1,0	1,0	518,60	518,60	151,37	46,07	12,45
MIM - 138 kV	santa luzia	2037	1,0	1,0	518,60	518,60	151,37	46,07	12,45
LT 138 kV SANTA LUZIA III - ESTACA 30, C1 (Nova)						17.275,94	11.757,71	1.534,58	7.870,74
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 21 km		2026	21,0	1,0	328,50	6.898,50	4.695,00	612,78	3.142,88
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	santa luzia iii	2026	1,0	1,0	4670,12	4.670,12	3.178,41	414,83	2.127,66
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	estaca 30	2026	1,0	1,0	4670,12	4.670,12	3.178,41	414,83	2.127,66
MIM - 138 kV	santa luzia iii	2026	1,0	1,0	518,60	518,60	352,95	46,07	236,27
MIM - 138 kV	estaca 30	2026	1,0	1,0	518,60	518,60	352,95	46,07	236,27
LT 138 kV SANTA INÊS - SANTA LUZIA, C1 (Nova)						26.802,44	18.241,29	2.380,79	12.210,91
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 50 km		2026	50,0	1,0	328,50	16.425,00	11.178,58	1.458,99	7.483,06
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	santa inês	2026	1,0	1,0	4670,12	4.670,12	3.178,41	414,83	2.127,66
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	santa luzia	2026	1,0	1,0	4670,12	4.670,12	3.178,41	414,83	2.127,66
MIM - 138 kV	santa inês	2026	1,0	1,0	518,60	518,60	352,95	46,07	236,27
MIM - 138 kV	santa luzia	2026	1,0	1,0	518,60	518,60	352,95	46,07	236,27
SE 138/69/13,8 kV SANTA LUZIA (Ampliação/Adequação)						12.348,14	8.403,94	1.096,85	5.625,68
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	3620,76	3.620,76	2.464,23	321,62	1.649,58
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			3,0						
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT			2,0						
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	518,60	518,60	352,95	46,07	236,27
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	8208,78	8.208,78	5.586,76	729,16	3.739,83

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SE 138/69/13,8 kV SANTA LUZIA (Ampliação/Adequação)						33.900,31	21.394,84	3.011,28	13.582,43
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	2,0	1,0	4514,47	9.028,94	6.144,94	802,02	4.113,49
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	1037,20	1.037,20	705,90	92,13	472,54
1° e 2° TF 138/69 kV, 2 x 40 MVA 3Φ		2026	2,0	1,0	5632,38	11.264,76	7.666,61	1.000,62	5.132,11
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2026	2,0	1,0	2193,80	4.387,60	2.986,13	389,74	1.998,94
MIM - 69 kV		2026	1,0	1,0	466,92	466,92	317,78	41,48	212,72
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2031	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	1.016,15	194,87	469,94
MIM - 69 kV		2031	1,0	1,0	466,92	466,92	216,27	41,48	100,02
2° TF 69/13,8 kV, 1 x 12,5 MVA 3Φ		2031	1,0	1,0	2758,41	2.758,41	1.277,68	245,02	590,89
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2031	1,0	1,0	1828,84	1.828,84	847,11	162,45	391,76
MIM - 13,8 kV		2031	1,0	1,0	466,92	466,92	216,27	41,48	100,02
SE 138/69/13,8 kV ESTACA 30 (Ampliação/Adequação)						12.305,68	8.375,04	1.093,08	5.606,34
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	3620,76	3.620,76	2.464,23	321,62	1.649,58
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			1,0						
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT			1,0						
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	518,60	518,60	352,95	46,07	236,27
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	8166,32	8.166,32	5.557,86	725,39	3.720,49
SE 138/69/13,8 kV ESTACA 30 (Ampliação/Adequação)						13.092,71	8.910,68	1.162,99	5.964,90
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	4514,47	4.514,47	3.072,47	401,01	2.056,75
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	518,60	518,60	352,95	46,07	236,27
1° TF 138/69 kV, 1 x 40 MVA 3Φ		2026	1,0	1,0	5632,38	5.632,38	3.833,30	500,31	2.566,05
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	1.493,06	194,87	999,47
MIM - 69 kV		2026	1,0	1,0	233,46	233,46	158,89	20,74	106,36
SE 69/34,5/13,8 kV BURITICUPU (Ampliação/Adequação)						8.004,86	5.447,97	711,05	3.646,93
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2026	2,0	1,0	2840,57	5.681,14	3.866,49	504,64	2.588,27
MIM - 69 kV		2026	1,0	1,0	466,92	466,92	317,78	41,48	212,72
2° e 3° Capacitor em Derivação 69 kV, 2 x 4 Mvar 3Φ		2026	2,0	1,0	928,40	1.856,80	1.263,71	164,93	845,94
LT 69 kV SANTA LUZIA - VITORINO FREIRE, C1 (Nova)						28.097,87	19.122,94	2.495,86	12.801,10
Circuito Simples 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 63 km		2026	63,0	1,0	363,69	22.912,47	15.593,84	2.035,26	10.438,68
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	santa luzia	2026	1,0	1,0	2359,24	2.359,24	1.605,66	209,57	1.074,85
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	vitorino freire	2026	1,0	1,0	2359,24	2.359,24	1.605,66	209,57	1.074,85
MIM - 69 kV	santa luzia	2026	1,0	1,0	233,46	233,46	158,89	20,74	106,36
MIM - 69 kV	vitorino freire	2026	1,0	1,0	233,46	233,46	158,89	20,74	106,36

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
LT 69 kV SANTA LUZIA - VITORINO FREIRE, C2 (Nova)					28.097,878.857,622.495,861.403,07				
Circuito Simples 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 63 km		2036	63,0	1,0	363,69	22.912,47	7.222,97	2.035,26	1.144,14
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	santa luzia	2036	1,0	1,0	2359,24	2.359,24	743,73	209,57	117,81
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	vitorino freire	2036	1,0	1,0	2359,24	2.359,24	743,73	209,57	117,81
MIM - 69 kV	santa luzia	2036	1,0	1,0	233,46	233,46	73,60	20,74	11,66
MIM - 69 kV	vitorino freire	2036	1,0	1,0	233,46	233,46	73,60	20,74	11,66
SE 69/13,8 kV VITORINO FREIRE (Ampliação/Adequação)					16.837,929.007,421.495,674.948,41				
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	2840,57	2.840,57	1.933,24	252,32	1.294,13
MIM - 69 kV		2026	1,0	1,0	233,46	233,46	158,89	20,74	106,36
2° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 8 Mvar 3Φ		2026	1,0	1,0	1003,80	1.003,80	683,17	89,16	457,32
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2030	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	1.097,45	194,87	560,20
MIM - 69 kV		2030	1,0	1,0	466,92	466,92	233,58	41,48	119,23
2° TF 69/13,8 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ		2030	1,0	1,0	3725,78	3.725,78	1.863,82	330,95	951,40
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2030	1,0	1,0	1828,84	1.828,84	914,88	162,45	467,01
MIM - 13,8 kV		2030	1,0	1,0	466,92	466,92	233,58	41,48	119,23
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2031	1,0	1,0	2840,57	2.840,57	1.315,73	252,32	608,49
MIM - 69 kV		2031	1,0	1,0	233,46	233,46	108,14	20,74	50,01
3° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 8 Mvar 3Φ		2031	1,0	1,0	1003,80	1.003,80	464,95	89,16	215,03
SE 69/13,8 kV BACABAL I (Ampliação/Adequação)					23.914,019.284,842.124,223.132,98				
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	2840,57	2.840,57	1.657,45	252,32	987,90
MIM - 69 kV		2028	1,0	1,0	233,46	233,46	136,22	20,74	81,19
1° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 8 Mvar 3Φ		2028	1,0	1,0	1003,80	1.003,80	585,71	89,16	349,10
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2032	1,0	1,0	2840,57	2.840,57	1.218,27	252,32	500,27
MIM - 69 kV		2032	1,0	1,0	233,46	233,46	100,13	20,74	41,12
2° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 8 Mvar 3Φ		2032	1,0	1,0	1003,80	1.003,80	430,51	89,16	176,79
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BPT		2033	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	871,19	194,87	308,98
MIM - 34,5 kV		2033	1,0	1,0	466,92	466,92	185,42	41,48	65,76
2° TF 34,5/13,8 kV, 1 x 6,25 MVA 3Φ		2033	1,0	1,0	2119,61	2.119,61	841,73	188,28	298,53
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2033	1,0	1,0	1828,84	1.828,84	726,26	162,45	257,58
MIM - 13,8 kV		2033	1,0	1,0	466,92	466,92	185,42	41,48	65,76
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2038	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	592,92	194,87	
MIM - 69 kV		2038	1,0	1,0	466,92	466,92	126,19	41,48	
3° TF 69/13,8 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ		2038	1,0	1,0	3725,78	3.725,78	1.006,96	330,95	
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2038	1,0	1,0	1828,84	1.828,84	494,28	162,45	
MIM - 13,8 kV		2038	1,0	1,0	466,92	466,92	126,19	41,48	

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SE 69/13,8 kV BACABAL II (Ampliação/Adequação)						11.792,72	5.207,36	1.047,52	2.243,06
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	2840,57	2.840,57	1.933,24	252,32	1.294,13
MIM - 69 kV		2026	1,0	1,0	233,46	233,46	158,89	20,74	106,36
1º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 8 Mvar 3Φ		2026	1,0	1,0	1003,80	1.003,80	683,17	89,16	457,32
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2036	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	691,58	194,87	109,55
MIM - 69 kV		2036	1,0	1,0	466,92	466,92	147,19	41,48	23,32
2º TF 69/13,8 kV, 1 x 12,5 MVA 3Φ		2036	1,0	1,0	2758,41	2.758,41	869,57	245,02	137,74
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2036	1,0	1,0	1828,84	1.828,84	576,53	162,45	91,32
MIM - 13,8 kV		2036	1,0	1,0	466,92	466,92	147,19	41,48	23,32
SE 34,5/13,8 kV LAGO VERDE (Ampliação/Adequação)						7.076,09	2.065,44	628,55	169,88
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BPT		2037	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	640,35	194,87	52,67
MIM - 34,5 kV		2037	1,0	1,0	466,92	466,92	136,29	41,48	11,21
2º TF 34,5/13,8 kV, 1 x 6,25 MVA 3Φ		2037	1,0	1,0	2119,61	2.119,61	618,69	188,28	50,89
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2037	1,0	1,0	1828,84	1.828,84	533,82	162,45	43,91
MIM - 13,8 kV		2037	1,0	1,0	466,92	466,92	136,29	41,48	11,21
LT 69 kV ESTACA 30 - BURITICUPU, C2 (Nova)						29.837,72	16.120,39	2.650,41	8.945,13
Circuito Simples 69 kV, 1 x 336,4 MCM (ORIOLE), 84 km		2029	84,0	1,0	293,48	24.652,32	13.318,88	2.189,80	7.390,58
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	estaca 30	2029	1,0	1,0	2359,24	2.359,24	1.274,62	209,57	707,28
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	buriticipu	2029	1,0	1,0	2359,24	2.359,24	1.274,62	209,57	707,28
MIM - 69 kV	estaca 30	2029	1,0	1,0	233,46	233,46	126,13	20,74	69,99
MIM - 69 kV	buriticipu	2029	1,0	1,0	233,46	233,46	126,13	20,74	69,99

18.2.6 Alternativa B-3

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						842.818,08	477.694,87	74.865,37	277.482,81
LT 230 kV PERITORÓ - SANTA LUZIA III, C1 e C2 (CD) (Nova)						243.094,62	165.446,11	21.593,47	110.751,36
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 164 km		2026	164,0	1,0	1129,00	185.156,00	126.014,06	16.446,93	84.355,13
Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 10 Mvar 3Φ	peritoró	2026	2,0	1,0	3509,02	7.018,04	4.776,36	623,39	3.197,35
Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 10 Mvar 3Φ	santa luzia iii	2026	2,0	1,0	3509,02	7.018,04	4.776,36	623,39	3.197,35
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	peritoró	2026	2,0	1,0	6459,66	12.919,32	8.792,67	1.147,59	5.885,91
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	santa luzia iii	2026	2,0	1,0	6459,66	12.919,32	8.792,67	1.147,59	5.885,91
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	peritoró	2026	2,0	1,0	2418,54	4.837,08	3.292,04	429,67	2.203,72
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	santa luzia iii	2026	2,0	1,0	2418,54	4.837,08	3.292,04	429,67	2.203,72
MIM - 230 kV	peritoró	2026	1,0	1,0	3076,54	3.076,54	2.093,84	273,28	1.401,64
MIM - 230 kV	santa luzia iii	2026	1,0	1,0	3076,54	3.076,54	2.093,84	273,28	1.401,64
MIG-A	peritoró	2026	1,0	1,0	2236,66	2.236,66	1.522,23	198,68	1.019,00
SE 230/138 kV SANTA LUZIA III (Nova)						85.377,85	58.106,73	7.583,90	38.897,25
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	4560,40	4.560,40	3.103,73	405,09	2.077,67
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2026	2,0	1,0	5848,65	11.697,30	7.960,99	1.039,04	5.329,17
CRB (Conexão de Reator de Barra) 230 kV, Arranjo BD4		2026	2,0	1,0	5577,88	11.155,76	7.592,42	990,94	5.082,45
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2,0						
CRLF (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4			2,0						
1° e 2° Reator de Barra 230 kV, 2 x 20 Mvar 3Φ		2026	2,0	1,0	4434,22	8.868,44	6.035,71	787,76	4.040,37
MIM - 230 kV		2026	1,0	1,0	4053,72	4.053,72	2.758,89	360,08	1.846,83
1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 100 MVA 3Φ		2026	2,0	1,0	10997,40	21.994,80	14.969,29	1.953,74	10.020,60
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	3525,29	3.525,29	2.399,25	313,14	1.606,09
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	2,0	1,0	4404,70	8.809,40	5.995,53	782,52	4.013,47
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			3,0						
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4			1,0						
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	10712,74	10.712,74	7.290,91	951,59	4.880,61
SE 230/138 kV SANTA LUZIA III (Ampliação/Adequação)						8.623,22	3.170,74	765,98	932,86
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4		2034	1,0	1,0	6272,97	6.272,97	2.306,56	557,21	678,61
1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ		2034	1,0	1,0	1539,51	1.539,51	566,07	136,75	166,54
MIM - 230 kV		2034	1,0	1,0	810,74	810,74	298,11	72,02	87,71

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SE 500/230/69 kV PRESIDENTE DUTRA (Ampliação/Adequação)						52.334,27	30.536,54	4.648,72	18.200,98
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	9393,40	9.393,40	5.480,96	834,39	3.266,87
2° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 150 MVA 1Φ		2028	4,0	1,0	9042,04	36.168,16	21.103,77	3.212,72	12.578,68
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2028	1,0	1,0	5961,97	5.961,97	3.478,75	529,59	2.073,47
MIM - 230 kV		2028	1,0	1,0	810,74	810,74	473,06	72,02	281,96
SE 230/69 kV PERITORÓ (Ampliação/Adequação)						19.243,91	8.913,65	1.709,39	4.122,28
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2031	1,0	1,0	5961,97	5.961,97	2.761,55	529,59	1.277,13
MIM - 230 kV		2031	1,0	1,0	810,74	810,74	375,53	72,02	173,67
4° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2031	1,0	1,0	10043,94	10.043,94	4.652,29	892,18	2.151,54
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2031	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	1.016,15	194,87	469,94
MIM - 69 kV		2031	1,0	1,0	233,46	233,46	108,14	20,74	50,01
SE 230/69 kV CAXIAS II (Ampliação/Adequação)						8.623,22	2.517,04	765,98	207,02
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4		2037	1,0	1,0	6272,97	6.272,97	1.831,02	557,21	150,60
MIM - 230 kV		2037	1,0	1,0	810,74	810,74	236,65	72,02	19,46
1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ		2037	1,0	1,0	1539,51	1.539,51	449,37	136,75	36,96
LT 230 kV PRESIDENTE DUTRA - PERITORÓ, C2 (Nova)						76.378,39	26.003,87	6.784,50	5.952,72
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 106,4 km		2035	106,4	1,0	539,92	57.447,49	19.558,63	5.102,91	4.477,30
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	presidente dutra	2035	1,0	1,0	6459,66	6.459,66	2.199,26	573,80	503,45
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	peritoró	2035	1,0	1,0	6459,66	6.459,66	2.199,26	573,80	503,45
MIM - 230 kV	presidente dutra	2035	1,0	1,0	769,13	769,13	261,86	68,32	59,94
MIM - 230 kV	peritoró	2035	1,0	1,0	769,13	769,13	261,86	68,32	59,94
MIG-A	presidente dutra	2035	1,0	1,0	2236,66	2.236,66	761,50	198,68	174,32
MIG-A	peritoró	2035	1,0	1,0	2236,66	2.236,66	761,50	198,68	174,32
SE 500/230/69 kV PRESIDENTE DUTRA (Ampliação/Adequação)						54.732,94	18.634,43	4.861,79	4.265,74
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2035	1,0	1,0	8059,81	8.059,81	2.744,05	715,93	628,16
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2035	1,0	1,0	8738,47	8.738,47	2.975,11	776,22	681,05
MIM - 500 kV		2035	1,0	1,0	2823,09	2.823,09	961,15	250,77	220,02
1° ATF 500/230 kV, 3 x 150 MVA 1Φ (Substituição)		2035	3,0	1,0	9608,78	28.826,34	9.814,25	2.560,57	2.246,65
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2035	1,0	1,0	5532,84	5.532,84	1.883,72	491,47	431,21
MIM - 230 kV		2035	1,0	1,0	752,39	752,39	256,16	66,83	58,64

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
LT 138 kV SANTA LUZIA III - SANTA LUZIA, C1 (Nova)						12.512,69	8.515,93	1.111,47	5.700,65
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 6,5 km		2026	6,5	1,0	328,50	2.135,25	1.453,22	189,67	972,80
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	santa luzia iii	2026	1,0	1,0	4670,12	4.670,12	3.178,41	414,83	2.127,66
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	santa luzia	2026	1,0	1,0	4670,12	4.670,12	3.178,41	414,83	2.127,66
MIM - 138 kV	santa luzia iii	2026	1,0	1,0	518,60	518,60	352,95	46,07	236,27
MIM - 138 kV	santa luzia	2026	1,0	1,0	518,60	518,60	352,95	46,07	236,27
LT 138 kV SANTA LUZIA III - SANTA LUZIA, C2 (Nova)						12.512,69	3.652,33	1.111,47	300,40
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 6,5 km		2037	6,5	1,0	328,50	2.135,25	623,26	189,67	51,26
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	santa luzia iii	2037	1,0	1,0	4670,12	4.670,12	1.363,16	414,83	112,12
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	santa luzia	2037	1,0	1,0	4670,12	4.670,12	1.363,16	414,83	112,12
MIM - 138 kV	santa luzia iii	2037	1,0	1,0	518,60	518,60	151,37	46,07	12,45
MIM - 138 kV	santa luzia	2037	1,0	1,0	518,60	518,60	151,37	46,07	12,45
LT 138 kV SANTA LUZIA III - ESTACA 30, C1 (Nova)						17.275,94	11.757,71	1.534,58	7.870,74
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 21 km		2026	21,0	1,0	328,50	6.898,50	4.695,00	612,78	3.142,88
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	santa luzia iii	2026	1,0	1,0	4670,12	4.670,12	3.178,41	414,83	2.127,66
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	estaca 30	2026	1,0	1,0	4670,12	4.670,12	3.178,41	414,83	2.127,66
MIM - 138 kV	santa luzia iii	2026	1,0	1,0	518,60	518,60	352,95	46,07	236,27
MIM - 138 kV	estaca 30	2026	1,0	1,0	518,60	518,60	352,95	46,07	236,27
LT 138 kV SANTA INÊS - SANTA LUZIA, C1 (Nova)						26.802,44	18.241,29	2.380,79	12.210,91
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 50 km		2026	50,0	1,0	328,50	16.425,00	11.178,58	1.458,99	7.483,06
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	santa inês	2026	1,0	1,0	4670,12	4.670,12	3.178,41	414,83	2.127,66
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	santa luzia	2026	1,0	1,0	4670,12	4.670,12	3.178,41	414,83	2.127,66
MIM - 138 kV	santa inês	2026	1,0	1,0	518,60	518,60	352,95	46,07	236,27
MIM - 138 kV	santa luzia	2026	1,0	1,0	518,60	518,60	352,95	46,07	236,27
SE 138/69/13,8 kV SANTA LUZIA (Ampliação/Adequação)						12.348,14	8.403,94	1.096,85	5.625,68
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	3620,76	3.620,76	2.464,23	321,62	1.649,58
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			3,0						
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT			2,0						
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	518,60	518,60	352,95	46,07	236,27
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	8208,78	8.208,78	5.586,76	729,16	3.739,83

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SE 138/69/13,8 kV SANTA LUZIA (Ampliação/Adequação)						33.900,31	21.394,84	3.011,28	13.582,43
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	2,0	1,0	4514,47	9.028,94	6.144,94	802,02	4.113,49
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	1037,20	1.037,20	705,90	92,13	472,54
1° e 2° TF 138/69 kV, 2 x 40 MVA 3Φ		2026	2,0	1,0	5632,38	11.264,76	7.666,61	1.000,62	5.132,11
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2026	2,0	1,0	2193,80	4.387,60	2.986,13	389,74	1.998,94
MIM - 69 kV		2026	1,0	1,0	466,92	466,92	317,78	41,48	212,72
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2031	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	1.016,15	194,87	469,94
MIM - 69 kV		2031	1,0	1,0	466,92	466,92	216,27	41,48	100,02
2° TF 69/13,8 kV, 1 x 12,5 MVA 3Φ		2031	1,0	1,0	2758,41	2.758,41	1.277,68	245,02	590,89
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2031	1,0	1,0	1828,84	1.828,84	847,11	162,45	391,76
MIM - 13,8 kV		2031	1,0	1,0	466,92	466,92	216,27	41,48	100,02
SE 138/69/13,8 kV ESTACA 30 (Ampliação/Adequação)						12.305,68	8.375,04	1.093,08	5.606,34
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	3620,76	3.620,76	2.464,23	321,62	1.649,58
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			1,0						
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT			1,0						
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	518,60	518,60	352,95	46,07	236,27
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	8166,32	8.166,32	5.557,86	725,39	3.720,49
SE 138/69/13,8 kV ESTACA 30 (Ampliação/Adequação)						13.092,71	8.910,68	1.162,99	5.964,90
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	4514,47	4.514,47	3.072,47	401,01	2.056,75
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	518,60	518,60	352,95	46,07	236,27
1° TF 138/69 kV, 1 x 40 MVA 3Φ		2026	1,0	1,0	5632,38	5.632,38	3.833,30	500,31	2.566,05
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	1.493,06	194,87	999,47
MIM - 69 kV		2026	1,0	1,0	233,46	233,46	158,89	20,74	106,36
SE 69/34,5/13,8 kV BURITICUPU (Ampliação/Adequação)						8.004,86	5.447,97	711,05	3.646,93
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2026	2,0	1,0	2840,57	5.681,14	3.866,49	504,64	2.588,27
MIM - 69 kV		2026	1,0	1,0	466,92	466,92	317,78	41,48	212,72
2° e 3° Capacitor em Derivação 69 kV, 2 x 4 Mvar 3Φ		2026	2,0	1,0	928,40	1.856,80	1.263,71	164,93	845,94
LT 69 kV SANTA LUZIA - VITORINO FREIRE, C1 (Nova)						28.097,87	19.122,94	2.495,86	12.801,10
Circuito Simples 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 63 km		2026	63,0	1,0	363,69	22.912,47	15.593,84	2.035,26	10.438,68
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	santa luzia	2026	1,0	1,0	2359,24	2.359,24	1.605,66	209,57	1.074,85
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	vitorino freire	2026	1,0	1,0	2359,24	2.359,24	1.605,66	209,57	1.074,85
MIM - 69 kV	santa luzia	2026	1,0	1,0	233,46	233,46	158,89	20,74	106,36
MIM - 69 kV	vitorino freire	2026	1,0	1,0	233,46	233,46	158,89	20,74	106,36

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
LT 69 kV SANTA LUZIA - VITORINO FREIRE, C2 (Nova)						28.097,87	8.857,62	2.495,86	1.403,07
Circuito Simples 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 63 km		2036	63,0	1,0	363,69	22.912,47	7.222,97	2.035,26	1.144,14
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	santa luzia	2036	1,0	1,0	2359,24	2.359,24	743,73	209,57	117,81
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	vitorino freire	2036	1,0	1,0	2359,24	2.359,24	743,73	209,57	117,81
MIM - 69 kV	santa luzia	2036	1,0	1,0	233,46	233,46	73,60	20,74	11,66
MIM - 69 kV	vitorino freire	2036	1,0	1,0	233,46	233,46	73,60	20,74	11,66
SE 69/13,8 kV VITORINO FREIRE (Ampliação/Adequação)						16.837,92	9.007,42	1.495,67	4.948,41
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	2840,57	2.840,57	1.933,24	252,32	1.294,13
MIM - 69 kV		2026	1,0	1,0	233,46	233,46	158,89	20,74	106,36
2° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 8 Mvar 3Φ		2026	1,0	1,0	1003,80	1.003,80	683,17	89,16	457,32
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2030	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	1.097,45	194,87	560,20
MIM - 69 kV		2030	1,0	1,0	466,92	466,92	233,58	41,48	119,23
2° TF 69/13,8 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ		2030	1,0	1,0	3725,78	3.725,78	1.863,82	330,95	951,40
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2030	1,0	1,0	1828,84	1.828,84	914,88	162,45	467,01
MIM - 13,8 kV		2030	1,0	1,0	466,92	466,92	233,58	41,48	119,23
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2031	1,0	1,0	2840,57	2.840,57	1.315,73	252,32	608,49
MIM - 69 kV		2031	1,0	1,0	233,46	233,46	108,14	20,74	50,01
3° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 8 Mvar 3Φ		2031	1,0	1,0	1003,80	1.003,80	464,95	89,16	215,03
SE 69/13,8 kV BACABAL I (Ampliação/Adequação)						23.914,01	9.284,84	2.124,22	3.132,98
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	2840,57	2.840,57	1.657,45	252,32	987,90
MIM - 69 kV		2028	1,0	1,0	233,46	233,46	136,22	20,74	81,19
1° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 8 Mvar 3Φ		2028	1,0	1,0	1003,80	1.003,80	585,71	89,16	349,10
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2032	1,0	1,0	2840,57	2.840,57	1.218,27	252,32	500,27
MIM - 69 kV		2032	1,0	1,0	233,46	233,46	100,13	20,74	41,12
2° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 8 Mvar 3Φ		2032	1,0	1,0	1003,80	1.003,80	430,51	89,16	176,79
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BPT		2033	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	871,19	194,87	308,98
MIM - 34,5 kV		2033	1,0	1,0	466,92	466,92	185,42	41,48	65,76
2° TF 34,5/13,8 kV, 1 x 6,25 MVA 3Φ		2033	1,0	1,0	2119,61	2.119,61	841,73	188,28	298,53
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2033	1,0	1,0	1828,84	1.828,84	726,26	162,45	257,58
MIM - 13,8 kV		2033	1,0	1,0	466,92	466,92	185,42	41,48	65,76
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2038	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	592,92	194,87	
MIM - 69 kV		2038	1,0	1,0	466,92	466,92	126,19	41,48	
3° TF 69/13,8 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ		2038	1,0	1,0	3725,78	3.725,78	1.006,96	330,95	
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2038	1,0	1,0	1828,84	1.828,84	494,28	162,45	
MIM - 13,8 kV		2038	1,0	1,0	466,92	466,92	126,19	41,48	

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SE 69/13,8 kV BACABAL II (Ampliação/Adequação)						11.792,72	5.207,36	1.047,52	2.243,06
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	2840,57	2.840,57	1.933,24	252,32	1.294,13
MIM - 69 kV		2026	1,0	1,0	233,46	233,46	158,89	20,74	106,36
1º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 8 Mvar 3Φ		2026	1,0	1,0	1003,80	1.003,80	683,17	89,16	457,32
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2036	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	691,58	194,87	109,55
MIM - 69 kV		2036	1,0	1,0	466,92	466,92	147,19	41,48	23,32
2º TF 69/13,8 kV, 1 x 12,5 MVA 3Φ		2036	1,0	1,0	2758,41	2.758,41	869,57	245,02	137,74
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2036	1,0	1,0	1828,84	1.828,84	576,53	162,45	91,32
MIM - 13,8 kV		2036	1,0	1,0	466,92	466,92	147,19	41,48	23,32
SE 34,5/13,8 kV LAGO VERDE (Ampliação/Adequação)						7.076,09	2.065,44	628,55	169,88
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BPT		2037	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	640,35	194,87	52,67
MIM - 34,5 kV		2037	1,0	1,0	466,92	466,92	136,29	41,48	11,21
2º TF 34,5/13,8 kV, 1 x 6,25 MVA 3Φ		2037	1,0	1,0	2119,61	2.119,61	618,69	188,28	50,89
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2037	1,0	1,0	1828,84	1.828,84	533,82	162,45	43,91
MIM - 13,8 kV		2037	1,0	1,0	466,92	466,92	136,29	41,48	11,21
LT 69 kV ESTACA 30 - BURITICUPU, C2 (Nova)						29.837,72	16.120,39	2.650,41	8.945,13
Circuito Simples 69 kV, 1 x 336,4 MCM (ORIOLE), 84 km		2029	84,0	1,0	293,48	24.652,32	13.318,88	2.189,80	7.390,58
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	estaca 30	2029	1,0	1,0	2359,24	2.359,24	1.274,62	209,57	707,28
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	buriticupu	2029	1,0	1,0	2359,24	2.359,24	1.274,62	209,57	707,28
MIM - 69 kV	estaca 30	2029	1,0	1,0	233,46	233,46	126,13	20,74	69,99
MIM - 69 kV	buriticupu	2029	1,0	1,0	233,46	233,46	126,13	20,74	69,99

