



Empresa de Pesquisa Energética

ESTUDOS PARA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

Análise Técnico-Econômica de Alternativas: Relatório R1

Estudo de Atendimento às Regiões Leste do Estado
do Maranhão e Centro-Norte Piauiense

DEZEMBRO DE 2023

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)



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo do MME

Efrain Pereira da Cruz

Secretário de Transição Energética e Planejamento

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Secretário de Energia Elétrica

Gentil Nogueira de Sá Junior

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

Pietro Adamo Sampaio Mendes

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Vitor Eduardo de Almeida Saback

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO- ECONÔMICA E SOCIOAMBIENTAL DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

*Estudo de Atendimento às Regiões
Leste do Estado do Maranhão e
Centro-Norte Piauiense*



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 Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Reinaldo da Cruz Garcia

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Angela Regina Livino de Carvalho

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

Sede

Esplanada dos Ministérios, Bloco "U", sala 744
70065-900 - Brasília – DF

Escritório Central

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

Coordenação Geral

Reinaldo da Cruz Garcia

Coordenação Executiva

Thiago de Faria Rocha Dourado Martins

Equipe Técnica

Daniel José Tavares de Souza
Dourival de Souza Carvalho Junior
Fabiano Schmidt
Igor Chaves
João Alves da Silva Neto
Luiz Felipe Froede Lorentz
Marcelo Willian Henriques Szrajbman
Maria de Fátima de Carvalho Gama
Rafael de Carvalho Caetano
Rafael Theodoro Alves e Mello
Vinicius Ferreira Martins

EPE-DEE-RE-078/2023-rev0

Data: 28/12/2023

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



Empresa de Pesquisa Energética

Contrato

Data de assinatura

Projeto

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

Área de estudo

Diagnóstico Regional da Rede Elétrica

Sub-área de estudo

GET Norte/Nordeste

Produto (Nota Técnica ou Relatório)

EPE-DEE-RE-078/2023-rev0

Estudo de Atendimento às Regiões Leste do Estado do Maranhão e Centro-Norte Piauiense

Revisões

Data

Descrição sucinta

rev0

28/12/2023

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 apresenta o estudo de alternativas para a expansão do sistema de transmissão das regiões leste do estado do Maranhão e centro-norte do estado do Piauí, para possibilitar o atendimento aos consumidores com padrões de qualidade e confiabilidade no horizonte de longo prazo, avaliando os aspectos técnicos, econômicos e socioambientais.

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO	7
SUMÁRIO	8
ÍNDICE DE FIGURAS	11
ÍNDICE DE TABELAS	15
1 INTRODUÇÃO	17
1.1 Região Leste do Maranhão	17
1.2 Região Centro-Norte Piauiense	18
2 CONCLUSÕES	20
2.1 Região Leste do Maranhão	20
2.2 Região Centro-Norte Piauiense	21
2.3 Investimentos Totais	23
3 RECOMENDAÇÕES	24
3.1 Região Leste do Maranhão	24
3.2 Atendimento ao Consumidor Heineken	25
3.3 Região Centro-Norte Piauiense	26
3.4 Recomendações Gerais	27
3.5 Sequenciamento de eventos	28
4 DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS	31
4.1 Critérios Básicos	31
4.2 Base de Dados	31
4.3 Mercado	31
4.4 Limites Operativos	33
4.4.1 Tensão Nominal	33
4.4.2 Carregamento	33
4.5 Parâmetros Econômicos	33
4.6 Cenários de Geração e Intercâmbio Energético	34
4.7 Patamares de Carga	35
5 DIAGNÓSTICO	36
5.1 Região Leste do Maranhão	36
5.2 Região Centro-Norte Piauiense	36
6 DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS	40
6.1 Região Leste do Maranhão	40
6.1.1 Alternativa 1	40
6.1.2 Alternativa 2	41

6.1.3	Alternativa 3	41
6.1.4	Alternativa 4	42
6.2	Região Centro-Norte Piauiense	43
6.2.1	Alternativa 1	46
6.2.2	Alternativa 2	47
7	ANÁLISE DE DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE.....	48
7.1	Região Leste do Maranhão	48
7.1.1	Alternativa 1	48
7.1.2	Alternativa 2	51
7.1.3	Alternativa 3	54
7.1.4	Alternativa 4	57
7.2	Região Centro-Norte Piauiense	60
7.2.1	Alternativa 1	61
7.2.2	Alternativa 2	67
8	ANÁLISE ECONÔMICA.....	73
8.1	Região Leste do Maranhão	73
8.2	Conexão do Consumidor Heineken	74
8.3	Região Centro-Norte Piauiense	78
9	ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO DAS NOVAS LINHAS DE TRANSMISSÃO E TRANSFORMADORES.....	79
9.1	Região Leste do Maranhão	79
9.1.1	Energização em cascata no sentido Teresina II → Caxias II → Coelho Neto	79
9.1.2	Energização em cascata no sentido Coelho Neto II → Caxias II → Teresina II	82
9.1.3	Rejeição da LT 230 kV Caxias II – Teresina II C1	85
9.1.4	Rejeição da LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto C1	87
9.2	Região Centro-Norte Piauiense	89
10	CURTO-CIRCUITO	90
11	AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS	92
11.1	Dados e Premissas	92
11.2	Critérios Para Análises Elétricas e Comparações Econômicas	94
11.3	Avaliações Econômicas.....	95
11.3.1	Seleção dos cabos condutores - LT1: LT 230 kV Caxias II – Teresina II, C1, CS.....	95
11.3.2	Seleção dos cabos condutores – LT2: LT 230 kV Teresina – Teresina III, C1, CS	95
11.4	Características Técnicas da Solução de Referência.....	96
11.4.1	Características elétricas – LT1: LT 230 kV Caxias II – Teresina II, C1, CS.....	96
11.4.2	Características construtivas – LT1: LT 230 kV Caxias II – Teresina II, C1, CS	97
11.4.3	Características elétricas – LT2: LT 230 kV Teresina – Teresina III, C1, CS.....	97

11.4.4	Características construtivas – LT2: LT 230 kV Teresina – Teresina III, C1, CS.....	98
11.4.5	Estimativas iniciais para faixa de segurança.....	99
12	ANÁLISE DE RESSONÂNCIA E EXTINÇÃO DE ARCO SECUNDÁRIO.....	100
12.1	Procedimentos e Critérios de Análise.....	100
12.2	LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto, C1	101
13	RECOMENDAÇÕES PARA RELATÓRIO R2	103
13.1	Linhas de Transmissão.....	103
13.2	LT 230 kV Caxias II – Teresina II, C1	103
13.3	LT 230 kV Teresina – Teresina III, C1	103
14	ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL PRELIMINAR	104
15	REFERÊNCIAS	105
16	EQUIPE TÉCNICA	106
17	ANEXOS.....	107
17.1	Parâmetros dos Equipamentos.....	107
17.2	Perdas Elétricas das Alternativas.....	108
17.2.1	Região Leste do Maranhão	108
17.2.2	Região Centro-Norte Piauiense	110
17.3	Plano de Obras e Estimativa de Investimentos	112
17.3.1	Região Leste do Maranhão.....	112
17.3.2	Atendimento ao Consumidor Heineken.....	116
17.3.3	Região Centro-Norte Piauiense	117
17.4	Formulários de Consultas sobre a Viabilidade de Expansões das Subestações e Desativação/Adequações em Linhas de Transmissão.....	119
17.4.1	Subestação Caxias II.....	119
17.4.2	Subestação Teresina II	134
17.4.3	Subestação Teresina III.....	140
17.4.4	Reconstrução do trecho de linha em 230 kV entre a SE Caxias II e o ponto de derivação para a SE Coelho Neto	146
17.4.5	Desativação das LTs 230 kV Peritoró – Caxias II e Coelho Neto - Teresina	154
17.4.6	LT 230 kV Teresina – Piripiri.....	162
17.4.7	Ata de Reunião EPE-ONS sobre teleproteção LT de uso exclusivo Heineken.....	165
17.4.8	Lançamento cabo OPGW em trecho de LT 230 kV da Equatorial-MA	170
17.5	Cenários de Geração.....	177
17.6	FICHA PET	180
17.7	Nota Técnica EPE/DEA/SMA 012/2023.....	189

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 – Diagrama esquemático da rede de 230 kV responsável pelo suprimento de energia elétrica à região leste do estado do Maranhão – Fonte: Eletrobras Eletronorte	17
Figura 3-1 – Diagrama Esquemático da solução recomendada (Alternativa 2) – Região leste do Maranhão	25
Figura 3-2 – Diagrama Esquemático da solução recomendada (Alternativa 3) – Atendimento ao consumidor Heineken.....	26
Figura 3-3 – Diagrama Esquemático da solução recomendada (Alternativa 1) – Região Centro-Norte Piauiense	27
Figura 3-4 - Diagrama unifilar - Sequenciamento dos eventos	30
Figura 5-1 – Carregamentos da LT 230 kV Teresina – Piripiri - Cenário 2 – Carga Média	37
Figura 5-2 - Região Centro-Norte Piauiense – Ano 2029 – CEN2 – Carga Média – Regime Normal de Operação.....	37
Figura 5-3 - Região Centro-Norte Piauiense – Ano 2029 – CEN2 – Carga Média – Contingência da LT 230 kV Teresina III - Piripiri	38
Figura 5-4 – SE Ibiapina II – Ano 2029 – Carga Mínima – Geração Máxima – Contingência de 1 transformador 230/69 kV	39
Figura 5-5 – SE Ibiapina II – Ano 2038 – Carga Máxima – Geração Mínima – Contingência de 1 transformador 230/69 kV	39
Figura 6-1 – Alternativa 1 – Região Leste do Maranhão.....	40
Figura 6-2 – Alternativa 2 – Região Leste do Maranhão.....	41
Figura 6-3 – Alternativa 3 – Região Leste do Maranhão.....	42
Figura 6-4 – Alternativa 4 – Região Leste do Maranhão.....	43
Figura 6-5 —CEN2 - Carga Média - Ano 2030 - Contingência de 1 ATR 500/230 kV da SE Tianguá II44	
Figura 6-6 – CEN2 – Carga Média – Ano 2030 – Regime Normal de Operação.....	45
Figura 6-7 – CEN2 – Carga Média – Ano 2030 – Contingência da LT 230 kV Teresina – Teresina II C1	45
Figura 6-8 - Alternativa 1 – Região Centro-Norte Piauiense	46
Figura 6-9 - Alternativa 2 – Região Centro-Norte Piauiense	47
Figura 7-1 – Alternativa 1 – Região Leste do Maranhão - Regime Normal de Operação – Carga Leve - Cenário de Geração 2 - 2029	49
Figura 7-2 – Alternativa 1 – Região Leste do Maranhão - Regime Normal de Operação – Carga Pesada - Cenário de Geração 2 - 2037	49
Figura 7-3 – Alternativa 1 – Região Leste do Maranhão – Contingência da LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto C1 – Carga Pesada - Cenário de Geração 2 - 2037	50
Figura 7-4 – Alternativa 1 – Região Leste do Maranhão – Contingência da LT 230 kV Peritoró - Caxias II C1 – Carga Pesada - Cenário de Geração 2 – 2037.....	50
Figura 7-5 – Alternativa 2 – Região Leste do Maranhão - Regime Normal de Operação – Carga Leve - Cenário de Geração 2 - 2029	51

Figura 7-6 – Alternativa 2 – Região Leste do Maranhão - Regime Normal de Operação – Carga Pesada - Cenário de Geração 2 - 2037	52
Figura 7-7 – Alternativa 2 – Região Leste do Maranhão – Contingência da LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto C1 – Carga Pesada - Cenário de Geração 2 - 2037	52
Figura 7-8 – Alternativa 2 – Região Leste do Maranhão – Contingência da LT 230 kV Caxias II – Teresina II C1 – Carga Pesada - Cenário de Geração 2 – 2037	53
Figura 7-9 – Alternativa 2 – Região Leste do Maranhão – Contingência da LT 230 kV Miranda II – Peritoró C1 – Carga Pesada - Cenário de Geração 2 - 2037	53
Figura 7-10 – Alternativa 2 – Região Leste do Maranhão – Contingência da LT 230 kV Presidente Dutra – Peritoró C1 – Carga Pesada - Cenário de Geração 2 – 2037	54
Figura 7-11 – Alternativa 3 – Região Leste do Maranhão - Regime Normal de Operação – Carga Leve - Cenário de Geração 2 – 2029	55
Figura 7-12 – Alternativa 3 – Região Leste do Maranhão - Regime Normal de Operação – Carga Pesada - Cenário de Geração 2 - 2037.....	55
Figura 7-13 – Alternativa 3 – Região Leste do Maranhão – Contingência da LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto C1 – Carga Pesada - Cenário de Geração 2 – 2037	56
Figura 7-14 – Alternativa 3 – Região Leste do Maranhão – Contingência da LT 230 kV Caxias II – Teresina II C1 – Carga Pesada - Cenário de Geração 2 – 2037	56
Figura 7-15 – Alternativa 3 – Região Leste do Maranhão – Contingência da LT 230 kV Peritoró - Caxias II C1 – Carga Pesada - Cenário de Geração 2 – 2037	57
Figura 7-16 – Alternativa 4 – Região Leste do Maranhão - Regime Normal de Operação – Carga Leve - Cenário de Geração 2 – 2029	58
Figura 7-17 – Alternativa 4 – Região Leste do Maranhão - Regime Normal de Operação – Carga Pesada - Cenário de Geração 2 - 2037.....	58
Figura 7-18 – Alternativa 4 – Região Leste do Maranhão – Contingência da LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto C1 – Carga Pesada - Cenário de Geração 2 – 2037	59
Figura 7-19 – Alternativa 4 – Região Leste do Maranhão – Contingência da LT 230 kV Coelho Neto – Teresina C1 – Carga Pesada - Cenário de Geração 2 – 2037.....	59
Figura 7-20 – Alternativa 4 – Região Leste do Maranhão – Contingência da LT 230 kV Peritoró - Caxias II C1 – Carga Pesada - Cenário de Geração 2 – 2037	60
Figura 7-21 - Alternativa 1 – Região Centro-Norte Piauiense - Cenário 2 – Carga Média - Regime Normal de Operação – Ano 2029	61
Figura 7-22 – Alternativa 1 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 230 kV Teresina III - Piripiri – Ano 2029	61
Figura 7-23 – Alternativa 1 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 230 kV Teresina - Teresina III – Ano 2029	62
Figura 7-24 – Alternativa 1 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 230 kV Teresina - Teresina II C1 e C2 – Ano 2029.....	62
Figura 7-25 - Alternativa 1 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Teresina IV - VEA II – Ano 2029	63
Figura 7-26 - Alternativa 1 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Teresina IV - Teresina II C1 – Ano 2029	63
Figura 7-27 - Alternativa 1 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média - Regime Normal de Operação – Ano 2037	64

Figura 7-28 - Alternativa 1 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 230 kV Teresina III - Piri-piri – Ano 2037	64
Figura 7-29 - Alternativa 1 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 230 kV Teresina - Piri-piri – Ano 2037	65
Figura 7-30 - Alternativa 1 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 230 kV Teresina – Teresina II C1 e C2 – Ano 2037	65
Figura 7-31 - Alternativa 1 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Teresina IV – VEA II – Ano 2037	66
Figura 7-32 - Alternativa 1 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Teresina IV – Teresina II – Ano 2037	66
Figura 7-33 – Alternativa 2 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Regime Normal de Operação – Ano 2029	67
Figura 7-34 – Alternativa 2 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 230 kV Teresina III – Piri-piri C1 – Ano 2029.....	67
Figura 7-35 – Alternativa 2 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 230 kV Teresina - Teresina III – Ano 2029.....	68
Figura 7-36 – Alternativa 2 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 230 kV Teresina - Teresina II C1 e C2 – Ano 2029.....	68
Figura 7-37 - Alternativa 2 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Teresina IV – VEA II - Ano 2029	69
Figura 7-38 - Alternativa 2 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Teresina IV – Teresina II - Ano 2029.....	69
Figura 7-39 - Alternativa 2 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Regime Normal de Operação - Ano 2037.....	70
Figura 7-40 - Alternativa 2 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 230 kV Teresina III – Piri-piri C1 - Ano 2037	70
Figura 7-41 - Alternativa 2 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 230 kV Teresina - Teresina III - Ano 2037	71
Figura 7-42 - Alternativa 2 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 230 kV Teresina - Teresina II C1 e C2 - Ano 2037	71
Figura 7-43 - Alternativa 2 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Teresina IV - VEA II - Ano 2037	72
Figura 7-44 - Alternativa 2 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Teresina IV – Teresina II - Ano 2037.....	72
Figura 8-1 - Alternativa 1 – Atendimento ao consumidor Heineken.....	75
Figura 8-2 - Alternativa 2 – Atendimento ao consumidor Heineken.....	75
Figura 8-3 - Alternativa 3 – Atendimento ao consumidor Heineken.....	76
Figura 9-1 – Pré-Energização da LT 230 kV Caxias II – Teresina II C1 a partir de Teresina II.....	80
Figura 9-2 – Energização da LT 230 kV Caxias II – Teresina II C1 a partir de Teresina II.....	80
Figura 9-3 – Pré-Energização da LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto C1 a partir de Caxias II.....	81
Figura 9-4 – Energização da LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto C1 a partir de Caxias II.....	82
Figura 9-5 – Pré-Energização da LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto II C1 a partir de Coelho Neto...	83
Figura 9-6 – Energização da LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto C1 a partir de Coelho Neto	83

Figura 9-7 – Pré-Energização da LT 230 kV Caxias II –Teresina II C1 a partir de Caxias II.....	84
Figura 9-8 – Energização da LT 230 kV Caxias II – Teresina II C1 a partir de Caxias II.....	85
Figura 9-9 – Pré-Rejeição da LT 230 kV Caxias II – Teresina II C1.....	86
Figura 9-10 – Rejeição da LT 230 kV Caxias II – Teresina II C1 com abertura na SE Teresina II.....	86
Figura 9-11 – Rejeição da LT 230 kV Caxias II – Teresina II C1 com abertura na SE Caxias II.....	87
Figura 9-12 – Rejeição da LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto C1 com abertura na SE Coelho Neto..	88
Figura 9-13 – Rejeição da LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto C1 com abertura na SE Caxias II.....	88
Figura 11-1 - Dados técnicos básicos da LT 230 kV Caxias II – Teresina II, C1, CS.....	97
Figura 11-2 - Dados técnicos básicos da LT 230 kV Teresina – Teresina III, C1, CS.....	98
Figura 12-1 - LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto, C1. Prospecção da tensão induzida, em p.u., com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados. Terminal Caxias II.....	102

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2-1 – Custos de investimento e perdas (R\$ x 1000) – Região Leste do Maranhão.....	20
Tabela 2-2– Custo de investimento e perdas (R\$ x 1000) – Atendimento ao consumidor Heineken	20
Tabela 2-3 - Custos de investimento e perdas (R\$ x 1000) – Região Centro-Norte Piauiense.....	21
Tabela 2-4 – Cálculo referencial de margens após	22
Tabela 3-1 - Principais obras em linhas de transmissão - Região leste do Maranhão	24
Tabela 3-2 – Principais obras em subestações de Rede Básica - Região leste do Maranhão	24
Tabela 3-3 – Principais obras em linhas de transmissão – Atendimento ao consumidor Heineken	25
Tabela 3-4 – Principais obras em linhas de transmissão – Região Centro-Norte Piauiense	26
Tabela 3-5 – Principais obras em subestações de Rede Básica – Região Centro-Norte Piauiense.....	26
Tabela 3-6 – Sequenciamento de eventos.....	29
Tabela 4-1 – Patamar de Carga Pesada	32
Tabela 4-2 – Patamar de Carga Média.....	32
Tabela 4-3 – Patamar de Carga Leve.....	33
Tabela 4-4 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão	33
Tabela 8-1– Custo de investimento e perdas (R\$ x 1000) – Região Leste do Maranhão	73
Tabela 8-2– Custo de investimento (R\$ x 1000) – Análise de sensibilidade referente ao reator de 20 Mvar instalado atualmente na SE Coelho Neto.....	74
Tabela 8-3– Custo de investimento e perdas (R\$ x 1000) – Atendimento à Heineken	77
Tabela 8-4– Custo de investimento e perdas (R\$ x 1000) – Região Centro Norte Piauiense.....	78
Tabela 10-1 - Níveis de Curto-Circuito Máximo (kA).....	90
Tabela 10-2 - Níveis de Curto-Circuito Mínimo (MVA).....	91
Tabela 11-1 - Novas Linhas de Transmissão aéreas	92
Tabela 11-2 - Dados do ambiente	92
Tabela 11-3 - Dados para avaliação econômica	93
Tabela 11-4 - Dados do sistema – Fluxos para cálculo de perdas – LT1.....	93
Tabela 11-5 - Dados do sistema – Fluxos para cálculo de perdas – LT2.....	94
Tabela 11-6 - Dados do sistema – Fluxos máximos observados para diferentes condições de operação	94
Tabela 11-7 - Configurações com menor custo total – LT1	95
Tabela 11-8 - Configurações com menor custo total – LT2	96
Tabela 11-9 - Características elétricas básicas da LT 230 kV Caxias II – Teresina II, C1, CS.....	96
Tabela 11-10 - Coordenadas da silhueta típica da LT 230 kV em CS.....	97
Tabela 11-11 - Características elétricas básicas da LT 230 kV Teresina – Teresina III, C1, CS	98
Tabela 11-12 - Coordenadas da silhueta típica da LT 230 kV em CS.....	99
Tabela 11-13 - Estimativas iniciais para faixa de segurança	99

Tabela 12-1 - LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto, C1. Detalhamento da transposição.....	101
Tabela 12-2 - LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto, C1. Corrente de arco secundário a 60 Hz, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados.....	101
Tabela 17-1 – Características Elétricas das Linhas de Transmissão Recomendadas.....	107
Tabela 17-2 - Parâmetros dos Transformadores Novos	107
Tabela 17-3 - Geração da Barra Slack [MW] – Região Leste do Maranhão	108
Tabela 17-4 - Diferencial de Perdas Elétricas [MW] – Região Leste do Maranhão	109
Tabela 17-5 - Geração da Barra Slack [MW] – Região Centro-Norte Piauiense.....	110
Tabela 17-6 - Diferencial de Perdas Elétricas [MW] – Região Centro-Norte Piauiense.....	111
Tabela 17-7 – Plano de obras e estimativa de investimentos - Alternativa 1 – Região Leste do Maranhão	112
Tabela 17-8 – Plano de obras e estimativa de investimentos - Alternativa 2 – Região Leste do Maranhão	113
Tabela 17-9 – Plano de obras e estimativa de investimentos - Alternativa 3 – Região Leste do Maranhão	114
Tabela 17-10 – Plano de obras e estimativa de investimentos - Alternativa 4 – Região Leste do Maranhão	115
Tabela 17-11 – Plano de obras e estimativa de investimentos - Alternativa 1 – Atendimento ao Consumidor Heineken	116
Tabela 17-12 – Plano de obras e estimativa de investimentos - Alternativa 2 – Atendimento ao Consumidor Heineken	116
Tabela 17-13 Plano de obras e estimativa de investimentos - Alternativa 3 – Atendimento ao Consumidor Heineken	116
Tabela 17-14 – Plano de obras e estimativa de investimentos - Alternativa 1 (vencedora) – Região Centro-Norte Piauiense	117
Tabela 17-15 – Plano de obras e estimativa de investimentos - Alternativa 2 – Região Centro-Norte Piauiense	118
Tabela 17-16 - Cenário 2 - Norte e Nordeste Secos; Nordeste Exportador; Carga Leve	177
Tabela 17-17 - Cenário 2 - Norte e Nordeste Secos; Nordeste Exportador; Carga Média	178
Tabela 17-18 - Cenário 2 - Norte e Nordeste Secos; Nordeste Exportador; Carga Pesada.....	179

1 INTRODUÇÃO

1.1 Região Leste do Maranhão

O suprimento de energia elétrica à região leste do estado do Maranhão é realizado por meio das subestações da Rede Básica de Fronteira Caxias II 230/69 kV e Coelho Neto 230/69 kV, ambas alimentadas pela LT 230 kV Peritoró – Teresina, que foi construída em 1970, ou seja, há mais de 50 anos, e seccionada ao longo do tempo para permitir o suprimento dessas duas subestações.

A SE Coelho Neto entrou em operação em 1996, sendo inicialmente suprida por um tape da LT 230 kV Peritoró – Teresina, construído em postes de concreto. Em 2006 o seccionamento da LT Peritoró – Teresina foi finalizado, permitindo assim o atendimento ao critério de confiabilidade “N-1” na SE Coelho Neto. Por sua vez, a SE Caxias II entrou em operação em 2021, sendo suprida por meio do seccionamento da LT Peritoró – Coelho Neto.

Em 2018 a Eletrobras Eletronorte cadastrou a LT 230 kV Peritoró – Caxias II – Teresina no sistema SGPMR, solicitando a reconstrução do ativo em razão do atingimento da sua vida útil física. Além disso, é importante mencionar que o trecho de linha da LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto foi construído em postes de concreto, como mencionado anteriormente, o que traz várias fragilidades. A Figura 1-1 mostra um diagrama esquemático da rede 230 kV desta região, com as características de cada trecho de LT e o seu ano de entrada em operação.

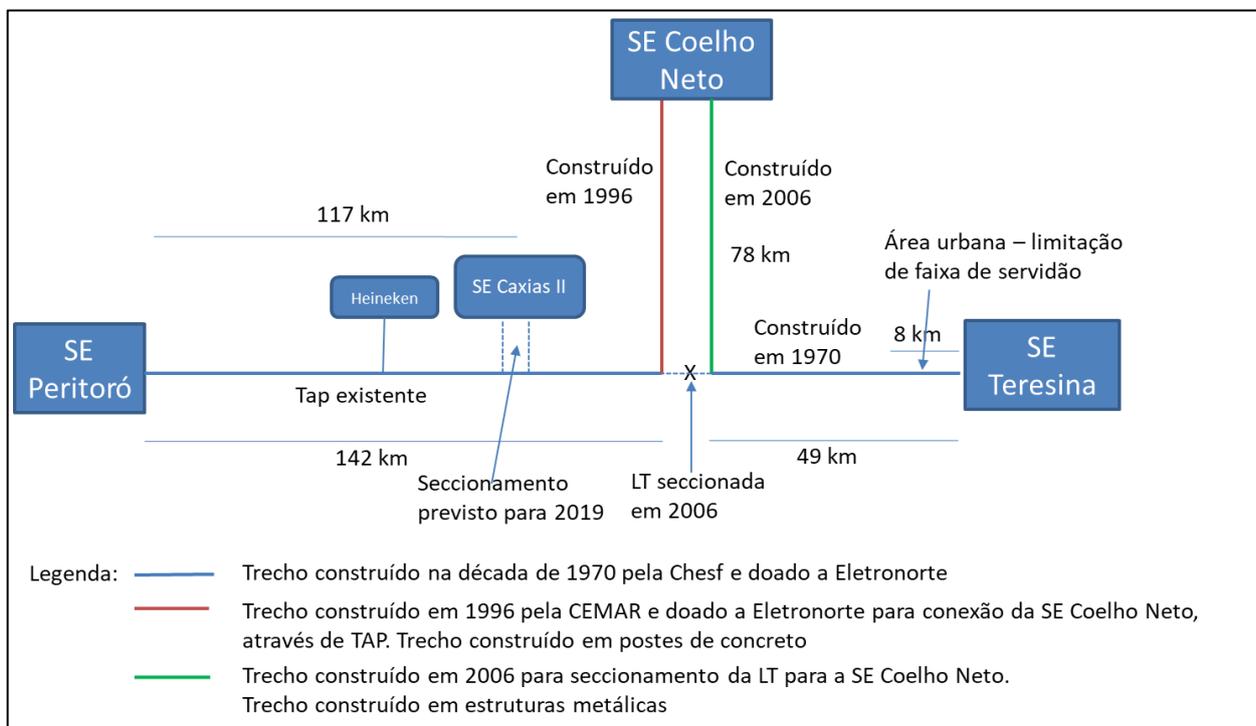


Figura 1-1 – Diagrama esquemático da rede de 230 kV responsável pelo suprimento de energia elétrica à região leste do estado do Maranhão – Fonte: Eletrobras Eletronorte

Portanto, levando-se em consideração os comprimentos de LT envolvidos, bem como a degradação e obsolescência de componentes, tais como, sistemas de aterramento, estruturas, suportes, isoladores,

ferragens, cabos para-raios ou condutores, etc., torna-se necessária a realização de um estudo de planejamento com o objetivo de indicar a solução estrutural de mínimo custo global para a região leste do estado do Maranhão, que seja capaz de garantir o atendimento aos consumidores com padrões de qualidade e confiabilidade adequados.

1.2 Região Centro-Norte Piauiense

O sistema de transmissão da região Nordeste tem sido bastante impactado com a crescente inserção de empreendimentos de fonte renovável, especialmente de usinas eólicas e fotovoltaicas, o que tem demandado cada vez mais investimentos na rede para viabilizar o escoamento desses projetos. Em dezembro de 2021 e março de 2022 a EPE publicou um conjunto de quatro grandes estudos [1], [2], [3] e [4] com enfoque no escoamento de geração na Região Nordeste e expansão das interligações regionais. Além do Bipolo Graça Aranha – Silvânia, tais estudos recomendaram uma série de obras estruturantes na região Nordeste, tendo como foco a expansão da malha em 500 kV. Para o dimensionamento dos reforços na rede esses estudos levaram em consideração o valor de 48 GW de capacidade instalada total de fontes renováveis na Região Nordeste até o ano de 2030. A localização do potencial de geração indicativa nos diversos pontos de conexão da rede foi definida com base na metodologia descrita em [5] que envolve um processo de clusterização dos potenciais de geração em centroides que representam subestações existentes ou planejadas do SIN. A partir da aplicação dessa metodologia foram identificados os *clusters* a serem considerados, que no caso desses estudos foram subestações no nível de 500 kV, e os montantes a serem alocados em cada um desses *clusters*.

Dado que o local de implantação das usinas renováveis e o ponto de conexão à rede são escolhidos por cada empreendedor de geração de acordo com as dinâmicas de mercado, é comum e até mesmo esperado que os montantes de geração e pontos de conexão não se concretizem exatamente conforme previsto pelos estudos de planejamento. Nesse sentido, eventuais restrições de escoamento pontuais podem ser observadas, a depender da real concretização dos projetos de geração, sobretudo em redes de 230 kV antigas e de baixa capacidade, as quais não foram originalmente planejadas para escoamento de geração. Esse é o caso por exemplo da LT 230 kV Teresina – Piri-piri que passou a se apresentar como um gargalo à medida que novos acessos na região dos Estados do Piauí e do Ceará se concretizaram, sobretudo no eixo em 230 kV Ibiapina II – Piri-piri. Diversos empreendimentos de geração tiveram informações de acesso e pareceres de acesso negados pelo ONS pelo motivo de sobrecarga em regime normal e em contingência na LT 230 kV Teresina – Piri-piri.

É importante notar que a LT 230 kV Teresina – Piri-piri também é um ativo muito antigo, construído na década de 70 e, portanto, com vida útil também bastante avançada. Levando em consideração a proximidade geográfica desta LT com o sistema 230 kV da região leste do Maranhão, a EPE julgou primordial a realização da análise conjunta dessas duas regiões num estudo único. A LT 230 kV Coelho Neto – Teresina e a LT 230 kV Teresina – Piri-piri alimentam a SE 230/69 kV Teresina, principal ponto

de suprimento da capital piauiense e, portanto, é fundamental analisar o impacto que eventuais desligamentos/desativações podem ter na confiabilidade de atendimento às cargas supridas por esta subestação.

Diante do exposto, o presente estudo tem como objetivo, além do atendimento à região leste do Maranhão, avaliar o atendimento à região centro-norte do Piauí de modo a identificar a melhor solução para o problema da sobrecarga na LT 230 kV Teresina – Piripiri, a qual se configura atualmente como uma restrição para a conexão de novos projetos de geração na região.

2 CONCLUSÕES

2.1 Região Leste do Maranhão

Foram estudadas quatro alternativas de expansão para suprimento à região leste do estado do Maranhão, com o objetivo de garantir o atendimento aos consumidores com padrões de qualidade e confiabilidade. O detalhamento das alternativas é apresentado no item 6.

As análises efetuadas indicam a Alternativa 2 como a alternativa de melhor desempenho técnico-econômico, como apresentado na Tabela 2-1.

Tabela 2-1 – Custos de investimento e perdas (R\$ x 1000) – Região Leste do Maranhão

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa 1	139.655,51	5.885,45	145.540,96	113,5%	2º
Alternativa 2	127.935,63	344,01	128.279,64	100,0%	1º
Alternativa 3	153.766,32	0,00	153.766,32	119,9%	3º
Alternativa 4	194.603,26	4.265,22	198.868,48	155,0%	4º

A Alternativa 2 contempla a reconstrução do trecho de linha da LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto C1, além da implantação da LT 230 kV Caxias II – Teresina II C1 e de 1 dispositivo de controle automático rápido de reativos na SE Caxias II 230 kV. Por fim, cumpre notar que essa alternativa também recomenda a desativação da LT 230 kV Peritoró – Caxias II existente, de um trecho de linha da LT 230 kV Caxias II - Coelho Neto C1 e de um trecho de linha da LT 230 kV Coelho Neto – Teresina C1.

Os planos de obras referentes a cada alternativa são apresentados no item 17.3.

Após ser definida a solução com o melhor desempenho técnico-econômico para a região leste do estado do Maranhão (Alternativa 2), foi realizada uma análise complementar com o objetivo de identificar a melhor alternativa para suprimento ao consumidor Heineken, que se localiza nas proximidades da SE Caxias II. Esse consumidor é atualmente conectado à Rede Básica por meio de tape na LT 230 kV Peritoró – Caxias II, cuja desativação foi recomendada neste estudo em razão de desgaste e obsolescência de equipamentos em final de vida útil. Desta forma, fez-se necessário realizar um estudo de mínimo custo global específico para esse consumidor, de forma a definir a topologia de conexão que garantisse o mínimo custo global e atendesse aos critérios técnicos vigentes. Nessa análise, foram avaliadas três possibilidades, sendo que a Alternativa 3 apresentou o melhor desempenho técnico-econômico, como apresentado na Tabela 2-2.

Tabela 2-2– Custo de investimento e perdas (R\$ x 1000) – Atendimento ao consumidor Heineken

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa 1	1.827,99	0,29	1.828,29	270,9%	3º
Alternativa 2	1.628,87	0,29	1.629,16	241,4%	2º
Alternativa 3	674,78	0,00	674,78	100,0%	1º

A alternativa 3 contempla a implantação de uma nova LT 230 kV Caxias II – Heineken C1, com cerca de 1,7 km de extensão, em um traçado distinto do traçado do atendimento em tape existente.

2.2 Região Centro-Norte Piauiense

De forma a solucionar os problemas de carregamento na LT 230 kV Teresina – Piripiri mencionados na Seção 1.2 e visando garantir a confiabilidade de atendimento à SE Teresina, foram vislumbradas duas alternativas.

As duas alternativas possuem como obras comuns a desativação da LT 230 kV Teresina – Piripiri e a implantação de uma nova LT 230 kV Teresina - Teresina III, que utiliza parte da faixa de passagem da LT a ser desativada.

É importante mencionar que a desativação da LT em referência foi necessária como obra comum pois de acordo com consulta realizada à transmissora concessionária (Anexo 17.4.6) a recapitação da LT existente só seria viável para valores de capacidade inferiores à necessidade visualizada nas simulações e ainda teria um custo mais elevado que uma LT inteiramente nova, o que impossibilita o reaproveitamento das estruturas existentes. Já a nova LT 230 kV Teresina – Teresina III permite o fechamento de um anel em 230 kV para atendimento à capital piauiense, compensando as desativações da LT 230 kV Coelho Neto – Teresina C1 e da LT 230 kV Teresina – Piripiri C1 e garantindo a confiabilidade de atendimento às cargas supridas pela principal subestação da capital, a SE 230/69 kV Teresina.

Além das obras comuns já mencionadas, a Alternativa 1 prevê a instalação do 3º banco de autotransformadores 500/230 kV na SE Tianguá II. Já a Alternativa 2 contempla a implantação da nova LT 230 kV Teresina III – Piripiri C2.

As análises efetuadas indicam a Alternativa 1 como a alternativa de melhor desempenho técnico-econômico, como apresentado na Tabela 2-3. A comparação econômica apresentada considera o método dos rendimentos necessários, com o truncamento das séries temporais no ano horizonte (2037) e custos de diferencial de perdas elétricas.

Tabela 2-3 - Custos de investimento e perdas (R\$ x 1000) – Região Centro-Norte Piauiense

Alternativas	Rendimentos Necessários Investimento (R\$)	Diferencial de Perdas (R\$)	Total (R\$)	%	Ordem
Alternativa 1	46.764,92	10.421,36	57.186,28	100,0%	1º
Alternativa 2	82.405,62	0,00	82.405,62	144,1%	2º

As obras recomendadas, além de garantir a manutenção da confiabilidade do atendimento a Teresina e região, eliminam a restrição para escoamento de projetos de geração em algumas regiões dos estados do Piauí e Ceará. É importante notar que, a depender da localização e dos montantes futuros de geração

na região, podem aparecer restrições mais estruturais, como sobrecargas em grandes eixos 500 kV da região Nordeste e nas interligações regionais, além de dificuldade da alocação da geração na carga.

Nesse sentido, foi feita uma análise de sensibilidade na qual foi calculada a margem de escoamento em barramentos dessa região, considerando as obras recomendadas na Alternativa 1. Pode-se verificar, de acordo com a Tabela 2-4, que as margens de escoamento no sistema 500 kV são substancialmente mais elevadas que as margens nos barramentos de 230 kV.

Tabela 2-4 – Cálculo referencial de margens após

Subestação	Nível de Tensão	Margem Calculada (MW)	Fator Limitante
Piripiri	230 kV	1030	Sobrecarga na LT 230 kV Piripiri – Teresina III na contingência da LT 500 kV VEA II – Teresina IV
Ibiapina II	230 kV	720	Sobrecarga na LT 230 kV Ibiapina II – Tianguá II C1 na contingência do C2
Tianguá II	230 kV	1400	Sobrecarga nos transformadores 500/230 kV remanescentes da SE Tianguá II na contingência de 1 unidade
Tianguá II	500 kV	2400	Sobrecarga na LT 500 kV Teresina IV – Teresina II C1 na contingência do C2
VEA II	500 kV	2000	Sobrecarga na LT 500 kV Teresina IV – Teresina II C1 na contingência do C2

De forma a permitir o uso mais racional e eficiente da rede, o planejamento recomenda que os novos projetos nessa região se conectem na rede 500 kV desta região. Qualquer pedido de conexão na rede 230 kV, seja em barramento, seja via seccionamento de linha, deverá obrigatoriamente apresentar estudo de mínimo custo global, comprovando que a conexão é efetivamente a que traz maior benefício global ao sistema.

Com relação à transformação 230/69 kV da SE Ibiapina II, que conta atualmente com 2 transformadores 230/69 kV de 100/120 MVA, foi constatado nas Notas da Reunião Setorial do PAR-PEL 2022 que devido ao alto montante de geração conectada ao setor de 69 kV, cerca de 153 MW, pode ser observada sobrecarga no transformador remanescente na contingência de 1 unidade, em sentido reverso situações de carga mínima e geração máxima. É importante salientar que essa transformação é originalmente uma Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada – ICG a qual não necessita atender o critério N-1 para geração. Conforme análise detalhada no item 5.2, tendo em vista que o critério N-1 encontra-se atendido do ponto de vista da carga, a EPE concorda com a solução proposta pelo ONS no PAR-PEL 2022, qual seja a instalação do referido Sistema especial de proteção (SEP) para corte de geração em caso de contingência de uma das unidades transformadoras.

Por fim, a Alternativa 1 recomendada perfaz investimentos da ordem de R\$ 145 milhões referentes às obras de Rede Básica para o ano 2029.

2.3 Investimentos Totais

Os investimentos totais recomendados para a Rede Básica neste estudo totalizam cerca de R\$ 403 milhões sendo R\$ 390 milhões em 2029 e R\$ 13 milhões em 2032.

3 RECOMENDAÇÕES

3.1 Região Leste do Maranhão

Sob o ponto de vista técnico-econômico, recomenda-se a implantação da Alternativa 2 para a expansão da rede de transmissão responsável pelo suprimento de energia elétrica à região leste do estado do Maranhão. O cronograma de obras referentes à alternativa recomendada é apresentado na Tabela 3-1 e na Tabela 3-2. A Figura 3-1 apresenta o diagrama esquemático da solução recomendada.

Tabela 3-1 - Principais obras em linhas de transmissão - Região leste do Maranhão

Ano	Tensão	Linha de Transmissão	Configuração	Extensão
2029	230 kV	Desativação da LT Peritoró – Caxias II	CS - 1x636 MCM	117 km
2029	230 kV	Reconstrução do trecho de linha de 25 km da LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto, a partir da SE Caxias II	CS - 1x636 MCM	25 km
2029	230 kV	Desativação do trecho de linha de 78 km da LT Caxias II - Coelho Neto, a partir da SE Coelho Neto	CS - 1x636 MCM	78 km
2029	230 kV	Desativação do trecho de linha de 49 km da LT Coelho Neto – Teresina I, a partir da SE Teresina	CS - 1x636 MCM	49 km
2029	230 kV	Caxias II – Teresina II	CS - 1x954 MCM	92 km

Tabela 3-2 – Principais obras em subestações de Rede Básica - Região leste do Maranhão

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2029	Caxias II	230 kV	1 Dispositivo de Controle Automático Rápido de Reativos – CARR ¹ (-50/50) Mvar	1º
2029	Coelho Neto	230 kV	Reator de Linha Fixo - 3Ø - 10 Mvar Ref. LT Caxias II – Coelho Neto C1	
2029	Coelho Neto	230 kV	Desativação do reator de linha CHRE6-01 e respectivas conexões, de 20 Mvar, relativo à LT 230 kV Caxias II - Coelho Neto C1, fabricado em 2006 ²	
2029	Coelho Neto	230 kV	Desativação do reator de linha CHRE6-02 e respectivas conexões, de 5 Mvar, relativo à LT 230 kV Coelho Neto - Teresina C1, fabricado em 1997	
2032	Chapadinha	230 kV	1 banco de capacitores - 3Ø - 20 Mvar	1º

1-Para fins de custeamento desse dispositivo foi utilizado o custo modular Aneel referente ao compensador estático de reativos (CER). No entanto, outras tecnologias podem ser utilizadas, contanto que o seu desempenho seja equivalente ou superior.

2-Cumpra observar que na IO-ON.NE.5MA-rev67 e na IO-OI.NE.CH-rev19 consta que é proibida a operação da LT 230 kV Caxias II / Coelho Neto com este reator de linha manobrável ligado, devido à possibilidade do fenômeno de zeros atrasados. Ou seja, atualmente o uso do equipamento com o objetivo de controle de tensão já fica bastante restrito.

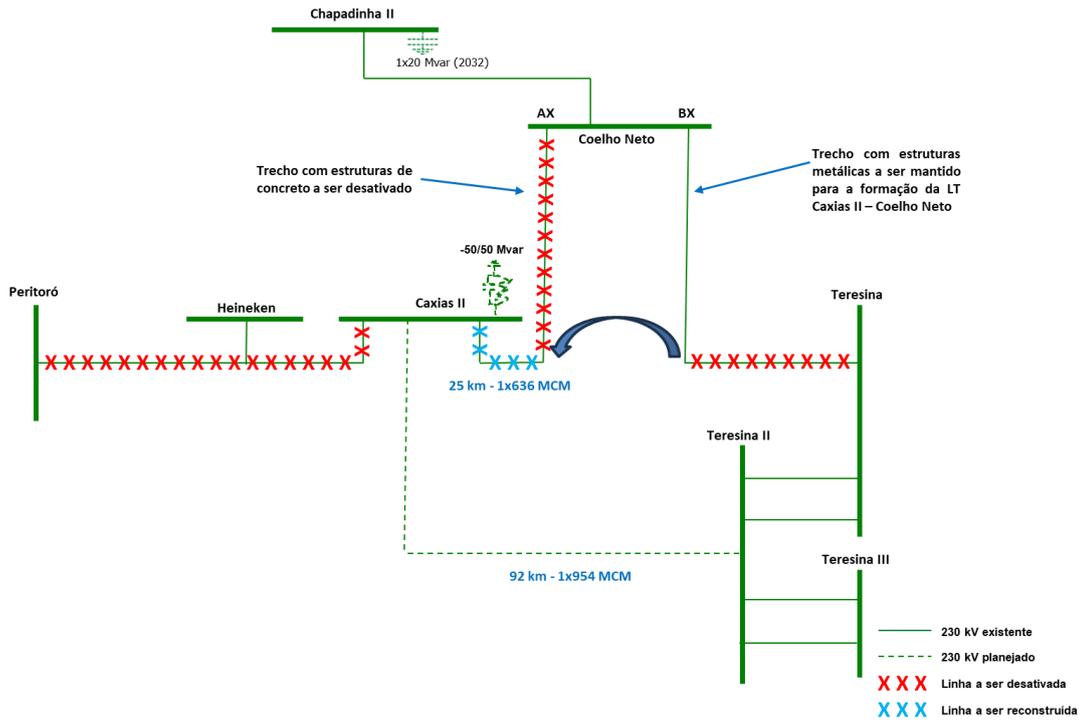


Figura 3-1 – Diagrama Esquemático da solução recomendada (Alternativa 2) – Região leste do Maranhão

3.2 Atendimento ao Consumidor Heineken

Definida a solução estrutural para a região leste do estado do Maranhão, foi feita uma análise complementar com o objetivo de se identificar a solução mais adequada para o suprimento ao consumidor Heineken, levando-se em consideração a desativação da LT 230 kV Peritoró – Caxias II C1.

Sob o ponto de vista técnico-econômico, recomenda-se a implantação da Alternativa 3 para atendimento ao consumidor Heineken. O cronograma de obras referente à Alternativa 3 é apresentado na Tabela 3-3.

A Figura 3-2 apresenta o diagrama esquemático da solução recomendada. Os detalhes da análise relativa à conexão do consumidor podem ser verificados no item 8.2 deste relatório e nos anexos 17.4.5, 17.4.7 e 17.4.8.

Tabela 3-3 – Principais obras em linhas de transmissão – Atendimento ao consumidor Heineken

Ano	Tensão	Linha de Transmissão	Configuração	Extensão
2029	230 kV	Caxias II – Heineken ¹	CS – 1x636 MCM	1,7 km
2029	230 kV	Desativação do trecho entre o ponto de tape e a SE Heineken (sob concessão da Equatorial-MA)	CS – 1x636 MCM	1,6 km

1-Cumpra observar que a solução recomendada indica apenas a implantação de um circuito com cerca de 1,7 km de extensão, não sendo necessária a substituição das Entradas de Linha (ELs), tanto na SE Caxias II quando na SE da Heineken.

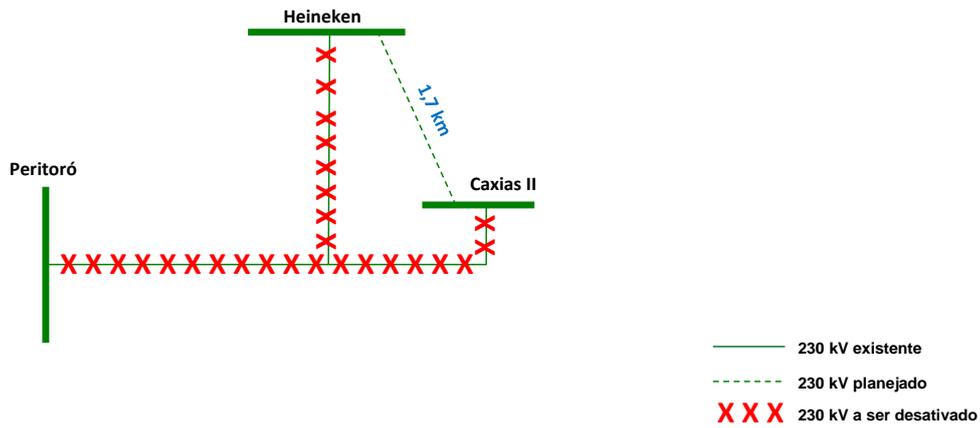


Figura 3-2 – Diagrama Esquemático da solução recomendada (Alternativa 3) – Atendimento ao consumidor Heineken

3.3 Região Centro-Norte Piauiense

Sob o ponto de vista técnico-econômico recomenda-se a implantação da Alternativa 1. O cronograma de obras de Rede Básica referente à alternativa recomendada é apresentado na Tabela 3-4 e na Tabela 3-5.

A Figura 3-3 apresenta o diagrama esquemático da solução recomendada.

Tabela 3-4 – Principais obras em linhas de transmissão – Região Centro-Norte Piauiense

Ano	Tensão	Linha de Transmissão	Configuração	Extensão
2029 ¹	230 kV	Desativação da LT Teresina – Piripiri	CS – 1x636 MCM	154,7 km
2029 ²	230 kV	Teresina – Teresina III	CS – 2x795 MCM	14 km

1 – A critério do Operador, medida operativa de desligamento dessa linha pode ocorrer num prazo anterior a fim de viabilizar a conexão de novos empreendimentos de geração na região.

2 – A linha em questão deve utilizar a mesma faixa de passagem atualmente ocupada pela LT 230 kV Teresina – Piripiri e o mesmo bay de conexão na SE Teresina. A possibilidade de reaproveitamentos de equipamentos existentes deve ser avaliada no Relatório R4 da subestação.

Tabela 3-5 – Principais obras em subestações de Rede Básica – Região Centro-Norte Piauiense

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2029 ¹	Tianguá II	500/230 kV	1 Banco de Autotransformador 600 MVA – 1Ø – 3 x 200 MVA	3º
2029	Piripiri	230 kV	Desativação do reator de linha 04E1 (3x3,33 Mvar) relativo à LT 230 kV Teresina – Piripiri. Vinculado à desativação efetiva da LT.	-

1 – A depender da dinâmica de acessos nessa região, a data de necessidade da obra poderá ser antecipada ou adiada.

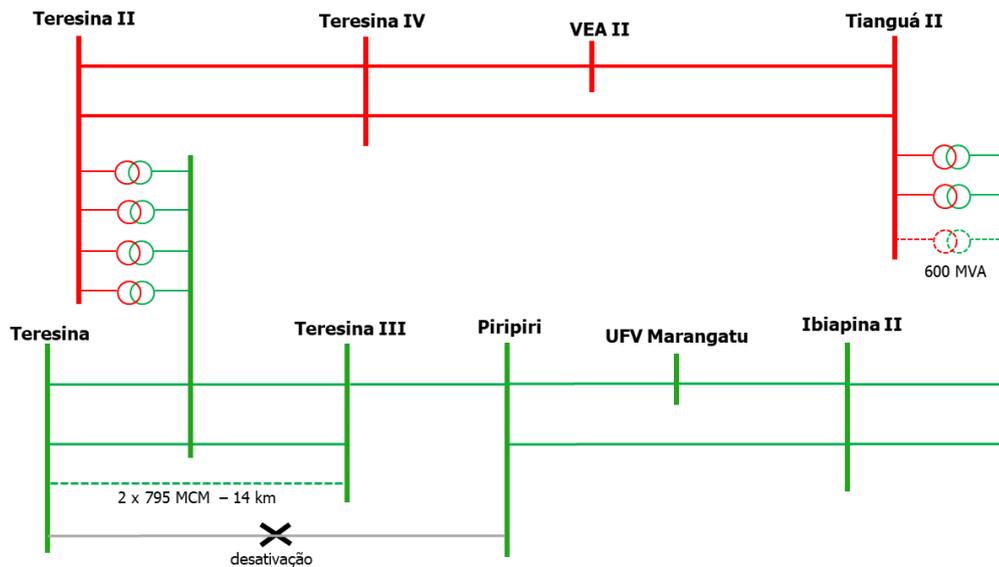


Figura 3-3 – Diagrama Esquemático da solução recomendada (Alternativa 1) – Região Centro-Norte Piauiense

3.4 Recomendações Gerais

Recomenda-se ainda que:

- As obras recomendadas nesse estudo sejam realizadas na sequência apresentada no item 3.5;
- A desmobilização da LT 230 kV Teresina – Piripiri no trecho urbano de 14 km próximos à SE Teresina deve ocorrer imediatamente antes do início da construção da LT 230 kV Teresina – Teresina III, de forma a se evitar invasões de faixa.
- Dado o cenário bastante específico da conexão atual do consumidor Heineken, que é realizada em tape na LT 230 kV Peritoró – Caxias II, que será desativada, recomenda-se que o MME acompanhe junto à Aneel as questões regulatórias envolvidas para viabilizar a nova conexão do consumidor em face da nova topologia de rede local, conforme solução de mínimo custo global identificada neste relatório.
- A LTs 230 kV Caxias II – Teresina II C1 e Teresina – Teresina III C1, recomendadas neste relatório, apresentem os parâmetros e as capacidades apresentadas no ANEXO 17.1;
- Os projetos de geração em potencial interessados em se conectar nas regiões da SE Parnaíba III, Acaraú III, Tianguá II, Ibiapina II, Piripiri e Sobral III se conectem no nível de tensão de 500 kV, de forma a se evitar o esgotamento prematuro da rede 230 kV local.
- Qualquer pedido de conexão na rede 230 kV na região das subestações acima mencionadas, seja em barramento, seja via seccionamento de linha, obrigatoriamente apresente estudo de

mínimo custo global, comprovando que a conexão é efetivamente a que traz maior benefício global ao sistema.

- Sejam seguidas as seguintes considerações em relação à elaboração dos relatórios R2 a R5:
 - As análises de detalhamento do desempenho elétrico da rede realizados nesse relatório permitiram identificar, no âmbito do planejamento da expansão, a possibilidade de dispensa de elaboração dos Relatórios R2 para as LTs 230 kV Caxias II – Teresina II C1 e Teresina – Teresina III C1, ambas em circuito simples e sem compensação reativa em derivação. Todavia sugere-se que, caso sejam identificadas nos estudos desenvolvidos nas etapas posteriores ao certame licitatório elevadas sobretensões e/ou energias nos para-raios de óxido metálico, bem como algum fenômeno de interação relevante entre a LT objeto dos estudos e a rede elétrica adjacente e/ou equipamentos, seja considerada a adoção de medidas mitigatórias para redução dos impactos dos TEM como, por exemplo, dispositivos sincronizadores.
 - Adicionalmente, a EPE recomenda a elaboração dos Relatórios R3 e R5 para a LT Caxias II – Teresina II C1. Por outro lado, recomenda-se a dispensa dos Relatórios R3 e R5 para o trecho de linha de 25 km a partir da SE Caxias II até o ponto de derivação para a SE Coelho Neto, que será reconstruído na mesma faixa e para a LT Teresina – Teresina III C1, que será implantada quase em sua totalidade na mesma faixa da LT 230 kV Teresina – Piripiri, a ser desativada.
 - No que se refere aos relatórios R4, recomenda-se a elaboração dos relatórios de caracterização do sistema de transmissão relativos às SEs Teresina, Teresina II, Teresina III e Caxias II.

3.5 Sequenciamento de eventos

Dada a complexidade da solução recomendada, que envolve além da implantação de novas linhas de transmissão a desativação e reconstrução de linhas utilizando a mesma faixa de servidão e adequações necessárias em sistemas de teleproteção, recomenda-se que os eventos obedeçam ao sequenciamento descrito na Tabela 3-6 e ilustrado na Figura 3-4. O sequenciamento proposto levou em consideração as informações apresentadas pela Eletrobras Eletronorte no âmbito das consultas de viabilidade efetuadas ao longo do presente estudo, tais documentos são apresentados na Seção 17.4.

Tabela 3-6 – Sequenciamento de eventos

Ordem	Evento	Condicionante	Descrição
1	A	-	Desativação e desmobilização da LT 230 kV Teresina – Piripiri C1 (ao menos o trecho urbano). A desmobilização deve ocorrer imediatamente antes do início da construção da LT 230 kV Teresina – Teresina III, de forma a se evitar invasões de faixa.
	B	A	Construção da LT 230 kV Teresina – Teresina III C1, aproveitando a faixa de servidão da LT 230 kV Teresina – Piripiri C1
	C	-	Construção e Energização da LT 230 kV Caxias II – Teresina II C1
2	D	C	Desligar a LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto C1 e iniciar a desmobilização e reconstrução na mesma faixa de servidão do novo trecho de 25 km
3	E	C, D	Conectar provisoriamente o novo trecho de 25 km no antigo trecho de estruturas de concreto (trecho da SE Coelho Neto até a derivação para SE Caxias II) e energizar o circuito
4	F	C, D, E	Desligar a LT 230 kV Coelho Neto – Teresina C1 e iniciar em Coelho Neto a troca do sistema de SPCS do bay Cx e substituir um dos cabos para-raios por cabo OPGW no trecho de linha que será aproveitado (trecho da SE Coelho Neto até derivação para SE Teresina)
5	G	C, D, E, F	Desconectar o novo trecho de 25 km do trecho antigo com estruturas de concreto e conectar no trecho de estrutura metálica em que foi instalado o cabo OPGW e em paralelo remanejar as bobinas de bloqueio e sistema de acoplamento do vão Ax para o Cx da SE Coelho Neto
6	H	-	Construção da LT 230 kV Caxias II – Heineken C1
7	I	C, D, E, F, G	Desativação e desmobilização do trecho em estruturas de concreto entre a SE Coelho Neto e a derivação pra SE Caxias II
	J	A, B, C, D, E, F, G	Desativação e desmobilização do trecho entre a SE Teresina e o ponto de derivação para a SE Coelho Neto
	K	C, H	Desativação da LT 230 kV Peritoró – Caxias II
	L	H	Desativação do tape de alimentação a SE Heineken

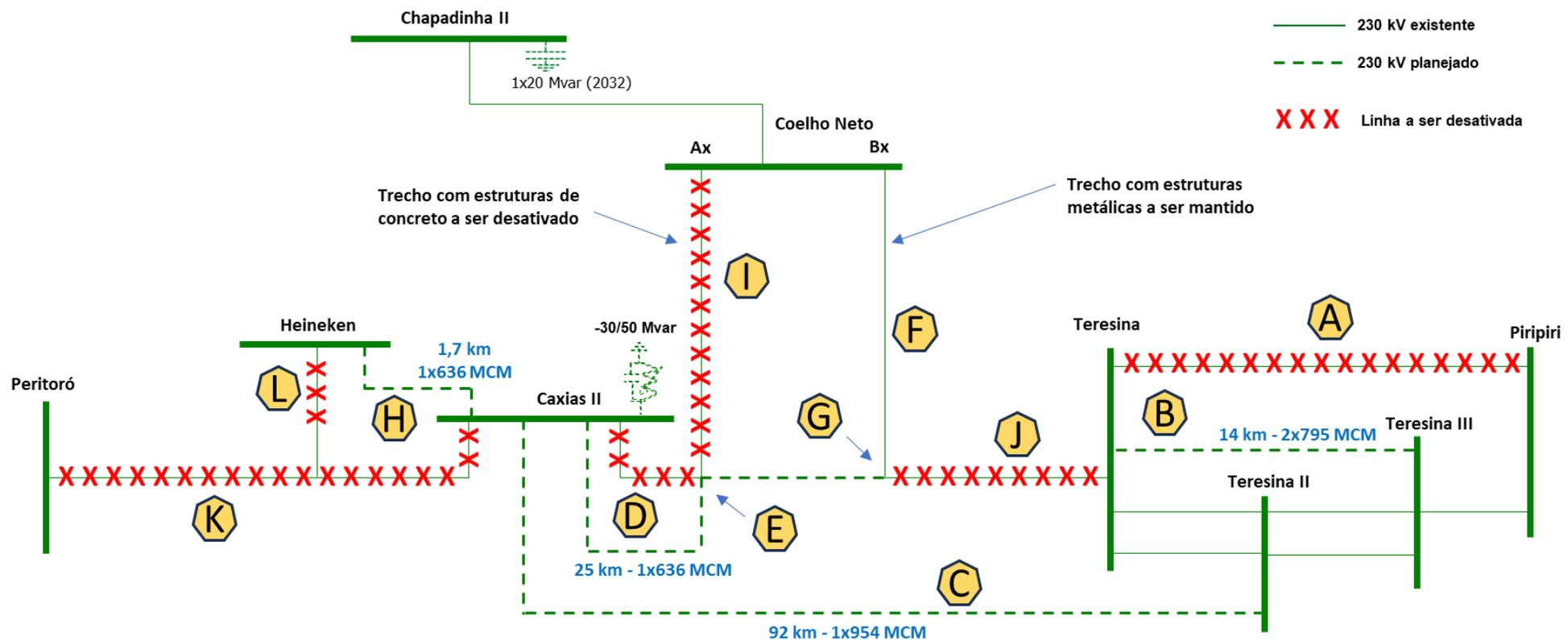


Figura 3-4 - Diagrama unifilar - Sequenciamento dos eventos

4 DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS

4.1 Critérios Básicos

Foram seguidas as diretrizes para elaboração da documentação necessária para se recomendar ao Poder Concedente uma nova instalação de transmissão integrante da Rede Básica, definidas no documento publicado pela EPE denominado “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica”, [6].

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/CTT - janeiro/2001”, [7], além das premissas apresentadas nos subitens a seguir, onde se destacam:

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

Ressalta-se que, além das simulações de fluxo de carga, foram analisados os níveis de curto-circuito da alternativa selecionada para a expansão do sistema, tanto em sua configuração inicial como no ano horizonte do estudo.

4.2 Base de Dados

Utilizou-se como referência para as simulações de fluxo de potência a base de dados correspondente ao Plano Decenal 2032, com as atualizações pertinentes da topologia da rede, plano de geração e mercado.

4.3 Mercado

O mercado na área de interesse, fornecido pela Equatorial Maranhão e pela Equatorial Piauí, é apresentado a seguir conforme Tabela 4-1, Tabela 4-2 e Tabela 4-3.

Tabela 4-1 – Patamar de Carga Pesada

Nome	Tensão	Carga Pesada (MW)								
		2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Teresina (MA)	69 kV	55,57	57,12	58,78	60,43	62,11	63,72	65,51	67,41	69,30
Peritoró	69 kV	145,02	148,95	153,12	157,26	161,58	165,61	170,09	174,86	179,58
Peritoró	13,8 kV	4,71	4,84	4,98	5,12	5,26	5,40	5,55	5,71	5,87
Miranda	138 kV	108,93	111,98	115,24	118,46	121,66	124,82	128,32	132,05	135,74
Miranda	69 kV	90,49	92,83	95,32	97,78	100,31	102,70	105,35	108,17	110,97
Miranda	13,8 kV	4,96	5,10	5,25	5,39	5,54	5,69	5,85	6,02	6,19
P. Dutra	69 kV	96,19	98,86	101,70	104,52	107,40	110,16	113,22	116,48	119,70
Encruzo	69 kV	74,02	76,10	78,31	80,50	82,74	84,88	87,27	89,80	92,31
Caxias II	69 kV	46,85	48,16	49,56	50,95	52,37	53,73	55,23	56,84	58,43
Chapadinha	69 kV	51,10	52,53	54,06	55,57	57,12	58,60	60,24	61,99	63,72
Coelho Neto	69 kV	23,37	24,01	24,69	25,36	26,05	26,70	27,43	28,21	28,97
Teresina (PI)	69 kV	186,2	190,9	195,8	200,9	206	211,3	216,8	222,3	228
Teresina (A)	13,8 kV	27,4	28,1	28,83	29,57	30,33	31,11	31,91	32,73	33,57
Teresina (B)	13,8 kV	22,73	23,58	24,46	25,38	26,33	27,31	28,33	29,39	30,49
Teresina II	69 kV	60,93	62,49	64,1	65,75	67,44	69,17	70,95	72,77	74,64
Teresina III	69 kV	217	225,3	233,9	242,8	252,1	261,7	271,7	282	292,8

Tabela 4-2 – Patamar de Carga Média

Nome	Tensão	Carga Média (MW)								
		2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Teresina (MA)	69 kV	47,87	48,78	50,07	51,36	52,68	53,29	54,30	55,73	57,17
Peritoró	69 kV	123,26	125,12	128,16	131,23	134,47	136,38	138,44	141,81	145,21
Peritoró	13,8 kV	4,03	4,12	4,23	4,35	4,46	4,51	4,62	4,74	4,87
Miranda	138 kV	91,15	93,05	95,57	98,08	100,55	101,75	103,87	106,68	109,48
Miranda	69 kV	94,55	96,65	99,13	101,60	104,13	105,61	107,95	110,72	113,48
Miranda	13,8 kV	5,11	5,23	5,37	5,51	5,66	5,72	5,85	6,01	6,17
Presidente Dutra	69 kV	86,45	88,06	90,36	92,67	95,02	96,76	98,57	101,14	103,73
Encruzo	69 kV	64,87	65,88	67,56	69,26	70,99	71,83	72,96	74,82	76,70
Caxias II	69 kV	37,73	38,44	39,45	40,47	41,51	41,99	42,79	43,92	45,05
Chapadinha	69 kV	45,83	46,38	47,52	48,68	49,85	50,45	51,06	52,31	53,58
Coelho Neto	69 kV	21,76	22,32	22,94	23,55	24,18	24,68	25,31	26,01	26,71
Teresina (PI)	69 kV	182,8	189,8	194,6	199,6	204,8	210	215,4	221	226,6
Teresina (A)	13,8 kV	28,77	29,87	30,64	31,43	32,23	33,06	33,91	34,78	35,68
Teresina (B)	13,8 kV	23,12	23,87	24,76	25,69	26,65	27,65	28,68	29,76	30,87
Teresina II	69 kV	54,12	56,19	57,63	59,11	60,63	62,19	63,79	65,43	67,11
Teresina III	69 kV	199,4	207	212,4	217,8	223,4	229,2	235,1	241,1	247,3

Tabela 4-3 – Patamar de Carga Leve

Nome	Tensão	Carga Leve (MW)								
		2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Teresina (MA)	69 kV	25,51	26,30	26,98	27,80	28,66	29,25	30,16	30,93	31,87
Peritoró	69 kV	67,02	68,93	70,56	72,55	74,70	76,05	78,23	80,07	82,34
Peritoró	13,8 kV	2,28	2,36	2,42	2,49	2,57	2,62	2,71	2,78	2,86
Miranda	138 kV	56,88	58,66	60,17	62,01	63,88	65,24	67,29	69,02	71,13
Miranda	69 kV	51,84	53,25	54,44	55,88	57,40	58,48	60,07	61,41	63,04
Miranda	13,8 kV	2,81	2,90	2,97	3,06	3,16	3,23	3,33	3,41	3,52
P. Dutra	69 kV	45,33	46,71	47,87	49,30	50,80	51,81	53,39	54,72	56,36
Encruzo	69 kV	41,79	43,07	44,14	45,46	46,85	47,78	49,23	50,46	51,97
Caxias II	69 kV	20,23	20,86	21,39	22,05	22,73	23,19	23,92	24,53	25,28
Chapadinha	69 kV	26,34	27,15	27,84	28,69	29,57	30,15	31,07	31,86	32,84
Coelho Neto	69 kV	11,10	11,43	11,71	12,05	12,41	12,67	13,05	13,37	13,76
Teresina (PI)	69 kV	110,5	114,7	117,6	120,6	123,7	126,9	130,2	133,5	137
Teresina (A)	13,8 kV	17,39	18,05	18,51	18,99	19,48	19,98	20,49	21,02	21,56
Teresina (B)	13,8 kV	16,65	17,28	17,93	18,6	19,29	20,02	20,77	21,54	22,35
Teresina II	69 kV	42,46	44,07	45,21	46,37	47,56	48,78	50,04	51,32	52,64
Teresina III	69 kV	121,4	126	129,2	132,6	136	139,5	143	146,7	150,5

4.4 Limites Operativos

4.4.1 Tensão Nominal

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

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

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

4.4.2 Carregamento

Foram utilizados os limites de carregamento das linhas de transmissão e transformadores existentes nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST). Para as novas transformações a serem instalados na rede, considerou-se 120% da capacidade nominal para determinação das capacidades em emergência, para um período de 4 horas.

4.5 Parâmetros Econômicos

Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas foi utilizado o documento “Base de Referência de Preços ANEEL – março/2023”, [8], e o método dos rendimentos necessários, com o

truncamento das séries temporais no ano 2037. Os investimentos previstos ao longo do tempo são referidos ao ano 2029 com taxa de retorno de 8% ao ano.

Para cálculo de perdas elétricas foram simulados os patamares de carga pesada, média e leve. O custo das perdas foi calculado com base no custo marginal de expansão da geração informado pela EPE de 205,11 R\$/MWh.

4.6 Cenários de Geração e Intercâmbio Energético

Foram simulados quatro cenários de geração e intercâmbio energético, de forma a analisar as situações mais críticas da região:

- Cenário 1 – Norte e Nordeste Úmidos; Exportadores: Neste cenário, a geração na região Norte é predominantemente hidráulica, com as usinas hidrelétricas despachadas nas suas capacidades máximas. Na região Nordeste, considerou-se as usinas hidráulicas entre 50% e 80% e geração eólica em torno de 60% da capacidade instalada. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil. Este cenário é importante para diagnóstico do sistema na situação de máxima exportação de energia das regiões N/NE para o SE/CO no período úmido;
- Cenário 2 – Norte e Nordeste Secos; Nordeste Exportador: Neste cenário, as usinas hidráulicas da região Norte foram despachadas em 30% das suas capacidades nominais. Na região Nordeste, considerou-se as usinas hidráulicas em torno de 40% e geração eólica em torno de 80%. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil. Este cenário é importante para diagnóstico do sistema na situação de máxima exportação de energia das regiões N/NE para o SE/CO no período seco;
- Cenário 3 – Norte Úmidos e Nordeste Importador: Neste cenário, a geração na região Norte é predominantemente hidráulica, com as usinas hidrelétricas despachadas nas suas capacidades máximas. Na região Nordeste, considerou-se as usinas hidráulicas em torno de 30%, a fim de avaliar a máxima capacidade de importação da região Nordeste. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil;
- Cenário 4 – Norte e Nordeste Secos; Intercâmbio Baixo: Neste cenário, a geração na região Nordeste é suficiente para atender a carga. Considerou-se as usinas hidráulicas entre 30% e 50% e geração eólica em torno de 25% da capacidade instalada. Este cenário é relevante para o dimensionamento de compensação reativa e controle de tensão. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil.

Os percentuais de geração por fonte, por região e ao longo dos anos do horizonte de análise estão mostrados no Anexo 17.5 para cada um dos cenários de estudo supracitados.

4.7 Patamares de Carga

Para avaliação do desempenho das alternativas e ponderação de perdas elétricas, foram simulados os patamares de carga Pesada, Média e Leve, em cada um dos 4 cenários apresentados no item 4.6.

5 DIAGNÓSTICO

5.1 Região Leste do Maranhão

A configuração atual do sistema de transmissão responsável pelo suprimento de energia elétrica à região leste do estado Maranhão apresenta desempenho satisfatório para o período analisado (2029 – 2037), atendendo aos critérios estabelecidos de carregamento e tensão, tanto para a condição normal de operação como para as contingências simples de elementos de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira.

No entanto, como mencionado no item 1.1, levando-se em consideração o fim da vida útil da LT 230 kV Peritoró – Teresina C1, que entrou em operação em 1970, e por consequência, a degradação e obsolescência de componentes, tais como, sistemas de aterramento, estruturas suportes, isoladores, ferragens, cabos para-raios ou condutores, etc, assim como o fato do trecho de linha da LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto ter sido construído em postes de concreto, torna-se necessária a realização de um estudo de planejamento com o objetivo de indicar a solução estrutural de mínimo custo global para a região leste do estado do Maranhão, que seja capaz de garantir o atendimento aos consumidores com padrões de qualidade e confiabilidade adequados.

5.2 Região Centro-Norte Piauiense

O sistema elétrico da região Centro-Norte Piauiense é atualmente fortemente impactado pela conexão de empreendimentos de geração eólica e solar. O relatório [9], que tratou do diagnóstico regional da região nordeste apontou carregamentos elevados na LT 230 kV Teresina – Piripiri na contingência da LT 230 kV Teresina III – Piripiri conforme mostrado na Figura 5-1, tal diagnóstico levou em consideração os empreendimentos de geração com CUST assinado até dezembro de 2022. À medida que novos acessos na região em questão se concretizaram, sobretudo no eixo em 230 kV Ibiapina II – Piripiri, o carregamento na LT 230 kV Teresina – Piripiri foi incrementado a ponto de se observar, nos casos de acesso do ONS, sobrecarga em regime normal de operação na linha em questão, motivo pelo qual diversos empreendimentos de geração tiveram informações de acesso negadas. A Figura 5-2 e a Figura 5-3 mostram os fluxos no sistema elétrico da região considerando a atualização da base do PDE 2033 com os empreendimentos que assinaram CUST até o mês de julho de 2023, observa-se que na contingência da LT 230 kV Teresina III – Piripiri a LT 230 kV Teresina – Piripiri entra em sobrecarga.

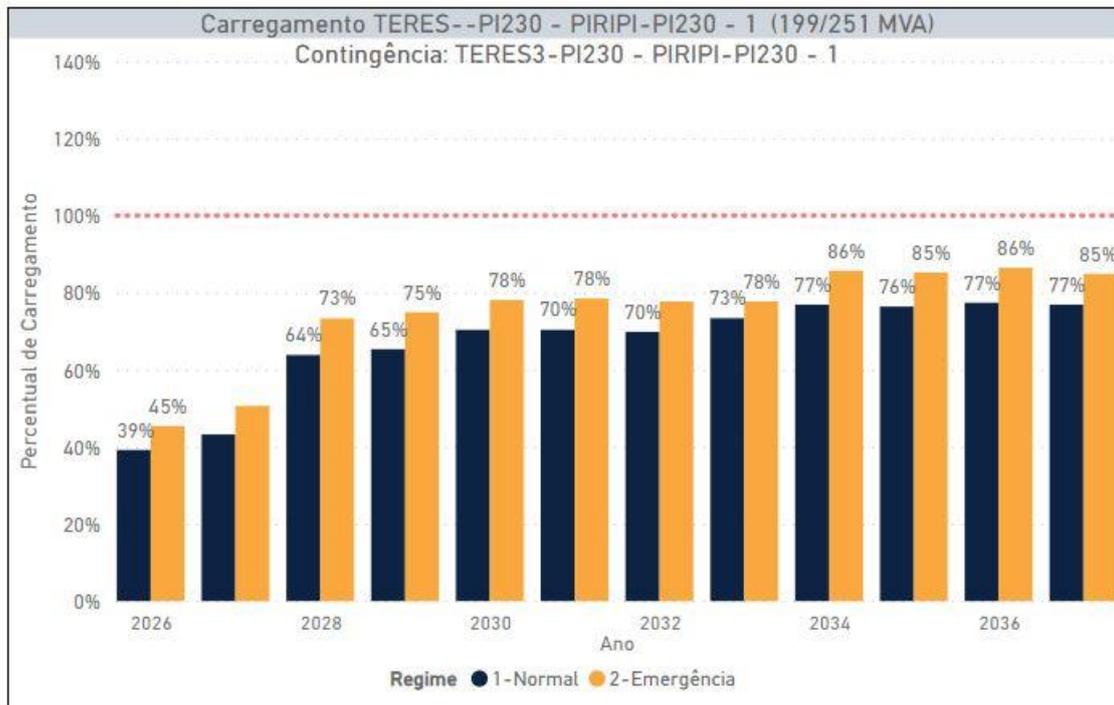


Figura 5-1 – Carregamentos da LT 230 kV Teresina – PiriPI - Cenário 2 – Carga Média

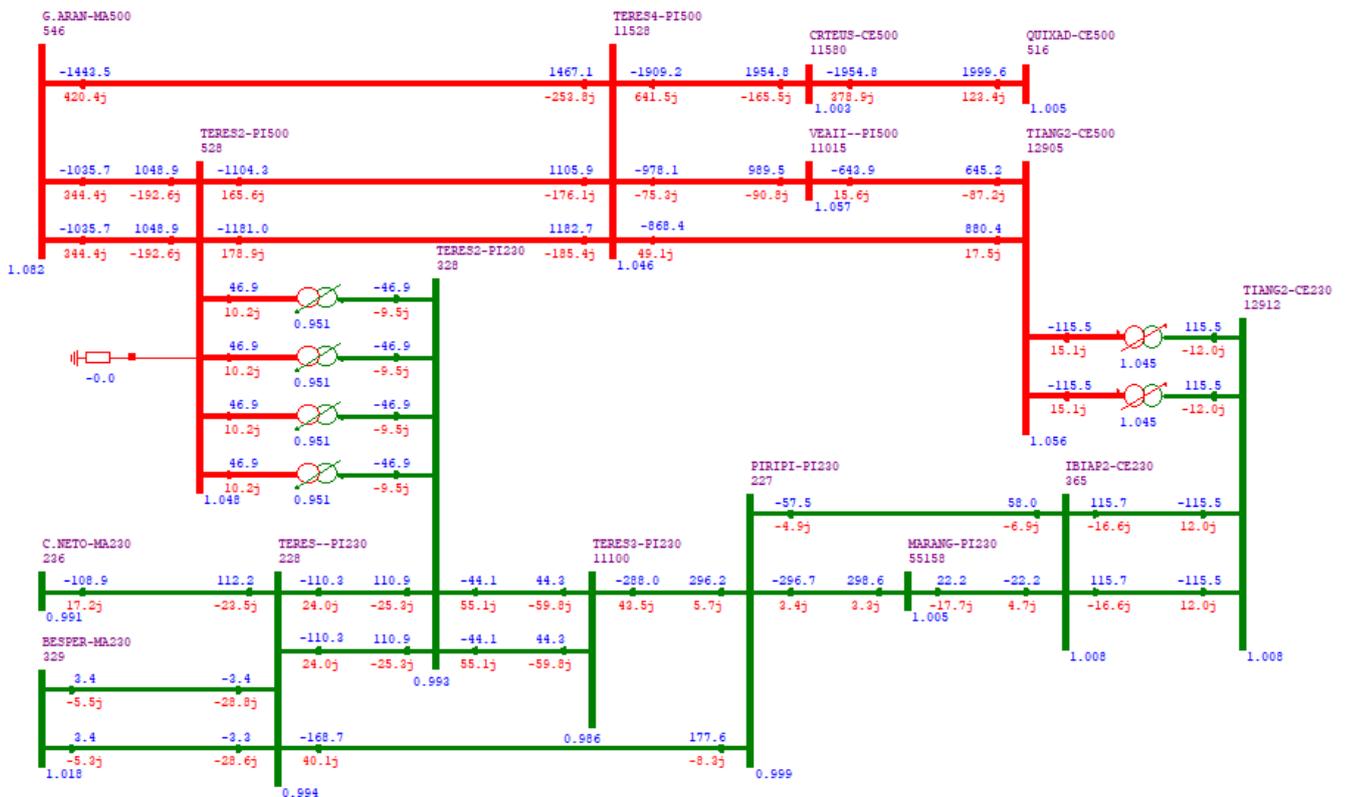


Figura 5-2 - Região Centro-Norte Piauiense – Ano 2029 – CEN2 – Carga Média – Regime Normal de Operação

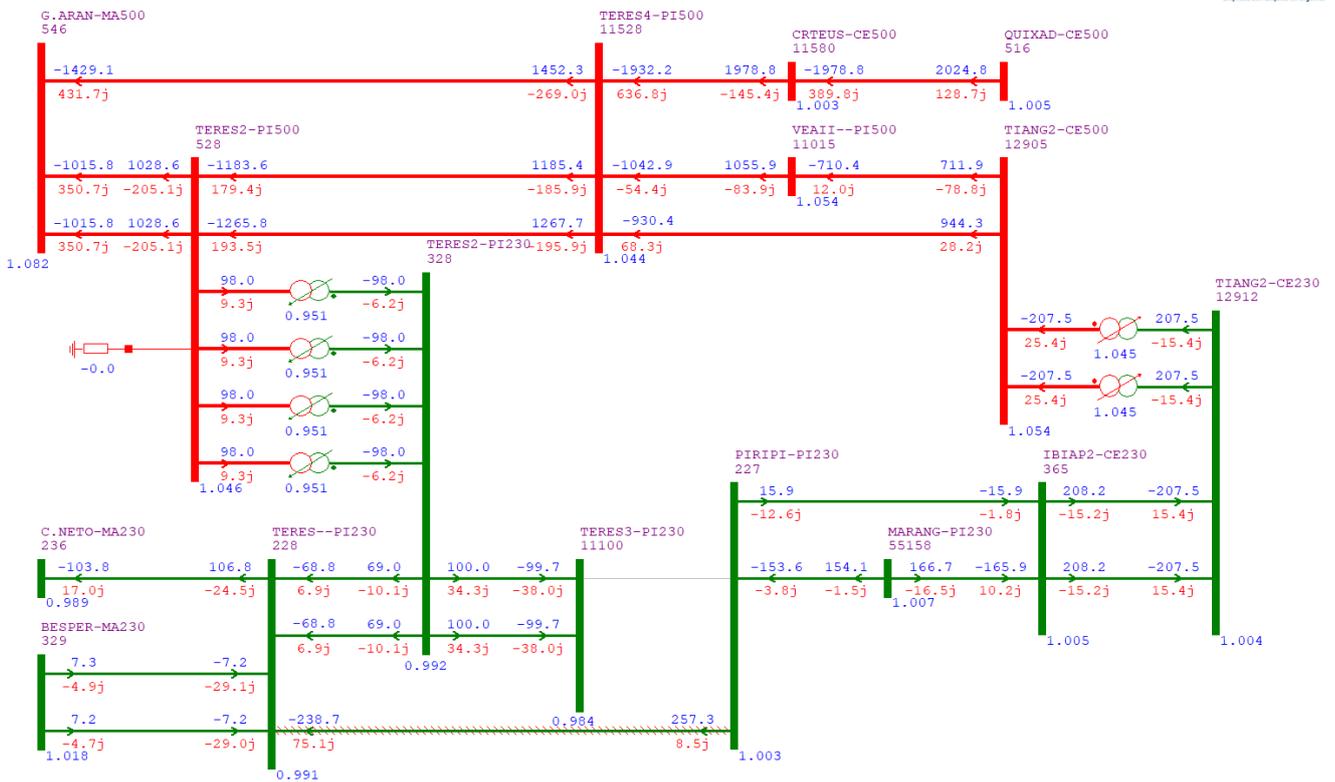


Figura 5-3 - Região Centro-Norte Piauiense – Ano 2029 – CEN2 – Carga Média – Contingência da LT 230 kV Teresina III - Piripiri

A SE Ibiapina II conta atualmente com 2 transformadores 230/69 kV de 100/120 MVA e conforme consta nas Notas da Reunião Setorial do PAR-PEL 2022, devido ao alto montante de geração conectada ao setor de 69 kV, cerca de 153 MW, as simulações mostram que em situações de carga mínima e geração máxima, pode ser observada sobrecarga no transformador remanescente na contingência de 1 unidade, em sentido reverso, conforme ilustrado na Figura 5-4. Tal sobrecarga tende a diminuir ao longo dos anos à medida que se observe aumento de carga nessa subestação. É importante salientar que essa transformação é originalmente uma Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada – ICG a qual não necessita atender o critério N-1 para geração. De fato, o próprio ONS propõe como solução para essa questão um Sistema Especial de Proteção (SEP) para corte de geração em caso de contingência de uma das unidades transformadoras.

Com relação ao atendimento a carga, segundo os dados mais recentes informados pela ENEL CEARÁ no âmbito do PDE 2033 a carga máxima projetada para essa subestação é de 96 MW relativa ao patamar de carga pesada do ano 2038. A Figura 5-5 mostra a simulação da contingência de 1 transformador 230/69 kV no cenário de carga máxima e geração nula, que se configura na pior situação para atendimento a carga, evidenciando que não são observadas sobrecargas nessa transformação até o ano de 2038. Visto que o critério N-1 encontra-se atendido do ponto de vista da carga a EPE concorda com a solução proposta pelo ONS, qual seja a instalação do referido Sistema especial de proteção (SEP) para corte de geração em caso de contingência.

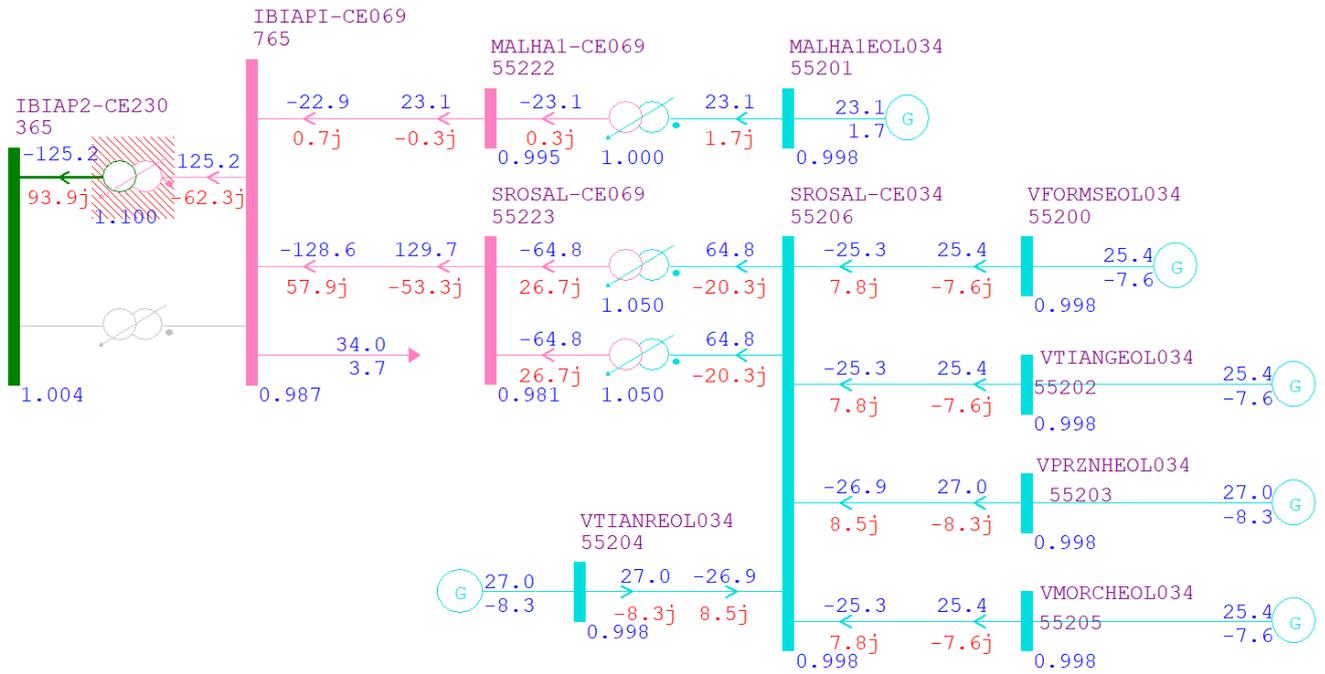


Figura 5-4 – SE Ibiapina II – Ano 2029 – Carga Mínima – Geração Máxima – Contingência de 1 transformador 230/69 kV

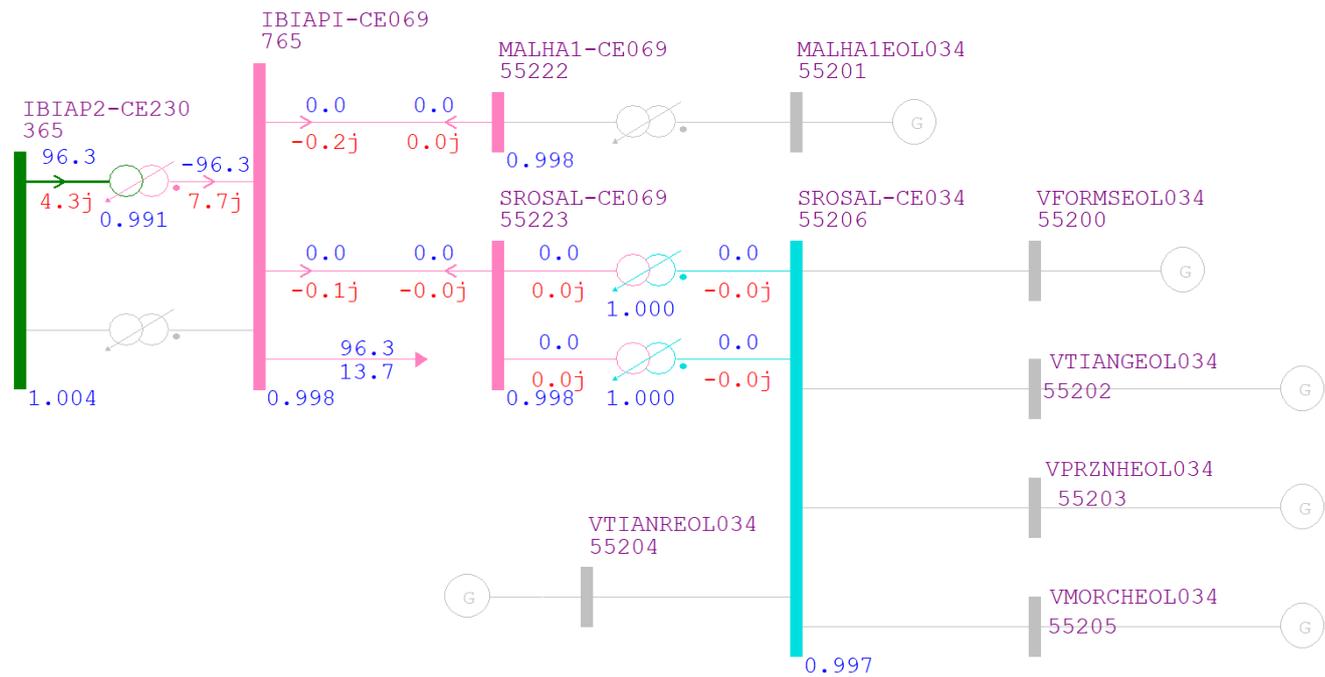


Figura 5-5 – SE Ibiapina II – Ano 2038 – Carga Máxima – Geração Mínima – Contingência de 1 transformador 230/69 kV

6 DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS

6.1 Região Leste do Maranhão

Para a região leste do Maranhão foram vislumbradas 4 alternativas, como apresentado nos itens a seguir. Neste primeiro momento, não foi detalhada a solução para a conexão do consumidor Heineken, as análises detalhadas a este respeito podem ser verificadas no item 8.2.

6.1.1 Alternativa 1

A Alternativa 1 contempla a reconstrução em 2029 do trecho de linha da LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto C1, obra comum à todas as alternativas, além da implantação da LT 230 kV Peritoró – Caxias II C1 e de 1 dispositivo de controle automático rápido de reativos de (-50/50) Mvar na SE Caxias II 230 kV. Por fim, cumpre notar que essa alternativa também recomenda a desativação da LT 230 kV Peritoró – Caxias II existente, de um trecho de linha da LT 230 kV Caxias II - Coelho Neto C1 e de um trecho de linha da LT 230 kV Coelho Neto – Teresina C1.

A Figura 6-1 apresenta a configuração associada à Alternativa 1.

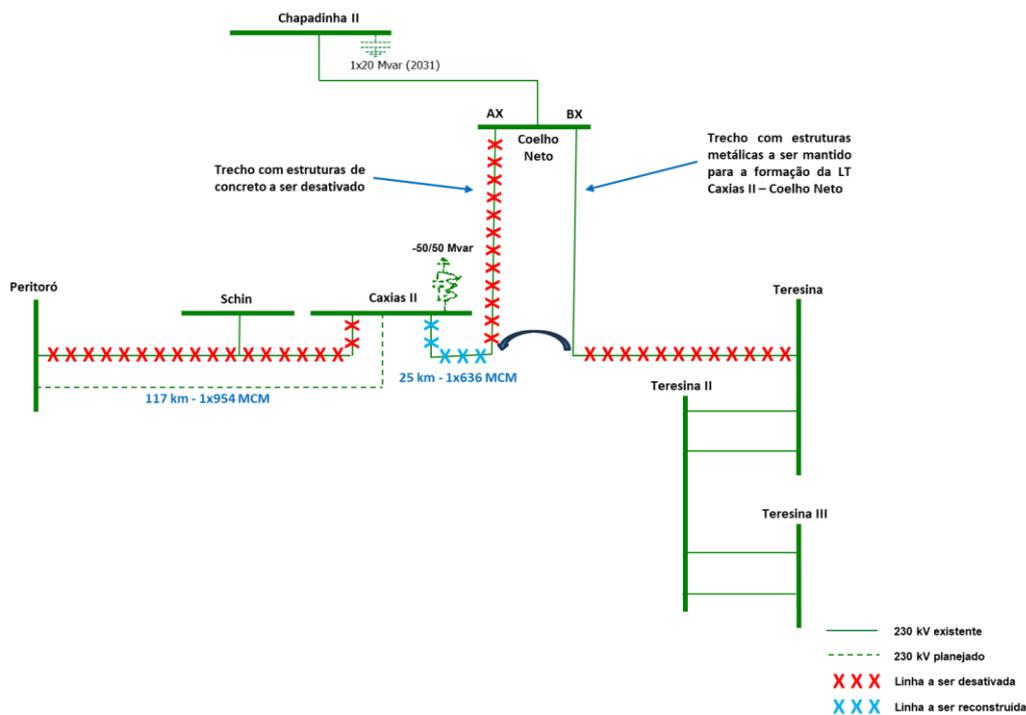


Figura 6-1 – Alternativa 1 – Região Leste do Maranhão

6.1.2 Alternativa 2

A Alternativa 2 contempla a reconstrução em 2029 do trecho de linha da LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto C1, obra comum a todas as alternativas, além da implantação da LT 230 kV Caxias II C1 – Teresina II C1 e de 1 dispositivo de controle automático rápido de reativos de (-50/50) Mvar na SE Caxias II 230 kV. Por fim, cumpre notar que essa alternativa também recomenda a desativação da LT 230 kV Peritoró – Caxias II existente, de um trecho de linha da LT 230 kV Caxias II - Coelho Neto C1 e de um trecho de linha da LT 230 kV Coelho Neto – Teresina C1.

A Figura 6-2 apresenta a configuração associada à Alternativa 2.

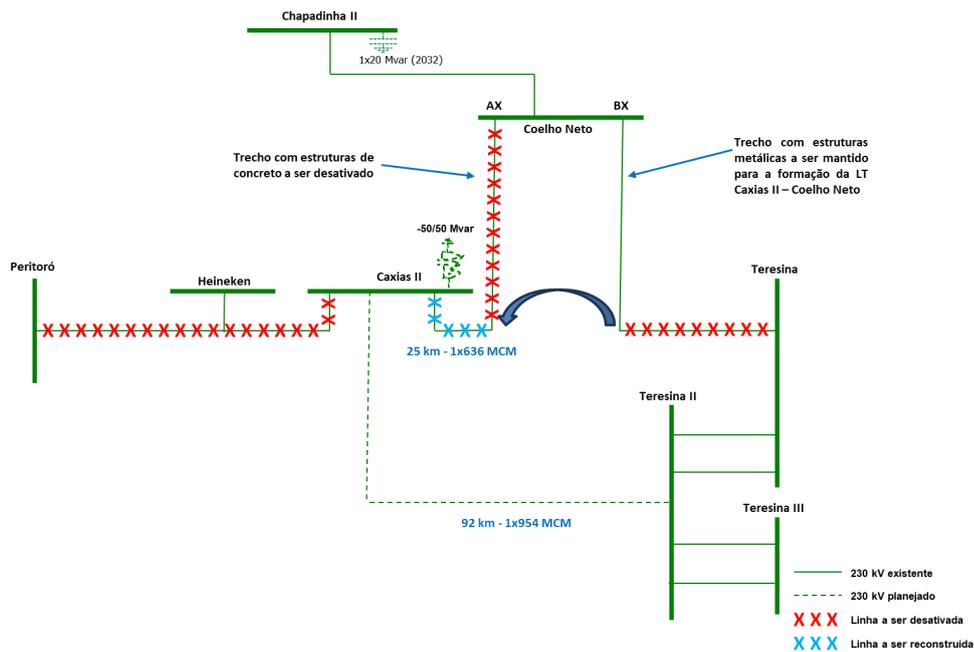


Figura 6-2 – Alternativa 2 – Região Leste do Maranhão

6.1.3 Alternativa 3

A Alternativa 3 contempla a reconstrução em 2029 do trecho de linha da LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto C1, obra comum a todas as alternativas, além da implantação da LT 230 kV Peritoró – Caxias II C1 e da LT 230 kV Caxias II C1 – Teresina II C1. Por fim, cumpre notar que essa alternativa também recomenda a desativação da LT 230 kV Peritoró – Caxias II existente, de um trecho de linha da LT 230 kV Caxias II - Coelho Neto C1 e de um trecho de linha da LT 230 kV Coelho Neto – Teresina C1.

A Figura 6-3 apresenta a configuração associada à Alternativa 3.

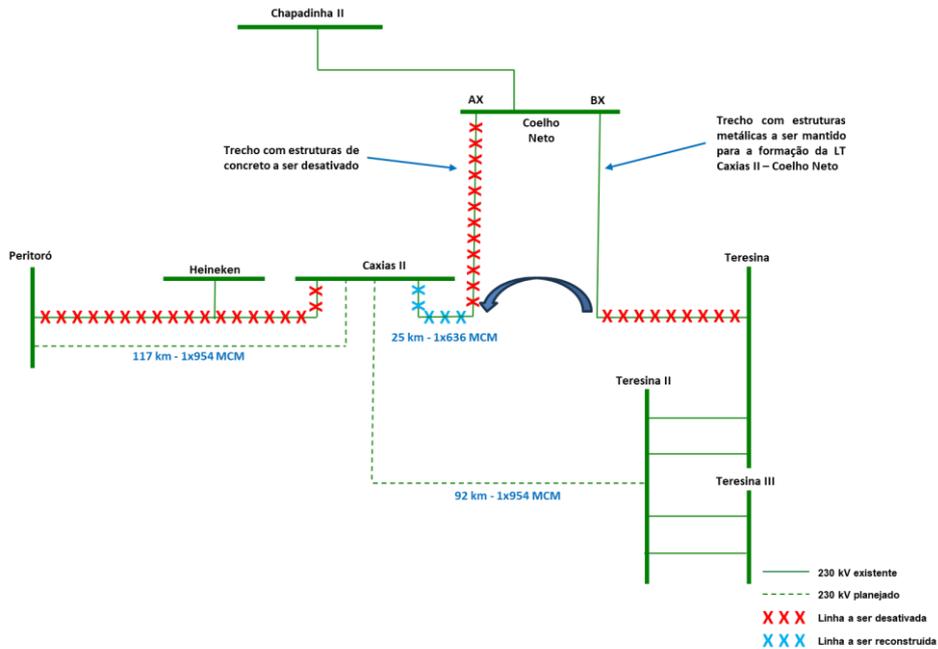


Figura 6-3 – Alternativa 3 – Região Leste do Maranhão

6.1.4 Alternativa 4

A Alternativa 4 contempla a reconstrução em 2029 de todos os trechos de LT 230 kV cujo fim de vida útil foi solicitado pela Eletrobras Eletronorte, ou seja, a manutenção da topologia atual. Os trechos a serem reconstruídos seriam a LT 230 kV Peritoró – Caxias II C1 e a LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto C1, além do trecho de linha da LT 230 kV Coelho Neto – Teresina C1. Também faz parte dessa alternativa a implantação de 1 banco de capacitores de 15 Mvar na SE Caxias II 230 kV.

A Figura 6-4 apresenta a configuração associada à Alternativa 4.

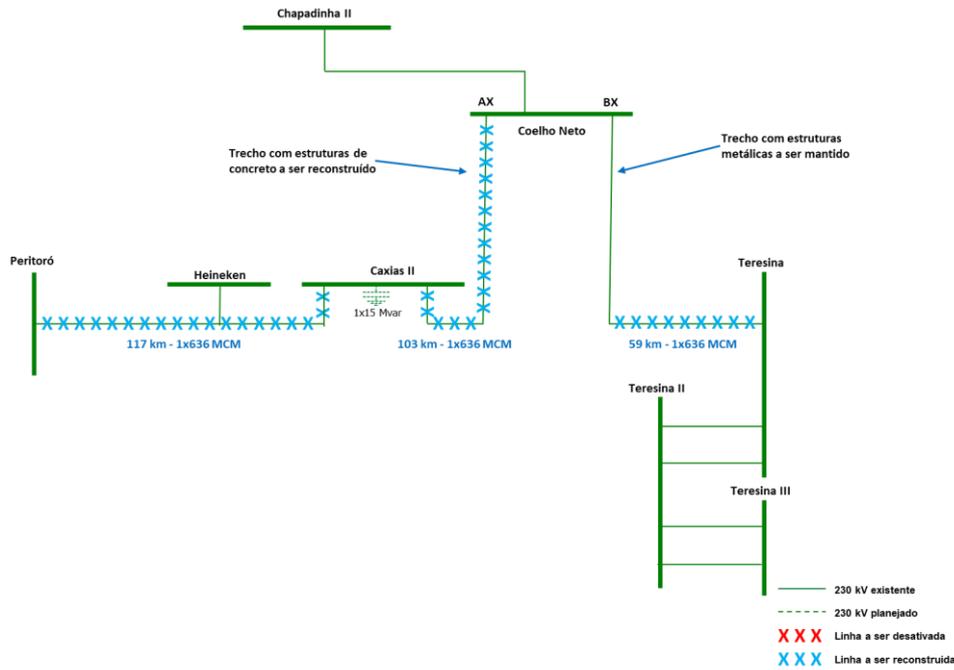


Figura 6-4 – Alternativa 4 – Região Leste do Maranhão

6.2 Região Centro-Norte Piauiense

Como solução para a sobrecarga na LT 230 kV Teresina – Piriipiri vislumbrou-se inicialmente a simples desativação desta linha, no entanto esta medida sozinha pode não ser suficiente no horizonte de mais longo prazo, pois a depender do ponto de conexão de projetos de geração futura nesta região pode ser observada sobrecarga na transformação 500/230 kV da SE Tianguá II. Essa condição foi evidenciada por uma análise de sensibilidade considerando os projetos que tiveram informação de acesso negada na região em questão. Para isso foi considerado o montante de 1000 MW no ponto VEA II 500 kV, 250 MW em Tianguá II 230 kV e 750 MW em Ibiapina II 230 kV e 400 MW em Parnaíba III 500 kV. A Figura 6-5 mostra a superação da transformação 500/230 kV da SE Tianguá II na contingência de uma das duas unidades, já considerando a desativação da LT 230 kV Teresina – Piriipiri.

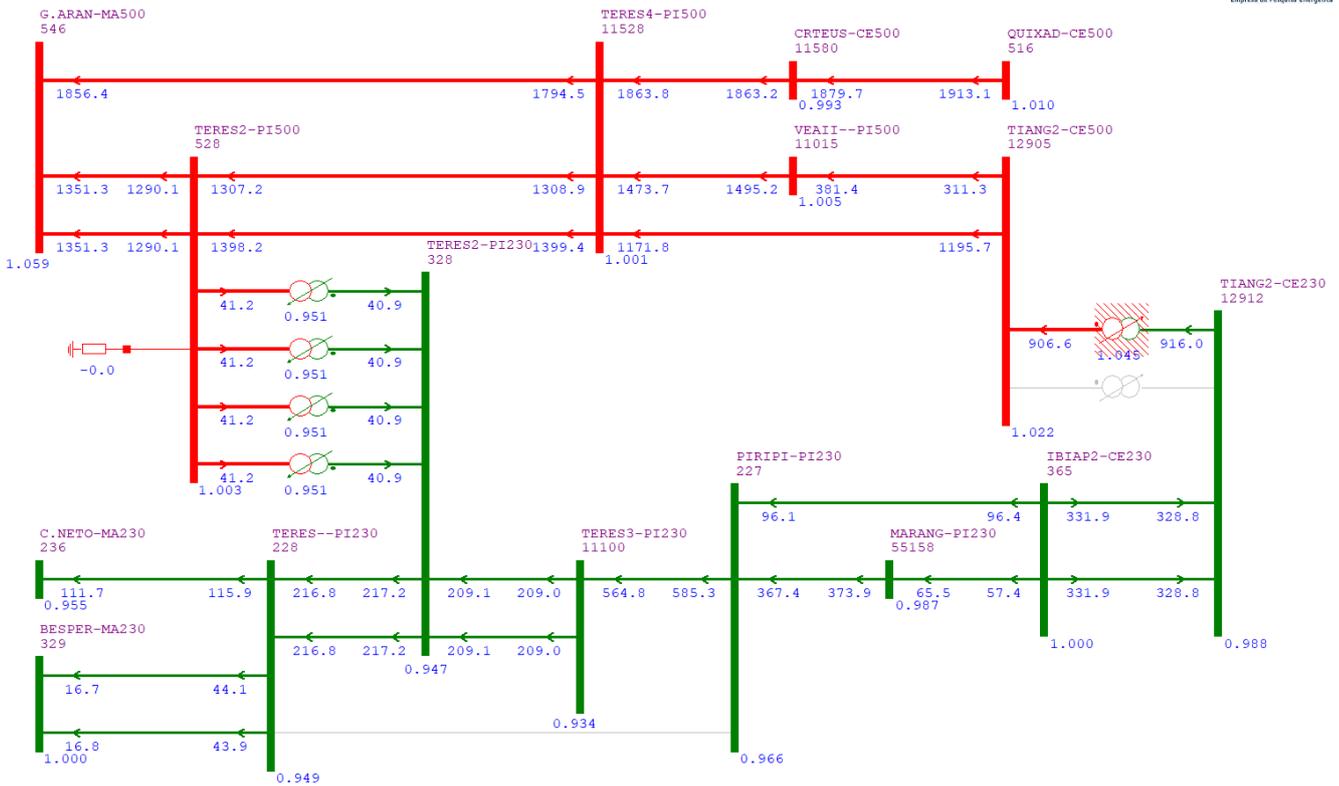


Figura 6-5 --CEN2 - Carga Média - Ano 2030 - Contingência de 1 ATR 500/230 kV da SE Tianguá II

Além disso, visto que a análise de Atendimento à Região Leste do Maranhão também considera a desativação de uma linha que se conecta na SE Teresina, qual seja, a LT 230 kV Teresina – Coelho Neto, a desativação de mais um circuito que se conecta a essa subestação provocaria uma fragilização no atendimento às cargas supridas por essa SE. Diante disso, vislumbrou-se como possível solução o seccionamento da LT 230 kV Teresina – Piripiri na SE Teresina III, porém essa solução não se mostrou factível pois incorreria em sobrecarga em regime normal nas linhas resultantes Teresina – Teresina III e Teresina III - Piripiri, conforme mostrado na Figura 6-6.

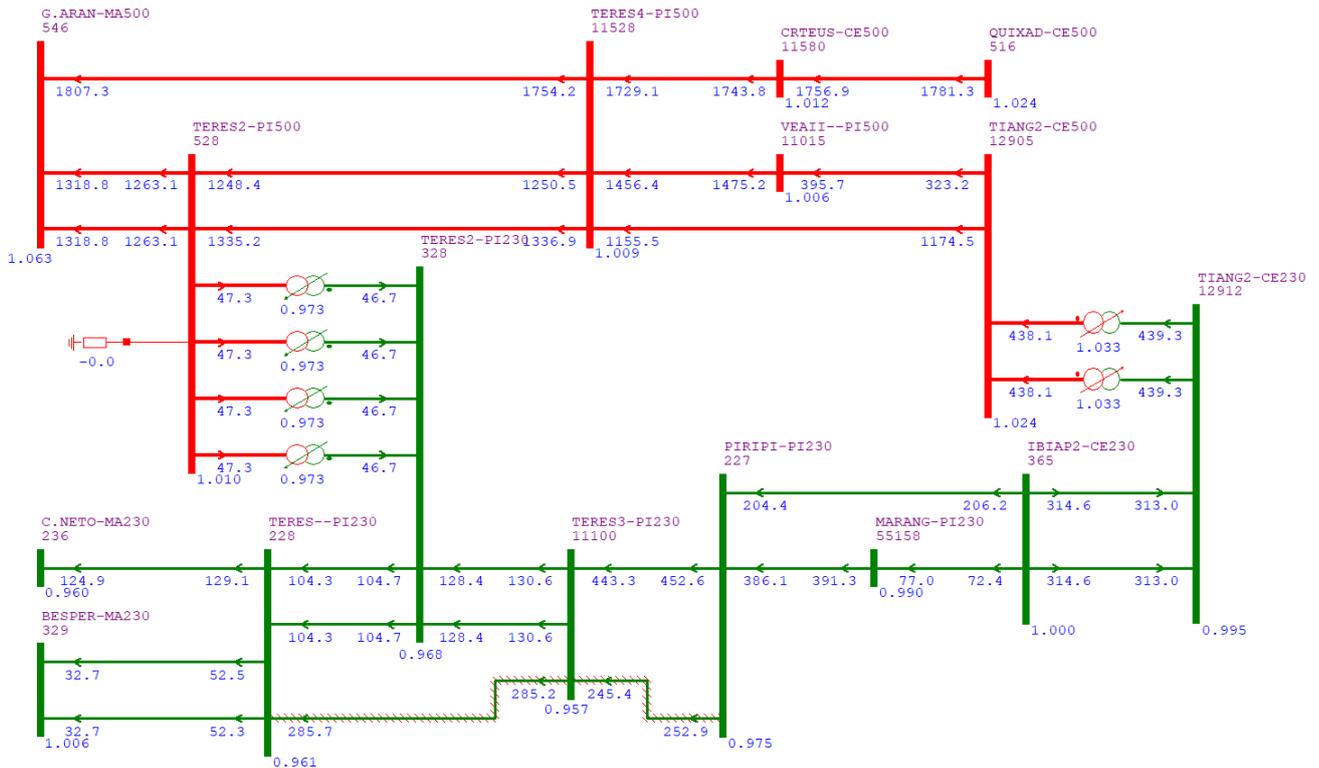


Figura 6-6 – CEN2 – Carga Média – Ano 2030 – Regime Normal de Operação

Foi vislumbrado então o reencabeçamento da LT 230 kV Teresina – Piripiri para a SE Teresina III, com reaproveitamento do trecho de LT 230 kV entre Teresina e Teresina III e desativação do trecho restante até a SE Piripiri. Novamente, essa solução não se mostra factível no longo prazo pois dada a baixa capacidade dessa linha, na contingência de um dos circuitos entre as SEs Teresina e Teresina II é observada sobrecarga no circuito Teresina – Teresina III, conforme mostrado na Figura 6-7.

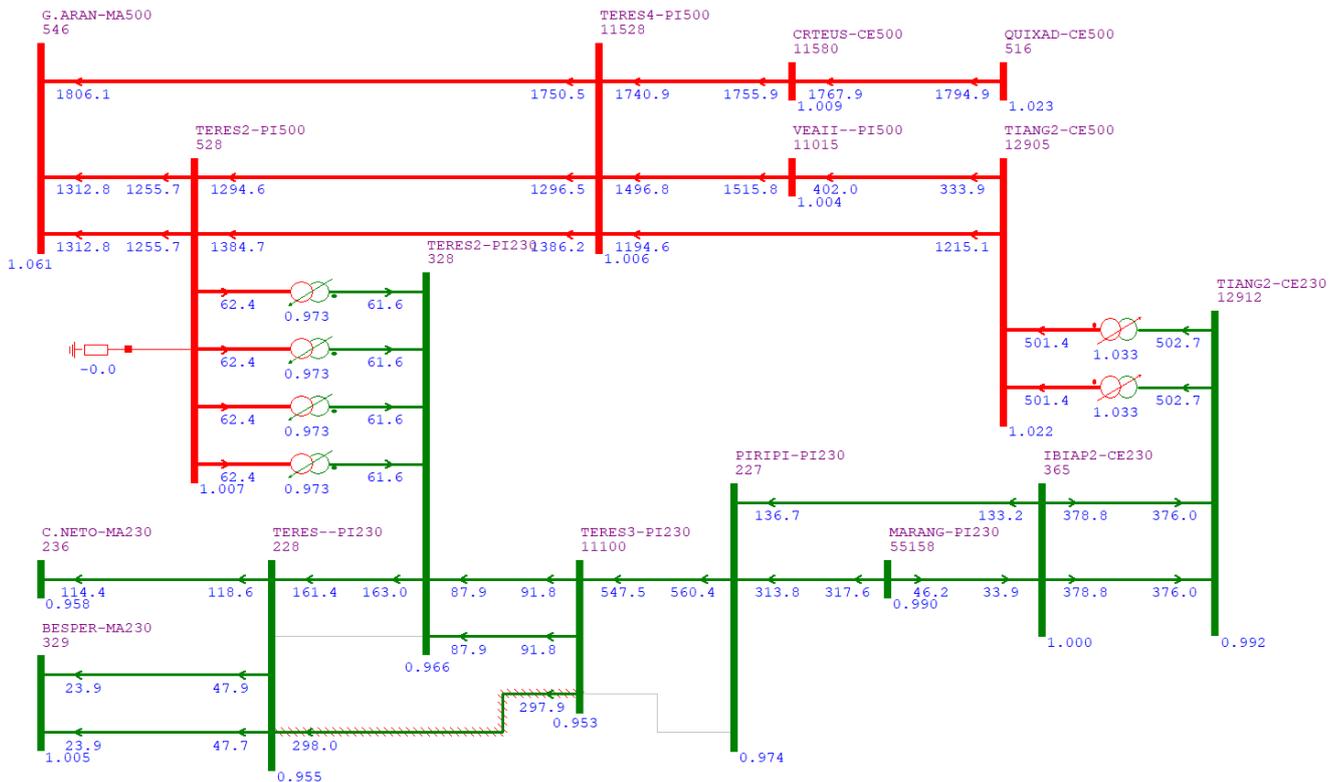


Figura 6-7 – CEN2 – Carga Média – Ano 2030 – Contingência da LT 230 kV Teresina – Teresina II C1

Foi vislumbrada, então, a possibilidade de recapacitação do trecho entre Teresina e Teresina III, de forma que essa sobrecarga fosse eliminada. Nesse sentido, foi feita consulta de viabilidade de recapacitação/recondutoramento à Eletrobrás Chesf, a concessionária responsável pela referida LT. No entanto, conforme pode ser vislumbrado no Anexo 17.4.6, a resposta da transmissora aponta para a inviabilidade de se atingir a capacidade requerida pelo planejamento, mesmo utilizando soluções não convencionais. Além disso, foi apontado que o custo da obra seria 37% mais elevado que uma LT inteiramente nova, o que a torna inviável sob o ponto de vista econômico.

A partir dessa análise inicial foram elaboradas então duas alternativas descritas a seguir, que tem como obras comuns a desativação da LT 230 kV Teresina – Piripiri e a implantação da nova LT 230 kV Teresina – Teresina III.

6.2.1 Alternativa 1

A Alternativa 1 prevê a desativação LT 230 kV Teresina – Piripiri, a implantação da nova LT 230 kV Teresina – Teresina III, em circuito simples, condutor 2 x 795 (Tern) e extensão aproximada de 14 km e a instalação do 3º banco de autotransformadores 500/230 kV de 600 MVA na SE Tianguá II, conforme apresentado na Figura 6-8.

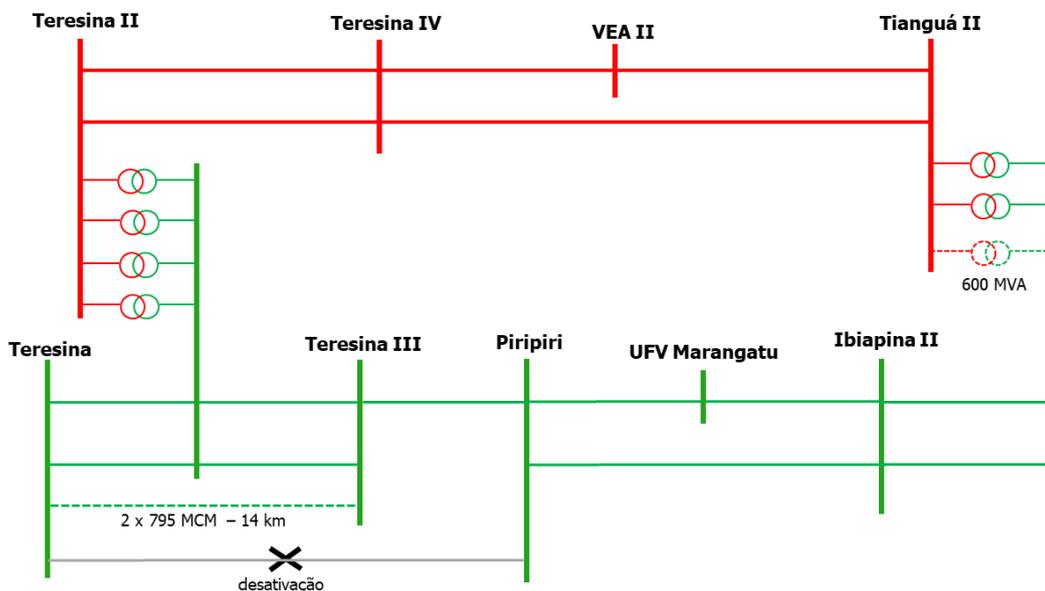


Figura 6-8 - Alternativa 1 – Região Centro-Norte Piauiense

6.2.2 Alternativa 2

A Alternativa 2 prevê a desativação LT 230 kV Teresina – Piripiri, a implantação da nova LT 230 kV Teresina – Teresina III, em circuito simples, condutor 2 x 795 (Tern) e extensão aproximada de 14 km e a nova LT 230 kV Teresina III – Piripiri, em circuito simples, condutor 2 x 795 (Tern) e extensão aproximada de 148 km, conforme apresentado na Figura 6-9.

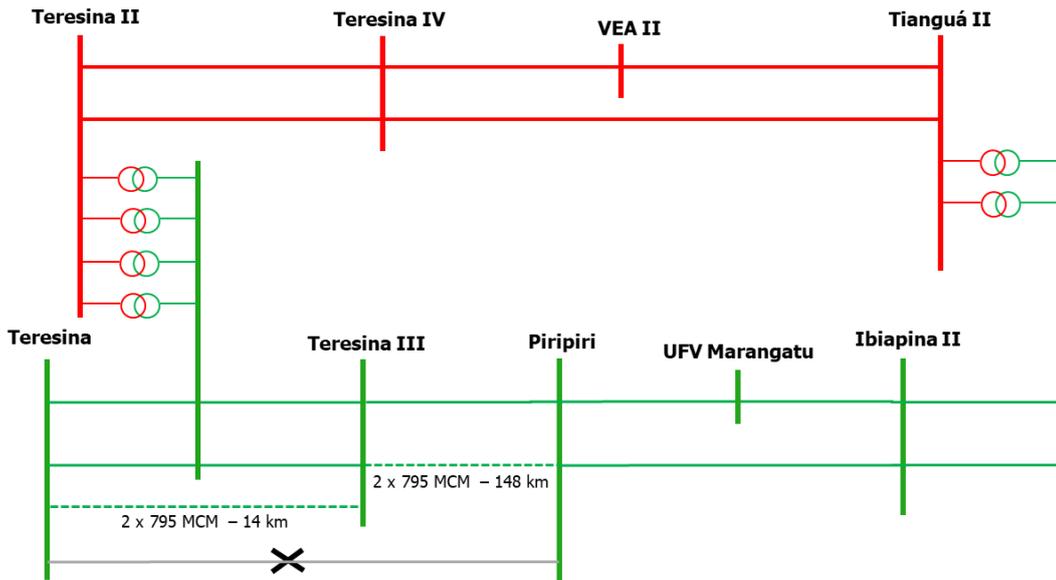


Figura 6-9 - Alternativa 2 – Região Centro-Norte Piauiense

7 ANÁLISE DE DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE

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

7.1 Região Leste do Maranhão

A seguir são apresentados os resultados das simulações de fluxo de potência para as alternativas da análise da Região Leste do Maranhão.

7.1.1 Alternativa 1

Como apresentado no item 6.1.1, a Alternativa 1 contempla a reconstrução em 2029 do trecho de linha da LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto C1, obra comum à todas as alternativas, além da implantação da LT 230 kV Peritoró – Caxias II C1 e de 1 dispositivo de controle automático rápido de reativos de (-50/50) Mvar na SE Caxias II 230 kV. Por fim, cumpre notar que essa alternativa também recomenda a desativação da LT 230 kV Peritoró – Caxias II existente, de um trecho de linha da LT 230 kV Caxias II - Coelho Neto C1 e de um trecho de linha da LT 230 kV Coelho Neto – Teresina C1.

Em 2031 torna-se necessário a implantação de 1 banco de capacitores de 20 Mvar na SE Chapadinha 230 kV com o objetivo de melhorar o perfil de tensão em condição normal de operação.

Considerando a implantação dessas obras, o sistema apresenta desempenho satisfatório para o período analisado (2029 – 2037), atendendo aos critérios estabelecidos de carregamento e tensão, tanto para a condição normal de operação como para as contingências simples de elementos de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira.

A seguir são apresentados os fluxos de potência e perfis de tensão para a condição normal de operação referente ao ano de 2029, patamar de carga leve, bem como os fluxos de potência e perfis de tensão para a condição normal de operação e para as contingências simples de elementos da Rede Básica, patamar de carga pesada, referentes ao ano de 2037, cenário de geração 2, condição mais crítica para o dimensionamento da rede.

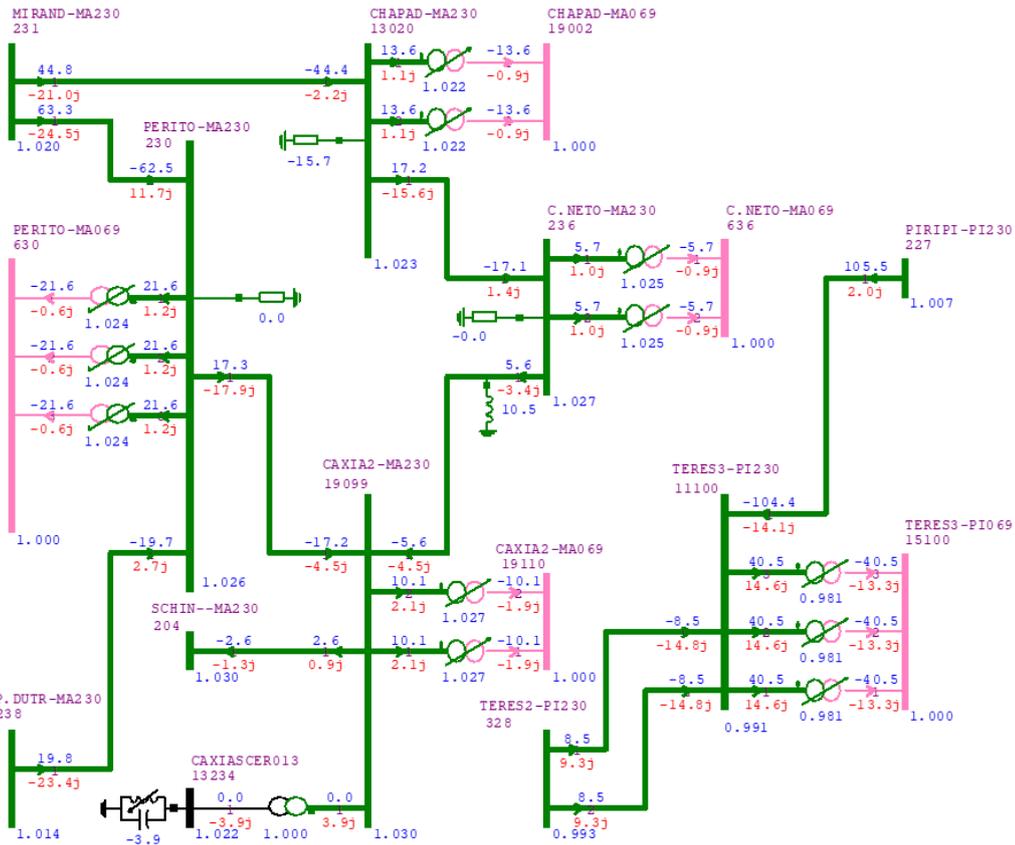


Figura 7-1 – Alternativa 1 – Região Leste do Maranhão - Regime Normal de Operação – Carga Leve - Cenário de Geração 2 - 2029

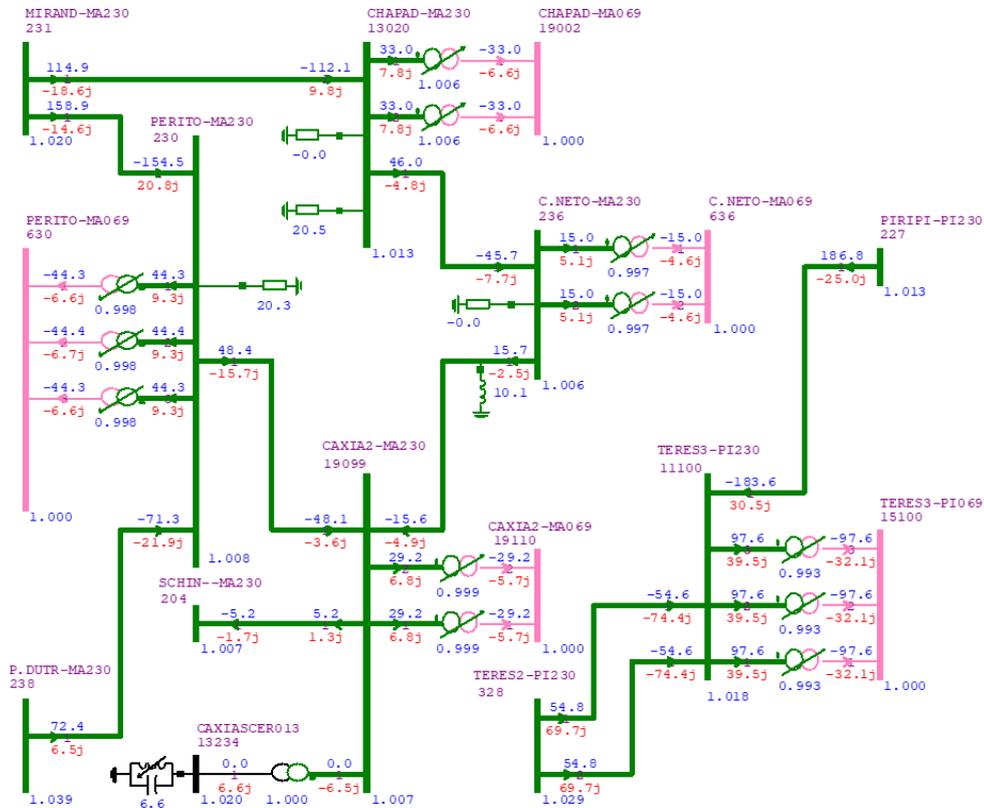


Figura 7-2 – Alternativa 1 – Região Leste do Maranhão - Regime Normal de Operação – Carga Pesada - Cenário de Geração 2 - 2037

7.1.2 Alternativa 2

Como apresentado no item 6.1.2, a Alternativa 2 contempla a reconstrução em 2029 do trecho de linha da LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto C1, obra comum a todas as alternativas, além da implantação da LT 230 kV Caxias II C1 – Teresina II C1 e de 1 dispositivo de controle automático rápido de reativos de (-50/50) Mvar na SE Caxias II 230 kV. Por fim, cumpre notar que essa alternativa também recomenda a desativação da LT 230 kV Peritoró – Caxias II existente, de um trecho de linha da LT 230 kV Caxias II - Coelho Neto C1 e de um trecho de linha da LT 230 kV Coelho Neto – Teresina C1.

Em 2032 torna-se necessário a implantação de 1 banco de capacitores de 20 Mvar na SE Chapadinha 230 kV com o objetivo de melhorar o perfil de tensão em condição normal de operação.

Considerando a implantação dessas obras, o sistema apresenta desempenho satisfatório para o período analisado (2029 – 2037), atendendo aos critérios estabelecidos de carregamento e tensão, tanto para a condição normal de operação como para as contingências simples de elementos de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira.

A seguir são apresentados os fluxos de potência e perfis de tensão para a condição normal de operação referente ao ano de 2029, patamar de carga leve, bem como os fluxos de potência e perfis de tensão para a condição normal de operação e para as contingências simples de elementos da Rede Básica, patamar de carga pesada, referentes ao ano de 2037, cenário de geração 2, condição mais crítica para o dimensionamento da rede.

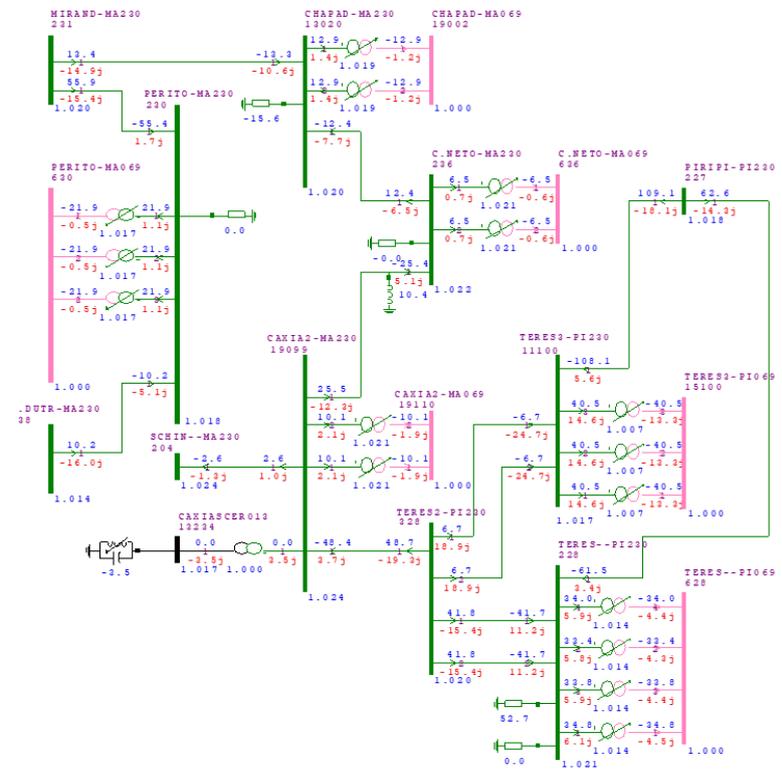


Figura 7-5 – Alternativa 2 – Região Leste do Maranhão - Regime Normal de Operação – Carga Leve - Cenário de Geração 2 - 2029

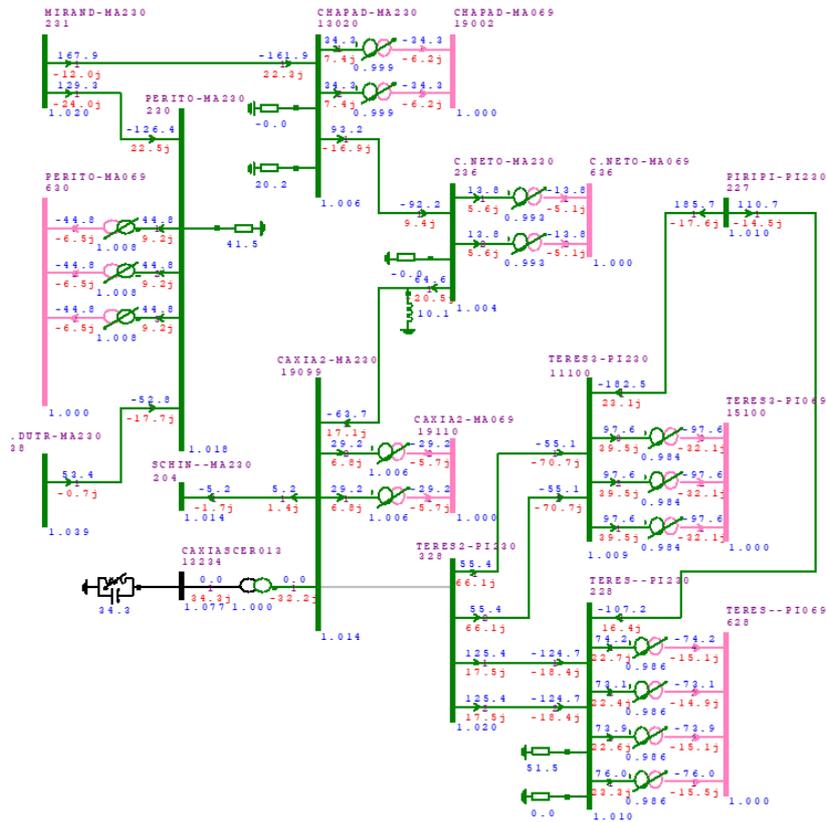


Figura 7-8 – Alternativa 2 – Região Leste do Maranhão – Contingência da LT 230 kV Caxias II – Teresina II C1 – Carga Pesada - Cenário de Geração 2 – 2037

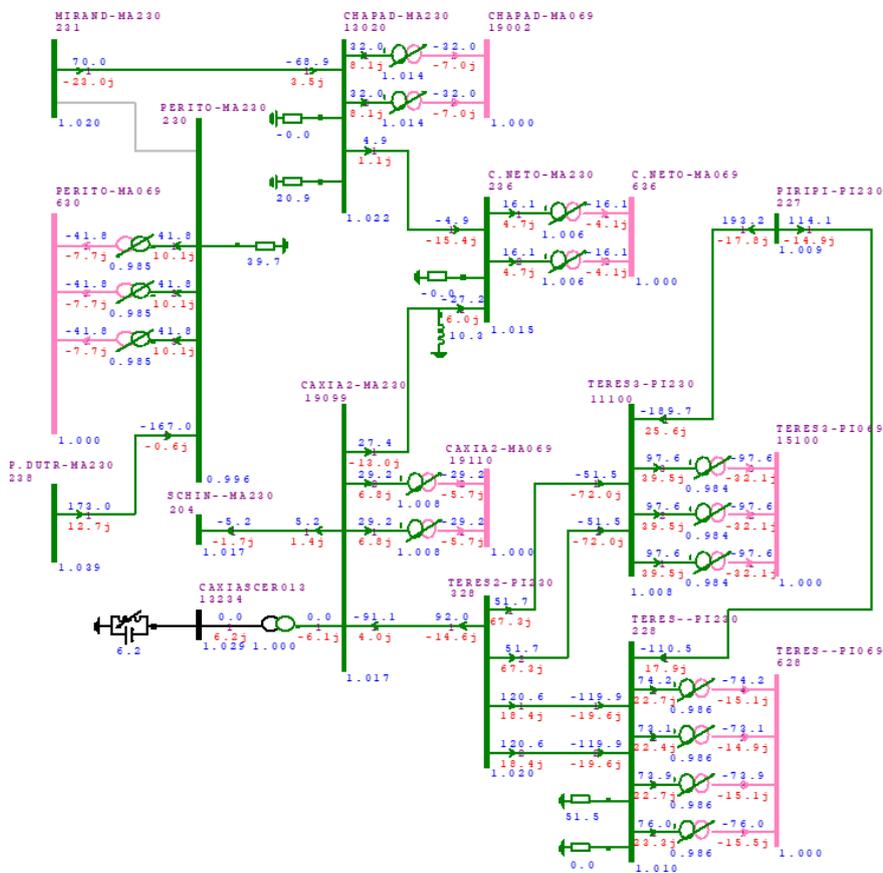


Figura 7-9 – Alternativa 2 – Região Leste do Maranhão – Contingência da LT 230 kV Miranda II – Peritoró C1 – Carga Pesada - Cenário de Geração 2 - 2037

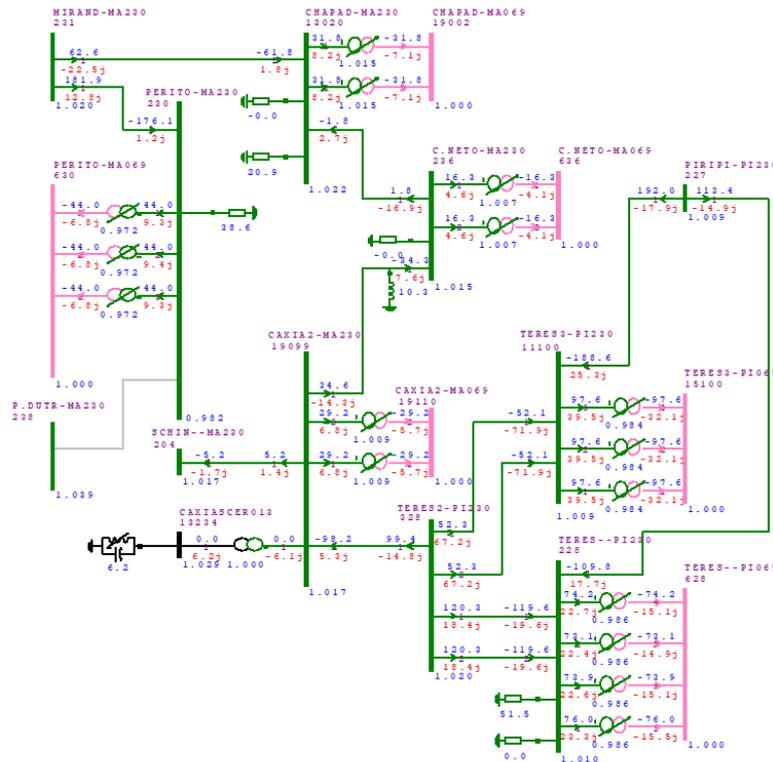


Figura 7-10 – Alternativa 2 – Região Leste do Maranhão – Contingência da LT 230 kV Presidente Dutra – Peritoró C1 – Carga Pesada - Cenário de Geração 2 – 2037

7.1.3 Alternativa 3

Como apresentado no item 6.1.3, a Alternativa 3 contempla a reconstrução em 2029 do trecho de linha da LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto C1, obra comum a todas as alternativas, além da implantação da LT 230 kV Peritoró – Caxias II C1 e da LT 230 kV Caxias II C1 – Teresina II C1. Por fim, cumpre notar que essa alternativa também recomenda a desativação da LT 230 kV Peritoró – Caxias II existente, de um trecho de linha da LT 230 kV Caxias II - Coelho Neto C1 e de um trecho de linha da LT 230 kV Coelho Neto – Teresina C1.