18.2.7 Alternativa B-4

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)					
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN	
						849.082,07	482.117,60	75.421,78	280.513,79	
LT 230 kV AÇAILÂNDIA - SANTA LUZIA III, C1 (Nova)						173.305,18	117.948,59	15.394,25	78.956,02	
Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 219 km		2026	219,0	1,0	659,50	144.430,50	98.296,97	12.829,39	65.801,02	
Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ		açailândia	2026	1,0	1,0	4020,87	4.020,87	2.736,54	357,16	1.831,87
Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ		santa luzia iii	2026	1,0	1,0	4020,87	4.020,87	2.736,54	357,16	1.831,87
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		açailândia	2026	1,0	1,0	6459,66	6.459,66	4.396,34	573,80	2.942,95
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		santa luzia iii	2026	1,0	1,0	6459,66	6.459,66	4.396,34	573,80	2.942,95
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4		açailândia	2026	1,0	1,0	2418,54	2.418,54	1.646,02	214,83	1.101,86
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4		santa luzia iii	2026	1,0	1,0	2418,54	2.418,54	1.646,02	214,83	1.101,86
MIM - 230 kV		açailândia	2026	1,0	1,0	1538,27	1.538,27	1.046,92	136,64	700,82
MIM - 230 kV		santa luzia iii	2026	1,0	1,0	1538,27	1.538,27	1.046,92	136,64	700,82
LT 230 kV PERITORÓ - SANTA LUZIA III, C1 (Nova)						138.245,64	94.087,66	12.280,01	62.983,26	
Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 164 km		2026	164,0	1,0	659,50	108.158,00	73.610,52	9.607,40	49.275,65	
Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ		peritoró	2026	1,0	1,0	3509,02	3.509,02	2.388,18	311,70	1.598,67
Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ		santa luzia iii	2026	1,0	1,0	3509,02	3.509,02	2.388,18	311,70	1.598,67
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		peritoró	2026	1,0	1,0	6459,66	6.459,66	4.396,34	573,80	2.942,95
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		santa luzia iii	2026	1,0	1,0	6459,66	6.459,66	4.396,34	573,80	2.942,95
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4		peritoró	2026	1,0	1,0	2418,54	2.418,54	1.646,02	214,83	1.101,86
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4		santa luzia iii	2026	1,0	1,0	2418,54	2.418,54	1.646,02	214,83	1.101,86
MIM - 230 kV		peritoró	2026	1,0	1,0	1538,27	1.538,27	1.046,92	136,64	700,82
MIM - 230 kV		santa luzia iii	2026	1,0	1,0	1538,27	1.538,27	1.046,92	136,64	700,82
MIG-A		peritoró	2026	1,0	1,0	2236,66	2.236,66	1.522,23	198,68	1.019,00

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SE 230/138 kV SANTA LUZIA III (Nova)						85.377,85	58.106,73	7.583,90	38.897,25
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	4560,40	4.560,40	3.103,73	405,09	2.077,67
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2026	2,0	1,0	5848,65	11.697,30	7.960,99	1.039,04	5.329,17
CRB (Conexão de Reator de Barra) 230 kV, Arranjo BD4		2026	2,0	1,0	5577,88	11.155,76	7.592,42	990,94	5.082,45
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2,0						
CRLF (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4			2,0						
1° e 2° Reator de Barra 230 kV, 2 x 20 Mvar 3Φ		2026	2,0	1,0	4434,22	8.868,44	6.035,71	787,76	4.040,37
MIM - 230 kV		2026	1,0	1,0	4053,72	4.053,72	2.758,89	360,08	1.846,83
1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 100 MVA 3Φ		2026	2,0	1,0	10997,40	21.994,80	14.969,29	1.953,74	10.020,60
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	3525,29	3.525,29	2.399,25	313,14	1.606,09
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	2,0	1,0	4404,70	8.809,40	5.995,53	782,52	4.013,47
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			3,0						
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4			1,0						
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	10712,74	10.712,74	7.290,91	951,59	4.880,61
SE 230/138 kV SANTA LUZIA III (Ampliação/Adequação)						8.623,22	2.935,87	765,98	672,07
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4		2035	1,0	1,0	6272,97	6.272,97	2.135,70	557,21	488,90
1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ		2035	1,0	1,0	1539,51	1.539,51	524,14	136,75	119,99
MIM - 230 kV		2035	1,0	1,0	810,74	810,74	276,03	72,02	63,19
SE 500/230/69 kV PRESIDENTE DUTRA (Ampliação/Adequação)						52.334,27	15.275,87	4.648,72	1.256,40
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2037	1,0	1,0	9393,40	9.393,40	2.741,84	834,39	225,51
2° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 150 MVA 1Φ		2037	4,0	1,0	9042,04	36.168,16	10.557,14	3.212,72	868,30
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2037	1,0	1,0	5961,97	5.961,97	1.740,24	529,59	143,13
MIM - 230 kV		2037	1,0	1,0	810,74	810,74	236,65	72,02	19,46
SE 230/69 kV PERITORÓ (Ampliação/Adequação)						19.243,91	8.253,38	1.709,39	3.389,16
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	5961,97	5.961,97	2.556,99	529,59	1.050,00
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	810,74	810,74	347,71	72,02	142,78
4° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2032	1,0	1,0	10043,94	10.043,94	4.307,67	892,18	1.768,90
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2032	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	940,88	194,87	386,36
MIM - 69 kV		2032	1,0	1,0	233,46	233,46	100,13	20,74	41,12
SE 230/69 kV CAXIAS II (Ampliação/Adequação)						8.623,22	2.517,04	765,98	207,02
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4		2037	1,0	1,0	6272,97	6.272,97	1.831,02	557,21	150,60
MIM - 230 kV		2037	1,0	1,0	810,74	810,74	236,65	72,02	19,46
1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ		2037	1,0	1,0	1539,51	1.539,51	449,37	136,75	36,96

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SE 500/230/69 kV IMPERATRIZ (Ampliação/Adequação)						68.919,12	18.626,70	6.121,91	
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2038	1,0	1,0	8059,81	8.059,81	2.178,32	715,93	
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2038	1,0	1,0	8738,47	8.738,47	2.361,74	776,22	
MIM - 500 kV		2038	1,0	1,0	2823,09	2.823,09	762,99	250,77	
2° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 200 MVA 1Φ (Substituição)		2038	4,0	1,0	10753,13	43.012,52	11.624,95	3.820,69	
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2038	1,0	1,0	5532,84	5.532,84	1.495,35	491,47	
MIM - 230 kV		2038	1,0	1,0	752,39	752,39	203,35	66,83	
LT 138 kV SANTA LUZIA III - SANTA LUZIA, C1 (Nova)						12.512,69	8.515,93	1.111,47	5.700,65
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 6,5 km		2026	6,5	1,0	328,50	2.135,25	1.453,22	189,67	972,80
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	santa luzia iii	2026	1,0	1,0	4670,12	4.670,12	3.178,41	414,83	2.127,66
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	santa luzia	2026	1,0	1,0	4670,12	4.670,12	3.178,41	414,83	2.127,66
MIM - 138 kV	santa luzia iii	2026	1,0	1,0	518,60	518,60	352,95	46,07	236,27
MIM - 138 kV	santa luzia	2026	1,0	1,0	518,60	518,60	352,95	46,07	236,27
LT 138 kV SANTA LUZIA III - SANTA LUZIA, C2 (Nova)						12.512,69	3.652,33	1.111,47	300,40
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 6,5 km		2037	6,5	1,0	328,50	2.135,25	623,26	189,67	51,26
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	santa luzia iii	2037	1,0	1,0	4670,12	4.670,12	1.363,16	414,83	112,12
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	santa luzia	2037	1,0	1,0	4670,12	4.670,12	1.363,16	414,83	112,12
MIM - 138 kV	santa luzia iii	2037	1,0	1,0	518,60	518,60	151,37	46,07	12,45
MIM - 138 kV	santa luzia	2037	1,0	1,0	518,60	518,60	151,37	46,07	12,45
LT 138 kV SANTA LUZIA III - ESTACA 30, C1 (Nova)						17.275,94	11.757,71	1.534,58	7.870,74
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 21 km		2026	21,0	1,0	328,50	6.898,50	4.695,00	612,78	3.142,88
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	santa luzia iii	2026	1,0	1,0	4670,12	4.670,12	3.178,41	414,83	2.127,66
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	estaca 30	2026	1,0	1,0	4670,12	4.670,12	3.178,41	414,83	2.127,66
MIM - 138 kV	santa luzia iii	2026	1,0	1,0	518,60	518,60	352,95	46,07	236,27
MIM - 138 kV	estaca 30	2026	1,0	1,0	518,60	518,60	352,95	46,07	236,27
LT 138 kV SANTA INÊS - SANTA LUZIA, C1 (Nova)						26.802,44	18.241,29	2.380,79	12.210,91
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 50 km		2026	50,0	1,0	328,50	16.425,00	11.178,58	1.458,99	7.483,06
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	santa inês	2026	1,0	1,0	4670,12	4.670,12	3.178,41	414,83	2.127,66
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	santa luzia	2026	1,0	1,0	4670,12	4.670,12	3.178,41	414,83	2.127,66
MIM - 138 kV	santa inês	2026	1,0	1,0	518,60	518,60	352,95	46,07	236,27
MIM - 138 kV	santa luzia	2026	1,0	1,0	518,60	518,60	352,95	46,07	236,27

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SE 138/69/13,8 kV SANTA LUZIA (Ampliação/Adequação)						12.348,14	8.403,94	1.096,85	5.625,68
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	3620,76	3.620,76	2.464,23	321,62	1.649,58
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT					3,0				
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT					2,0				
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	518,60	518,60	352,95	46,07	236,27
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	8208,78	8.208,78	5.586,76	729,16	3.739,83
SE 138/69/13,8 kV SANTA LUZIA (Ampliação/Adequação)						33.900,31	21.394,84	3.011,28	13.582,43
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	2,0	1,0	4514,47	9.028,94	6.144,94	802,02	4.113,49
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	1037,20	1.037,20	705,90	92,13	472,54
1° e 2° TF 138/69 kV, 2 x 40 MVA 3Φ		2026	2,0	1,0	5632,38	11.264,76	7.666,61	1.000,62	5.132,11
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2026	2,0	1,0	2193,80	4.387,60	2.986,13	389,74	1.998,94
MIM - 69 kV		2026	1,0	1,0	466,92	466,92	317,78	41,48	212,72
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2031	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	1.016,15	194,87	469,94
MIM - 69 kV		2031	1,0	1,0	466,92	466,92	216,27	41,48	100,02
2° TF 69/13,8 kV, 1 x 12,5 MVA 3Φ		2031	1,0	1,0	2758,41	2.758,41	1.277,68	245,02	590,89
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2031	1,0	1,0	1828,84	1.828,84	847,11	162,45	391,76
MIM - 13,8 kV		2031	1,0	1,0	466,92	466,92	216,27	41,48	100,02
SE 138/69/13,8 kV ESTACA 30 (Ampliação/Adequação)						12.305,68	8.375,04	1.093,08	5.606,34
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	3620,76	3.620,76	2.464,23	321,62	1.649,58
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT					1,0				
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT					1,0				
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	518,60	518,60	352,95	46,07	236,27
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	8166,32	8.166,32	5.557,86	725,39	3.720,49
SE 138/69/13,8 kV ESTACA 30 (Ampliação/Adequação)						13.092,71	8.910,68	1.162,99	5.964,90
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	4514,47	4.514,47	3.072,47	401,01	2.056,75
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	518,60	518,60	352,95	46,07	236,27
1° TF 138/69 kV, 1 x 40 MVA 3Φ		2026	1,0	1,0	5632,38	5.632,38	3.833,30	500,31	2.566,05
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	1.493,06	194,87	999,47
MIM - 69 kV		2026	1,0	1,0	233,46	233,46	158,89	20,74	106,36
SE 69/34,5/13,8 kV BURITICUPU (Ampliação/Adequação)						8.004,86	5.447,97	711,05	3.646,93
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2026	2,0	1,0	2840,57	5.681,14	3.866,49	504,64	2.588,27
MIM - 69 kV		2026	1,0	1,0	466,92	466,92	317,78	41,48	212,72
2° e 3° Capacitor em Derivação 69 kV, 2 x 4 Mvar 3Φ		2026	2,0	1,0	928,40	1.856,80	1.263,71	164,93	845,94

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
LT 69 kV SANTA LUZIA - VITORINO FREIRE, C1 (Nova)						28.097,87	19.122,94	2.495,86	12.801,10
Circuito Simples 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 63 km		2026	63,0	1,0	363,69	22.912,47	15.593,84	2.035,26	10.438,68
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	santa luzia	2026	1,0	1,0	2359,24	2.359,24	1.605,66	209,57	1.074,85
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	vitorino freire	2026	1,0	1,0	2359,24	2.359,24	1.605,66	209,57	1.074,85
MIM - 69 kV	santa luzia	2026	1,0	1,0	233,46	233,46	158,89	20,74	106,36
MIM - 69 kV	vitorino freire	2026	1,0	1,0	233,46	233,46	158,89	20,74	106,36
LT 69 kV SANTA LUZIA - VITORINO FREIRE, C2 (Nova)						28.097,87	8.857,62	2.495,86	1.403,07
Circuito Simples 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 63 km		2036	63,0	1,0	363,69	22.912,47	7.222,97	2.035,26	1.144,14
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	santa luzia	2036	1,0	1,0	2359,24	2.359,24	743,73	209,57	117,81
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	vitorino freire	2036	1,0	1,0	2359,24	2.359,24	743,73	209,57	117,81
MIM - 69 kV	santa luzia	2036	1,0	1,0	233,46	233,46	73,60	20,74	11,66
MIM - 69 kV	vitorino freire	2036	1,0	1,0	233,46	233,46	73,60	20,74	11,66
SE 69/13,8 kV VITORINO FREIRE (Ampliação/Adequação)						16.837,92	9.007,42	1.495,67	4.948,41
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	2840,57	2.840,57	1.933,24	252,32	1.294,13
MIM - 69 kV		2026	1,0	1,0	233,46	233,46	158,89	20,74	106,36
2° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 8 Mvar 3Φ		2026	1,0	1,0	1003,80	1.003,80	683,17	89,16	457,32
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2030	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	1.097,45	194,87	560,20
MIM - 69 kV		2030	1,0	1,0	466,92	466,92	233,58	41,48	119,23
2° TF 69/13,8 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ		2030	1,0	1,0	3725,78	3.725,78	1.863,82	330,95	951,40
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2030	1,0	1,0	1828,84	1.828,84	914,88	162,45	467,01
MIM - 13,8 kV		2030	1,0	1,0	466,92	466,92	233,58	41,48	119,23
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2031	1,0	1,0	2840,57	2.840,57	1.315,73	252,32	608,49
MIM - 69 kV		2031	1,0	1,0	233,46	233,46	108,14	20,74	50,01
3° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 8 Mvar 3Φ		2031	1,0	1,0	1003,80	1.003,80	464,95	89,16	215,03

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SE 69/13,8 kV BACABAL I (Ampliação/Adequação)						23.914,01	9.284,84	2.124,22	3.132,98
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	2840,57	2.840,57	1.657,45	252,32	987,90
MIM - 69 kV		2028	1,0	1,0	233,46	233,46	136,22	20,74	81,19
1º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 8 Mvar 3Φ		2028	1,0	1,0	1003,80	1.003,80	585,71	89,16	349,10
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2032	1,0	1,0	2840,57	2.840,57	1.218,27	252,32	500,27
MIM - 69 kV		2032	1,0	1,0	233,46	233,46	100,13	20,74	41,12
2º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 8 Mvar 3Φ		2032	1,0	1,0	1003,80	1.003,80	430,51	89,16	176,79
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BPT		2033	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	871,19	194,87	308,98
MIM - 34,5 kV		2033	1,0	1,0	466,92	466,92	185,42	41,48	65,76
2º TF 34,5/13,8 kV, 1 x 6,25 MVA 3Φ		2033	1,0	1,0	2119,61	2.119,61	841,73	188,28	298,53
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2033	1,0	1,0	1828,84	1.828,84	726,26	162,45	257,58
MIM - 13,8 kV		2033	1,0	1,0	466,92	466,92	185,42	41,48	65,76
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2038	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	592,92	194,87	
MIM - 69 kV		2038	1,0	1,0	466,92	466,92	126,19	41,48	
3º TF 69/13,8 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ		2038	1,0	1,0	3725,78	3.725,78	1.006,96	330,95	
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2038	1,0	1,0	1828,84	1.828,84	494,28	162,45	
MIM - 13,8 kV		2038	1,0	1,0	466,92	466,92	126,19	41,48	
SE 69/13,8 kV BACABAL II (Ampliação/Adequação)						11.792,72	5.207,36	1.047,52	2.243,06
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	2840,57	2.840,57	1.933,24	252,32	1.294,13
MIM - 69 kV		2026	1,0	1,0	233,46	233,46	158,89	20,74	106,36
1º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 8 Mvar 3Φ		2026	1,0	1,0	1003,80	1.003,80	683,17	89,16	457,32
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2036	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	691,58	194,87	109,55
MIM - 69 kV		2036	1,0	1,0	466,92	466,92	147,19	41,48	23,32
2º TF 69/13,8 kV, 1 x 12,5 MVA 3Φ		2036	1,0	1,0	2758,41	2.758,41	869,57	245,02	137,74
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2036	1,0	1,0	1828,84	1.828,84	576,53	162,45	91,32
MIM - 13,8 kV		2036	1,0	1,0	466,92	466,92	147,19	41,48	23,32
SE 34,5/13,8 kV LAGO VERDE (Ampliação/Adequação)						7.076,09	2.065,44	628,55	169,88
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BPT		2037	1,0	1,0	2193,80	2.193,80	640,35	194,87	52,67
MIM - 34,5 kV		2037	1,0	1,0	466,92	466,92	136,29	41,48	11,21
2º TF 34,5/13,8 kV, 1 x 6,25 MVA 3Φ		2037	1,0	1,0	2119,61	2.119,61	618,69	188,28	50,89
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2037	1,0	1,0	1828,84	1.828,84	533,82	162,45	43,91
MIM - 13,8 kV		2037	1,0	1,0	466,92	466,92	136,29	41,48	11,21
LT 69 kV ESTACA 30 - BURITICUPU, C2 (Nova)						29.837,72	16.120,39	2.650,41	8.945,13
Circuito Simples 69 kV, 1 x 336,4 MCM (ORIOLE), 84 km		2029	84,0	1,0	293,48	24.652,32	13.318,88	2.189,80	7.390,58
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	estaca 30	2029	1,0	1,0	2359,24	2.359,24	1.274,62	209,57	707,28
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	buriticupu	2029	1,0	1,0	2359,24	2.359,24	1.274,62	209,57	707,28
MIM - 69 kV	estaca 30	2029	1,0	1,0	233,46	233,46	126,13	20,74	69,99
MIM - 69 kV	buriticupu	2029	1,0	1,0	233,46	233,46	126,13	20,74	69,99

18.3 Anexo 3 – Perdas das Alternativas

A Tabela 18-5 e a Tabela 18-6 apresentam, respectivamente para Parte A e Parte B, o diferencial de perdas elétricas de todas as alternativas em relação à alternativa de menores perdas, discretizadas por ano, considerando-se os cenários de geração apresentados no item 4.3.

18.3.1 Parte A

Tabela 18-5 – Diferencial de perdas elétricas para todas as alternativas em relação à Alternativa A-1 (MW)

Ano	Perdas (MW)																	
	Carga Leve						Carga Média						Carga Pesada					
	Norte Seco			Norte Úmido			Norte Seco			Norte Úmido			Norte Seco			Norte Úmido		
	Δ A-1	Δ A-2	Δ A-3	Δ A-1	Δ A-2	Δ A-3	Δ A-1	Δ A-2	Δ A-3	Δ A-1	Δ A-2	Δ A-3	Δ A-1	Δ A-2	Δ A-3	Δ A-1	Δ A-2	Δ A-3
2026	0,00	0,59	0,48	0,00	0,53	0,40	0,00	1,37	1,31	0,00	0,90	0,56	0,00	1,42	1,34	0,00	0,92	0,55
2027	0,00	0,64	0,50	0,00	0,57	0,45	0,00	1,47	1,41	0,00	0,99	0,65	0,00	1,54	1,45	0,00	0,93	0,58
2028	0,00	0,66	0,51	0,00	0,59	0,47	0,00	1,57	1,48	0,00	1,08	0,71	0,00	1,65	1,52	0,00	1,02	0,63
2029	0,00	0,70	0,55	0,00	0,63	0,51	0,00	1,65	1,58	0,00	1,08	0,71	0,00	1,77	1,62	0,00	1,11	0,72
2030	0,00	0,73	0,60	0,00	0,67	0,55	0,00	1,73	1,69	0,00	1,15	0,82	0,00	1,89	1,76	0,00	1,19	0,83
2031	0,00	0,52	0,39	0,00	0,46	0,35	0,00	1,23	1,19	0,00	0,71	0,41	0,00	1,25	1,12	0,00	0,75	0,41
2032	0,00	0,56	0,44	0,00	0,51	0,42	0,00	1,31	1,29	0,00	0,79	0,49	0,00	1,34	1,22	0,00	0,82	0,52
2033	0,00	0,59	0,48	0,00	0,54	0,44	0,00	1,40	1,37	0,00	0,87	0,56	0,00	1,44	1,30	0,00	0,90	0,57
2034	0,00	0,65	0,53	0,00	0,57	0,49	0,00	1,52	1,50	0,00	1,04	0,74	0,00	1,54	1,39	0,00	0,99	0,66
2035	0,00	0,68	0,57	0,00	0,61	0,52	0,00	1,56	1,54	0,00	0,97	0,68	0,00	1,64	1,49	0,00	1,02	0,74
2036	0,00	0,70	0,60	0,00	0,62	0,55	0,00	1,62	1,62	0,00	0,96	0,61	0,00	1,71	1,55	0,00	1,03	0,75
2037	0,00	0,74	0,64	0,00	0,66	0,58	0,00	1,76	1,74	0,00	1,04	0,78	0,00	1,75	1,59	0,00	0,96	0,69
2038	0,00	0,78	0,68	0,00	0,70	0,62	0,00	1,87	1,86	0,00	1,14	0,89	0,00	1,87	1,70	0,00	1,07	0,80

18.3.2 Parte B

Tabela 18-6 – Diferencial de perdas elétricas para todas as alternativas em relação à Alternativa B-2 (MW)

Ano	Perdas (MW)																							
	Carga Leve								Carga Média								Carga Pesada							
	Norte Seco				Norte Úmido				Norte Seco				Norte Úmido				Norte Seco				Norte Úmido			
	Δ B-1	Δ B-2	Δ B-3	Δ B-4	Δ B-1	Δ B-2	Δ B-3	Δ B-4	Δ B-1	Δ B-2	Δ B-3	Δ B-4	Δ B-1	Δ B-2	Δ B-3	Δ B-4	Δ B-1	Δ B-2	Δ B-3	Δ B-4	Δ B-1	Δ B-2	Δ B-3	Δ B-4
2026	0,42	0,00	0,73	0,29	0,60	0,00	1,28	0,43	0,05	0,00	2,62	0,80	2,37	0,00	4,24	0,87	1,01	0,00	6,00	1,56	2,30	0,00	5,02	1,10
2027	0,43	0,00	0,81	0,30	0,62	0,00	1,36	0,43	0,03	0,00	2,84	0,86	2,38	0,00	4,47	0,92	1,07	0,00	6,35	1,62	2,30	0,00	5,25	1,14
2028	0,42	0,00	0,88	0,30	0,62	0,00	1,54	0,44	0,01	0,00	3,08	0,91	2,39	0,00	4,76	0,97	1,12	0,00	7,00	1,71	2,30	0,00	5,52	1,19
2029	0,39	0,00	0,93	0,31	0,61	0,00	1,61	0,45	-0,03	0,00	3,22	0,92	2,39	0,00	4,93	0,98	1,11	0,00	7,34	1,74	2,30	0,00	5,78	1,22
2030	0,37	0,00	0,98	0,31	0,62	0,00	1,69	0,46	-0,07	0,00	3,45	0,97	2,39	0,00	5,19	1,04	1,14	0,00	7,81	1,84	2,30	0,00	6,08	1,29
2031	0,36	0,00	1,03	0,32	0,62	0,00	1,77	0,47	-0,11	0,00	3,68	1,02	2,39	0,00	5,44	1,10	1,14	0,00	8,36	1,98	2,27	0,00	6,43	1,39
2032	0,35	0,00	1,08	0,33	0,62	0,00	1,80	0,44	-0,17	0,00	3,90	1,02	2,41	0,00	5,72	1,10	1,17	0,00	8,66	1,86	2,28	0,00	6,79	1,44
2033	0,29	0,00	1,13	0,34	0,56	0,00	1,88	0,44	-0,35	0,00	4,18	1,08	2,25	0,00	6,01	1,16	0,92	0,00	9,22	1,96	2,07	0,00	7,15	1,51
2034	0,27	0,00	1,20	0,35	0,56	0,00	1,98	0,45	-0,41	0,00	4,50	1,15	2,25	0,00	6,21	1,23	0,97	0,00	9,80	2,08	2,06	0,00	7,36	1,59
2035	0,25	0,00	-0,13	0,37	0,57	0,00	0,56	0,46	-0,48	0,00	0,98	1,36	2,20	0,00	2,91	1,30	0,94	0,00	4,05	2,25	2,01	0,00	3,43	1,64
2036	0,14	0,00	-0,07	0,43	0,51	0,00	0,72	0,57	-0,79	0,00	1,38	1,63	2,11	0,00	3,53	1,68	0,75	0,00	5,07	2,90	1,84	0,00	4,13	2,07
2037	0,17	0,00	-0,13	0,48	0,57	0,00	0,75	0,61	-0,69	0,00	1,63	1,85	2,61	0,00	3,99	2,04	1,03	0,00	5,49	3,25	2,23	0,00	4,74	2,53
2038	0,14	0,00	-0,12	0,52	0,54	0,00	0,77	0,65	-0,72	0,00	1,77	1,97	2,65	0,00	4,18	2,16	1,09	0,00	5,86	3,51	2,24	0,00	4,98	2,70

18.4 Anexo 4 – Consultas de Viabilidade de Expansão

18.4.1 SE Açailândia – MA (EATE – Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A.)



CA EATE 037/2020

São Paulo, 06 de julho de 2020.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Avenida Rio Branco, nº 1, 11º andar
CEP 20090-003 – Rio de Janeiro/ RJ

At.: Sr. José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia

Ref.: Ofício nº 0338/2020/DEE/EPE – Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA)

EMPRESA AMAZONENSE DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A. ("EATE"), concessionária de serviço público de transmissão de energia elétrica, inscrita no CNPJ nº 04.416.935/0001-04, com endereço na Rua Olimpíadas nº 66, 8º andar, Sala A, São Paulo/SP, CEP 04551-000, por seus representantes abaixo assinados, em atenção ao Ofício em referência, vêm apresentar o Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações, devidamente preenchido e o arranjo da SE Açailândia com as alterações solicitadas.

Sendo o que tínhamos para o momento, nos colocamos à disposição para prestar quaisquer esclarecimentos que se fizerem necessários.

Atenciosamente,

MARCELO TOSTO DE OLIVEIRA
CARVALHO:00727
488856
Assinado de forma digital por MARCELO TOSTO DE OLIVEIRA
CARVALHO:00727488856
Dados: 2020.07.06 16:59:23 -03'00'

PAULO AUGUSTO NEPOMUCENO
GARCIA:76563430
678
Assinado de forma digital por PAULO AUGUSTO NEPOMUCENO
GARCIA:76563430678
Dados: 2020.07.06 17:00:11 -03'00'

EMPRESA AMAZONENSE DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.

Marcelo Tosto de Oliveira Carvalho Paulo Augusto Nepomuceno Garcia



Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A.
Rua Olimpíadas, 66, 8º andar, Sala A | Vila Olímpia | São Paulo/SP | CEP 04551-000
Tel.: +55 11 3382-8700 / FAX: +55 11 3382-8776

Página 1 de 1

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 12/06/2020
		Revisão:
		Página: 1 - 6

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA)

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Açailândia 500 kV **Concessionária Proprietária:** Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A.

1. Módulos de Manobra

☒	CT	Quantidade: <u>2</u> Tensão Prim/Sec/Ter (kV) <u>500/230/13,8</u> Arranjo Prim.: <u>DJM</u> Sec.: <u>BD4</u> Ter: <u>BS</u>
☒	CT	Quantidade: <u>2</u> Tensão Prim/Sec/Ter (kV) <u>230/69/13,8</u> Arranjo Prim.: <u>BD4</u> Sec.: <u>BPT</u> Ter: <u>BS</u>
☒	EL	Quantidade: <u>2</u> Tensão (kV): <u>230</u> Arranjo: <u>BD4</u>
☒	EL	Quantidade: <u>2</u> Tensão (kV): <u>69</u> Arranjo: <u>BPT</u>
☒	IB	Quantidade: <u>2</u> Tensão (kV): <u>500</u> Arranjo: <u>DJM</u>
☒	IB	Quantidade: <u>1</u> Tensão (kV): <u>230</u> Arranjo: <u>BD4</u>
☒	IB	Quantidade: <u>1</u> Tensão (kV): <u>69</u> Arranjo: <u>BPT</u>
☐	CRB	Quantidade: <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Arranjo: <u> </u>
☐	CCP	Quantidade: <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Arranjo: <u> </u>
☐	CRL	Quantidade: <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Arranjo: <u> </u>

2. Módulos de Equipamentos

☒	Transformadores	Quantidade: <u>2</u> Potência (MVA): <u>75</u> Tensão Prim./Sec. (kV) <u>230/69</u> Fase: <u>3Ø</u>
☒	Autotransformadores	Quantidade: <u>7</u> Potência (MVA): <u>150</u> Tensão Prim./Sec. (kV) <u>500/230</u> Fase: <u>1Ø</u>
☐	Reator	Quantidade: <u> </u> Potência (Mvar): <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Fase: <u> </u>
☐	Capacitor	Quantidade: <u> </u> Potência (Mvar): <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Fase: <u> </u>
☐	Compensador Estático	Quantidade: <u> </u> Potência (Mvar): <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Fase: <u> </u>

3. Diagrama Unifilar

A subestação em análise está representada no diagrama anexo.

Legenda: MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de capacitores paralelo (CCP) ou série (CCS), conexão de reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB), conexão de transformador de aterramento (CTA), conexão de compensador (CC). **ARRANJO:** Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BD4), Barra Dupla 5 Chaves (BD5), ANEL (AN), Disjuntor e Meio (DJM).

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 12/06/2020
		Revisão:
		Página: 2 - 6

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

(X) Assinalar os itens que podem ser implementados na subestação de acordo com o arranjo e espaço disponíveis.

1. Módulos de Manobra

- ☐ CT Quantidade: 2 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 500/230-13,8 Arranjo Prim.: DJM Sec.: BD4 Ter.: BS
- ☐ CT Quantidade: 2 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 230/69-13,8 Arranjo Prim.: BD4 Sec.: BPT Ter.: BS
- ☐ EL Quantidade: 2 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4
- ☐ EL Quantidade: 2 Tensão (kV): 69 Arranjo: BPT
- ☐ IB Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ☐ IB Quantidade: 1 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4
- ☐ IB Quantidade: 1 Tensão (kV): 69 Arranjo: BPT
- ☐ CRB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CCP Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CRL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

2. Módulos de Equipamentos

- ☐ Transformadores Quantidade: 2 Potência (MVA): 75 Tensão Prim./Sec. (kV) 230/69 Fase: 3f
- ☐ Autotransformadores Quantidade: 7 Potência (MVA): 150 Tensão Prim./Sec. (kV) 500/230 Fase: 1f
- ☐ Reator Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- ☐ Capacitor 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: 20 ha. Toda a área a ser ampliada deverá ser adquirida

☐ Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? ☒ Sim Equipamentos Necessários: Ver proposta de arranjo anexa.

☐ Não



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 12/06/2020

Revisão:

Página: 3 - 6

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

1) O conjunto de obras indicadas neste documento corresponde às expansões a serem recomendadas no Estudo de Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA). Tal estudo determina a implantação de uma nova subestação 500/230/69 kV no município de Santa Luzia/MA, uma nova subestação 230/69 kV no município de Dom Eliseu/PA, dois novos pátios (230 e 69 kV) na subestação de Açailândia da Rede Básica e de expansões em diversas outras subestações no estado do Maranhão e Pará.

2) O(s) diagrama(s) unifilar(es) anexo(s) à esse formulário tem a função de indicar referencialmente o posicionamento dos novos bays sob consulta. Cabe ressaltar que para a confecção dos diagramas anexados foi utilizado como base o diagrama unifilar referente à configuração atual da subestação, sem o conhecimento dos posicionamentos reservados para os novos bays já planejados ou da posição mais adequada para os novos bays consultados neste formulário, assim solicitamos ratificar/retificar este posicionamento caso seja necessário.

3) Caso não seja factível a implantação de todas as obras apresentadas nesse formulário, solicitamos que sejam indicadas as expansões possíveis de serem executadas nessa subestação.

4) Além das obras indicadas no Estudo de Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA) e especialmente para a SE Açailândia 500 kV, como há a recomendação de 2 (dois) novos pátios, um de 230 kV e outro de 69 kV, é necessário também considerar a possibilidade de futuras expansões no dimensionamento. Assim, é solicitado:

- pátio de 500 kV: 2 CT e 2 IB referentes às obras indicadas no estudo e a possibilidade futura de expansão de mais 2 CT, 2 IB e 4 EL;
- novo pátio de 230 kV: 4 CT, 2 EL e 1 IB referentes às obras indicadas no estudo e a possibilidade futura de expansão de mais 4 CT e 7 EL;
- novo pátio de 69 kV: 2 CT, 1 IB e 2 EL referentes às obras indicadas no estudo e a possibilidade futura de expansão de mais 2 CT e 7 EL;

12/06/2020
Data da Solicitação



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

06/07/2020

Data da Entrega do Formulário

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: Renato Antonio Santos

Cargo: Gerente de Implantação



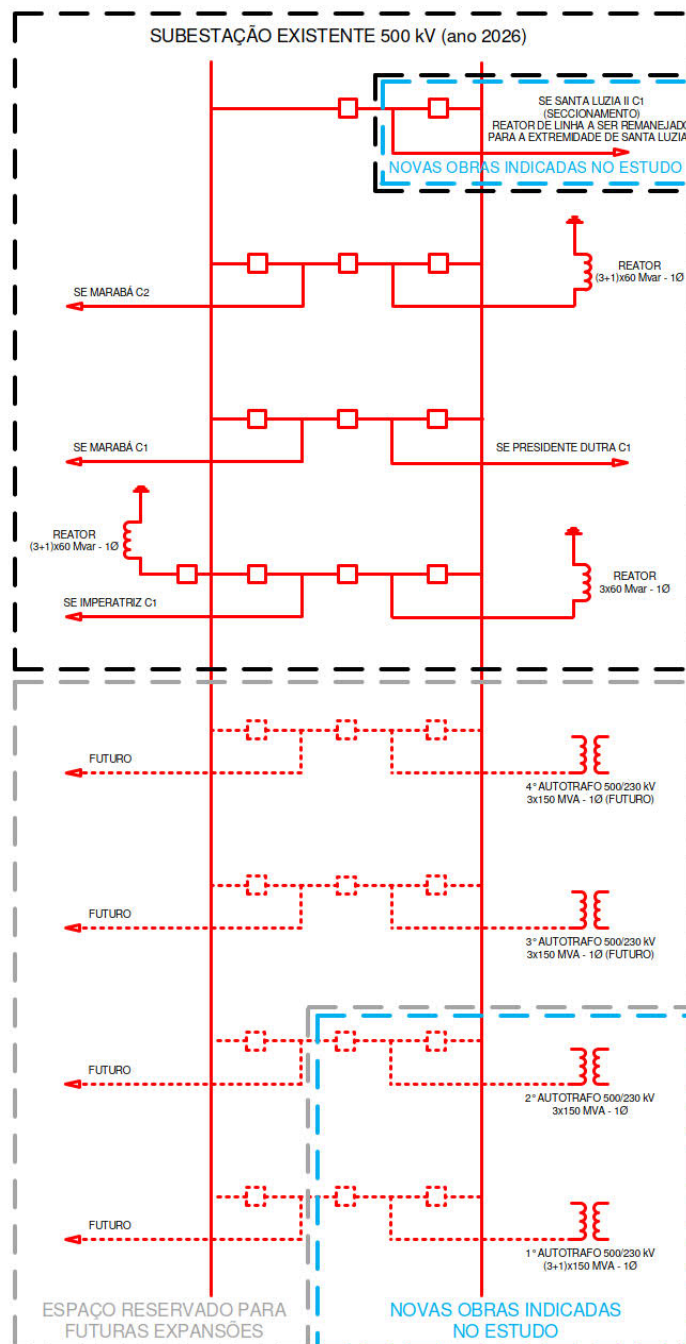
Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 12/06/2020

Revisão:

Página: 4 - 6

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA





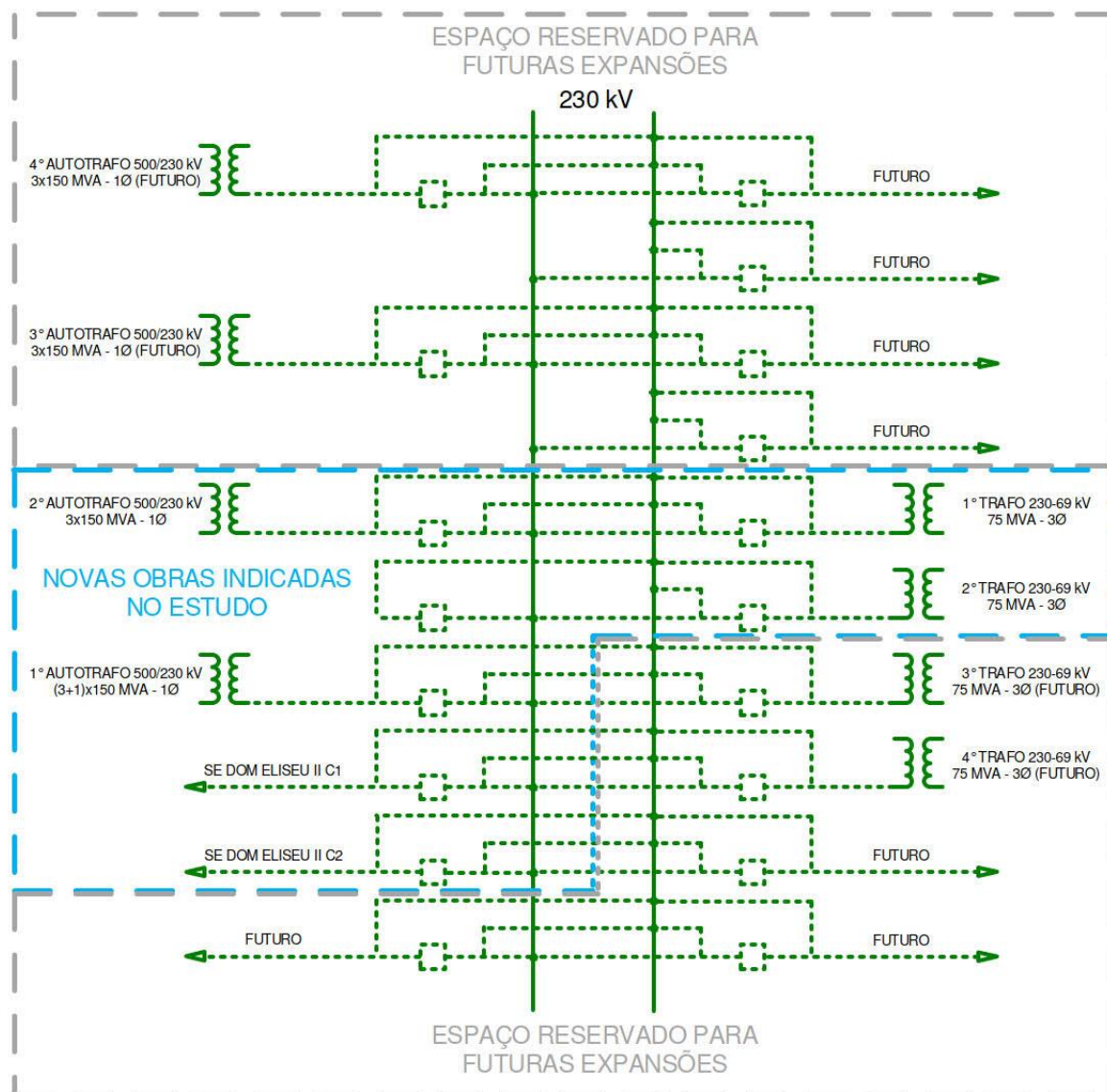
Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 12/06/2020

Revisão:

Página: 5 - 6

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA





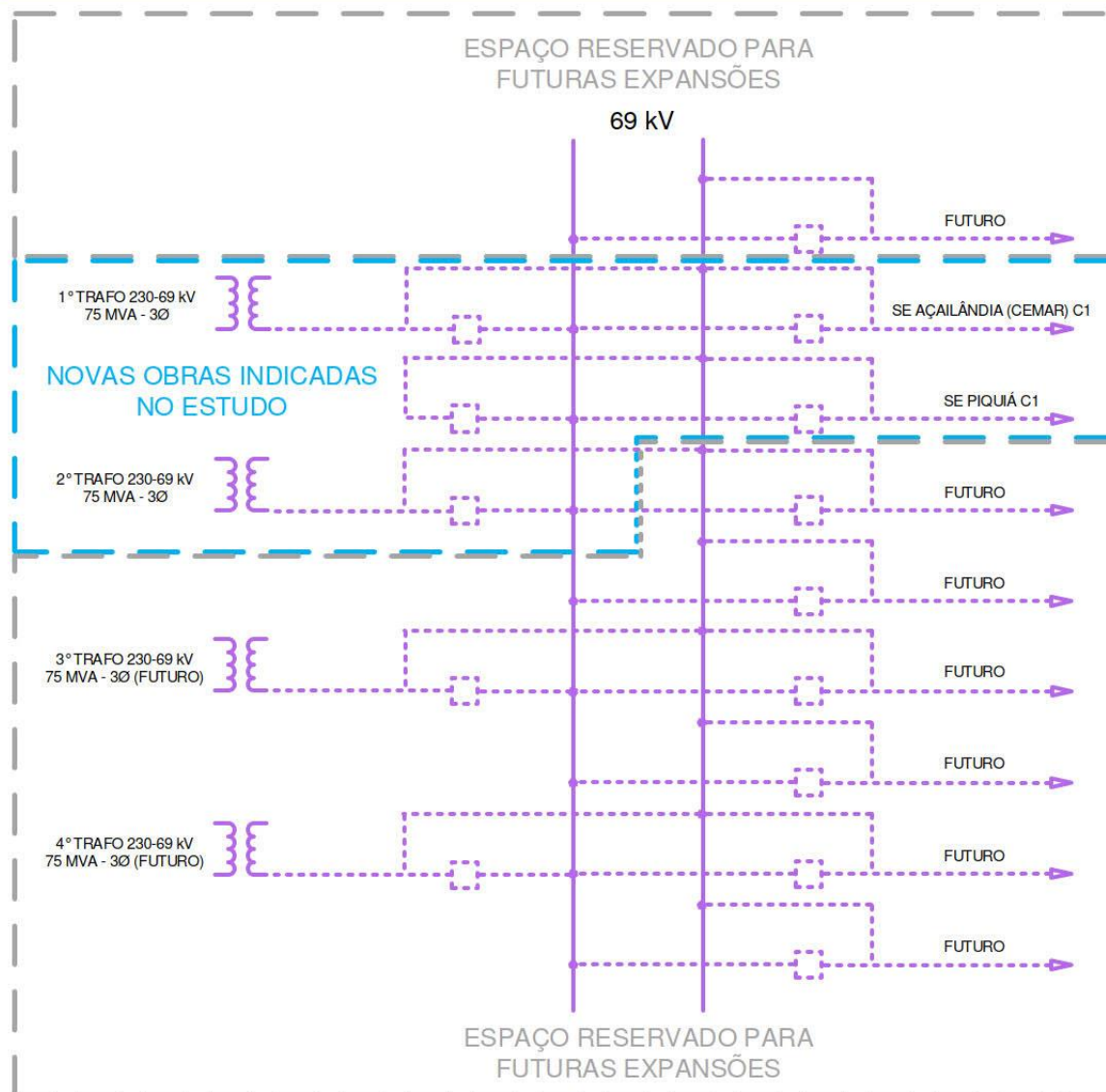
Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

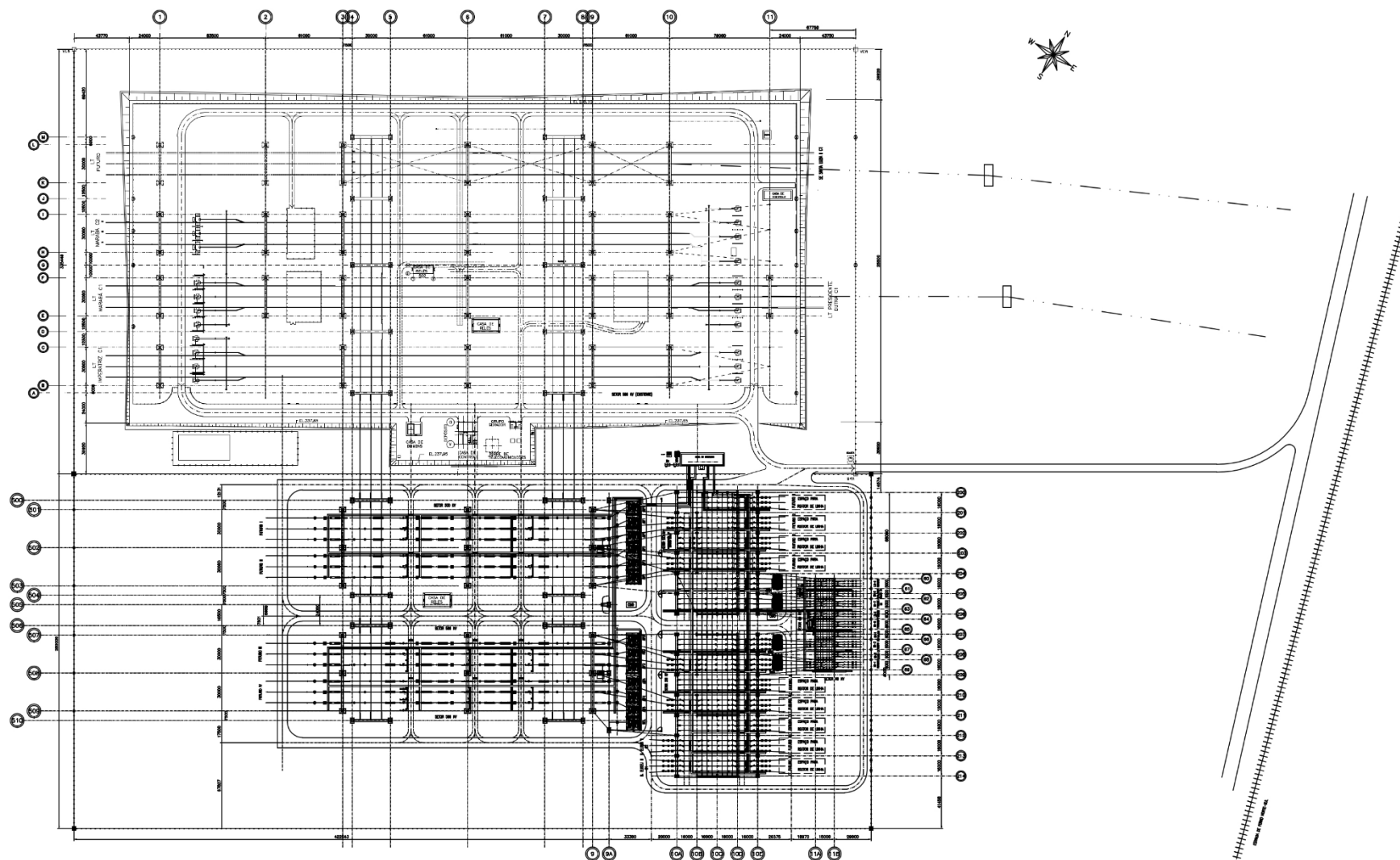
Data: 12/06/2020

Revisão:

Página: 6 - 6

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA





REVISÃO			
Nº	DATA	REVISÃO	PROJ FEITO VISTO APROV
1	02/07/2021	REVISÃO DE BARRAS DE 20KV E 13.8KV	ELTMAN SOLDA L20 A20
2	02/07/2021	REVISÃO DE BARRAS DE 10KV	ELTMAN SOLDA L20 A20
3	02/07/2021	REVISÃO DE BARRAS DE 10KV	ELTMAN SOLDA L20 A20

- REFERÊNCIAS:
- 1 - ET003-01-DE-002 - INSTALAÇÃO EQUIPAMENTO REATOR DE BARRA SOB - CORTE L20/L20
 - 2 - ET003-01-DE-003 - INSTALAÇÃO EQUIPAMENTO REATOR DE BARRA SOB - CORTE L20/L20/L20
 - 3 - ET003-01-DE-004 - INSTALAÇÃO EQUIPAMENTO REATOR DE BARRA SOB - CORTE S-0
 - 4 - ET003-01-DE-005 - INSTALAÇÃO EQUIPAMENTO REATOR DE BARRA SOB - DETALHES
 - 5 - BARRA-10KV-001 - INSTALAÇÃO DE BARRA EM SUPORTE METÁLICO - PÓRTICO-BAIXO-ONTO - PLANTA, CORTE E DETALHES
 - 6 - BARRA-10KV-002 - INSTALAÇÃO DE BARRA EM SUPORTE METÁLICO - PÓRTICO-BAIXO-ONTO - PLANTA E DETALHES

PRIMEIRO			
PROJETA	REVISOR	APROVADO	CLIENTE
SOLDA	LES	SOLDA	A20
ELTMAN	ELTMAN	ELTMAN	ELTMAN
DATA	ET003-01-DE-001	APPROVADO	2
PROJ	ELTMAN	APPROVADO	2

APROVADO PARA CONSTRUÇÃO	
PROJ. EL	DATA
PROJ.	DATA

EMPRESA			
EMPRESA	PROJETO	APPROVADO	CLIENTE
ELTMAN	ELTMAN	ELTMAN	ELTMAN
DATA	ET003-01-DE-001	APPROVADO	2
PROJ	ELTMAN	APPROVADO	2

18.4.2 SE Marabá – PA (Eletrobras Eletronorte)

*Transformar nossa energia
em desenvolvimento e qualidade de vida*



CE-EET-0015/2020

Brasília, 26 de Junho de 2020.
Fl. 1 de 1.

Ao Senhor
José Marcos Bressane
Superintendente
Empresa de Pesquisa Energética - EPE
Av. Rio Branco, 1 - 11º andar
20090-003 – Rio de Janeiro - RJ

Assunto: Suprimento às regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire(MA)
e Dom Eliseu (PA).

Referência: Ofício nº 0339/2020/DEE/EPE.

Prezado Senhor,

1. Recebemos o Ofício em referência, no qual V.Sa. consulta sobre a viabilidade de expansão das Subestações Marabá, Miranda II, Peritoró e Presidente Dutra.
2. Os formulários encaminhados foram preenchidos com as informações solicitadas, onde as premissas utilizadas para o preenchimento das informações foram aquelas recomendadas nas fichas encaminhadas.
3. Os comentários adicionais referentes a essa consulta foram incluídos no anexo 1. O anexo 2 apresenta os diagramas unifilares orientativos das subestações consultadas.
4. Colocamo-nos à disposição para esclarecimentos sobre o assunto em questão, renovando nossos protestos de apreço e consideração.

Atenciosamente,

MARCOS CESAR DE
ARAUJO:73325139868

Assinado de forma digital por MARCOS CESAR DE
ARAUJO:73325139868
Dados: 2020.06.29 12:41:38 -03'00'

Marcos Cesar de Araújo
Superintendência de Transmissão - EET

Anexo: Formulários de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão; Anexo 1 - Informações Adicionais;
Anexo 2 - Diagramas Unifilares Orientativos das Subestações.

C.c.: EETS; EETT

EET / CMT / rImp

Eletrobras Eletronorte ? Superintendência de Transmissão
SCN Quadra 6, Conjunto A Bloco B, Sala 1201 Entrada Norte 2, Asa Norte CEP 70716-901 Brasília - DF
Brasil (61) 3429-5316 email: jose.cintra@eletronorte.gov.br www.eletronorte.gov.br



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 12/06/2020

Revisão:

Página: 1 - 5

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA)

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Marabá 500/230/69 kV **Concessionária Proprietária:** Eletrobras Eletronorte

1. Módulos de Manobra

☒	CT	Quantidade: <u>1</u> Tensão Prim./Sec./Ter (kV) <u>230/69/13,8</u> Arranjo Prim.: <u>BD5</u> Sec.: <u>BPT</u> Ter.: <u>BS</u>
☐	CT	Quantidade: _____ Tensão Prim./Sec./Ter (kV) _____ Arranjo Prim.: _____ Sec.: _____ Ter.: _____
☐	EL	Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
☐	IB	Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
☐	CRL	Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
☐	CCP	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: <u>1</u> Potência (MVA): <u>100</u> Tensão Prim./Sec. (kV) <u>230/69</u> Fase: <u>3Ø</u>
☐	Autotransformadores	Quantidade: _____ Potência (MVA): _____ Tensão Prim./Sec. (kV) _____ Fase: _____
☐	Reator	Quantidade: _____ Potência (Mvar): _____ Tensão (kV): _____ Fase: _____
☐	Capacitor	Quantidade: _____ Potência (Mvar): _____ Tensão (kV): _____ Fase: _____
☐	Compensador Estático	Quantidade: _____ Potência (Mvar): _____ Tensão (kV): _____ Fase: _____

3. Diagrama Unifilar

A subestação em análise está representada no diagrama anexo.

Legenda: MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de capacitores paralelo (CCP) ou série (CCS), conexão de reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB), conexão de transformador de aterramento (CTA), conexão de compensador (CC). **ARRANJO:** Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BD4), Barra Dupla 5 Chaves (BD5), ANEL (AN), Disjuntor e Meio (DJM).

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 12/06/2020
		Revisão:
		Página: 2 - 5

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

(X) Assinalar os itens que podem ser implementados na subestação de acordo com o arranjo e espaço disponíveis.

1. Módulos de Manobra

- ☒ CT Quantidade: 01 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 230/69/13,8 Arranjo Prim.: BD5 Sec.: BPT Ter.: BS
- ☐ CT Quantidade: Tensão Prim./Sec./Ter (kV) Arranjo Prim.: Sec.: Ter.:
- ☐ EL Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☐ IB Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☐ CRL Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☐ CCP 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: 01 Potência (MVA): 100 Tensão Prim./Sec. (kV) 230/69 Fase: 3Ø
- ☐ Autotransformadores Quantidade: Potência (MVA): Tensão Prim./Sec. (kV) Fase:
- ☐ Reator Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:
- ☐ Capacitor 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

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 12/06/2020
		Revisão:
		Página: 3 - 5

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

1) O conjunto de obras indicadas neste documento corresponde às expansões a serem recomendadas no Estudo de Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA). Tal estudo determina a implantação de uma nova subestação 500/230/69 kV no município de Santa Luzia/MA, uma nova subestação 230/69 kV no município de Dom Eliseu/PA, dois novos pátios (230 e 69 kV) na subestação de Açailândia da Rede Básica e de expansões em diversas outras subestações no estado do Maranhão e Pará.

2) O(s) diagrama(s) unifilar(es) anexo(s) à esse formulário tem a função de indicar referencialmente o posicionamento dos novos bays sob consulta. Cabe ressaltar que para a confecção dos diagramas anexados foi utilizado como base o diagrama unifilar referente à configuração atual da subestação, sem o conhecimento dos posicionamentos reservados para os novos bays já planejados ou da posição mais adequada para os novos bays consultados neste formulário, assim solicitamos ratificar/retificar este posicionamento caso seja necessário.

3) Caso não seja factível a implantação de todas as obras apresentadas nesse formulário, solicitamos que sejam indicadas as expansões possíveis de serem executadas nessa subestação.

12/06/2020

Data da Solicitação



José Marcos Bressane

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Data da Entrega do Formulário

MARCOS CESAR DE
ARAUJO:73325139868

Assinado de forma digital por MARCOS
CESAR DE ARAUJO:73325139868
Dados: 2020.06.29 12:48:11 -03'00'

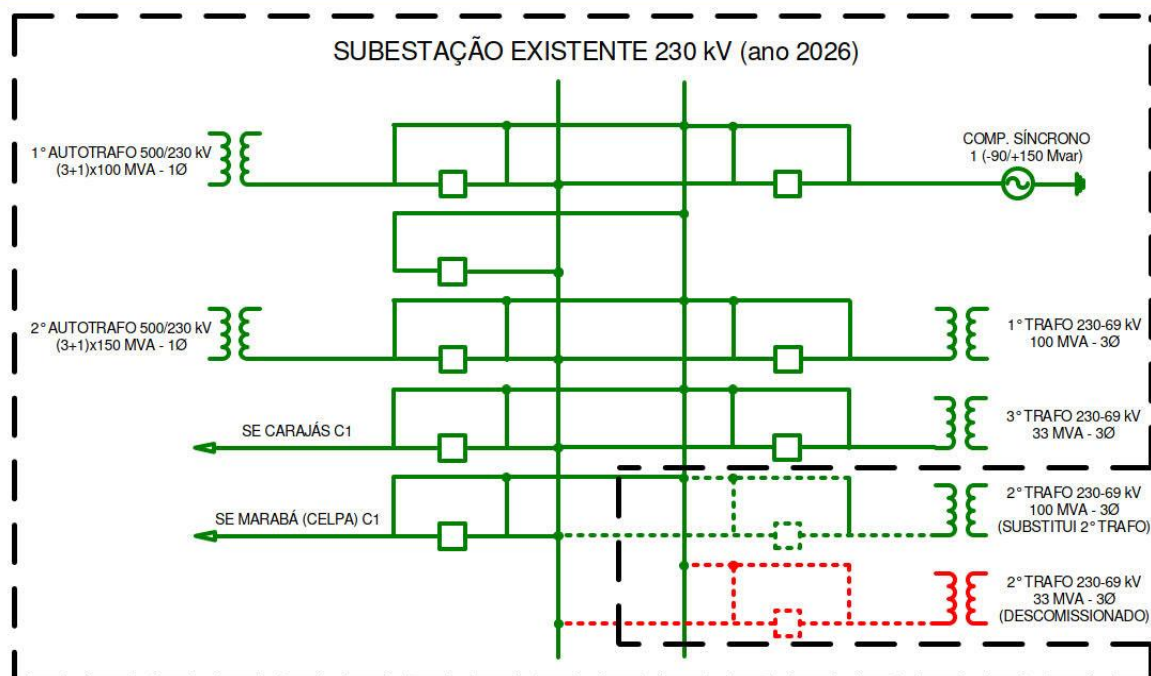
Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome:

Cargo:

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 12/06/2020
		Revisão:
		Página: 4 - 5

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA





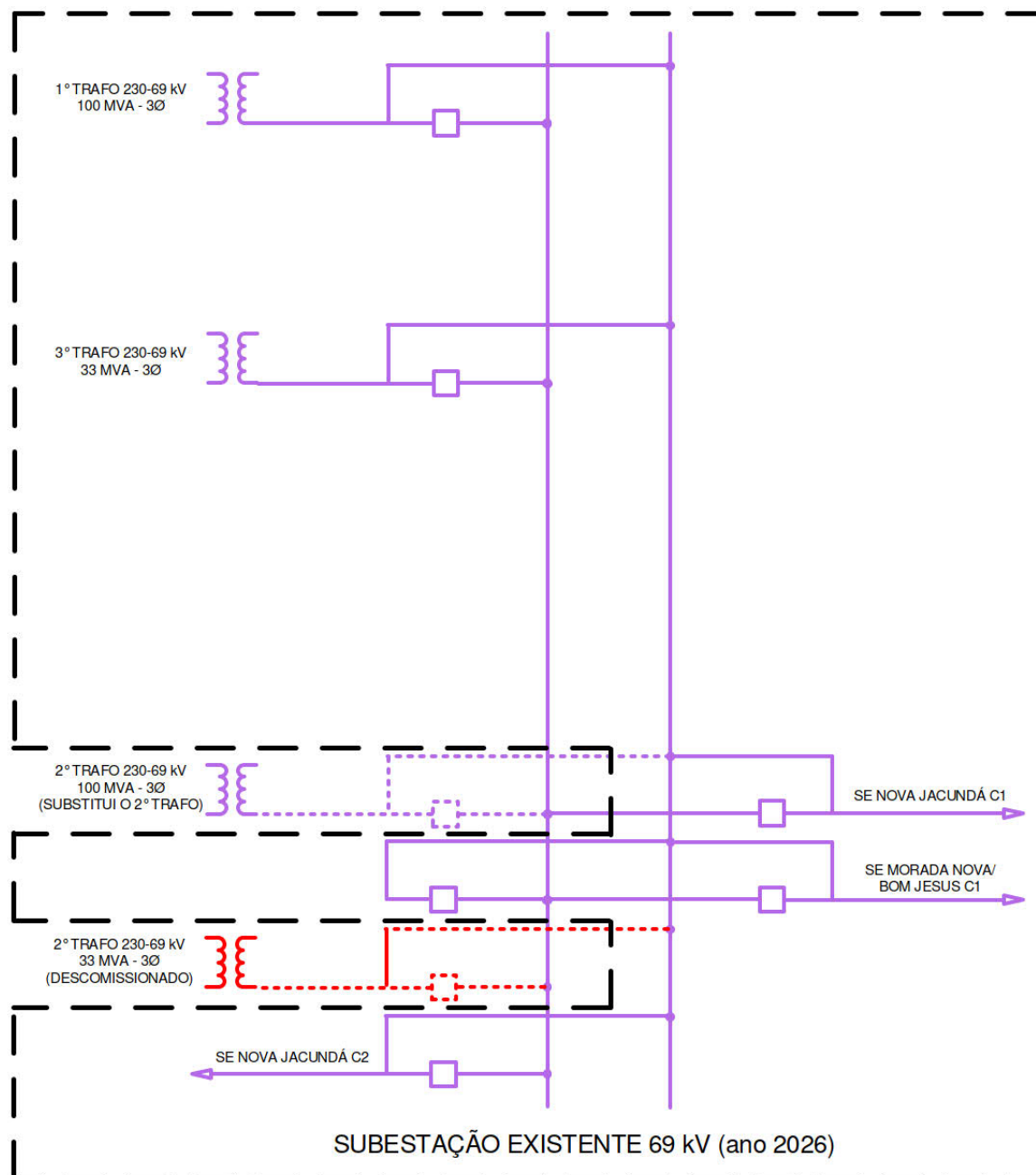
Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 12/06/2020