Considerando a implantação dessas obras, o sistema apresenta desempenho satisfatório para o período analisado (2029 – 2037), atendendo aos critérios estabelecidos de carregamento e tensão, tanto para a condição normal de operação como para as contingências simples de elementos de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira.

A seguir são apresentados os fluxos de potência e perfis de tensão para a condição normal de operação referente ao ano de 2029, patamar de carga leve, bem como os fluxos de potência e perfis de tensão para a condição normal de operação e para as contingências simples de elementos da Rede Básica, patamar de carga pesada, referentes ao ano de 2037, cenário de geração 2, condição mais crítica para o dimensionamento da rede.

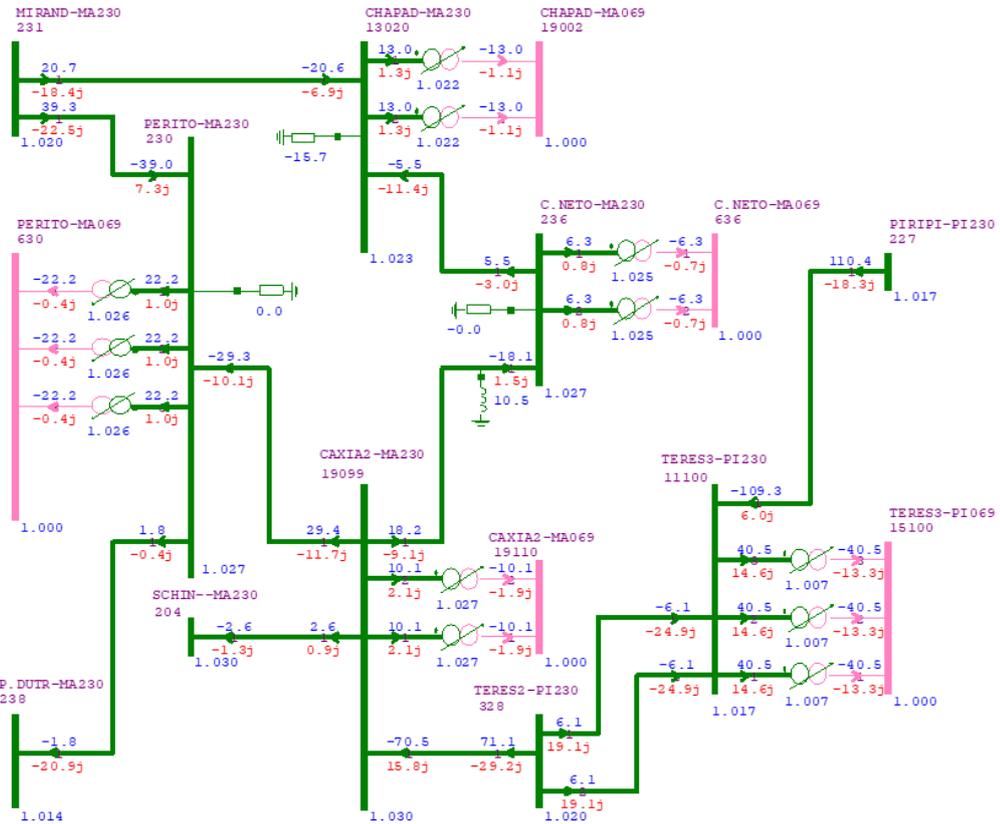


Figura 7-11 – Alternativa 3 – Região Leste do Maranhão - Regime Normal de Operação – Carga Leve - Cenário de Geração 2 – 2029

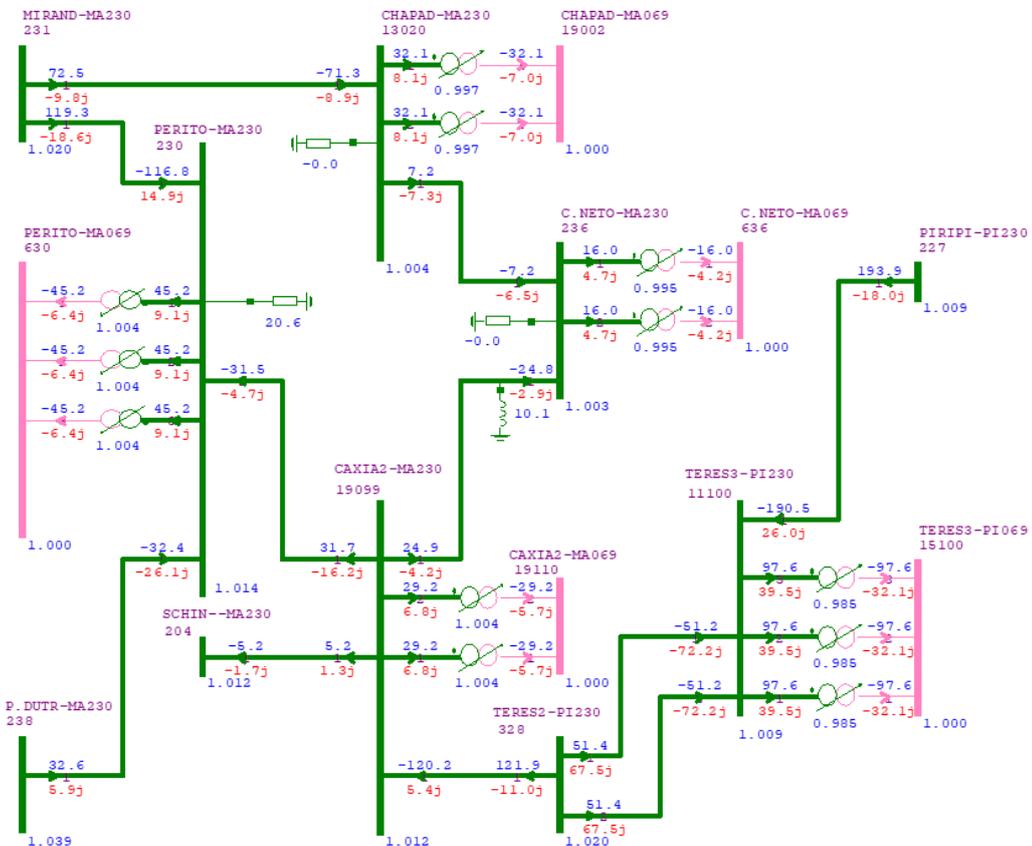


Figura 7-12 – Alternativa 3 – Região Leste do Maranhão - Regime Normal de Operação – Carga Pesada - Cenário de Geração 2 - 2037

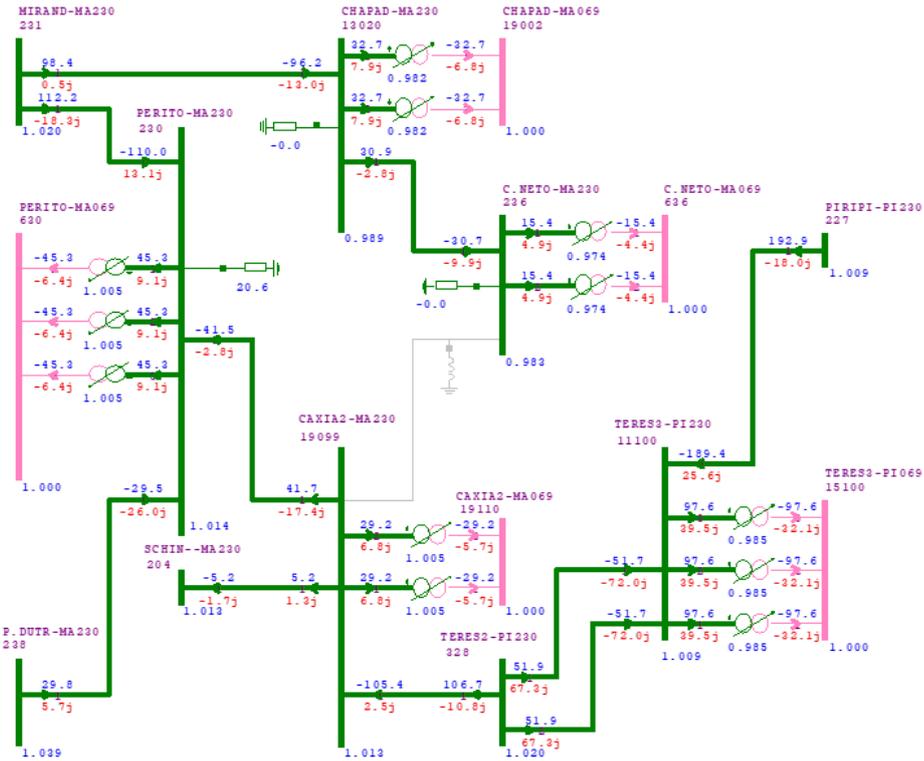


Figura 7-13 – Alternativa 3 – Região Leste do Maranhão – Contingência da LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto C1 – Carga Pesada - Cenário de Geração 2 – 2037

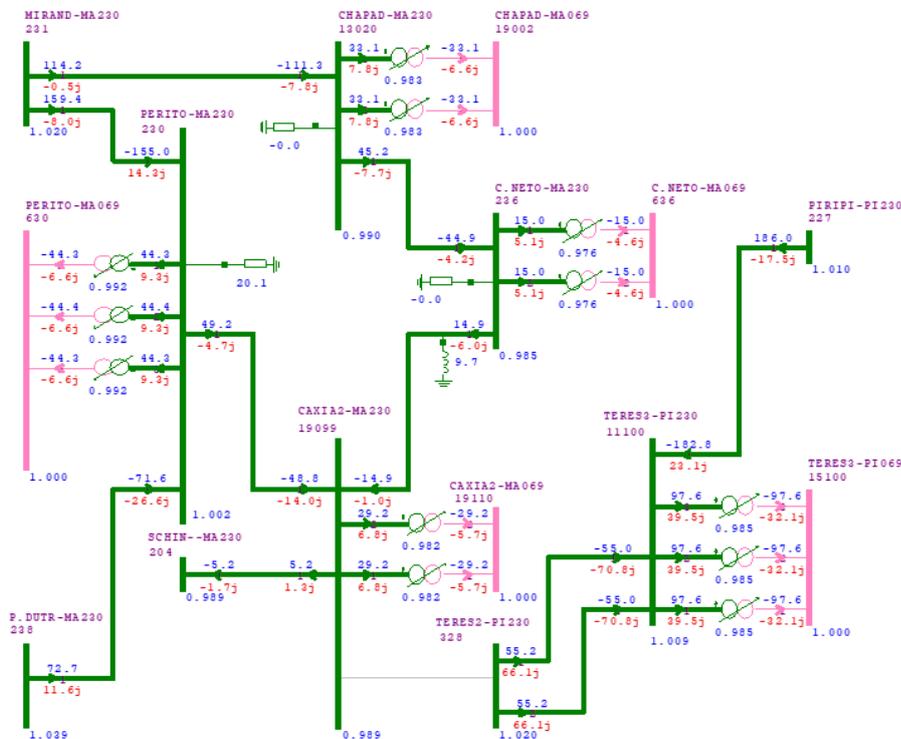


Figura 7-14 – Alternativa 3 – Região Leste do Maranhão – Contingência da LT 230 kV Caxias II – Teresina II C1 – Carga Pesada - Cenário de Geração 2 – 2037

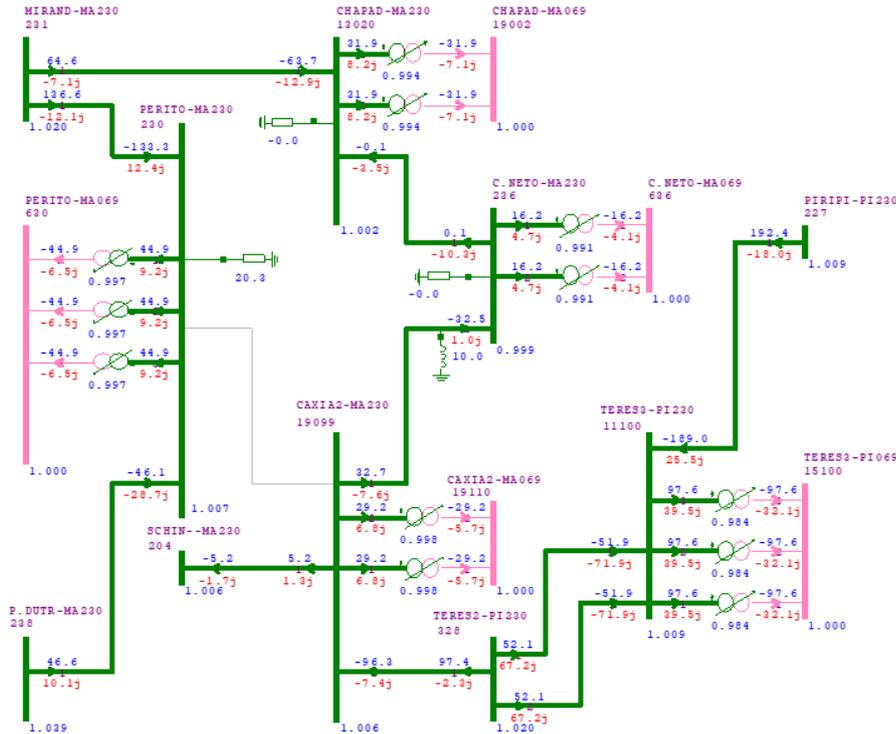


Figura 7-15 – Alternativa 3 – Região Leste do Maranhão – Contingência da LT 230 kV Peritoró - Caxias II C1 – Carga Pesada - Cenário de Geração 2 – 2037

7.1.4 Alternativa 4

Como apresentado no item 6.1.4, a Alternativa 4 contempla a reconstrução em 2029 de todos os trechos de LT 230 kV cujo fim de vida útil foi solicitado pela Eletrobras Eletronorte, ou seja, a manutenção da topologia atual. Os trechos a serem reconstruídos seriam a LT 230 kV Peritoró – Caxias II C1 e a LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto C1, além do trecho de linha da LT 230 kV Coelho Neto – Teresina C1. Também faz parte dessa alternativa a implantação de 1 banco de capacitores de 15 Mvar na SE Caxias II 230 kV.

Considerando a implantação dessas obras, o sistema apresenta desempenho satisfatório para o período analisado (2029 – 2037), atendendo aos critérios estabelecidos de carregamento e tensão, tanto para a condição normal de operação como para as contingências simples de elementos de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira.

A seguir são apresentados os fluxos de potência e perfis de tensão para a condição normal de operação referente ao ano de 2029, patamar de carga leve, bem como os fluxos de potência e perfis de tensão para a condição normal de operação e para as contingências simples de elementos da Rede Básica, patamar de carga pesada, referentes ao ano de 2037, cenário de geração 2, condição mais crítica para o dimensionamento da rede.

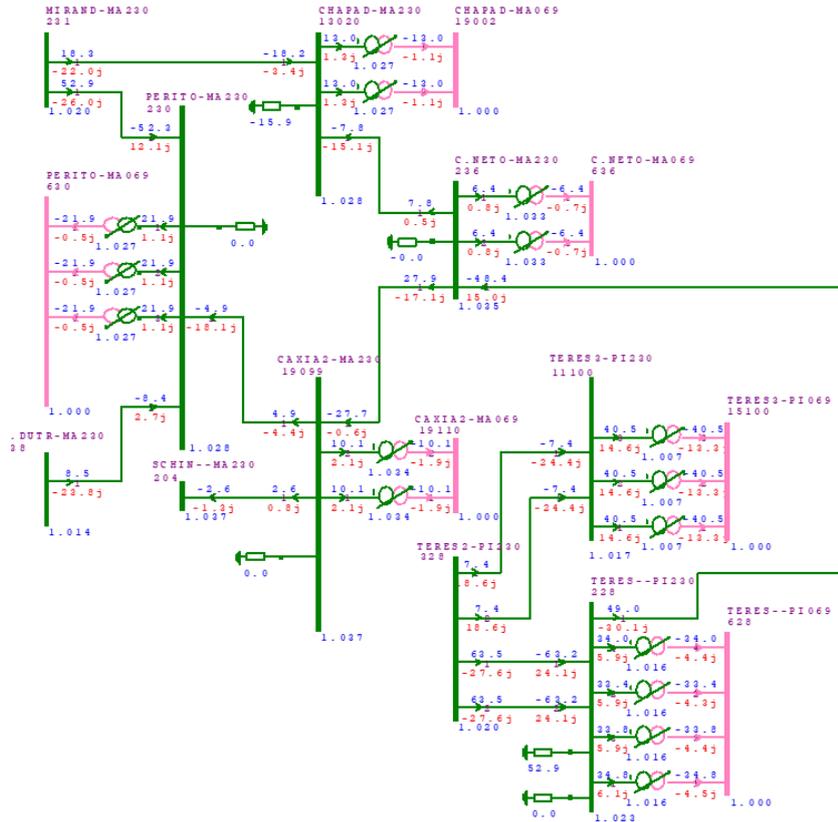


Figura 7-16 – Alternativa 4 – Região Leste do Maranhão - Regime Normal de Operação – Carga Leve - Cenário de Geração 2 – 2029

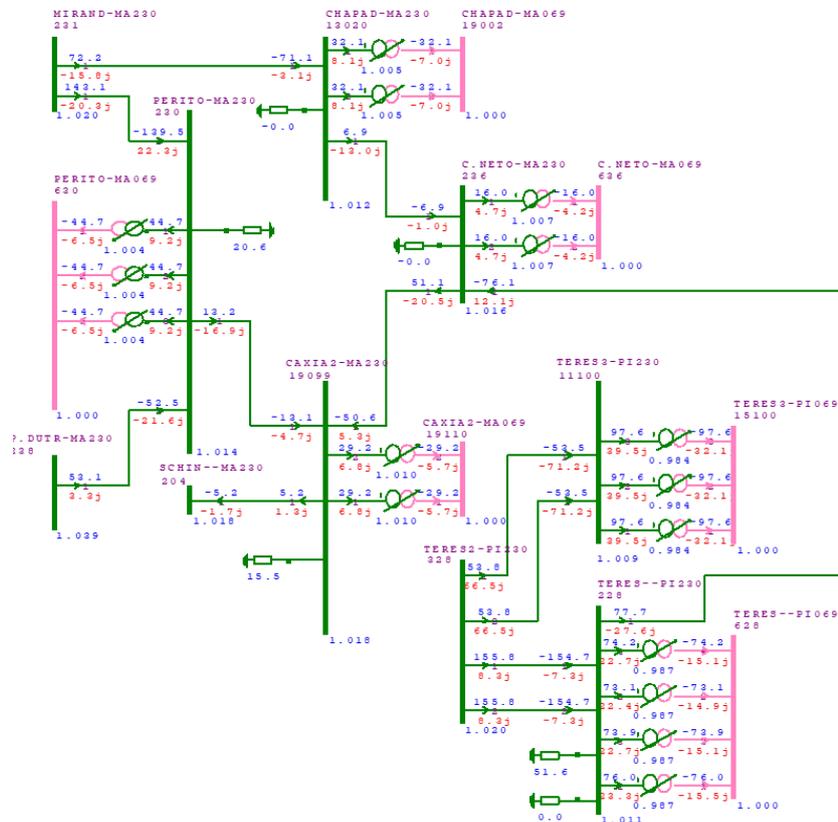


Figura 7-17 – Alternativa 4 – Região Leste do Maranhão - Regime Normal de Operação – Carga Pesada - Cenário de Geração 2 - 2023

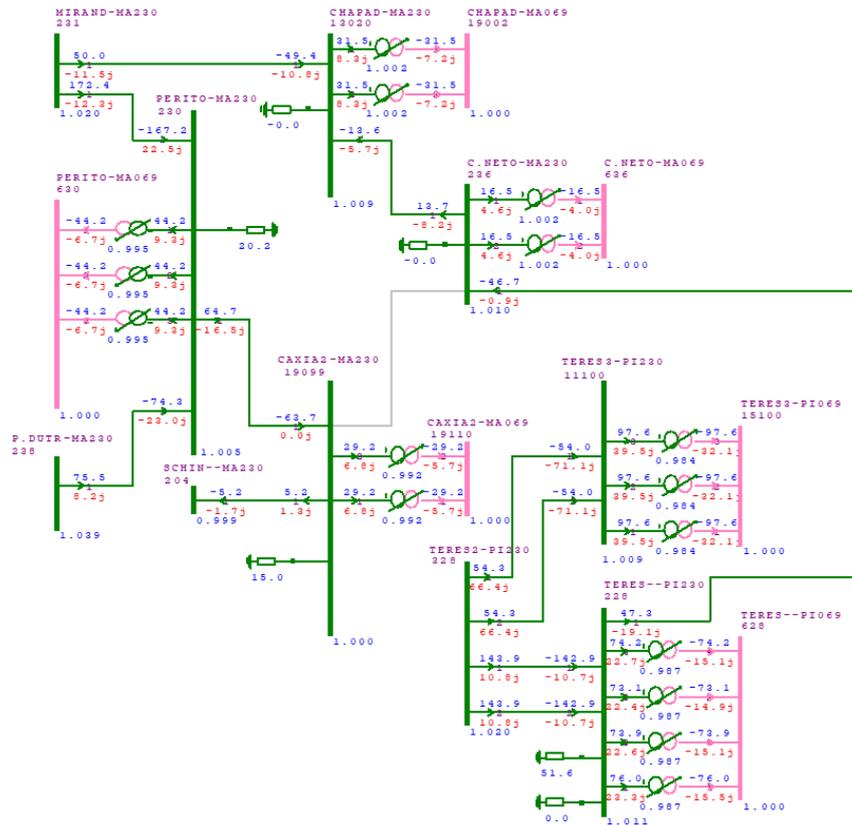


Figura 7-18 – Alternativa 4 – Região Leste do Maranhão – Contingência da LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto C1 – Carga Pesada - Cenário de Geração 2 – 2037

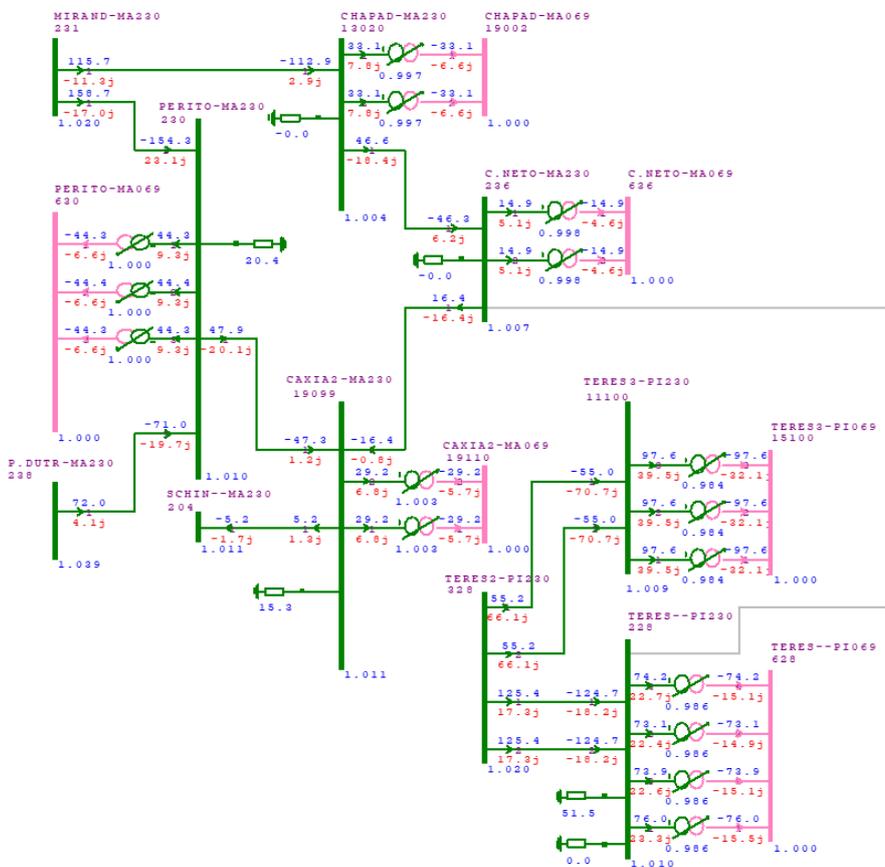


Figura 7-19 – Alternativa 4 – Região Leste do Maranhão – Contingência da LT 230 kV Coelho Neto - Teresina C1 – Carga Pesada - Cenário de Geração 2 – 2037

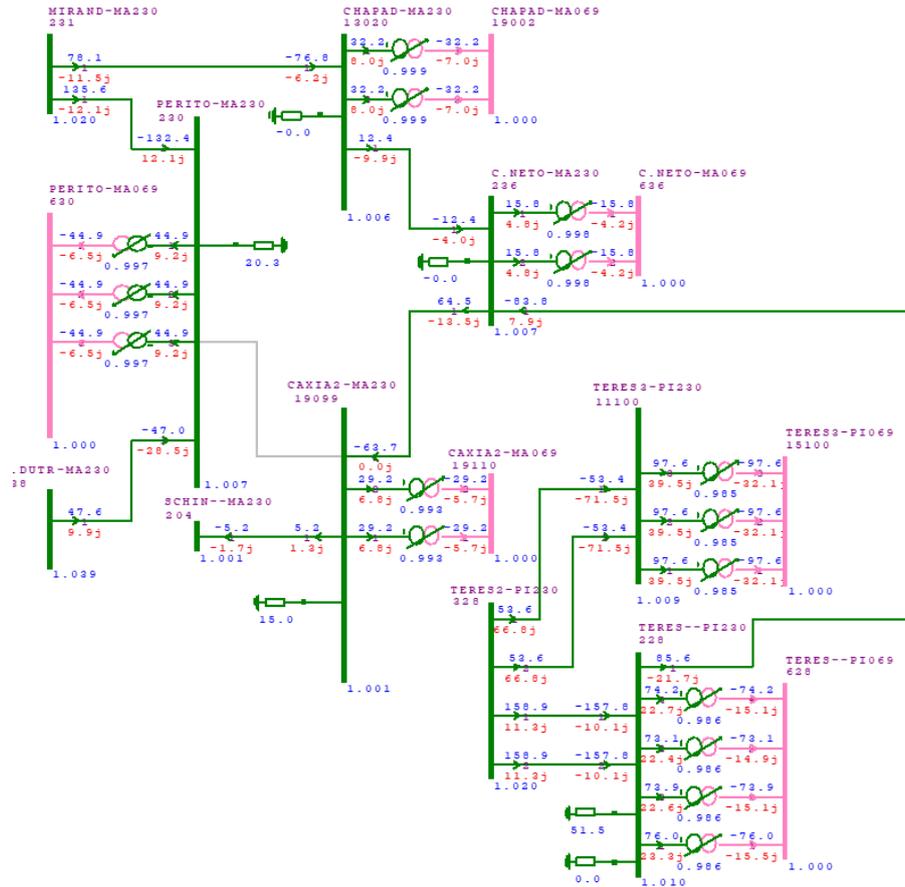


Figura 7-20 – Alternativa 4 – Região Leste do Maranhão – Contingência da LT 230 kV Peritoró - Caxias II C1 – Carga Pesada - Cenário de Geração 2 – 2037

7.2 Região Centro-Norte Piauiense

A seguir são apresentados os resultados das simulações de fluxo de potência para as alternativas da análise da Região Centro-Norte Piauiense. As figuras apresentadas são relativas ao Cenário 2 e patamar de carga média que consiste no cenário mais crítico para os problemas vislumbrados no item 5.2.

7.2.1 Alternativa 1

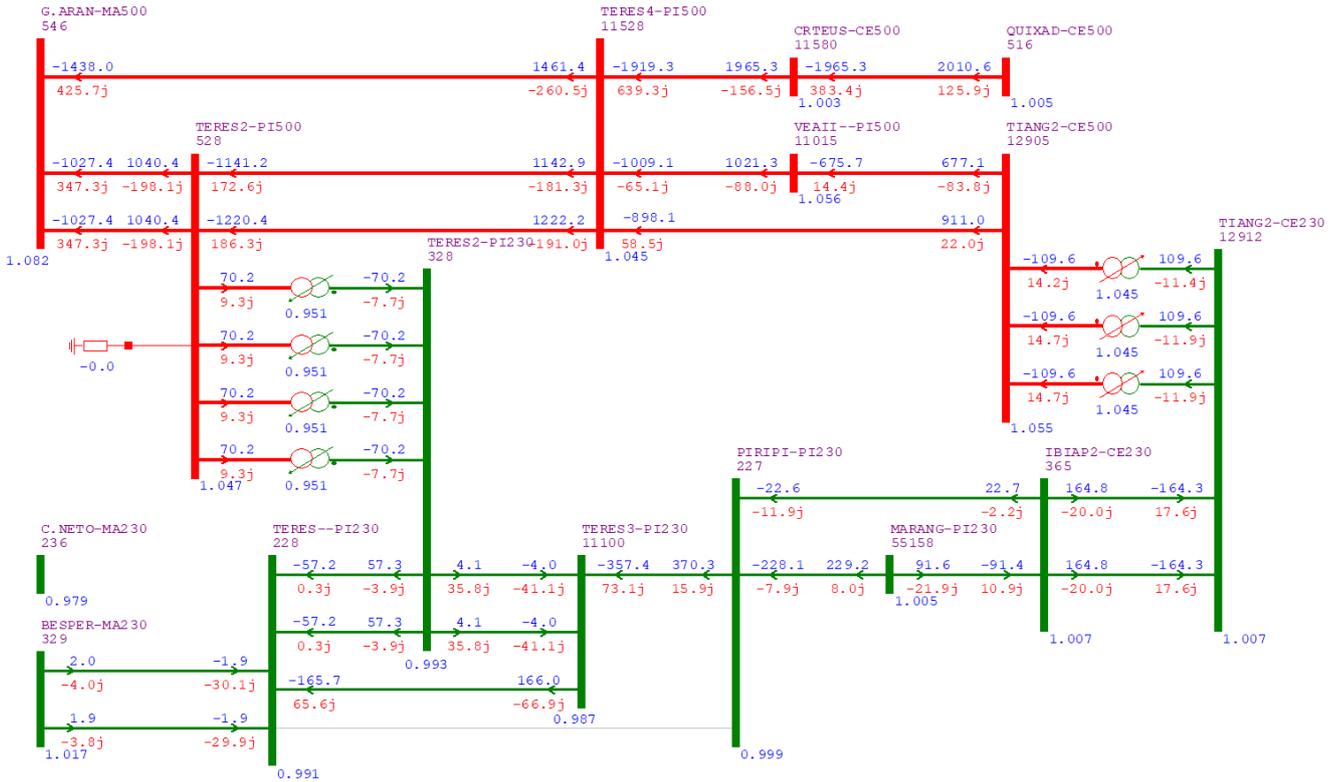


Figura 7-21 - Alternativa 1 – Região Centro-Norte Piauiense - Cenário 2 – Carga Média - Regime Normal de Operação – Ano 2029

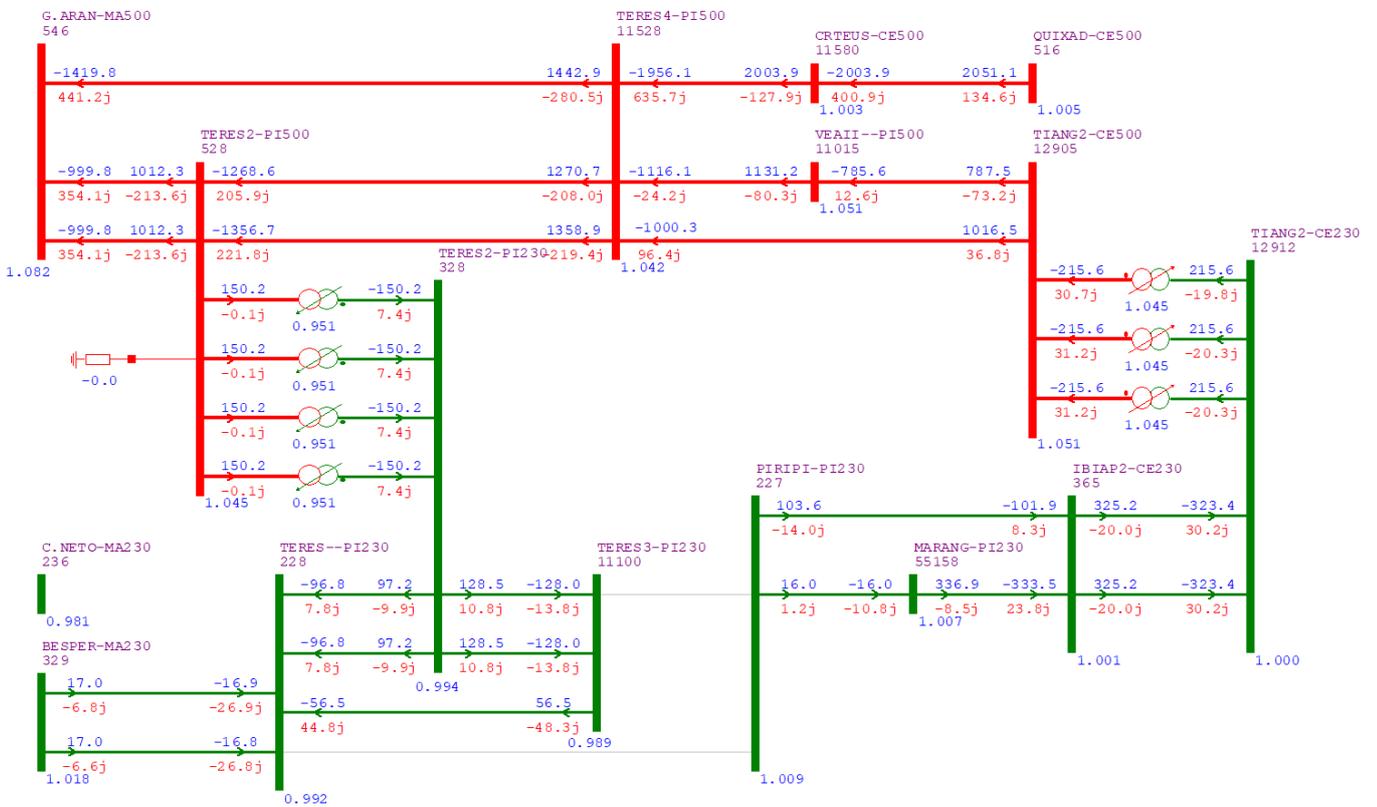


Figura 7-22 – Alternativa 1 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 230 kV Teresina III - Piripiri – Ano 2029

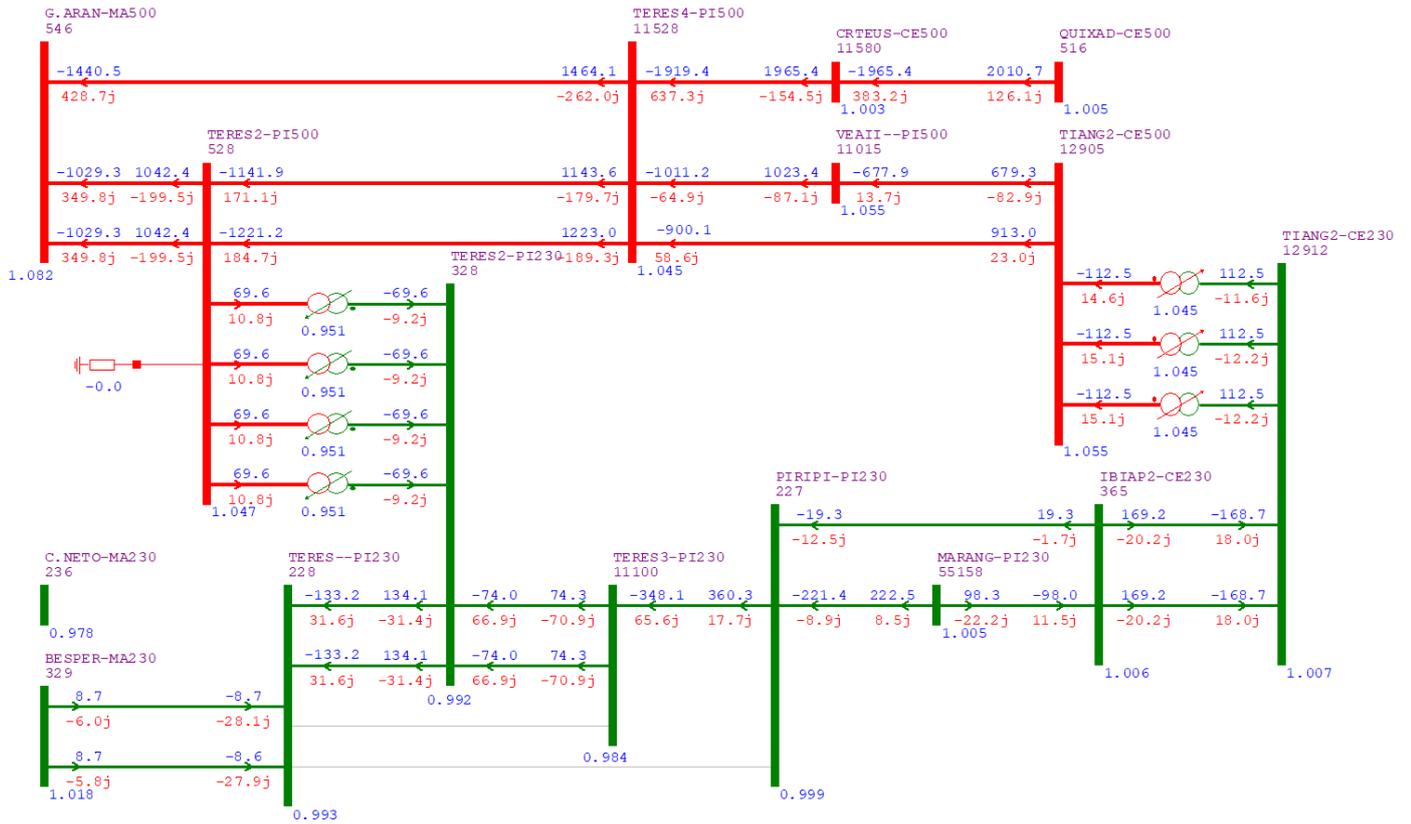


Figura 7-23 – Alternativa 1 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 230 kV Teresina - Teresina III – Ano 2029

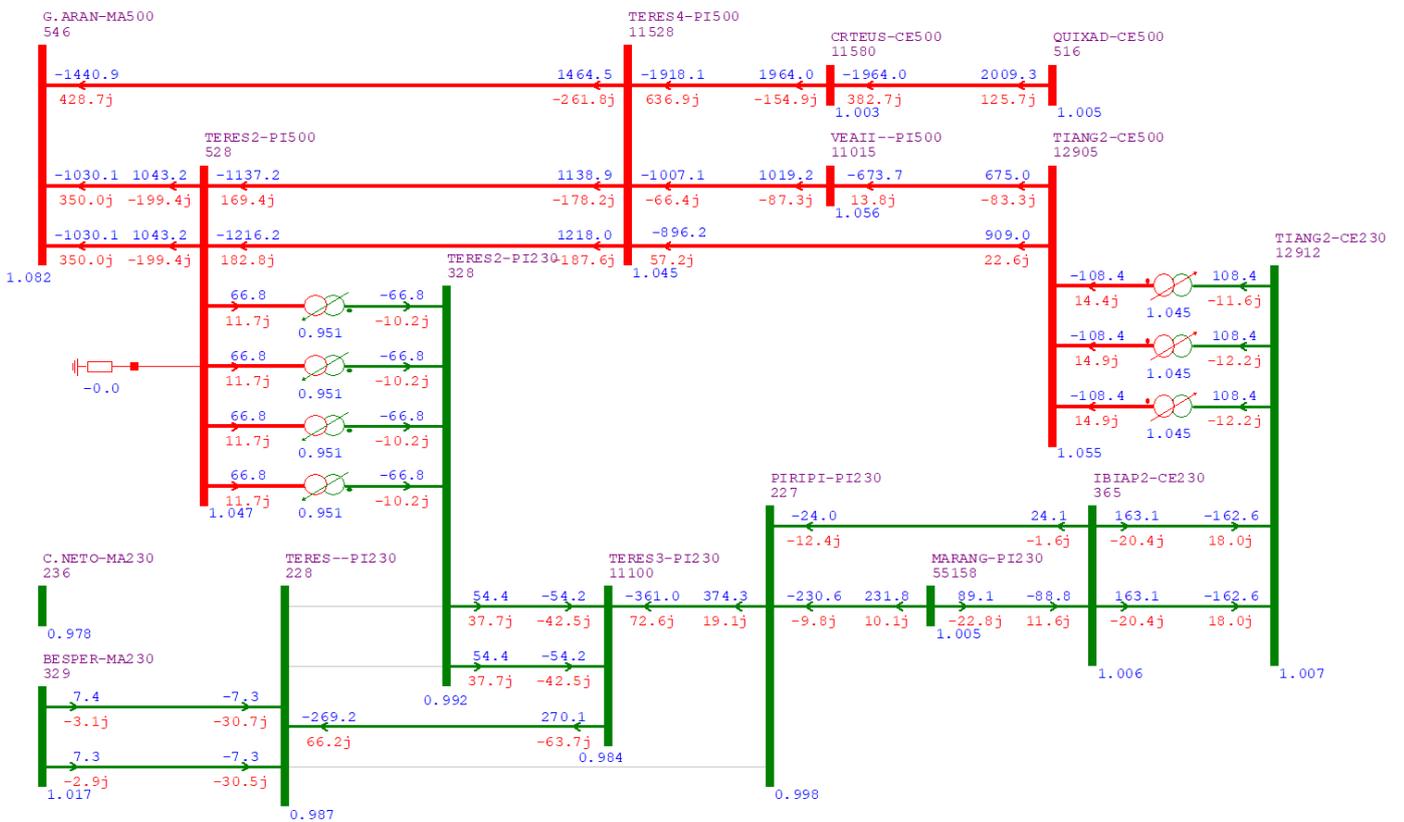


Figura 7-24 – Alternativa 1 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 230 kV Teresina - Teresina II C1 e C2 – Ano 2029

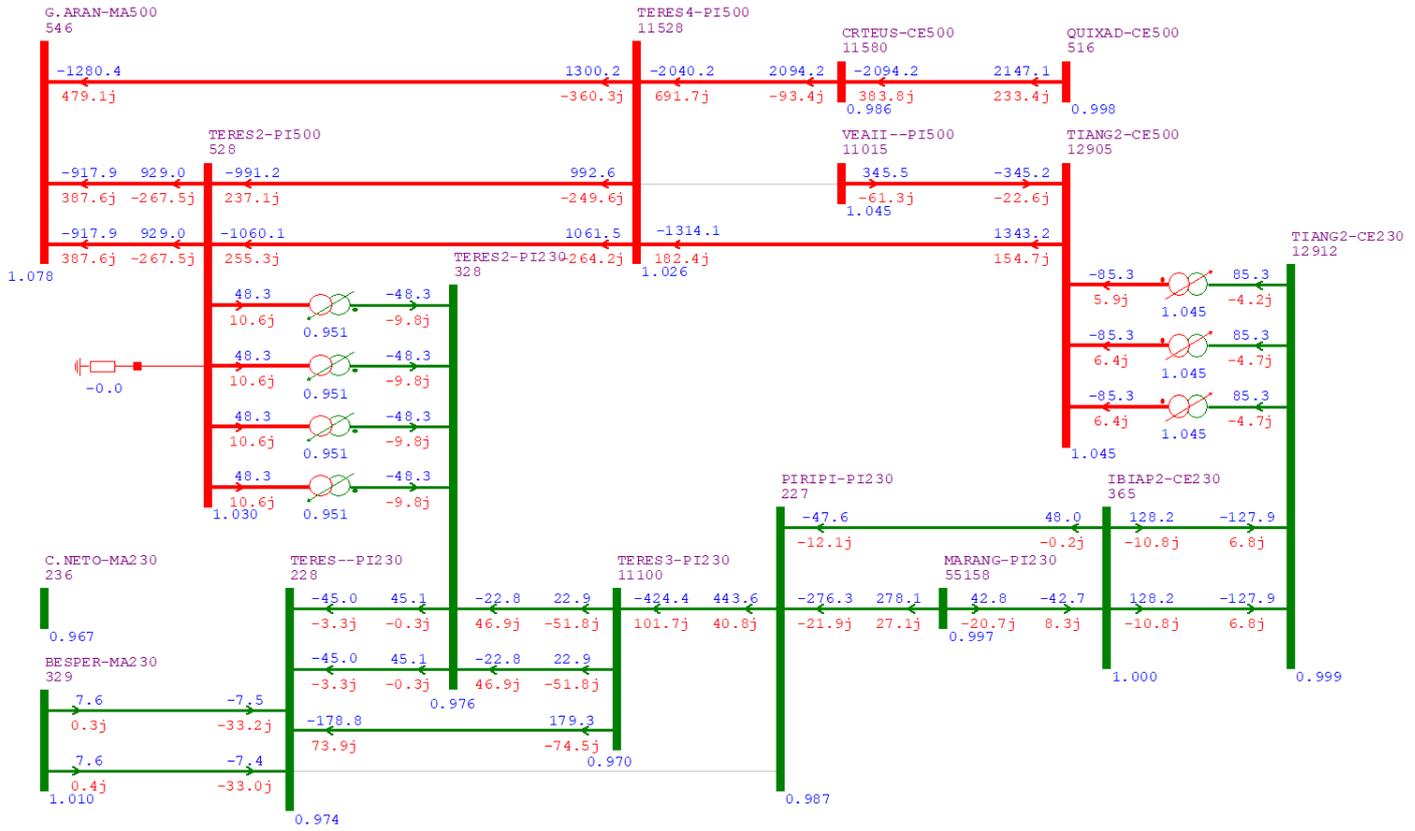


Figura 7-25 - Alternativa 1 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Teresina IV - VEA II – Ano 2029

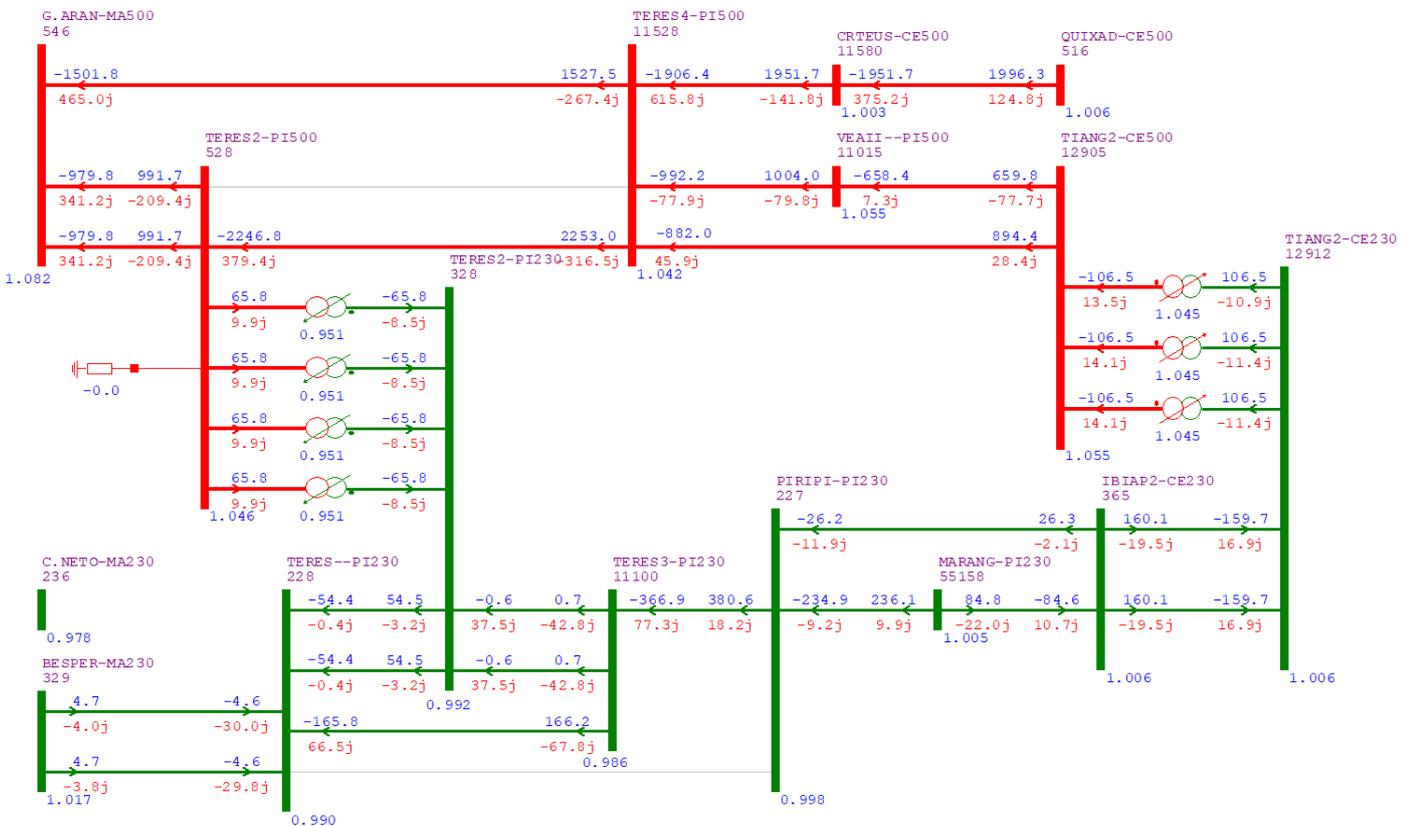


Figura 7-26 - Alternativa 1 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Teresina IV - Teresina II C1 – Ano 2029

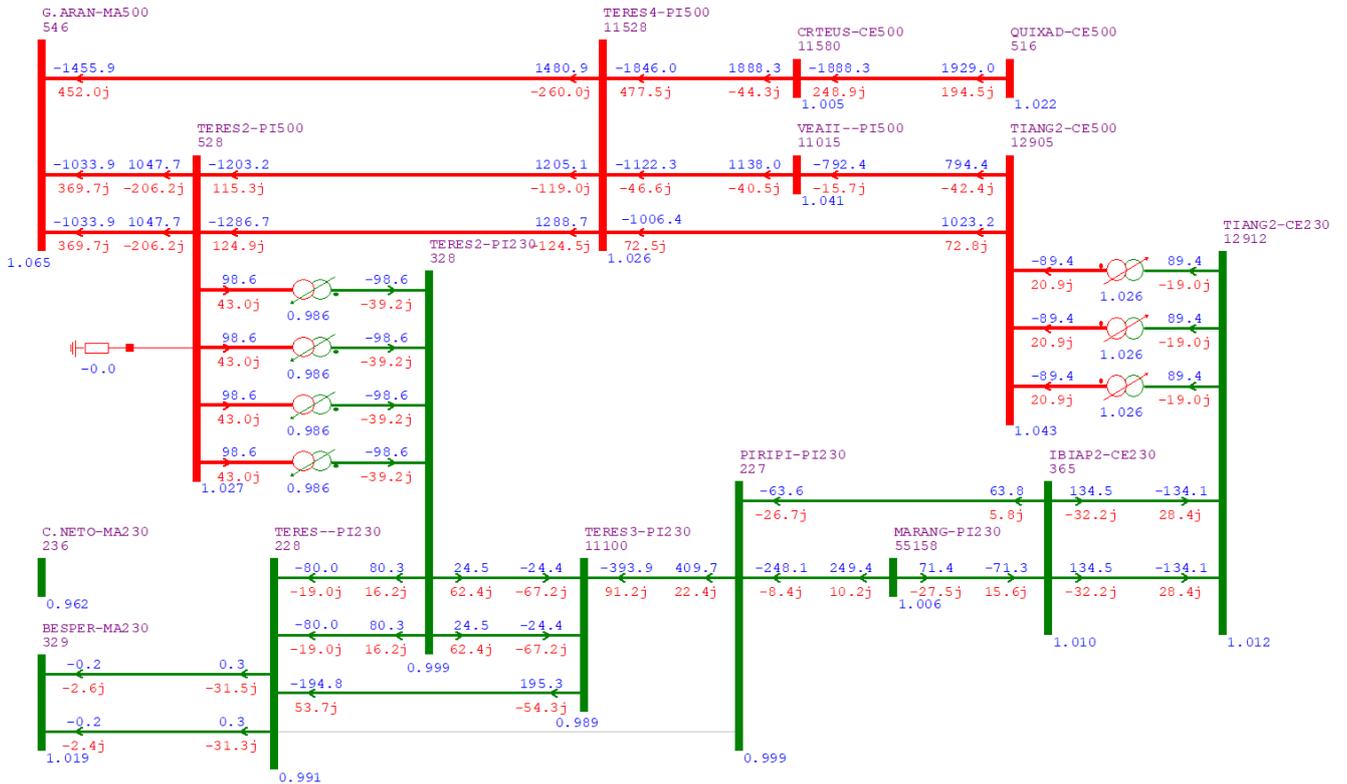


Figura 7-27 - Alternativa 1 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média - Regime Normal de Operação – Ano 2037

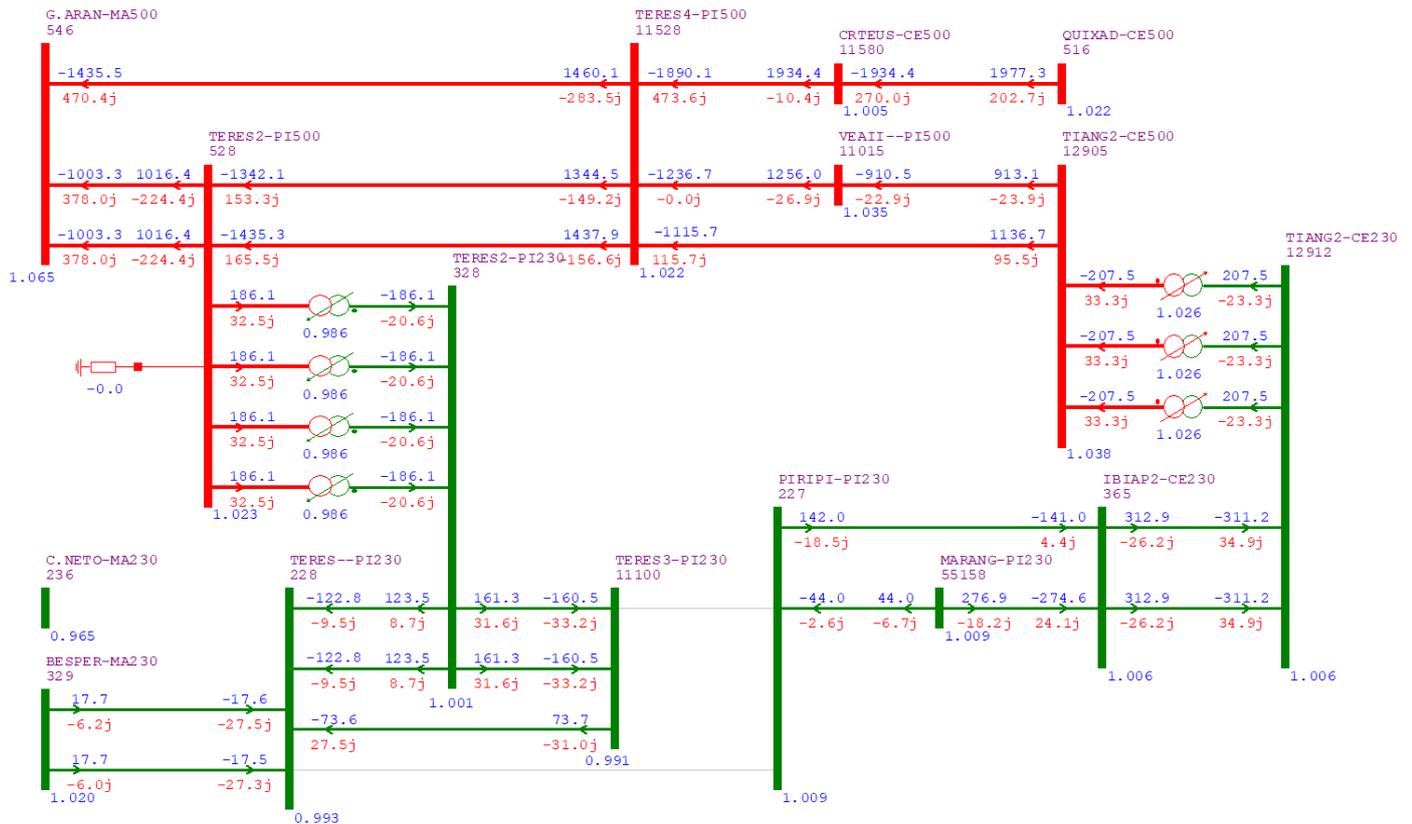


Figura 7-28 - Alternativa 1 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 230 kV Teresina III - Piripiri – Ano 2037

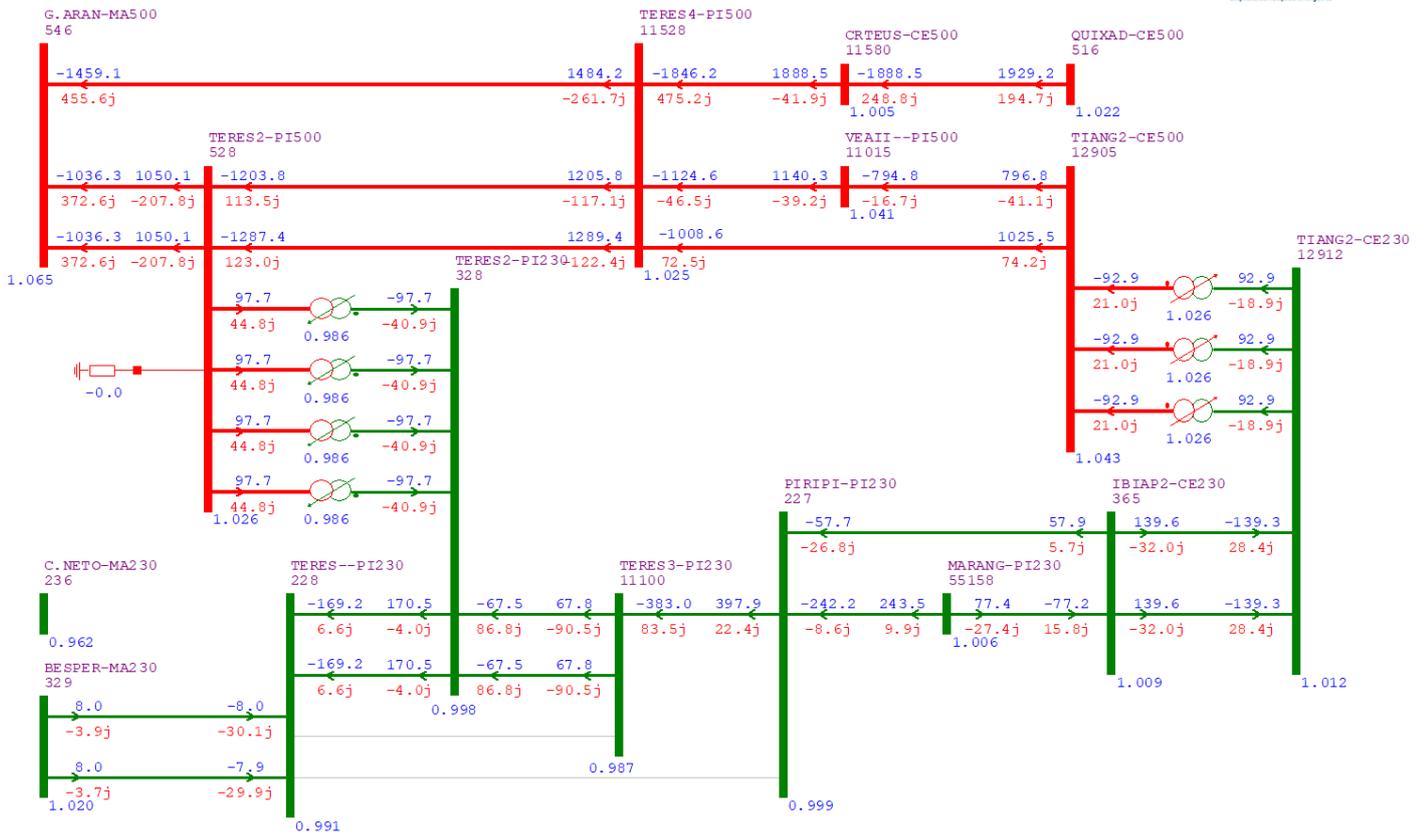


Figura 7-29 - Alternativa 1 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 230 kV Teresina - Piripiri – Ano 2037

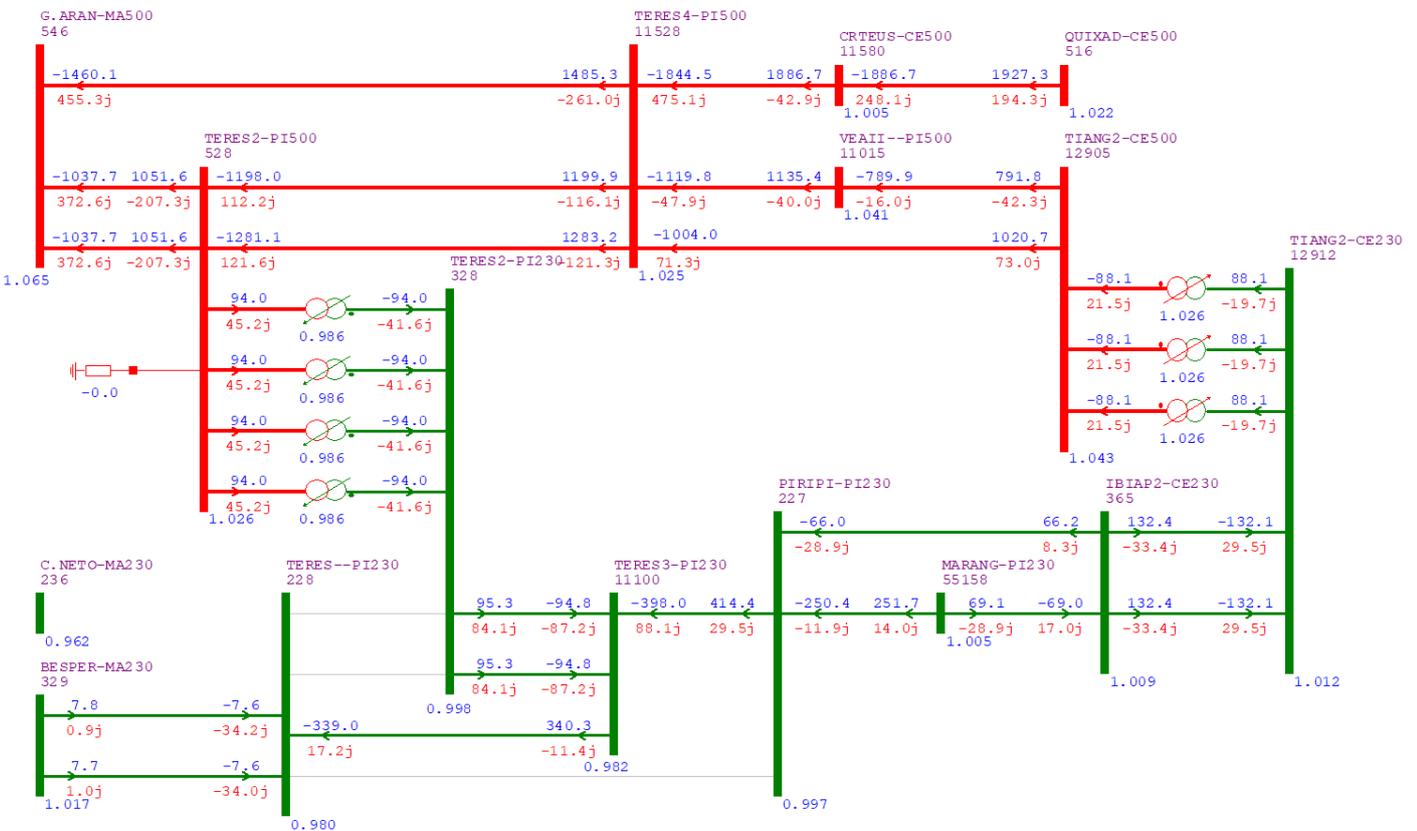


Figura 7-30 - Alternativa 1 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 230 kV Teresina – Teresina II C1 e C2 – Ano 2037