Revisão:

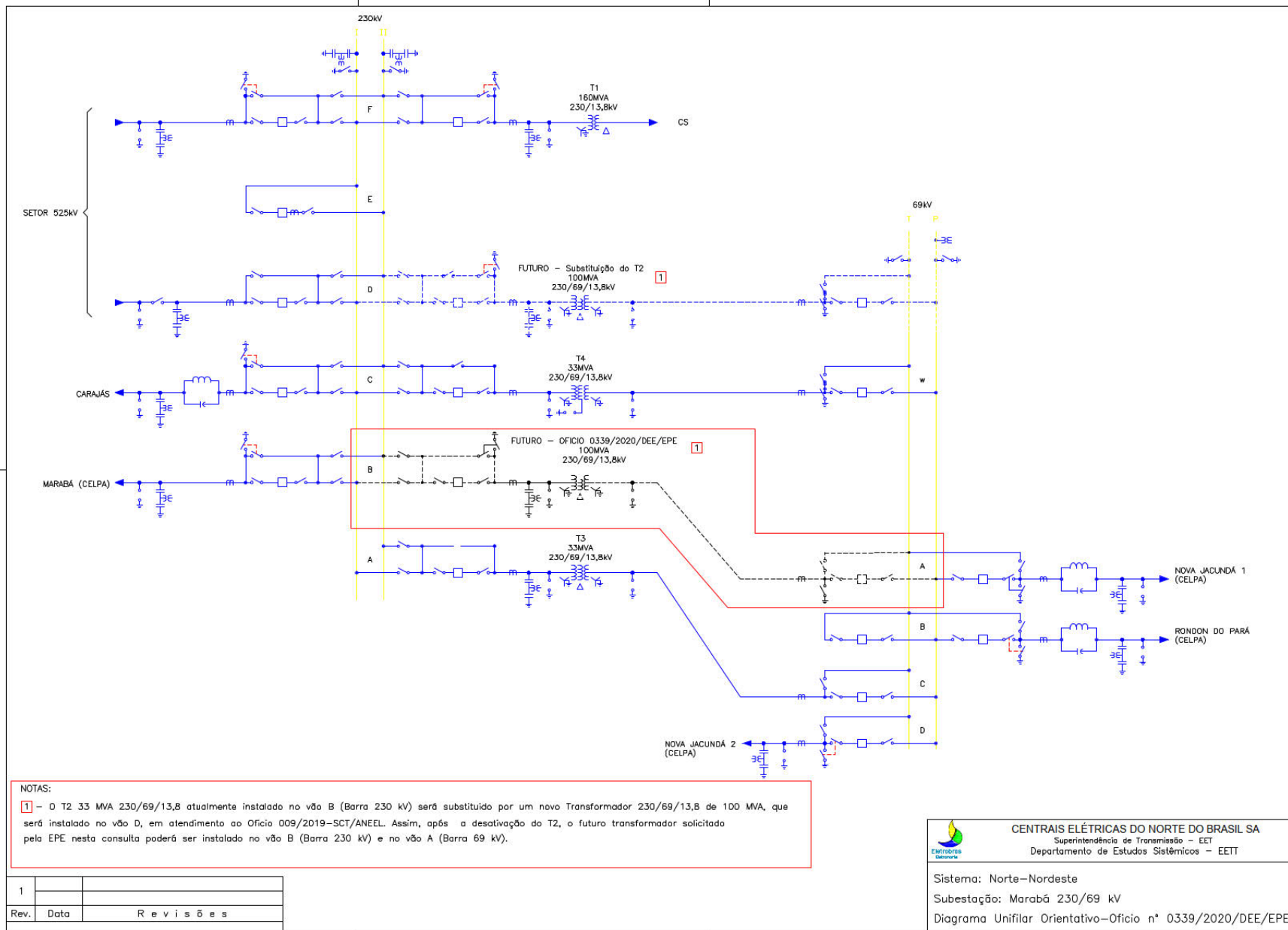
Página: 5 - 5

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA



**ANEXO 1 — INFORMAÇÕES ADICIONAIS - OFÍCIO 0339/2020/DEE/EPE****SUBESTAÇÃO MARABÁ****Expansão da SE Marabá com um Transformador 230/69/13,8 kV de 100 MVA.**

Conforme diagrama unifilar orientativo da SE Marabá em anexo, o T2 33 MVA 230/69/13,8 kV atualmente instalado no vão B (barra 230 kV) será substituído por um novo Transformador 230/69/13,8 kV de 100 MVA, que será instalado no vão D da Barra 230 kV, em atendimento ao Ofício 009/2019-SCT/ANEEL. Assim, após a desativação do T2, o futuro transformador solicitado pela EPE nesta consulta poderá ser instalado no vão B (Barra 230 kV) e no vão A (Barra 69 kV).



O conteúdo deste documento é de propriedade da ELETRONORTE. É proibido a sua utilização ou reprodução parcial ou total sem o seu prévio consentimento.

18.4.3 SE Miranda II – MA (Eletrobras Eletronorte)

*Transformar nossa energia
em desenvolvimento e qualidade de vida*



CE-EET-0015/2020

Brasília, 26 de Junho de 2020.
Fl. 1 de 1.

Ao Senhor
José Marcos Bressane
Superintendente
Empresa de Pesquisa Energética - EPE
Av. Rio Branco, 1 - 11º andar
20090-003 – Rio de Janeiro - RJ

Assunto: Suprimento às regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire(MA)
e Dom Eliseu (PA).

Referência: Ofício nº 0339/2020/DEE/EPE.

Prezado Senhor,

1. Recebemos o Ofício em referência, no qual V.Sa. consulta sobre a viabilidade de expansão das Subestações Marabá, Miranda II, Peritoró e Presidente Dutra.
2. Os formulários encaminhados foram preenchidos com as informações solicitadas, onde as premissas utilizadas para o preenchimento das informações foram aquelas recomendadas nas fichas encaminhadas.
3. Os comentários adicionais referentes a essa consulta foram incluídos no anexo 1. O anexo 2 apresenta os diagramas unifilares orientativos das subestações consultadas.
4. Colocamo-nos à disposição para esclarecimentos sobre o assunto em questão, renovando nossos protestos de apreço e consideração.

Atenciosamente,

MARCOS CESAR DE
ARAUJO:73325139868

Assinado de forma digital por MARCOS CESAR DE
ARAUJO:73325139868
Dados: 2020.06.29 12:41:38 -03'00'

Marcos Cesar de Araújo
Superintendência de Transmissão - EET

Anexo: Formulários de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão; Anexo 1 - Informações Adicionais;
Anexo 2 - Diagramas Unifilares Orientativos das Subestações.

C.c.: EETS; EETT

EET / CMT / rImp

Eletrobras Eletronorte ? Superintendência de Transmissão
SCN Quadra 6, Conjunto A Bloco B, Sala 1201 Entrada Norte 2, Asa Norte CEP 70716-901 Brasília - DF
Brasil (61) 3429-5316 email: jose.cintra@eletronorte.gov.br www.eletronorte.gov.br



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 12/06/2020

Revisão:

Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA)

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Miranda II 500/230/138/69 kV **Concessionária Proprietária:** Eletrobras Eletronorte

1. Módulos de Manobra

☐	CT	Quantidade: _____ Tensão Prim./Sec./Ter (kV) _____ Arranjo Prim.: _____ Sec.: _____ Ter: _____
☐	CT	Quantidade: _____ Tensão Prim./Sec./Ter (kV) _____ Arranjo Prim.: _____ Sec.: _____ Ter: _____
☐	EL	Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
☐	IB	Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
☐	CRL	Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
☐	CCP	Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
☒	CRB	Quantidade: <u>1</u> Tensão (kV): <u>500</u> Arranjo: <u>DJM</u>
☐	CTA	Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
☐	CC	Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____

2. Módulos de Equipamentos

☐	Transformadores	Quantidade: _____ Potência (MVA): _____ Tensão Prim./Sec. (kV) _____ Fase: _____
☐	Autotransformadores	Quantidade: _____ Potência (MVA): _____ Tensão Prim./Sec. (kV) _____ Fase: _____
☒	Reator	Quantidade: <u>4</u> Potência (Mvar): <u>75</u> Tensão (kV): <u>500</u> Fase: <u>1Ø</u>
☐	Capacitor	Quantidade: _____ Potência (Mvar): _____ Tensão (kV): _____ Fase: _____
☐	Compensador Estático	Quantidade: _____ Potência (Mvar): _____ Tensão (kV): _____ Fase: _____

3. Diagrama Unifilar

A subestação em análise está representada no diagrama anexo.

Legenda: MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de capacitores paralelo (CCP) ou série (CCS), conexão de reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB), conexão de transformador de aterramento (CTA), conexão de compensador (CC). **ARRANJO:** Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BD4), Barra Dupla 5 Chaves (BD5), ANEL (AN), Disjuntor e Meio (DJM).

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 12/06/2020
		Revisão:
		Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

(X) Assinalar os itens que podem ser implementados na subestação de acordo com o arranjo e espaço disponíveis.

1. Módulos de Manobra

- ☐ CT Quantidade: ____ Tensão Prim./Sec./Ter (kV) ____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: ____ Ter: ____
- ☐ CT Quantidade: ____ Tensão Prim./Sec./Ter (kV) ____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: ____ Ter: ____
- ☐ EL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ IB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CRL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CCP Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☒ CRB Quantidade: 01 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ☐ CTA Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CC Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

2. Módulos de Equipamentos

- ☐ Transformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV) ____ Fase: ____
- ☐ Autotransformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV) ____ Fase: ____
- ☒ Reator Quantidade: 04 Potência (Mvar): 75 Tensão (kV): 500 Fase: 1Ø
- ☐ Capacitor 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

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 12/06/2020
		Revisão:
		Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

1) O conjunto de obras indicadas neste documento corresponde às expansões a serem recomendadas no Estudo de Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA). Tal estudo determina a implantação de uma nova subestação 500/230/69 kV no município de Santa Luzia/MA, uma nova subestação 230/69 kV no município de Dom Eliseu/PA, dois novos pátios (230 e 69 kV) na subestação de Açailândia da Rede Básica e de expansões em diversas outras subestações no estado do Maranhão e Pará.

2) O(s) diagrama(s) unifilar(es) anexo(s) à esse formulário tem a função de indicar referencialmente o posicionamento dos novos bays sob consulta. Cabe ressaltar que para a confecção dos diagramas anexados foi utilizado como base o diagrama unifilar referente à configuração atual da subestação, sem o conhecimento dos posicionamentos reservados para os novos bays já planejados ou da posição mais adequada para os novos bays consultados neste formulário, assim solicitamos ratificar/retificar este posicionamento caso seja necessário.

3) Caso não seja factível a implantação de todas as obras apresentadas nesse formulário, solicitamos que sejam indicadas as expansões possíveis de serem executadas nessa subestação.

12/06/2020

Data da Solicitação



José Marcos Bressane

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Data da Entrega do Formulário

MARCOS CESAR DE
ARAUJO:73325139868

Assinado de forma digital por MARCOS
CESAR DE ARAUJO:73325139868
Dados: 2020.06.29 12:49:25 -03'00'

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome:

Cargo:



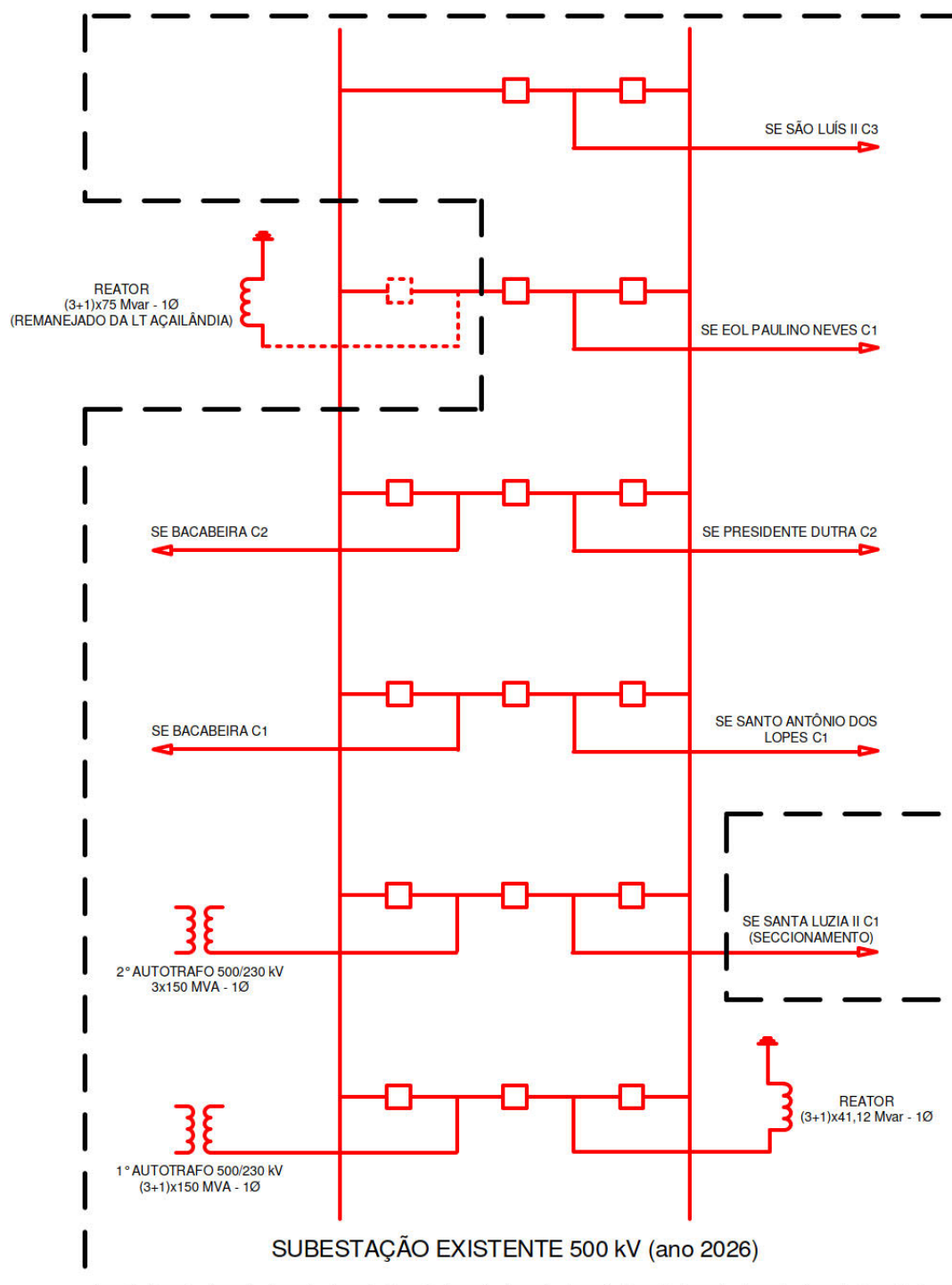
Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 12/06/2020

Revisão:

Página: 4 - 4

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA





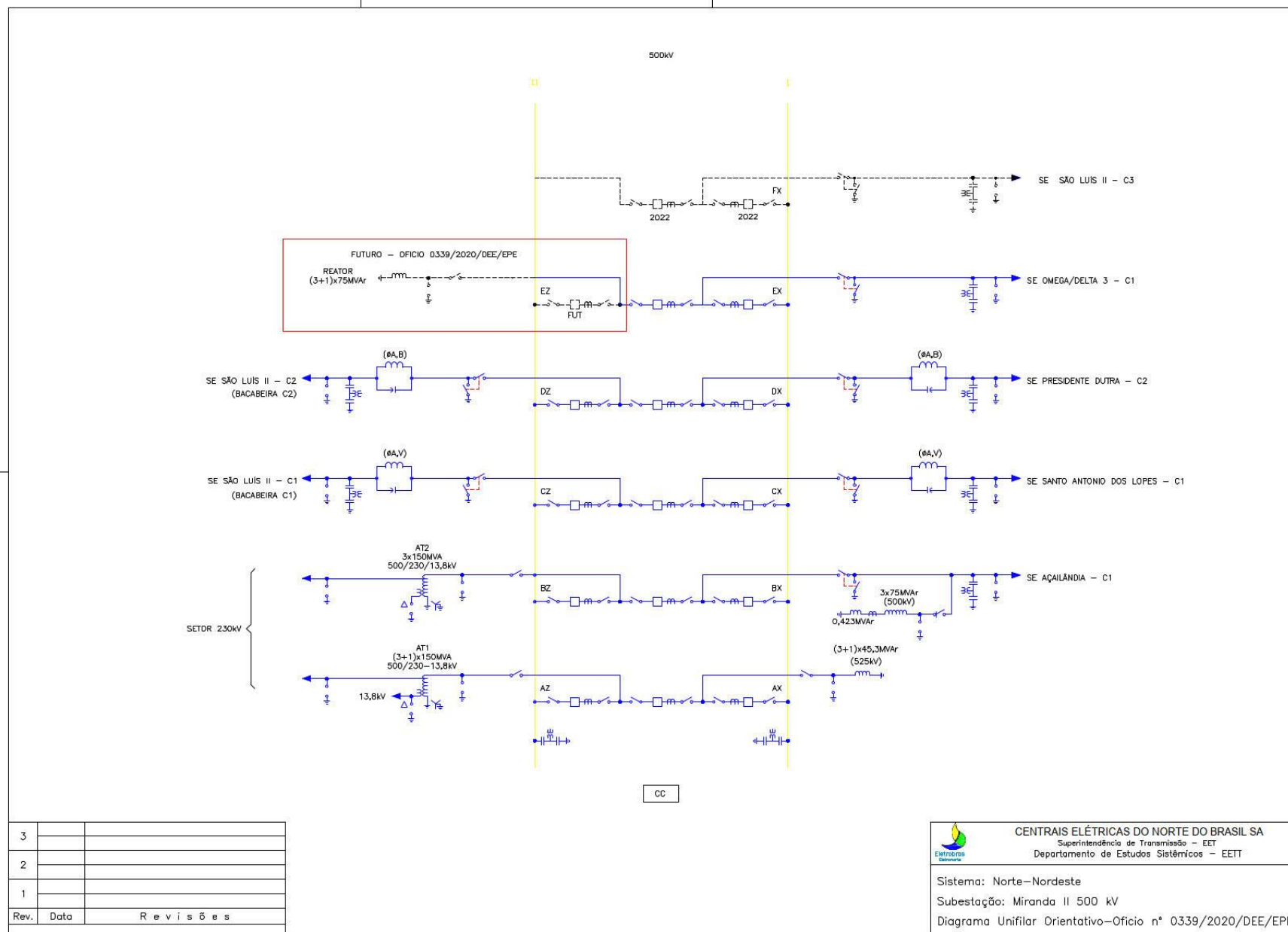
ANEXO 1 — INFORMAÇÕES ADICIONAIS - OFÍCIO 0339/2020/DEE/EPE

SUBESTAÇÃO MIRANDA II

Expansão da SE Miranda II com um Reator de Barra 500 kV de (3+1) x 75 Mvar.

Conforme diagrama unifilar orientativo da SE Miranda II em anexo, o reator de barra solicitado pela EPE poderá ser instalado no vão E (Barra 500 kV), conjugado com a EL 500 kV da Eólica Delta 3.

ANEXO 1 — INFORMAÇÕES ADICIONAIS - OFÍCIO 0339/2020/DEE/EPE



O conteúdo deste documento é de propriedade da ELETRONORTE. É proibido a sua utilização ou reprodução parcial ou total sem o seu prévio consentimento.

18.4.4 SE Peritoró – MA (Eletrobras Eletronorte)

*Transformar nossa energia
em desenvolvimento e qualidade de vida*



CE-EET-0015/2020

Brasília, 26 de Junho de 2020.
Fl. 1 de 1.

Ao Senhor
José Marcos Bressane
Superintendente
Empresa de Pesquisa Energética - EPE
Av. Rio Branco, 1 - 11º andar
20090-003 – Rio de Janeiro - RJ

Assunto: Suprimento às regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire(MA)
e Dom Eliseu (PA).
Referência: Ofício nº 0339/2020/DEE/EPE.

Prezado Senhor,

1. Recebemos o Ofício em referência, no qual V.Sa. consulta sobre a viabilidade de expansão das Subestações Marabá, Miranda II, Peritoró e Presidente Dutra.
2. Os formulários encaminhados foram preenchidos com as informações solicitadas, onde as premissas utilizadas para o preenchimento das informações foram aquelas recomendadas nas fichas encaminhadas.
3. Os comentários adicionais referentes a essa consulta foram incluídos no anexo 1. O anexo 2 apresenta os diagramas unifilares orientativos das subestações consultadas.
4. Colocamo-nos à disposição para esclarecimentos sobre o assunto em questão, renovando nossos protestos de apreço e consideração.

MARCOS CESAR DE
ARAUJO:73325139868

Atenciosamente,

Assinado de forma digital por MARCOS CESAR DE
ARAUJO:73325139868
Dados: 2020.06.29 12:41:38 -03'00'

Marcos Cesar de Araújo
Superintendência de Transmissão - EET

Anexo: Formulários de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão; Anexo 1 - Informações Adicionais;
Anexo 2 - Diagramas Unifilares Orientativos das Subestações.

C.c.: EETS; EET

EET / CMT / rImp

Eletrobras Eletronorte ? Superintendência de Transmissão
SCN Quadra 6, Conjunto A Bloco B, Sala 1201 Entrada Norte 2, Asa Norte CEP 70716-901 Brasília - DF
Brasil (61) 3429-5316 email: jose.cintra@eletronorte.gov.br www.eletronorte.gov.br



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 12/06/2020

Revisão:

Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA)

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Peritoró 230/69 kV **Concessionária Proprietária:** Eletrobras Eletronorte

1. Módulos de Manobra

☒	CT	Quantidade: <u>1</u> Tensão Prim./Sec./Ter (kV) <u>230/69/13,8</u> Arranjo Prim.: <u>BD5</u> Sec.: <u>BPT</u> Ter.: <u>BS</u>
☐	CT	Quantidade: _____ Tensão Prim./Sec./Ter (kV) _____ Arranjo Prim.: _____ Sec.: _____ Ter.: _____
☐	EL	Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
☐	IB	Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
☐	CRL	Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
☒	CCP	Quantidade: <u>1</u> Tensão (kV): <u>230</u> Arranjo: <u>BD5</u>
☐	CRB	Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
☐	CTA	Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
☐	CC	Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____

2. Módulos de Equipamentos

☒	Transformadores	Quantidade: <u>1</u> Potência (MVA): <u>100</u> Tensão Prim./Sec. (kV) <u>230/69</u> Fase: <u>3Ø</u>
☐	Autotransformadores	Quantidade: _____ Potência (MVA): _____ Tensão Prim./Sec. (kV) _____ Fase: _____
☐	Reator	Quantidade: _____ Potência (Mvar): _____ Tensão (kV): _____ Fase: _____
☒	Capacitor	Quantidade: <u>1</u> Potência (Mvar): <u>20</u> Tensão (kV): <u>230</u> Fase: <u>3Ø</u>
☐	Compensador Estático	Quantidade: _____ Potência (Mvar): _____ Tensão (kV): _____ Fase: _____

3. Diagrama Unifilar

A subestação em análise está representada no diagrama anexo.

Legenda: MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de capacitores paralelo (CCP) ou série (CCS), conexão de reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB), conexão de transformador de aterramento (CTA), conexão de compensador (CC). **ARRANJO:** Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BD4), Barra Dupla 5 Chaves (BD5), ANEL (AN), Disjuntor e Meio (DJM).

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 12/06/2020
		Revisão:
		Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

(X) Assinalar os itens que podem ser implementados na subestação de acordo com o arranjo e espaço disponíveis.

1. Módulos de Manobra

- ☒ CT Quantidade: 01 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 230/69/13,8 Arranjo Prim.: BD5 Sec.: BPT Ter: BS
- ☐ CT Quantidade: ____ Tensão Prim./Sec./Ter (kV) ____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: ____ Ter: ____
- ☐ EL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ IB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CRL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☒ CCP Quantidade: 01 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD5
- ☐ CRB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CTA Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CC Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

2. Módulos de Equipamentos

- ☒ Transformadores Quantidade: 01 Potência (MVA): 100 Tensão Prim./Sec. (kV) 230/69 Fase: 3Ø
- ☐ Autotransformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV) ____ Fase: ____
- ☐ Reator Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- ☒ Capacitor Quantidade: 01 Potência (Mvar): 20 Tensão (kV): 230 Fase: 3Ø
- ☐ 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

 Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 12/06/2020
		Revisão:
		Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

1) O conjunto de obras indicadas neste documento corresponde às expansões a serem recomendadas no Estudo de Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA). Tal estudo determina a implantação de uma nova subestação 500/230/69 kV no município de Santa Luzia/MA, uma nova subestação 230/69 kV no município de Dom Eliseu/PA, dois novos pátios (230 e 69 kV) na subestação de Açailândia da Rede Básica e de expansões em diversas outras subestações no estado do Maranhão e Pará.

2) O(s) diagrama(s) unifilar(es) anexo(s) à esse formulário tem a função de indicar referencialmente o posicionamento dos novos bays sob consulta. Cabe ressaltar que para a confecção dos diagramas anexados foi utilizado como base o diagrama unifilar referente à configuração atual da subestação, sem o conhecimento dos posicionamentos reservados para os novos bays já planejados ou da posição mais adequada para os novos bays consultados neste formulário, assim solicitamos ratificar/retificar este posicionamento caso seja necessário.

3) Caso não seja factível a implantação de todas as obras apresentadas nesse formulário, solicitamos que sejam indicadas as expansões possíveis de serem executadas nessa subestação.

12/06/2020

Data da Solicitação



José Marcos Bressane

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Data da Entrega do Formulário

MARCOS CESAR DE
ARAUJO:73325139868Assinado de forma digital por MARCOS
CESAR DE ARAUJO:73325139868
Dados: 2020.06.29 12:50:26 -03'00'

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome:

Cargo:



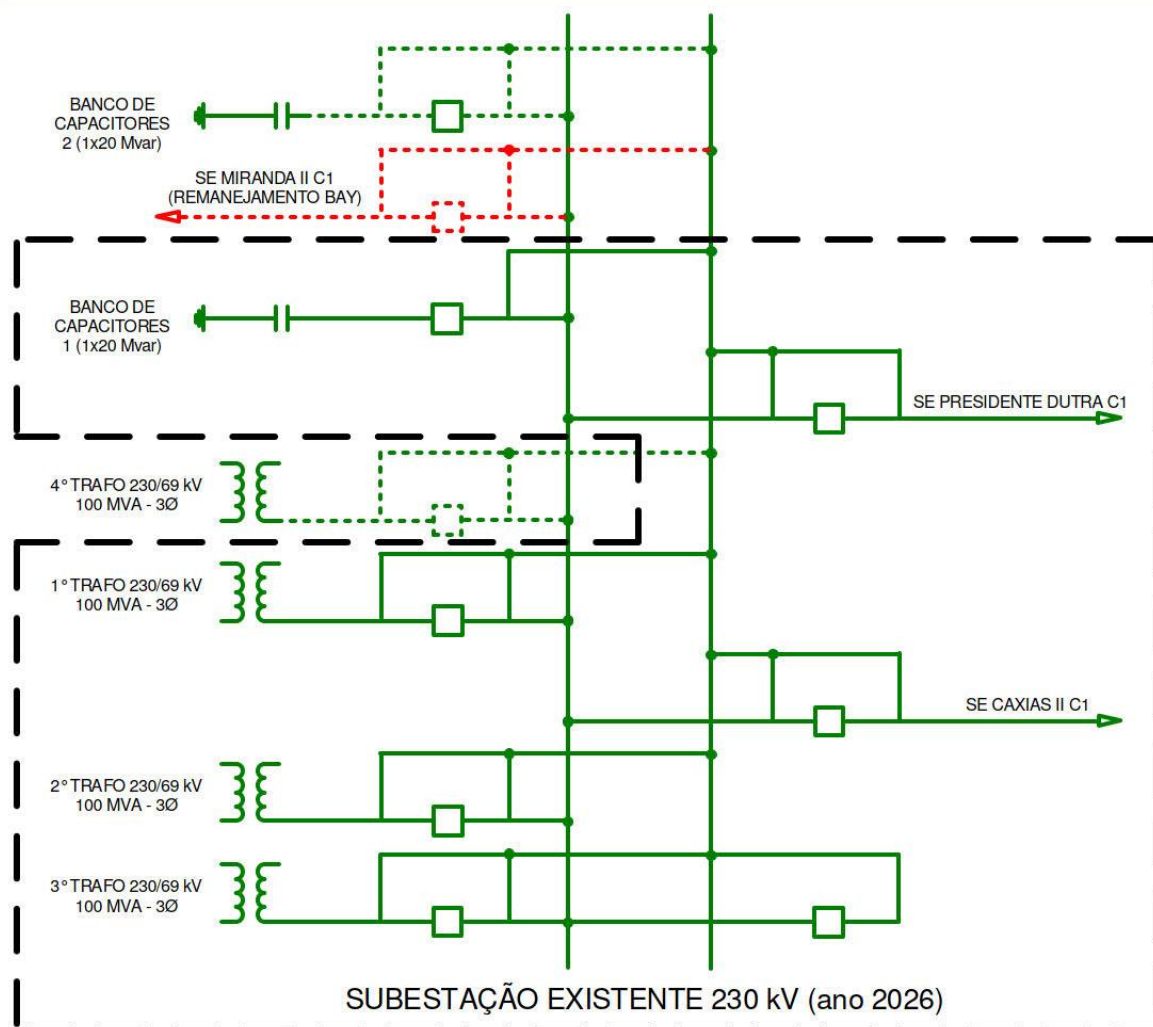
Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 12/06/2020

Revisão:

Página: 4 - 4

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA





ANEXO 1 — INFORMAÇÕES ADICIONAIS - OFÍCIO 0339/2020/DEE/EPE

SUBESTAÇÃO PERITORÓ

Expansão da SE PERITORÓ com um Transformador 230/69/13,8 kV de 100MVA e um Capacitor 230 kV trifásico de 20 Mvar.