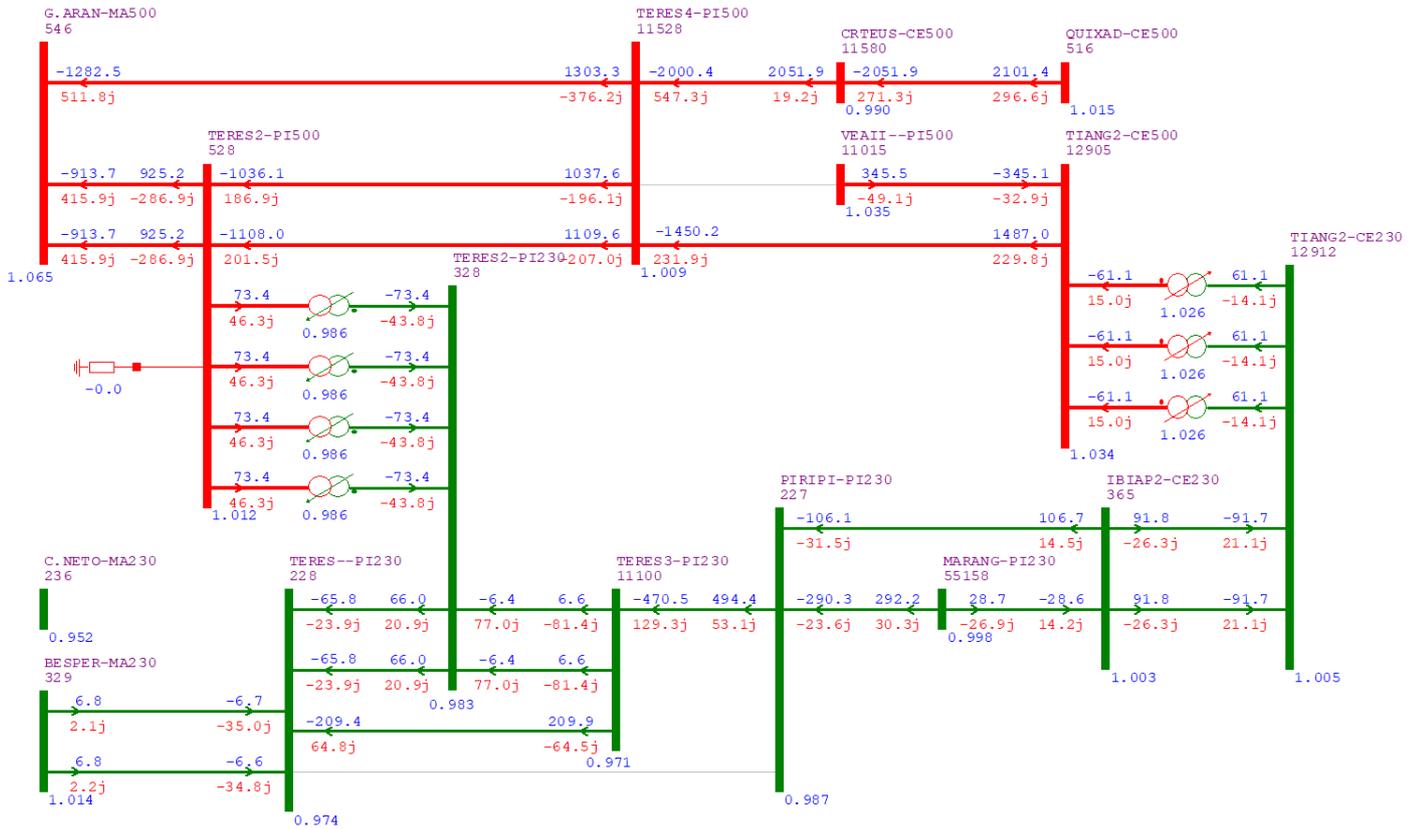


Figura 7-31 - Alternativa 1 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Teresina IV – VEA II – Ano 2037

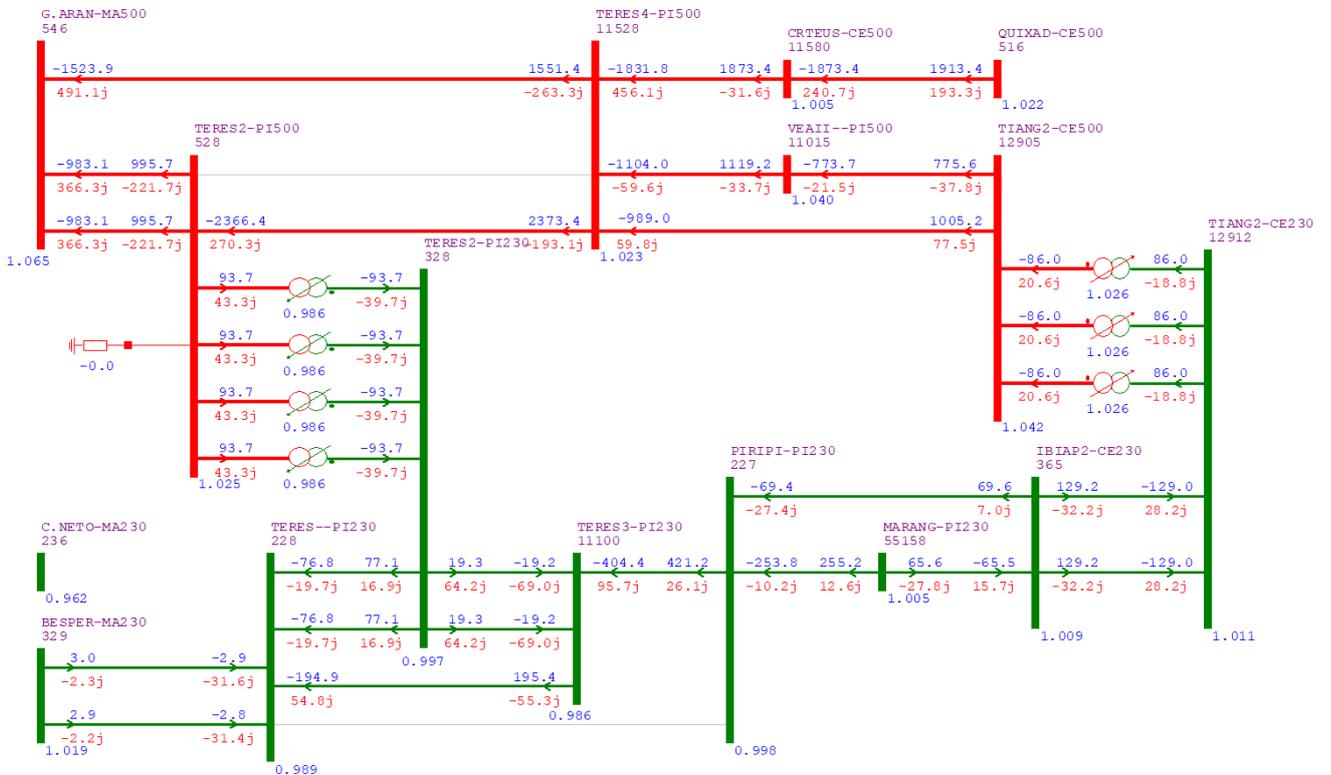


Figura 7-32 - Alternativa 1 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Teresina IV – Teresina II – Ano 2037

7.2.2 Alternativa 2

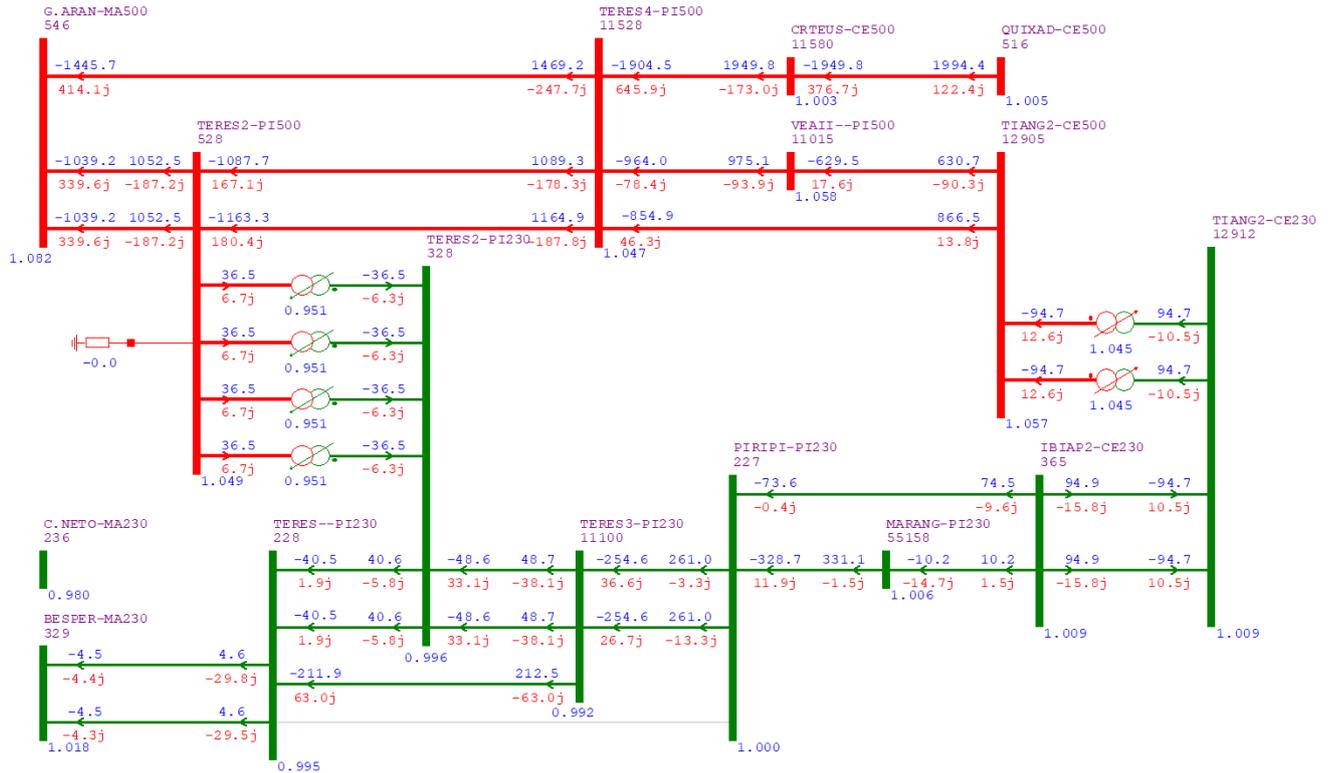


Figura 7-33 – Alternativa 2 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Regime Normal de Operação – Ano 2029

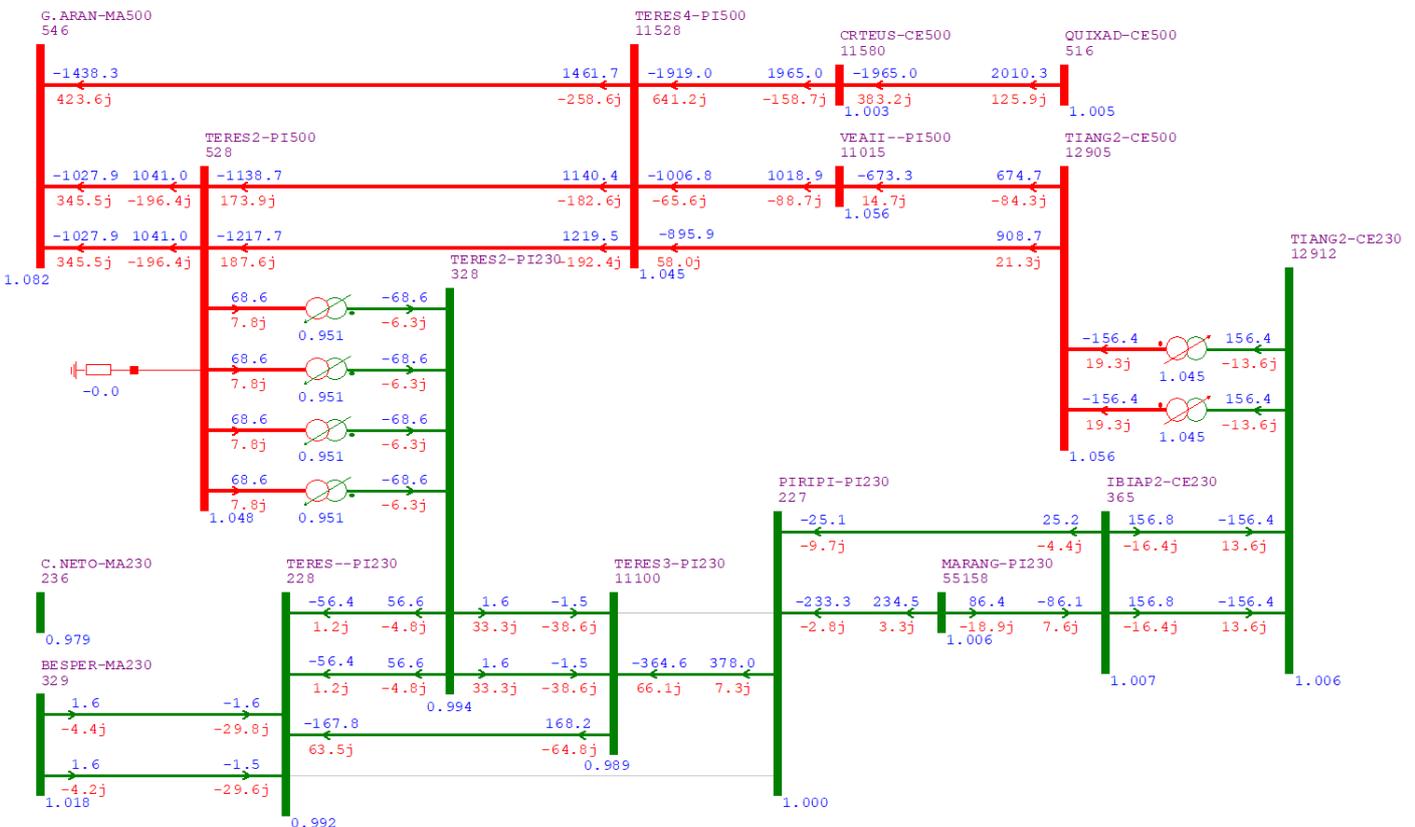


Figura 7-34 – Alternativa 2 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 230 kV Teresina III – Piripiri C1 – Ano 2029

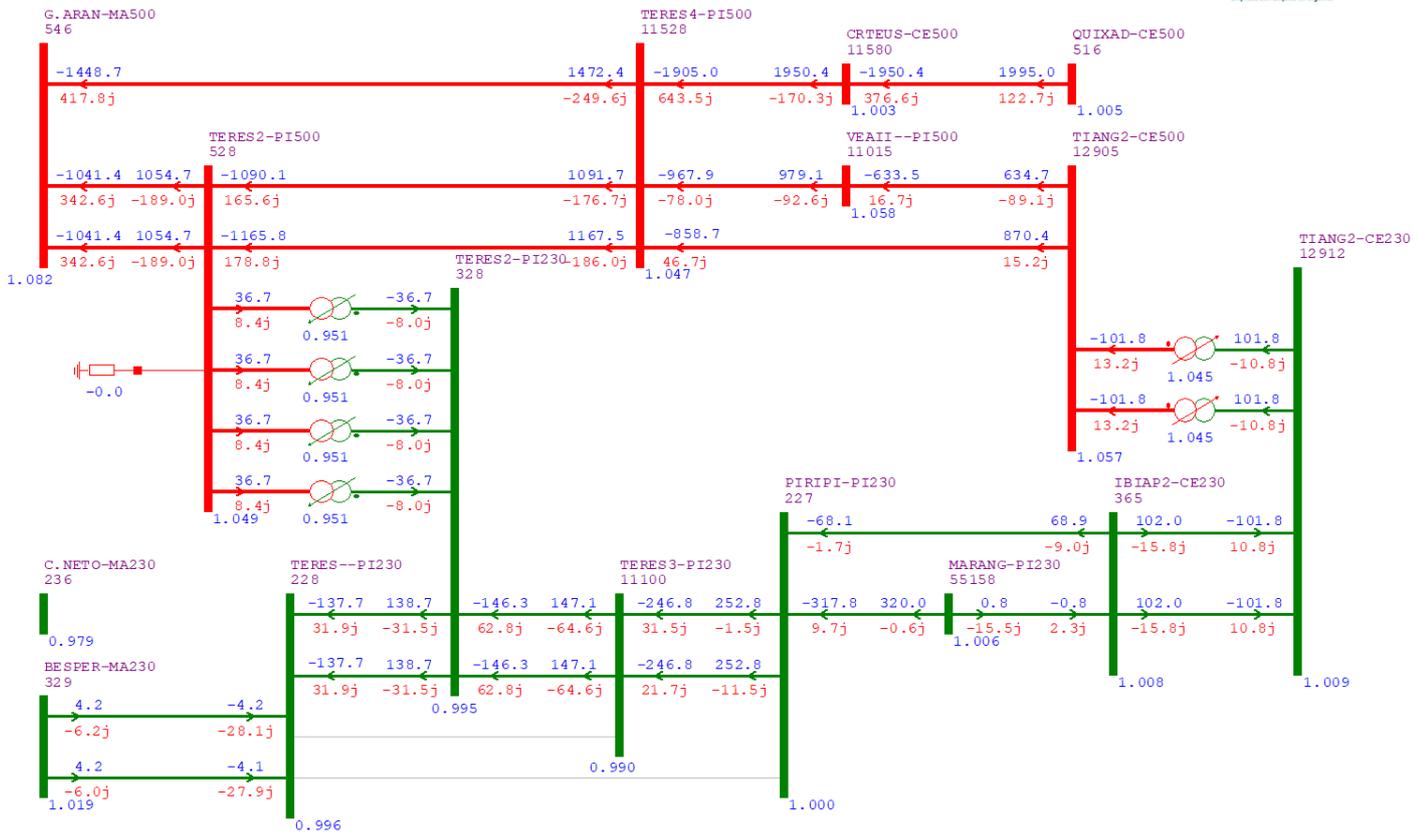


Figura 7-35 – Alternativa 2 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 230 kV Teresina - Teresina III – Ano 2029

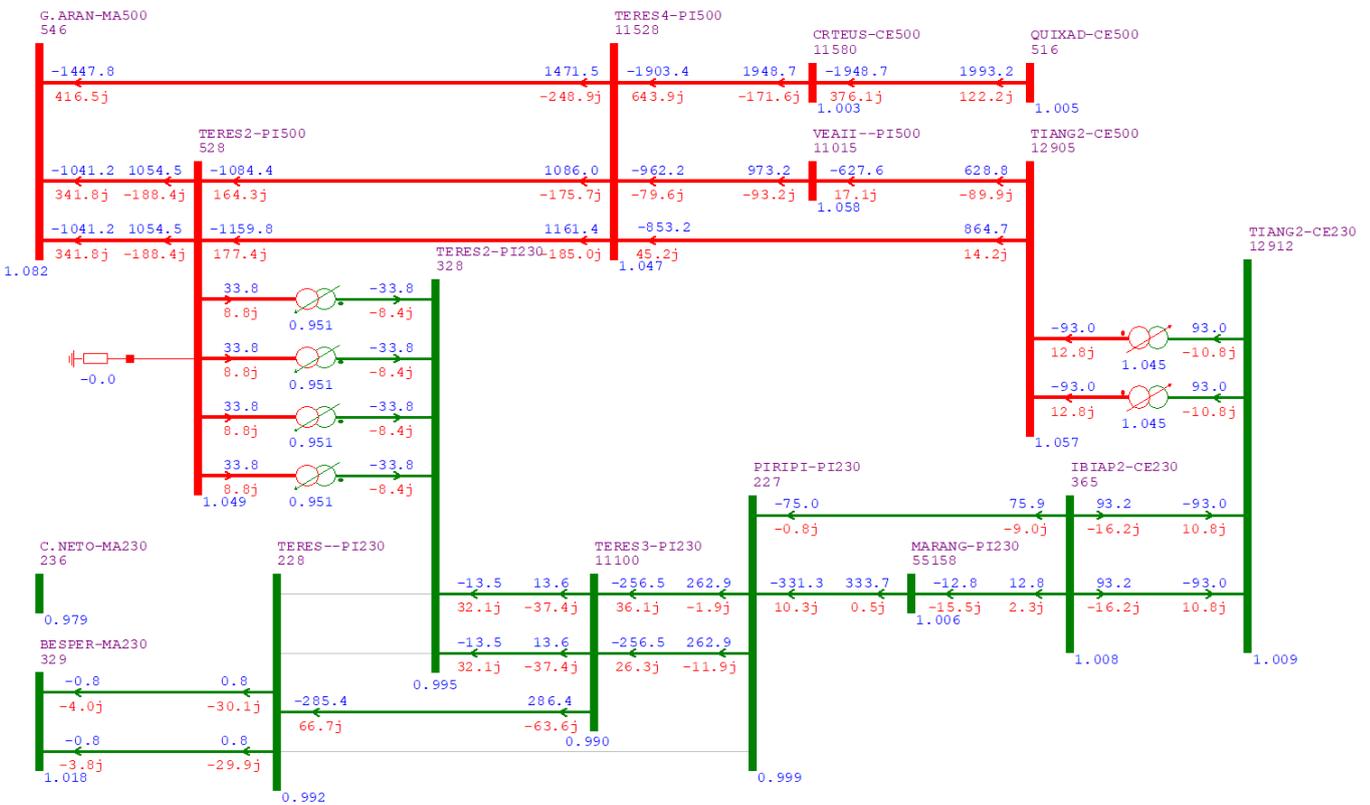


Figura 7-36 – Alternativa 2 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 230 kV Teresina - Teresina II C1 e C2 – Ano 2029

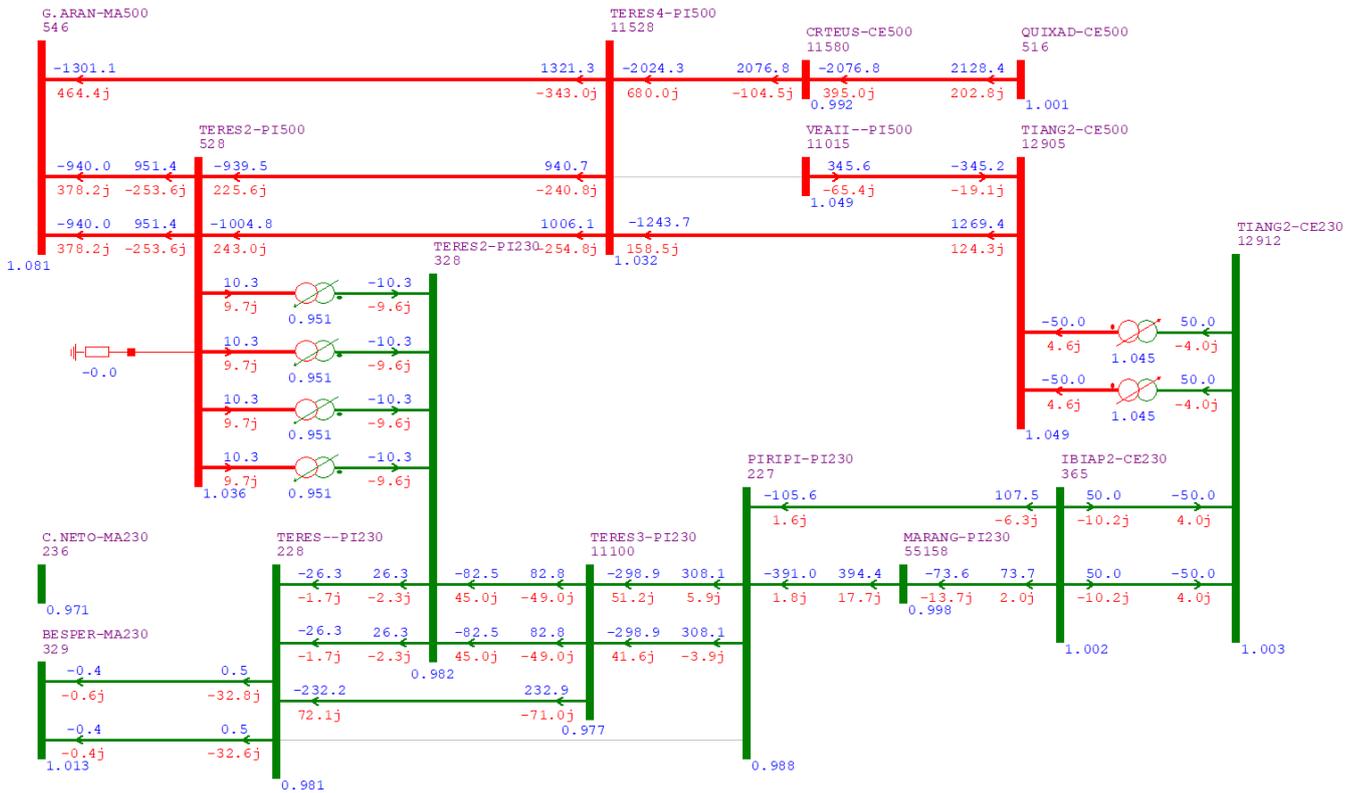


Figura 7-37 - Alternativa 2 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Teresina IV – VEA II - Ano 2029

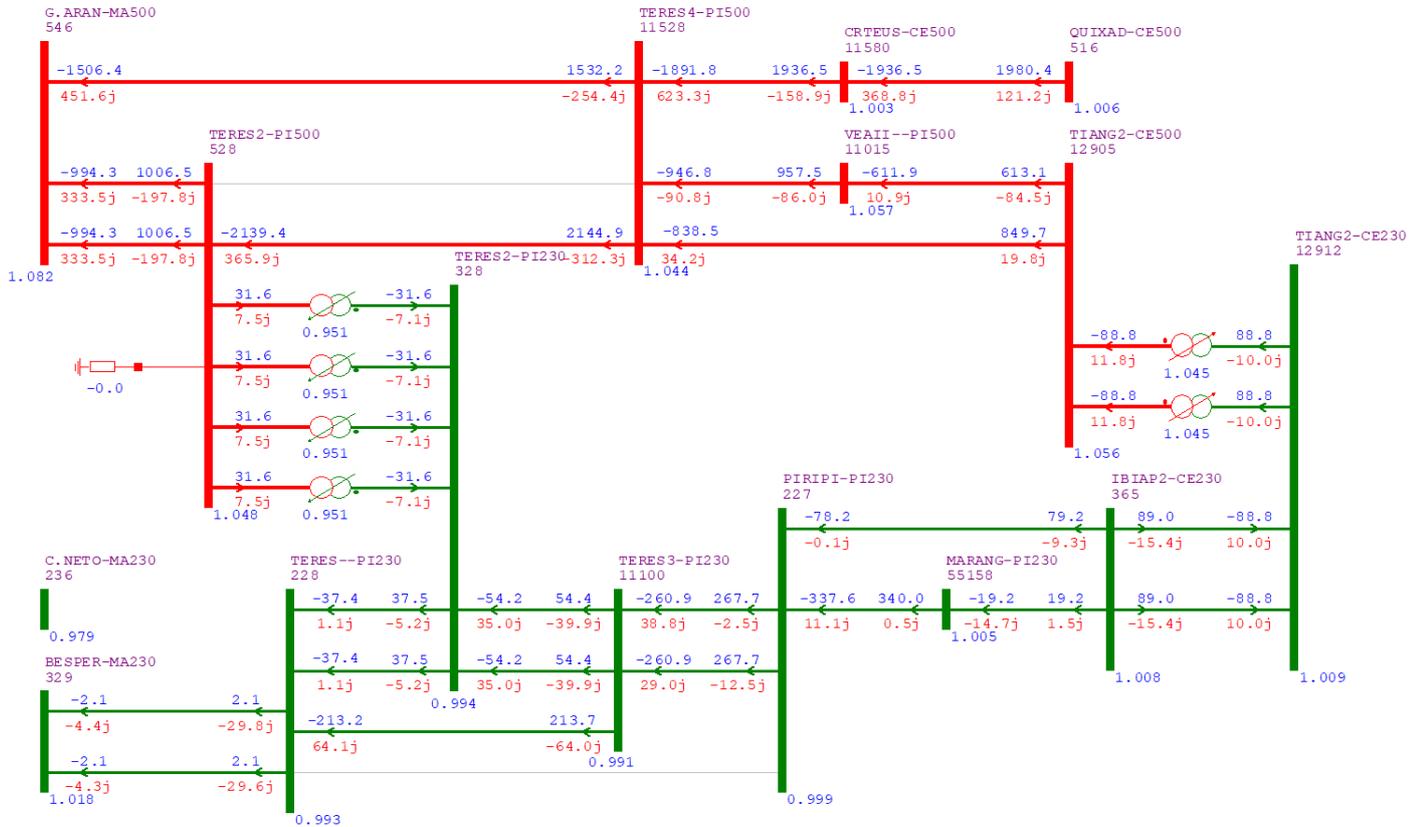


Figura 7-38 - Alternativa 2 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Teresina IV – Teresina II - Ano 2029

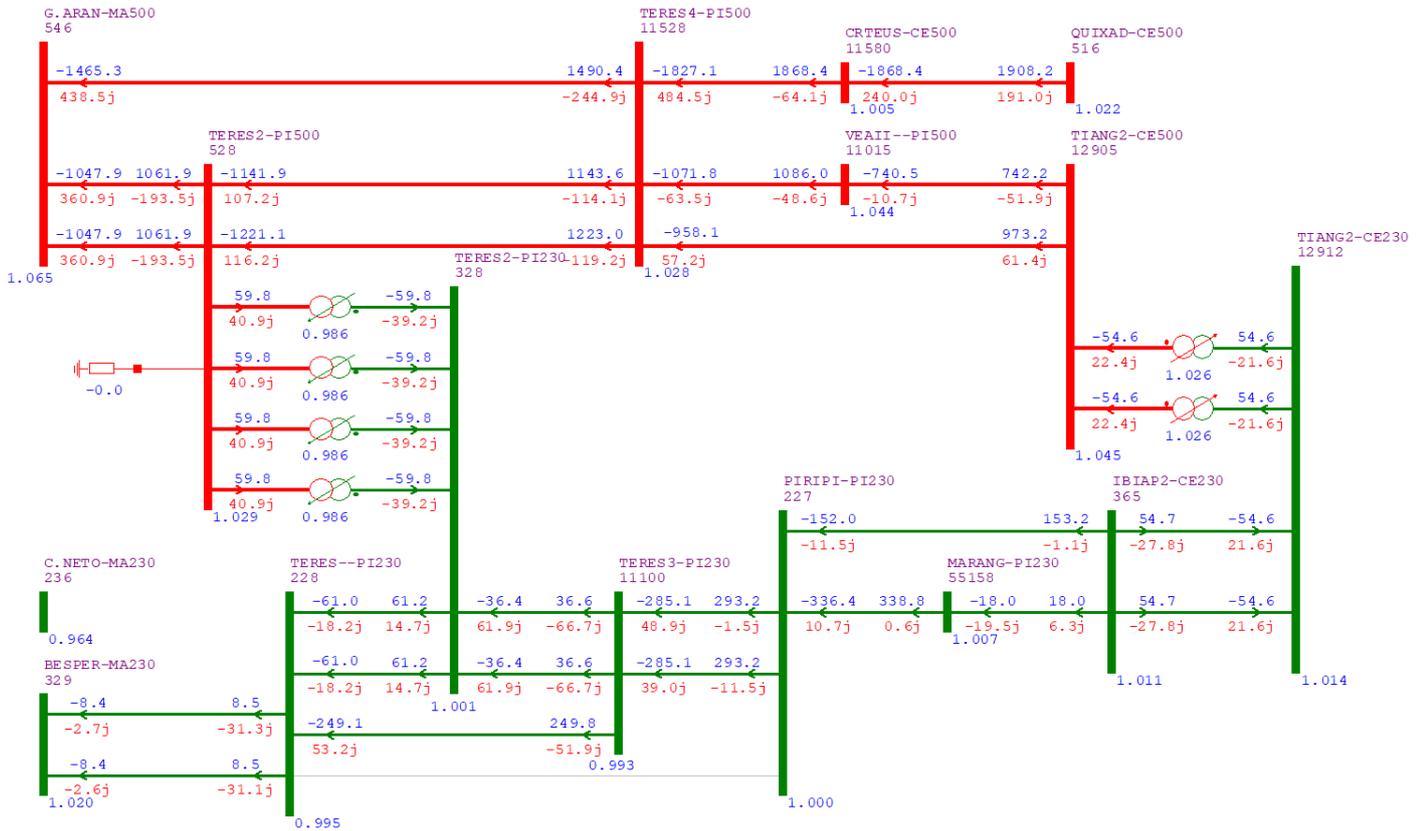


Figura 7-39 - Alternativa 2 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Regime Normal de Operação - Ano 2037

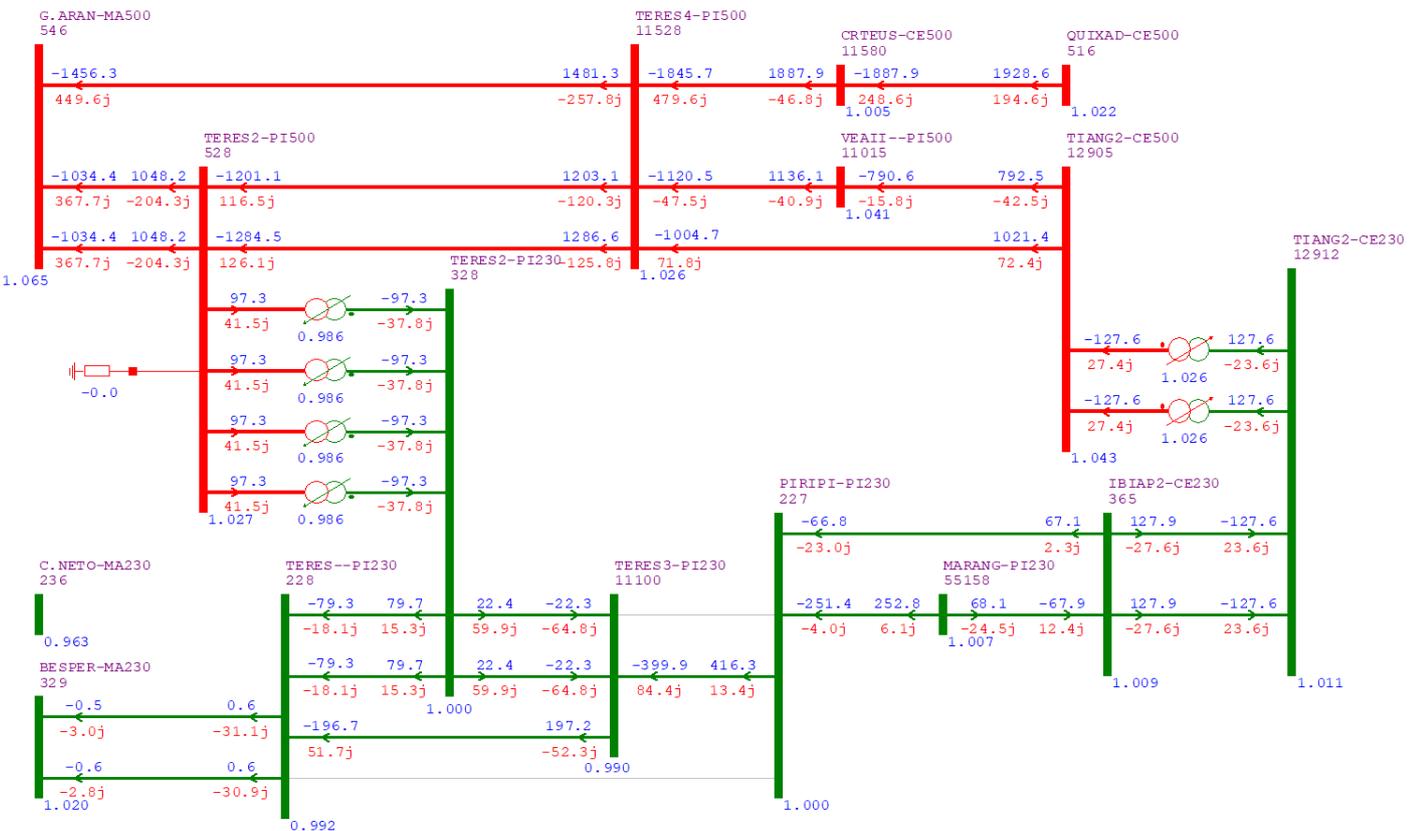


Figura 7-40 - Alternativa 2 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 230 kV Teresina III – Piripiri C1 - Ano 2037

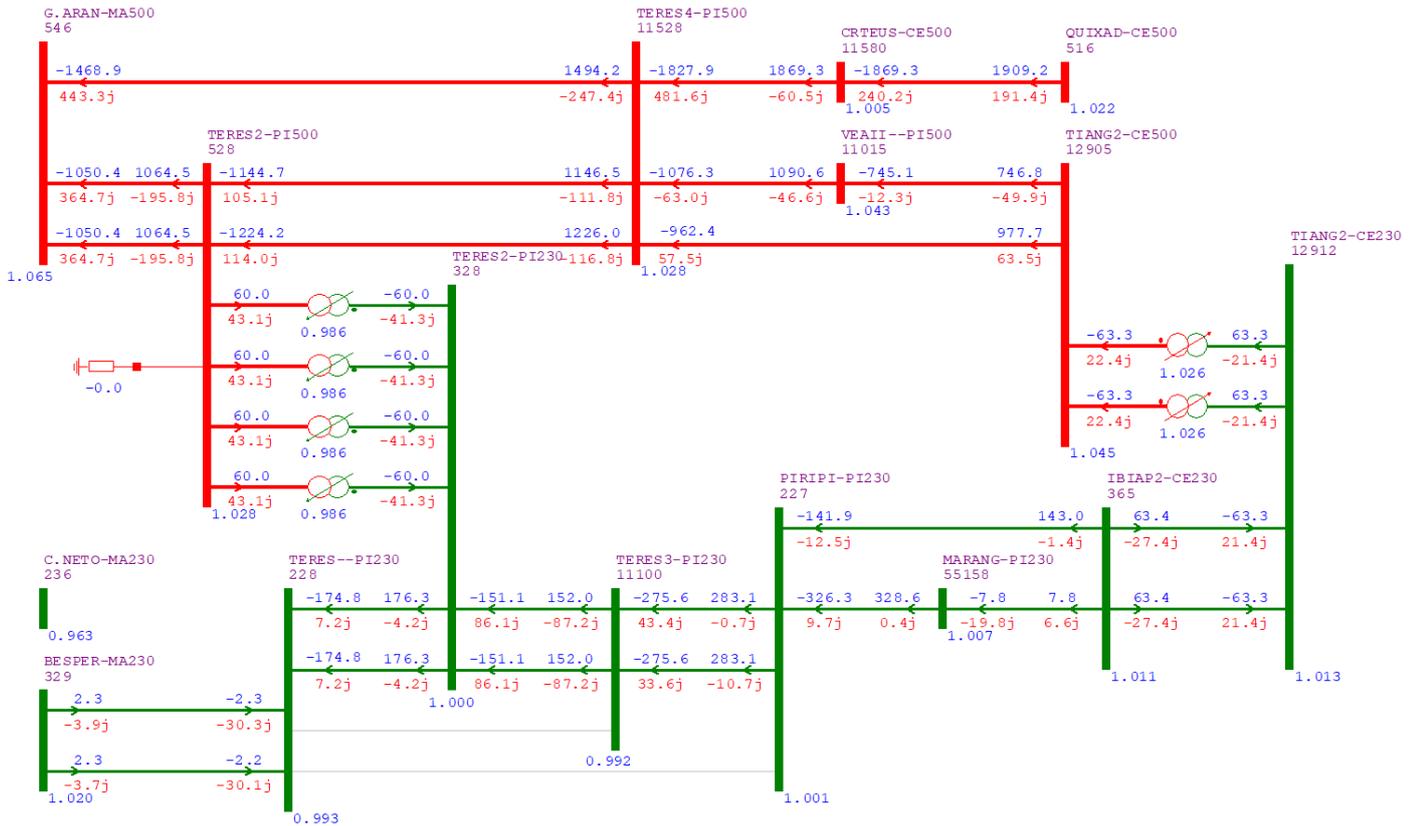


Figura 7-41 - Alternativa 2 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 230 kV Teresina - Teresina III - Ano 2037

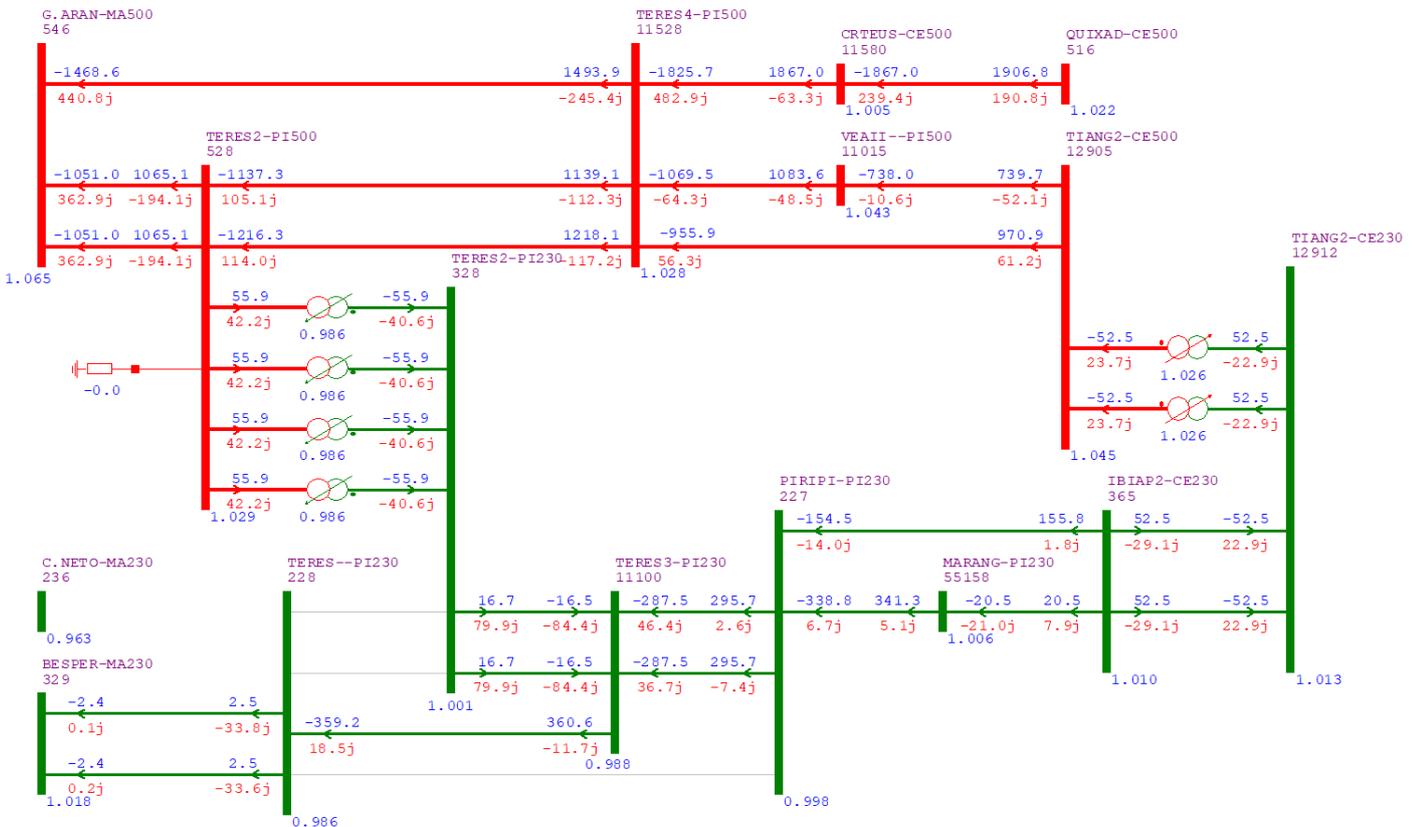


Figura 7-42 - Alternativa 2 – Região Centro-Norte Piauiense – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 230 kV Teresina - Teresina II C1 e C2 - Ano 2037

8 ANÁLISE ECONÔMICA

Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas foi utilizado o documento: “Base de Referência de Preços ANEEL – março de 2023”, [8], e o método dos rendimentos necessários, com o truncamento das séries temporais no ano 2037.

Os investimentos previstos ao longo do tempo são referidos ao ano 2029 com taxa de retorno de 8% ao ano. Salienta-se, no entanto, que esses são valores de referência, compostos por custos médios de mercado, e utilizados apenas para comparação de alternativas em estudos de planejamento, não servindo como base para orçamentos executivos do empreendimento.

Para valoração das perdas elétricas, utilizou-se custo de 205,11 R\$/MWh, calculado com base no custo marginal de expansão da geração informado pela EPE, [10]. Para ponderação das perdas, foram simulados os patamares de carga Pesada, Média e Leve, cenários 1, 2, 3 e 4, com 25% do tempo de permanência em cada cenário. O detalhamento das perdas elétricas em cada um dos cenários e patamares é apresentado no Anexo 17.2.

8.1 Região Leste do Maranhão

A Tabela 8-1 apresenta a comparação econômica das alternativas analisadas para a expansão da rede de transmissão da região leste do estado do Maranhão, levando-se em consideração os custos de investimentos e o diferencial de perdas.

Tabela 8-1– Custo de investimento e perdas (R\$ x 1000) – Região Leste do Maranhão

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa 1	139.655,51	5.885,45	145.540,96	113,5%	2º
Alternativa 2	127.935,63	344,01	128.279,64	100,0%	1º
Alternativa 3	153.766,32	0,00	153.766,32	119,9%	3º
Alternativa 4	194.603,26	4.265,22	198.868,48	155,0%	4º

De acordo com os resultados apresentados na Tabela 8-1, pode-se concluir que a Alternativa 2 apresenta o melhor desempenho técnico-econômico, sendo, portanto, a solução recomendada para suprimento de energia elétrica à região leste do estado do Maranhão. A alternativa 2 contempla a reconstrução em 2029 do trecho de linha da LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto C1, além da implantação da LT 230 kV Caxias II C1 – Teresina II C1 e de 1 dispositivo de controle automático rápido de reativos de (-50/50) Mvar na SE Caxias II 230 kV. Por fim, cumpre notar que essa alternativa também recomenda a desativação da LT 230 kV Peritoró – Caxias II existente, de um trecho de linha da LT 230 kV Caxias II - Coelho Neto C1 e de um trecho de linha da LT 230 kV Coelho Neto – Teresina C1.

Os planos de obras referentes a cada alternativa são apresentados no item 17.3.

Com relação ao reator de linha CHRE6-01, de 20 Mvar, instalado atualmente na SE Coelho Neto e que entrou em operação em 2006, foi realizada uma análise de sensibilidade com o objetivo de avaliar a factibilidade econômica da utilização desse equipamento em algum outro local do Sistema Interligado Nacional, uma vez que nesse estudo não foi identificada a necessidade técnica de manutenção desse reator na rede da região em foco. Nesse caso, foram consideradas duas possibilidades, como segue:

- Alternativa 1 – Descarte do reator de linha de 20 Mvar atualmente instalado na SE Coelho Neto

Nesse caso, considerando que o reator entrou em operação em 2006, possui vida útil regulatória de 36 anos, e tendo 2029 como ano inicial do estudo, restariam 13 anos para o seu pleno ressarcimento econômico e fim de vida útil regulatória. O custo estimado para essa alternativa corresponde ao resíduo de receita a ser recebida pela transmissora, mesmo considerando a desativação do reator.

- Alternativa 2 – Transferência do reator de linha de 20 Mvar atualmente instalado na SE Coelho Neto para outro local do SIN

Nesse caso, seria necessária a aquisição de uma Conexão de Reator de Barra para a utilização desse equipamento em alguma outra subestação da Rede Básica.

Os resultados dessa análise são apresentados abaixo:

Tabela 8-2– Custo de investimento (R\$ x 1000) – Análise de sensibilidade referente ao reator de 20 Mvar instalado atualmente na SE Coelho Neto

Alternativas	Investimento	%	Ordem
Alternativa 1	1.869,41	502,2%	2º
Alternativa 2	9.387,96	100,0%	1º

De acordo com a Tabela 8-2, pode-se concluir que em termos econômicos não se justifica a transferência do reator de linha de 20 Mvar atualmente instalado na SE Coelho Neto para nenhuma outra subestação do SIN, mesmo esse ainda tendo, em 2029, 13 anos para o fim da sua vida útil regulatória.

Com relação ao reator de linha CHRE6-02, de 5 Mvar, considerando que: (i) ele entrou em operação em 1997; (ii) a vida útil regulatória de um reator é de 36 anos; e (iii) 2029 é ano inicial do estudo, restariam apenas 4 anos de vida útil regulatória após a reconfiguração da rede 230 kV proposta neste documento. Neste sentido, não se vislumbrou como adequado considerar a reutilização de um equipamento com vida útil tão avançada em outro ponto do SIN.

8.2 Conexão do Consumidor Heineken

Após ser definida a solução com o melhor desempenho técnico-econômico para a região leste do estado do Maranhão (Alternativa 2), foi realizada uma análise complementar com o objetivo de identificar a melhor alternativa para suprimento ao consumidor Heineken, uma vez que a alternativa indicada para suprimento à região leste do Maranhão contempla a desativação da LT Peritoró – Caxias II C1 devido

à desgaste e obsolescência de equipamentos em final de vida útil. Nessa análise, foram avaliadas 3 possibilidades, como segue:

- Alternativa 1) Reconstrução do trecho de linha de 900 m na mesma faixa de servidão do circuito atual da LT Peritoró – Caxias II

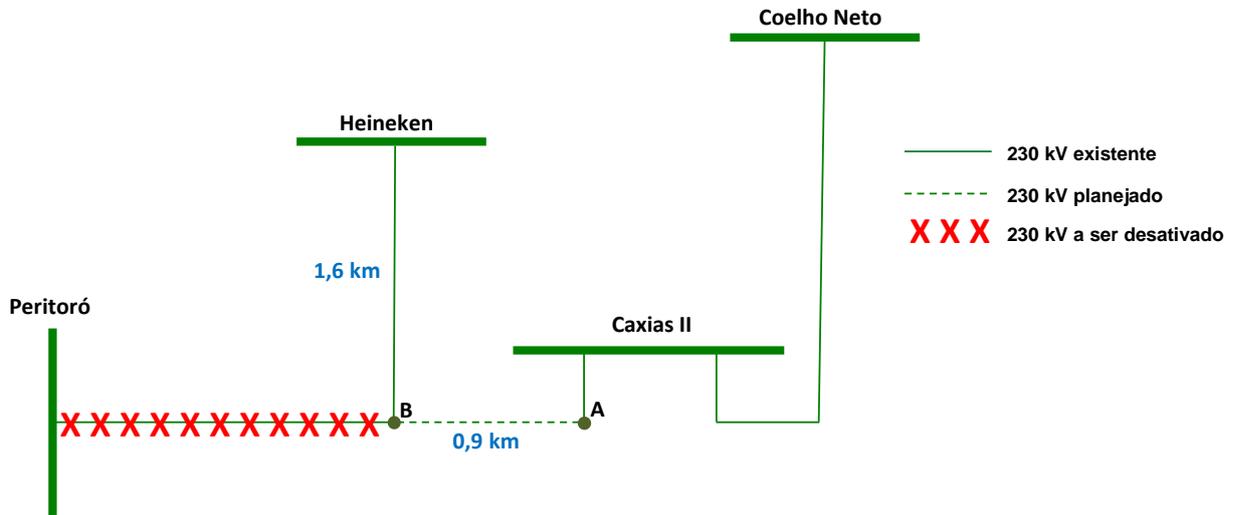


Figura 8-1 - Alternativa 1 – Atendimento ao consumidor Heineken

- Alternativa 2) Construção de um novo trecho de linha com cerca de 900 m em faixa de servidão paralela ao circuito atual da LT Peritoró – Caxias II

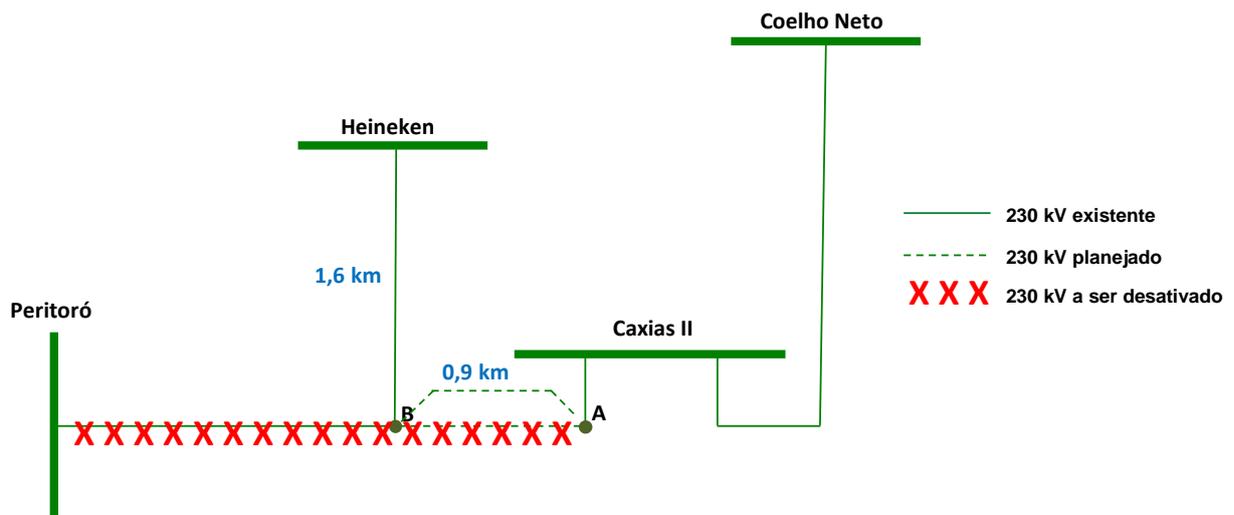


Figura 8-2 - Alternativa 2 – Atendimento ao consumidor Heineken

- Alternativa 3) Construção da LT 230 kV Caxias II – Heineken C1 com cerca de 1,7 km em um traçado distinto do tape atual

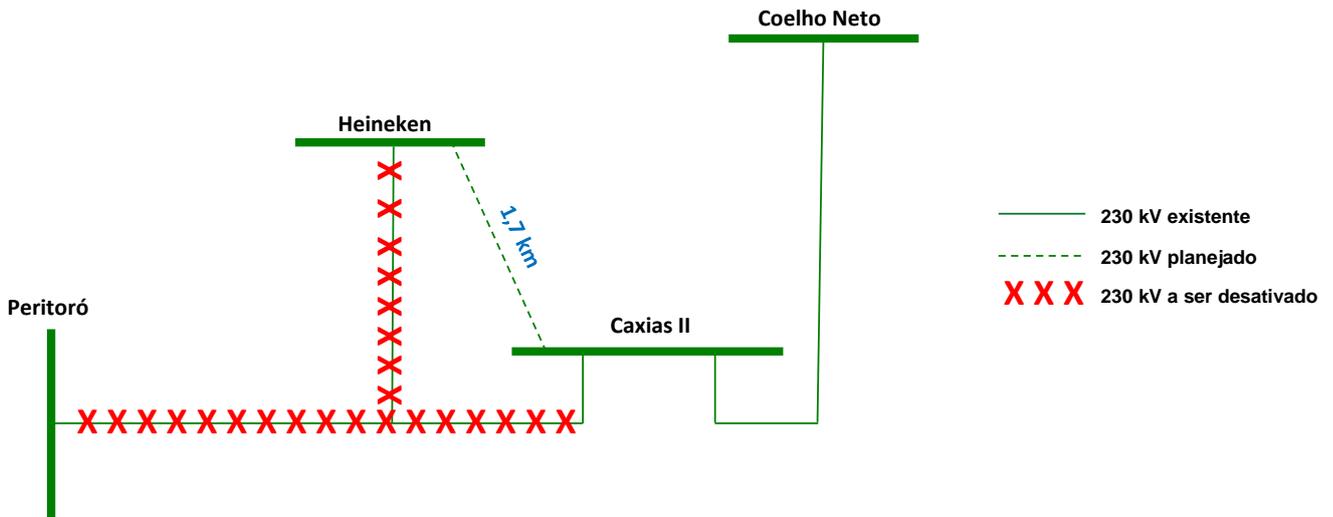


Figura 8-3 - Alternativa 3 – Atendimento ao consumidor Heineken

De acordo com as informações disponibilizadas pela Eletrobras Eletronorte e apresentadas no item 17.4.5, para as Alternativas 1 e 2, que contemplam apenas a implantação do trecho de linha com cerca de 0,9 km na mesma faixa de servidão do circuito atual da LT 230 kV Peritoró – Caxias II ou em faixa de servidão paralela, seria necessária a instalação de duas estruturas metálicas, sendo uma de ancoragem e outra de suspensão, com o objetivo de permitir a manutenção da fly-tap responsável pelo suprimento à fábrica da Heineken.

Além disso, foi verificado, em reunião junto à área de proteção do ONS, conforme Anexo 17.4.7, que para viabilizar a Alternativa 1 ou a Alternativa 2 sob o aspecto de teleproteção, é necessário o atendimento aos seguintes pontos:

- Viabilidade de instalação de cabo OPGW no trecho entre Heineken-Caxias II para garantia da implementação do meio físico óptico;
- Aproveitamento dos 2 equipamentos ópticos do enlace de Teleproteção do atual enlace digital Heineken-Caxias;
- Desativação do meio físico (cabo óptico AS, autossustentado) pelas razões de segurança indicadas;
- Viabilidade de instalação de novo enlace de Teleproteção digital no trecho entre Heineken-Caxias II, de modo a manter a redundância da Teleproteção;
- Viabilidade do aproveitamento dos equipamentos OPLAT digitais e equipamentos associados, Bobinas de bloqueio e caixa de sintonia, do atual trecho Peritoró-Caxias.

Com base nessas informações, foi realizada consulta à Equatorial-MA, proprietária da LT 230 kV entre o ponto de tape e a SE Heineken, no sentido de atestar a factibilidade de lançamento de cabo OPGW

no trecho de aproximadamente 1,6 km. A concessionária, conforme pode ser verificado no Anexo 17.4.8, apresentou por e-mail duas opções para lançamento do cabo OPGW:

- Opção 1: Lançamento Cabo OPGW nas estruturas existentes em Linha Viva
- Opção 2: Lançamento de um cabo ADSS, paralelo a LT, similar a uma RD, no limite da faixa da LT, para manutenção da comunicação

A Opção 1, segundo dados da própria concessionária, carece de maiores informações sobre o carregamento das estruturas existentes, e no ofício CE-PR-EQTL-MA 006/2023, também reproduzido no Anexo 17.4.8 informa sobre a inviabilidade dessa alternativa. Vale citar que se trata de uma LT com mais de 20 anos em operação.

Já a Opção 2 foi descartada pelo planejamento, uma vez que é semelhante à atual configuração em cabo AS autossustentado, que não atende aos requisitos de segurança conforme indicado pelo ONS e cuja implantação requer “uma avaliação acerca de fatores relacionados a robustez e inviolabilidade do sistema”, segundo a própria Equatorial-MA.

Em geral como pode ser visto no Anexo 17.4.8, a distribuidora aponta uma série de dificuldades construtivas e regulatórias para o aproveitamento desse trecho de 1,6 km de LT. Mesmo assim, de forma a trazer maior robustez à comparação econômica, esse reaproveitamento foi considerado como parte integrante da Alternativa 1 e da Alternativa 2.

A Tabela 8-3 apresenta a comparação econômica das alternativas analisadas para atendimento ao consumidor Heineken, levando-se em consideração os custos de investimentos e o diferencial de perdas. Destaca-se que nesta análise foram considerados na Alternativa 1 e na Alternativa 2 os custos da solução não convencional apresentados no item 17.4.5 pela Eletronorte, relativos às torres em estrutura metálica.

Tabela 8-3– Custo de investimento e perdas (R\$ x 1000) – Atendimento à Heineken

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa 1	1.827,99	0,29	1.828,29	270,9%	3º
Alternativa 2	1.628,87	0,29	1.629,16	241,4%	2º
Alternativa 3	674,78	0,00	674,78	100,0%	1º

De acordo com os resultados apresentados na Tabela 8-3, pode-se concluir que a Alternativa 3 apresenta o melhor desempenho técnico-econômico, sendo, portanto, a solução recomendada para suprimento ao consumidor Heineken. A Alternativa 3 contempla a implantação da LT 230 kV Caxias II – Heineken C1, com cerca de 1,7 km de extensão, em um traçado completamente distinto do traçado atual. Ou seja, mesmo que se desconsiderassem as dificuldades construtivas e regulatórias inerentes às Alternativas 1 e 2, ainda assim, elas teriam custos bem mais elevados que a Alternativa 3.

Ainda de acordo com os resultados apresentados na Tabela 8-3, observa-se que a Alternativa 2 mostrou-se economicamente superior à Alternativa 1 e inferior à Alternativa 3, como mencionado

anteriormente. Com o objetivo de se avaliar a robustez da Alternativa 3 em relação à Alternativa 2 face às incertezas inerentes ao processo de planejamento e a real viabilidade de implantação de cabo OPGW no trecho de 1,6 km sob concessão da Equatorial-MA, foi realizada uma análise de sensibilidade para identificar o fator que tornaria as Alternativas 3 e 2 equivalentes em termos econômicos. Nesse caso, foi identificado que a Alternativa 3 apresentaria o mesmo desempenho econômico da Alternativa 2 caso os seus custos fossem multiplicados por um fator de 2.4, ou seja, mesmo considerando uma margem de erro de 100% para a estimativa dos investimentos referentes à Alternativa 3, ela ainda assim continuaria a ser a alternativa com melhor desempenho econômico, demonstrando dessa forma a consistência da recomendação desse estudo para o atendimento ao consumidor Heineken.

8.3 Região Centro-Norte Piauiense

A Tabela 8-4 apresenta a comparação econômica das alternativas levando-se em consideração custos de investimentos e diferencial de perdas.

Tabela 8-4– Custo de investimento e perdas (R\$ x 1000) – Região Centro Norte Piauiense

Alternativas	Rendimentos Necessários Investimento (R\$)	Diferencial de Perdas (R\$)	Total (R\$)	%	Ordem
Alternativa 1	46.764,92	10.421,36	57.186,28	100,0%	1º
Alternativa 2	82.405,62	0,00	82.405,62	144,1%	2º

Sob o ponto de vista técnico e econômico, recomenda-se a implantação da Alternativa 1, que é a alternativa de mínimo custo global.

Os planos de obras referentes a cada alternativa são apresentados no item 17.3

9 ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO DAS NOVAS LINHAS DE TRANSMISSÃO E TRANSFORMADORES

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 não devem ultrapassar 1,1 pu para os barramentos de 230 kV, 138 kV e 69 kV, e 1,2 pu para os barramentos de 500 kV.

O estudo de energização e rejeição foi realizado considerando a configuração prevista para 2029 e o patamar de carga leve no cenário de geração 2.

9.1 Região Leste do Maranhão

A seguir estão resumidos os resultados das simulações de energização e rejeição da LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto, instalação essa que já se encontra em operação, bem como da LT 230 kV Caxias II – Teresina II C1, obra essa indicada nesse relatório.

9.1.1 Energização em cascata no sentido Teresina II → Caxias II → Coelho Neto

9.1.1.1 Energização da LT Caxias II - Teresina II C1 a partir de Teresina II

A energização da LT 230 kV Caxias II - Teresina II C1 foi simulada no sentido Teresina II → Caxias II, sem reatores fixos de linha nas duas extremidades desse empreendimento. Partindo-se de Teresina II 230 kV com tensão de 1,03 pu, a tensão no terminal de Teresina II 230 kV é elevada para 1,032 pu, ficando o terminal aberto em Caxias II 230 kV com 1,039 pu, ou seja, dentro dos valores predeterminados. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-1 e na Figura 9-2.

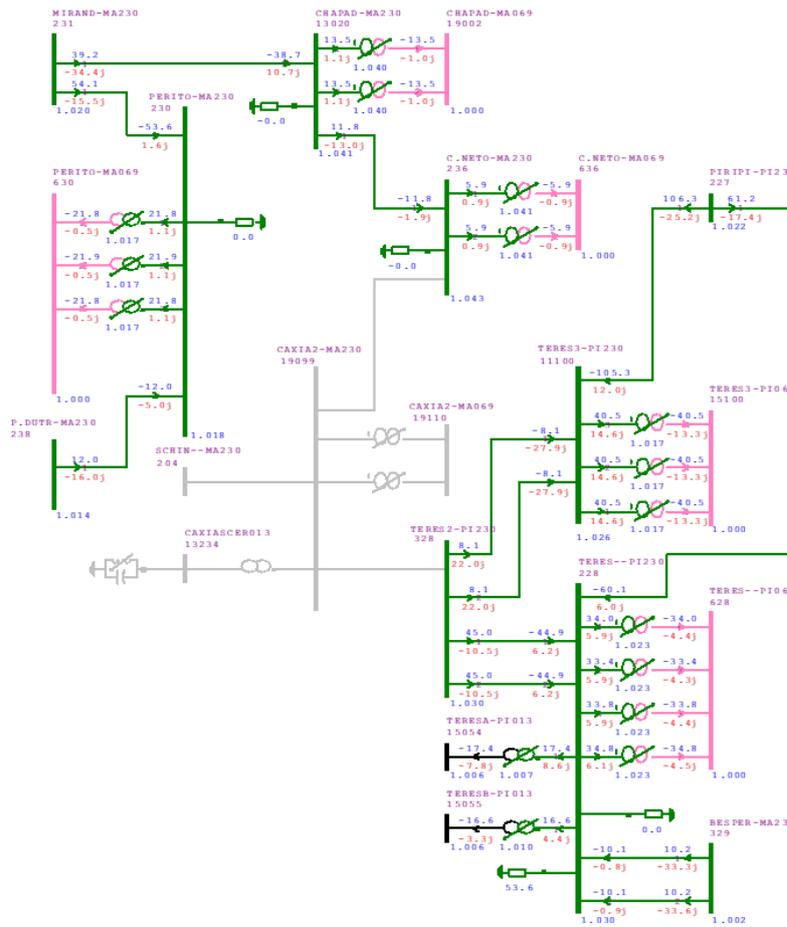


Figura 9-1 – Pré-Energização da LT 230 kV Caxias II – Teresina II C1 a partir de Teresina II

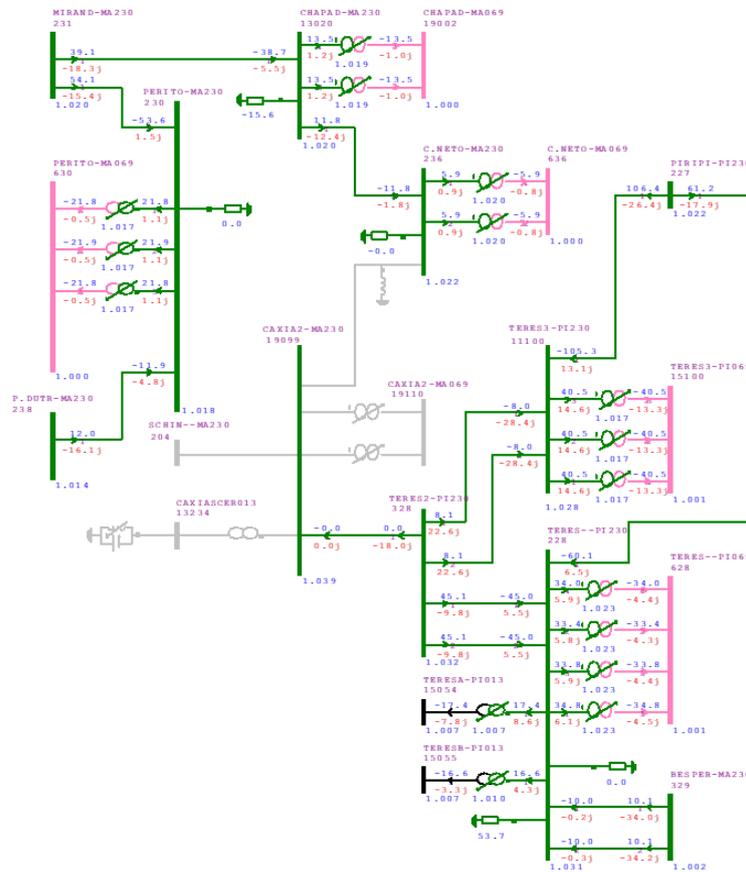


Figura 9-2 – Energização da LT 230 kV Caxias II – Teresina II C1 a partir de Teresina II

9.1.1.2 Energização em cascata da LT Caxias II – Coelho Neto C1 a partir de Caxias II

A energização em cascata da LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto C1, após a energização da LT 230 kV Caxias II – Teresina II C1, foi simulada no sentido Caxias II → Coelho Neto, com reator fixo de linha de 10 Mvar na extremidade da SE Coelho Neto. Partindo-se de Caxias II 230 kV com tensão de 1,03 pu, a tensão no terminal de Caxias II 230 kV é elevada para 1,037 pu, ficando o terminal aberto em Coelho Neto 230 kV com 1,036 pu, ou seja, dentro dos valores predeterminados. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-3 e na Figura 9-4.