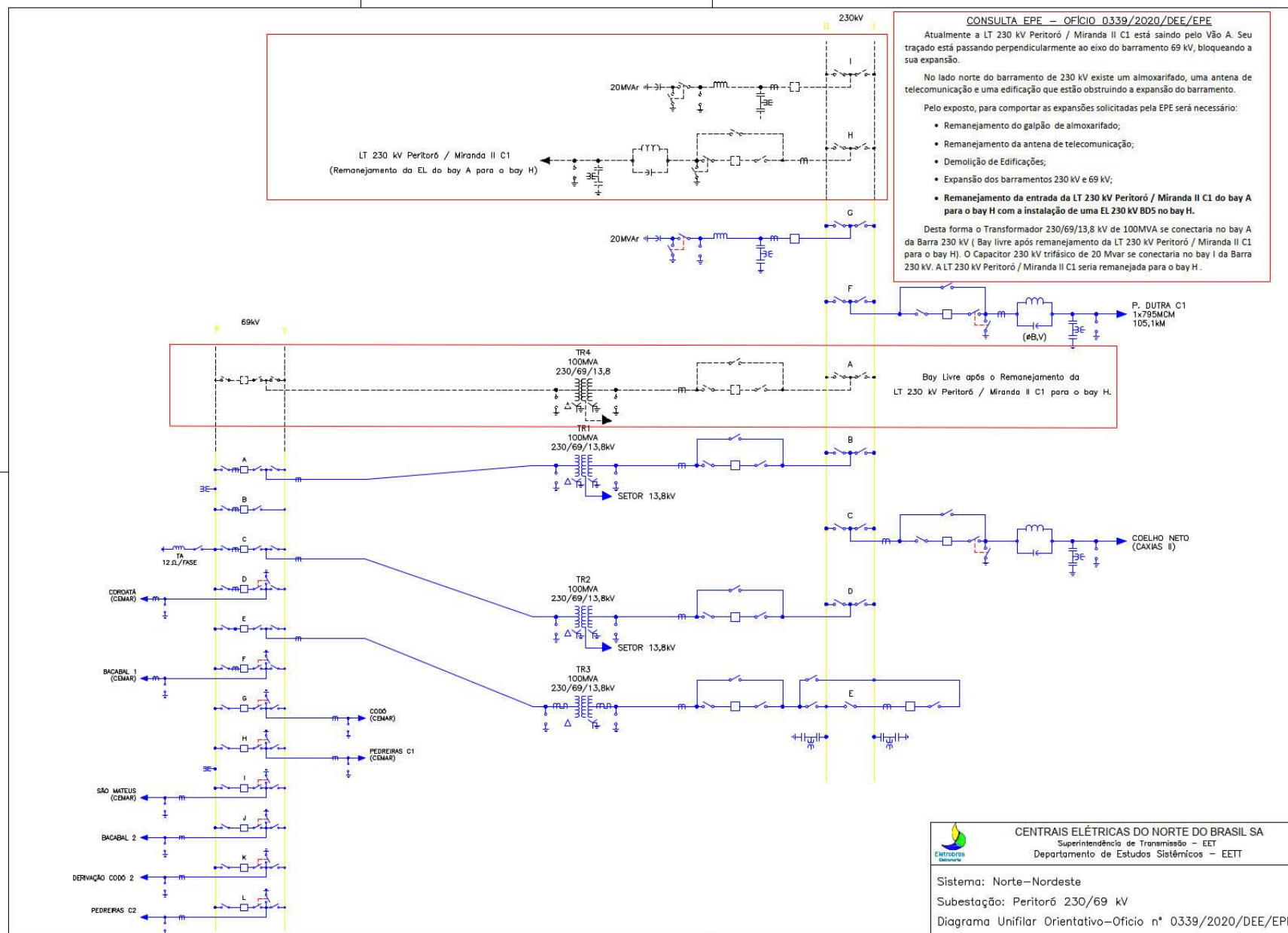
Atualmente a LT 230 kV Peritoró / Miranda II C1 está saindo pelo Vão A. Seu traçado está bloqueando a expansão do barramento de 69 kV.

No lado norte do barramento de 230 kV existe um almoxarifado, uma antena de telecomunicação e uma edificação que estão obstruindo a expansão do barramento.

Pelo exposto, para comportar as expansões solicitadas pela EPE será necessário:

- Remanejamento do galpão de almoxarifado;
- Remanejamento da antena de telecomunicação;
- Demolição de Edificações;
- Expansão dos barramentos 230 kV e 69 kV;
- **Remanejamento da entrada da LT 230 kV Peritoró / Miranda II C1 do bay A para o bay H com a instalação de uma EL 230 kV BD5 no bay H.**

Desta forma, consoante diagrama unifilar orientativo da SE Peritoró em anexo, o Transformador 230/69/13,8 kV de 100MVA se conectaria no bay A da Barra 230 kV (Bay livre após remanejamento da LT 230 kV Peritoró / Miranda II C1 para o bay H). O Capacitor 230 kV trifásico de 20 Mvar se conectaria no bay I da Barra 230 kV.



O conteúdo deste documento é de propriedade da ELETRONORTE. É proibida a sua utilização ou reprodução parcial ou total sem o seu prévio consentimento.

18.4.5 SE Presidente Dutra – MA (Eletrobras Eletronorte)

*Transformar nossa energia
em desenvolvimento e qualidade de vida*



CE-EET-0015/2020

Brasília, 26 de Junho de 2020.
Fl. 1 de 1.

Ao Senhor
José Marcos Bressane
Superintendente
Empresa de Pesquisa Energética - EPE
Av. Rio Branco, 1 - 11º andar
20090-003 – Rio de Janeiro - RJ

Assunto: Suprimento às regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire(MA)
e Dom Eliseu (PA).

Referência: Ofício nº 0339/2020/DEE/EPE.

Prezado Senhor,

1. Recebemos o Ofício em referência, no qual V.Sa. consulta sobre a viabilidade de expansão das Subestações Marabá, Miranda II, Peritoró e Presidente Dutra.
2. Os formulários encaminhados foram preenchidos com as informações solicitadas, onde as premissas utilizadas para o preenchimento das informações foram aquelas recomendadas nas fichas encaminhadas.
3. Os comentários adicionais referentes a essa consulta foram incluídos no anexo 1. O anexo 2 apresenta os diagramas unifilares orientativos das subestações consultadas.
4. Colocamo-nos à disposição para esclarecimentos sobre o assunto em questão, renovando nossos protestos de apreço e consideração.

Atenciosamente,

MARCOS CESAR DE
ARAUJO:73325139868

Assinado de forma digital por MARCOS CESAR DE
ARAUJO:73325139868
Dados: 2020.06.29 12:41:38 -03'00'

Marcos Cesar de Araújo
Superintendência de Transmissão - EET

Anexo: Formulários de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão; Anexo 1 - Informações Adicionais;
Anexo 2 - Diagramas Unifilares Orientativos das Subestações.

C.c.: EETS; EETT

EET / CMT / rImp

Eletrobras Eletronorte ? Superintendência de Transmissão
SCN Quadra 6, Conjunto A Bloco B, Sala 1201 Entrada Norte 2, Asa Norte CEP 70716-901 Brasília - DF
Brasil (61) 3429-5316 email: jose.cintra@eletronorte.gov.br www.eletronorte.gov.br



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 12/06/2020

Revisão:

Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA)

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Presidente Dutra 500/230/69 kV **Concessionária Proprietária:** Eletrobras Eletronorte

1. Módulos de Manobra

- ☒ CT Quantidade: 1 Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 500/230/13,8 Arranjo Prim.: DJM Sec.: BD5 Ter.: BS
- ☐ CT Quantidade: _____ Tensão Prim/Sec/Ter (kV) _____ Arranjo Prim.: _____ Sec.: _____ Ter.: _____
- ☐ EL Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
- ☐ IB Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
- ☐ CRL Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
- ☐ CCP 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: _____
- ☒ Autotransformadores Quantidade: 4 Potência (MVA): 150 Tensão Prim./Sec. (kV) 500/230 Fase: 1Ø
- ☐ Reator Quantidade: _____ Potência (Mvar): _____ Tensão (kV): _____ Fase: _____
- ☐ Capacitor Quantidade: _____ Potência (Mvar): _____ Tensão (kV): _____ Fase: _____
- ☐ Compensador Estático Quantidade: _____ Potência (Mvar): _____ Tensão (kV): _____ Fase: _____

3. Diagrama Unifilar

A subestação em análise está representada no diagrama anexo.

Legenda: MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de capacitores paralelo (CCP) ou série (CCS), conexão de reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB), conexão de transformador de aterramento (CTA), conexão de compensador (CC). **ARRANJO:** Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BD4), Barra Dupla 5 Chaves (BD5), ANEL (AN), Disjuntor e Meio (DJM).

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 12/06/2020
		Revisão:
		Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

(X) Assinalar os itens que podem ser implementados na subestação de acordo com o arranjo e espaço disponíveis.

1. Módulos de Manobra

- ☒ CT Quantidade: 01 Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 500/230/13,8 Arranjo Prim.: DJM Sec.: BD5 Ter.: BS
- ☐ CT Quantidade: ____ Tensão Prim/Sec/Ter (kV) ____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: ____ Ter.: ____
- ☐ EL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ IB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CRL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CCP 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: ____
- ☒ Autotransformadores Quantidade: 04 Potência (MVA): 150 Tensão Prim./Sec. (kV) 500/230 Fase: 1Ø
- ☐ Reator Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- ☐ Capacitor 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

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 12/06/2020
		Revisão:
		Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

1) O conjunto de obras indicadas neste documento corresponde às expansões a serem recomendadas no Estudo de Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA). Tal estudo determina a implantação de uma nova subestação 500/230/69 kV no município de Santa Luzia/MA, uma nova subestação 230/69 kV no município de Dom Eliseu/PA, dois novos pátios (230 e 69 kV) na subestação de Açailândia da Rede Básica e de expansões em diversas outras subestações no estado do Maranhão e Pará.

2) O(s) diagrama(s) unifilar(es) anexo(s) à esse formulário tem a função de indicar referencialmente o posicionamento dos novos bays sob consulta. Cabe ressaltar que para a confecção dos diagramas anexados foi utilizado como base o diagrama unifilar referente à configuração atual da subestação, sem o conhecimento dos posicionamentos reservados para os novos bays já planejados ou da posição mais adequada para os novos bays consultados neste formulário, assim solicitamos ratificar/retificar este posicionamento caso seja necessário.

3) Caso não seja factível a implantação de todas as obras apresentadas nesse formulário, solicitamos que sejam indicadas as expansões possíveis de serem executadas nessa subestação.

12/06/2020

Data da Solicitação



José Marcos Bressane

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Data da Entrega do Formulário

MARCOS CESAR DE
ARAUJO:73325139868

Assinado de forma digital por MARCOS
CESAR DE ARAUJO:73325139868
Dados: 2020.06.29 12:51:14 -03'00'

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome:

Cargo:



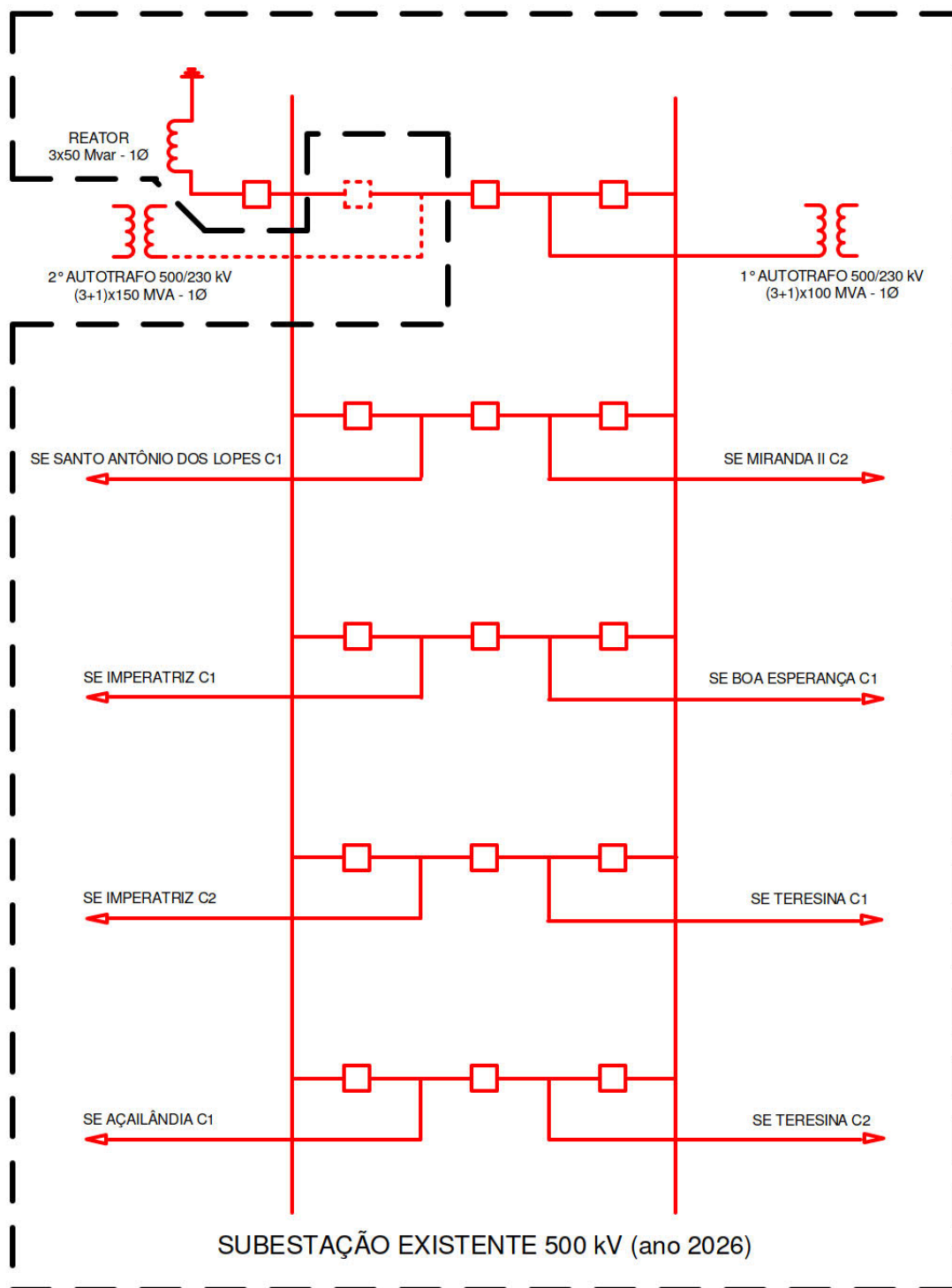
Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 12/06/2020

Revisão:

Página: 4 - 4

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA

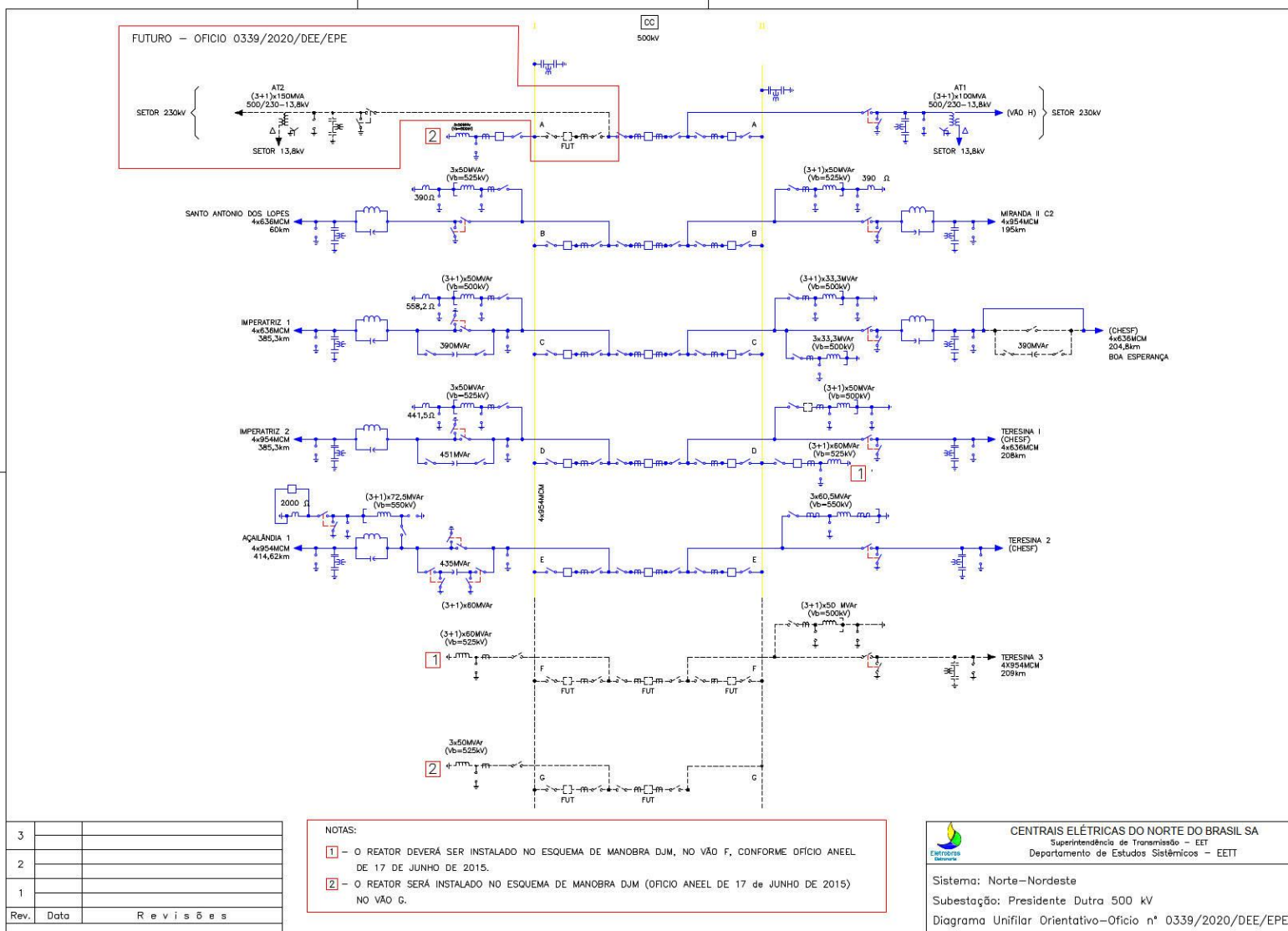


**ANEXO 1 — INFORMAÇÕES ADICIONAIS - OFÍCIO 0339/2020/DEE/EPE****SUBESTAÇÃO PRESIDENTE DUTRA**

Expansão da SE Presidente Dutra com um Autotransformador 500/230/13,8 kV – (3+1) x 150 MVA.

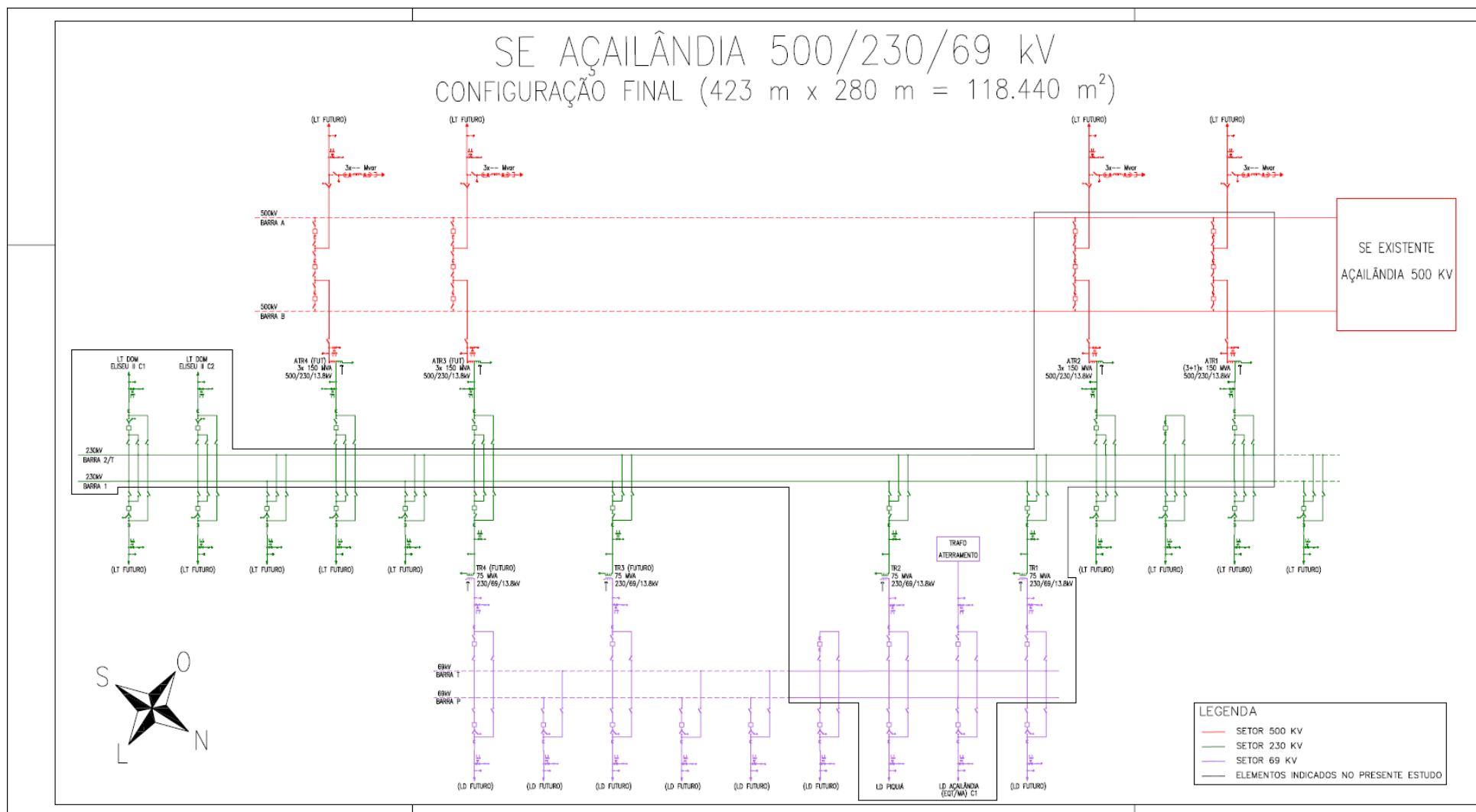
Conforme diagrama unifilar orientativo da SE Presidente Dutra em anexo, o AT2 solicitado pela EPE poderá ser instalado no vão A (Barra 500 kV), conjugado com o AT1 500/230/13,8 kV.

O reator de Barra atualmente instalado ao lado do vão A será remanejado para o vão G, utilizando o esquema de manobra DJM, conforme determinado pelo Ofício ANEEL DE 17 de JUNHO DE 2015.

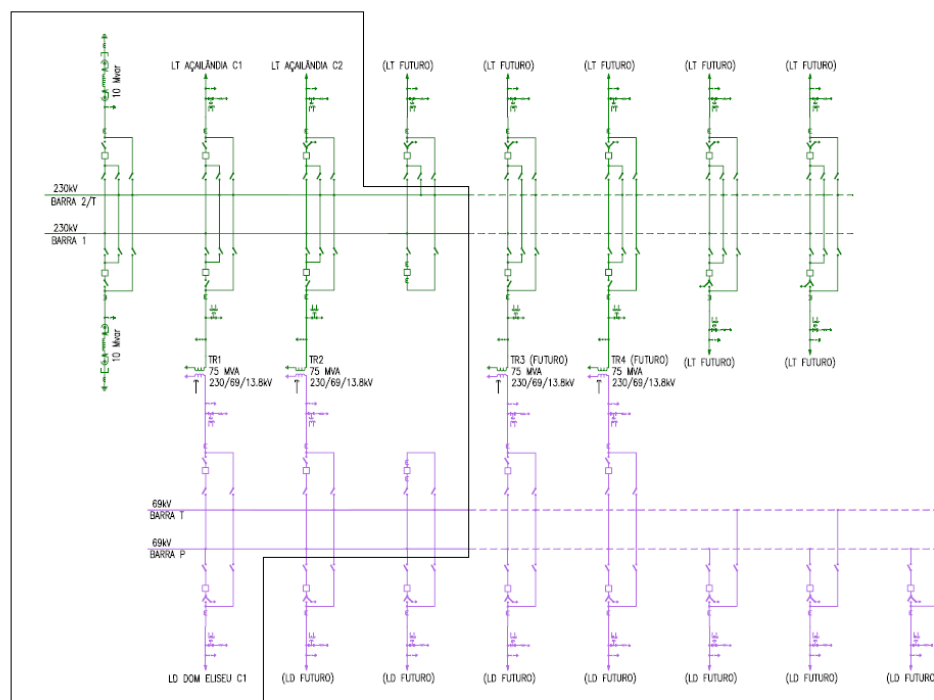


O conteúdo deste documento é de propriedade da ELETRONORTE. É proibida a sua utilização ou reprodução parcial ou total sem o seu prévio consentimento.