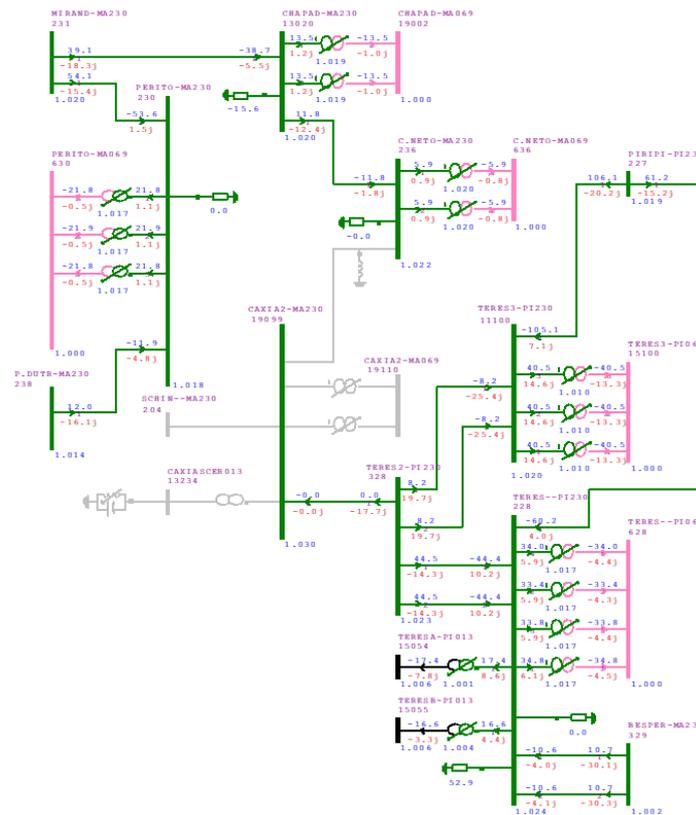


Figura 9-3 – Pré-Energização da LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto C1 a partir de Caxias II

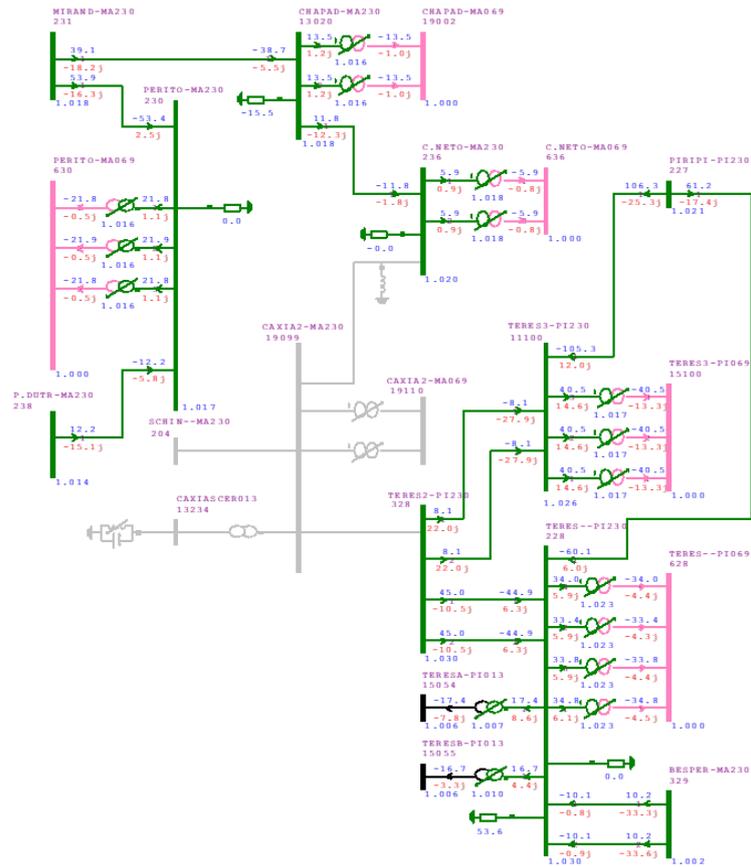


Figura 9-5 – Pré-Energização da LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto II C1 a partir de Coelho Neto

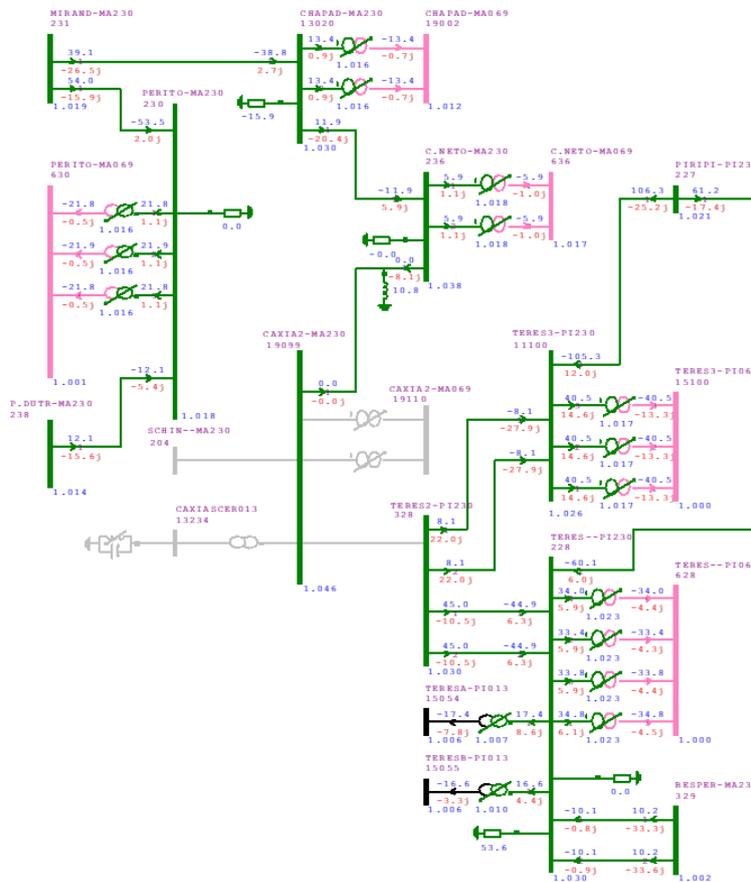


Figura 9-6 – Energização da LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto C1 a partir de Coelho Neto

9.1.2.2 Energização em cascata da LT Caxias II – Teresina II C1 a partir de Caxias II

A energização em cascata da LT 230 kV Caxias II – Teresina II C1, após a energização da LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto II C1, foi simulada no sentido Caxias II → Teresina II, com o dispositivo de controle automático rápido de reativos planejado para a SE Caxias II e sem reatores fixos de linha nas duas extremidades desse empreendimento. Partindo-se de Caxias II 230 kV com tensão de 1,024 pu, a tensão no terminal de Caxias II 230 kV é elevada para 1,025 pu, ficando o terminal aberto em Teresina II 230 kV com 1,032 pu, ou seja, dentro dos valores predeterminados. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-7 e na Figura 9-8.

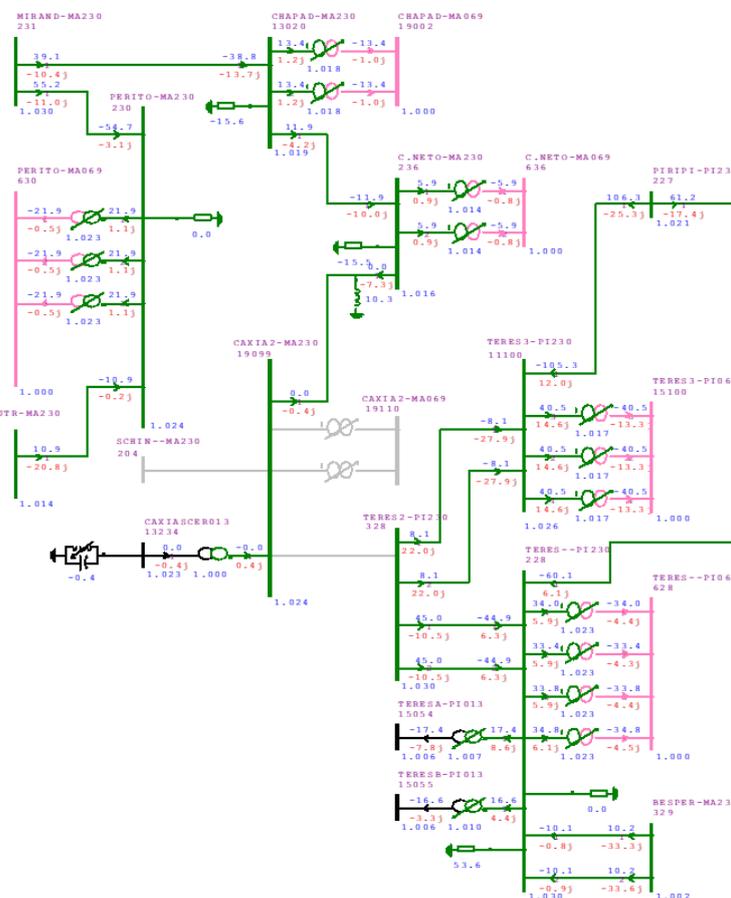


Figura 9-7 – Pré-Energização da LT 230 kV Caxias II –Teresina II C1 a partir de Caxias II

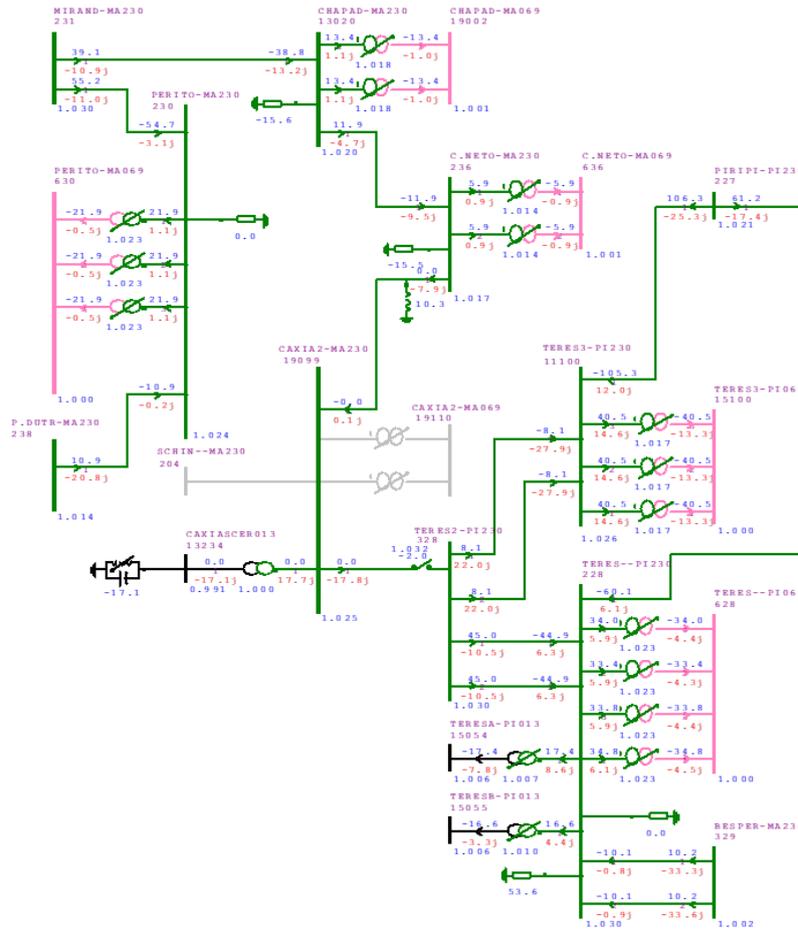


Figura 9-8 – Energização da LT 230 kV Caxias II – Teresina II C1 a partir de Caxias II

Observa-se então que, com o dispositivo de controle automático rápido de reativos planejado para a SE Caxias II, mesmo sem levar em consideração uma possível tomada de carga na SE Caxias II após a energização da LT Caxias II – Coelho Neto, seria possível realizar a energização em cascata no sentido Coelho Neto II → Caxias II → Teresina II.

9.1.3 Rejeição da LT 230 kV Caxias II – Teresina II C1

Na rejeição da LT 230 kV Caxias II – Teresina II C1, partindo da tensão de 1,024 pu na SE Caxias II 230 kV e 1,020 pu na SE Teresina II 230 kV, com a abertura intempestiva do disjuntor do terminal Teresina II, obteve-se tensões de 1,025 pu na SE Caxias II e 1,032 pu no terminal aberto da SE Teresina II.

Adicionalmente, cumpre notar que na rejeição da LT 230 kV Caxias II – Teresina II C1, com a abertura intempestiva do disjuntor do terminal Caxias II, obteve-se tensões de 1,020 pu na SE Teresina II 230 kV e 1,027 pu no terminal aberto na SE Caxias II. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-9, Figura 9-10 e Figura 9-11.

Conclui-se que a rejeição da LT 230 kV Caxias II – Teresina II C1 não provoca sobretensões no sistema, atendendo aos critérios de planejamento.

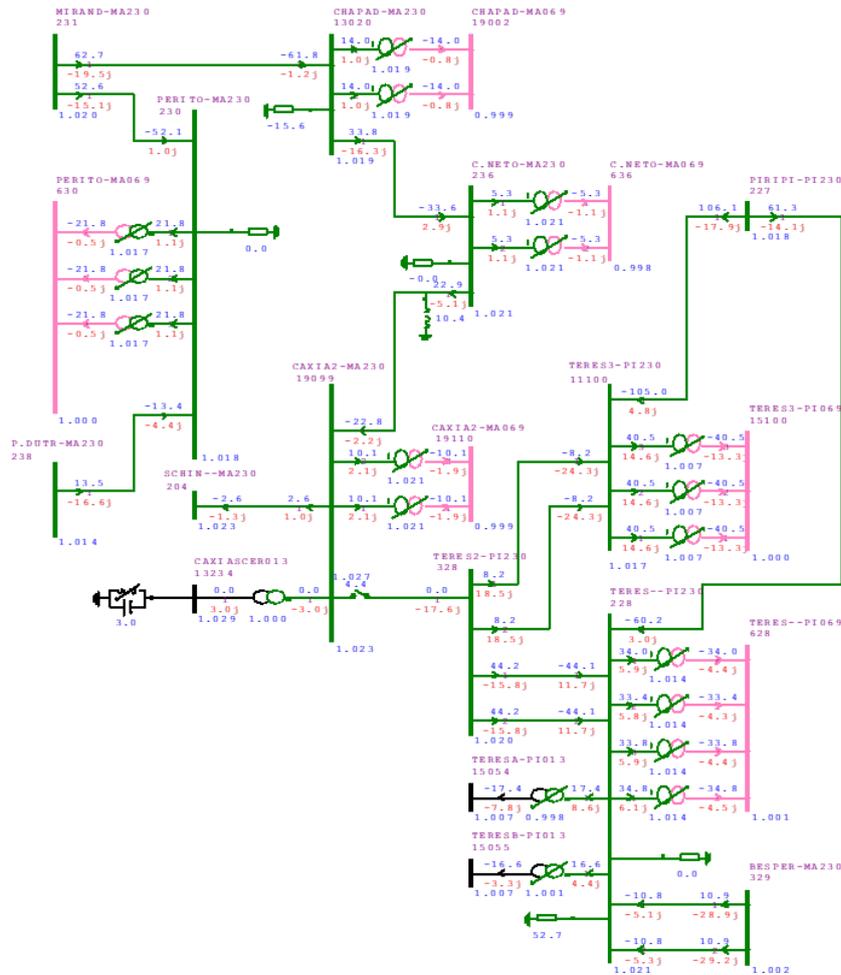


Figura 9-11 – Rejeição da LT 230 kV Caxias II – Teresina II C1 com abertura na SE Caxias II

9.1.4 Rejeição da LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto C1

Na rejeição da LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto II C1, partindo da tensão de 1,024 pu na SE Caxias II 230 kV e 1,022 pu na SE Coelho Neto 230 kV, com a abertura intempestiva do disjuntor do terminal Coelho Neto II, obteve-se tensões de 1,024 pu na SE Caxias II e 1,023 pu no terminal aberto da SE Coelho Neto.

Adicionalmente, cabe observar que na rejeição da LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto C1, com a abertura intempestiva do disjuntor do terminal Caxias II, obteve-se tensões de 1,040 pu na SE Coelho Neto 230 kV e 1,049 pu no terminal aberto na SE Caxias II. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-12 e na Figura 9-13.

Conclui-se que a rejeição da LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto C1 não provoca sobretensões no sistema, atendendo aos critérios de planejamento.

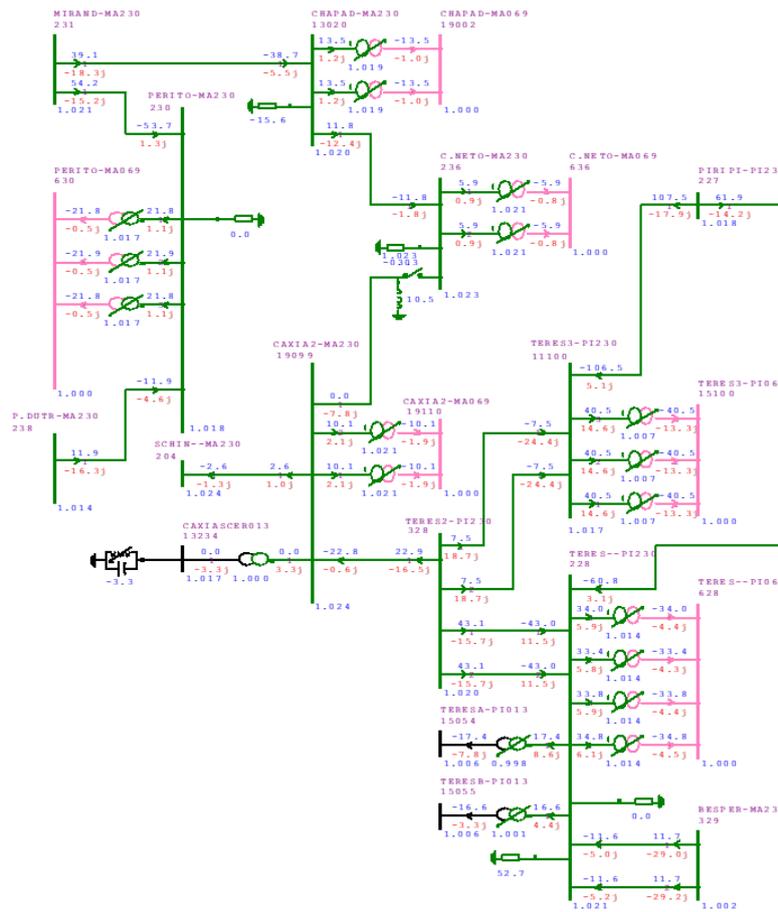


Figura 9-12 – Rejeição da LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto C1 com abertura na SE Coelho Neto

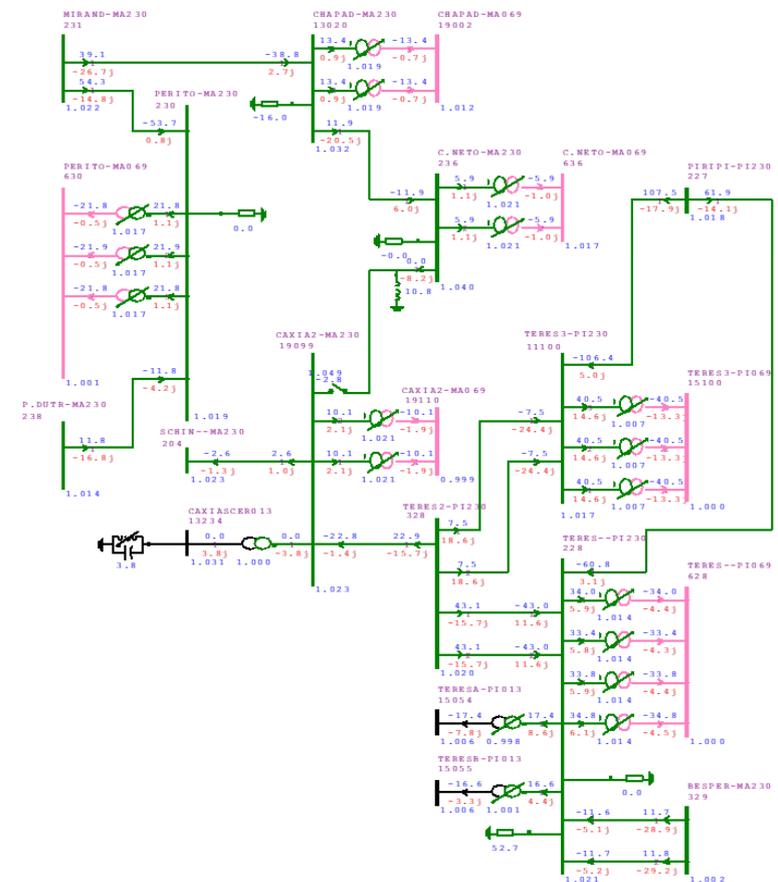


Figura 9-13 – Rejeição da LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto C1 com abertura na SE Caxias II

9.2 Região Centro-Norte Piauiense

Dada a curta extensão da LT 230 kV Teresina – Teresina III não foi identificada a necessidade de realização de análises de energização e rejeição para essa linha.

10 CURTO-CIRCUITO

O cálculo dos níveis de curto-circuito máximo foi efetuado considerando a implantação das obras indicadas na Seção 3, com base no sistema em regime subtransitário, com todas as máquinas sincronizadas, utilizando a base de dados referente ao PDE 2032, os resultados são apresentados na Tabela 10-1.

Visto que o presente estudo recomenda a implantação de um dispositivo de controle automático rápido de reativos na SE Caxias II faz-se necessário a avaliação dos níveis de curto-circuito mínimo, de modo a verificar se a potência de curto-circuito disponível no referido ponto é adequada para garantir o bom funcionamento desse equipamento, a depender da tecnologia que venha a ser implantada. Os resultados são apresentados na Tabela 10-2.

Tabela 10-1 - Níveis de Curto-Circuito Máximo (kA)

BARRA	Vbase	TRIFÁSICO				MONOFÁSICO				BIFÁSICO			
		Antes das obras recomendadas		Após as obras recomendadas		Antes das obras recomendadas		Após as obras recomendadas		Antes das obras recomendadas		Após as obras recomendadas	
		2029	2037	2029	2037	2029	2037	2029	2037	2029	2037	2029	2037
TERES-PI230	230	12,80	12,93	14,22	14,34	6,63	6,52	8,22	8,12	11,93	12,05	13,23	13,33
TERES-PI069	69	18,11	18,18	18,90	18,97	13,23	13,12	14,80	14,71	17,85	17,95	18,51	18,58
TERESA-PI013	13,8	18,20	18,22	18,35	18,37	17,06	17,03	17,47	17,45	18,34	18,39	18,35	18,37
TERESB-PI013	13,8	10,71	10,72	10,76	10,77	10,24	10,23	10,39	10,38	10,75	10,77	10,74	10,75
TERES2-PI500	500	16,95	17,09	16,86	17,01	10,27	10,22	10,24	10,17	14,98	15,12	14,93	15,06
TERES2-PI230	230	20,16	20,33	19,74	19,89	14,79	14,74	14,64	14,58	18,51	18,65	18,20	18,33
TERES2-PI069	69	14,04	14,07	14,00	14,03	13,16	13,15	13,13	13,11	13,80	13,83	13,76	13,78
TERES3-PI230	230	13,66	13,78	15,22	15,35	7,85	7,87	9,15	9,11	12,71	12,81	14,18	14,30
TERES3-PI069	69	19,90	19,97	20,84	20,92	15,32	15,35	16,64	16,61	19,52	19,59	20,44	20,53
TERES4-PI500	500	17,40	17,56	17,33	17,50	10,61	10,54	10,59	10,51	15,34	15,49	15,30	15,45
PIRIPI-PI230	230	9,37	10,17	8,62	9,51	3,87	4,33	3,44	3,94	7,96	8,63	7,26	8,02
PIRIPI-PI138	138	6,74	6,97	6,50	6,78	4,26	4,56	3,94	4,29	6,18	6,40	5,90	6,17
PIRIPI-PI069	69	7,21	7,33	7,06	7,22	5,59	5,84	5,31	5,61	6,95	7,07	6,75	6,92
MARANG-PI230	230	9,36	9,50	9,14	9,36	3,93	4,03	3,74	3,89	7,95	8,07	7,73	7,92
IBIAP2-CE230	230	14,35	14,64	15,33	15,52	7,55	7,64	7,82	7,88	12,40	12,64	13,19	13,37
SOBRA3-CE500	500	14,53	14,72	14,54	14,73	8,11	8,18	8,09	8,15	12,37	12,53	12,35	12,50
SOBRAL-CE230	230	16,38	16,48	16,37	16,46	8,40	8,43	8,38	8,41	14,33	14,43	14,30	14,40
TIANG2-CE500	500	15,99	16,17	16,01	16,18	8,98	9,03	8,94	8,99	13,49	13,63	13,48	13,62
TIANG2-CE230	230	16,97	17,20	19,70	19,90	11,48	11,57	13,01	13,07	14,87	15,06	17,20	17,37
PARNAI-PI500	500	11,32	11,38	11,34	11,39	6,60	6,61	6,59	6,60	9,87	9,92	9,87	9,92
ACARAS-CE500	500	11,76	11,88	11,77	11,89	6,40	6,44	6,39	6,43	10,17	10,26	10,16	10,25
VEAII-PI500	500	11,48	11,55	11,50	11,57	5,90	5,91	5,89	5,90	9,83	9,89	9,83	9,89
CRTEUS-CE500	500	9,41	9,86	9,40	9,86	5,74	6,27	5,74	6,27	8,39	8,83	8,39	8,83
QUIXAD-CE500	500	16,28	16,95	16,28	16,95	8,89	9,29	8,89	9,29	13,59	14,20	13,59	14,20
BESPER-MA230	230	8,29	9,36	8,33	9,40	6,51	7,21	6,54	7,23	7,82	8,82	7,86	8,85
PERITO-MA230	230	4,67	4,81	4,00	4,14	2,07	2,04	1,75	1,73	4,40	4,52	3,76	3,89
PERITO-MA069	69	8,97	10,27	8,21	9,34	5,27	5,58	4,65	4,88	8,74	9,94	7,98	9,01
C.NETO-MA230	230	3,60	3,61	2,40	2,40	1,59	1,54	1,17	1,13	3,35	3,36	2,23	2,23
C.NETO-MA069	69	5,25	5,25	4,34	4,34	3,43	3,38	2,78	2,71	5,10	5,11	4,16	4,17
CAXIA2-MA230	230	2,66	2,68	3,33	3,33	1,13	1,11	1,92	1,91	2,48	2,49	3,05	3,06
CAXIA2-MA069	69	5,28	5,30	5,97	5,98	2,98	2,96	4,31	4,28	5,08	5,10	5,65	5,65

Tabela 10-2 - Níveis de Curto-Circuito Mínimo (MVA)

BARRA	Vbase kV	TRIFÁSICO (MVA)				MONOFÁSICO (MVA)				BIFÁSICO (MVA)			
		Antes das obras recomendadas		Após as obras recomendadas		Antes das obras recomendadas		Após as obras recomendadas		Antes das obras recomendadas		Após as obras recomendadas	
		2029	2037	2029	2037	2029	2037	2029	2037	2029	2037	2029	2037
TERES--PI230	230	4.802,13	4.823,28	5.312,16	5.329,40	2.704,89	2.680,52	3.315,19	3.295,22	4.566,50	4.584,77	5.043,73	5.056,97
TERES--PI069	69	2.123,72	2.127,86	2.216,35	2.219,35	1.606,67	1.591,56	1.786,08	1.772,96	2.100,43	2.103,05	2.178,49	2.178,87
TERESA-PI013	13,8	433,46	433,63	437,14	437,26	408,50	408,14	418,05	417,79	436,29	436,73	437,10	437,26
TERESB-PI013	13,8	255,46	255,52	256,74	256,78	246,67	244,95	250,06	248,42	256,74	256,28	256,82	256,22
TERES2-PI500	500	12.155,34	12.161,49	12.143,63	12.148,12	8.641,78	8.622,46	8.628,72	8.604,72	11.315,53	11.316,96	11.300,15	11.299,68
TERES2-PI230	230	7.226,69	7.250,29	7.151,33	7.167,24	5.804,86	5.799,60	5.762,60	5.749,87	6.857,99	6.874,19	6.789,61	6.798,17
TERES2-PI069	69	1.653,61	1.654,84	1.649,60	1.650,44	1.566,76	1.566,39	1.563,59	1.562,66	1.629,71	1.630,41	1.625,73	1.626,00
TERES3-PI230	230	5.025,01	5.052,60	5.602,93	5.628,21	3.103,57	3.111,03	3.640,00	3.636,06	4.809,49	4.832,69	5.357,43	5.378,65
TERES3-PI069	69	2.315,75	2.321,57	2.430,40	2.435,13	1.822,17	1.824,62	1.985,36	1.984,42	2.290,58	2.295,24	2.397,77	2.401,90
TERES4-PI500	500	12.279,86	12.287,68	12.273,74	12.280,62	8.865,11	8.847,17	8.857,79	8.836,66	11.452,85	11.455,35	11.444,20	11.445,58
PIRIP1-PI230	230	2.961,18	3.191,22	2.698,06	2.964,86	1.552,62	1.686,21	1.385,69	1.533,08	2.760,17	2.971,58	2.506,54	2.751,54
PIRIP1-PI138	138	1.460,97	1.514,35	1.393,84	1.461,27	1.020,72	1.074,82	945,73	1.010,27	1.410,06	1.460,98	1.337,69	1.402,33
PIRIP1-PI069	69	831,36	848,29	809,19	831,37	670,80	691,51	637,76	664,19	817,97	833,48	792,22	813,16
MARANG-PI230	230	2.882,95	2.928,62	2.795,18	2.867,11	1.547,12	1.564,66	1.476,13	1.506,87	2.683,46	2.724,05	2.596,35	2.661,30
IBIAP2-CE230	230	4.328,27	4.406,15	4.565,25	4.625,10	2.842,87	2.865,60	2.937,38	2.942,79	4.077,18	4.147,19	4.290,77	4.343,12
SOBRA3-CE500	500	8.103,08	8.285,39	8.067,38	8.246,23	5.754,12	5.816,20	5.733,59	5.791,86	7.572,43	7.733,32	7.538,78	7.695,95
SOBRAL-CE230	230	4.991,33	5.061,93	4.972,74	5.041,29	3.039,82	3.037,67	3.032,34	3.028,79	4.669,72	4.731,73	4.652,72	4.712,65
TIANG2-CE500	500	9.178,35	9.328,01	9.132,64	9.277,57	6.709,54	6.757,00	6.674,39	6.714,07	8.592,20	8.722,56	8.546,29	8.671,23
TIANG2-CE230	230	5.149,84	5.224,33	5.824,19	5.896,06	4.171,99	4.201,66	4.663,45	4.685,35	4.894,60	4.959,60	5.530,13	5.591,52
PARNAI-PI500	500	7.610,92	7.687,13	7.594,64	7.669,68	5.368,08	5.388,00	5.359,26	5.377,69	7.087,58	7.152,54	7.072,43	7.136,07
ACARA3-CE500	500	7.118,94	7.250,45	7.098,07	7.227,87	4.778,40	4.824,96	4.768,57	4.813,45	6.630,07	6.745,75	6.610,97	6.724,82
VEAII--PI500	500	7.498,23	7.567,63	7.480,65	7.548,63	4.717,09	4.730,15	4.707,47	4.718,32	6.913,37	6.973,20	6.896,83	6.955,12
CRTEUS-CE500	500	7.097,22	7.111,49	7.096,59	7.110,77	4.868,58	4.871,46	4.868,25	4.870,98	6.567,84	6.578,66	6.567,24	6.577,97
QUIXAD-CE500	500	9.448,96	9.616,93	9.444,39	9.611,03	6.755,22	6.833,38	6.753,57	6.831,12	8.866,24	9.003,69	8.862,42	8.998,67
BESPER-MA230	230	3.438,01	3.661,85	3.454,02	3.677,19	2.786,35	2.874,48	2.795,23	2.882,91	3.261,86	3.458,84	3.276,21	3.472,65
PERITO-MA230	230	1.836,89	1.888,58	1.574,57	1.627,94	857,94	843,00	730,42	717,36	1.722,53	1.770,43	1.475,81	1.525,29
PERITO-MA069	69	1.064,38	1.216,31	975,11	1.107,61	651,50	687,08	576,88	602,92	1.031,05	1.171,83	940,45	1.062,96
C.NETO-MA230	230	1.419,15	1.422,26	948,64	948,77	671,26	647,26	494,45	472,13	1.318,52	1.322,46	881,58	882,41
C.NETO-MA069	69	623,99	624,58	516,71	516,76	422,70	414,60	344,96	334,91	603,92	605,96	493,92	494,91
CAXIA2-MA230	230	1.052,51	1.058,85	1.310,84	1.311,15	459,55	453,10	776,32	767,83	979,47	985,07	1.205,42	1.204,64
CAXIA2-MA069	69	627,57	629,83	709,44	709,53	362,39	358,86	519,23	515,49	603,47	605,72	672,49	672,01

Não foram encontrados problemas de superação de equipamentos e nem níveis proibitivos de curto-circuito. Observa-se ainda que a potência de curto-circuito mínima na SE Caxias II é suficiente para atender os requisitos mínimos considerando a faixa de potência do dispositivo de controle automático rápido de reativos a ser instalado. Ressalta-se que esse requisito é dependente da tecnologia a ser utilizada para o equipamento.

11 AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS

Neste capítulo são apresentadas as análises técnicas e de otimização visando definir as especificações básicas das novas Linhas de Transmissão (LT) aéreas, em Circuito Simples (CS), conforme descrito na Tabela 11-1.

Tabela 11-1 - Novas Linhas de Transmissão aéreas

	Tensão	De	Para	Comprimento [km]
LT1	230 kV	Caxias II	Teresina II	92
LT2	230 kV	Teresina	Teresina III	14

Os resultados obtidos nas análises foram extraídos diretamente do programa ELEKTRA, desenvolvido pelo CEPEL, [11].

11.1 Dados e Premissas

Os dados ambientais predominantes e preliminares para as análises técnicas e definição das capacidades de corrente estão dispostos na Tabela 11-2. Nota-se que a temperatura do ar corresponde à maior máxima média mensal registrada nas estações de medição localizadas em Caxias/MA (LT1) e Teresina/PI (LT2), [12].

Tabela 11-2 - Dados do ambiente

	LT1	LT2
Temperatura do ar [°C]	37	37
Vento p/ cálculo de temperatura [m/s]	1	1
Radiação solar [W/m²]	1000	1000
Altitude média [m]	133	93
Altitude máxima [m]	221	123
DRA¹ [p.u.]	0,94	0,95
Vento p/ balanço [km/h] (50 anos, 30 s, 10 m)	100	100

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

Na Tabela 11-3 estão apresentados os parâmetros econômicos considerados na otimização. Os fluxos e fator de perdas utilizados estão apresentados na Tabela 11-4 para a LT1 e na Tabela 11-5 para a LT2. Já a Tabela 11-6 apresenta os carregamentos máximos verificados nos estudos de fluxo de potência em condição normal de operação e em emergência, decorrente de contingência no sistema, conforme resultados apresentados nos capítulos 7.1 e 6.2.

Tabela 11-3 - Dados para avaliação econômica

Custo das perdas de energia [R\$/MWh]	205,11
Período [anos]	30
Taxa de desconto anual [%]	8
Banco de preços	Ref. ANEEL – 2023/03 ¹

Tabela 11-4 - Dados do sistema – Fluxos para cálculo de perdas – LT1

Duração [Anos]	LT1	
	Fluxo¹ [MVA]	Fator de Perdas
1	100,4	0,44
1	101,7	0,44
1	101,4	0,45
1	103,9	0,44
1	104,9	0,44
1	106,5	0,45
1	106,6	0,46
1	107,6	0,47
1	110,5	0,46
21	112,4	0,47

⁽¹⁾ Fluxos verificados à tensão nominal.

Tabela 11-5 - Dados do sistema – Fluxos para cálculo de perdas – LT2

Duração [Anos]	LT2	
	Fluxo ¹ [MVA]	Fator de Perdas
1	178,2	0,26
1	179,3	0,26
1	178,6	0,26
1	179,6	0,26
1	179,0	0,27
1	206,3	0,24
1	203,4	0,24
1	205,3	0,25
22	202,1	0,26

⁽¹⁾ Fluxos verificados à tensão nominal.

Tabela 11-6 - Dados do sistema – Fluxos máximos observados para diferentes condições de operação

		LT1	LT2
Fluxo ¹ [MVA]	Normal	112,4	248,6
	Emergência	141,6	280,4

⁽¹⁾ Fluxos verificados à tensão nominal.

Nessas análises, adotaram-se estruturas com geometria de fases triangular para o CS. Na Seção 11.4 constam as coordenadas finais, após a otimização, dos cabos na torre e flechas para a silhueta típica. Por fim, considerou-se apenas cabos condutores tipo CAA, com diferentes bitolas e formações, e cabos para-raios EAR 3/8” e OPGW 13,3 mm.

11.2 Critérios Para Análises Elétricas e Comparações Econômicas

Na definição das capacidades de corrente, os valores a serem especificados devem atender minimamente aos fluxos observados no estudo, em condição normal e emergência. Adicionalmente, para as novas LT, deve-se buscar adotar 65 °C como limite superior de temperatura nos cabos condutores em condição normal de operação e 90 °C em condição de emergência. Com relação aos níveis de emissão eletromagnética, esses devem observar os requisitos mínimos definidos em [14]. Essas restrições, juntamente com o balanço dos cabos, devem ser observadas de forma a definir uma estimativa inicial para a faixa de segurança e o conjunto de cabos condutores tecnicamente viáveis.

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

11.3 Avaliações Econômicas

11.3.1 Seleção dos cabos condutores - LT1: LT 230 kV Caxias II – Teresina II, C1, CS

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

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que as soluções economicamente equivalentes, dentre as soluções candidatas, são aquelas apresentadas na Tabela 11-7.

Como pode se verificar, a configuração de menor custo total é a 1 x TERN (795 MCM). No entanto, fez-se a escolha da solução 1 x RAIL (954 MCM) por apresentar uma capacidade de corrente maior e um custo total relativamente próximo em relação à configuração de menor custo. Desse modo, essa será a configuração recomendada para utilização nesta LT.

Tabela 11-7 - Configurações com menor custo total – LT1

Cabo condutor		Custos (1000 x R\$/km)			Relação entre custo total e o menor custo total [%]
Nome	Nº de subcond. por fase	Instalação	Perdas	Total	
TERN	1	664,9	213,0	877,9	100,0%
RUDDY	1	693,3	185,0	878,3	100,1%
RAIL	1	711,7	173,0	884,7	100,8%
ORTOLAN	1	736,9	158,1	895,0	101,9%

11.3.2 Seleção dos cabos condutores – LT2: LT 230 kV Teresina – Teresina III, C1, CS

Para a LT2, destaca-se que foi avaliada a configuração de dois cabos por fase. A justificativa para considerar apenas a opção de dois cabos por fase para a LT2 é pelo fato de que essa LT atravessa uma região urbana com uma considerável densidade populacional. Nesse sentido, numa visão de longo prazo, considera-se estratégico considerar, como premissa, configurações com uma maior capacidade de transmissão. Quanto aos cabos avaliados, salienta-se que foi considerada uma ampla gama de possibilidades de condutores CAA, com distintas bitolas e formações.

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que as soluções economicamente equivalentes dentre as soluções candidatas são aquelas apresentadas na Tabela 11-8.

Como pode se verificar, a configuração de menor custo total é a 2 x HAWK (477 MCM). No entanto, fez-se a escolha da solução 2 x TERN (795 MCM) por possuir maior capacidade de corrente. Desse modo, essa será a configuração recomendada para utilização nesta LT.

Tabela 11-8 - Configurações com menor custo total – LT2

Cabo condutor		Custos (1000 x R\$/km)			Relação entre custo total e o menor custo total [%]
Nome	Nº de subcond. por fase	Instalação	Perdas	Total	
HAWK	2	873,2	305,5	1178,7	100,0%
DOVE	2	926,5	255,0	1182,5	100,3%
TERN	2	1015,0	174,1	1189,1	100,9%
SQUAB	2	962,60	231,7	1194,3	101,3%
GROSBEAK	2	980,3	218,9	1199,2	101,7%
IBIS	2	825,9	378,2	1204,1	102,2%
GANNET	2	999,3	207,6	1206,9	102,4%

11.4 Características Técnicas da Solução de Referência

11.4.1 Características elétricas – LT1: LT 230 kV Caxias II – Teresina II, C1, CS

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades de corrente especificadas para esta LT estão sumarizados na Tabela 11-9.

Tabela 11-9 - Características elétricas básicas da LT 230 kV Caxias II – Teresina II, C1, CS

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω /km]	x [Ω /km]	b [μ S/km]
Circuito Simples	CAA 1 x RAIL (954 MCM)			+	0,0688	0,4786	3,4654
		810	1110	0	0,4147	1,4177	2,2515
				mut.0	-	-	-

A Figura 11-1, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da nova LT em CS, incluindo o vão médio de 450 m utilizado na análise referencial.

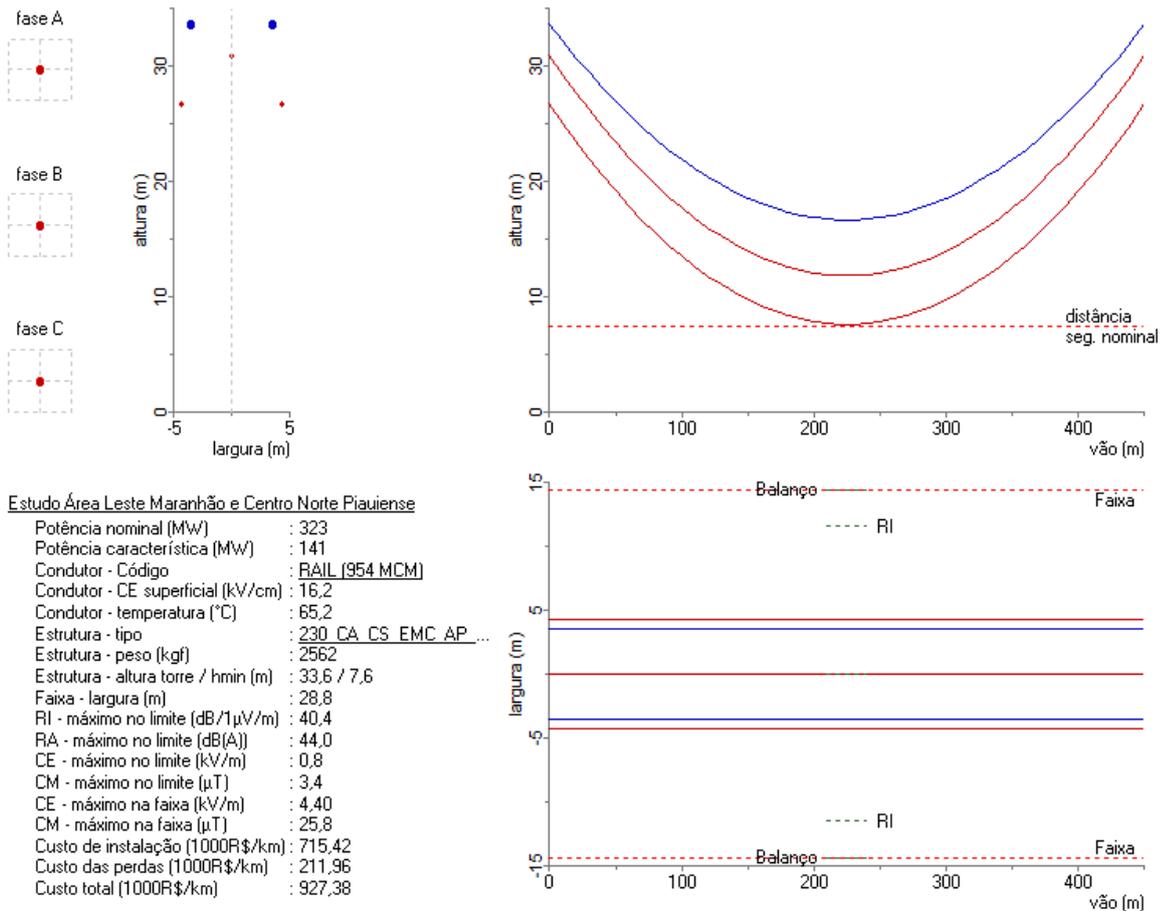


Figura 11-1 - Dados técnicos básicos da LT 230 kV Caxias II – Teresina II, C1, CS

11.4.2 Características construtivas – LT1: LT 230 kV Caxias II – Teresina II, C1, CS

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas da silhueta típica e as respectivas flechas estão apresentadas na Tabela 11-10.

Tabela 11-10 - Coordenadas da silhueta típica da LT 230 kV em CS

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Fase A	-4,30	26,6	19,1
Fase B	0,00	30,8	19,1
Fase C	4,30	26,6	19,1
Para-raios 1	-3,50	33,5	16,9
Para-raios 2	3,50	33,5	16,9

11.4.3 Características elétricas – LT2: LT 230 kV Teresina – Teresina III, C1, CS

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

Tabela 11-11 - Características elétricas básicas da LT 230 kV Teresina – Teresina III, C1, CS

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω /km]	x [Ω /km]	b [μ S/km]
Circuito Simples	CAA 2 x TERN (795 MCM)	1415	1930	+	0,0411	0,3029	5,4240
				0	0,3995	1,3410	2,4695
				mut.0	-	-	-

A Figura 11-2, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da nova LT em CS, incluindo o vão médio de 450 m utilizado na análise referencial.

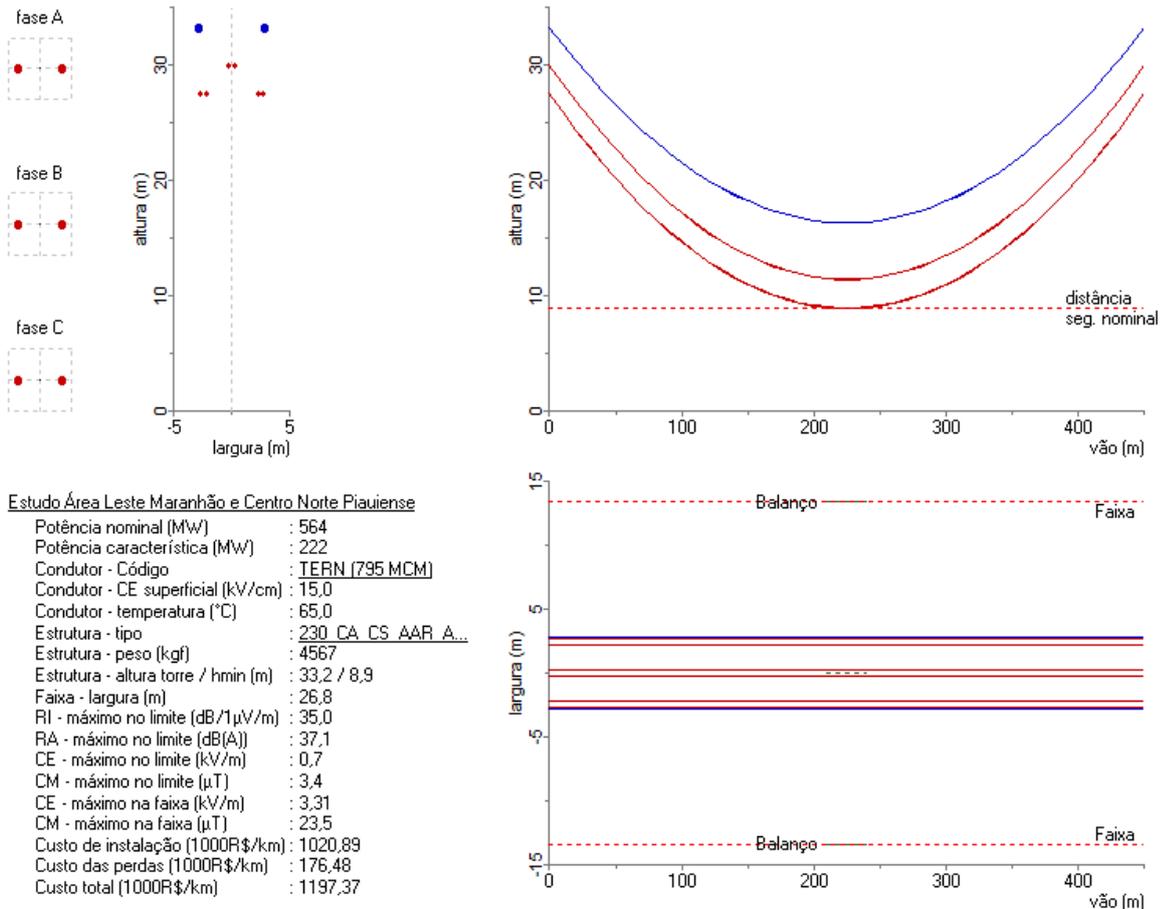


Figura 11-2 - Dados técnicos básicos da LT 230 kV Teresina – Teresina III, C1, CS

11.4.4 Características construtivas – LT2: LT 230 kV Teresina – Teresina III, C1, CS

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

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

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Fase A	-2,45	27,5	18,7
Fase B	0,0	30,0	18,7
Fase C	2,45	27,5	18,7
Para-raios 1	-2,8	33,2	16,9
Para-raios 2	2,8	33,2	16,9

11.4.5 Estimativas iniciais para faixa de segurança

Com relação à faixa de segurança, a Tabela 11-13 apresenta o valor calculado pelo ELEKTRA, juntamente com a restrição técnica que a definiu. Não obstante, tendo em vista as incertezas nas premissas e metodologias de cálculo, foram realizadas análises de sensibilidade, variando-se alguns parâmetros e, por segurança, nesta fase, recomenda-se a adoção referencial do valor conforme coluna “Faixa Adotada”.

Tabela 11-13 - Estimativas iniciais para faixa de segurança

	Faixa calculada [m]	Restrição	Faixa Adotada [m]
LT1	28,8	Balanço de Condutores	32,0
LT2	26,8	Balanço de Condutores	30,0

12 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 na LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto C1.

Não obstante, as situações expostas deverão ser investigadas novamente no âmbito do Projeto Básico. Nessas análises, deverão ser consideradas as soluções que de fato serão adotadas, com simulações no domínio do tempo e em regime permanente, com uma modelagem mais acurada da rede adjacente, detalhamento do ciclo de transposição utilizado na LT em análise, consideração das características construtivas do reator em derivação adotado e a reavaliação da necessidade de reatores de neutro e suas eventuais especificações.

Destaca-se que todas as simulações foram realizadas com o programa ATP/ATPDraw e uma ferramenta computacional dedicada para simulação paramétrica, desenvolvida pela Superintendência de Transmissão de Energia (STE) da EPE, considerando-se uma modelagem trifásica em regime permanente.

12.1 Procedimentos e Critérios de Análise

Diz-se que o religamento monopolar é viável se houver alta probabilidade de auto-extinção do arco secundário em um tempo morto predefinido. Essa probabilidade deve ser verificada através do par de valores de tensão e corrente no ponto de falta, tanto em regime permanente como em regime transitório. Não obstante, considerando um tempo morto de até 2 s, as análises em regime permanente possibilitam conclusões preliminares sobre a viabilidade da manobra. Essas 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, [15] e [16]. A verificação da tensão de fase aberta é importante não só para a questão da extinção do arco secundário, mas também para assegurar que durante a manobra os equipamentos terminais da LT não ficarão expostos a sobretensões acima de seus limites de suportabilidade

De forma conservativa, as tensões nas barras terminais devem ser ajustadas para valores próximos aos máximos operativos. Além disso, para maximizar a corrente de arco secundário, o fluxo de potência na LT deve ser ajustado, no mínimo, para a condição de maior carregamento vislumbrada no estudo. Nas simulações, considera-se que a silhueta típica é usada em toda a extensão da LT e a representação da transposição é dada por um ciclo completo com as respectivas distâncias em relação à subestação Coelho Neto detalhadas na Tabela 12-1.

Tabela 12-1 - LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto, C1. Detalhamento da transposição

Transposição	Distância – Coelho Neto
1º	18 km
2º	49 km
3º	86 km

Vale salientar que existem 78 km de linha existente a partir do terminal Coelho Neto. Esse segmento possui dois ciclos de transposição. Desse modo, o terceiro ciclo faz parte do novo trecho e o seu ponto de inserção deverá ser confirmado no Projeto Básico.

Por fim, deve-se adotar os seguintes limites para as variáveis avaliadas:

- Corrente de arco secundário não superior a 80 A [17].
- Tensão induzida na fase aberta não superior à tensão máxima de operação

12.2 LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto, C1

Essa LT possui um comprimento estimado em cerca de 103 km, com reator em derivação de 10 Mvar no terminal de Coelho Neto, resultando em um grau de compensação de aproximadamente 57%. Nas simulações, o ponto de operação foi ajustado considerando-se um fluxo de cerca 134 MVA, correspondente ao SIL (Surge Impedance Loading) da LT.

Os resultados da Tabela 12-2 não indicam a necessidade de adoção de medida para mitigar a corrente de arco secundário, como reator de neutro, uma vez que os valores obtidos são bastante reduzidos. Além disso, pode-se verificar na Figura 12-1 que durante a abertura monopolar as fases não ficaram sujeitas a sobretensões, com valores abaixo do limite de 1,05 p.u. (139,4 kV). Portanto, nesta etapa, considerando os resultados da análise realizada, não se vislumbra dificuldades na implantação do religamento monopolar nesta LT.

Tabela 12-2 - LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto, C1. Corrente de arco secundário a 60 Hz, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados

Fase em falta	Local da falta		
	Caxias II	½ LT	Coelho Neto
A	8,7 A	8,6 A	8,7 A
B	8,7 A	8,7 A	8,6 A
C	8,9 A	8,8 A	8,9 A

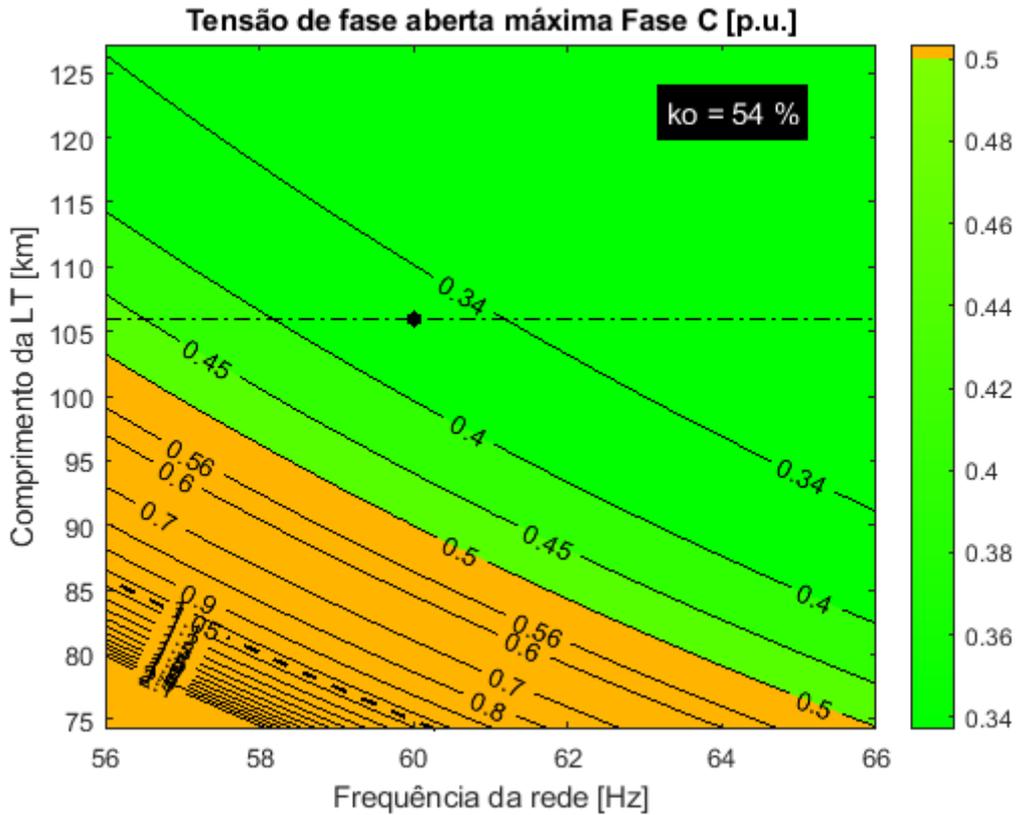


Figura 12-1 - LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto, C1. Prospecção da tensão induzida, em p.u., com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados. Terminal Caxias II

Por fim, destaca-se que nesta simulação adotou-se uma relação X_0/X_1 unitária para o reator em derivação. No entanto, a depender das características construtivas do equipamento que será adotado, essa relação poderá ser menor, eventualmente provocando a necessidade de uso reator de neutro. Esse e outros aspectos deverão ser investigados novamente na fase de projeto básico.

13 RECOMENDAÇÕES PARA RELATÓRIO R2

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

Essas recomendações levam em conta: (i) características de cada instalação avaliada e da rede elétrica adjacente; (ii) condicionantes impostos pelo sistema; (iii) análises de detalhamento realizadas neste relatório R1 (avaliação técnico-econômica de Linhas de Transmissão (LT) e análises preliminares de ressonância e extinção de arco secundário, quando aplicável); e (iv) os resultados de relatórios R2 já realizados para instalações semelhantes, [18].

13.1 Linhas de Transmissão

Não foram identificadas LTs com necessidade de elaboração de estudos de TEM nesta fase. Logo, recomenda-se a dispensa de elaboração dos relatórios R2 associados. Entretanto, sugere-se que, caso sejam identificadas nos estudos desenvolvidos nas etapas posteriores ao certame licitatório elevadas sobretensões e/ou energias nos para-raios de óxido metálico, bem como algum fenômeno de interação relevante entre a LT objeto dos estudos e a rede elétrica adjacente e/ou equipamentos, seja considerada a adoção de medidas mitigatórias para redução dos impactos dos TEM como, por exemplo, dispositivos sincronizadores.

13.2 LT 230 kV Caxias II – Teresina II, C1

LT em estruturas de circuito simples, de SIL convencional (cerca de 140 MW), sem compensação reativa em derivação, com cerca de 92 km de extensão. Devido ao comprimento, estudos de TEM não se justificam nesta fase de planejamento, logo recomenda-se dispensar a elaboração do relatório R2.

13.3 LT 230 kV Teresina – Teresina III, C1

LT em estruturas de circuito simples, de SIL elevado (cerca de 220 MW), sem compensação reativa, com 14 km de extensão. Devido ao reduzido comprimento, estudos de TEM não se justificam nesta fase de planejamento, logo recomenda-se dispensar a elaboração do relatório R2.

14 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL PRELIMINAR

A análise socioambiental das obras recomendadas nesse estudo está presente na Nota Técnica EPE/DEA/SMA 012/2023, anexa a este relatório no item 17.7.

15 REFERÊNCIAS

- [1]. EPE-DEE-RE-148/2021-rev3 – “Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 1: Área Sul”, EPE – dezembro/2022
- [2]. EPE-DEE-RE-014/2022-rev2 - “Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte” - setembro/2023
- [3]. EPE-DEE-RE-015/2022-rev1 – “Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 3: Área Leste”, EPE – dezembro/2022
- [4]. EPE-DEE-RE-018/2022-rev3 – “Estudo de expansão das interligações regionais – Parte II: Expansão da capacidade de exportação da região Norte/Nordeste”, EPE – janeiro/2023
- [5]. EPE-DEE-NT-072/2021-r0 – Expansão das Interligações Regionais – Diagnóstico Inicial, EPE – julho de 2021
- [6]. EPE-DEE-DEA-RE-062/2016-rev0 - “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica”, EPE - julho/2016
- [7]. “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão”, CCPE/CTET - janeiro/2001
- [8]. “Base de Referência de Preços ANEEL” – março/2023
- [9]. EPE-DEE-RE-022/2023-rev0 - Diagnóstico Regional da Rede Elétrica - VOLUME II – GET Nordeste - Alagoas | Bahia | Ceará | Paraíba Pernambuco | Piauí | Rio Grande do Norte | Sergipe
- [10]. Nota Técnica - Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro Metodologia E Cálculo – 2020, dezembro de 2020
- [11]. <https://www.cepel.br/produtos/elektra/>
- [12]. INMET. Normal Climatológico do Brasil 1981-2010: Temperatura Máxima. <http://www.inmet.gov.br/portal/>
- [13]. EPE-DEE-IT-052/2023 – Atualização dos Parâmetros Econômicos de Referência para os Estudos de Expansão da Transmissão do Ciclo de Planejamento 2023. Informe Técnico. 2023
- [14]. ONS. Procedimentos de Rede – Submódulo 2.7 – Requisitos Mínimos Para Linhas de Transmissão. 2022
- [15]. ONS. Procedimentos de Rede – Submódulo 2.3 – Premissas, Critérios e Metodologias Para Estudos Elétricos. 2021
- [16]. ONS. Diretrizes para a Elaboração de Projetos Básicos para Empreendimentos de Transmissão: Estudos elétricos, especificação das instalações, de equipamentos e de linhas de transmissão. 2013
- [17]. Haubrich, H.-J., Hosemann, G., Thomas, R., Single-phase auto-reclosing in EHV Systems, CIGRE 1974, paper 31-09, Paris, 1974
- [18]. EPE. “EPE-DEE-NT-100/2018-rev0 - Transitórios eletromagnéticos de manobra em linhas de transmissão CA: experiência dos Relatórios R2”, 2018

16 EQUIPE TÉCNICA

Daniel José Tavares de Souza – EPE/STE

Dourival de Souza Carvalho Junior – EPE/STE

Fabiano Schmidt – EPE/STE

Igor Chaves – EPE/STE

João Alves da Silva Neto – EPE/STE

Luiz Felipe Froede Lorentz – EPE/STE

Marcelo Willian Henriques Szrajbman – EPE/STE

Maria de Fátima Carvalho Gama – EPE/STE

Rafael de Carvalho Caetano – EPE/STE

Rafael Theodoro Alves e Mello – EPE/STE

Vinicius Ferreira Martins – EPE/STE

17 ANEXOS

17.1 Parâmetros dos Equipamentos

Linha de Transmissão Nova (LT)

Tabela 17-1 – Características Elétricas das Linhas de Transmissão Recomendadas

Linha de transmissão	Tensão (kV)	Extensão (km)	Condutor	Capacidade Operativa (A)				
				Longa Duração (A)	Curta Duração (A)	r+ (Ω/km)	x+ (Ω/km)	b+ (μS/km)
LT 230 kV Caxias II – Teresina II C1	230	92	1x954 MCM (RAIL)	810	1110	0,0688	0,4786	3,4654
LT 230 kV Teresina – Teresina III C1	230	14	2x795 MCM (TERN)	1415	1930	0,0411	0,3029	5,4240

Transformadores

Tabela 17-2 - Parâmetros dos Transformadores Novos

Subestação	Transformação	Unidade	Capacidade [MVA]	X (%) na base de 100 MVA	Ligação	Δ TAP
Tianguá II	500/230 kV	ATR3 (1Φ)	600/720	2,33	Y-Y	1,1/0,9

17.2 Perdas Elétricas das Alternativas

17.2.1 Região Leste do Maranhão

A seguir são apresentadas as tabelas com valor de geração da barra slack (Ilha Solteira) para contabilização do diferencial de perdas elétricas de cada alternativa.