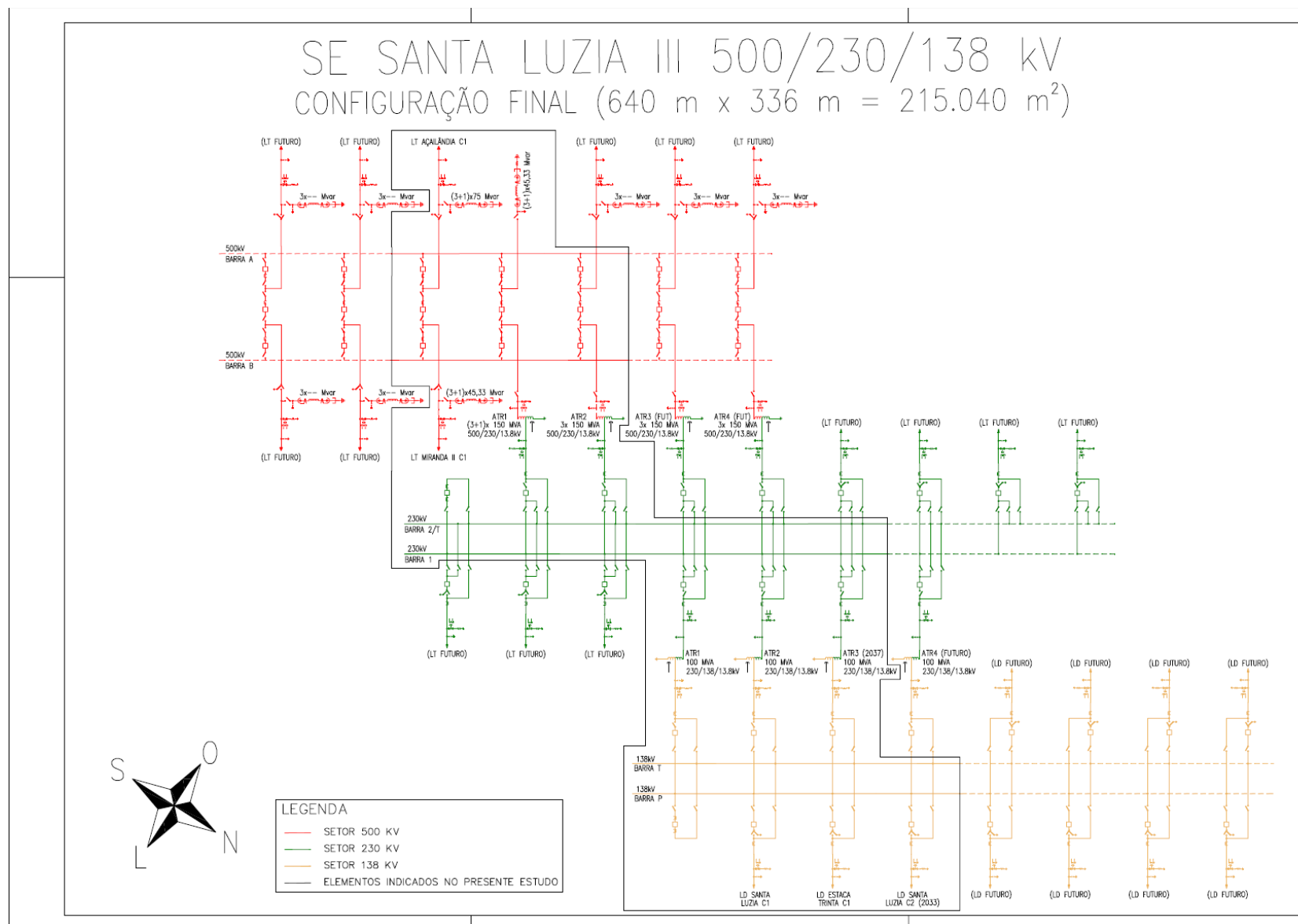
18.5 Anexo 5 – Arranjo das Novas Subestações



SE DOM ELISEU II 230/69 kV CONFIGURAÇÃO FINAL (336 m x 250 m = 84.000 m²)



LEGENDA	
—	SETOR 230 KV
—	SETOR 69 KV
---	ELEMENTOS INDICADOS NO PRESENTE ESTUDO



18.6 Anexo 6 – Fichas para verificação de adequação dos relatórios R2 em relação ao relatório R1

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2			
<i>Empreendimento: SE Açailândia 500/230/69 kV – Banco de Autotransformadores 500/230 kV (ATR1 e ATR2)</i>			
Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R2	Justificativas em Caso de Alterações no R2
Potência nominal (MVA)	150 (450 MVA no banco)		
Tipo (trifásico ou monofásico; autotransformador ou transformador)	Banco Monofásico Autotransformador		
Resistência de sequência positiva, 60 Hz (Ω)	Não estimado		
Reatância, 60 Hz (Ω)	77,8		
Ligação dos enrolamentos			
Defasador	Não possui		
Faixa de steps	$\pm 10\%$ de V.nominal		
OBSERVAÇÕES			

18.7 Anexo 7 – Fichas para verificação de adequação dos relatórios R4 em relação ao relatório R1

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4										
Empreendimento: SE Açailândia 500/230/69 kV (Acesso/Ampliação 500 kV + Novos pátios de 230 kV e de 69 kV)										
Característica da Instalação		Recomendações R1			Considerações do R4		Justificativas em Caso de Alterações no R4			
Área mínima do terreno da subestação (m²)		118.440 (incluindo todos os bays futuros)								
Quantitativo de bays planejados por nível de tensão										
		Tensão	EL	IB					CT	RB
		500 kV	0	2					2	0
		230 kV	2	1					4	0
		69 kV	2	1					2	0
Quantitativo de bays futuros por nível de tensão										
		Tensão	EL	CT						
		500 kV	4	2						
		230 kV	9	4						
		69 kV	7	2						

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4

Empreendimento: SE Açailândia 500/230/69 kV (Acesso/Ampliação 500 kV + Novos pátios de 230 kV e de 69 kV)

Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R4	Justificativas em Caso de Alterações no R4						
Capacidade de interrupção simétrica nominal dos disjuntores (kA)	<table><tr><th>Tensão</th><th>C. I. [kA]</th></tr><tr><td>230 kV</td><td>40</td></tr><tr><td>69 kV</td><td>31,5</td></tr></table>	Tensão	C. I. [kA]	230 kV	40	69 kV	31,5		
Tensão	C. I. [kA]								
230 kV	40								
69 kV	31,5								
Posicionamento dos novos bays	Vide diagrama unifilar básico contido na ficha de consulta de viabilidade de expansão da subestação e item 18.5	Posicionamento dos novos bays idêntico ao R1 (Sim/Não)?							
OBSERVAÇÕES									

18.8 Anexo 8 – Nota Técnica EPE-DEA-SMA 011/2020 – “Análise Socioambiental do Estudo para o Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu e Vitorino Freire (MA), e Dom Eliseu (PA) (Relatório R1)”

NOTA TÉCNICA EPE/DEA/SMA 011/2020

**Análise Socioambiental do
Estudo para o Suprimento às Regiões
de Açailândia, Buriticupu e Vitorino
Freire (MA), e Dom Eliseu (PA)
(Relatório R1)**

Novembro 2020



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



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



GOVERNO FEDERAL

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Júnior

Secretária Executiva

Marisete Fátima Dadald Pereira

**Secretário de Planejamento e
Desenvolvimento Energético**

Paulo Cesar Magalhães Domingues

Secretário de Energia Elétrica

Rodrigo Limp Nascimento

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

José Mauro Coelho

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Alexandre Vídgal de Oliveira

NOTA TÉCNICA EPE/DEA/SMA 011/2020

**Análise Socioambiental do
Estudo para o Suprimento às
Regiões de Açailândia,
Buriticupu e Vitorino Freire
(MA), e Dom Eliseu (PA)
(Relatório R1)**



Empresa de Pesquisa Energética

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

Presidente

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

Diretoria de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloísa Borges Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Angela Livino

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

Sede

Esplanada dos Ministérios Bloco "U" - Ministério de Minas e Energia -
Sala 744 - 7º andar - 70065-900 - Brasília - DF

Escritório Central

Praça Pio X, nº 54 - 5º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro - RJ

Coordenação Geral

Giovani Vitória Machado

Coordenação Executiva

Elisângela Medeiros de Almeida

Coordenação Técnica

Kátia Gisele Matosinho

Equipe Técnica

Bernardo Regis Guimarães de Oliveira

Luciana Álvares da Silva

Nota Técnica EPE/DEA/SMA 011/2020

Data: 10 de novembro de 2020

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

SUMÁRIO

SIGLÁRIO.....	2
1 INTRODUÇÃO.....	4
2 PROCEDIMENTOS ADOTADOS.....	6
2.1. DELIMITAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES, PONTO DE SECCIONAMENTO E CORREDOR PLANEJADOS.....	6
2.2. BASE DE DADOS UTILIZADA.....	7
3 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL.....	8
3.1. SUBESTAÇÃO 500/230/138 kV SANTA LUZIA III E SECCIONAMENTO DA LT 500 kV AÇAILÂNDIA – MIRANDA II C1...	8
3.2. AMPLIAÇÃO DA SUBESTAÇÃO 500 kV AÇAILÂNDIA (NOVOS PÁTIOS DE 230kV E 69 kV)	11
3.3. SUBESTAÇÃO 230/69 kV DOM ELISEU II	14
3.4. CORREDOR DA LT 230 kV AÇAILÂNDIA – DOM ELISEU II C1/C2	17
4 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	26
APÊNDICE A – TABELA DE COMPARAÇÃO DA SE 500/230/138 kV SANTA LUZIA III E SECCIONAMENTO DA LT 500 kV AÇAILÂNDIA – MIRANDA II C1	29
APÊNDICE B – TABELA DE COMPARAÇÃO DA AMPLIAÇÃO SE 500 kV AÇAILÂNDIA (PÁTIOS DE 230/69 kV) ...	31
APÊNDICE C – TABELA DE COMPARAÇÃO DA SE 230/69 kV DOM ELISEU II	33
APÊNDICE D – TABELA DE COMPARAÇÃO DA DIRETRIZ DA LT 230 kV AÇAILÂNDIA – DOM ELISEU II C1/C2 ...	35

SIGLÁRIO

Anac	Agência Nacional de Aviação Civil
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANM	Agência Nacional de Mineração
APCB	Áreas Prioritárias para a Conservação da Biodiversidade
C1	Primeiro Circuito
C2	Segundo Circuito
CAR	Cadastro Ambiental Rural
Cecav	Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas
Celpa	Equatorial Energia Pará
Cemar	Equatorial Energia Maranhão
CPRM	Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais
DNIT	Departamento Nacional de Infraestrutura dos Transportes
Eletrobras	Centrais Elétricas Brasileiras SA
Embrapa	Empresa de Pesquisa Agropecuária
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESRI	Environmental Systems Research Institute
FBDS	Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável
FCP	Fundação Cultural Palmares
Fiema	Federação das Indústrias do Estado do Maranhão
Funai	Fundação Nacional do Índio
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMBio	Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade
Incra	Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária
Iphan	Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional
LD	Linha de Distribuição
LT	Linha de Transmissão
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
R1	Estudos de Viabilidade Técnico-Econômica e Socioambiental
R3	Definição da Diretriz de Traçado e Análise Socioambiental
R4	Caracterização do Sistema de Transmissão
SE	Subestação

Secid	Secretaria de Estado das Cidades e Desenvolvimento Urbano do Maranhão
Setur	Secretaria de Estado de Turismo do Pará
SIG	Sistema de Informação Geográfica
Sigel	Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico
UC	Unidade de Conservação
UTE	Usina Termelétrica
Valec	Engenharia, Construções e Ferrovias S.A.

1 INTRODUÇÃO

A presente nota técnica apresenta a análise socioambiental do conjunto de empreendimentos da alternativa de transmissão recomendada no “Estudo para o Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu e Vitorino Freire (MA), e Dom Eliseu (PA)”, realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para o suprimento de energia elétrica aos municípios de Açailândia, Buriticupu e Vitorino Freire, no Maranhão, e Dom Eliseu, no Pará.

O estudo propõe a implantação da SE 500/230/138 kV Santa Luzia III com o seccionamento da LT 500 kV Açailândia – Miranda II C1; SE Dom Eliseu II 230/69 kV; SE Açailândia (novos pátios de 230 kV e 69 kV) e LT 230 kV Açailândia – Dom Eliseu II C1/C2 (Circuito Duplo).

A área de estudo está localizada entre os estados do Maranhão e do Pará, compreendendo as mesorregiões do Oeste Maranhense e Sudeste Paraense, na zona de transição dos biomas Amazônia e Cerrado. A Figura 1 apresenta a localização esquemática dos empreendimentos planejados.

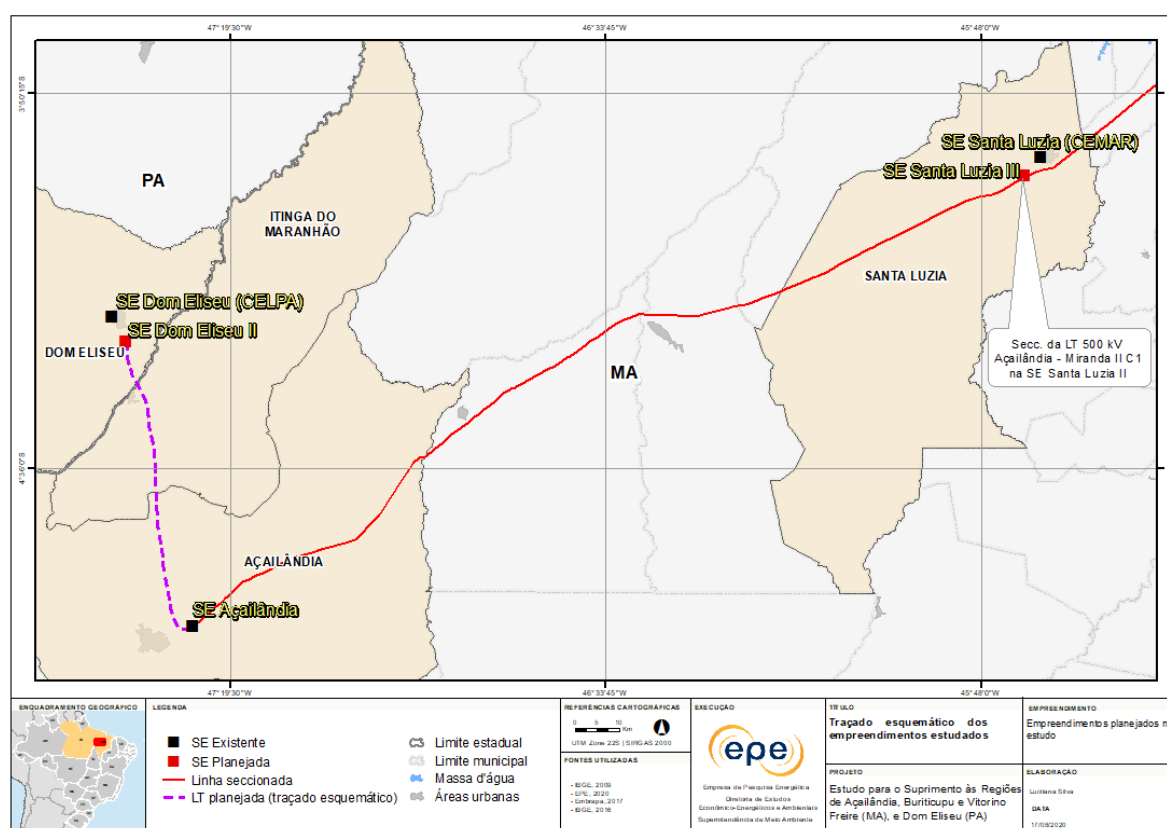


Figura 1 – Localização esquemática dos empreendimentos planejados

A seguir são apresentados os empreendimentos planejados e contemplados neste estudo (Tabela 1).

Tabela 1 - Empreendimentos planejados

Empreendimentos planejados	Tensão (kV)	Extensão do eixo do corredor estudado (km)
SE Santa Luzia III	500/230/138	-
Seccionamento da LT 500 kV Açailândia – Miranda II C1 na nova SE Santa Luzia III	500	
Ampliação da SE Açailândia (novos pátios)	230/69	-
SE Dom Eliseu II	230/69	-
LT Açailândia – Dom Eliseu II	230	69

A estrutura desta Nota Técnica contempla os procedimentos adotados na análise socioambiental (item 2); a análise socioambiental das áreas referenciais para as subestações e o corredor planejados, com as respectivas recomendações para o Relatório R3 (item 3); as Referências Bibliográficas (item 4); e, ao final, os Apêndices (ficha de verificação da localização das subestações, do ponto de seccionamento e da diretriz da linha de transmissão a ser apresentada no Relatório R3 em relação ao proposto neste Relatório R1).

2 PROCEDIMENTOS ADOTADOS

2.1. Delimitação das subestações, ponto de seccionamento e corredor planejados

Inicialmente, com o auxílio de imagens do Google Earth Pro e de ferramentas de Sistema de Informações Geográficas (SIG), foram localizadas as subestações e as linhas de transmissão e de distribuição existentes na área de estudo, bem como levantadas as áreas promissoras para implantação das subestações planejadas SE 500/230/138 kV Santa Luzia III, SE Dom Eliseu II 230/69 kV e ampliação da SE Açailândia (pátios de 230 e 69 kV) e do ponto de seccionamento da LT 500 kV Açailândia – Miranda II C1.

Em seguida, por meio do software ArcGIS 10.7.1, foi definida uma área circular com raio de 5 km no entorno do ponto referencial para a SE 500/230/138 kV Santa Luzia III e SE Dom Eliseu II 230/69 kV, os quais foram localizados o mais próximo possível das respectivas subestações de distribuição existentes e da LT 500 kV Açailândia – Miranda II C1 que será seccionada na nova SE Santa Luzia III. Para os novos pátios de 230 e 69 kV na SE 500 kV Açailândia, foi definida uma área circular com raio de 3 km no entorno dessa subestação e, também, foi considerado o diagrama eletromecânico disponibilizado pela concessionária Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A. (TBE/EATE), que identificou uma área favorável para a expansão da SE, contígua ao pátio de 500 kV.

Na sequência, utilizando-se as bases cartográficas dos temas mais relevantes do ponto de vista socioambiental, foi definido um traçado de referência para a linha de transmissão planejada Açailândia – Dom Eliseu II. A partir desse traçado, por meio do aplicativo ArcGIS 10.7.1, acrescentou-se uma faixa de 5 km para cada lado, resultando em corredor com 10 km de largura.

Ao delimitar as áreas das subestações e o corredor planejado, procurou-se desviá-los de locais com maior sensibilidade socioambiental na região. Ao mesmo tempo, buscou-se proximidade com rodovias e/ou vias de acesso e com as linhas de transmissão e distribuição existentes, com o objetivo de reduzir a abertura de vias de acesso na fase de implantação dos empreendimentos. Essas informações foram tratadas em ambiente de SIG.

As descrições das áreas referenciais das subestações e do corredor são apresentadas apontando-se os principais aspectos socioambientais. Visando complementar a descrição do corredor, são apresentadas as figuras de infraestrutura e localização (com os principais núcleos urbanos e a malha viária), de declividade, de processos minerários e das áreas de relevância socioambiental (que engloba UC, sítios arqueológicos, áreas prioritárias para conservação da biodiversidade - APCB e assentamento rural). Ao final da descrição são apresentadas as principais recomendações para definição da localização das subestações e da diretriz de traçado da linha de transmissão quando da elaboração do Relatório R3.

2.2. Base de Dados utilizada

Para delimitação e descrição das áreas referenciais das novas subestações e do corredor da linha de transmissão planejada e para elaboração das figuras e tabelas, foram consultadas e/ou utilizadas informações das seguintes bases de dados:

- Áreas Prioritárias para a Conservação, Uso Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira (MMA, 2018).
- Aeródromos Públicos e Privados (Anac, 2018).
- Base Cartográfica Integrada do Brasil ao Milionésimo Digital, incluindo hidrografia, divisão territorial, áreas militares e sistema viário (IBGE, 2009).
- Cavidades Naturais Subterrâneas (Cecav, 2019).
- Comunidades Quilombolas Certificadas por município (FCP, 2020).
- Declividade em Percentual do Relevo Brasileiro (CPRM, 2010).
- Malha Viária (Dnit, 2015).
- Mapeamento em Alta Resolução dos Biomas Brasileiros (FBDS, 2018).
- Patrimônio Arqueológico (Iphan, 2020).
- Plataforma Google Earth Pro e Google Street View (imagens de satélites e fotos).
- Potencialidade de Ocorrência de Cavernas no Brasil - escala 1:2.500.000 (Cecav, 2012).
- Processos Minerários (ANM, 2019).
- Projetos de Assentamento (Incra, 2020a).
- Reserva Particular do Patrimônio Natural (ICMBio, 2020).
- Sítios Arqueológicos Georreferenciados (Iphan, 2019).
- Terras Indígenas (Funai, 2020).
- Territórios Quilombolas (Incra, 2020b).
- Traçado georreferenciado de linhas de transmissão e subestações existentes e planejadas (EPE, 2020).
- Unidades de Conservação Federais e Estaduais (MMA, 2020; Eletrobras, 2011).

3 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

A análise socioambiental apresenta a descrição dos principais aspectos das áreas referenciais para as subestações planejadas SE 500/230/138 kV Santa Luzia III e respectivo seccionamento da LT 500 kV Açailândia – Miranda II C1, SE Dom Eliseu II 230/69 kV e ampliação da SE Açailândia (pátios de 230 e 69 kV) e do corredor da LT 230 kV Açailândia – Dom Eliseu II C1/C2, os quais deverão ser estudados com maior nível de detalhamento na etapa subsequente de planejamento desses empreendimentos (Relatórios R3).

3.1. Subestação 500/230/138 kV Santa Luzia III e Seccionamento da LT 500 kV Açailândia – Miranda II C1

A SE 500/230/138 kV Santa Luzia III está planejada para se integrar ao sistema de transmissão por meio do seccionamento da LT 500 kV Açailândia – Miranda II C1. A rede de distribuição local será integrada por meio da LD 138 kV Santa Luzia III - Santa Luzia C1 e C2. Tendo em vista que a linha de transmissão que será seccionada está inserida na área referencial da nova subestação, o traçado e a extensão estimada do seccionamento em dois circuitos simples, com cerca de 1km e 1,5 km cada, deverão ser definidos na etapa de elaboração do Relatório R3 após a escolha do local de implantação da SE 500/230/138 kV Santa Luzia III.

Para seleção da área da SE 500/230/138 kV Santa Luzia III, preliminarmente, por meio de imagens do Google Earth Pro, foi localizada a subestação de distribuição SE 69 kV Santa Luzia (Cemar) tendo em vista que essa nova subestação visa, também, atender às cargas locais. Além da proximidade com a subestação de distribuição, foram consideradas a presença de estradas e/ou acessos e área com dimensão suficiente para comportar a subestação e futuras expansões. A área mínima para a SE 500/230/138 kV Santa Luzia III deve estar compatível com as dimensões e arranjo elétrico planejados no respectivo Relatório R4.

Dessa forma, sugere-se avaliar *in loco*, quando da elaboração do Relatório R3, terrenos adequados para implantação da SE 500/230/138 kV Santa Luzia III que estejam na área com raio de 5 km no entorno do ponto de coordenadas 4°0'17.43"S e 45°42'43.31"O (Tabela 2). Vale ressaltar que essas coordenadas representam o ponto central da área planejada, não devendo ser confundida como sugestão de terreno para a alocação dessa subestação, o qual deverá ser definido no Relatório R3. No caso de eventual localização fora da área inicialmente prevista, deverá constar no Relatório R3 justificativa fundamentada para tal.

Tabela 2 - Localização da subestação e do ponto de seccionamento

Empreendimento	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
SE 500/230/138 kV Santa Luzia III ¹	Planejada	4°0'17.43"S	45°42'43.31"O	Santa Luzia	MA
Seccionamento LT 500 kV Açailândia – Miranda II C1 ²	Planejado	-	-	Santa Luzia	MA

¹As coordenadas referem-se ao ponto central da área referencial para a subestação, a ser estudada no Relatório R3.

²As coordenadas do ponto de seccionamento deverão ser definidas no Relatório R3, após a escolha do local de implantação da SE 500/230/138 kV Santa Luzia III.

A área referencial para implantação da SE 500/230/69 kV Santa Luzia III está localizada no município de Santa Luzia, no estado do Maranhão. O principal acesso rodoviário ocorre por meio da rodovia BR-222 (sentido sudoeste-nordeste) e estradas vicinais. Essa área engloba a LT 500 kV Açailândia - Miranda II C1 que será seccionada. A Figura 2 apresenta a área recomendada para a SE 500/230/69 kV Santa Luzia III, com destaque para as características de uso e ocupação do solo.

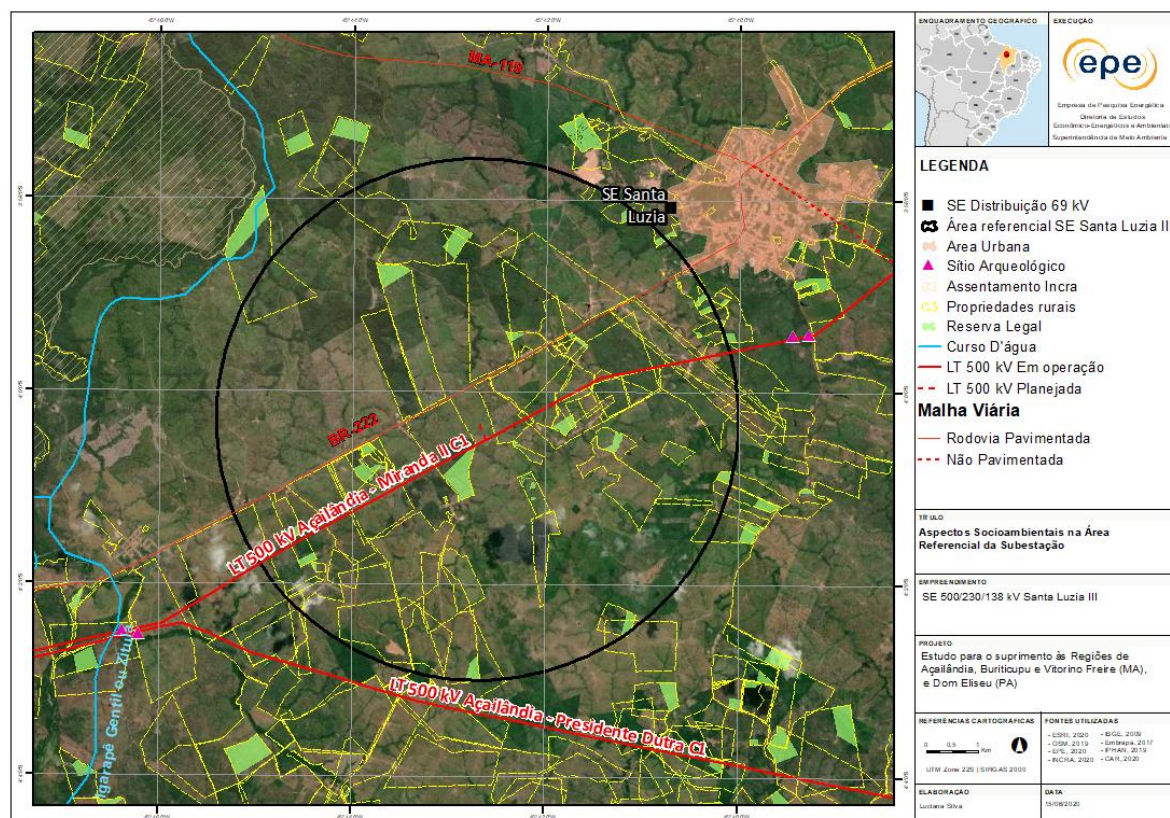


Figura 2 – Aspectos socioambientais na área referencial da SE 500/230/138 kV Santa Luzia III

Observa-se na Figura 2 que a área está inserida na zona rural de Santa Luzia, com predominância de atividades agropecuárias e remanescentes esparsos de vegetação secundária com palmeiras (babaçu) (Figura 3). Ressalta-se que, no Maranhão, o corte do babaçu é regulado pela Lei Estadual nº 4.734/86 (atualizada pelas Leis nº 7.824/03 e 9.370/11). A principal atividade econômica do município é a pecuária, com destaque para a criação de bovinos (Secid, 2014).



(Fonte: Google Earth Pro, 2020 – imagem street view, 2017)

Figura 3 – Aspectos do uso do solo na área referencial da SE 500/230/138 kV Santa Luzia III

O relevo predominante na área são as colinas dissecadas e morros baixos, com declividades variando de plano (0 a 3%) a suave ondulado (3 a 8%). As altitudes médias variam de 30 a 80 m (CPRM, 2010). A área engloba os Igarapés do Bacum, Gavião e São Francisco. Em consulta à base de dados da ANM (2019), não há registro de processos minerários na área.

Segundo a base de dados consultada, na área referencial da SE 500/230/138 kV Santa Luzia III não há registro de terra indígena, terra quilombola, unidade de conservação, caverna, sítio arqueológico e projeto de assentamento do Incra. De acordo com o Mapa de Potencialidade de Ocorrência de Cavernas no Brasil (Cecav, 2012), a região é classificada como de média ocorrência de cavidades subterrâneas.

Recomendações para o Relatório R3 da Subestação 500/230/138 kV Santa Luzia III e seccionamento da LT 500 kV Açailândia – Miranda II C1

Deverão ser estudadas criteriosamente, durante a elaboração do Relatório R3, as opções de localização da subestação e do ponto de seccionamento, escolhendo-se a alternativa mais viável do ponto de vista socioambiental, fundiário e construtivo. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para indicação do local de implantação da SE 500/230/138 kV Santa Luzia III e do ponto de seccionamento da LT 500 kV Açailândia – Miranda II C1:

- Avaliar na área de estudo um terreno compatível com as dimensões e arranjo planejados no respectivo Relatório R4 para implantação da SE 500/230/138 kV Santa Luzia III, de forma que não apresente restrições para a chegada e saída de futuras linhas.
- Verificar o melhor ponto para o seccionamento da LT 500 kV Açailândia – Miranda II C1.
- Levantar junto à Prefeitura de Santa Luzia eventuais restrições em relação à área indicada, verificando possíveis interferências com a SE 500/230/138 kV Santa Luzia III.

- Verificar a ocorrência de cavernas não cadastradas, tendo em vista que a área é classificada como de média ocorrência de cavidades subterrâneas.
- Evitar interferência em remanescentes de vegetação nativa, de forma a evitar a supressão, principalmente do babaçu, tendo em vista que no estado do Maranhão o corte é regulado pela Lei Estadual nº 4.734/86 (atualizada pelas Leis nºs 7.824/03 e 9.370/11).
- Considerar a base de dados existente no Cadastro Ambiental Rural para a avaliação fundiária.

3.2. Ampliação da Subestação 500 kV Açailândia (novos pátios de 230kV e 69 kV)

A ampliação da SE 500 kV Açailândia (novos pátios de 230 e 69 kV) está planejada para atendimento às cargas da Rede de Distribuição do Maranhão (Cemar) e para interligação com a SE Dom Eliseu II 230/69 kV (planejada) no estado do Pará. Adicionalmente, o novo pátio em 230 kV na SE 500 kV Açailândia atenderá as futuras expansões da Rede Básica na região, tendo em vista a dificuldade de expansão na SE 500/230/69/13,8 kV Imperatriz.

Para seleção da área para implantação dos novos pátios de 230 e 69 kV, preliminarmente, por meio de imagens do Google Earth Pro, foi localizada a SE 500 kV Açailândia. Além da proximidade com a subestação existente, foi considerado, também, o diagrama eletromecânico disponibilizado pela concessionária TBE/EATE que identificou uma área favorável para a expansão da SE, contígua ao pátio de 500 kV da SE Açailândia (existente). A área mínima para os novos pátios de 230 e 69 kV deverá estar compatível com as dimensões e arranjo elétrico planejados no respectivo Relatório R4.

Dessa forma, sugere-se avaliar in loco, quando da elaboração do Relatório R3, terrenos adequados para implantação dos novos pátios de 230 e 69 kV na SE 500 kV Açailândia que estejam na área com raio de 3 km no entorno do ponto de coordenadas 4°55'8.35"S e 7°24'12.37"O (Tabela 3), e a área identificada pela concessionária, contígua ao pátio de 500 kV da SE Açailândia (Figura 4). Vale ressaltar que essas coordenadas representam o ponto central da SE 500 kV Açailândia (existente) que será ampliada. No caso de eventual localização fora da área inicialmente prevista, deverá constar no Relatório R3 justificativa fundamentada para tal.

Tabela 3 - Localização da subestação

Empreendimento	Status	Coordenadas ¹		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
SE 230/69 kV Açailândia	Planejada	4°55'8.35"S	7°24'12.37"O	Açailândia	MA

¹As coordenadas referem-se ao ponto central da área referencial para a subestação, a ser estudada no Relatório R3.

A Figura 4 apresenta a área recomendada para a ampliação da SE 500 kV Açailândia (novos pátios de 230 e 69 kV), com destaque para as características de uso e ocupação do solo.