Tabela 17-3 - Geração da Barra Slack [MW] – Região Leste do Maranhão

Ano	Cenário 1 - Carga Pesada				Cenário 1 - Carga Média				Cenário 1 - Leve			
	ALT 1	ALT 2	ALT 3	ALT 4	ALT 1	ALT 2	ALT 3	ALT 4	ALT 1	ALT 2	ALT 3	ALT 4
2029	2701,13	2699,65	2699,55	2700,91	2615,87	2614,69	2614,59	2615,79	1988,68	1988,71	1988,70	1988,83
2030	2833,87	2832,25	2832,15	2833,60	2839,75	2838,52	2838,41	2839,67	1736,92	1736,98	1737,01	1737,19
2031	2791,79	2789,99	2789,90	2791,48	2469,10	2467,79	2467,67	2468,97	983,61	983,66	983,71	983,89
2032	2770,66	2768,69	2768,61	2770,28	2973,14	2971,68	2971,58	2972,96	1126,88	1126,84	1126,93	1127,16
2033	2827,05	2824,92	2824,83	2826,60	2567,92	2566,39	2566,28	2567,73	1245,37	1245,35	1245,41	1245,63
2034	2923,59	2920,97	2921,04	2922,78	3049,25	3047,65	3047,53	3049,00	2062,49	2062,41	2062,48	2062,71
2035	2797,86	2795,28	2795,20	2797,13	2688,45	2686,91	2686,81	2688,24	2145,12	2145,03	2145,14	2145,36
2036	3002,92	3000,05	3000,01	3002,12	2805,71	2803,90	2803,78	2805,42	1636,07	1635,92	1635,98	1636,23
2037	2789,19	2786,07	2786,05	2788,27	3065,64	3063,79	3063,71	3065,28	1479,99	1479,80	1479,85	1480,10

Ano	Cenário 2 - Carga Pesada				Cenário 2 - Carga Média				Cenário 2 - Leve			
	ALT 1	ALT 2	ALT 3	ALT 4	ALT 1	ALT 2	ALT 3	ALT 4	ALT 1	ALT 2	ALT 3	ALT 4
2029	1209,45	1206,84	1206,45	1209,06	2000,87	1998,37	1997,79	2000,05	1106,57	1105,98	1105,89	1106,68
2030	1558,94	1556,18	1555,75	1558,44	1870,29	1868,05	1867,55	1869,73	1245,76	1245,22	1245,10	1245,93
2031	1767,63	1764,92	1764,53	1766,93	1941,30	1938,78	1938,23	1940,61	1360,08	1359,46	1359,33	1360,20
2032	1763,16	1760,41	1760,04	1762,45	1987,71	1985,13	1984,67	1986,76	1423,47	1422,84	1422,69	1423,58
2033	2523,83	2520,86	2520,48	2523,00	1819,05	1816,24	1815,72	1818,26	1333,95	1333,26	1333,11	1334,03
2034	2211,31	2208,28	2207,90	2210,46	1684,11	1681,17	1680,57	1683,20	1467,52	1466,90	1466,68	1467,53
2035	2317,96	2314,30	2313,68	2314,20	1882,13	1877,37	1875,71	1860,58	1494,03	1527,10	1525,61	1573,93
2036	2250,92	2247,50	2247,19	2249,93	2111,97	2108,78	2108,18	2111,07	1453,73	1452,91	1452,74	1453,76
2037	2061,02	2057,46	2057,19	2059,86	2955,52	2952,08	2951,34	2954,65	1427,00	1426,12	1425,93	1427,00

Ano	Cenário 3 - Carga Pesada				Cenário 3 - Carga Média				Cenário 3 - Leve			
	ALT 1	ALT 2	ALT 3	ALT 4	ALT 1	ALT 2	ALT 3	ALT 4	ALT 1	ALT 2	ALT 3	ALT 4
2029	2381,31	2379,97	2380,15	2381,10	3578,01	3576,87	3576,90	3577,93	1966,01	1965,84	1965,95	1966,26
2030	2993,94	2992,99	2993,19	2993,97	3519,70	3518,55	3518,57	3519,63	2821,51	2821,46	2821,55	2821,79
2031	2918,47	2917,56	2917,78	2918,58	3951,55	3950,42	3950,43	3951,86	3472,61	3472,54	3472,63	3472,88
2032	1559,52	1558,26	1558,64	1559,57	2749,68	2749,03	2749,08	2750,02	2676,61	2676,53	2676,65	2676,89
2033	2219,70	2217,60	2217,80	2219,30	2152,05	2150,93	2151,01	2151,91	1447,03	1446,85	1446,96	1447,19
2034	2040,39	2038,49	2038,75	2040,12	2994,71	2993,46	2993,56	2994,48	2051,19	2051,10	2051,23	2051,48
2035	2224,20	2222,08	2222,39	2223,78	2849,43	2848,01	2848,12	2849,05	4431,39	4431,21	4431,35	4431,63
2036	2573,93	2572,24	2572,65	2573,87	2896,15	2894,81	2894,88	2895,97	4603,45	4603,33	4603,46	4603,74
2037	3114,55	3112,57	3113,00	3114,39	3251,74	3250,27	3250,36	3251,44	4501,62	4501,47	4501,60	4501,87

Ano	Cenário 4 - Carga Pesada				Cenário 4 - Carga Média				Cenário 4 - Leve			
	ALT 1	ALT 2	ALT 3	ALT 4	ALT 1	ALT 2	ALT 3	ALT 4	ALT 1	ALT 2	ALT 3	ALT 4
2029	3293,45	3291,19	3291,18	3292,98	3293,51	3291,68	3291,70	3293,23	2004,56	2004,03	2004,10	2004,58
2030	3142,64	3140,20	3140,23	3142,21	2229,83	2227,95	2227,97	2229,53	1816,28	1815,78	1815,87	1816,34
2031	2760,09	2757,56	2757,59	2759,53	3227,84	3225,75	3225,77	3227,43	1716,50	1715,95	1716,03	1716,52
2032	3131,70	3129,14	3129,12	3131,06	2747,35	2745,27	2745,23	2746,97	1744,65	1744,04	1744,12	1744,62
2033	2180,64	2178,06	2178,08	2180,04	2916,78	2914,59	2914,57	2916,27	1704,09	1703,49	1703,57	1704,08
2034	3054,85	3052,10	3052,12	3054,19	3096,36	3094,16	3094,15	3095,82	1534,75	1534,14	1534,23	1534,74
2035	2171,15	2168,32	2168,34	2172,98	2680,23	2677,96	2677,97	2682,14	1464,78	1464,13	1464,22	1465,54
2036	4116,15	4113,08	4113,08	4115,25	2179,51	2177,32	2177,31	2179,00	1417,58	1416,92	1417,02	1417,55
2037	5675,37	5672,05	5672,07	5674,38	2092,75	2090,57	2090,57	2092,24	1349,18	1348,49	1348,58	1349,13

A seguir é apresentado o diferencial de perdas elétricas de cada alternativa, discretizado por ano.

Tabela 17-4 - Diferencial de Perdas Elétricas [MW] – Região Leste do Maranhão

Ano	Cenário 1 - Carga Pesada				Cenário 1 - Carga Média				Cenário 1 - Leve			
	ALT 1	ALT 2	ALT3	ALT4	ALT 1	ALT 2	ALT3	ALT4	ALT 1	ALT 2	ALT3	ALT4
2029	1,48	0,11	0,00	1,36	1,28	0,10	0,00	1,20	-0,02	0,01	0,00	0,13
2030	1,62	0,10	0,00	1,45	1,34	0,11	0,00	1,26	-0,09	-0,03	0,00	0,18
2031	1,79	0,10	0,00	1,58	1,42	0,12	0,00	1,29	-0,09	-0,05	0,00	0,19
2032	1,97	0,08	0,00	1,66	1,56	0,11	0,00	1,38	-0,05	-0,10	0,00	0,23
2033	2,13	0,08	0,00	1,77	1,65	0,11	0,00	1,45	-0,04	-0,06	0,00	0,22
2034	2,62	-0,07	0,00	1,74	1,72	0,12	0,00	1,47	0,01	-0,07	0,00	0,23
2035	2,58	0,07	0,00	1,93	1,64	0,10	0,00	1,43	-0,02	-0,11	0,00	0,22
2036	2,87	0,03	0,00	2,11	1,93	0,12	0,00	1,64	0,09	-0,06	0,00	0,25
2037	3,12	0,02	0,00	2,22	1,93	0,08	0,00	1,57	0,14	-0,05	0,00	0,25

Ano	Cenário 2 - Carga Pesada				Cenário 2 - Carga Média				Cenário 2 - Leve			
	ALT 1	ALT 2	ALT3	ALT4	ALT 1	ALT 2	ALT3	ALT4	ALT 1	ALT 2	ALT3	ALT4
2029	2,99	0,39	0,00	2,61	3,08	0,58	0,00	2,26	0,68	0,09	0,00	0,80
2030	3,19	0,42	0,00	2,69	2,74	0,50	0,00	2,18	0,66	0,12	0,00	0,83
2031	3,09	0,38	0,00	2,40	3,07	0,56	0,00	2,38	0,75	0,13	0,00	0,87
2032	3,12	0,38	0,00	2,41	3,04	0,46	0,00	2,09	0,78	0,15	0,00	0,89
2033	3,35	0,39	0,00	2,53	3,33	0,52	0,00	2,54	0,84	0,15	0,00	0,93
2034	3,40	0,38	0,00	2,55	3,54	0,60	0,00	2,62	0,84	0,22	0,00	0,85
2035	4,29	0,62	0,00	0,52	6,42	1,66	0,00	-15,13	1,10	0,20	0,00	0,93
2036	3,72	0,31	0,00	2,73	3,79	0,60	0,00	2,89	0,99	0,17	0,00	1,02
2037	3,83	0,27	0,00	2,67	4,18	0,74	0,00	3,31	1,07	0,18	0,00	1,06

Ano	Cenário 3 - Carga Pesada				Cenário 3 - Carga Média				Cenário 3 - Leve			
	ALT 1	ALT 2	ALT3	ALT4	ALT 1	ALT 2	ALT3	ALT4	ALT 1	ALT 2	ALT3	ALT4
2029	1,16	-0,18	0,00	0,95	1,11	-0,02	0,00	1,03	0,06	-0,12	0,00	0,30
2030	0,74	-0,20	0,00	0,77	1,13	-0,02	0,00	1,05	-0,04	-0,09	0,00	0,24
2031	0,69	-0,21	0,00	0,81	1,12	-0,01	0,00	1,43	-0,02	-0,09	0,00	0,24
2032	0,88	-0,37	0,00	0,93	0,60	-0,05	0,00	0,94	-0,04	-0,12	0,00	0,24
2033	1,90	-0,20	0,00	1,50	1,04	-0,08	0,00	0,89	0,07	-0,11	0,00	0,24
2034	1,64	-0,26	0,00	1,37	1,15	-0,10	0,00	0,92	-0,04	-0,12	0,00	0,25
2035	1,81	-0,31	0,00	1,40	1,31	-0,11	0,00	0,93	0,04	-0,14	0,00	0,28
2036	1,27	-0,42	0,00	1,22	1,27	-0,06	0,00	1,09	-0,01	-0,13	0,00	0,28
2037	1,55	-0,43	0,00	1,39	1,38	-0,09	0,00	1,08	0,03	-0,13	0,00	0,27

Ano	Cenário 4 - Carga Pesada				Cenário 4 - Carga Média				Cenário 4 - Leve			
	ALT 1	ALT 2	ALT3	ALT4	ALT 1	ALT 2	ALT3	ALT4	ALT 1	ALT 2	ALT3	ALT4
2029	2,27	0,01	0,00	1,80	1,84	-0,03	0,00	1,53	0,46	-0,08	0,00	0,48
2030	2,41	-0,03	0,00	1,98	1,88	-0,02	0,00	1,56	0,41	-0,09	0,00	0,46
2031	2,50	-0,03	0,00	1,93	2,09	-0,02	0,00	1,66	0,46	-0,09	0,00	0,49
2032	2,58	0,02	0,00	1,94	2,08	0,04	0,00	1,74	0,53	-0,08	0,00	0,50
2033	2,57	-0,01	0,00	1,96	2,19	0,02	0,00	1,70	0,52	-0,08	0,00	0,51
2034	2,73	-0,02	0,00	2,07	2,20	0,01	0,00	1,67	0,52	-0,09	0,00	0,51
2035	2,82	-0,02	0,00	4,64	2,27	0,00	0,00	4,17	0,56	-0,09	0,00	1,32
2036	3,07	0,00	0,00	2,17	2,19	0,00	0,00	1,69	0,56	-0,10	0,00	0,53
2037	3,30	-0,02	0,00	2,31	2,18	0,00	0,00	1,67	0,60	-0,09	0,00	0,55

17.2.2 Região Centro-Norte Piauiense

A seguir são apresentadas as tabelas com valor de geração da barra slack (Ilha Solteira) para contabilização do diferencial de perdas elétricas de cada alternativa.

Tabela 17-5 - Geração da Barra Slack [MW] – Região Centro-Norte Piauiense

Ano	Cenário 1 - Carga Pesada		Cenário 1 - Carga Média		Cenário 1 - Carga Leve	
	ALT 1	ALT 2	ALT 1	ALT 2	ALT 1	ALT 2
2029	2627,0	2627,0	2036,3	2034,7	1963,2	1963,1
2030	2755,4	2755,2	2259,0	2257,4	1711,0	1711,1
2031	2713,7	2713,5	1886,5	1884,8	958,3	958,5
2032	2687,9	2687,6	2382,2	2380,5	1101,7	1101,8
2033	2743,9	2743,6	1984,0	1982,2	1218,6	1218,7
2034	2837,8	2837,5	2470,5	2468,7	2040,4	2040,6
2035	2715,6	2715,3	2119,5	2117,6	2121,3	2121,4
2036	2915,9	2915,7	2228,2	2226,3	1385,1	1384,7
2037	2702,7	2702,5	2521,6	2520,1	1238,3	1237,9

Ano	Cenário 2 - Carga Pesada		Cenário 2 - Carga Média		Cenário 2 - Carga Leve	
	ALT 1	ALT 2	ALT 1	ALT 2	ALT 1	ALT 2
2029	1111,5	1111,0	1432,9	1429,4	808,0	806,6
2030	1458,3	1457,0	1236,6	1232,7	1165,4	1164,9
2031	1670,6	1669,3	1344,2	1340,0	1280,9	1280,4
2032	1663,8	1662,6	1386,7	1382,6	1345,8	1345,2
2033	2424,8	2423,6	1209,9	1205,8	1253,1	1252,4
2034	2112,9	2111,7	1099,3	1093,9	1390,3	1389,6
2035	2222,7	2221,4	1296,5	1291,7	1415,1	1414,4
2036	2154,9	2153,7	1634,9	1629,8	1376,7	1376,0
2037	1965,1	1963,8	2708,0	2702,7	1346,9	1346,3

Ano	Cenário 3 - Carga Pesada		Cenário 3 - Carga Média		Cenário 3 - Carga Leve	
	ALT 1	ALT 2	ALT 1	ALT 2	ALT 1	ALT 2
2029	4841,1	4840,9	4598,3	4597,4	2080,3	2080,4
2030	4948,1	4947,8	4648,5	4647,9	1748,1	1748,1
2031	5055,6	5055,4	5147,8	5122,7	1789,4	1789,4
2032	4848,4	4848,2	5249,7	5249,0	1814,2	1814,2
2033	4695,1	4695,0	5389,7	5389,1	1849,2	1849,1
2034	4813,3	4813,3	5552,2	5551,6	1962,6	1962,6
2035	5086,1	5086,8	5742,1	5741,6	2142,9	2142,9
2036	5152,1	5152,0	5998,3	5997,4	2204,3	2204,2
2037	5331,2	5331,1	6453,3	6452,4	2154,2	2154,2

Ano	Cenário 4 - Carga Pesada		Cenário 4 - Carga Média		Cenário 4 - Carga Leve	
	ALT 1	ALT 2	ALT 1	ALT 2	ALT 1	ALT 2
2029	3230,0	3230,0	3019,3	3019,2	1987,2	1987,2
2030	3081,0	3081,0	1965,9	1965,8	1800,7	1800,8
2031	2701,7	2701,7	2964,0	2963,8	1702,3	1702,4
2032	3069,2	3069,1	2486,6	2486,4	1731,4	1731,5
2033	2123,8	2123,8	2662,8	2662,6	1687,9	1688,0
2034	2997,1	2997,1	2852,6	2852,4	1524,2	1524,3
2035	2118,8	2118,7	2451,5	2451,3	1453,3	1453,3
2036	4060,7	4060,6	1957,9	1957,7	1409,2	1409,2
2037	5617,5	5617,5	1880,5	1880,4	1338,1	1338,1

A seguir é apresentado o diferencial de perdas elétricas de cada alternativa, discretizado por ano.

Tabela 17-6 - Diferencial de Perdas Elétricas [MW] – Região Centro-Norte Piauiense

Ano	Cenário 1 - Carga Pesada		Cenário 1 - Carga Média		Cenário 1 - Carga Leve	
	ALT 1	ALT 2	ALT 1	ALT 2	ALT 1	ALT 2
2029	0,02	0,0	1,56	0,0	0,05	0,0
2030	0,19	0,0	1,67	0,0	-0,13	0,0
2031	0,22	0,0	1,68	0,0	-0,14	0,0
2032	0,24	0,0	1,73	0,0	-0,16	0,0
2033	0,25	0,0	1,78	0,0	-0,11	0,0
2034	0,28	0,0	1,87	0,0	-0,18	0,0
2035	0,29	0,0	1,91	0,0	-0,16	0,0
2036	0,25	0,0	1,92	0,0	0,34	0,0
2037	0,25	0,0	1,50	0,0	0,39	0,0

Ano	Cenário 2 - Carga Pesada		Cenário 2 - Carga Média		Cenário 2 - Carga Leve	
	ALT 1	ALT 2	ALT 1	ALT 2	ALT 1	ALT 2
2029	0,52	0,0	3,47	0,0	1,37	0,0
2030	1,25	0,0	3,84	0,0	0,51	0,0
2031	1,21	0,0	4,15	0,0	0,58	0,0
2032	1,18	0,0	4,10	0,0	0,64	0,0
2033	1,26	0,0	4,10	0,0	0,63	0,0
2034	1,22	0,0	5,41	0,0	0,64	0,0
2035	1,34	0,0	4,79	0,0	0,67	0,0
2036	1,21	0,0	5,02	0,0	0,64	0,0
2037	1,26	0,0	5,24	0,0	0,66	0,0

Ano	Cenário 3 - Carga Pesada		Cenário 3 - Carga Média		Cenário 3 - Carga Leve	
	ALT 1	ALT 2	ALT 1	ALT 2	ALT 1	ALT 2
2029	0,16	0,0	0,91	0,0	-0,02	0,0
2030	0,33	0,0	0,66	0,0	-0,01	0,0
2031	0,16	0,0	25,09	0,0	0,01	0,0
2032	0,16	0,0	0,65	0,0	0,02	0,0
2033	0,06	0,0	0,60	0,0	0,03	0,0
2034	0,01	0,0	0,56	0,0	0,03	0,0
2035	-0,61	0,0	0,57	0,0	0,03	0,0
2036	0,07	0,0	0,84	0,0	0,06	0,0
2037	0,07	0,0	0,87	0,0	0,07	0,0

Ano	Cenário 4 - Carga Pesada		Cenário 4 - Carga Média		Cenário 4 - Carga Leve	
	ALT 1	ALT 2	ALT 1	ALT 2	ALT 1	ALT 2
2029	0,00	0,0	0,09	0,0	-0,05	0,0
2030	0,03	0,0	0,15	0,0	-0,04	0,0
2031	0,04	0,0	0,16	0,0	-0,04	0,0
2032	0,05	0,0	0,16	0,0	-0,06	0,0
2033	0,06	0,0	0,18	0,0	-0,04	0,0
2034	0,06	0,0	0,19	0,0	-0,03	0,0
2035	0,07	0,0	0,19	0,0	-0,03	0,0
2036	0,02	0,0	0,18	0,0	-0,03	0,0
2037	0,03	0,0	0,18	0,0	0,01	0,0

17.3 Plano de Obras e Estimativa de Investimentos

17.3.1 Região Leste do Maranhão

Tabela 17-7 – Plano de obras e estimativa de investimentos - Alternativa 1 – Região Leste do Maranhão

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						278.881,72	275.449,73	24.772,35	139.655,51
LT 230 kV PERITORÓ - CAXIAS II, C1 (Nova)						141.916,51	141.916,51	12.606,08	72.442,59
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	PERITORÓ	2029	1,0	1,0	9909,37	9.909,37	9.909,37	880,22	5.058,33
MIG-A	PERITORÓ	2029	1,0	1,0	2850,07	2.850,07	2.850,07	253,16	1.454,84
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	CAXIAS II	2029	1,0	1,0	9909,37	9.909,37	9.909,37	880,22	5.058,33
MIG-A	CAXIAS II	2029	1,0	1,0	2850,07	2.850,07	2.850,07	253,16	1.454,84
Circuito Simples 230 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 117 km		2029	117,0	1,0	888,37	103.939,29	103.939,29	9.232,66	53.056,77
Desativação Circuito Simples 230 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 117 km		2029	117,0	0,1	888,40	10.394,28	10.394,28	923,30	5.305,86
MIM - 230 kV	PERITORÓ	2029	1,0	1,0	1032,03	1.032,03	1.032,03	91,67	526,81
MIM - 230 kV	CAXIAS II	2029	1,0	1,0	1032,03	1.032,03	1.032,03	91,67	526,81
LT 230 kV CAXIAS II - COELHO NETO, C1 (Ampliação/Adequação)						45.466,57	45.466,57	4.038,68	23.208,83
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Coelho Neto	2029	1,0	1,0	3655,89	3.655,89	3.655,89	324,74	1.866,18
MIM - 230 kV	Coelho Neto	2029	1,0	1,0					
Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ	Coelho Neto	2029	1,0	1,0	5033,10	5.033,10	5.033,10	447,08	2.569,19
Reconstrução Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 25 km		2029	25,0	1,0	1211,02	30.275,50	30.275,50	2.689,29	15.454,41
Desativação do Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 78 km		2029	78,0	0,1	833,60	6.502,08	6.502,08	577,56	3.319,05
SE 230/69 kV CAXIAS II (Ampliação/Adequação)						74.113,94	74.113,94	6.583,35	37.832,14
Compensador Estático 230 kV, 1 x (-50/+50) Mvar		2029	1,0	1,0	63977,92	63.977,92	63.977,92	5.682,99	32.658,12
CC (Conexão de Compensador) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	9048,16	9.048,16	9.048,16	803,72	4.618,72
MIM - 230 kV		2029	1,0	1,0	1087,86	1.087,86	1.087,86	96,63	555,31
SE 230/69 kV CHAPADINHA (Ampliação/Adequação)						12.952,38	9.520,39	1.150,53	3.909,44
1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ		2031	1,0	1,0	2212,80	2.212,80	1.626,47	196,56	667,89
CGD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4		2031	1,0	1,0	9651,72	9.651,72	7.094,30	857,34	2.913,19
MIM - 230 kV		2031	1,0	1,0	1087,86	1.087,86	799,61	96,63	328,35
LT 230 kV COELHO NETO - TERESINA I, C1 (Ampliação/Adequação)						4.432,32	4.432,32	393,71	2.262,52
Desativação do Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 57 km		2029	57,0	0,1	777,60	4.432,32	4.432,32	393,71	2.262,52

Tabela 17-8 – Plano de obras e estimativa de investimentos - Alternativa 2 – Região Leste do Maranhão

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						257.456,19	253.318,99	22.869,17	127.935,63
LT 230 kV PERITORÓ - CAXIAS II, C1 (Nova)						9.753,12	9.753,12	866,34	4.978,57
Desativação do Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 117 km		2029	117,0	0,1	833,60	9.753,12	9.753,12	866,34	4.978,57
LT 230 kV CAXIAS II - COELHO NETO, C1 (Ampliação/Adequação)						45.466,57	45.466,57	4.038,68	23.208,83
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Coelho Neto	2029	1,0	1,0	3655,89	3.655,89	3.655,89	324,74	1.866,18
MIM - 230 kV	Coelho Neto	2029	1,0	1,0					
Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ	Coelho Neto	2029	1,0	1,0	5033,10	5.033,10	5.033,10	447,08	2.569,19
Reconstrução Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 25 km		2029	25,0	1,0	1211,02	30.275,50	30.275,50	2.689,29	15.454,41
Desativação do Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 78 km		2029	78,0	0,1	833,60	6.502,08	6.502,08	577,56	3.319,05
SE 230/69 kV CAXIAS II (Ampliação/Adequação)						74.113,94	74.113,94	6.583,35	37.832,14
Compensador Estático 230 kV, 1 x (-50/+50) Mvar		2029	1,0	1,0	63977,92	63.977,92	63.977,92	5.682,99	32.658,12
CC (Conexão de Compensador) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	9048,16	9.048,16	9.048,16	803,72	4.618,72
MIM - 230 kV		2029	1,0	1,0	1087,86	1.087,86	1.087,86	96,63	555,31
SE 230/69 kV CHAPADINHA (Ampliação/Adequação)						12.952,38	8.815,17	1.150,53	3.126,41
1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ		2032	1,0	1,0	2212,80	2.212,80	1.505,99	196,56	534,12
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	9651,72	9.651,72	6.568,80	857,34	2.329,70
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	1087,86	1.087,86	740,38	96,63	262,58
LT 230 kV COELHO NETO - TERESINA I, C1 (Ampliação/Adequação)						4.432,32	4.432,32	393,71	2.262,52
Desativação do Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 57 km		2029	57,0	0,1	777,60	4.432,32	4.432,32	393,71	2.262,52
LT 230 kV CAXIAS II - TERESINA II, C1 (Nova)						109.415,96	109.415,96	9.719,14	55.852,38
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Caxias II	2029	1,0	1,0	9909,37	9.909,37	9.909,37	880,22	5.058,33
MIG-A	Caxias II	2029	1,0	1,0	2901,56	2.901,56	2.901,56	257,74	1.481,13
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Teresina II	2029	1,0	1,0	9909,37	9.909,37	9.909,37	880,22	5.058,33
MIG-A	Teresina II	2029	1,0	1,0	2901,56	2.901,56	2.901,56	257,74	1.481,13
Circuito Simples 230 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 92 km		2029	92,0	1,0	888,37	81.730,04	81.730,04	7.259,87	41.719,85
MIM - 230 kV	Caxias II	2029	1,0	1,0	1032,03	1.032,03	1.032,03	91,67	526,81
MIM - 230 kV	Teresina II	2029	1,0	1,0	1032,03	1.032,03	1.032,03	91,67	526,81
LT 230 kV CAXIAS II - HEINEKEN, C1 (Nova)						1.321,90	1.321,90	117,42	674,78
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1,7 km		2029	1,7	1,0	777,59	1.321,90	1.321,90	117,42	674,78

Tabela 17-9 – Plano de obras e estimativa de investimentos - Alternativa 3 – Região Leste do Maranhão

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						301.231,36	301.231,36	26.757,61	153.766,32
LT 230 kV PERITORÓ - CAXIAS II, C1 (Nova)						141.916,51	141.916,51	12.606,08	72.442,59
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	PERITORÓ	2029	1,0	1,0	9909,37	9.909,37	9.909,37	880,22	5.058,33
MIG-A	PERITORÓ	2029	1,0	1,0	2850,07	2.850,07	2.850,07	253,16	1.454,84
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	CAXIAS II	2029	1,0	1,0	9909,37	9.909,37	9.909,37	880,22	5.058,33
MIG-A	CAXIAS II	2029	1,0	1,0	2850,07	2.850,07	2.850,07	253,16	1.454,84
Circuito Simples 230 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 117 km		2029	117,0	1,0	888,37	103.939,29	103.939,29	9.232,66	53.056,77
Desativação Circuito Simples 230 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 117 km		2029	117,0	0,1	888,40	10.394,28	10.394,28	923,30	5.305,86
MIM - 230 kV	PERITORÓ	2029	1,0	1,0	1032,03	1.032,03	1.032,03	91,67	526,81
MIM - 230 kV	CAXIAS II	2029	1,0	1,0	1032,03	1.032,03	1.032,03	91,67	526,81
LT 230 kV CAXIAS II - COELHO NETO, C1 (Ampliação/Adequação)						45.466,57	45.466,57	4.038,68	23.208,83
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Coelho Neto	2029	1,0	1,0	3655,89	3.655,89	3.655,89	324,74	1.866,18
MIM - 230 kV	Coelho Neto	2029	1,0	1,0					
Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ	Coelho Neto	2029	1,0	1,0	5033,10	5.033,10	5.033,10	447,08	2.569,19
Reconstrução Circuito Simples 230 kV 1 x 636 MCM (Grosbeak), 25 km		2029	25,0	1,0	1211,02	30.275,50	30.275,50	2.689,29	15.454,41
Desativação do Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 71		2029	78,0	0,1	833,60	6.502,08	6.502,08	577,56	3.319,05
LT 230 kV COELHO NETO - TERESINA I, C1 (Ampliação/Adequação)						4.432,32	4.432,32	393,71	2.262,52
Desativação do Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 5		2029	57,0	0,1	777,60	4.432,32	4.432,32	393,71	2.262,52
LT 230 kV CAXIAS II - TERESINA II, C1 (Nova)						109.415,96	109.415,96	9.719,14	55.852,38
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Caxias II	2029	1,0	1,0	9909,37	9.909,37	9.909,37	880,22	5.058,33
MIG-A	Caxias II	2029	1,0	1,0	2901,56	2.901,56	2.901,56	257,74	1.481,13
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Teresina II	2029	1,0	1,0	9909,37	9.909,37	9.909,37	880,22	5.058,33
MIG-A	Teresina II	2029	1,0	1,0	2901,56	2.901,56	2.901,56	257,74	1.481,13
Circuito Simples 230 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 92 km		2029	92,0	1,0	888,37	81.730,04	81.730,04	7.259,87	41.719,85
MIM - 230 kV	Caxias II	2029	1,0	1,0	1032,03	1.032,03	1.032,03	91,67	526,81
MIM - 230 kV	Teresina II	2029	1,0	1,0	1032,03	1.032,03	1.032,03	91,67	526,81

Tabela 17-10 – Plano de obras e estimativa de investimentos - Alternativa 4 – Região Leste do Maranhão

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						381.231,77	381.231,77	33.863,84	194.603,26
LT 230 kV PERITORÓ - CAXIAS II, C1 (Nova)						152.686,57	152.686,57	13.562,76	77.940,26
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	PERITORÓ	2029	1,0	1,0	9909,37	9.909,37	9.909,37	880,22	5.058,33
MIM - 230 kV	PERITORÓ	2029	1,0	1,0	1087,86	1.087,86	1.087,86	96,63	555,31
Reconstrução Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 117 km		2029	117,0	1,0	1211,02	141.689,34	141.689,34	12.585,90	72.326,63
LT 230 kV CAXIAS II - COELHO NETO, C1 (Ampliação/Adequação)						135.676,46	135.676,46	12.051,79	69.257,30
Reconstrução Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 103 km		2029	103,0	1,0	1211,02	124.735,06	124.735,06	11.079,90	63.672,16
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Coelho Neto	2029	1,0	1,0	9909,37	9.909,37	9.909,37	880,22	5.058,33
MIM - 230 kV	Coelho Neto	2029	1,0	1,0	1032,03	1.032,03	1.032,03	91,67	526,81
LT 230 kV COELHO NETO - TERESINA I, C1 (Ampliação/Adequação)						80.025,37	80.025,37	7.108,45	40.849,69
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Teresina II	2029	1,0	1,0	9909,37	9.909,37	9.909,37	880,22	5.058,33
MIM - 230 kV	Teresina II	2029	1,0	1,0	1087,86	1.087,86	1.087,86	96,63	555,31
Reconstrução Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 57 km - Trecho de linha a partir da SE Teresina I		2029	57,0	1,0	1211,02	69.028,14	69.028,14	6.131,59	35.236,05
SE 230 kV CAXIAS II (Ampliação/Adequação)						12.843,37	12.843,37	1.140,84	6.556,02
1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ		2029	1,0	1,0	2103,79	2.103,79	2.103,79	186,87	1.073,90
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	9651,72	9.651,72	9.651,72	857,34	4.926,81
MIM - 230 kV		2029	1,0	1,0	1087,86	1.087,86	1.087,86	96,63	555,31

17.3.2 Atendimento ao Consumidor Heineken

Tabela 17-11 – Plano de obras e estimativa de investimentos - Alternativa 1 – Atendimento ao Consumidor Heineken

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						3.581,08	3.581,08	318,10	1.827,99
LT 230 kV PONTO A - PONTO B, C1 (Ampliação/Adequação)						3.581,08	3.581,08	318,10	1.827,99
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,9 km		2029	0,9	1,0	1211,02	1.089,92	1.089,92	96,81	556,36
Estrutura metálica de ancoragem ou suspensão		2029	2,0	1,0	1245,58	2.491,16	2.491,16	221,28	1.271,64

Tabela 17-12 – Plano de obras e estimativa de investimentos - Alternativa 2 – Atendimento ao Consumidor Heineken

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						3.190,99	3.190,99	283,45	1.628,87
LT 230 kV PONTO A - PONTO B, C1 (Ampliação/Adequação)						3.190,99	3.190,99	283,45	1.628,87
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,9 km		2029	0,9	1,0	777,59	699,83	699,83	62,16	357,24
Estrutura metálica de ancoragem ou suspensão		2029	2,0	1,0	1245,58	2.491,16	2.491,16	221,28	1.271,64

Tabela 17-13 Plano de obras e estimativa de investimentos - Alternativa 3 – Atendimento ao Consumidor Heineken

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						1.321,90	1.321,90	117,42	674,78
LT 230 kV CAXIAS II - HEINEKEN, C1 (Nova)						1.321,90	1.321,90	117,42	674,78
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1,7 km		2029	1,7	1,0	777,59	1.321,90	1.321,90	117,42	674,78

17.3.3 Região Centro-Norte Piauiense

Tabela 17-14 – Plano de obras e estimativa de investimentos - Alternativa 1 (vencedora) – Região Centro-Norte Piauiense

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)					
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN	
						145.379,02	91.613,44	12.913,65	46.764,92	
LT 230 kV TERESINA - PIRIPIRI, C1 (desativação) (Ampliação/Adequação)						13.004,63	8.195,12	1.155,17	4.183,28	
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 156 km		2029	156,0	0,1	833,63	13.004,63	8.195,12	1.155,17	4.183,28	
LT 230 kV TERESINA - TERESINA III, C1 (Nova)						43.844,08	27.629,21	3.894,56	14.103,58	
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 14 km		2029	14,0	1,0	1161,51	16.261,14	10.247,28	1.444,44	5.230,82	
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		Teresina	2029	1,0	1,0	9909,37	9.909,37	6.244,58	880,22	3.187,61
MIM - 230 kV		Teresina	2029	1,0	1,0	1032,03	1.032,03	650,35	91,67	331,98
MIG-A		Teresina	2029	1,0	1,0	2850,07	2.850,07	1.796,03	253,16	916,80
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		Teresina III	2029	1,0	1,0	9909,37	9.909,37	6.244,58	880,22	3.187,61
MIM - 230 kV		Teresina III	2029	1,0	1,0	1032,03	1.032,03	650,35	91,67	331,98
MIG-A		Teresina III	2029	1,0	1,0	2850,07	2.850,07	1.796,03	253,16	916,80
SE 500/230 kV TIANGUÁ II (Ampliação/Adequação)						88.530,31	55.789,11	7.863,92	28.478,07	
3° ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1Φ		2029	3,0	1,0	15611,59	46.834,77	29.513,85	4.160,21	15.065,62	
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2029	1,0	1,0	13647,33	13.647,33	8.600,13	1.212,26	4.390,02	
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2029	1,0	1,0	14216,00	14.216,00	8.958,49	1.262,77	4.572,94	
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	8969,30	8.969,30	5.652,18	796,72	2.885,21	
MIM - 500 kV		2029	1,0	1,0	3830,88	3.830,88	2.414,10	340,29	1.232,30	
MIM - 230 kV		2029	1,0	1,0	1032,03	1.032,03	650,35	91,67	331,98	

Tabela 17-15 – Plano de obras e estimativa de investimentos - Alternativa 2 – Região Centro-Norte Piauiense

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						256.175,94	161.434,30	22.755,45	82.405,62
LT 230 kV TERESINA - PIRIPIRI, C1 (desativação)						13.004,63	8.195,12	1.155,17	4.183,28
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 156 km		2029	156,0	0,1	833,63	13.004,63	8.195,12	1.155,17	4.183,28
LT 230 kV TERESINA - TERESINA III, C1 (Nova)						43.844,08	27.629,21	3.894,56	14.103,58
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 14 km		2029	14,0	1,0	1161,51	16.261,14	10.247,28	1.444,44	5.230,82
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	9909,37	9.909,37	6.244,58	880,22	3.187,61
MIM - 230 kV		2029	1,0	1,0	1032,03	1.032,03	650,35	91,67	331,98
MIG-A		2029	1,0	1,0	2850,07	2.850,07	1.796,03	253,16	916,80
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	9909,37	9.909,37	6.244,58	880,22	3.187,61
MIM - 230 kV		2029	1,0	1,0	1032,03	1.032,03	650,35	91,67	331,98
MIG-A		2029	1,0	1,0	2850,07	2.850,07	1.796,03	253,16	916,80
LT 230 kV TERESINA III - PIRIPIRI, C2 (Nova)						199.327,23	125.609,97	17.705,73	64.118,76
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 148 km		2029	148,0	1,0	1253,62	185.535,76	116.919,00	16.480,67	59.682,38
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	9909,37	9.909,37	6.244,58	880,22	3.187,61
MIM - 230 kV		2029	1,0	1,0	1032,03	1.032,03	650,35	91,67	331,98
MIG-A		2029	1,0	1,0	2850,07	2.850,07	1.796,03	253,16	916,80

17.4 Formulários de Consultas sobre a Viabilidade de Expansões das Subestações e Desativação/Adequações em Linhas de Transmissão

17.4.1 Subestação Caxias II



Arteon Z2 Energia S.A.

Brasília, 24 de agosto de 2023

CE-ARZ2-0021/2023



Ao Senhor

Thiago de Faria Rocha Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia Elétrica (STE)

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Praça Pio X, n. 54, 5º andar – Centro

CEP 20091-040 – Rio de Janeiro - RJ

Assunto: Consulta sobre a viabilidade de expansão da Subestação Caxias II.

Referência: [1]. Ofício n. 0462/2023/DEE/EPE

Processo nº 48002.001489/2023-48

Prezado Senhor,

A Concessionária de serviço público de transmissão de energia elétrica, **ARTEON Z2 ENERGIA S.A.** (Arteon Z2), vencedora do leilão ANEEL nº 05/2016 – Lote 28 e titular do Contrato de Concessão nº 45/2017 – ANEEL, assinado em 01 de setembro de 2017, inscrita no CNPJ sob o número 28.454.067/0001-15, vêm, apresentar resposta aos pontos elencados no Ofício em tela, abaixo.

Após a análise da expansão indicada no Ofício n. 0462/2023/DEE/EPE, localizada na Subestação Caxias II, a Arteon Z2, por meio das áreas de engenharia e de operação, fez o levantamento das informações solicitadas, a fim de subsidiar os estudos de planejamento conduzidos pela EPE.

Deste modo, na SE Caxias II 230/69-13,8 kV, não se vislumbrou restrições para a expansão da barra e instalação do Compensador Estático -30/50 Mvar para conexão de uma linha 230 kV na direção da Subestação Teresina II, a sudeste da Subestação Caxias II. Logo, é factível, mesmo que não mandatária, a expansão da Subestação Caxias II. O diagrama unifilar, planta da subestação, planta futuro, planta de localização, demarcação da SE Caxias II e seccionamento da linha de transmissão 230 kV existente, Peritoró/Coelho Neto C1, situação

Arteon Z2 Energia S.A. - Coordenação de Engenharia e Projetos
Condomínio Edifício QAB (Ordem dos Advogados do Brasil), SAUS, Quadra 5, Bloco N, CEP: 70.070-913 - Brasília/DF - Sala 1101
(61)9.9152-2999 | E-mail: eduardo.zarzur@arteonz.com | E-mail: engenharia3@arteonz.com | http://arteonz.com/



Arteon Z2 Energia S.A.

cartográfica e vista aérea que seguem anexados a esta carta (Anexos II, III, IV, V, VI, VII e VIII), demonstram a viabilidade do espaço físico a ser ocupado pelas novas instalações e o terreno, georreferenciado, que já integra a subestação.

Além disso, segue anexada a esta carta (Anexo I) o “*Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações*”, disponibilizado pela EPE com o Ofício da Referência [1], preenchido com as informações solicitadas. Vale ressaltar que é de suma importância atentar para as informações adicionais prestadas neste anexo.

Nesta oportunidade, manifestamos nossos votos de elevada estima e apreço e nos colocamos à disposição para prestar qualquer esclarecimento que se faça necessário.

Atenciosamente,

CARLOS EDUARDO ZARZUR:12958718824
824

Assinado de forma digital
por CARLOS EDUARDO
ZARZUR:12958718824
Dados: 2023.08.24 12:50:34
-03'00'

ARTEON Z2 ENERGIA S/A
Carlos Eduardo Zarzur
CEO

Anexos:

Anexo I – Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações.
Anexo II – Diagrama Unifilar Simplificado;
Anexo III – Arranjo Físico – Planta Geral;
Anexo IV – Arranjo de Equipamentos – Planta Futuro;
Anexo V – Planta de Localização;
Anexo VI – Demarcação da SE Caxias II e Sec. da LT 230 kV existente;
Anexo VII – Situação Cartográfica;
Anexo VIII – Vista Aérea da SE Caxias II.

 <p>Empresa de Pesquisa Energética</p>	<h2>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</h2>
---	--

Data: 10/08/2023
Revisão: A (24/08/2023)
Página: 1 - 5

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Suprimento à Região Leste do Estado do Maranhão e Centro-Norte Piauiense

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Coxias II

Concessionária Proprietária: Artoon 22 Energia

1. Módulos de Manobra

	CT	Quantidade:	Tensão Prim./Sec. (kV):	Arranjo Prim.:	Sec.:	Ter:
<input checked="" type="checkbox"/>	EL	Quantidade: 1	Tensão (kV): 230	Arranjo: BD4		
<input type="checkbox"/>	IB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
<input type="checkbox"/>	CCS	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
<input type="checkbox"/>	CRL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
<input type="checkbox"/>	CRB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
<input type="checkbox"/>	CTA	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
<input checked="" type="checkbox"/>	CC	Quantidade:	Tensão (kV): 230	Arranjo: BD4		

2. Módulos de Equipamentos

	Transformadores	Quantidade:	Potência (MVA):	Tensão Prim./Sec. (kV):	Fase:
<input type="checkbox"/>	Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
<input type="checkbox"/>	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
<input type="checkbox"/>	Capacitor Série	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
<input checked="" type="checkbox"/>	Compensador Estático	Quantidade: 1	Potência (Mvar): -30/50	Tensão (kV): 230	Fase: 3Ø

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

	<p>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</p>
--	---

Data: 10/08/2023
Revisão: A (24/08/2023)
Página: 2 - 5

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

3. Diagrama Esquemático

4. Observações:

A EL em questão se destina à conexão de uma linha na direção da subestação Teresina II, portanto a sudeste da subestação Caixa II.

 <p>Empresa de Pesquisa Energética</p>	<h2 style="margin: 0;">Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</h2>
---	---

Data: 10/08/2023
Revisão: A (24/08/2023)
Página: 3 - 5

ANEXO I - 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

- | | | | | | | |
|-------------------------------------|-----|----------------------|--------------------------|---------------------|-------|------|
| <input type="checkbox"/> | CT | Quantidade: | Tensão Prim/Sec/Ter (kV) | Arranjo Prim.: | Sec.: | Ter: |
| <input checked="" type="checkbox"/> | EL | Quantidade: <u>1</u> | Tensão (kV): <u>230</u> | Arranjo: <u>BD4</u> | | |
| <input type="checkbox"/> | EL | Quantidade: | Tensão (kV): | Arranjo: | | |
| <input type="checkbox"/> | IB | Quantidade: | Tensão (kV): | Arranjo: | | |
| <input type="checkbox"/> | CCS | Quantidade: | Tensão (kV): | Arranjo: | | |
| <input type="checkbox"/> | CRL | Quantidade: | Tensão (kV): | Arranjo: | | |
| <input type="checkbox"/> | CRB | Quantidade: | Tensão (kV): | Arranjo: | | |
| <input type="checkbox"/> | CTA | Quantidade: | Tensão (kV): | Arranjo: | | |
| <input checked="" type="checkbox"/> | CC | Quantidade: <u>1</u> | Tensão (kV): <u>230</u> | Arranjo: <u>BD4</u> | | |

2. Módulos de Equipamentos

- | | | | | | |
|-------------------------------------|----------------------|----------------------|--------------------------------|-------------------------|-----------------|
| <input type="checkbox"/> | Transformadores | Quantidade: | Potência (MVA): | Tensão Prim./Sec. (kV): | Fase: |
| <input type="checkbox"/> | Reator | Quantidade: | Potência (Mvar): | Tensão (kV): | Fase: |
| <input type="checkbox"/> | Reator | Quantidade: | Potência (Mvar): | Tensão (kV): | Fase: |
| <input type="checkbox"/> | Capacitor Shunt | Quantidade: | Potência (Mvar): | Tensão (kV): | Fase: |
| <input type="checkbox"/> | Capacitor Série | Quantidade: | Potência (Mvar): | Tensão (kV): | Fase: |
| <input checked="" type="checkbox"/> | Compensador Estático | Quantidade: <u>1</u> | Potência (Mvar): <u>-30/50</u> | Tensão (kV): <u>230</u> | Fase: <u>3φ</u> |

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? Sim Área Prevista: Em consonância com o Arranjo de Equipamentos
 Não (Planta Futuro). Planta de Localização e demais documentos anexos não haverá necessidade de aquisição de terreno para implantação das novas instalações, além do terreno que já integra a subestação.

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? Sim Equipamentos Necessários: Necessário realizar apenas o
 Não prolongamento da barra.

 <p>Empresa de Pesquisa Energética</p>	<p>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</p>	Data: 10/08/2023
		Revisão: A (24/08/2023)
		Página: 4 - 5

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

Conforme preconizado nos Procedimentos de Rede, não haverá necessidade de realização de adequação de barramento, vide planta e diagrama unifilar da SE Caxias II, que seguem anexados a esta carta. Será necessário realizar apenas a extensão/prolongamento da barra de 230 kV, fato que também se torna necessário por não existirem entradas de linha vagas no barramento existente.

Poderá haver cruzamentos de linha ou adequações nas linhas existentes, devido a quantidade de linhas existentes na região da subestação. No setor 230kV, existem entradas de linha oriundas de ambos os lados da subestação (Rede Básica: LT 230 kV Coelho Neto/Caxias II (CHCI-LI6-01) e LT 230 kV Peritoró/Caxias II (PRCI-LI6-01)), o que, provavelmente, acarretará no cruzamento de linhas futuras com as existentes próximo à Subestação Caxias II. Vale ressaltar que também deve ser observado as saídas de linhas (LD - distribuição) da Equatorial Maranhão, que fazem uma espécie de "L" em volta da Subestação Caxias II, percorrendo parte de seu perímetro. Em suma, esta verificação deve ser feita quando do desenvolvimento de R3 "Caracterização e Análise Sócio Ambiental".

Por último, mas não menos importante, os projetos em anexo servirão de apoio para a realização do projeto relacionado a esta expansão da Subestação Caxias II, uma vez que será necessário instalar os equipamentos relacionados a proteção e controle e manutenção da LT e compensador.

5. Observações

Deverá ser realizado nivelamento de terreno, terraplanagem, drenagem, prolongamento da malha de terra, implantação da infraestrutura com dutos e canaletas, relocação da cerca, prolongamento de barramento e demais obras necessárias.

Rio de Janeiro, 10 de agosto de 2023.

Data da Solicitação

Brasília, 24 de agosto de 2023.

Data da Entrega do Formulário

**CARLOS
EDUARDO
ZARZUR:1295871
8824**

Assinado de forma digital
por CARLOS EDUARDO
ZARZUR:12958718824
Dados: 2023.08.24
12:58:11 -03'00'

Thiago de Faria Rocha Dourado

**Superintendente
STE/DEE/EPE**

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

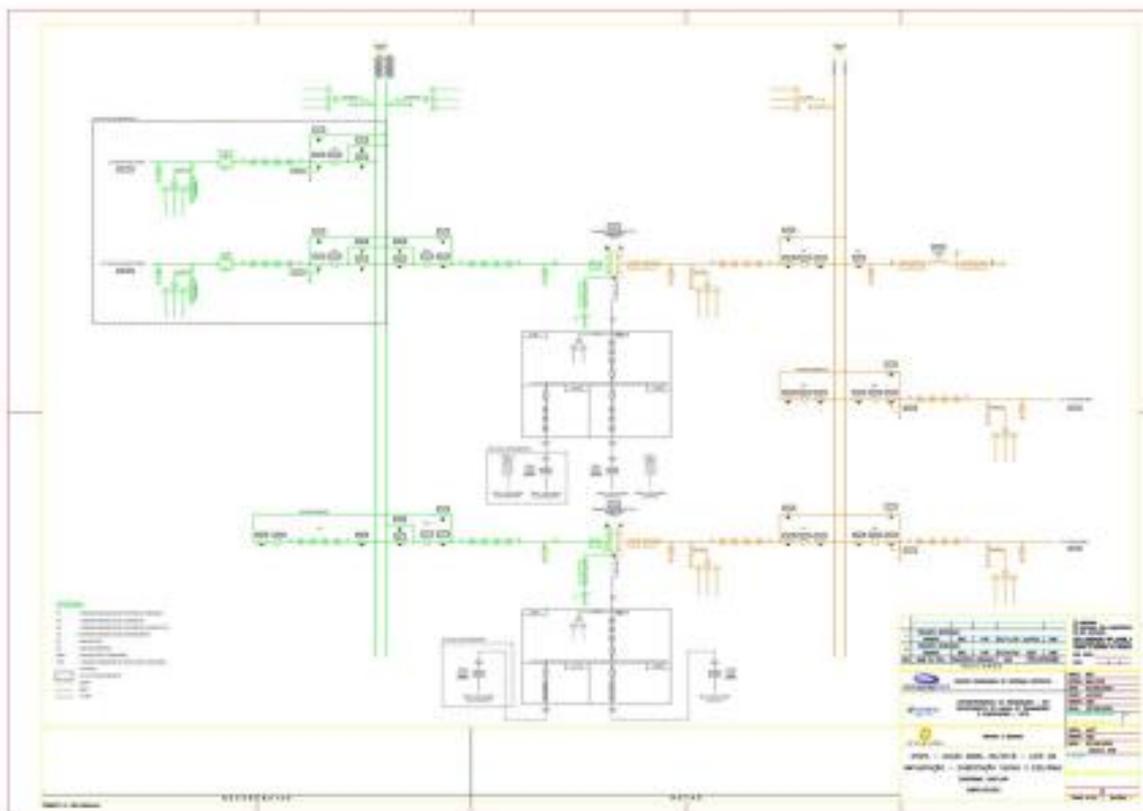
**Nome: Carlos Eduardo Zarzur
Cargo: Diretor Técnico**

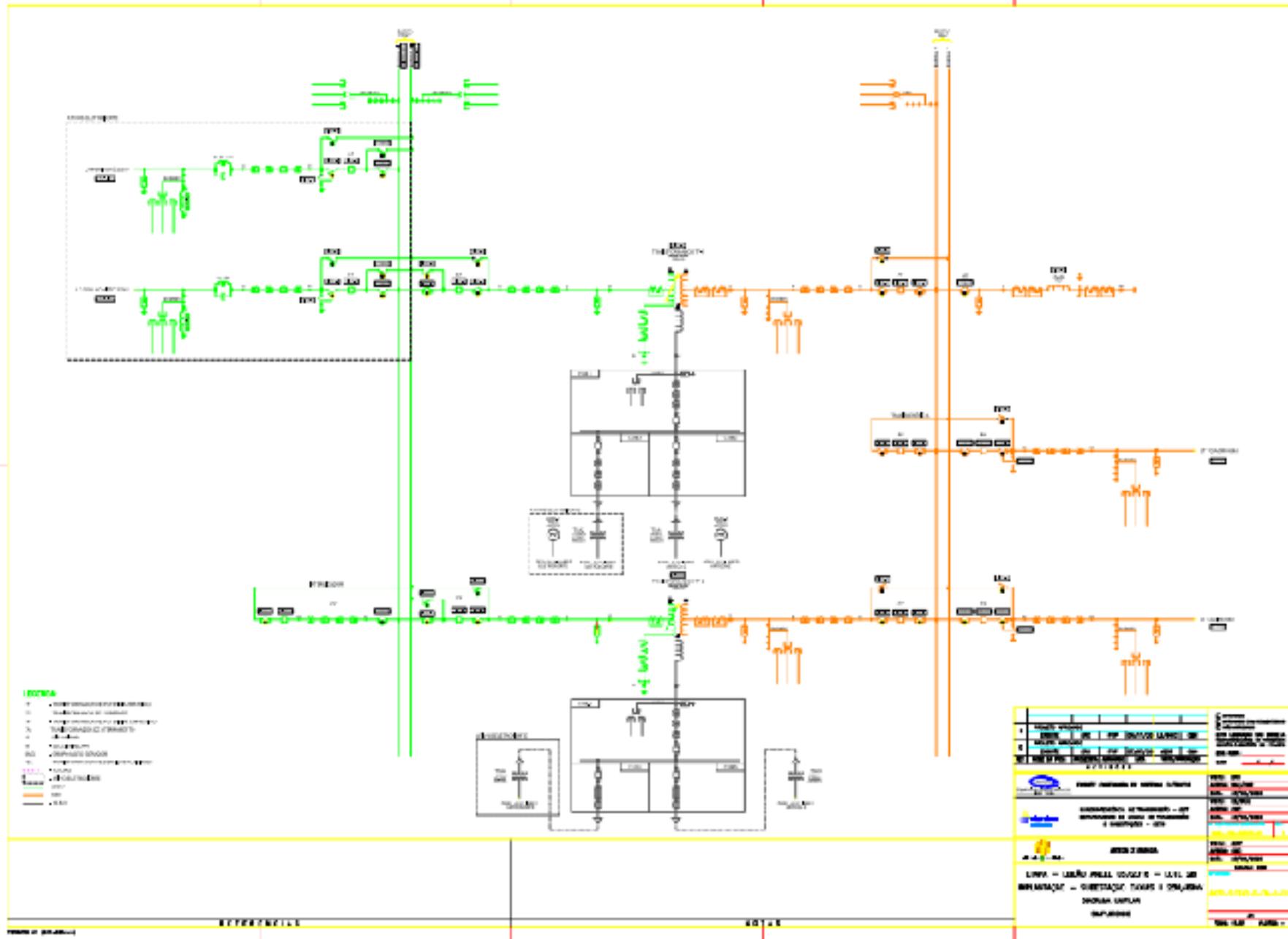


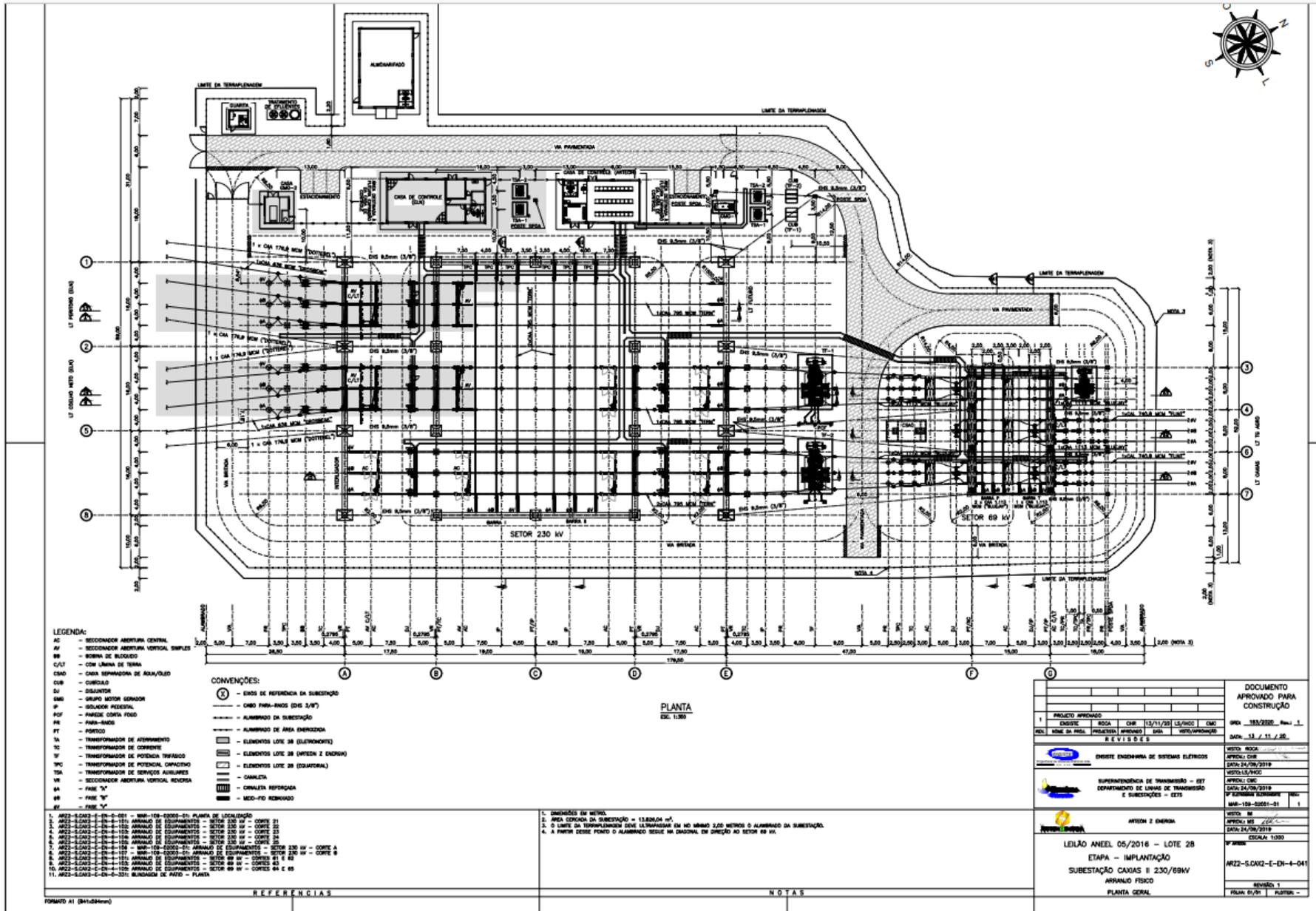
Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 09/08/2023
 Revisão: A (24/08/2023)
 Página: 5 - 5

ANEXO II ➔ DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO







- LEGENDA:**
- AC - SECCIONADOR ABERTURA CENTRAL
 - AV - SECCIONADOR ABERTURA VERTICAL SIMPLES
 - BB - BARRA DE BLOQUEIO
 - C/LT - CORDÃO LÂMINA DE TÊNIS
 - CSAO - CASA SEPARADORA DE AQUAVÍDIO
 - CUB - CUBÍCULO
 - DV - DISJUNTOR
 - SMB - GRUPO MOTOR SENADOR
 - IP - SOLUADOR FEDERAL
 - PCF - PAREDE CORTEA FOGO
 - PIB - PAINEL-BOX
 - PT - PORTÃO
 - TA - TRANSFORMADOR DE AFINAMENTO
 - TC - TRANSFORMADOR DE CORRENTE
 - TF - TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA TRANSO
 - TPC - TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA CAPACITIVO
 - TSA - TRANSFORMADOR DE SERVIÇOS AUXILIARES
 - VB - SECCIONADOR ABERTURA VERTICAL ROTATIVA
 - VA - FASE "A"
 - VB - FASE "B"
 - VC - FASE "C"

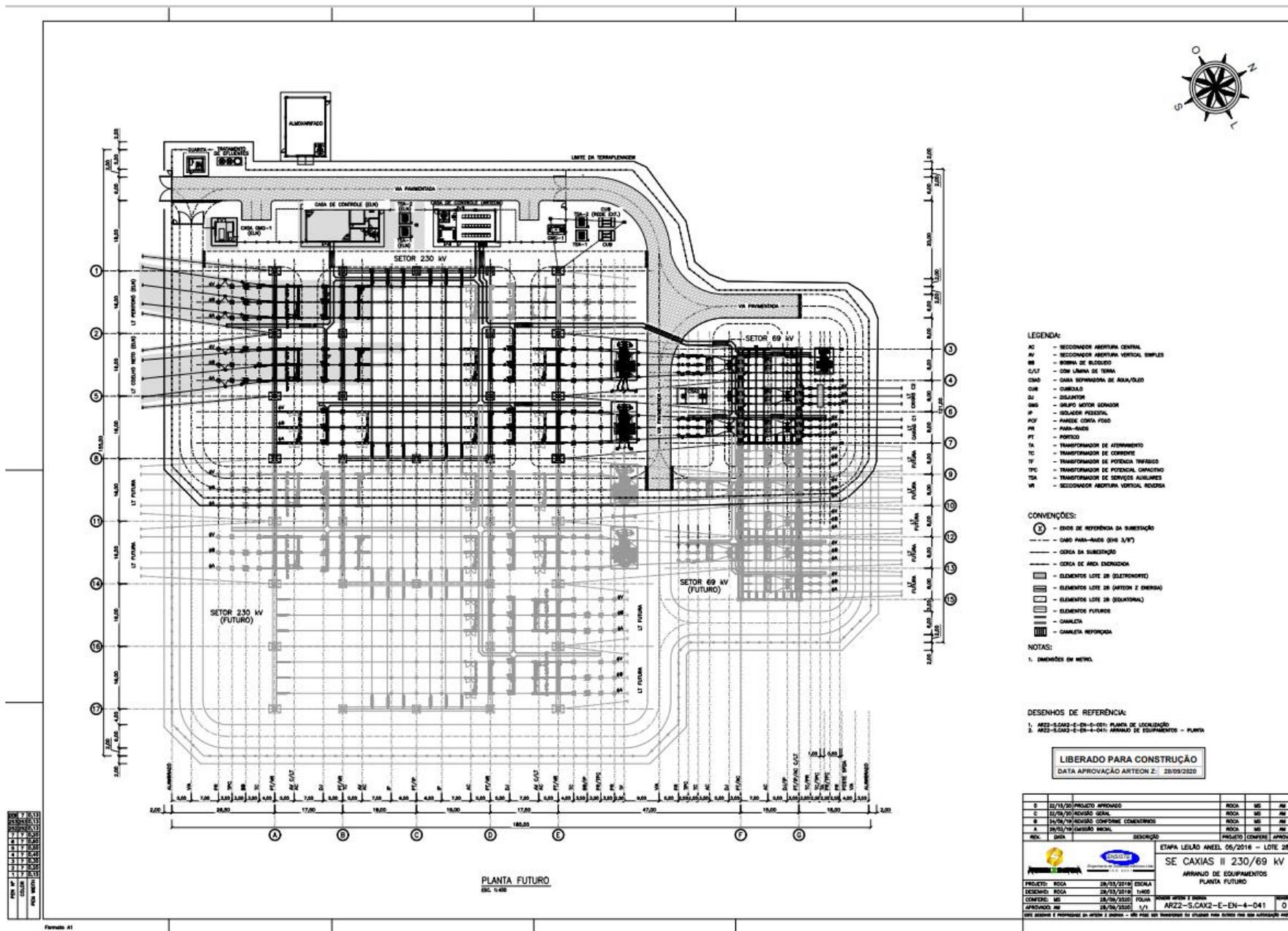
- CONVENÇÕES:**
- (X) - EIXOS DE REFERÊNCIA DA SUBESTAÇÃO
 - OCHO FASE-FIXOS (DMS 3/4"*)
 - ALAMBRADO DA SUBESTAÇÃO
 - ALAMBRADO DE ÁREA ENERGIADA
 - - ELEMENTOS LOTE 38 (ELETROCENTRO)
 - - ELEMENTOS LOTE 38 (INTEGRAÇÃO 2 ENDS)S
 - - ELEMENTOS LOTE 38 (EQUATORIAL)
 - CANALETA
 - - CANALETA REFORÇADA
 - MED-FIXO REFORÇADO

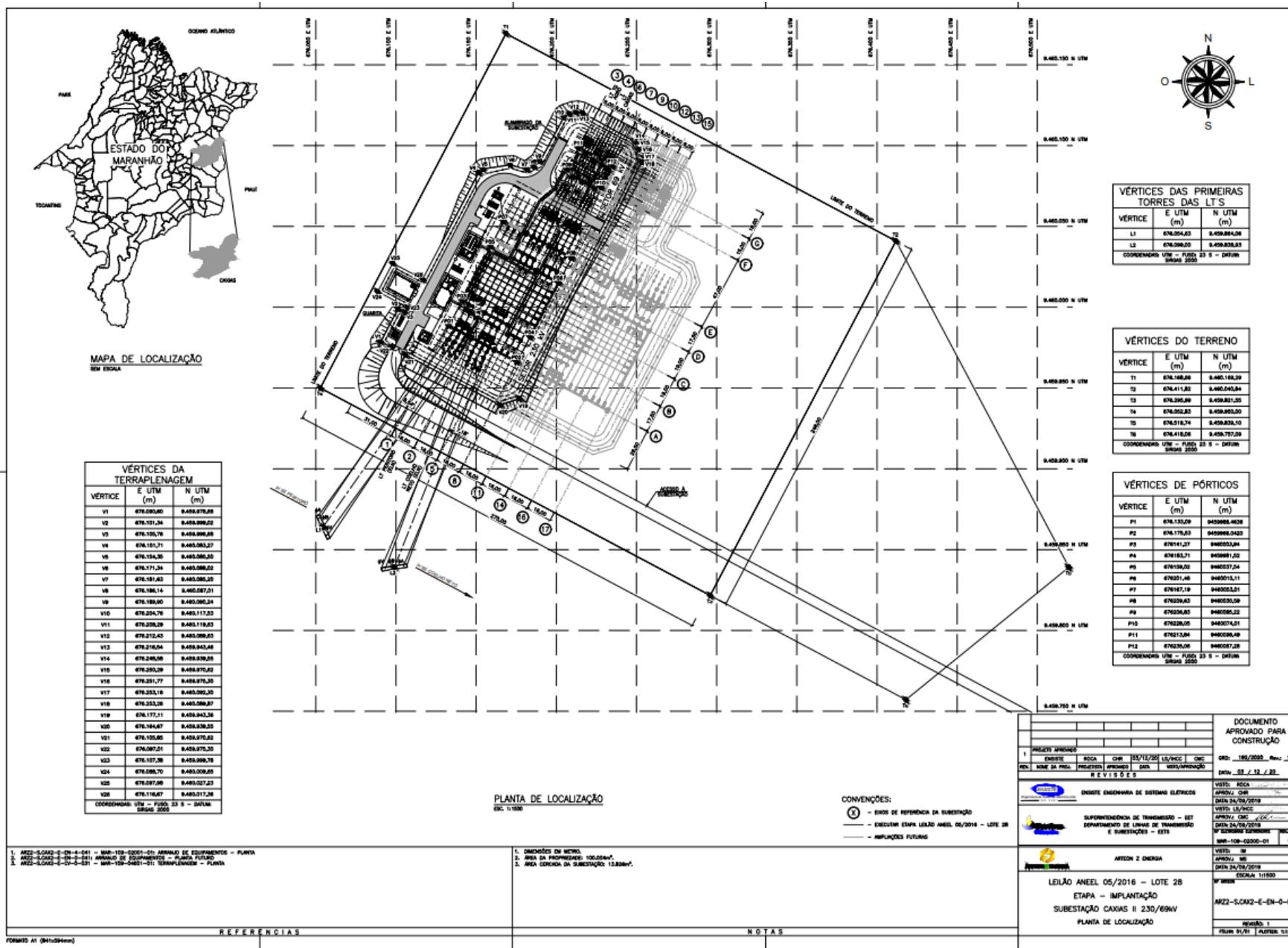
PLANTA
ECL 1380

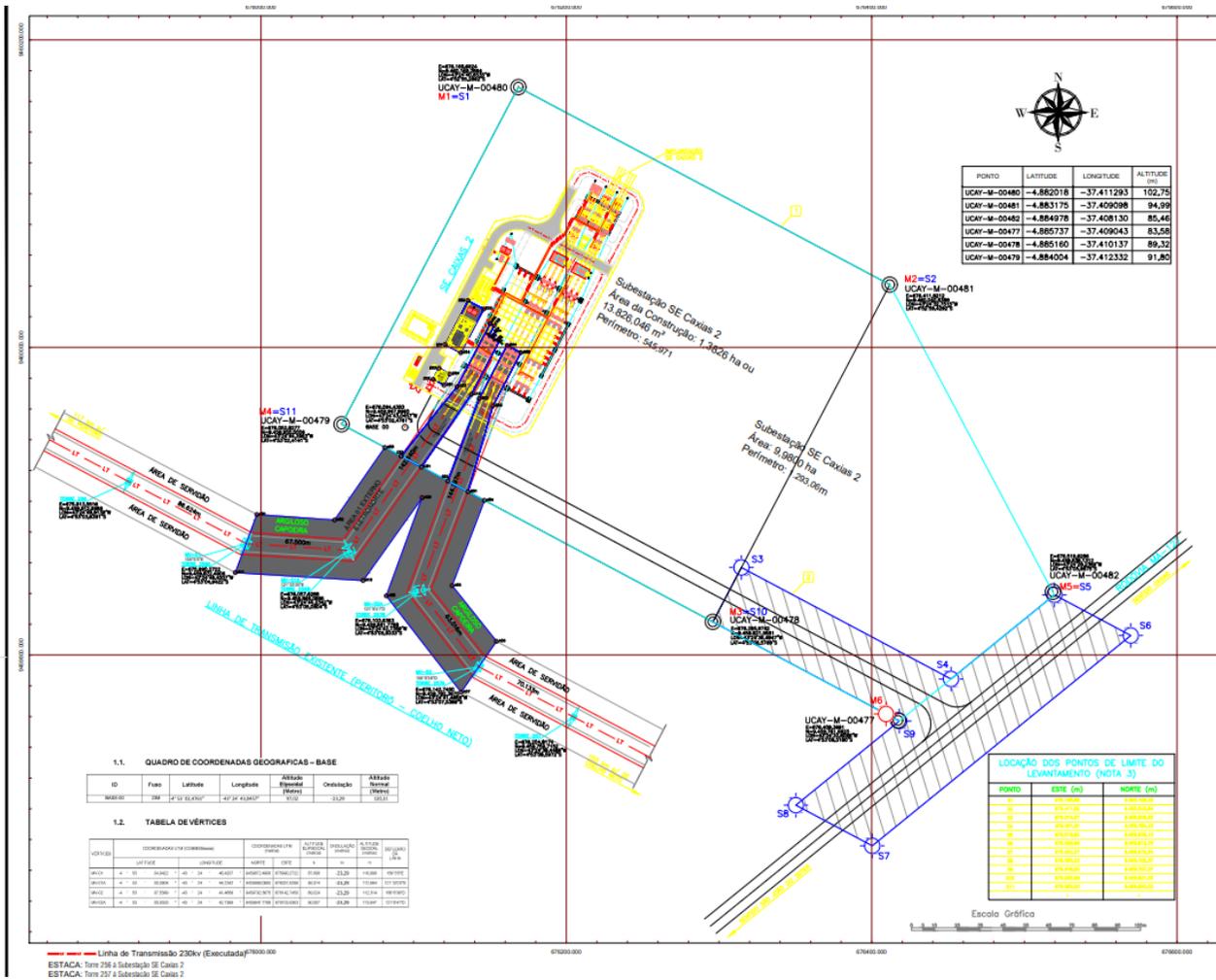
- REFERÊNCIAS**
1. ANEEL-S-CAQ-01-001-001 - MMA-108-02005-01- PLANO DE LOCALIZAÇÃO
 2. ANEEL-S-CAQ-01-001-001-101- ANUALÃO DE EQUIPAMENTOS - SETOR 230 kV - CORTE 21
 3. ANEEL-S-CAQ-01-001-001-102- ANUALÃO DE EQUIPAMENTOS - SETOR 230 kV - CORTE 22
 4. ANEEL-S-CAQ-01-001-001-103- ANUALÃO DE EQUIPAMENTOS - SETOR 230 kV - CORTE 23
 5. ANEEL-S-CAQ-01-001-001-104- ANUALÃO DE EQUIPAMENTOS - SETOR 230 kV - CORTE 24
 6. ANEEL-S-CAQ-01-001-001-105- ANUALÃO DE EQUIPAMENTOS - SETOR 230 kV - CORTE 25
 7. ANEEL-S-CAQ-01-001-001-106- ANEEL-108-02005-01- ANUALÃO DE EQUIPAMENTOS - SETOR 230 kV - CORTE A
 8. ANEEL-S-CAQ-01-001-001-107- ANUALÃO DE EQUIPAMENTOS - SETOR 230 kV - CORTE B
 9. ANEEL-S-CAQ-01-001-001-108- ANUALÃO DE EQUIPAMENTOS - SETOR 69 kV - CORTE 61 E 62
 10. ANEEL-S-CAQ-01-001-001-109- ANUALÃO DE EQUIPAMENTOS - SETOR 69 kV - CORTE 63
 11. ANEEL-S-CAQ-01-001-001-110- ANUALÃO DE EQUIPAMENTOS - SETOR 69 kV - CORTE 64 E 65
 12. ANEEL-S-CAQ-01-001-001-111- ANEEL-108-02005-01- BUNDAIM DE ÁREA - PLANTA

- NOTAS**
1. DIMENSÕES EM METROS.
 2. ÁREA COBERTA DA SUBESTAÇÃO = 13.820,04 m².
 3. O LIMITE DA TEMPLOPLANTAS É O LIMITE DA TRANSMISSÃO EM NO MÍNIMO 2,00 METROS O ALAMBRADO DA SUBESTAÇÃO.
 4. A PARTIR DESSE PONTO O ALAMBRADO SEGUE NA DIREÇÃO DA DIREÇÃO DO SETOR 69 kV.