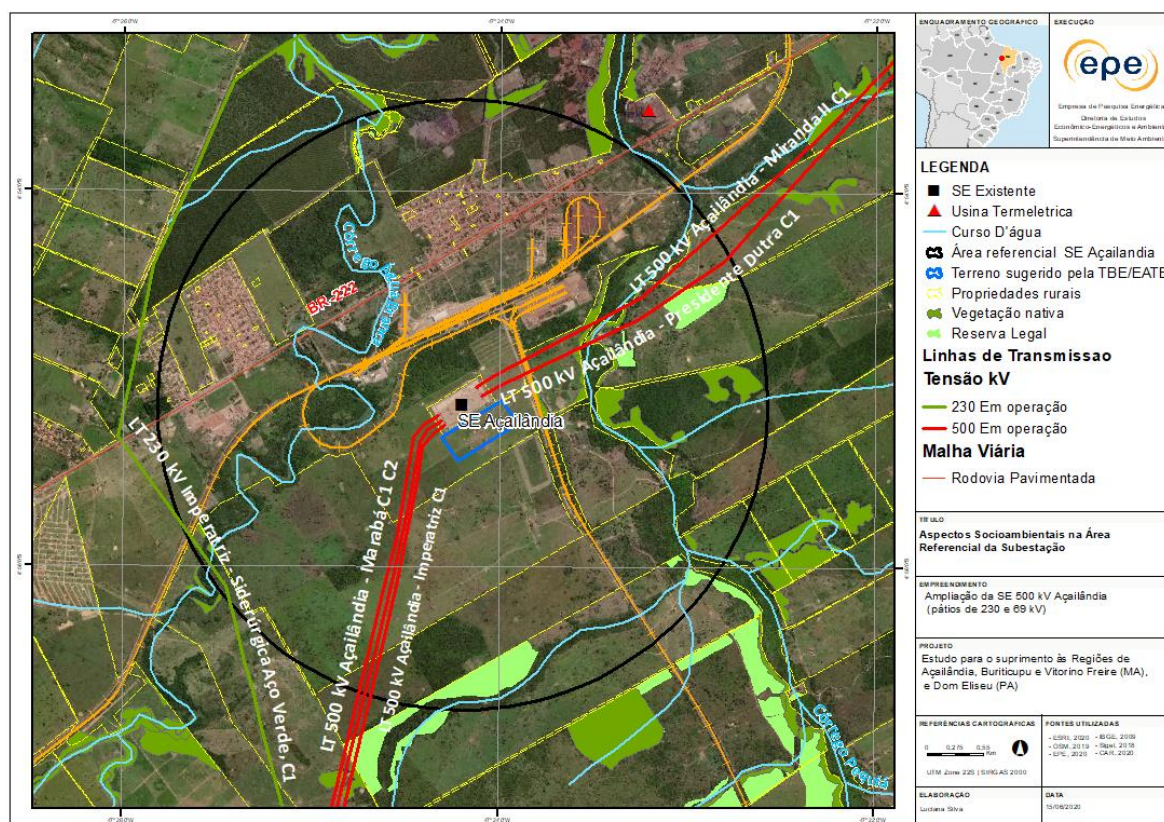


Figura 4 – Aspectos socioambientais na área referencial da SE 230/69 kV Açailândia

A área referencial para implantação dos novos pátios 230 e 69 kV na SE 500 kV Açailândia está inserida na zona rural de Açailândia, no estado do Maranhão. O principal acesso rodoviário ocorre por meio das rodovias BR-010 e BR-222 e estradas vicinais. O município de Açailândia é atendido, também, pela Ferrovia Norte Sul, responsável pelo transporte de grãos e combustíveis para a região centro norte do Brasil (Valec, 2019). Essa ferrovia se conecta à Estrada de Ferro Carajás, permitindo o acesso ao complexo portuário de São Luís/MA. A SE 500 kV Açailândia dista mais de 5 km dos aeródromos Simasa e Frisama Açailândia. A principal atividade econômica do município é a pecuária, com destaque a criação de bovinos, e a produção de Ferro-Gusa (Secid, 2014).

Verifica-se na Figura 4 que a área adjacente à SE 500 kV Açailândia (existente) está antropizada, com predominância de agropecuária ao sul; expansão urbana, Polo Industrial Químico de Açailândia e silvicultura ao norte; remanescentes de vegetação secundária ao longo dos cursos d'água dos Córregos Água Branca e Pequiá; e balneários ao longo do Córrego Pequiá. Pelo levantamento visual das imagens disponíveis, nota-se que o terreno sugerido pela concessionária TBE/EATE engloba uma propriedade não identificada e, também, a presença de áreas alagadas.

O relevo predominante na área são os tabuleiros dissecados, com declividades variando de plano (0 a 3%) a suave ondulado (3 a 8%). As altitudes médias variam de 180 a 250 m (CPRM, 2010). Em consulta à base de dados da ANM (2019), na área sugerida para implantação dos novos pátios de 230/69 kV na SE 500 kV Açailândia não há registro de processos minerários.

Segundo a base de dados consultada, a área para expansão da SE Açailândia não apresenta nenhuma restrição em relação à presença de terra indígena, terra quilombola, unidade de conservação, caverna, sítio arqueológico e projeto de assentamento do Incra. De acordo com o Mapa de Potencialidade de Ocorrência de Cavernas no Brasil (Cecav, 2012), mais de 50% da área é classificada como de baixa ocorrência de cavidades subterrâneas.

Recomendações para o Relatório R3 da ampliação da SE 500 kV Açailândia (novos pátios de 230 e 69 kV)

Deverão ser estudadas criteriosamente, durante a elaboração do Relatório R3, as opções de localização da subestação, escolhendo-se a alternativa mais viável do ponto de vista socioambiental, fundiário e construtivo. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para indicação do local para implantação dos novos pátios de 230 e 69 kV na SE 500 kV Açailândia:

- Avaliar na área de estudo um terreno compatível com as dimensões e arranjo planejados no respectivo Relatório R4 para implantação dos novos pátios de 230 e 69 kV, preferencialmente ao lado da SE 500 kV Açailândia (existente), de forma que não apresente restrições para a chegada e saída de futuras linhas.
- Verificar em campo as características do terreno sugerido pela concessionária TBE/EATE, apontando as principais restrições para a implantação dos novos pátios de 230 e 69 kV, caso seja observado algum impeditivo na área indicada para a ampliação da subestação.
- Levantar junto à Prefeitura de Açailândia eventuais restrições em relação à área indicada, verificando possíveis interferências com a implantação dos novos pátios de 230 e 69 kV.
- Evitar interferência em vegetação nativa, de forma a evitar a supressão, tendo em vista que existem poucos remanescentes na área, priorizando-se áreas já antropizadas para a ampliação da subestação.
- Considerar a base de dados existente no Cadastro Ambiental Rural para a avaliação fundiária.

3.3. Subestação 230/69 kV Dom Eliseu II

A SE 230/69 kV Dom Eliseu II está planejada para integrar ao sistema de transmissão por meio da LT 230 kV Açailândia – Dom Eliseu II C1/C2 (Circuito Duplo). A rede de distribuição local será integrada por meio da LD 69 kV Dom Eliseu II – Dom Eliseu.

Para seleção da área da SE 230/69 kV Dom Eliseu II, preliminarmente, por meio de imagens do Google Earth Pro, foi localizada a subestação de distribuição SE 69 kV Dom Eliseu (Celpa) tendo em vista que essa nova subestação visa, também, atender às cargas locais. Além da proximidade com a subestação de distribuição, foram consideradas a presença de estradas e/ou acessos e área com dimensão suficiente para comportar a subestação e futuras expansões. A área mínima para a SE 230/69 kV Dom Eliseu II deve estar compatível com as dimensões e arranjo elétrico planejados no respectivo Relatório R4.

Dessa forma, sugere-se avaliar *in loco*, quando da elaboração do Relatório R3, terrenos adequados para implantação da SE 230/69 kV Dom Eliseu II que estejam na área com raio de 5 km no entorno do ponto de coordenadas 4°20'28.00"S e 47°32'16.27"O (Tabela 4). Vale ressaltar que essas coordenadas representam o ponto central da área planejada, não devendo ser confundida como sugestão de terreno para a alocação dessa subestação, o qual deverá ser definido no Relatório R3. No caso de eventual localização fora da área inicialmente prevista, deverá constar no Relatório R3 justificativa fundamentada para tal.

Tabela 4 - Localização da subestação

Empreendimento	Status	Coordenadas ¹		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
SE 230/69 kV Dom Eliseu II	Planejada	4°20'28.00"S	47°32'16.27"O	Dom Eliseu	PA

¹As coordenadas referem-se ao ponto central da área referencial para a subestação, a ser estudada no Relatório R3.

A área referencial para implantação da SE 230/69 kV Dom Eliseu II está localizada no município de Dom Eliseu, no estado do Pará (Figura 5). O principal acesso rodoviário ocorre por meio das rodovias BR-010 e BR-222 e estradas vicinais. A área engloba parte da zona urbana e rural de Dom Eliseu, com predominância de atividades agropecuárias e remanescentes de vegetação nativa associados principalmente às áreas de reserva legal e de preservação permanente das propriedades. A Figura 5 apresenta a área recomendada para a implantação da SE 230/69 kV Dom Eliseu II, com destaque para as características de uso e ocupação do solo.

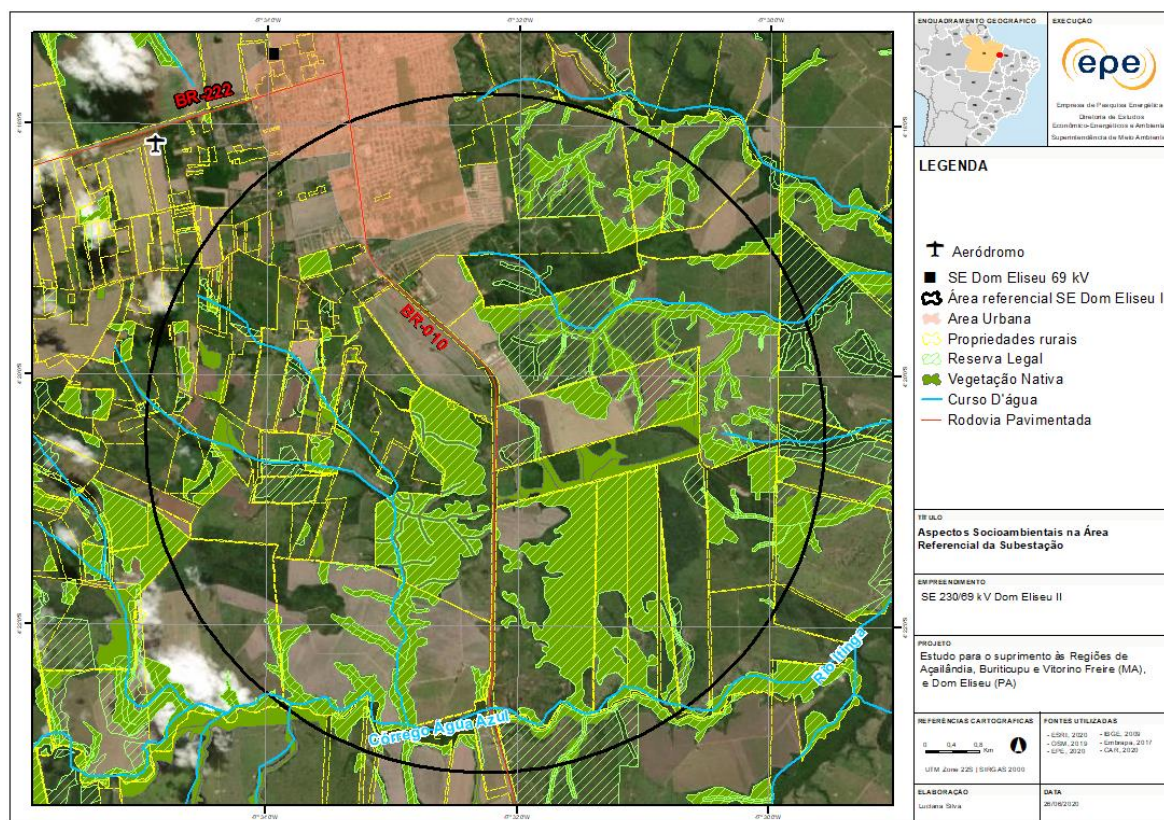


Figura 5 – Aspectos socioambientais na área referencial da SE 230/69 kV Dom Eliseu II

Segundo Setur-PA (2014), o cenário econômico do município é próspero, com destaque para a produção de soja e outros grãos. Além disso, o município é o maior produtor de goiaba do estado do Pará (agricultura familiar) e a oitava maior bacia leiteira.

O relevo predominante na área referencial para a SE 230/69 kV Dom Eliseu II são os planaltos e baixos platôs e tabuleiros dissecados, com declividades variando de plano (0 a 3%) a suave ondulado (3 a 8%). No desnível entre topo e fundo de vale a declividade varia de ondulado (8 a 20%) a forte ondulado (20 a 45%). As altitudes médias variam de 110 a 300 m (CPRM, 2010).

Em consulta à base de dados da ANM (2019), há registro de dois processos minerários na área, de propriedade da Companhia Brasileira de Alumínio, na fase de autorização de pesquisa para extração de bauxita (Figura 6).

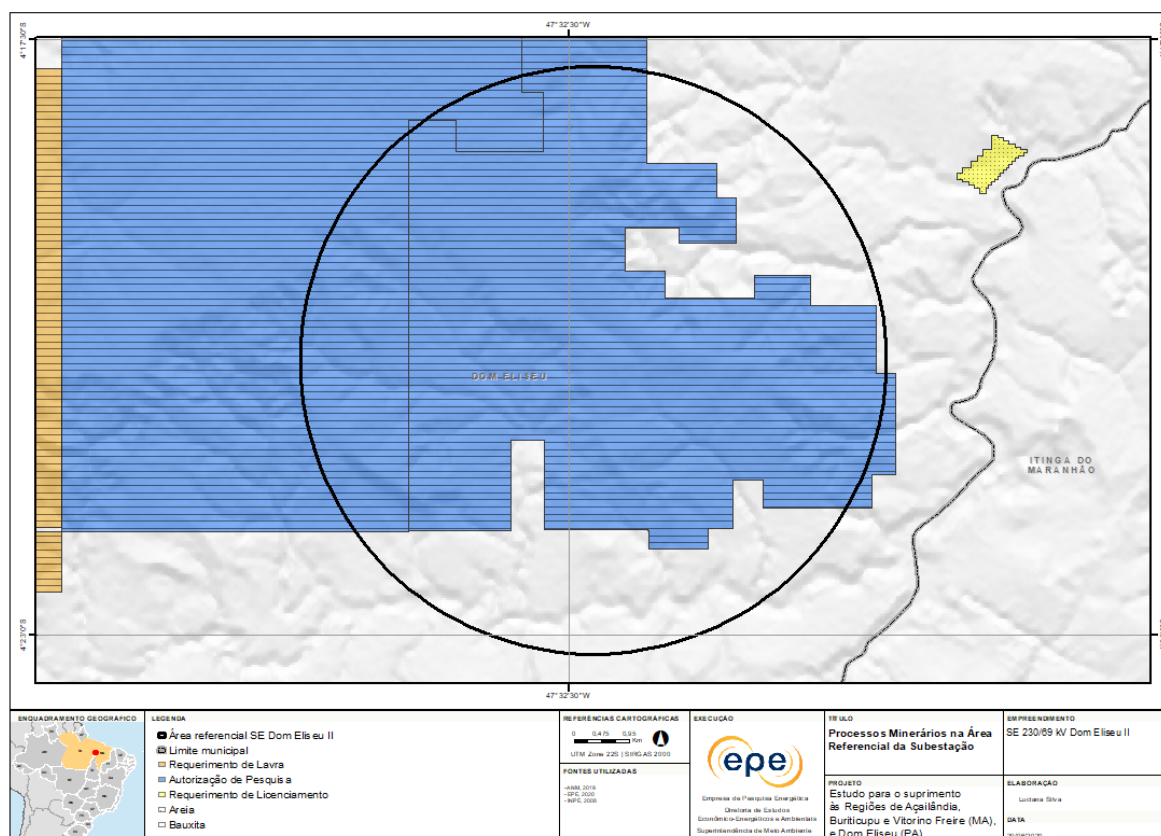


Figura 6 – Processos Minerários na área referencial da SE 230/69 kV Dom Eliseu II

Segundo a base de dados consultada, na área referencial para a SE 230/69 kV Dom Eliseu II não há registro de terra indígena, terra quilombola, unidade de conservação, caverna, sítio arqueológico e projeto de assentamento do Incra. A área abrange uma estreita faixa da APCB AMZ-128, classificada como de importância extremamente alta, com ação prioritária para a recuperação de áreas degradadas (MMA, 2018). Embora não tenha registro de caverna, cerca de 50% da área, de acordo com o Mapa de Potencialidade de Ocorrência de Cavernas no Brasil (Cecav, 2012), é classificada como de média ocorrência de cavidades subterrâneas.

Recomendações para o Relatório R3 da Subestação 230/69 kV Dom Eliseu II

Deverão ser estudadas criteriosamente, durante a elaboração do Relatório R3, as opções de localização da subestação, escolhendo-se a alternativa mais viável do ponto de vista socioambiental, fundiário e construtivo. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para indicação do local de implantação da SE 230/69 kV Dom Eliseu II:

- Avaliar na área de estudo um terreno compatível com as dimensões e arranjo planejados no respectivo Relatório R4 para implantação da SE 230/69 kV Dom Eliseu II, de forma que não apresente restrições para a chegada e saída de futuras linhas.

- Levantar junto à Prefeitura de Dom Eliseu sobre eventuais restrições em relação à área indicada, verificando possíveis interferências com a SE 230/69 kV Dom Eliseu II.
- Atentar para a presença da APCB AMZ-128, cuja ação prioritária é voltada para a recuperação de áreas degradadas.
- Verificar a ocorrência de cavernas não cadastradas, tendo em vista que cerca de 50% da área é classificada como de média ocorrência de cavidades subterrâneas.
- Evitar interferência em remanescentes de vegetação nativa, de forma a evitar a supressão, tendo em vista que a maioria está localizado em áreas de reserva legal e de preservação permanente.
- Atentar para a presença de processos minerários, e desviar daqueles que se encontram em estágio mais avançado.
- Considerar a base de dados existente no Cadastro Ambiental Rural para a avaliação fundiária.

3.4. Corredor da LT 230 kV Açailândia – Dom Eliseu II C1/C2

O corredor proposto para a LT 230 kV Açailândia – Dom Eliseu II C1/C2 foi elaborado com 10 km de largura e seu eixo possui cerca de 69 km de extensão. A linha de transmissão planejada será constituída de um circuito duplo de 230 kV. Caso o traçado da diretriz seja indicado fora do corredor, deverá constar no Relatório R3 justificativa fundamentada para tal.

Os principais norteadores para definição do eixo do corredor foram para: minimizar interferência na área de expansão da cidade de Açailândia; do distrito industrial de Açailândia; manter o afastamento dos aeródromos Simasa e Frimasa Açailândia e seguir em paralelo à rodovia Belém-Brasília (BR-010/BR-222).

A partir da SE 230/69 kV Açailândia (planejada) o corredor segue no sentido oeste, paralelo à Estrada de Ferro Carajás - EFC, cruza a LT 230 kV Imperatriz - Siderúrgica Aço Verde C1 e deflete à direita no cruzamento com a rodovia BR-222. Após atravessar a rodovia BR-222, segue no sentido norte até o rio Açailândia (Figura 7).

Neste trecho inicial, o corredor engloba os balneários Água Gelada, Vale dos Peixes e Walter Figueiredo, que estão localizados ao longo do córrego Pequiá, ao lado da SE 500 kV Açailândia; a Estação Ferroviária; parte do Distrito Industrial e da área urbana de Açailândia; e áreas de agropecuária e silvicultura entremeadas com poucos remanescentes de vegetação nativa.

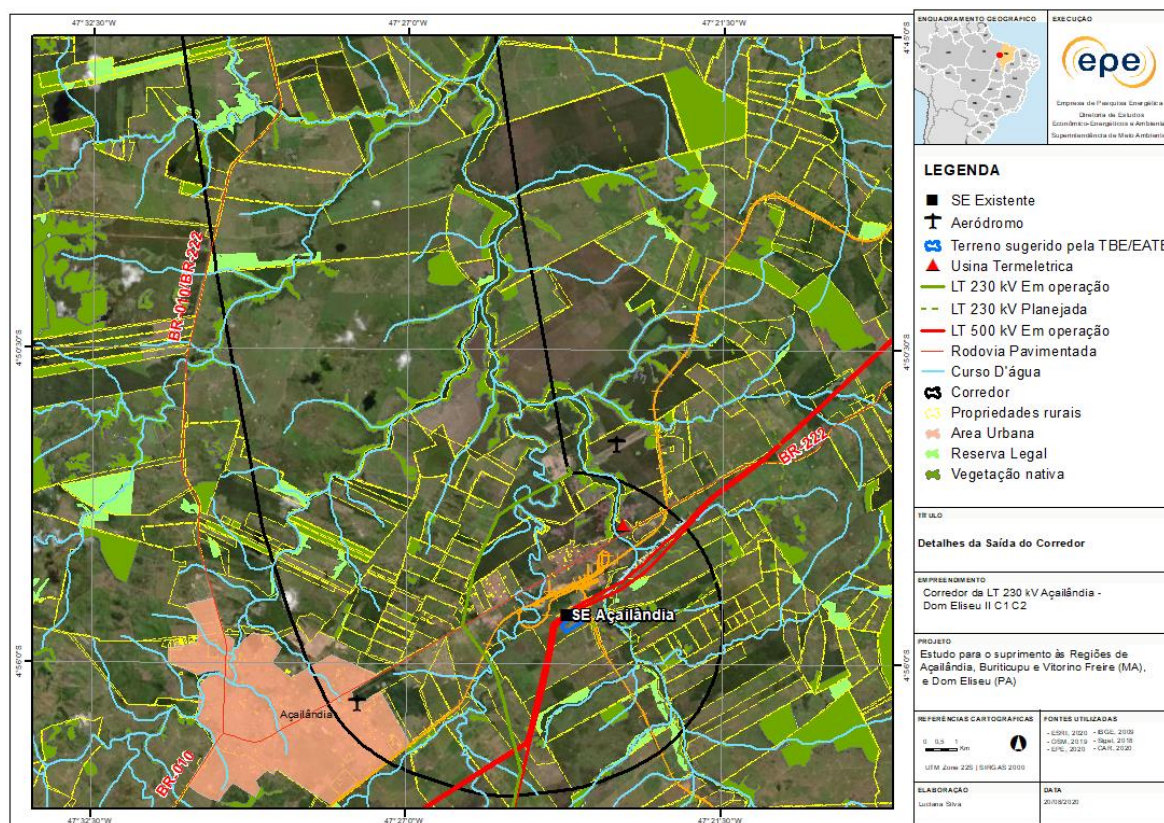


Figura 7 – Detalhe da saída da LT 230 kV Açailândia – Dom Eliseu II C1/C2

Após cruzar o rio Açailândia, o corredor segue no sentido norte, paralelo à rodovia Belém-Brasília (BR-010/BR-222), até Itinga do Maranhão. Entre Itinga do Maranhão e Itinga do Pará, na divisa dos estados do Maranhão e do Pará, faz ligeira inflexão à esquerda, cruza o rio Itinga e o córrego Água Azul e continua em paralelo à rodovia Belém-Brasília (BR-010/BR-222) até a área planejada para a SE 230/69 kV Dom Eliseu II (Figura 8).

Neste trecho, o corredor engloba o aeródromo Fazenda Bola Sete, no povoado Cajuapara em Itinga do Maranhão; o balneário Rio Dary, em Itinga do Maranhão; as áreas urbanas de Itinga do Pará e Itinga do Maranhão e parte da área urbana de Dom Eliseu; e áreas de agropecuária entremeadas com poucos remanescentes de vegetação nativa localizados, principalmente, ao longo dos cursos d'água e nas áreas de reserva legal.

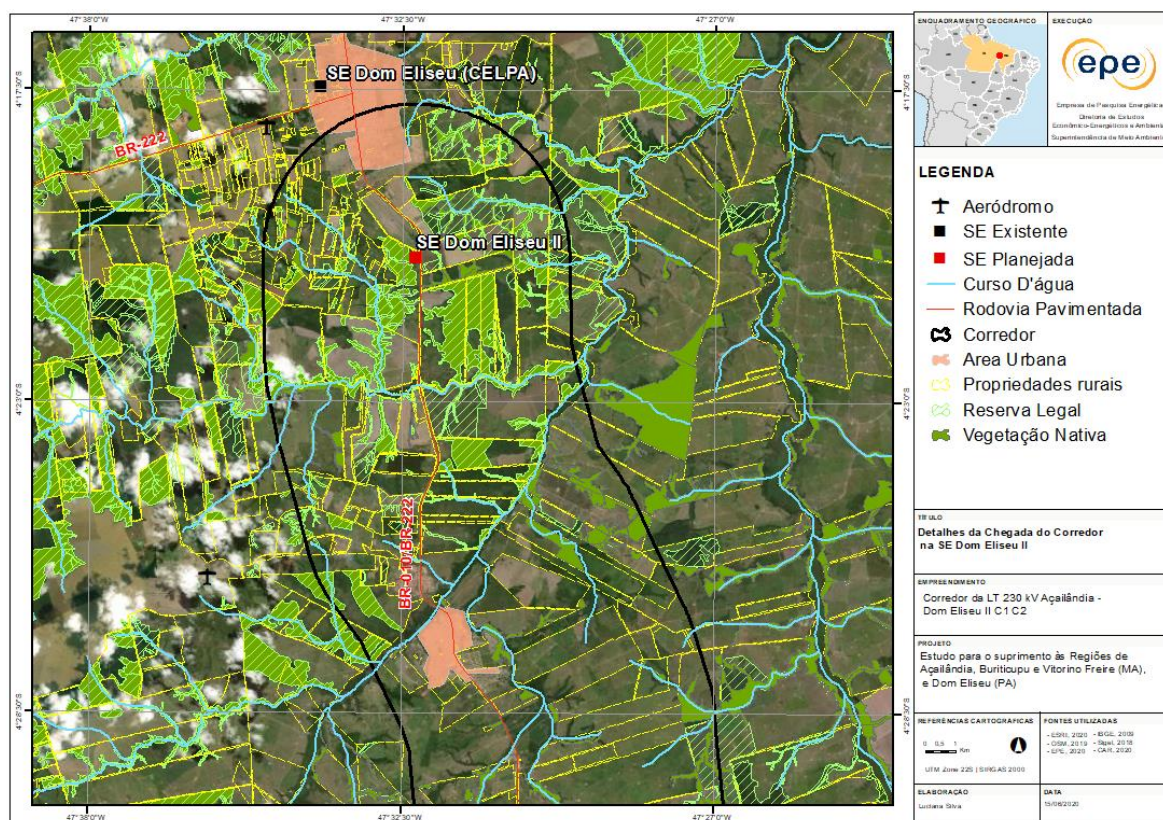


Figura 8 – Detalhe da chegada da LT 230 kV Açailândia – Dom Eliseu II C1/C2

Infraestrutura e Localização

O corredor localiza-se entre as regiões do Oeste Maranhense e o Sudeste Paraense, nos estados do Maranhão e do Pará respectivamente, abrangendo três municípios (Tabela 5; Figura 9).

Tabela 5 – Municípios abrangidos pelo corredor da LT 230 kV Açailândia – Dom Eliseu II C1/C2

UF	Mesorregião	Microrregião	Municípios
MA	Oeste Maranhense	Imperatriz	Açailândia
			Itinga do Maranhão
PA	Sudeste Paraense	Paragominas	Dom Eliseu

O corredor segue em paralelo à rodovia Belém-Brasília (BR-010/BR-222), por quase toda a sua extensão.

Em consulta ao sítio eletrônico do Sigel/Aneel (2020), foi identificada a presença UTE Gusa Nordeste. Como a saída da LT está planejada a oeste da SE Açailândia, não haverá interferência na UTE, que está localizada no distrito industrial de Açailândia.

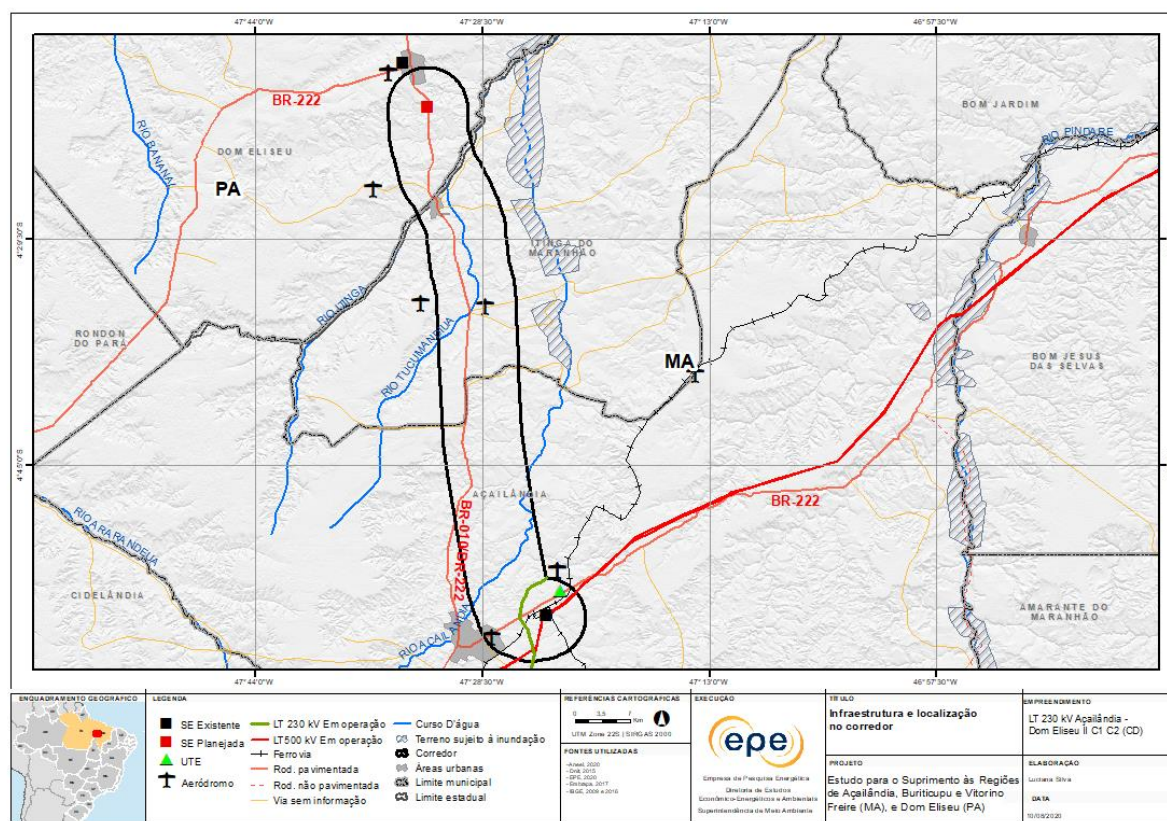


Figura 9 – Infraestrutura e localização no corredor da LT 230 kV Açailândia – Dom Eliseu II C1/C2

Conforme apresentado na Figura 9, o corredor engloba os aeródromos Frimasa Açailândia e Fazenda Bola Sete, nos municípios de Açailândia e Itinga do Maranhão, respectivamente.

O principal acesso rodoviário à região do corredor ocorre por meio das rodovias pavimentadas Belém-Brasília (BR-010/BR-222) e BR-222. O município de Açailândia é atendido, também, pela Ferrovia Norte Sul, responsável pelo transporte de grãos e combustíveis para a região centro norte do Brasil (Valec, 2019). Essa ferrovia se conecta à Estrada de Ferro Carajás, permitindo o acesso ao complexo portuário de São Luís/MA.

As coordenadas das subestações do corredor são apresentadas na Tabela 6 a seguir.

Tabela 6 – Coordenadas das subestações

Subestação	Situação	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
SE 230/69 kV Açailândia	Planejada	4°55'8.35"S	7°24'12.37"O	Açailândia	MA
SE 230/69 kV Dom Eliseu II	Planejada	4°20'28.00"S	47°32'16.27"O		

Uso e ocupação do solo

O corredor da LT 230 kV Açailândia – Dom Eliseu II C1/C2 está inserido no bioma Amazônia. Ao longo do corredor existem poucos remanescentes de vegetação nativa das fitofisionomias Floresta Ombrófila Densa Aluvial, Floresta Ombrófila Densa Submontana e Vegetação Secundária (IBGE, 2012), que estão localizados, principalmente ao longo dos cursos d'água como os rios Açailândia e Itinga e os córregos Água Branca e Pequiá e nas áreas de preservação entre os plantios de eucalipto.

O uso do solo no corredor destina-se predominantemente para a agropecuária (pastagens) e algumas áreas de reflorestamento com eucalipto. Segundo dados da Fiema (2017), a produção e exportação de ferro gusa é uma das principais atividades econômicas da região de Imperatriz/Açailândia, com destaque a localização de cinco indústrias siderúrgicas e o maior polo guseiro do Norte e Nordeste no distrito Pequiá - Açailândia.

Relevo

O corredor, localizado nos Tabuleiros dos Rios Gurupi/Grajaú, engloba as unidades de relevo tabuleiros dissecados, que predominam em quase toda a extensão do corredor, com amplitudes altimétricas de 20 a 50 m; planaltos e baixos platôs na chegada à SE Dom Eliseu II, com amplitudes entre 20 e 50 m; e degraus estruturais e rebordos erosivos no município de Açailândia, relevo de transição entre as duas unidades citadas anteriormente, com amplitudes entre 50 e 200 m.

A declividade no corredor varia de plana (0 a 3%) a suave ondulada (3 a 8%). Na transição dos tabuleiros dissecados e os degraus estruturais/rebordos erosivos predominam áreas com declividade ondulada (8 a 20%) (Figura 10).

As altitudes no corredor variam de aproximadamente 120 a 320 m, sendo as maiores amplitudes altimétricas nos vales dos planaltos. As áreas mais altas se localizam próximo à SE 500 kV Açailândia e as mais baixas ao longo dos rios Açailândia e Itinga.

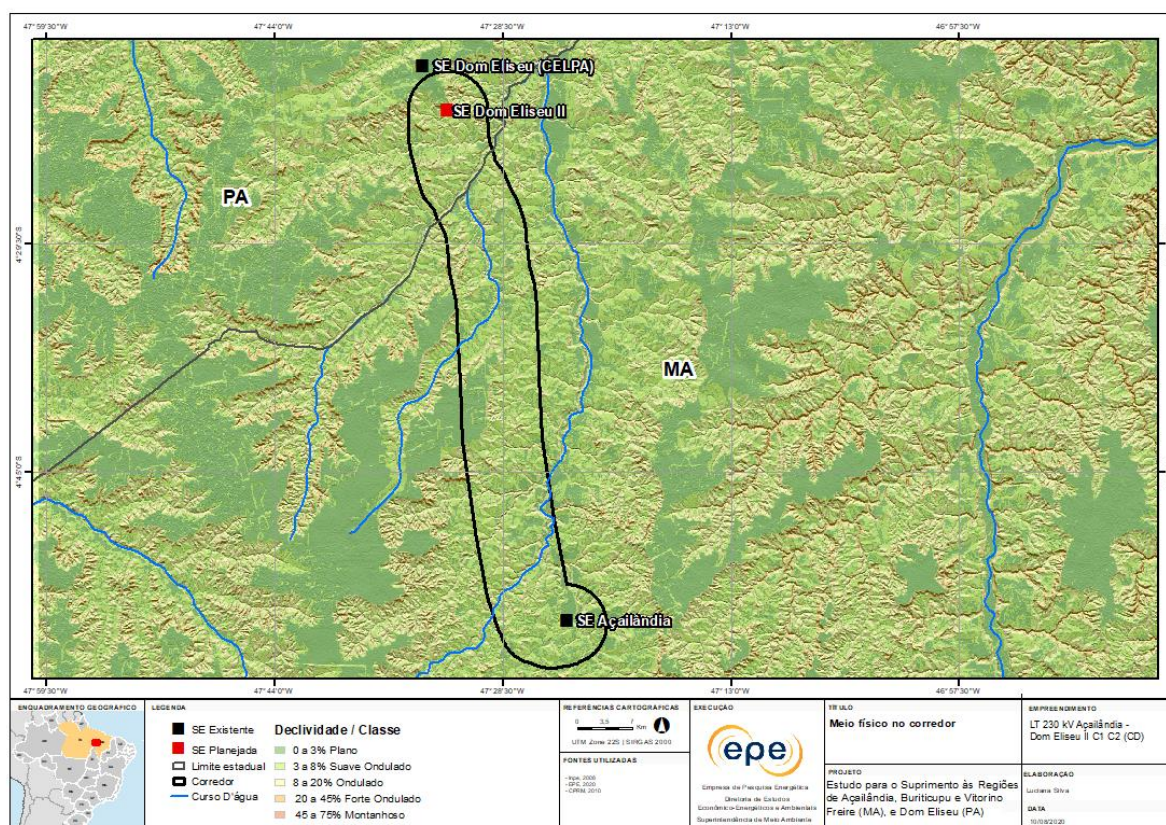


Figura 10 – Declividade no corredor da LT 230 kV Açailândia – Dom Eliseu II C1/C2

Processos Minerários

Segundo a base de dados da ANM (2019), foram identificados nove processos minerários no corredor (Figura 11), sendo cinco em fase de autorização de pesquisa para extração de bauxita, fosfato e minério de ferro; um em fase de requerimento de pesquisa para extração de bauxita; dois em fase de requerimento de licenciamento e um em fase de licenciamento, ambos para extração de areia. Devido a escala, os processos relativos à extração de areia não estão visíveis da Figura 11.

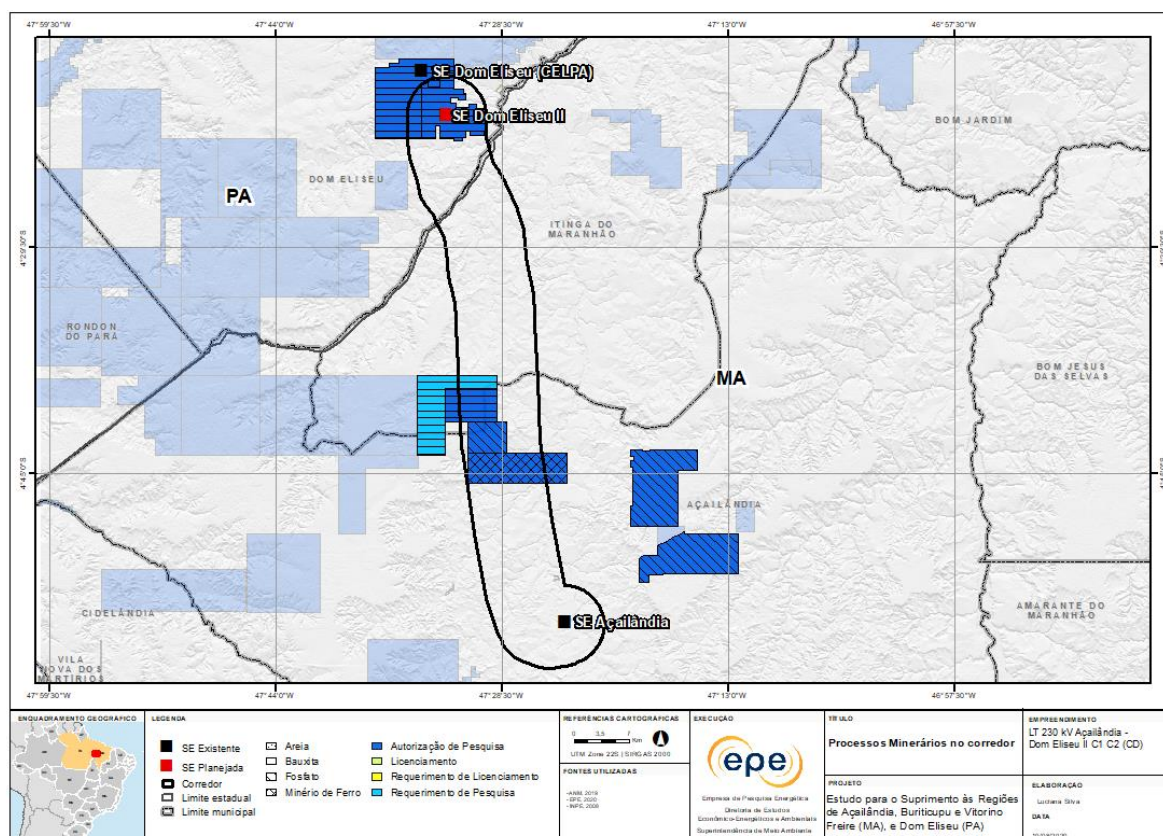


Figura 11 – Processos minerários no corredor da LT 230 kV Açailândia – Dom Eliseu II C1/C2

Áreas com restrições legais e áreas prioritárias para conservação da biodiversidade

Ao longo de seu trajeto o corredor não se sobrepõe a unidade de conservação, terra indígena, território quilombola, cavidade natural e projeto de assentamento (Figura 12). Embora na base consultada não tenha nenhuma caverna registrada, segundo o Mapa de Potencialidade de Ocorrência de Cavernas no Brasil (Cecav, 2012), o corredor atravessa áreas classificadas como de média ocorrência de cavidades subterrâneas.

Nos municípios atravessados pelo corredor não há registro de comunidades quilombolas segundo a base de dados da Fundação Palmares (FCP, 2020).

O corredor engloba parte da APCB AMZ-123, classificada como de importância alta; e da APCB AMZ-128, classificada como de importância extremamente alta, ambas com prioridade de ação para recuperação de áreas degradadas.

Em consulta ao portal <http://portal.iphan.gov.br/sgpa/?consulta=cnsa> (Iphan, 2020), não foram identificadas ocorrências de sítios arqueológicos nos demais municípios.

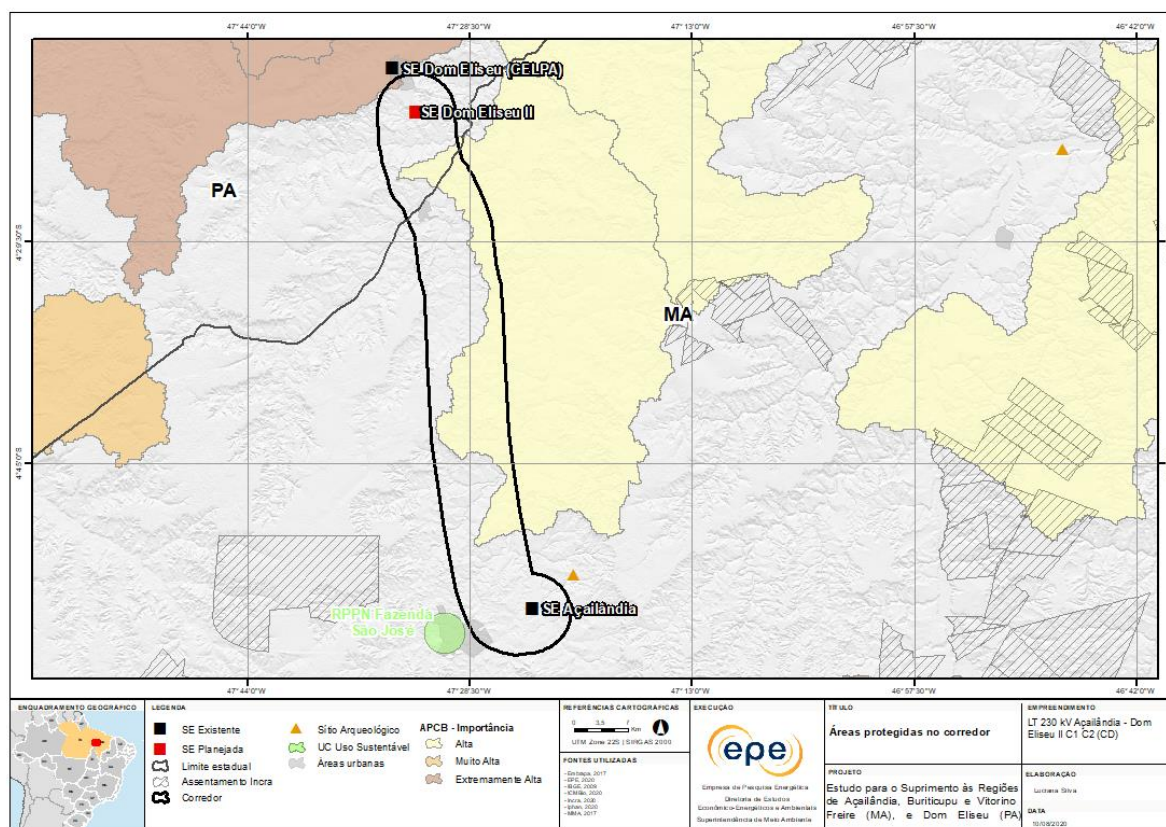


Figura 12 - Áreas de relevância socioambiental no corredor da LT 230 kV Açailândia – Dom Eliseu II C1/C2

Na região atravessada pelo corredor há registro de áreas destinadas ao lazer e turismo tais como os balneários Água Gelada, Vale dos Peixes e Walter Figueiredo, em Açailândia; e o balneário Rio Dary, em Itinga do Maranhão.

Recomendações para o Relatório R3

Deverão ser estudadas, durante a elaboração do Relatório R3 da LT 230 kV Açailândia – Dom Eliseu II C1/C2, as opções de traçado para a futura LT, escolhendo-se a alternativa mais viável do ponto de vista socioambiental, fundiário e construtivo. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para a definição da diretriz da LT planejada, quando da elaboração do referido relatório:

- Verificar a ocorrência de cavernas não cadastradas, tendo em vista que o corredor atravessa áreas classificadas como de média ocorrência de cavidades subterrâneas.
- Atentar para a presença de áreas destinadas ao lazer e turismo ao longo do corredor, tais como os balneários Água Gelada, Vale dos Peixes e Walter Figueiredo, em Açailândia; e o balneário Rio Dary, em Itinga do Maranhão.

- Atentar para a presença das APCBs AMZ-123 e AMZ-128 no corredor, ambas com prioridade de ação para recuperação de áreas degradadas.
- Minimizar interferência em áreas com vegetação nativa tendo em vista que existem poucos remanescentes ao longo do corredor, que estão localizados, principalmente, ao longo dos cursos longo dos cursos d'água e nas áreas de reserva legal.
- Atentar para a presença de áreas de silvicultura ao longo do corredor.
- Evitar sobreposição em processos minerários.
- Levantar e analisar possível restrição de uso do solo no plano diretor dos municípios atravessados pelo corredor, caso exista.
- Evitar interferências nas áreas urbanas e de expansão das cidades ao longo do corredor.
- Evitar interferência no distrito industrial de Açailândia.
- Atentar para a presença dos aeródromos Frimasa Açailândia e Fazenda Bola Sete, nos municípios de Açailândia e Itinga do Maranhão, respectivamente.
- Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.

4 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANM. Agência Nacional de Mineração, 2019. Processos Minerários (arquivos vetoriais). Disponível em: <http://www.anm.gov.br/assuntos/ao-minerador/sigmine>. Acesso em: maio de 2019.

Anac. Agência Nacional de Aviação Civil, 2018. Cadastro de Aeródromos públicos e privados. Disponível em: <http://www.anac.gov.br/assuntos/setor-regulado/aerodromos/cadastro-de-aerodromos-civis>. Acesso em: julho de 2020.

Aneel. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2018. Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico – SIGEL. Disponível em: <http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html>. Acesso em: março de 2020.

Cecav. Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas, 2012. Mapa de potencialidade de ocorrência de cavernas no Brasil, na escala 1:2.500.000. Disponível em: <http://www.icmbio.gov.br/cecav/projetos-e-atividades/potencialidade-de-ocorrencia-de-cavernas.html>. Acesso em: fevereiro de 2012.

_____. Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas, 2019. Cavidades Naturais Subterrâneas Brasileiras. Cadastro Nacional de Informações Espeleológicas (CANIE). Disponível em: <http://www.icmbio.gov.br/cecav/canie.html>. Acesso em: julho de 2019.

CPRM. Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais, 2010. Mapa de Declividade em Percentual do Relevo Brasileiro. Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/publique/Gestao-Territorial/Gestao-Territorial/Mapa-de-Declividade-em-Percentual-do-Relevo-Brasileiro-3497.html>. Acesso em: julho de 2019.

Dnit. Departamento Nacional de Infraestrutura dos Transportes, 2015. Base Cartográfica de malha viária. Disponível em: <http://www.dnit.gov.br/mapas-multimodais/shapefiles>. Acesso em: fevereiro de 2015.

Eletrobras. Centrais Elétricas Brasileiras, 2011. Mapoteca de Unidades de Conservação. [DE/EG/EGA]. Rio de Janeiro: versão: fevereiro de 2011.

Embrapa. Empresa de Pesquisa Agropecuária, 2017. Identificação, mapeamento e quantificação das áreas urbanas do Brasil. Campinas, Comunicado Técnico 4, maio de 2017. Disponível em: http://www.sgte.embrapa.br/produtos/dados/COT04_Areas_Urbanas_Brasil.zip. Acesso em: julho de 2017.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética, 2020. Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro - Web Map EPE. Disponível em: <https://gisepeprd.epe.gov.br/webmapepe/>. Acesso em: junho de 2020.

ESRI. Environmental Systems Research Institute. Arcgis Desktop 10.7.1. Disponível em: <https://www.esri.com/en-us/home>. Acesso em: junho de 2020.

FBDS. Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável, 2018. Mapeamento em Alta Resolução dos Biomas Brasileiros. Disponível em: <http://geo.fbds.org.br/>. Acesso em: junho de 2020.

FCP. Fundação Cultural Palmares, 2020. Comunidades Remanescentes de Quilombos (Atualizada até a Portaria Nº 118/2020, de 20/07/2020. Disponível em: http://www.palmares.gov.br/?page_id=37551. Acesso em: agosto de 2020.

Fiema. Federação das Indústrias do Estado do Maranhão, 2017. Maranhão – Investimentos e Oportunidades Regionais. Disponível em: https://www.fiema.org.br/uploads/revista/6211/s_raXduW2Nyg9U_ntX5WCcLH_2s8ToKt.pdf. Acesso em: agosto de 2020.

Funai. Fundação Nacional do Índio, 2019. Delimitação das Terras Indígenas do Brasil. Disponível em: <http://www.funai.gov.br/index.php/shape>. Acesso em: junho de 2020.

Google. Google Earth Pro 7.3.3.7699. Disponível em: <https://www.google.com/earth/>. Acesso em: maio de 2020.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2009. Base Cartográfica Integrada ao Milionésimo. Disponível em: www.ibge.gov.br. Acesso em: novembro de 2017.

_____. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2016. Base dos Municípios Brasileiros. Disponível em: ftp://geoftp.ibge.gov.br/organizacao_do_territorio/malhas_territoriais/malhas_municipais/municipio_2016/Brasil/BR/. Acesso em: julho de 2017.

_____. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2012. Mapeamento da Cobertura Vegetal Brasileira – escala 1:250.000. Disponível em: http://geoftp.ibge.gov.br/informacoes_ambientais/vegetacao/vetores/escala_250_mil/brasil/. Acesso em: setembro de 2018.

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

Incrá. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2020a. Projetos de Assentamento. Disponível em: <http://acervofundiario.incrá.gov.br/acervo/acv.php>. Acesso em: junho de 2020.

_____. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2020b. Terras Quilombolas. Disponível em: <http://acervofundiario.incra.gov.br/acervo/acv.php>. Acesso em: junho de 2020.

Iphan. Instituto Nacional do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2019. Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos Georreferenciados. Disponível em: <http://portal.iphan.gov.br/cna/pagina/detalhes/1227>. Acesso em: setembro de 2019.

_____. Instituto Nacional do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2020. Sistema de Gerenciamento do Patrimônio Arqueológico. Disponível em: <http://portal.iphan.gov.br/sgpa/?consulta=cnsa>. Acesso em: agosto de 2020.

MMA. Ministério do Meio Ambiente, 2018. Áreas Prioritárias para a Conservação, Uso Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira resultantes do 2º processo de atualização ocorrido durante ano de 2018. Disponível em: <http://areasprioritarias.mma.gov.br/2-atualizacao-das-areas-prioritarias>. Acesso: dezembro de 2019.

_____. Ministério do Meio Ambiente, 2020. Unidades de Conservação Federais e Estaduais. Disponível em: <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>. Acesso em: junho de 2020.

Secid. Secretaria de Estado das Cidades e Desenvolvimento Urbano do Maranhão, 2014. Diagnóstico da Bacia Hidrográfica do Mearim: Volume 2 - Meios Socioeconômico, Situação Ambiental da Bacia, Eventos Críticos Ocorridos, Programas, Projetos e Ações em Andamento na Bacia. Disponível em: <http://www.secid.ma.gov.br/files/2014/10/RESUMO-DIAGNOSTICO-MEARIM-AP-v2.pdf>. Acesso em: julho de 2019.

Setur. Secretaria de Estado de Turismo do Pará, 2014. Inventário turístico de Dom Eliseu. Disponível em: <http://www.setur.pa.gov.br/sites/default/files/domeliseu2014.pdf>. Acesso em: julho de 2020.

VALEC. Engenharia, Construções e Ferrovias S.A., 2019. Ferrovias - Açailândia/MA - Palmas/TO. Disponível em: <http://www.valec.gov.br/ferrovias/ferrovia-norte-sul/trechos/acailandia-ma-palmas-to>. Acesso em: agosto de 2019.

Site consultado:

Lei Nº 4.734, de 18-06-1986. Proíbe a derrubada de palmeira de babaçu e dá outras providências. Disponível em: <https://sogi8.sogi.com.br/Arquivo/Modulo113.MRID109/Registro23588/lei%20n%C2%BA%204.734,%20de%2018-06-1986.pdf>. Acesso em: julho de 2019.

APÊNDICE A – TABELA DE COMPARAÇÃO DA SE 500/230/138 kV SANTA LUZIA III E SECCIONAMENTO DA LT 500 kV AÇAILÂNDIA – MIRANDA II C1

SE 500/230/138 kV Santa Luzia III e seccionamento da LT 500 kV Açailândia – Miranda II C1	
Tabela 1 – Comparação da localização da SE e do ponto de seccionamento (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da localização da SE e do ponto de seccionamento (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
No caso de localização da SE Santa Luzia III e do seccionamento da LT 500 kV Açailândia – Miranda II C1 em local diferente do indicado no Relatório R1, indicar justificativa(s):	
1. Anexar o mapa contendo a área de estudo do Relatório R1, a localização proposta para a SE Santa Luzia III e o ponto de seccionamento da LT 500 kV Açailândia – Miranda II C1 e os principais fatores socioambientais que influenciaram essas definições. 2. Coordenadas da localização proposta para a SE Santa Luzia III e o ponto de seccionamento da LT 500 kV Açailândia – Miranda II C1: 3. Encaminhar arquivos digitais da localização da subestação e do seccionamento (formato KML e <i>shapefile</i>).	
Pontos notáveis verificados no Relatório R3, não identificados no Relatório R1	
Recomendações do Relatório R1 e atendimento no Relatório R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Em caso negativo, favor justificar.
1. Avaliar na área de estudo um terreno compatível com as dimensões e arranjo planejados no respectivo Relatório R4 para implantação da SE 500/230/138 kV Santa Luzia III, de forma que não apresente restrições para a chegada e saída de futuras linhas.	
2. Verificar o melhor ponto para o seccionamento da LT 500 kV Açailândia – Miranda II C1.	
3. Levantar junto à Prefeitura de Santa Luzia eventuais restrições em relação à área indicada, verificando possíveis interferências com a SE 500/230/138 kV Santa Luzia III.	
4. Verificar a ocorrência de cavernas não cadastradas, tendo em vista que a área é classificada como de média ocorrência de cavidades subterrâneas.	

5. Evitar interferência em remanescentes de vegetação nativa, de forma a evitar a supressão, principalmente do babaçu, tendo em vista que no estado do Maranhão o corte é regulado pela Lei Estadual nº 4.734/86 (atualizada pelas Leis nºs 7.824/03 e 9.370/11).	
6. Considerar a base de dados existente no Cadastro Ambiental Rural para a avaliação fundiária.	

APÊNDICE B – TABELA DE COMPARAÇÃO DA AMPLIAÇÃO SE 500 kV AÇAILÂNDIA (pátios de 230/69 kV)

Ampliação da SE 500 kV Açailândia (pátios de 230/69 kV)	
Tabela 1 – Comparação da localização da SE (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da localização da SE (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
No caso de localização da ampliação da SE Açailândia em local diferente do indicado no Relatório R1, indicar justificativa(s):	
1. Anexar o mapa contendo a área de estudo do Relatório R1, a localização proposta para a SE Açailândia e os principais fatores socioambientais que influenciaram essas definições. 2. Coordenadas da localização proposta para a SE Açailândia: 3. Encaminhar arquivos digitais da localização da subestação (formato KML e <i>shapefile</i>).	
Pontos notáveis verificados no Relatório R3, não identificados no Relatório R1	
Recomendações do Relatório R1 e atendimento no Relatório R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Em caso negativo, favor justificar.
1. Avaliar na área de estudo um terreno compatível com as dimensões e arranjo planejados no respectivo Relatório R4 para implantação dos novos pátios de 230 e 69 kV, preferencialmente ao lado da SE 500 kV Açailândia (existente), de forma que não apresente restrições para a chegada e saída de futuras linhas.	
2. Verificar em campo as características do terreno sugerido pela concessionária TBE/EATE, apontando as principais restrições para a implantação dos novos pátios de 230 e 69 kV, caso seja observado algum impeditivo na área indicada para a ampliação da subestação.	
3. Levantar junto à Prefeitura de Açailândia eventuais restrições em relação à área indicada, verificando possíveis interferências com a implantação dos novos pátios de 230 e 69 kV.	

4. Evitar interferência em vegetação nativa, de forma a evitar a supressão, tendo em vista que existem poucos remanescentes na área, priorizando-se áreas já antropizadas para a ampliação da subestação.	
5. Considerar a base de dados existente no Cadastro Ambiental Rural para a avaliação fundiária.	

APÊNDICE C – TABELA DE COMPARAÇÃO DA SE 230/69 kV DOM ELISEU II

SE 230/69 kV Dom Eliseu II	
Tabela 1 – Comparação da localização da SE (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da localização da SE (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
No caso de localização da SE Dom Eliseu II em local diferente do indicado no Relatório R1, indicar justificativa(s):	
1. Anexar o mapa contendo a área de estudo do Relatório R1, a localização proposta para a SE Dom Eliseu II e os principais fatores socioambientais que influenciaram essas definições. 2. Coordenadas da localização proposta para a SE Dom Eliseu II: 3. Encaminhar arquivos digitais da localização da subestação (formato KML e <i>shapefile</i>).	
Pontos notáveis verificados no Relatório R3, não identificados no Relatório R1	
Recomendações do Relatório R1 e atendimento no Relatório R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Em caso negativo, favor justificar.
1. Avaliar na área de estudo um terreno compatível com as dimensões e arranjo planejados no respectivo Relatório R4 para implantação da SE 230/69 kV Dom Eliseu II, de forma que não apresente restrições para a chegada e saída de futuras linhas.	
2. Levantar junto à Prefeitura de Dom Eliseu sobre eventuais restrições em relação à área indicada, verificando possíveis interferências com a SE 230/69 kV Dom Eliseu II.	
3. Atentar para a presença da APCB AMZ-128, cuja ação prioritária é voltada para a recuperação de áreas degradadas.	
4. Verificar a ocorrência de cavernas não cadastradas, tendo em vista que cerca de 50% da área é classificada como de média ocorrência de cavidades subterrâneas.	

5. Evitar interferência em remanescentes de vegetação nativa, de forma a evitar a supressão, tendo em vista que a maioria está localizado em áreas de reserva legal e de preservação permanente.	
6. Atentar para a presença de processos minerários, e desviar daqueles que se encontram em estágio mais avançado.	
7. Considerar a base de dados existente no Cadastro Ambiental Rural para a avaliação fundiária.	

APÊNDICE D – TABELA DE COMPARAÇÃO DA DIRETRIZ DA LT 230 KV AÇAILÂNDIA – DOM ELISEU II C1/C2

LT 230 kV Açailândia – Dom Eliseu II C1/C2	
Tabela 1 - 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): 69 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 e <i>shapefile</i>).	
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. Verificar a ocorrência de cavernas não cadastradas, tendo em vista que o corredor atravessa áreas classificadas como de média ocorrência de cavidades subterrâneas.	
2. Atentar para a presença de áreas destinadas ao lazer e turismo ao longo do corredor, tais como os balneários Água Gelada, Vale dos Peixes e Walter Figueiredo, em Açailândia; e o balneário Rio Dary, em Itinga do Maranhão.	
3. Atentar para a presença das APCBs AMZ-123 e AMZ-128 no corredor, ambas com prioridade de ação para recuperação de áreas degradadas.	
4. Minimizar interferência em áreas com vegetação nativa tendo em vista que existem poucos remanescentes ao longo do corredor, que estão localizados, principalmente, ao longo dos cursos d'água e nas áreas de reserva legal.	

5. Atentar para a presença de áreas de silvicultura ao longo do corredor.	
6. Evitar sobreposição em processos minerários.	
7. Levantar e analisar possível restrição de uso do solo no plano diretor dos municípios atravessados pelo corredor, caso exista.	
8. Evitar interferências nas áreas urbanas e de expansão das cidades ao longo do corredor.	
9. Evitar interferência no distrito industrial de Açailândia.	
10. Atentar para a presença dos aeródromos Frimasa Açailândia e Fazenda Bola Sete, nos municípios de Açailândia e Itinga do Maranhão, respectivamente.	
11. Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.	