DOCUMENTO APROVADO PARA CONSTRUÇÃO	
PROJETO APROVADO	DATA: 13/11/2016
REVISÃO 1	DATA: 13/11/2016
REVISÕES	
ENGENHEIRO ENCARREGADO DE SISTEMAS ELÉTRICOS	
SUPERINTENDENTE DE TRANSMISSÃO - EET DEPARTAMENTO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E SUBESTAÇÕES - EET	
ARTIGO 2 ENERGIA	
Linha ANEEL 05/2016 - LOTE 28	
ETAPA - IMPLANTAÇÃO	
SUBESTAÇÃO CAXIAS II 230/69kV	
ARRANJO FÍSICO	
PLANTA GERAL	
REVISÃO 1	DATA: 04/01/2017
PLANTA GERAL	PLANTA -







PONTO	LATITUDE	LONGITUDE	ALTITUDE (m)
UCAY-M-00480	-4.862016	-37.411293	102,75
UCAY-M-00481	-4.863175	-37.409098	94,99
UCAY-M-00482	-4.864976	-37.408130	85,46
UCAY-M-00477	-4.865737	-37.409043	83,58
UCAY-M-00478	-4.865180	-37.410137	89,30
UCAY-M-00479	-4.864024	-37.412332	91,80

LOCALIZAÇÃO DOS PONTOS DE LIMITE DO LEVANTAMENTO (NOTA 3)	PONTO	ESTE (m)	NORTE (m)
1	1	100,00	100,00
2	2	100,00	200,00
3	3	100,00	300,00
4	4	100,00	400,00
5	5	100,00	500,00
6	6	100,00	600,00
7	7	100,00	700,00
8	8	100,00	800,00
9	9	100,00	900,00
10	10	100,00	1000,00
11	11	100,00	1100,00
12	12	100,00	1200,00
13	13	100,00	1300,00
14	14	100,00	1400,00
15	15	100,00	1500,00
16	16	100,00	1600,00
17	17	100,00	1700,00
18	18	100,00	1800,00
19	19	100,00	1900,00
20	20	100,00	2000,00
21	21	100,00	2100,00
22	22	100,00	2200,00
23	23	100,00	2300,00
24	24	100,00	2400,00
25	25	100,00	2500,00
26	26	100,00	2600,00
27	27	100,00	2700,00
28	28	100,00	2800,00
29	29	100,00	2900,00
30	30	100,00	3000,00
31	31	100,00	3100,00
32	32	100,00	3200,00
33	33	100,00	3300,00
34	34	100,00	3400,00
35	35	100,00	3500,00
36	36	100,00	3600,00
37	37	100,00	3700,00
38	38	100,00	3800,00
39	39	100,00	3900,00
40	40	100,00	4000,00
41	41	100,00	4100,00
42	42	100,00	4200,00
43	43	100,00	4300,00
44	44	100,00	4400,00
45	45	100,00	4500,00
46	46	100,00	4600,00
47	47	100,00	4700,00
48	48	100,00	4800,00
49	49	100,00	4900,00
50	50	100,00	5000,00
51	51	100,00	5100,00
52	52	100,00	5200,00
53	53	100,00	5300,00
54	54	100,00	5400,00
55	55	100,00	5500,00
56	56	100,00	5600,00
57	57	100,00	5700,00
58	58	100,00	5800,00
59	59	100,00	5900,00
60	60	100,00	6000,00
61	61	100,00	6100,00
62	62	100,00	6200,00
63	63	100,00	6300,00
64	64	100,00	6400,00
65	65	100,00	6500,00
66	66	100,00	6600,00
67	67	100,00	6700,00
68	68	100,00	6800,00
69	69	100,00	6900,00
70	70	100,00	7000,00
71	71	100,00	7100,00
72	72	100,00	7200,00
73	73	100,00	7300,00
74	74	100,00	7400,00
75	75	100,00	7500,00
76	76	100,00	7600,00
77	77	100,00	7700,00
78	78	100,00	7800,00
79	79	100,00	7900,00
80	80	100,00	8000,00
81	81	100,00	8100,00
82	82	100,00	8200,00
83	83	100,00	8300,00
84	84	100,00	8400,00
85	85	100,00	8500,00
86	86	100,00	8600,00
87	87	100,00	8700,00
88	88	100,00	8800,00
89	89	100,00	8900,00
90	90	100,00	9000,00
91	91	100,00	9100,00
92	92	100,00	9200,00
93	93	100,00	9300,00
94	94	100,00	9400,00
95	95	100,00	9500,00
96	96	100,00	9600,00
97	97	100,00	9700,00
98	98	100,00	9800,00
99	99	100,00	9900,00
100	100	100,00	10000,00

LADOS				SGL - SISTEMA GEODÉSICO LOCAL			COORDENADAS (GEODÉSICAS)	
VERTICES	VERTICES	AZIMUTES (SGL)	DISTÂNCIAS (SGL)	x (metros)	y (metros)	u (metros)	Longitude	Latitude
UCAY-M-00480	UCAY-M-00481	117,42 36°	275,01	250,238 91	149,857 22	100,74	-452°05,266"	-37°24'40,824"
UCAY-M-00481	UCAY-M-00482	151°43'03"	226,49	250,111 03	150,106 69	94,99	-452°09,429"	-37°24'32,752"
UCAY-M-00482	UCAY-M-00477	230°20'49"	131,46	249,911 58	150,208 00	85,46	-453°05,922"	-37°24'29,289"
UCAY-M-00477	UCAY-M-00478	297°42'48"	137,13	249,827 69	150,106 79	83,58	-453°08,653"	-37°24'32,554"
UCAY-M-00478	UCAY-M-00479	297°42'36"	275,01	249,891 46	149,885 39	89,30	-453°06,577"	-37°24'36,494"
UCAY-M-00479	UCAY-M-00480	27°42'12"	248,00	250,019 34	149,741 92	91,79	-453°02,414"	-37°24'44,396"

Área total : 9,980,72 ha = 99.800,72 m² • Perímetro : 1.293,100 m

ÁREA 01 EXTERNO ELETRONORTE				
LOCAL	ABREVIAÇÃO	DEFINIÇÃO (m)	COORDENADAS (SGL)	COORDENADAS (GEODÉSICAS)
001	002	87,8293 27	87,829	87,829 27
002	003	87,8293 27	87,829	87,829 27
003	004	87,8293 27	87,829	87,829 27
004	005	87,8293 27	87,829	87,829 27
005	006	87,8293 27	87,829	87,829 27
006	007	87,8293 27	87,829	87,829 27
007	008	87,8293 27	87,829	87,829 27
008	009	87,8293 27	87,829	87,829 27
009	010	87,8293 27	87,829	87,829 27
010	011	87,8293 27	87,829	87,829 27
011	012	87,8293 27	87,829	87,829 27
012	013	87,8293 27	87,829	87,829 27
013	014	87,8293 27	87,829	87,829 27
014	015	87,8293 27	87,829	87,829 27
015	016	87,8293 27	87,829	87,829 27
016	017	87,8293 27	87,829	87,829 27
017	018	87,8293 27	87,829	87,829 27
018	019	87,8293 27	87,829	87,829 27
019	020	87,8293 27	87,829	87,829 27
020	021	87,8293 27	87,829	87,829 27
021	022	87,8293 27	87,829	87,829 27
022	023	87,8293 27	87,829	87,829 27
023	024	87,8293 27	87,829	87,829 27
024	025	87,8293 27	87,829	87,829 27
025	026	87,8293 27	87,829	87,829 27
026	027	87,8293 27	87,829	87,829 27
027	028	87,8293 27	87,829	87,829 27
028	029	87,8293 27	87,829	87,829 27
029	030	87,8293 27	87,829	87,829 27
030	031	87,8293 27	87,829	87,829 27
031	032	87,8293 27	87,829	87,829 27
032	033	87,8293 27	87,829	87,829 27
033	034	87,8293 27	87,829	87,829 27
034	035	87,8293 27	87,829	87,829 27
035	036	87,8293 27	87,829	87,829 27
036	037	87,8293 27	87,829	87,829 27
037	038	87,8293 27	87,829	87,829 27
038	039	87,8293 27	87,829	87,829 27
039	040	87,8293 27	87,829	87,829 27
040	041	87,8293 27	87,829	87,829 27
041	042	87,8293 27	87,829	87,829 27
042	043	87,8293 27	87,829	87,829 27
043	044	87,8293 27	87,829	87,829 27
044	045	87,8293 27	87,829	87,829 27
045	046	87,8293 27	87,829	87,829 27
046	047	87,8293 27	87,829	87,829 27
047	048	87,8293 27	87,829	87,829 27
048	049	87,8293 27	87,829	87,829 27
049	050	87,8293 27	87,829	87,829 27
050	051	87,8293 27	87,829	87,829 27
051	052	87,8293 27	87,829	87,829 27
052	053	87,8293 27	87,829	87,829 27
053	054	87,8293 27	87,829	87,829 27
054	055	87,8293 27	87,829	87,829 27
055	056	87,8293 27	87,829	87,829 27
056	057	87,8293 27	87,829	87,829 27
057	058	87,8293 27	87,829	87,829 27
058	059	87,8293 27	87,829	87,829 27
059	060	87,8293 27	87,829	87,829 27
060	061	87,8293 27	87,829	87,829 27
061	062	87,8293 27	87,829	87,829 27
062	063	87,8293 27	87,829	87,829 27
063	064	87,8293 27	87,829	87,829 27
064	065	87,8293 27	87,829	87,829 27
065	066	87,8293 27	87,829	87,829 27
066	067	87,8293 27	87,829	87,829 27
067	068	87,8293 27	87,829	87,829 27
068	069	87,8293 27	87,829	87,829 27
069	070	87,8293 27	87,829	87,829 27
070	071	87,8293 27	87,829	87,829 27
071	072	87,8293 27	87,829	87,829 27
072	073	87,8293 27	87,829	87,829 27
073	074	87,8293 27	87,829	87,829 27
074	075	87,8293 27	87,829	87,829 27
075	076	87,8293 27	87,829	87,829 27
076	077	87,8293 27	87,829	87,829 27
077	078	87,8293 27	87,829	87,829 27
078	079	87,8293 27	87,829	87,829 27
079	080	87,8293 27	87,829	87,829 27
080	081	87,8293 27	87,829	87,829 27
081	082	87,8293 27	87,829	87,829 27
082	083	87,8293 27	87,829	87,829 27
083	084	87,8293 27	87,829	87,829 27
084	085	87,8293 27	87,829	87,829 27
085	086	87,8293 27	87,829	87,829 27
086	087	87,8293 27	87,829	87,829 27
087	088	87,8293 27	87,829	87,829 27
088	089	87,8293 27	87,829	87,829 27
089	090	87,8293 27	87,829	87,829 27
090	091	87,8293 27	87,829	87,829 27
091	092	87,8293 27	87,829	87,829 27
092	093	87,8293 27	87,829	87,829 27
093	094	87,8293 27	87,829	87,829 27
094	095	87,8293 27	87,829	87,829 27
095	096	87,8293 27	87,829	87,829 27
096	097	87,8293 27	87,829	87,829 27
097	098	87,8293 27	87,829	87,829 27
098	099	87,8293 27	87,829	87,829 27
099	100	87,8293 27	87,829	87,829 27

Perímetro : 666,14 m
Área total : 16.640,36 m² ou 1,6640 ha

ÁREA 01 ENCRAVADA ELETRONORTE			
LOCAL	ABREVIAÇÃO	DEFINIÇÃO (m)	





17.4.2 Subestação Teresina II

 <p>Empresa de Pesquisa Energética</p>	<p>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</p>
---	---

Data: 10/08/2023
Revisão:
Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Suprimento à Região Leste do Estado do Maranhão e Centro-Norte Piauiense

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Teresina II

Concessionária Proprietária: CHESF

1. Módulos de Manobra

<input type="checkbox"/>	CT	Quantidade:	Tensão Prim/Sec (kV):	Arranjo Prim.:	Sec.:	Ter:
<input checked="" type="checkbox"/>	EL	Quantidade: 1	Tensão (kV): 230	Arranjo: BD4		
<input type="checkbox"/>	IB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
<input type="checkbox"/>	CCS	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
<input type="checkbox"/>	CRL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
<input type="checkbox"/>	CRB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
<input type="checkbox"/>	CTA	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
<input type="checkbox"/>	CC	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		

2. Módulos de Equipamentos

<input type="checkbox"/>	Transformadores	Quantidade:	Potência (MVA):	Tensão Prim./Sec. (kV):	Fase:
<input type="checkbox"/>	Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
<input type="checkbox"/>	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
<input type="checkbox"/>	Capacitor Série	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
<input type="checkbox"/>	Compensador Síncrono	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:

3. Diagrama Esquemático

4. Observações:

A EL em questão se destina à conexão de uma linha na direção da subestação Caxias II, portanto a noroeste da subestação Teresina II.

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



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 10/08/2023

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

<input type="checkbox"/>	CT	Quantidade:	Tensão Prim/Sec/Ter (kV)	Arranjo Prim.:	Sec.:	Ter:
<input checked="" type="checkbox"/>	EL	Quantidade: 01	Tensão (kV): 230	Arranjo: BD4		
<input type="checkbox"/>	EL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
<input type="checkbox"/>	IB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
<input type="checkbox"/>	CCS	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
<input type="checkbox"/>	CRL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
<input type="checkbox"/>	CRB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
<input type="checkbox"/>	CTA	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
<input type="checkbox"/>	CC	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		

2. Módulos de Equipamentos

<input type="checkbox"/>	Transformadores	Quantidade:	Potência (MVA):	Tensão Prim./Sec. (kV):	Fase:
<input type="checkbox"/>	Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
<input type="checkbox"/>	Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
<input type="checkbox"/>	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
<input type="checkbox"/>	Capacitor Série	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
<input type="checkbox"/>	Compensador Síncrono	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: 10/08/2023
		Revisão:
		Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

É esperado o cruzamento com linhas existentes na saída da subestação uma vez que não é possível instalar a entrada de linha em posição favorável para evitar o cruzamento devido aos eventos já existentes na subestação e impossibilidade de crescimento do setor 230 kV no sentido oeste em função da posição do compensador síncrono existente.

Rio de Janeiro, 10 de agosto de 2023

Data da Solicitação

Thiago de Faria
Rocha Dourado
Martins

Assinado de forma digital por
Thiago de Faria Rocha
Dourado Martins
Dados: 2023.08.10 16:09:55
-03'00'

Thiago de Faria Rocha Dourado

Superintendente

STE/DEE/EPE

Recife, 05 de setembro de 2023

Data da Entrega do Formulário


LUCIANO RIBEIRO
GERENTE DETC
ID. 256658

2023.09.05
17:35:31 -03'00'

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: Luciano Ribeiro do Vale Jardimino da Costa

Cargo: Gerente de Departamento (DETC)



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

Data: 10/08/2023

Revisão:

Página: 4 - 4

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR A SER INFORMADO PELA TRANSMISSORA

002-TSD13-AP-EM-DU - DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO
003-TSD13-AP-EM-PS - PLANTA DE SITUAÇÃO E LOCALIZAÇÃO



1 - NOME DO EMP		NOME DO CLIENTE		NOME DO PROJETO		SUBESTAÇÃO TERESINA II - TSD							
												PLANTA DE SITUAÇÃO E LOCALIZAÇÃO	
												RESPOSTA AO ORÇÃO 445.000.000.000	
												PREÇO UNITÁRIO: R\$ 1.170,00 QUANTIDADE: 1 VALOR TOTAL: R\$ 1.170,00	

17.4.3 Subestação Teresina III

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 10/08/2023 Revisão: Página: 1 - 3
---	--	---

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Suprimento à Região Leste do Estado do Maranhão e Centro-Norte Piauiense

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Teresina III

Concessionária Proprietária: CHESF

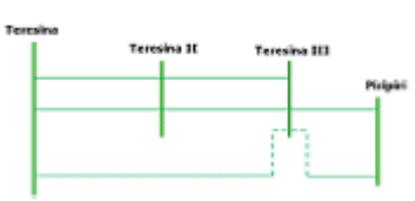
1. Módulos de Manobra

	Quantidade:	Tensão Prim/Sec (kV):	Arranjo Prim:	Sec.:	Ter:
<input checked="" type="checkbox"/>	EL	Quantidade: 2	Tensão (kV): 230	Arranjo: BD4	
<input type="checkbox"/>	IB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
<input type="checkbox"/>	CCS	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
<input type="checkbox"/>	CRL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
<input type="checkbox"/>	CRB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
<input type="checkbox"/>	CTA	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
<input type="checkbox"/>	CC	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	

2. Módulos de Equipamentos

<input type="checkbox"/>	Transformadores	Quantidade:	Potência (MVA):	Tensão Prim./Sec. (kV):	Fase:
<input type="checkbox"/>	Restor	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
<input type="checkbox"/>	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
<input type="checkbox"/>	Capacitor Série	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
<input type="checkbox"/>	Compensador Síncrono	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:

3. Diagrama Esquemático



The diagram shows a horizontal line representing a transmission line. From left to right, there are four vertical lines representing substations: Teresina, Teresina II, Teresina III, and Piaçali. Teresina III is connected to Piaçali via a dashed line, indicating a specific configuration or connection type.

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 10/08/2023
		Revisão:
		Página: 2 - 5

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

4. Observações:

As ELs em questão são para a conexão de um possível seccionamento da LT 230 kV Terezina – Piriá na SE Terezina III, as linhas saíram partindo na direção noroeste da subestação.

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 (RL) ou de barra (CRB), conexão de transformador de aterramento (CTA), conexão de compensador (CC). **ARRANJO:** Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BD4), ANEL (AN), Disjuntor e Melo (DIM).

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 10/08/2023
		Revisão:
		Página: 4 - 5

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

Considerando o destino das linhas para Piripiri e Teresina I, a melhor alternativa foi indicada nos desenhos disponibilizados.
 A solução de seccionamento da LT Teresina-Piripiri na SE Teresina III é perfeitamente viável do ponto de vista técnico.

São de Janeiro, 10 de agosto de 2023.

Data da Solicitação


Thiago de Faria Rocha Dourado Martins
Assinado de forma digital por Thiago de Faria Rocha Dourado Martins
 Código: 2023.08.10 16:10:58
 42187

Thiago de Faria Rocha Dourado
 Superintendente
 STE/DEE/EPE

Recife, 05 de setembro de 2023

Data de Entrega do Formulário


2023.09.05
LUCIANO RIBEIRO
 GERENTE DETC
 ID: 20668

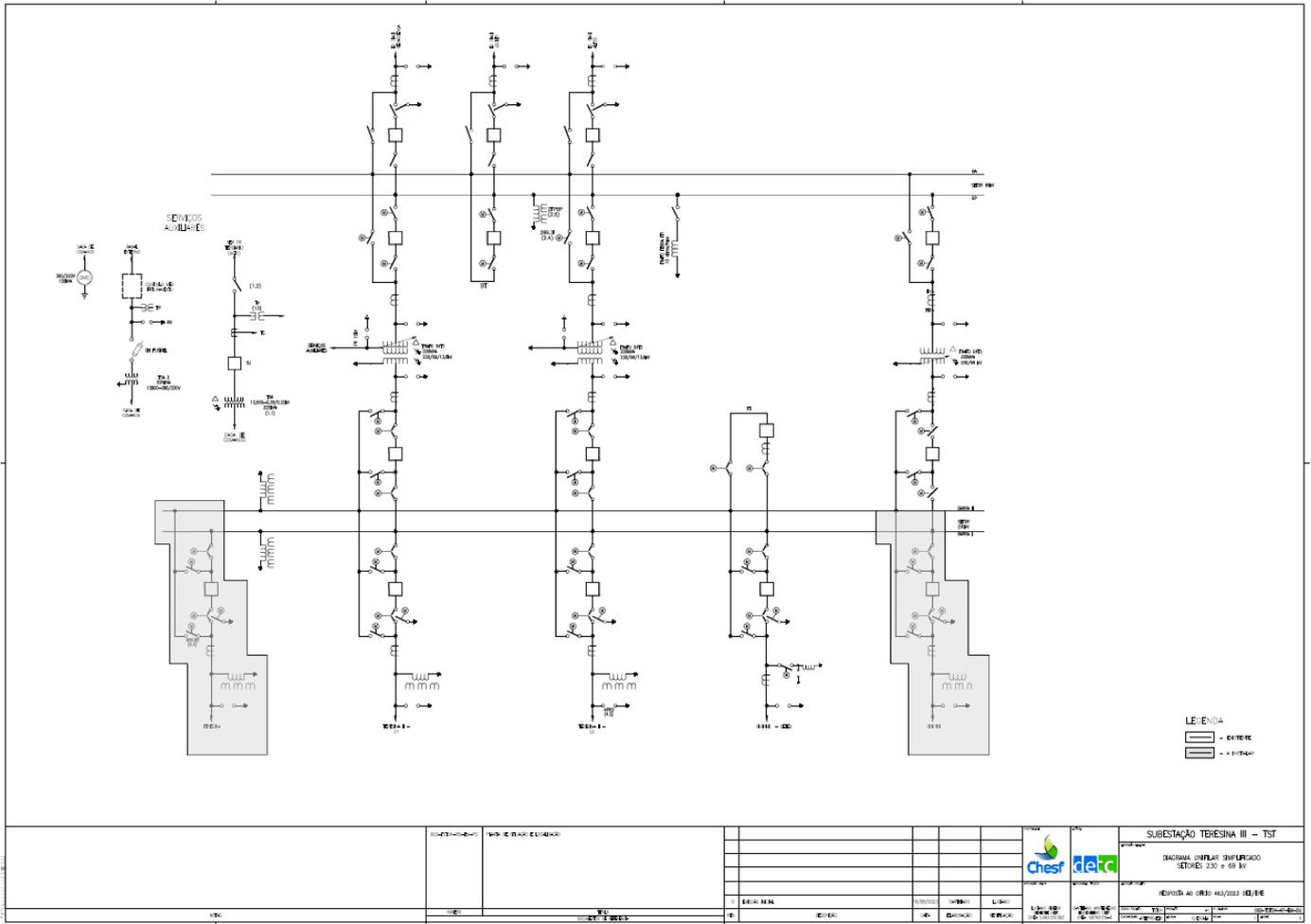
17:38:40 -03'00'

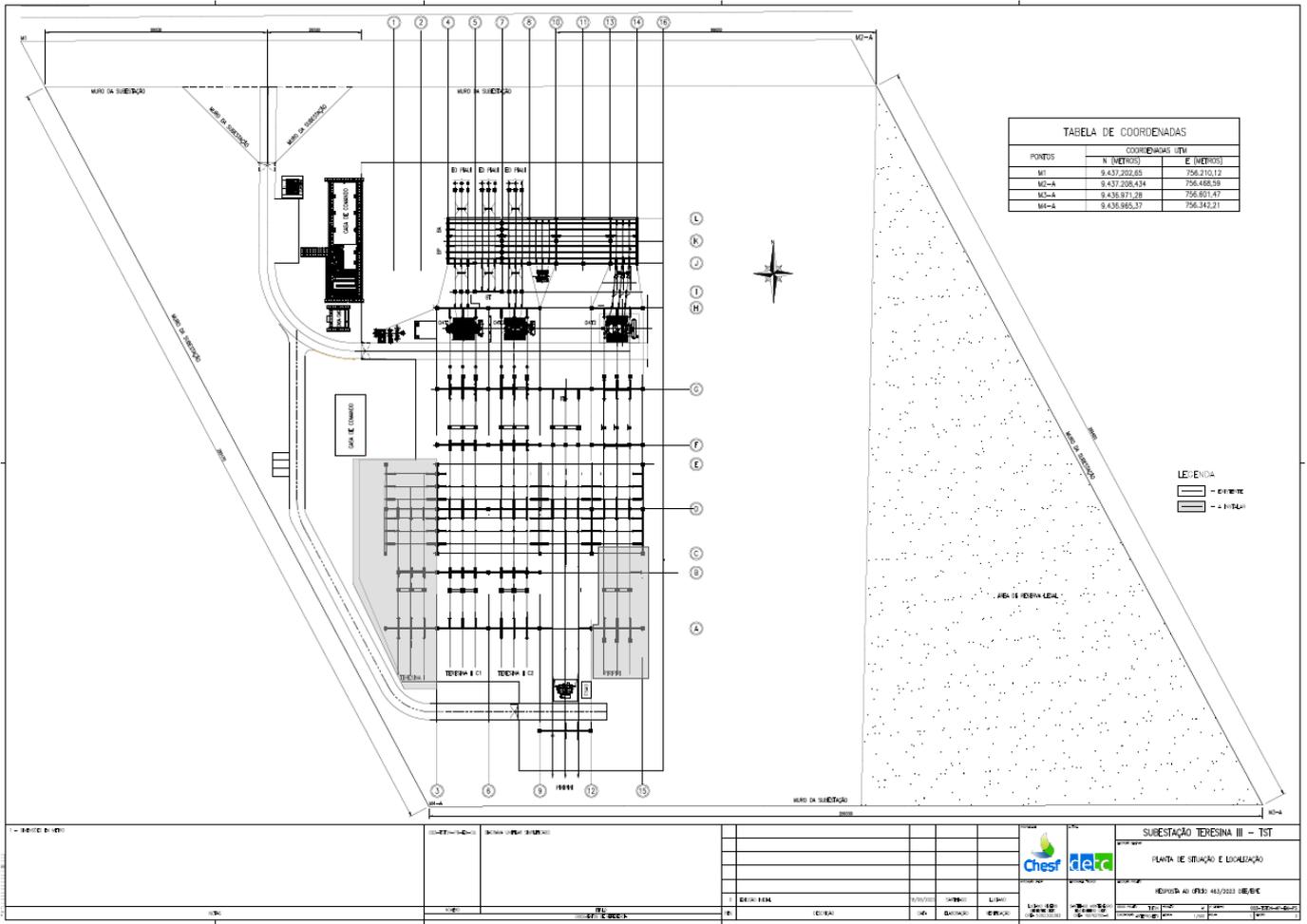
Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
 Nome: Luciano Ribeiro do Vale Jardimino da Costa
 Cargo: Gerente de Departamento (DETC)

 <p>Empresa de Pesquisa Energética</p>	<p>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</p>	<p>Data: 10/08/2023</p>
		<p>Revisão:</p>
		<p>Página: 3 - 3</p>

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR A SER INFORMADO PELA TRANSMISSORA

002-TST04-AP-EM-DU-RD - DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO
 003-TST04-AP-EM-PS-RD - PLANTA DE SITUAÇÃO E LOCALIZAÇÃO





17.4.4 Reconstrução do trecho de linha em 230 kV entre a SE Caxias II e o ponto de derivação para a SE Coelho Neto



CE-EET-0024/2023

Brasília, 19 de setembro de 2023.
Fl. 1 de 2.

Ao Senhor

Thiago de Faria Rocha Dourado Martins
Superintendente de Transmissão de Energia
EPE-Empresa de Pesquisa Energética - EPE
Praça Pio X, 54 - 5º andar - Centro
20091-040 – Rio de Janeiro - RJ

Assunto: Consulta sobre a viabilidade de desativação e reconstrução do trecho de linha em 230 kV entre a SE Caxias II e o ponto de derivação para a SE Coelho Neto, de desativação da LT 230 kV Coelho Neto - Teresina I C1 e de desativação do trecho de linha em 230 k.

Referência: Ofício nº 0487/2023/DEE/EPE de 25 de agosto de 2023.

Senhor Superintendente,

1. Em atenção à solicitação contida no ofício em referência, no qual a Eletrobras Eletronorte é questionada sobre a viabilidade de desativação e reconstrução do trecho de linha em 230 kV entre a SE Caxias II e o ponto de derivação para a SE Coelho Neto, de desativação da LT 230 kV Coelho Neto – Teresina I C1 e de desativação do trecho de linha em 230 kV da SE Peritoró até o tape para suprimento à Heineken, encaminhamos em anexo os formulários encaminhados devidamente preenchidos com as informações solicitadas.
2. Assim, ficamos à disposição para esclarecimentos adicionais que se fizerem necessários.

Eletrobras Eletronorte-Superintendência de Engenharia da Transmissão
SCN Quadra 6, Conjunto A Bloco C, Sala 501 Entrada Norte 2, Asa Norte CEP 70716-901 Brasília - DF
Brasil (61) 3429-5315 email: marcos.araujo@eletronorte.gov.br www.eletronorte.gov.br

CLASSIFICAÇÃO: PÚBLICA



Eletronorte

CE-EET-0024/2023

Brasília, 19 de setembro de 2023.
Fl. 2 de 2.

Atenciosamente,



Documento assinado eletronicamente por RODRIGO DANIEL MENDES FORNARI:02874108979 em 2023.09.19 19:22:19, conforme art. 6, Parag.1, do decreto n. 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Rodrigo Daniel Mendes Fornari
Superintendência de Engenharia de Transmissão - EET

Anexo: Formulário de Consulta 1 - Desativação LT 230 kV Coelho Neto - Teresina I C1 e Trecho Peritoró - Heineken ELN; Formulário de Consulta 2 - LT 230 kV Caxias II - Derivação para Coelho Neto_ELN

C.c.: EETP; EETS; EETT; OMSP; OMSS; RTLE

EET / CMT / rdmf



A autenticidade do documento poderá ser verificada através do Link abaixo:
https://sesuite.eletronorte.com.br/se/v95985/generic/gn_linkshare/linkshare.php?key=JRnNu8jvk&cdisosystem=73

Eletrobras Eletronorte-Superintendência de Engenharia de Transmissão

SCN Quadra 6, Conjunto A Bloco C, Sala 501 Entrada Norte 2, Asa Norte CEP 70716-901 Brasília - DF
Brasil (61) 3429-5315 email: marcos.araujo@eletronorte.gov.br www.eletronorte.gov.br

CLASSIFICAÇÃO: PÚBLICA



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Implantação de Novas Linhas de Transmissão

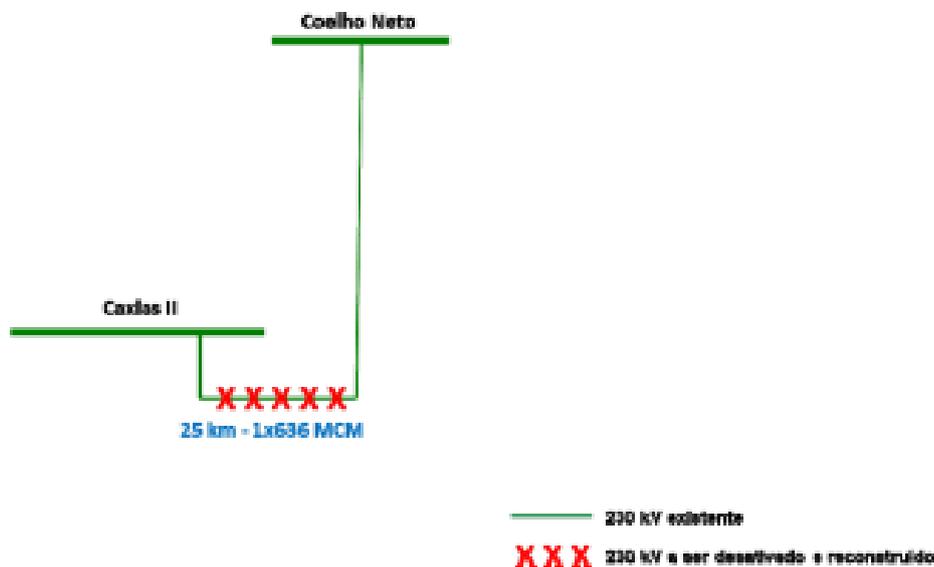
Data: 25/08/2023
Revisão:
Página: 1 - 3

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Atendimento à Região Leste do Estado do Maranhão e Centro-Norte Piauiense

Linha de Transmissão: Desativação e reconstrução do trecho de linha em 230 kV entre a SE Caxias II e o ponto de derivação da LT Caxias II – Teresina I C1 para a SE Coelho Neto, com aproximadamente 25 km (na mesma faixa de servidão da LT existente), como ilustrado no diagrama abaixo:

Diagrama Esquemático



Concessionária Proprietária: ELETRONORTE



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Implantação de Novas Linhas de Transmissão

Data: 25/08/2023

Revisão:

Página: 2 - 3

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

1. A proposta apresentada pelo planejamento é:

Viável

Inviável

2. Caso a proposta seja viável:

a) Informar o custo estimado para a desativação e reconstrução do trecho de linha em 230 kV entre a SE Caxias II e o ponto de derivação da LT Caxias II – Teresina I C1 para a SE Coelho Neto, com aproximadamente 25 km, com as mesmas características do trecho em estrutura treliçada de Coelho Neto até o ponto seccionamento, na mesma faixa de servidão da LT existente:

30.275,33 R\$x1000

b) Informar o tempo estimado para a execução do item 2a: 24 meses

c) Caracterizar de forma simplificada as adequações necessárias aos sistemas de telecomunicação locais, caso necessário:

Configuração atual do Sistema de Telecomunicações da Linha 230 kV Peritoró–Heineken-Caxias II-Coelho Neto-Teresina I

O sistema de transmissão de telecomunicações em operação na linha de 230 kV Peritoró-Heineken-Caxias II-Coelho Neto Teresina I, é baseado em Sistema de Ondas Portadoras (Oplat), ao contrário do que determinava o edital do leilão de transmissão Aneel 05/2016, Lote 28. O sistema óptico e o cabo OPGW, previstos no edital do leilão para o trecho mais curto (Caxias II/Coelho Neto) foram substituídos por sistema Oplat, conforme processo Aneel número 48500.005265/2017-46 que culminou na celebração de termo aditivo ao contrato de concessão 45/2017 (Aneel/Arteon22).

O atual sistema de transmissão de telecomunicações opera da seguinte forma:

a. Teleproteção Peritoró-Caxias II: quatro enlaces Oplat (Power Link 100 Siemens) para tráfego da teleproteção principal e alternada, com até oito comandos cada e circuitos de voz; opera com redundância de comandos e equipamentos;

b. Teleproteção Caxias II-Coelho Neto: quatro enlaces Oplat (Power Link 100 Siemens) para tráfego da teleproteção principal e alternada, com até oito comandos cada e circuitos de voz; opera com redundância de comandos e equipamentos;

c. Teleproteção Peritoró-Heineken: um enlace Oplat (ETLS40 ABB) para tráfego da teleproteção principal e alternada, com quatro comandos; não há redundância de comandos e/ou equipamentos;

d. Teleproteção Heineken-Caxias II: um enlace óptico (SWT3000 Siemens) para tráfego da teleproteção principal e alternada, com quatro comandos; não há redundância de comandos e/ou equipamentos;

e. Teleproteção Coelho Neto-Teresina I: um enlace Oplat (ETLS40 ABB) para tráfego da teleproteção principal e alternada, quatro comandos; opera com redundância de comandos e equipamentos.

O sistema Oplat é complementado pelo sistema de acoplamento composto por bobinas de bloqueio e caixas de sintonia.



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Implantação de Novas Linhas de Transmissão

1 - Desativação de aproximadamente 57 km da LT Coelho Neto/Teresina I, a contar da SE Teresina I; readequação do restante desta linha, aproximadamente 81 km, para a nova linha Caxias II/Coelho Neto; construção de trecho de linha, aproximadamente 25 km, a partir de Caxias II em direção à Coelho Neto, conectando-se ao trecho da linha Coelho Neto/Teresina I, com a desativação da atual linha Caxias II/Coelho Neto.

Sistema de telecomunicações:

A desativação de trechos de linha e a readequação dos trechos restantes, poderá ser viabilizada, desde que implementadas as seguintes recomendações no sistema de transmissão de telecomunicações:

- a) remanejamento das bobinas de bloqueio e sistema de acoplamento associado, podendo também haver necessidade de reforçar as estruturas de suporte destinadas às bobinas.
- b) Desativação do enlace Oplat instalado no trecho Coelho Neto/Teresina I;
- c) Retirada das bobinas de bloqueio instaladas em Coelho Neto, direção Teresina I, e em Teresina I, direção Coelho Neto;
- d) Instalação de, aproximadamente, 106 km de cabo OPGW na nova linha Caxias II/Coelho Neto, voltando o sistema de telecomunicações ao disposto no edital do leilão Aneel 05/2016, Lote 28;
- e) Instalação de equipamentos de transmissão óptico permitindo a segunda via do sistema de teleproteção e supervisão no trecho Caxias II/Coelho Neto;

* O custo da instalação do cabo OPGW poderá ser reduzido considerando a possibilidade de aproveitamento, caso ainda não tenha sido utilizado, do cabo OPGW a ser fornecido pela transmissora, conforme estabelece o parecer da Aneel (Processo Aneel 48500.005265/2017-46 de março/2020) e aditivo ao contrato de concessão 45/2017.

* O custo aproximado para fornecimento e instalação de cabo OPGW e acessórios (ferragens, caixas de emendas, etc.), considerando serviços em linha energizada, é de R\$ 90.000,00/km. Pela sequência sugerida nas observações, o cabo OPGW poderá ser lançado com a LT desligada.

Sistema de Proteção, Controle e Supervisão:

- a) No terminal de Caxias os equipamentos dos SPCS poderão ser aproveitados, havendo necessidades de adequação na proteção e nas conexões com os equipamentos de Telecom existente e/ou novos.
- b) No terminal da SE Coelho Neto haverá a necessidade de substituição dos SPCS para compatibilizar com os SPCS existente em Caxias, realizando as adequações com equipamentos de pátio, telecom e supervisão (Serviço efetuado com a LT desligada).

- d) Indicar outras adequações a serem realizadas em decorrência da desativação e reconstrução do trecho de LT, caso necessário:

O trecho de 25 km a ser desativado e reconstruído deve levar em consideração um pequeno trecho de aproximadamente 190 m entre a SE Caxias II e a torre nº 257 (existente) que deverá ser mantido por se tratar de uma obra recente onde foi realizado o seccionamento da LT 230 kV Peritoró - Coelho Neto na SE Caxias II.

Além do item do parágrafo anterior ainda será necessário adequar o novo trecho na proximidade da torre nº 310, onde fica o ponto de derivação para a SE Coelho Neto, de modo que esse novo trecho de 25 km a ser reconstruído possa ser conectado ao trecho de torres metálicas existentes a partir dessa torre nº 310 até a SE Coelho Neto.

As etapas para a construção desse novo trecho de 25 km estão descritas no "Formulário de Consulta – Desativação LT 230 kV Coelho Neto – Teresina I C1 e Peritoró – Heineken", já que são obras que necessitam ser executadas em certa sequência de modo a viabilizar tecnicamente o projeto.

	<p align="center">Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Implantação de Novas Linhas de Transmissão</p>
---	---



e) Caracterizar de forma simplificada o status da faixa de servidão do trecho de linha em questão (Existência de ocupações, compartilhamento de faixa com outras instalações, etc)

No trecho especificado não há registro de invasão. Não há compartilhamento da faixa com outras instalações.



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Implantação de Novas Linhas de Transmissão

Data: 25/08/2023

Revisão:

Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

3. Caso a proposta seja inviável, especificar o motivo impeditivo:

4. Observações

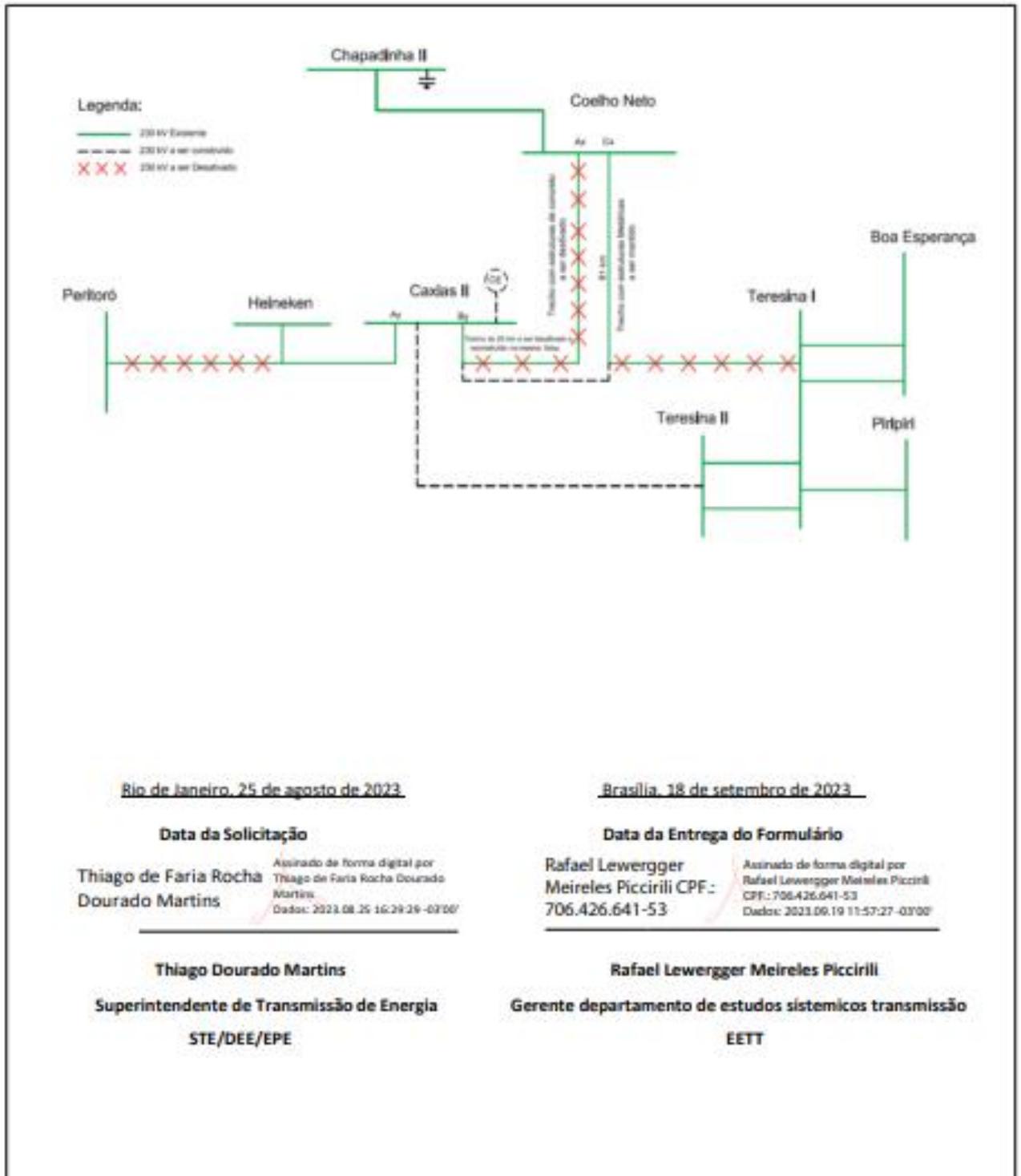
O custo estimado não levou em consideração quaisquer custos referentes a aquisição, desobstrução, desvio da faixa de servidão do novo trecho de 25 km a ser construído. Foi considerado que esse novo trecho será construído na mesma faixa de servidão atual da LT existente. Diante o exposto, deverá ser realizada uma inspeção ao longo da LT a fim de definir as ações a serem tomadas quanto às possíveis interferências na faixa de servidão da LT que poderão afetar tanto o custo para a desmontagem e reconstrução como afetar também o prazo total da obra estimado.

Com o intuito de diminuir o tempo de desligamento das LTs e, assim, manter a SE Coelho Neto com o menor tempo possível somente com uma fonte, sugerimos a seguinte sequência:

- a) Energizar a LT 230 kV Teresina II / Caxias II;
- b) Desligar a LT 230 kV Coelho Neto / Caxias II;
- c) Iniciar a desativação e construção, na mesma faixa de servidão, do novo trecho de ~25 km (trecho em 230 kV da SE Caxias II até a derivação para Coelho Neto).
- d) Conectar provisoriamente o novo trecho de ~25 km no antigo trecho de estruturas de concreto (trecho da SE Coelho Neto até a derivação para Caxias II).
- e) Energizar a LT 230 kV Coelho Neto / Caxias II (composta pelo trecho novo + trecho antigo de estruturas de concreto).
- f) Desligar a LT 230 kV Coelho Neto / Teresina I.
- g) Com a LT 230 kV Coelho Neto / Teresina desligada, iniciar, em Coelho Neto, a troca dos sistemas de SPCS do bay Cx e substituir um dos cabos PR da LT pelo cabo OPGW no trecho que será aproveitado na LT 230 kV Coelho Neto / Caxias II (trecho da SE Coelho Neto até a derivação para Teresina).
- h) Com as novas SPCS instaladas, desconectar o novo trecho de ~25 km (trecho da SE Caxias II até a derivação para Coelho Neto) do trecho de estruturas de concreto e conectá-lo ao trecho de estruturas metálicas em que foi instalado o cabo OPGW e concomitantemente remanejar as bobinas de bloqueio e sistema de acoplamento associado para o vão Cx (podendo haver necessidade de reforçar as estruturas de suporte destinadas às bobinas). Deste modo, restará formada, definitivamente, a nova LT 230 kV Coelho Neto / Caxias II.
- i) Desativar o trecho com torres de concreto (trecho da SE Coelho Neto até a derivação para Caxias II), e o trecho entre a derivação para Coelho Neto até a SE Teresina.

Não foi informado sobre a necessidade de Reator de Linha na LT 230 kV Coelho Neto / Caxias II. Assim, escalarecemos que o reator de linha de 5 Mvar instalado atualmente na SE 230 kV Coelho Neto, no bay Cx, foi fabricado em 1997; e o reator instalado atualmente no bay Ax de 20 Mvar foi fabricado em 2006.

Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Implantação de Novas Linhas de Transmissão



17.4.5 Desativação das LTs 230 kV Peritoró – Caxias II e Coelho Neto - Teresina

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Implantação de Novas Linhas de Transmissão
--	---

Data: 25/08/2023
Revisão:
Página: 1 - 3

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Atendimento à Região Leste do Estado do Maranhão e Centro-Norte Piauiense

Linha de Transmissão: Desativação da LT Coelho Neto – Teresina I C1 e do trecho de linha da SE Peritoró até o tape para suprimento à Heineken, como ilustrado no diagrama abaixo:

Diagrama Esquemático

Concessionária Proprietária: ELETRONORTE

 <small>Empresa de Pesquisa Energética</small>	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Implantação de Novas Linhas de Transmissão	Data: 25/08/2023
		Revisão:
		Página: 2 - 3

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)
1. A proposta apresentada pelo planejamento é:

- Viável
- Inviável

2. Caso a proposta seja viável:
a) Caracterizar de forma simplificada as adequações necessárias aos sistemas de telecomunicação locais, caso necessário:

Configuração atual do Sistema de Telecomunicações da Linha 230 kV Peritoró–Heineken-Caxias II-Coelho Neto-Teresina I

O sistema de transmissão de telecomunicações em operação na linha de 230 kV Peritoró-Heineken-Caxias II-Coelho Neto Teresina I, é baseado em Sistema de Ondas Portadoras (Oplat), ao contrário do que determinava o edital do leilão de transmissão Aneel 05/2016, Lote 28. O sistema óptico e o cabo OPGW, previstos no edital do leilão para o trecho mais curto (Caxias II/Coelho Neto) foram substituídos por sistema Oplat, conforme processo Aneel número 48500.005265/2017-46 que culminou na celebração de termo aditivo ao contrato de concessão 45/2017 (Aneel/Arteon22).

O atual sistema de transmissão de telecomunicações opera da seguinte forma:

- Teleproteção Peritoró-Caxias II: quatro enlaces Oplat (Power Link 100 Siemens) para tráfego da teleproteção principal e alternada, com até oito comandos cada e circuitos de voz; opera com redundância de comandos e equipamentos;
- Teleproteção Caxias II-Coelho Neto: quatro enlaces Oplat (Power Link 100 Siemens) para tráfego da teleproteção principal e alternada, com até oito comandos cada e circuitos de voz; opera com redundância de comandos e equipamentos;
- Teleproteção Peritoró-Heineken: um enlace Oplat (ETL540 ABB) para tráfego da teleproteção principal e alternada, com quatro comandos; não há redundância de comandos e/ou equipamentos;
- Teleproteção Heineken-Caxias II: um enlace óptico (SWT3000 Siemens) para tráfego da teleproteção principal e alternada, com quatro comandos; não há redundância de comandos e/ou equipamentos;
- Teleproteção Coelho Neto-Teresina I: um enlace Oplat (ETL540 ABB) para tráfego da teleproteção principal e alternada, quatro comandos; opera com redundância de comandos e equipamentos.

O sistema Oplat é complementado pelo sistema de acoplamento composto por bobinas de bloqueio e caixas de sintonia.

1 - Desativação da LT Peritoró/Caxias II, no trecho compreendido entre a SE Peritoró e o "Tap" em direção à Heineken (aproximadamente 116 km)

Sistema de telecomunicações:

A desativação deste trecho poderá ser viabilizada, desde que implementadas as seguintes recomendações no sistema de transmissão de telecomunicações:

 <small>Empresa de Pesquisa Energética</small>	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Implantação de Novas Linhas de Transmissão
--	---

- a) Desativação dos quatro enlaces Oplat (oito equipamentos) instalados no trecho Peritoró/Caxias II;
 b) Retirada das bobinas de bloqueio instaladas em Peritoró (3), "Tap-Heineken" (3), Heineken (2) e Caxias II (3);
 c) Desativação do cabo óptico AS (autossustentado), instalado em posteamento, interligando Caxias II e Heineken;
 d) Instalação de trecho em cabo OPGW, com aproximadamente 3 km, na linha de 230 kV entre Caxias II/Heineken;
 e) Aproveitamento do enlace de teleproteção digital (dois equipamentos), instalado no trecho Caxias II/Heineken e que utiliza o cabo óptico AS (autossustentado);
 f) Instalação de novo enlace de teleproteção digital (dois equipamentos), no trecho Caxias II/Heineken, de forma a manter a redundância e segurança à proteção.

* A desativação do cabo óptico AS (autossustentado) faz-se necessário para manter a segurança da teleproteção (hoje trafegando também via Oplat no trecho Peritoró/Heineken) para o caso de ruptura deste cabo que cruza área sujeita a queimadas e em terreno de terceiros.

* O aproveitamento dos atuais equipamentos de teleproteção digital, instalados no trecho Caxias II/Heineken, dependerá da opção a ser efetuada para a teleproteção neste trecho quando da desativação da linha Peritoró/Heineken/Caxias II e ativação da linha Caxias II/Heineken.

Sistema de Proteção, Controle e Supervisão:

- a) A LT Caxias II / Heineken 230kV deverá sofrer alterações nos ajustes das proteções no terminal da SE Caxias II e Heineken.
 b) Deverá haver adequação com o sistema de Telecom nos dois terminais.

2 - Desativação de aproximadamente 57 km da LT Coelho Neto/Teresina I, a contar da SE Teresina I; readequação do restante desta linha, aproximadamente 81 km, para a nova linha Caxias II/Coelho Neto; construção de trecho de linha, aproximadamente 25 km, a partir de Caxias II em direção à Coelho Neto, conectando-se ao trecho da linha Coelho Neto/Teresina I, com a desativação da atual linha Caxias II/Coelho Neto.

Sistema de telecomunicações:

A desativação de trechos de linha e a readequação dos trechos restantes, poderá ser viabilizada, desde que implementadas as seguintes recomendações no sistema de transmissão de telecomunicações:

- a) remanejamento das bobinas de bloqueio e sistema de acoplamento associado, podendo também haver necessidade de reforçar as estruturas de suporte destinadas às bobinas.
 b) Desativação do enlace Oplat instalado no trecho Coelho Neto/Teresina I;
 c) Retirada das bobinas de bloqueio instaladas em Coelho Neto, direção Teresina I, e em Teresina I, direção Coelho Neto;
 d) Instalação de, aproximadamente, 106 km de cabo OPGW na nova linha Caxias II/Coelho Neto, voltando o sistema de telecomunicações ao disposto no edital do leilão Aneel 05/2016, Lote 28;
 e) Instalação de equipamentos de transmissão óptico permitindo a segunda via do sistema de teleproteção e supervisão no trecho Caxias II/Coelho Neto;

* O custo da instalação do cabo OPGW poderá ser reduzido considerando a possibilidade de aproveitamento, caso ainda não tenha sido utilizado, do cabo OPGW a ser fornecido pela transmissora, conforme estabelece o parecer da Aneel (Processo Aneel 48500.005265/2017-46 de março/2020) e aditivo ao contrato de concessão 45/2017.

* O custo aproximado para fornecimento e instalação de cabo OPGW e acessórios (ferragens, caixas de emendas, etc.), considerando serviços em linha energizada, é de R\$ 90.000,00/km. Pela sequência sugerida nas observações, o cabo OPGW poderá ser lançado com a LT desligada.



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Implantação de Novas Linhas de Transmissão

Sistema de Proteção, Controle e Supervisão:

a) No terminal de Caxias os equipamentos de SPCS poderão ser aproveitados, havendo necessidades de adequação na proteção e nas conexões com os equipamentos de Telecom existente e/ou novos.

b) No terminal da SE Coelho Neto haverá a necessidade de substituição do SPCS para compatibilizar com o SPCS existente em Caxias, realizando as adequações com equipamentos de pátio, telecom e supervisão (Serviço efetuado com a LT desligada).

b) Indicar outras adequações a serem realizadas em decorrência da desativação dos trechos de LT, caso necessário, inclusive relacionados ao trecho Heineken – Caxias II que permanecerá em operação:

1 - Para a etapa de desativação, o trecho entre a SE Peritoró e o ponto de derivação (TAP) para a fábrica da Heineken, as seguintes etapas devem ser consideradas:

1ª. Primeiramente a LT 230 kV Peritoró – Caxias II deverá ser desligada de modo que seja possível realizar as seguintes etapas

2ª. Duas novas estruturas metálicas deverão ser instaladas na mesma faixa de servidão da LT atual. Uma dessas estruturas deverá ser de ancoragem e ser instalada próxima à estrutura nº 255 e uma outra de suspensão mais ao meio do vão entre a estrutura nº 255 e nº 256. Desse modo, poderá ser mantido o Fly-tap que conecta à fábrica da Heineken. A inserção dessas duas novas estruturas é necessária pelo fato das estruturas metálicas atualmente instaladas entre a SE Peritoró e a SE Caxias II (com exceção das estruturas nº 256A e nº 256B) estarem no final de vida útil.





Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Implantação de Novas Linhas de Transmissão



3º. Após a instalação das duas novas estruturas, as estruturas nº 255 e nº 256 poderão ser desmontadas de modo que esse novo trecho seja conectado à estrutura nº 256 B existente e assim fazer a ligação junto à SE Caxias.

4º. De modo a atender os requisitos da parte de telecomunicações, um cabo OPGW deverá ser instalado entre a SE Caxias II até a fábrica da Heineken, porém o TAP até a fábrica da Heineken foi realizado na época com estruturas de concreto com perfil HT. Nesse caso, deve ser realizado um estudo de suportabilidade dessas estruturas para a instalação do cabo OPGW. Por serem estruturas de concreto, caso o estudo aponte que elas não suportem esse cabo, não há como fazer reforço nesse tipo de estrutura, dessa forma, seria necessário instalar novas torres metálicas nesse trecho.

5º. A partir daí pode-se desmanchar o trecho entre a SE Peritoró até a nova estrutura próximo ao TAP.

6º. O custo somente para a instalação dessas duas novas estruturas foi estimado em R\$ 2.491.166,55.

2 - Para a etapa de desativação da LT 230 kV Coelho Neto – Teresina as seguintes etapas devem ser consideradas:

1º. Após a entrada em operação da futura LT 230 kV que interligará a SE Caxias II à SE Teresina II, a LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto poderá ser desligada e a LT 230 kV Coelho Neto – Teresina poderá ser mantida ligada.

2º. Durante esse período de desligamento, o trecho de 25 km entre a SE Caxias II e o ponto de derivação para a SE Coelho Neto (torre nº 310) será desmanchado e reconstruído. A última estrutura desse novo trecho deverá ser posicionada antes da torre nº 310 de modo que ela possa ser conectada posteriormente ao trecho com estruturas metálicas que segue até a SE Coelho Neto.



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Implantação de Novas Linhas de Transmissão



3º. Após ser construído, esse novo trecho de 25 km deverá ser conectado provisoriamente ao trecho existente de estruturas de concreto que vai até a SE Coelho Neto de modo a reativar a LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto.

4º. Em seguida, deve-se desligar a LT 230 kV Coelho Neto – Teresina de modo que seja possível modernizar os equipamentos de SPCS do vão Cx na SE Coelho Neto bem como fazer o lançamento do cabo OPGW no trecho com estruturas metálicas, ressaltando que o lançamento do cabo OPGW nesse trecho vai depender do estudo de verificação estrutural que deverá ser realizado nas estruturas metálicas de modo a garantir que elas irão suportar o lançamento desse tipo de cabo ao longo de sua extensão.

5º. Após a conclusão das etapas acima, a LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto deverá ser desligada de modo a poder fazer a conexão definitiva com trecho de torres metálicas. Para essa etapa, primeiro deve-se desfazer a conexão provisória com o trecho de concreto, em seguida lançar os cabos da última torre do novo trecho de 25 km à primeira torre do trecho de torres metálicas existentes já com o cabo OPGW instalado e concomitantemente remanejar as bobinas de bloqueio e sistema de acoplamento associado para o vão Cx (podendo haver necessidade de reforçar as estruturas de suporte destinadas às bobinas).

6º. Após realizada a conexão definitiva do novo trecho de 25 km com o trecho de torres metálicas, a LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto poderá ser religada. Com isso, o trecho com torres de concreto e o trecho entre a derivação para Coelho Neto até a SE Teresina poderão ser desativados e desmontados.



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Implantação de Novas Linhas de Transmissão

Data: 25/08/2023
Revisão:
Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

3. Caso a proposta seja inviável, especificar o motivo impeditivo:

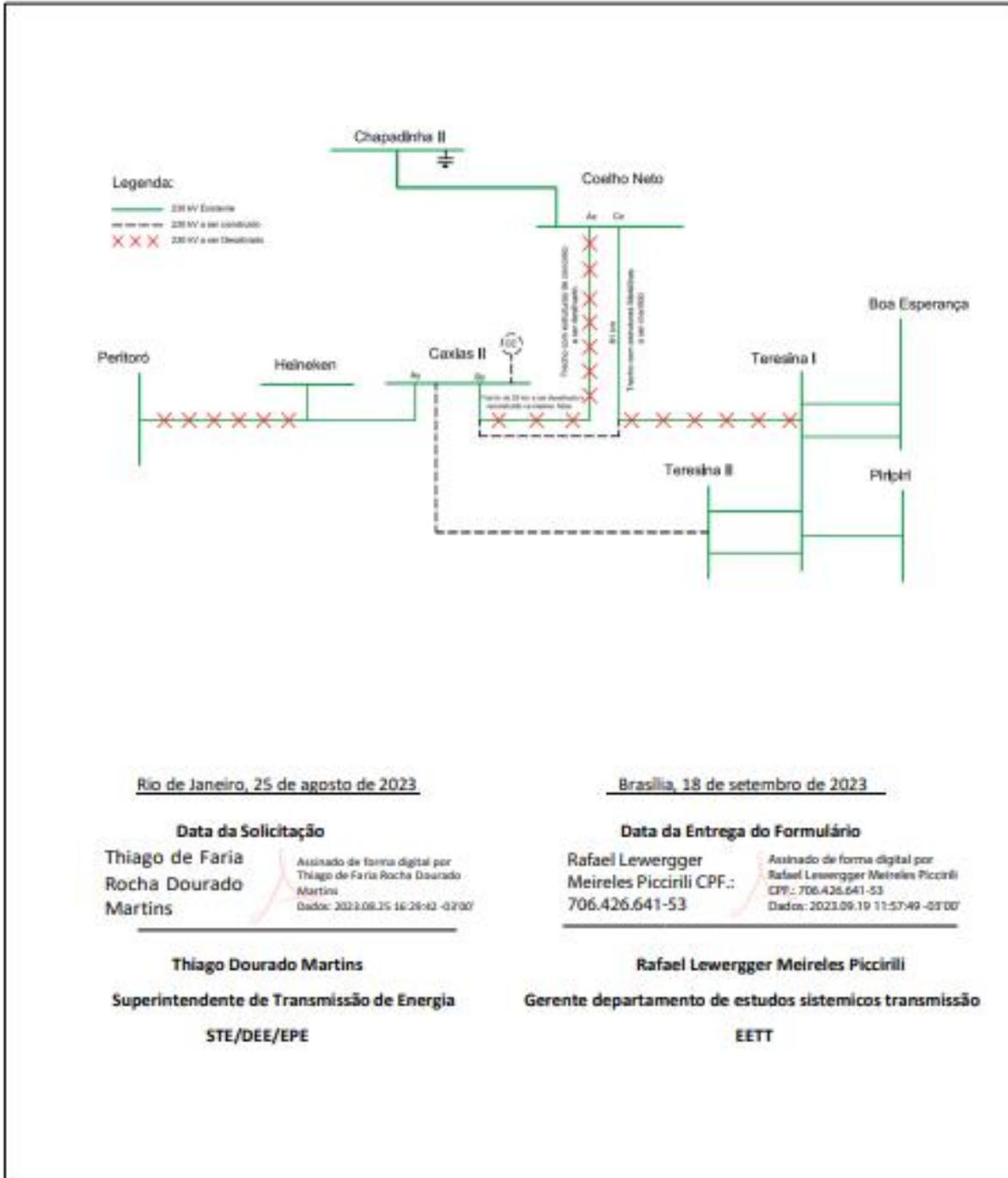
4. Observações

Com o intuito de diminuir o tempo de desligamento das LTs e, assim, manter a SE Coelho Neto com o menor tempo possível somente com uma fonte, sugerimos a seguinte sequência:

- 1) Energizar a LT 230 kV Teresina II / Caxias II;
- 2) Desligar a LT 230 kV Coelho Neto / Caxias II;
- 3) Iniciar a desativação e construção, na mesma faixa de servidão, do novo trecho de ~25 km (trecho em 230 kV da SE Caxias II até a derivação para Coelho Neto).
- 4) Conectar provisoriamente o novo trecho de ~25 km no antigo trecho de estruturas de concreto (trecho da SE Coelho Neto até a derivação para Caxias II).
- 5) Energizar a LT 230 kV Coelho Neto / Caxias II (composta pelo trecho novo + trecho antigo de estruturas de concreto).
- 6) Desligar a LT 230 kV Coelho Neto / Teresina I.
- 7) Com a LT 230 kV Coelho Neto / Teresina desligada, iniciar, em Coelho Neto, a troca dos sistemas de SPCS do bay Cx e substituir um dos cabos PR da LT pelo cabo OPGW no trecho que será aproveitado na LT 230 kV Coelho Neto / Caxias II (trecho da SE Coelho Neto até a derivação para Teresina).
- 8) Com os novos SPCS instalados, desconectar o novo trecho de ~25 km (trecho da SE Caxias II até a derivação para Coelho Neto) do trecho de estruturas de concreto e conectá-lo definitivamente ao trecho de estruturas metálicas em que foi instalado o cabo OPGW e concomitantemente remanejar as bobinas de bloqueio e sistema de acoplamento associado para o vão Cx (podendo haver necessidade de reforçar as estruturas de suporte destinadas às bobinas). Deste modo, restará formada, definitivamente, a nova LT 230 kV Coelho Neto / Caxias II.
- 9) Desativar o trecho com torres de concreto (trecho da SE Coelho Neto até a derivação para Caxias II), e o trecho entre a derivação para Coelho Neto até a SE Teresina.

Não foi informado sobre a necessidade de Reator de Linha na LT 230 kV Coelho Neto / Caxias II. Assim, escalarecemos que o reator de linha de 5 Mvar instalado atualmente na SE 230 kV Coelho Neto, no bay Cx, foi fabricado em 1997; e o reator instalado atualmente no bay Ax de 20 Mvar foi fabricado em 2006.

Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Implantação de Novas Linhas de Transmissão



17.4.6 LT 230 kV Teresina – Piripiri



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

Data: 10/08/2023

Revisão: 01

Página: 1 - 3

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Suprimento à Região Leste do Estado do Maranhão e Centro-Norte Piauiense

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Linha de Transmissão: recapacitação/ recondutoramento da LT 230 kV Teresina – Piripiri

Concessionária Proprietária: CHESF

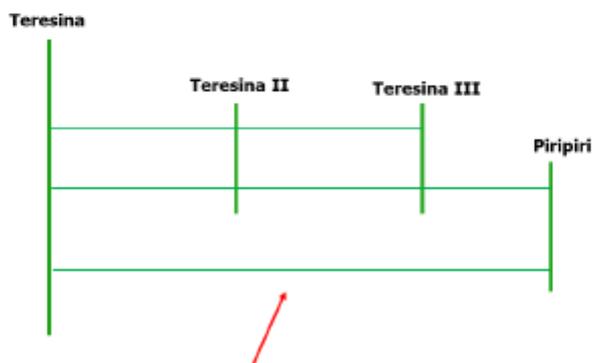
1. Novos limites de transmissão requeridos:

Limite Normal (MVA) para cada circuito: 625

Limite de Emergência (MVA) para cada circuito: 781

** Caso não seja possível atender aos limites acima, solicitamos que informe quais as máximas capacidades em regime normal e emergência disponíveis após a recapacitação.*

2. Diagrama Esquemático



 <p>Empresa de Pesquisa Energética</p>	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs	Data: 10/08/2023
		Revisão: 01
		Página: 2 - 3

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

1. Informações atuais sobre a LT 230 kV Teresina – Piripiri

a) Extensão (km): 154,70

b) Limite Normal (MVA): 200 Limite de Emergência (MVA): 251

c) Nº de subcondutores/ fase: 01

d) Cabo adotado: Grosbeak

e) Temperatura de projeto: 60°C

f) Largura da faixa de servidão: 40 m

g) Data de entrada em operação da LT: 1971

2. A alteração proposta pelo planejamento é:

Viável

Inviável

3. Caso a alteração proposta seja viável:

a) Caracterizar as adequações necessárias (recondutoramento, elevação de estruturas, Nº de subcondutores/ fase, cabo adotado, etc.):

Flexibilizando os valores de ampacidade solicitados, verificamos que o cabo HVCRC Grosbeak pode transmitir cerca de 1490 A (593 MVA) a 160 °C (limite térmico em condições de estado estacionário) e cerca de 1592 A a 180 °C (634 MVA) em condições de emergência a curto prazo. Este cabo possui o mesmo diâmetro, menor peso e maior carga de ruptura que o ACSR Grosbeak existente, portanto não teria impacto mecânico nas estruturas, o que poderia viabilizar o recondutoramento. Nesse caso haveria a necessidade de substituição das ferragens de fixação às estruturas e o sistema de amortecimento, como também um reforço estrutural devido ao nível de deteriorização das estruturas.

b) Informar os novos limites de transmissão relacionados à adequação descrita no item 3a:
593 / 634 MVA (Normal/Emergência).

c) Informar o custo estimado para a construção de uma nova linha de transmissão com as mesmas características da LT requerida: 178.624,96 R\$x1000

d) Informar o custo estimado à adequação descrita no item 3a, de forma relativa ao custo apresentado no item 3c: 137 %

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

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs	Data: 10/08/2023
		Revisão: 01
		Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

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

Caso seja necessário o atendimento aos valores de ampacidade especificados pela EPE para a recapacitação da LT 230 kV Teresina/Piripiri, foram avaliadas alternativas de configuração de condutores fabricados com tecnologias diferentes e compatíveis com os valores de corrente necessários. Foram identificadas duas opções, a primeira considerando 02 CAA Bluejay por fase (menor custo de cabo) e a segunda considerando 02 ACCC Dove por fase (menor impacto mecânico). Porém, analisando as condições de carga das estruturas existentes na LT, foi constatado que o recondutoramento não é viável através de nenhuma das opções avaliadas, pois o projeto das estruturas não previu o aumento de carga necessário para suportar os novos cabos. Ainda, como agravante, a LT está em operação desde 1971, o que indica um nível elevado de envelhecimento das estruturas, ultrapassando inclusive a vida útil regulatória prevista.

5. Em caso de recomendação da desativação da LT 230 kV Teresina – Piripiri:

a) Caracterizar de forma simplificada as adequações necessárias aos sistemas de telecomunicação locais, caso necessário:

Na linha existente, a partir da estrutura 149/1 os cabos para-raios existentes são do tipo OPGW, se estendendo até a SE Piripiri totalizando 5,3 km, fechando assim um enlace de comunicação entre a SE Piripiri e a SE Teresina II utilizando esse trecho da LT 230 kV Teresina - Piripiri. Caso essa LT seja desativada, será necessária uma nova solução que possibilite a manutenção dessa rota de comunicação da SE Piripiri através da subestação Teresina II.

b) Indicar outras adequações a serem realizadas em decorrência da desativação da referida LT, caso necessário:

6. Informações adicionais sobre a faixa de servidão da LT 230 kV Teresina - Piripiri

a) Caracterizar de forma simplificada o status da faixa de servidão da linha em questão no trecho urbano do município de Teresina. (Existência de ocupações, compartilhamento de faixa com outras instalações, etc)

Na saída da subestação de Teresina temos um trecho densamente povoado com possíveis invasões da faixa de servidão. Ao longo da LT existem diversos cruzamentos com rodovias estaduais e federais, ferrovias, rios, áreas molhadas formando ilhas e compartilhamento de faixa com linhas de 500 kV.

7. Observações

Atentamos que a recapacitação da LT só se torna viável com a flexibilização da ampacidade requerida para 1490 A (593 MVA) a 160 °C (limite térmico em condições de estado estacionário) e cerca de 1592 A a 180 °C (634 MVA) em condições de emergência a curto prazo.

Rio de Janeiro, 10 de agosto de 2023.

Recife, 05 de setembro de 2023

<p>Data da Solicitação</p> <p>Thiago de Faria Rocha Dourado Martins</p> <p><small>Assinado de forma digital por Thiago de Faria Rocha Dourado Martins Dados: 2023.08.10 16:09:06 -03'00'</small></p> <hr/> <p style="text-align: center;">Thiago Dourado Martins Superintendente de Transmissão de Energia STE/DEE/EPE</p>	<p>Data da Entrega do Formulário</p> <p style="text-align: center;">2023.09.05 15:41:02 -03'00'</p> <p><small>LUCIANO RIBEIRO GERENTE DETC ID. 258658</small></p> <hr/> <p style="text-align: center;">Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas</p> <p>Nome: Luciano Ribeiro do Vale Jardelino da Costa Cargo: Gerente de Departamento (DETC)</p>
--	--

17.4.7 Ata de Reunião EPE-ONS sobre teleproteção LT de uso exclusivo Heineken

 <p>Empresa de Pesquisa Energética</p>	ATA DE REUNIÃO ATA/EPE/DEE/STE/001/2023	Data: 8/11/2023
	Tema: Necessidade de Teleproteção no circuito Heineken – Caxias II	
	Local: Microsoft Teams	
	Horário: 11:00 – 12:00	

PARTICIPANTES

Nome	Cargo	Instituição	E-mail
Luiz Felipe Froede Lorentz	Analista de Pesquisa Energética	EPE	luiz.lorentz@epe.gov.br
Rafael de Carvalho Caetano	Analista de Pesquisa Energética	EPE	rafael.caetano@epe.gov.br
Rafael Theodoro Alves e Mello	Consultor Técnico II	EPE	rafael.mello@epe.gov.br
Vinícius Ferreira Martins	Analista de Pesquisa Energética	EPE	vinicius.martins@epe.gov.br
Alexandre Andrade Torres	Engenheiro de Proteção	ONS	alexandre.torres@ons.org.br
Carlos Alberto	Especialista de Proteção	ONS	carlosmc@ons.org.br
Pedro Sabino De Oliveira Villela	Engenheiro de Proteção	ONS	pedrovillela@ons.org.br
Arlindo Lins de Araujo Junior	Gerente	ONS	arlindo@ons.org.br
Salvatore Mantuano Filho	Especialista de Proteção	ONS	salvatore@ons.org.br

PAUTA

Discussão sobre a necessidade de implantação de um sistema de teleproteção no circuito entre a SE Heineken e a SE Caxias II no âmbito do Estudo de Atendimento às Regiões Leste do Estado do Maranhão e Centro-Norte Piauiense.

REGISTROS

Rafael Mello iniciou a reunião com uma contextualização geral sobre o Estudo de Atendimento às Regiões Leste do Estado do Maranhão e Centro-Norte Piauiense atualmente em andamento na EPE e com previsão de finalização para dezembro de 2023. Nesse sentido explicou que a LT 230 kV Peritoró – Teresina é uma linha antiga, que foi implantada em 1970, e teve sua topologia alterada ao longo do tempo, primeiramente houve a integração da SE Coelho Neto feita por meio de tape, e em 2006 houve uma melhoria dessa integração na qual foi implantado o segundo circuito entre a SE Coelho Neto o ponto de derivação LT 230 kV Peritoró – Teresina, transformado assim a conexão num seccionamento de linha convencional. O consumidor Schincariol/Heineken por sua vez também se conectou nesse eixo por meio de tape sendo o trecho de 1,6 km entre o ponto de derivação da linha e a SE Heineken construída pela Equatorial Maranhão. Posteriormente houve a integração da SE Caxias II no seccionamento da LT 230 kV Peritoró – Coelho Neto, episódio que foi bastante conturbado dada a necessidade de desligamento da linha em questão e consequente indisponibilidade no atendimento ao consumidor Heineken, que passou a ser temporariamente atendido em 69 kV por uma subestação móvel da Equatorial que foi alugada pela ArteonZ, transmissora responsável pela implantação da SE Caxias II. Mesmo após a implantação da SE Caxias II e apesar de o estudo de planejamento

ter recomendado a conexão do consumidor Heineken diretamente nessa subestação, o consumidor optou por permanecer atendido via tape a partir da LT 230 kV Caxias II-Peritoró. Em 2018 a Eletronorte, proprietária da LT 230 kV Peritoró – Teresina, informou no sistema SGPMR o atingimento de fim de vida útil dessa instalação, o que motivou a EPE a avaliar o atendimento à região em questão afim de identificar a melhor alternativa de expansão. O estudo de planejamento apontou como melhor solução a desativação da LT 230 kV Coelho Neto – Teresina I, a desativação do trecho em 230 kV entre a SE Peritoró e a SE Heineken e a implantação da nova LT 230 kV Caxias II – Teresina II. Nesse sentido a SE Heineken passaria a ser atendida exclusivamente por Caxias II. Como o trecho entre o ponto de derivação para a SE Heineken e SE Caxias II também deve ser desativado por estar em fim de vida útil foram vislumbradas 3 alternativas para esse ponto específico do atendimento à Heineken:

- Reconstrução do trecho de 900 metros entre o ponto de derivação para SE Heineken e o ponto de seccionamento para a SE Caxias II e reaproveitamento do trecho de 1,6 km entre o ponto de derivação e a SE Heineken (Figura 1);
- Novo trecho de 900 metros entre o ponto de derivação para SE Heineken e o ponto de seccionamento para a SE Caxias II (em nova faixa de servidão) e reaproveitamento do trecho de 1,6 km entre o ponto de derivação e a SE Heineken (Figura 2);
- Nova linha de uso exclusivo entre a SE Heineken e a SE Caxias II com cerca de 1,7 km (Figura 3);

No sentido de verificar se as alternativas descritas acima são factíveis a EPE questiona ao ONS qual tem sido o entendimento do Operador em relação ao submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede que “linhas radiais de uso exclusivo do acessante podem dispensar a utilização de esquemas de teleproteção mediante avaliação técnica do ONS”. Rafael informou ainda que foi feita uma consulta à Equatorial Maranhão sobre a viabilidade de lançamento de cabo OPGW no trecho de 1,6 km entre o ponto de tape e a SE Heineken, mas ainda não obteve resposta.

Alexandre Torres do ONS respondeu que no entendimento do Operador embora a configuração proposta a linha Heineken-Caxias II passe a se caracterizar como uma linha de uso exclusivo, uma falha nessa instalação pode impactar as instalações de rede básica, motivo pelo qual um esquema de teleproteção é importante e não é possível dispensá-lo sem efetuar uma análise mais detalhada, e solicitou o envio por parte da EPE dos documentos disponibilizados pela Eletronorte. Alexandre mencionou ainda que o sistema de teleproteção por meio de cabo OPGW é o mais confiável e mais indicado, no entanto não é a única opção disponível, é possível a utilização de teleproteção via sistema Oplat, sistema via rádio entre outros, e que geralmente a escolha de qual tecnologia utilizar fica a cargo do agente.

Carlos Alberto do ONS reforçou que os meios físicos de comunicação podem ser distintos (OPGW, Oplat, Radio), e observou que existem equipamentos de teleproteção atualmente instalados na SE Peritoró, cuja possibilidade de aproveitamento pode ser avaliada para o novo trecho entre a SE Heineken e Caxias II. Acrescentou, ainda, que para subsidiar a decisão da não utilização de teleproteção na LT 230 kV Caxias II-

Heineken, tornam-se necessários mais elementos e, que aspectos como a curta extensão da linha (cerca de 2 km), que podem levar a dificuldades nos ajustes da proteção de distância em zona 1, reforçam que o esquema de teleproteção pode contribuir para a garantia da eliminação das faltas internas a LT.

Para uma melhor visibilidade, ficou acordado que a EPE encaminharia ao ONS os documentos disponibilizados pela Eletronorte para que a equipe possa analisar melhor a questão e cobraria novamente uma resposta da Equatorial Maranhão sobre a viabilidade de instalação do cabo OPGW no trecho entre o ponto de tape e a SE Heineken. Caso não seja possível a instalação do cabo OPGW verificar a possibilidade de se estabelecer o enlace Oplat utilizando os equipamentos da SE Peritoró/Caxias II.

PROVIDÊNCIAS

EPE:

- a) Encaminhar ao ONS os documentos disponibilizados pela Eletronorte.
- b) Cobrar uma resposta da Equatorial Maranhão sobre a viabilidade de instalação do cabo OPGW no trecho entre o ponto de tape e a SE Heineken.

ONS:

- a) Analisar os documentos encaminhados pela EPE e registrar na Ata em um item Pós-Reunião o posicionamento do Operador sobre o tema em questão.

PÓS- REUNIÃO

Conforme solicitado, o ONS considera necessária para a nova LT 230 kV Heineken-Caxias II, a presença de esquemas de Teleproteção integrantes das proteções Principal e Alternada e implementados através de meios físicos independentes, de acordo com os requisitos mínimos estabelecidos no Submódulo 2.11 vigente.

Após avaliar a proposta de viabilidade da implantação de enlaces de Teleproteção indicadas pela Eletronorte, nos documentos "Formulário de Consulta 1 e Formulário de Consulta 2", entendemos ser viável, desde que confirmados os seguintes pontos abaixo:

- Viabilidade de instalação de cabo OPGW no trecho entre Heineken-Caxias II para garantia da implementação do meio físico óptico;
- Aproveitamento dos 2 equipamentos ópticos do enlace de Teleproteção do atual enlace digital Heineken-Caxias;
- Desativação do meio físico (cabo óptico AS, autossustentado) pelas razões de segurança indicadas;
- Viabilidade de instalação de novo enlace de Teleproteção digital no trecho entre Heineken-Caxias II, de modo a manter a redundância da Teleproteção;
- Viabilidade do aproveitamento dos equipamentos OPLAT digitais e equipamentos associados, Bobinas de bloqueio e caixa de sintonia, do atual trecho Peritoró-Caxias.

Ressalta-se a necessidade de adequação e/ou substituição dos sistemas de Proteção, Controle e Supervisão para a compatibilização entre os terminais Heineken e o terminal Caxias. Adicionalmente, as proteções dos novos terminais da referida LT, nas configurações transitórias e definitiva, deverão ter seus respectivos ajustes das proteções adequados de forma a compatibilizar com os ajustes das linhas adjacentes e com os novos parâmetros de curto-circuito.

ANEXOS

Reconstrução Trecho 900 m

- Reaproveitamento trecho Equatorial

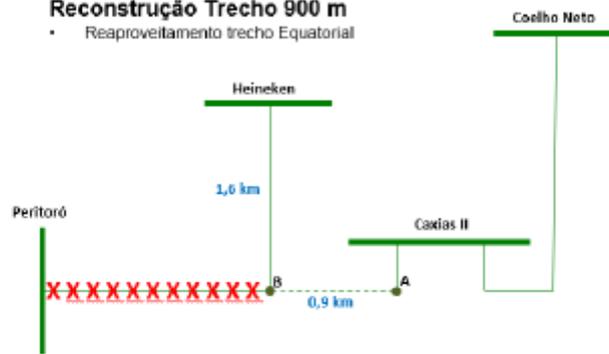


Figura 1

Novo Trecho 900 m (nova faixa)

- Reaproveitamento trecho Equatorial

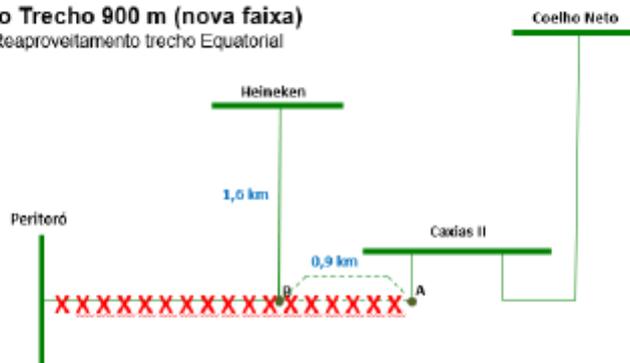


Figura 2

Nova LT Uso Exclusivo

- LT inteiramente nova. Desativação do trecho da Equatorial

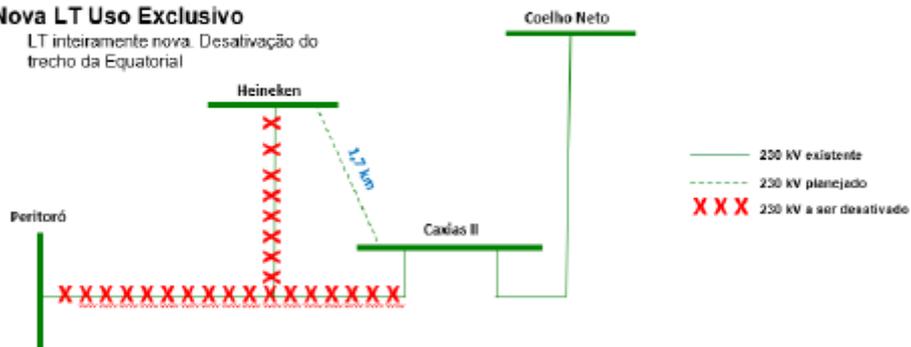


Figura 3

17.4.8 Lançamento cabo OPGW em trecho de LT 230 kV da Equatorial-MA



CE-PR-EQTL-MA 006/2023

São Luís, 14 de Dezembro de 2023.

Ilmº. Sr.

MARCOS VINÍCIUS GONÇALVES DA SILVA FARINHA

Superintendente Adjunto de Transmissão de Energia

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA

Praça Pio X, n. 54, 5º andar – Centro – Rio de Janeiro – RJ

CEP 20091-040

Assunto: Resposta ao Ofício nº 0544/2023/DEE/EPE: Consulta sobre a viabilidade de lançamento de cabos OPGW no trecho de linha em 230 kV que interliga a subestação da Heineken à LT 230 kV Peritoró – Caxias II C1.

Prezado Senhor,

1. Reportamo-nos ao Ofício nº 0544/2023/DEE/EPE, por meio do qual essa Empresa de Pesquisa Energética consulta a Equatorial Maranhão quanto à viabilidade de lançamento de cabos OPGW no trecho de linha em 230 kV que interliga a subestação da Heineken Caxias à LT 230 kV Peritoró-Caxias II C1.
2. A Equatorial Maranhão, inicialmente, vem informar que o trecho de 1,6 km de LT 230 kV que interliga a SE da Heineken Caxias à LT 230 kV Peritoró-Caxias II C1 configura uma situação excepcional de atendimento ao consumidor da Rede Básica Heineken Caxias, conforme determinado pela ANEEL por meio do Ofício nº 128/2021 SRT/ANEEL, quando do processo de migração deste consumidor para a Rede Básica.
3. Essa condição foi iniciada no momento da conexão desse consumidor na área de Concessão da Equatorial Maranhão, em meados de 2004, período em que não era permitida a conexão direta de consumidores à Rede Básica, recaindo essa responsabilidade para a Distribuidora local, o que ocasionou a incorporação pela

EQUATORIAL MARANHÃO

Alameda A, Quadra SQS, nº 100 - Loteamento Quitandinha - Altos do Calhau - São Luís-MA – CEP 65.070-900 - Fone: (98) 3217-8000

www.ma.equatorialenergia.com.br

Página 1 de 4



Equatorial Maranhão do trecho construído pelo cliente à sua base de ativos, ficando então sob a responsabilidade da distribuidora a operação e manutenção deste trecho de linha.

4. Adicionalmente, é importante rememorar que o consumidor Heineken Caxias migrou para a Rede Básica em 01 de abril de 2021, em razão das disposições da Resolução Normativa ANEEL Nº 722/2016 (vigente à época e recentemente revogada pela Resolução Normativa ANEEL Nº 1.001/2022), conforme determinado no Parecer de Acesso Permanente da Heineken Caxias à Rede Básica na LT Peritoró-Coelho Neto 230kV (Relatório ONS Nº DTA-2020-PA-0205-R0). **Logo, a Heineken Caxias não é consumidor da Equatorial Maranhão, apenas utiliza o trecho de linha de propriedade dessa Distribuidora para acessar o Sistema de Transmissão.**

5. Inclusive, quando da migração deste consumidor para a Rede Básica, o entendimento da Equatorial Maranhão era que esse trecho de linha também fosse repassado aos Agentes de Transmissão locais, tendo em vista que ativos na classe de tensão maior ou igual a 230kV deveriam ser exclusivos da Transmissão, não cabendo mais à Distribuidora a responsabilidade por equipes especializadas, ferramental e materiais específicos para a manutenção nesse nível de tensão, pois essa estrutura oneraria a concessão de distribuição para seus consumidores. Esse fato foi relatado pela Equatorial Maranhão à ANEEL na carta CE-REG-EQTL MA Nº 001/2021, porém foi desconsiderado.

6. Ademais, cabe ressaltar que a migração da UC Heineken Caxias foi prevista no Estudo para Licitação da Expansão da Transmissão realizado por esta EPE, de forma a viabilizar uma possível, futura e indicativa conexão à SE Caxias II 230/69/13,8 kV. Entretanto, a referida conexão não foi objeto do Edital de Licitação nº 005/2016-ANEEL, nem mesmo no contrato de concessão vinculado ao instrumento licitatório (Contrato de Concessão nº 45/2017-ANEEL), permanecendo até o momento sem essa configuração.

7. Em resposta ao questionamento efetuado por essa EPE no ofício em epígrafe, a Equatorial Maranhão, apesar de ter sugerido via e-mail duas alternativas técnicas à consulta da viabilidade de utilização das estruturas do trecho de LT 230 kV de 1,6 km



que interliga a SE da Heineken Caxias à LT 230 kV Peritoró – Caxias II C1, entende que a maior parte das estruturas da linha não suportaria a implantação do cabo OPGW. Porém, para definição exata, seria necessária a realização de visita de campo e de um estudo mais aprofundado para avaliação acerca de fatores relacionados a robustez e inviolabilidade do sistema, por se tratar de um trecho que possui cerca de 20 anos em operação, sem novos investimentos.

8. No entanto, considerando todo o cenário ora exposto envolvendo esse trecho de LT 230 kV que interliga a SE da Heineken Caxias à LT 230 kV Peritoró-Caxias II C1, além do fato do trecho atender exclusivamente a um cliente conectado à Rede Básica, e presumindo que todas as melhorias envolvidas com o lançamento dos cabos OPGW se destinam estritamente ao Sistema de Transmissão, a Equatorial Maranhão entende que todos os custos associados à utilização das estruturas desse trecho devem ser repassados integralmente aos financiadores de investimentos na Rede Básica, não cabendo a essa Distribuidora qualquer análise de viabilidade ou execução de projetos e obras para substituição de tais estruturas e nem assunção de quaisquer custos associados ao lançamento de cabos OPGW ou outros investimentos nessa seara, pois não é razoável que os consumidores da área de Concessão do Maranhão sejam impactados em sua tarifa para reconhecimento de investimentos realizados pela Equatorial Maranhão e para remuneração desta no que diz respeito a operação e manutenção de ativos diretamente relacionados a investimentos no Sistema de Transmissão.

9. Ainda que a EPE julgue essa alternativa coerente e viável e decida repassar os investimentos aos financiadores do sistema de transmissão, e que opte pelo projeto, construção e lançamento dos cabos ser realizado por um Agente da Transmissão, é importante que fique bem claro que a Equatorial Maranhão não poderá assumir a operação e manutenção deste cabo OPGW fixado nas estruturas de sua propriedade, pelos motivos aqui expressos, além da particularidade do elevado custo associado à manter equipe e estrutura específica para trabalhos nessa classe de tensão de 230 kV, atualmente abarcada nos custos da concessão, onerando os consumidores cativos do Maranhão por uma situação de interesse específico da Rede Básica.



10. Isto posto, dada a singularidade atinente ao trecho de LT 230 kV que interliga a SE da Heineken Caxias à LT 230 kV Peritoró-Caxias II C1, a Equatorial Maranhão entende que a utilização dessas estruturas e quaisquer investimentos correlacionados a elas carecem, obrigatoriamente, de uma nova discussão junto à Agência Nacional de Energia Elétrica-ANEEL, uma vez que envolvem diversos fatores não previstos na regulamentação vigente e com impacto direto na tarifa dos consumidores da Equatorial Maranhão.

11. Sendo o que nos cumpria para o momento, permanecemos à disposição para esclarecimentos adicionais que se fizerem necessários, bem como abertos à discussão da temática com esta EPE, com o ente regulador e demais instituições do setor elétrico visando garantir a segurança do sistema elétrico de forma economicamente viável para todos.

Atenciosamente,

SERVIO TULIO DOS SANTOS
SANTOS469422415



SERVIO TULIO DOS SANTOS

Presidente

Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.

EQUATORIAL MARANHÃO

Alameda A, Quadra SQS, nº 100 - Loteamento Quitandinha - Altos do Calhau - São Luis-MA - CEP 65.070-900 - Fone: (98) 3217-8000

www.ma.equatorialenergia.com.br

Página 4 de 4

De: Frederico Pereira de Faria <frederico.faria@equatorialenergia.com.br>
Enviado em: quinta-feira, 7 de dezembro de 2023 19:33
Para: Renata Cardozo Rios
Cc: Diego de Araujo Costa Erdmann; ALICSSON GOMES LUCENA; LUIZ CARLOS MENEZES DIREITO; LAURO DOS ANJOS SILVA JUNIOR; Nierbeth Costa Brito; Adriano Hauser Fernandes; Taynan Juciara Torquato Gomes; Jose Carlos Alves Do Nascimento; Marcos Vinicius G. da Silva Farinha; Rafael Theodoro Alves e Mello; Rafael de Carvalho Caetano; Vinicius Ferreira Martins; Luiz Felipe Froede Lorentz; Thiago de Faria Rocha Dourado Martins; Deusa M. dos Santos; Protocolo da Presidência
Assunto: Ofício nº 0544/2023/DEE/EPE - Consulta sobre a viabilidade de lançamento de cabos OPGW no trecho de linha em 230 kV que interliga a subestação da Heineken à LT 230 kV Peritoró – Caxias II C1.
Anexos: AR22-LLT28-E-EN-6-011_R0 - Traçado - Planta Model (1).pdf; WhatsApp Image 2023-11-09 at 12.09.57.jpeg; WhatsApp Image 2023-11-09 at 12.09.40.jpeg; WhatsApp Image 2023-11-09 at 12.09.51.jpeg; Caxias II - Schincariol.kmz

Algumas pessoas que receberam esta mensagem não costumam receber emails de frederico.faria@equatorialenergia.com.br. [Saiba por que isso é importante](#)

Prezada Renata,

Após avaliação da solicitação feita pela EPE relativa a consulta de viabilidade de lançamento de cabos OPGW no trecho de linha em 230 kV que interliga a subestação da Heineken à LT 230 kV Peritoró – Caxias II C1 chegamos as seguintes contribuições:

- Alternativa 1 – Lançamento Cabo OPGW nas estruturas existentes em Linha Viva

Para essa alternativa, contudo, não temos informações do carregamento das estruturas existentes o que pode significar inviabilidade dessa alternativa carecendo uma visita técnica. Vale citar que se trata de uma LT com mais de 20 anos em operação.

ORÇAMENTO COM LT EXISTENTE		
SERVIÇO	VALOR	
PROJETO BÁSICO E EXECUTIVO	160.000,00	Projeto básico e executivo - capacidade
LANÇAMENTO CABO OPGW EM LT ENERGIZADA	1.000.000,00	Cabos opgw, acessórios, serviço de lança
IMPLANTAÇÃO DE OPLAT - MEIO DE COMUNICAÇÃO 2	1.200.000,00	Bobinas nos 2 termin
ADAPTAÇÕES SPCS E TELECOM - TELEPROTEÇÃO	4.000.000,00	Duplicação de proteção (novos painéis), telep
FISCALIZAÇÃO, ADM LOCAL E COMISSIONAMENTO	300.000,00	Fiscalização das obras e cor
TOTAL	6.660.000,00	

- Alternativa 2 – Lançamento de um cabo ADSS, paralelo a LT, similar a uma RD, no limite da faixa da LT, para manutenção da comunicação

Essa alternativa é significativamente mais econômica e de fácil execução, porém se faz necessário uma avaliação acerca de fatores relacionados a robustez e inviolabilidade do sistema. Ademais, entendemos que haverá necessidade de uma caixa de emenda de FO na torre 255 da LT 230 kV Caxias II – Peritoró.



Atte.,



Frederico Pereira de Faria
 Executivo de **Pré-Projetos e Orçamentação AT**
 Superintendência de Transmissão e Obras AT
 (98) 98489-1080 / (98) 3217-2128
frederico.faria@equatorialenergia.com.br

Esta mensagem pode conter informação confidencial e/ou privilegiada, sendo seu sigilo protegido por lei. Se você não for o destinatário ou a pessoa autorizada a receber esta mensagem, não use, copie ou divulgue as informações nela contidas ou tome qualquer ação baseada nessas informações. Caso tenha recebido esta mensagem por engano, por favor, avise imediatamente ao remetente, respondendo o e-mail e em seguida apague-a. Agradecemos sua cooperação.

17.5 Cenários de Geração

Tabela 17-16 - Cenário 2 - Norte e Nordeste Secos; Nordeste Exportador; Carga Leve

Região		Usina		Cenário 2																					
				Carga Leve																					
				2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036	
%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW		
N	Carga	-	6.502	-	6.854	-	6.979	-	6.957	-	7.087	-	7.212	-	7.348	-	7.480	-	7.627	-	7.780	-	7.932	-	8.086
	UHE	20%	4.453	20%	4.465	20%	4.535	20%	4.467	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585
	PCH	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43366	0,50	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43
	Eólica	63%	304	65%	314	70%	338	72%	350	75%	365	78%	379	80%	386	80%	386	80%	387	80%	386	80%	386	80%	386
	Solar	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	-	-	0%	-
	Biomassa	55%	164	55%	164	55%	164	55%	164	55%	164	55%	164	55%	164	55%	164	55%	164	55%	164	55%	164	55%	164
	Térmica	42%	1.533	52%	2.268	52%	2.268	50%	2.312	50%	2.312	50%	2.296	50%	2.296	50%	2.296	50%	2.296	50%	2.296	50%	2.296	50%	2.296
NE	Carga	-	9.859	-	10.092	-	10.315	-	10.524	-	10.766	-	11.009	-	11.259	-	11.516	-	11.780	-	12.050	-	12.310	-	12.575
	UHE	26%	2.677	29%	2.994	26%	2.678	29%	2.994	33%	3.369	33%	3.369	41%	4.190	41%	4.190	41%	4.192	41%	4.211	42%	4.229	42%	4.248
	PCH	20%	62	23%	71	23%	71	23%	71	0,24	73	24%	76	25%	78	26%	82	28%	86	28%	86	29%	90	31%	95
	Eólica	63%	19.634	65%	20.239	70%	21.728	72%	22.391	75%	23.355	78%	24.353	80%	24.832	80%	24.775	80%	24.776	80%	24.775	80%	24.775	80%	24.775
	Solar	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	-	-	0%	-
	Biomassa	37%	265	37%	265	37%	265	37%	265	37%	265	37%	266	37%	266	37%	266	37%	265	37%	266	37%	266	37%	266
	Térmica	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255
SE/CO	Carga	-	32.436	-	33.062	-	33.706	-	34.434	-	35.061	-	35.732	-	36.418	-	37.123	-	37.804	-	38.511	-	39.239	-	39.876
	UHE	19%	9.018	19%	9.098	19%	9.035	19%	9.182	20%	9.402	20%	9.511	20%	9.634	20%	9.581	23%	10.953	25%	12.112	27%	12.786	29%	13.630
	PCH	27%	741	28%	783	28%	783	28%	783	0,28	779	28%	790	29%	795	29%	819	30%	836	31%	851	31%	876	33%	917
	Eólica	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	0%	-	50%	14	0%	-	50%	14	50%	14	50%	14
	Solar	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	-	-	0%	-
	Biomassa	27%	950	27%	950	28%	952	28%	954	28%	955	28%	957	28%	960	28%	960	27%	950	28%	964	28%	965	28%	965
	Térmica	27%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137
SUL	Carga	-	9.501	-	9.682	-	9.863	-	10.060	-	10.264	-	10.475	-	10.691	-	10.914	-	11.139	-	11.372	-	11.613	-	11.856
	UHE	21%	3.296	19%	3.016	18%	2.856	18%	2.877	18%	2.900	19%	2.923	21%	3.307	29%	4.530	31%	4.835	33%	5.157	37%	5.873	41%	6.385
	PCH	25%	473	28%	524	28%	524	28%	52352%	0,28	524	28%	524	28%	524	35%	668	36%	671	36%	688	40%	747	44%	826
	Eólica	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	37%	1.342	39%	1.422	39%	1.422
	Solar	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	-	-	0%	-
	Biomassa	13%	86	13%	86	13%	90	14%	93	14%	97	15%	101	16%	107	16%	107	13%	86	16%	113	17%	116	17%	116
	Térmica	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511
Balanço Estático	Exportação N	0%	273	0%	119	0%	228	0%	237	0%	237	0%	105	0%	34	0%	168	0%	329	0%	486	0%	649	0%	806
	Exportação NE	0%	12.066	0%	12.667	0%	13.885	0%	14.589	0%	15.650	0%	16.327	0%	17.285	0%	17.003	0%	16.762	0%	16.534	0%	16.308	0%	16.086
	N/NE->SE/CO	0%	11.793	0%	12.786	0%	14.113	0%	14.825	0%	15.887	0%	16.432	0%	17.252	0%	16.835	0%	16.433	0%	16.049	0%	15.659	0%	15.281
ELOS CC	Itaipú	75%	4.668	72%	4.532	70%	4.384	68%	4.240	65%	4.084	63%	3.921	60%	3.737	57%	3.563	54%	3.369	51%	3.164	47%	2.939	43%	2.707
	Usinas do Madeira	26%	1.858	29%	2.074	28%	1.971	30%	2.163	26%	1.874	32%	2.263	29%	2.071	31%	2.186	29%	2.071	29%	2.071	29%	2.071	29%	2.071
	Bipolo Belo Monte	0	796	0	796	0	796	0	796	0	796	0	796	0	796	0	796	0	796	0	796	0	796	0	796
	Bipolo Nordeste B	0%	-	0%	-	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812

Tabela 17-17 - Cenário 2 - Norte e Nordeste Secos; Nordeste Exportador; Carga Média

		Cenário 2																									
Região	Usina	Carga Média																									
		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037			
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW		
N	Carga	-	8.958	-	9.378	-	9.565	-	9.762	-	9.966	-	10.178	-	10.389	-	10.612	-	10.840	-	11.088	-	11.325	-	11.581		
	UHE	20%	4.453	18%	3.880	20%	4.535	20%	4.622	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585
	PCH	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43
	Eólica	51%	247	55%	266	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387
	Solar	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-
	Biomassa	55%	164	55%	164	55%	164	55%	164	55%	164	55%	164	55%	164	55%	164	55%	164	55%	164	55%	164	55%	164	55%	164
	Térmica	77%	2.824	82%	3.522	52%	2.268	50%	2.316	73%	3.352	72%	3.336	77%	3.555	78%	3.591	85%	3.933	85%	3.897	85%	3.933	85%	3.933	85%	3.897
NE	Carga	-	15.253	-	15.649	-	16.012	-	16.376	-	16.777	-	17.184	-	17.601	-	18.030	-	18.471	-	18.924	-	19.361	-	19.793		
	UHE	43%	4.383	43%	4.383	42%	4.312	43%	4.345	43%	4.357	43%	4.370	43%	4.357	42%	4.270	42%	4.289	44%	4.499	43%	4.360	43%	4.417		
	PCH	38%	117	56%	174	36%	111	40%	123	0,40	123	39%	122	39%	122	39%	122	39%	122	43%	134	44%	135	50%	156		
	Eólica	51%	15.895	54%	16.830	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.877	80%	24.877	80%	24.877	80%	24.877	80%	24.877	80%	24.877
	Solar	57%	8.972	60%	10.220	94%	13.433	99%	14.223	99%	14.223	99%	14.223	99%	14.223	99%	14.223	99%	14.223	99%	14.223	99%	14.223	0,99	14.223	99%	14.223
	Biomassa	36%	257	40%	285	40%	285	42%	303	44%	314	45%	321	45%	326	46%	331	46%	332	46%	333	46%	333	46%	333	46%	333
	Térmica	5%	463	5%	463	3%	255	3%	255	5%	463	5%	463	6%	568	5%	463	17%	1.599	17%	1.599	33%	3.077	33%	3.077	33%	3.077
SE/CO	Carga	-	62.542	-	63.828	-	65.200	-	66.756	-	68.070	-	69.411	-	70.776	-	72.172	-	73.597	-	75.050	-	76.552	-	77.941		
	UHE	51%	24.031	51%	24.264	46%	21.737	49%	23.124	49%	23.461	51%	24.171	50%	23.762	57%	27.228	59%	28.162	63%	30.270	66%	31.686	73%	34.958		
	PCH	46%	1.278	47%	1.300	43%	1.185	46%	1.278	0,46	1.278	46%	1.278	46%	1.278	46%	1.278	46%	1.278	53%	1.474	54%	1.494	58%	1.617		
	Eólica	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	
	Solar	89%	10.904	89%	10.904	89%	10.904	89%	10.904	89%	10.912	89%	10.912	89%	10.904	89%	10.904	89%	10.904	89%	10.904	89%	10.904	0,89	10.904	89%	10.904
	Biomassa	46%	1.578	45%	1.564	47%	1.625	47%	1.630	54%	1.863	58%	2.005	59%	2.044	62%	2.132	63%	2.169	72%	2.495	72%	2.495	72%	2.495	72%	2.495
	Térmica	48%	7.214	44%	7.214	33%	5.419	33%	5.419	34%	5.532	42%	6.866	56%	9.316	52%	8.548	57%	9.349	57%	9.349	57%	9.349	57%	9.349	57%	9.349
SUL	Carga	-	21.133	-	21.588	-	22.094	-	22.600	-	23.122	-	23.656	-	24.206	-	24.771	-	25.349	-	25.946	-	26.559	-	27.172		
	UHE	94%	14.522	94%	14.517	86%	13.265	93%	14.560	93%	14.635	93%	14.653	86%	13.485	93%	14.711	94%	14.743	94%	14.782	94%	14.814	94%	14.866		
	PCH	47%	890	50%	946	54%	1.025	57%	1.069	56	1.102	60%	1.133	81%	1.537	63%	1.185	64%	1.207	65%	1.227	87%	1.638	87%	1.649		
	Eólica	60%	2.188	60%	2.188	60%	2.188	39%	1.422	44%	1.609	48%	1.765	62%	2.254	53%	1.921	48%	1.765	53%	1.921	59%	2.137	53%	1.921		
	Solar	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	
	Biomassa	52%	360	48%	328	53%	361	53%	362	53%	362	61%	420	62%	425	61%	421	67%	458	71%	491	71%	491	71%	491		
	Térmica	48%	1.248	48%	1.248	20%	511	20%	511	32%	844	32%	844	51%	1.340	48%	1.248	51%	1.340	51%	1.340	51%	1.340	51%	1.340	51%	1.340
Balanço Estático	Exportação N	0%	1.781	0%	2.094	0%	2.634	0%	2.711	0%	1.839	0%	2.115	0%	2.138	0%	2.341	0%	2.264	0%	2.577	0%	2.817	0%	3.147		
	Exportação NE	0%	13.651	0%	15.335	0%	25.080	0%	25.475	0%	25.468	0%	25.146	0%	24.856	0%	24.300	0%	24.956	0%	24.736	0%	25.556	0%	25.252		
	N/NE-> SE/CO	0%	11.870	0%	13.241	0%	22.446	0%	22.764	0%	23.629	0%	23.031	0%	22.718	0%	21.959	0%	22.692	0%	22.159	0%	22.739	0%	22.105		
		0%	11.870	0%	13.241	0%	22.446	0%	22.764	0%	23.629	0%	23.031	0%	22.718	0%	21.959	0%	22.692	0%	22.159	0%	22.739	0%	22.105		
ELOS CC	Itaipú	67%	4.200	64%	4.028	61%	3.843	58%	3.657	54%	3.392	51%	3.202	48%	2.992	44%	2.734	40%	2.482	35%	2.210	30%	1.898	25%	1.585		
	Usinas do Madeira	40%	2.867	36%	2.535	40%	2.869	35%	2.488	40%	2.869	40%	2.869	40%	2.869	40%	2.869	40%	2.869	40%	2.869	40%	2.869	40%	2.869		
	Bipolo Belo Monte	0	3.904	0	3.904	0	2.462	0	2.462	0	2.462	0	2.938	0	2.938	0	2.938	0	2.938	0	2.938	0	2.935	0	2.938		
	Bipolo Nordeste B	0%	-	0%	-	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812		

Tabela 17-18 - Cenário 2 - Norte e Nordeste Secos; Nordeste Exportador; Carga Pesada

		Cenário 2																							
Região	Usina	Carga Pesada																							
		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	Carga	-	8.872	-	9.291	-	9.476	-	9.675	-	9.889	-	10.099	-	10.309	-	10.534	-	10.760	-	11.006	-	11.241	-	11.497
	UHE	20%	4.453	20%	4.465	20%	4.535	24%	5.481	25%	5.726	28%	6.377	30%	6.826	30%	6.854	32%	7.274	31%	7.050	35%	7.947	37%	8.497
	PCH	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	0,50	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	44	50%	44	51%	45
	Eólica	80%	387	80%	387	80%	387	81%	392	82%	397	82%	397	82%	397	82%	397	85%	411	85%	411	85%	411	85%	411
	Solar	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	-	-	0%	-
	Biomassa	55%	164	55%	164	55%	164	55%	164	55%	164	55%	164	55%	164	55%	164	55%	164	55%	164	55%	164	55%	164
	Térmica	86%	3.166	90%	3.901	90%	3.901	87%	3.991	87%	3.991	93%	4.288	93%	4.288	92%	4.254	93%	4.290	92%	4.254	93%	4.288	93%	4.288
NE	Carga	-	15.285	-	15.668	-	16.023	-	16.384	-	16.769	-	17.169	-	17.579	-	18.001	-	18.434	-	18.880	-	19.312	-	19.740
	UHE	43%	4.383	43%	4.396	43%	4.377	43%	4.396	43%	4.409	43%	4.374	47%	4.763	48%	4.860	48%	4.895	48%	4.901	49%	4.937	54%	5.457
	PCH	38%	118	39%	120	39%	121	40%	124	0,40	125	40%	123	43%	135	46%	144	48%	149	49%	153	52%	161	57%	176
	Eólica	80%	24.934	80%	24.911	80%	24.833	81%	25.143	82%	25.454	82%	25.454	82%	25.454	85%	26.280	85%	26.325	85%	26.325	85%	26.325	85%	26.325
	Solar	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	-	-	0%	-
	Biomassa	56%	407	56%	407	56%	407	56%	407	56%	407	56%	406	56%	407	56%	407	56%	407	56%	407	57%	408	57%	408
	Térmica	37%	3.387	41%	3.787	62%	5.728	62%	5.728	68%	6.234	69%	6.324	69%	6.324	69%	6.324	69%	6.324	77%	7.045	77%	7.045	77%	7.045
SE/CO	Carga	-	58.994	-	60.175	-	61.398	-	62.757	-	63.987	-	65.255	-	66.549	-	67.872	-	69.222	-	70.565	-	71.957	-	73.151
	UHE	46%	21.779	48%	22.651	45%	21.377	47%	22.562	49%	23.267	51%	24.232	52%	24.892	56%	26.592	59%	27.993	60%	28.481	63%	30.008	67%	31.807
	PCH	46%	1.278	47%	1.317	47%	1.301	50%	1.382	0,50	1.384	46%	1.287	51%	1.413	54%	1.507	57%	1.597	60%	1.662	64%	1.772	71%	1.967
	Eólica	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	0%	-	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	65%	18	39%	11
	Solar	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	-	-	0%	-
	Biomassa	50%	1.734	50%	1.734	50%	1.734	50%	1.734	50%	1.734	50%	1.733	50%	1.734	50%	1.734	56%	1.921	64%	2.211	79%	2.749	80%	2.767
	Térmica	67%	10.090	66%	10.830	70%	11.554	70%	11.554	73%	12.069	76%	12.578	82%	13.463	84%	13.810	84%	13.810	87%	14.298	87%	14.298	87%	14.298
SUL	Carga	-	19.286	-	19.730	-	20.202	-	20.667	-	21.148	-	21.643	-	22.150	-	22.673	-	23.207	-	23.758	-	24.326	-	24.904
	UHE	94%	14.522	94%	14.526	94%	14.513	94%	14.603	93%	14.674	93%	14.704	93%	14.699	94%	14.727	94%	14.763	94%	14.776	95%	14.960	94%	14.827
	PCH	90%	1.697	90%	1.700	90%	1.698	90%	1.705	0,90	1.706	88%	1.669	90%	1.708	91%	1.717	91%	1.726	92%	1.733	93%	1.761	94%	1.783
	Eólica	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	54%	1.974	70%	2.552	65%	2.370	65%	2.370
	Solar	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	-	-	0%	-
	Biomassa	52%	356	52%	356	52%	356	52%	356	52%	356	52%	356	52%	356	52%	356	62%	428	78%	534	78%	534	78%	534
	Térmica	51%	1.340	51%	1.340	74%	1.945	74%	1.945	75%	1.972	84%	2.208	84%	2.208	84%	2.208	84%	2.208	95%	2.490	95%	2.490	95%	2.490
Balanço Estático	Exportação N	0%	1.263	0%	880	0%	706	0%	153	0%	189	0%	919	0%	1.154	0%	903	0%	1.149	0%	614	0%	1.306	0%	1.583
	Exportação NE	0%	16.347	0%	16.365	0%	18.174	0%	18.114	0%	18.594	0%	18.250	0%	18.227	0%	18.669	0%	18.335	0%	18.583	0%	18.202	0%	18.288
	N/NE->SE/CO	0%	15.084	0%	15.485	0%	17.469	0%	18.267	0%	18.784	0%	19.169	0%	19.381	0%	19.572	0%	19.484	0%	19.197	0%	19.508	0%	19.870
		0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-
ELOS CC	Itaipú	66%	4.128	63%	3.952	60%	3.762	57%	3.546	54%	3.384	51%	3.176	47%	2.942	44%	2.732	40%	2.484	35%	2.221	31%	1.916	26%	1.618
	Usinas do Madeira	40%	2.867	38%	2.677	38%	2.677	38%	2.677	38%	2.677	38%	2.677	38%	2.677	38%	2.677	38%	2.677	38%	2.677	38%	2.677	38%	2.677
	Bipolo Belo Monte	0	3.904	0	3.904	0	1.976	0	1.976	0	1.976	0	1.976	0	1.976	0	1.976	0	1.976	0	1.976	0	1.976	0	1.976
	Bipolo Nordeste B	0%	-	0%	-	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812

17.6 FICHA PET

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: LT 230 kV PERITORÓ - CAXIAS II, C1 (Nova)	UF: MA
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2029
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Final de vida útil, degradação e obsolescência de equipamentos

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

Desativação do Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 117 km	9.753,12
--	----------

Total de Investimentos Previstos:	9.753,12
--	-----------------

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – MARÇO DE 2023
- [2] EPE-DEE-RE-078/2023-rev0 – “ESTUDO DE ATENDIMENTO ÀS REGIÕES LESTE DO ESTADO DO MARANHÃO E CENTRO-NORTE PIAUIENSE”

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: LT 230 kV CAXIAS II - COELHO NETO, C1 (Ampliação/Adequação)	UF: MA
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2029
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Final de vida útil e desgaste de componentes

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

Reconstrução Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 25 km - Trecho de linha a partir da SE Caxias II	30.275,50
Desativação do Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 78 km - trecho de linha a partir da SE Coelho Neto, e reator de linha associado instalado na SE Coelho Neto	6.502,08
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4 // Coelho Neto	3.655,89
Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ // Coelho Neto	5.033,10

Total de Investimentos Previstos: **45.466,57**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [3] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – MARÇO DE 2023
- [4] EPE-DEE-RE-078/2023-rev0 – “ESTUDO DE ATENDIMENTO ÀS REGIÕES LESTE DO ESTADO DO MARANHÃO E CENTRO-NORTE PIAUIENSE”

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: MA
SE 230/69 kV CAXIAS II (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2029
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Controle de tensão

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

Compensador Estático 230 kV, 1 x (-50/+50) Mvar	63.977,92
1 CC (Conexão de Compensador) 230 kV, Arranjo BD4	9.048,16
MIM - 230 kV	1.087,86

Total de Investimentos Previstos: 74.113,94

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [5] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – MARÇO DE 2023
- [6] EPE-DEE-RE-078/2023-REV0 – “ESTUDO DE ATENDIMENTO ÀS REGIÕES LESTE DO ESTADO DO MARANHÃO E CENTRO-NORTE PIAUIENSE”

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: MA
LT 230 kV COELHO NETO - TERESINA I, C1 (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2029
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Final de vida útil, degradação e obsolescência de equipamentos

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

Desativação do Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 57 km - trecho de linha a partir da SE Teresina, e reator de linha associado instalado na SE Coelho Neto	4.432,32
--	----------

Total de Investimentos Previstos: **4.432,32**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – MARÇO DE 2023
- [2] EPE-DEE-RE-078/2023-rev0 – “ESTUDO DE ATENDIMENTO ÀS REGIÕES LESTE DO ESTADO DO MARANHÃO E CENTRO-NORTE PIAUIENSE”

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: MA
LT 230 kV CAXIAS II - TERESINA II, C1 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2029
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Atendimento ao mercado

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

1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Caxias II	9.909,37
MIG-A // Caxias II	2.901,56
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Teresina II	9.909,37
MIG-A // Teresina II	2.901,56
Circuito Simples 230 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 92 km	81.730,04
MIM - 230 kV // Caxias II	1.032,03
MIM - 230 kV // Teresina II	1.032,03

Total de Investimentos Previstos: 109.415,96

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – MARÇO DE 2023
- [2] EPE-DEE-RE-078/2023-rev0 – “ESTUDO DE ATENDIMENTO ÀS REGIÕES LESTE DO ESTADO DO MARANHÃO E CENTRO-NORTE PIAUIENSE”

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: LT 230 kV TERESINA - PIRIPIRI, C1 (Desativação)	UF: PI
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2029
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Atendimento à Região Centro-Norte Piauiense

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

Desativação do Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 155 km e reator de linha associado instalado na SE Piripiri	13.004,63
---	-----------

Total de Investimentos Previstos: **13.004,63**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – MARÇO DE 2023
- [2] EPE-DEE-RE-078/2023-REV0 – “ESTUDO DE ATENDIMENTO ÀS REGIÕES LESTE DO ESTADO DO MARANHÃO E CENTRO-NORTE PIAUIENSE”

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: PI
LT 230 kV TERESINA - TERESINA III, C1 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2029
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Atendimento à Região Centro-Norte Piauiense

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

Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 14 km	16.261,14
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Teresina	9.909,37
MIM - 230 kV // Teresina	1.032,03
MIG-A // Teresina	2.850,07
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Teresina III	9.909,37
MIM - 230 kV // Teresina III	1.032,03
MIG-A // Teresina III	2.850,07

Total de Investimentos Previstos: 43.844,08

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – MARÇO DE 2023
- [2] EPE-DEE-RE-078/2023-REV0 – “ESTUDO DE ATENDIMENTO ÀS REGIÕES LESTE DO ESTADO DO MARANHÃO E CENTRO-NORTE PIAUIENSE”

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: CE
SE 500/230 kV TIANGUÁ II (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2029
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Atendimento à Região Centro-Norte Piauiense

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

3° ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1Φ	46.834,77
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	13.647,33
1 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	14.216,00
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	8.969,30
MIM - 500 kV	3.830,88
MIM - 230 kV	1.032,03

Total de Investimentos Previstos: 88.530,31

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – MARÇO DE 2023
- [2] EPE-DEE-RE-078/2023-rev0 – “ESTUDO DE ATENDIMENTO ÀS REGIÕES LESTE DO ESTADO DO MARANHÃO E CENTRO-NORTE PIAUIENSE”

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORDESTE

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

Justificativa:

Controle de tensão

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

1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	2.212,80
1 CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4	9.651,72
MIM - 230 kV	1.087,86

Total de Investimentos Previstos: 12.952,38

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – MARÇO DE 2023
- [2] EPE-DEE-RE-078/2023-rev0 – “ESTUDO DE ATENDIMENTO ÀS REGIÕES LESTE DO ESTADO DO MARANHÃO E CENTRO-NORTE PIAUIENSE”

17.7 Nota Técnica EPE/DEA/SMA 012/2023



Empresa de Pesquisa Energética

NOTA TÉCNICA EPE/DEA/SMA 012/2023

Análise Socioambiental do Estudo de Atendimento à Região Leste do Maranhão e Centro-Norte Piauiense

(Relatório R1)



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MME/SPE

Ministério de Minas e Energia

Ministro
Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário Executivo
Efrain Pereira da Cruz

Secretário de Transição Energética e Planejamento
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira



1Empresa 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 Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Reinaldo da Cruz Garcia

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível
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
Brasília - DF - CEP: 70.065-900

Escritório Central

Praça Pio X, nº 54 - 5º Andar
Rio de Janeiro - RJ - CEP: 20090-003

NOTA TÉCNICA EPE/DEA/SMA

012/2023

**Análise Socioambiental
do Estudo de
Atendimento à Região
Leste do Maranhão e
Centro-Norte Piauiense**

(Relatório R1)

Coordenação Geral
Thiago Guilherme Ferreira Prado

Coordenação Executiva
Elisângela Medeiros de Almeida

Equipe Técnica
Katia Gisele Soares Matosinho
Luciana Álvares da Silva
Paula Cunha Coutinho de Andrade
Silvana Andreoli Espig

NT EPE/DEA/SMA 012/2023
13 de dezembro de 2023

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)

IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO E REVISÕES

<i>EXECUÇÃO</i>  Empresa de Pesquisa Energética		
<i>PROJETO</i> ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO		
<i>ÁREA DE ESTUDO</i> ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL		
<i>NOTA TÉCNICA</i> NT EPE-DEA-SMA 012/2023		
<i>PRODUTO</i> ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL DO ESTUDO DE ATENDIMENTO À REGIÃO LESTE DO MARANHÃO E CENTRO-NORTE PIAUIENSE		
<i>REVISÕES</i>	<i>DATA</i>	<i>DESCRIÇÃO SUCINTA</i>
Rev0	13/12/2023	Emissão Original

SUMÁRIO

SIGLÁRIO	6
1 INTRODUÇÃO	7
2 PROCEDIMENTOS	9
2.1 CORREDOR PARA LINHA DE TRANSMISSÃO	9
2.2 FAIXA DE SERVIDÃO PARA IMPLANTAÇÃO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO	10
2.3 BASE DE DADOS UTILIZADA	10
3 CARACTERIZAÇÃO SOCIOAMBIENTAL	12
3.1 LT 230 kV CAXIAS II - TERESINA II C1	12
3.2 LT 230 kV CAXIAS II - SECCIONAMENTO DA LT 230 kV CAXIAS II - TERESINA NA SE COELHO NETO (RECONSTRUÇÃO)	24
3.3 LT 230 kV TERESINA - TERESINA III	34
REFERÊNCIAS	44
APÊNDICE	48

SIGLÁRIO

Anac	Agência Nacional de Aviação Civil
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANM	Agência Nacional de Mineração
APA	Área de Proteção Ambiental
APP	Área de Preservação Permanente
Cecav	Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas
Chesf	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CNSA	Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos
CPRM	Serviço Geológico do Brasil
C1	1º circuito
C2	2º circuito
Eletrobras	Centrais Elétricas Brasileiras
Embrapa	Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
Funai	Fundação Nacional do Índio
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMBio	Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade
Iphan	Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional
Incra	Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária
Inpe	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
LT	Linha de Transmissão
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
OSM	Open Street Map
PA	Projeto de Assentamento Rural
R1	Viabilidade técnico-econômica e socioambiental
R3	Definição da diretriz de traçado e análise socioambiental para linhas de transmissão e subestações
R5	Estimativa de Custos Fundiários
SE	Subestação de Energia
SIG	Sistema de Informações Geográficas
SIGEL	Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico
SMA	Superintendência de Meio Ambiente
STE	Superintendência de Transmissão de Energia Elétrica
TQ	Terra Quilombola

1 INTRODUÇÃO

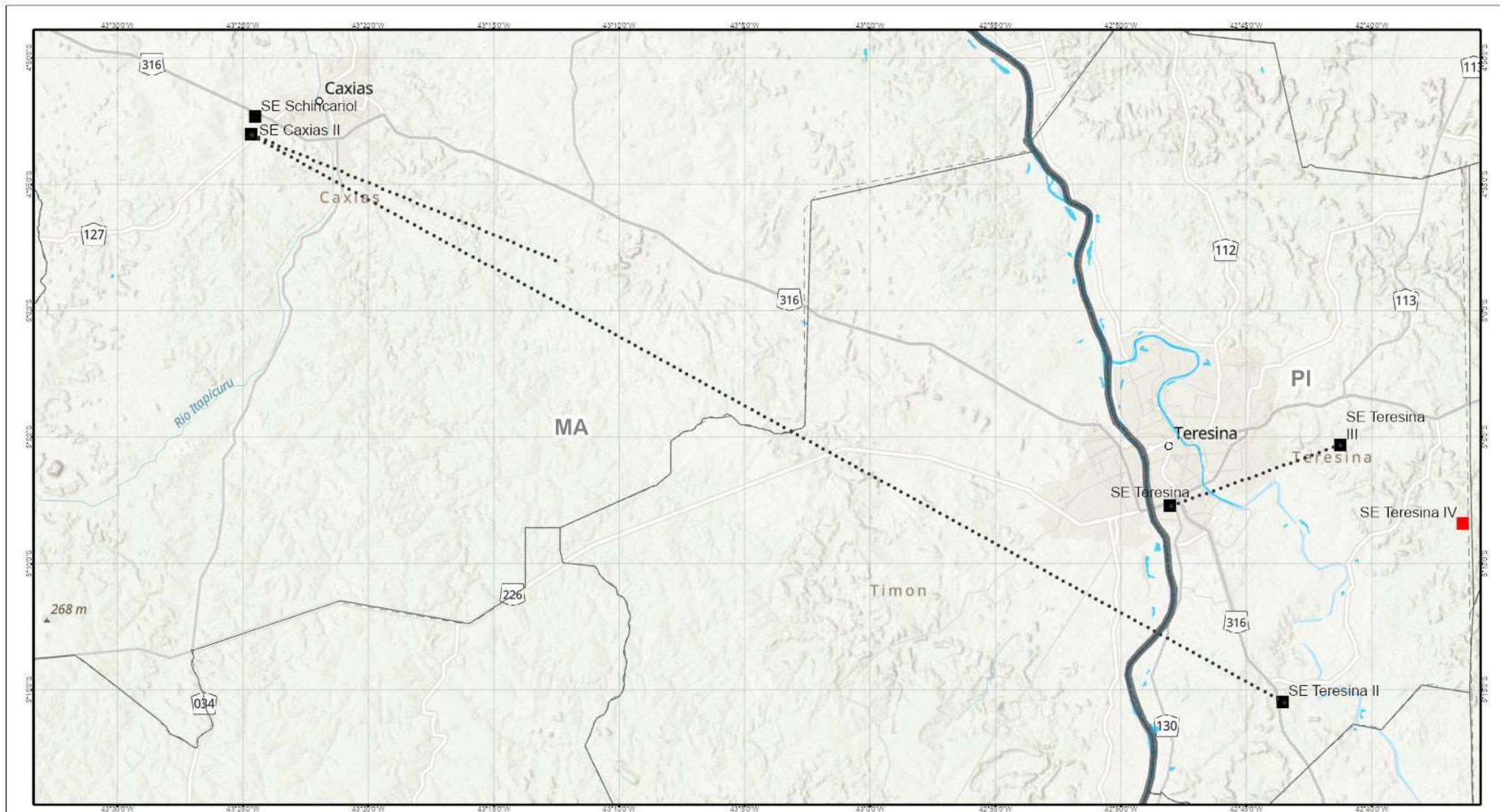
A presente nota técnica (NT) apresenta a análise socioambiental da solução de transmissão indicada nos estudos de planejamento realizados pela Superintendência de Transmissão de Energia (STE) da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para as regiões leste do Maranhão e Centro-Norte Piauiense, sendo parte integrante desse Relatório R1.

Tais estudos foram motivados pela degradação e obsolescência de componentes da Linha de Transmissão (LT) 230 kV Peritoró – Caxias II – Teresina, pelo fato do trecho de linha entre a SE Coelho Neto e a LT 230 kV Caxias II – Teresina C1 ter sido construído em postes de concreto e pela sobrecarga observada na LT 230 kV Teresina – Piripiri, que atualmente se configura como um gargalo para escoamento de geração na região. A solução estrutural de mínimo custo global recomenda a implantação de três LTs e a desativação de duas LTs, de forma a aumentar a confiabilidade e a qualidade do atendimento na região, eliminar sobrecargas e proporcionar aumento de margens de escoamento de geração na região.

A Tabela 1 e a Figura 1 a seguir apresentam os empreendimentos de rede básica planejados.

Tabela 1 – Linhas de Transmissão planejadas

Linha de Transmissão	Extensão aproximada (km)
LT 230 kV Caxias II – Teresina II	92
LT 230 kV SE Caxias II e o ponto de seccionamento da LT 230 kV Caxias II – Teresina na SE Coelho Neto (reconstrução)	25
LT 230 kV Teresina – Teresina III	14



ENQUADRAMENTO GEOGRÁFICO 	LEGENDA Subestação ■ Em operação ■ Planejada Esquemático das obras Limite estadual Limite Municipal Massa d'água 	REFERÊNCIAS CARTOGRÁFICAS Escala 1:750.000 SIRGAS 2000 FONTES UTILIZADAS - EPE, 2023a - IBGE, 2021	EXECUÇÃO Empresa de Pesquisa Energética Diretoria de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais Superintendência de Meio Ambiente	TÍTULO Mapa da Área de Estudo PROJETO Relatório R1: Estudo de Atendimento à Região Leste do Maranhão.	EMPREENDIMENTO Localização dos empreendimentos ELABORAÇÃO Silvana Andreoli Espig DATA 07/11/2023
-------------------------------------	--	--	--	--	--

Figura 1 – Localização esquemática dos empreendimentos planejados

2 PROCEDIMENTOS

No relatório R1, as análises socioambientais têm caráter preliminar e focam na região de ocorrência dos empreendimentos para a **definição de corredores de estudo para LTs** e de **áreas referenciais circulares para Subestações (SEs)**, utilizando dados secundários como base.

Por meio de **ferramentas de Sistema de Informações Geográficas (SIG)** e com o auxílio de **imagens de satélite** e **bases cartográficas** dos temas mais relevantes do ponto de vista socioambiental, foram avaliadas as regiões promissoras para o delineamento do corredor de estudo para a LT 230 kV Caxias II – Teresina II (planejada), considerando as premissas indicadas nos estudos elétricos.

Para a LT 230 kV SE Caxias II e o ponto de seccionamento da LT 230 kV Caxias II – Teresina na SE Coelho Neto, que passará por reconstrução, e para a LT 230 kV Teresina – Teresina III, a ser construída quase totalmente na faixa de servidão da LT 230 kV Teresina – Piripiri, a ser desativada, não foram delimitados corredores de estudo.

Destaca-se que após análise da equipe técnica da EPE, optou-se pela dispensa de elaboração de Relatórios R3 e R5 para os trechos de linha de transmissão a serem construídos em faixas de servidão de linhas a serem desmobilizadas. A dispensa do R3 se justifica, tendo em vista que poderá ser aproveitada a mesma faixa de servidão das linhas que serão desativadas, de forma a evitar e/ou reduzir novos impactos. Quanto aos relatórios R5, não são esperados custos fundiários¹, tendo em vista a implantação dos empreendimentos em faixa de servidão já estabelecida. Dessa forma recomenda-se a elaboração do R3 e do R5 apenas para a LT 230 kV Caxias II – Teresina II

2.1 Corredor para linha de transmissão

O corredor foi delineado a partir da metodologia de análise de convergência, no sentido de possibilitar alternativas factíveis e menos impactantes de traçado para a LT planejada. Tal corredor deverá ser estudado com maior nível de detalhamento durante a elaboração do relatório R3, visando a definição da diretriz da Linha de Transmissão.

¹ Para a LT Teresina – Teresina III será necessária a indenização de trecho da faixa de servidão nas proximidades da SE Teresina III, com aproximadamente 1,8 km de extensão (5,4 ha). Destaca-se que esse trecho se encontra na área rural do município de Teresina. O trecho da faixa de servidão atualmente ocupado pela LT 230 kV Teresina – Piripiri encontra-se sob titularidade da Chesf, com trechos de domínio pleno e trechos com servidões administrativas.

A Análise de Convergência baseia-se na análise individual de dois ou mais analistas que, de forma independente, elaboram suas proposições de traçado ou de localização de subestação. Posteriormente, as propostas locais e respectivos critérios de definição são confrontados e discutidos com vistas à redução de subjetividades, de modo a se convergir para resultados com maior ganho de efetividade na definição de traçados preliminares para comparação de alternativas elétricas, bem como para definição de corredores e áreas referenciais de subestações no âmbito do Relatório R1.

A caracterização socioambiental do corredor apresentada nesta nota técnica contempla mapas de temas relevantes, os aspectos determinantes para a sua delimitação e a localização das áreas de sensibilidade socioambiental e/ou restritivas para a implantação do empreendimento. Ao final, são apresentadas as recomendações para a definição do traçado da LT quando da elaboração do relatório R3.

2.2 Faixa de Servidão para implantação das linhas de transmissão

Tendo em vista que a alternativa selecionada recomendou a desmobilização do trecho da linha existente LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto C1 e a desativação da LT 230 kV Teresina – Piripiri C1, optou-se por não delimitar um corredor de estudo e, sim, utilizar a faixa de servidão existente para a construção dessas novas linhas, de forma a evitar e/ou reduzir novos impactos tais como interferência em área urbana, abertura de acessos e supressão de vegetação.

Dessa forma, a caracterização socioambiental das faixas de servidão apresentada nesta NT contempla mapas de temas relevantes, os aspectos determinantes e a localização das áreas de sensibilidade socioambiental e/ou restritivas para a implantação do empreendimento. Ao final, são apresentadas as recomendações para a etapa de implantação das LTs.

2.3 Base de dados utilizada

Para a elaboração da análise socioambiental foram consultadas e/ou utilizadas informações das seguintes bases de dados:

- Aeródromos Públicos e Privados (Anac, 2022)
- Base Cartográfica Integrada do Brasil ao Milionésimo Digital, incluindo hidrografia, divisão territorial, áreas militares e sistema viário (IBGE, 2009)
- Base Map (ESRI, 2023)

- Cadastro Ambiental Rural (Sicar, 2023)
- Cavidades Naturais Subterrâneas (ICMBio/Cecav/Canie, 2023)
- Declividade em Percentual do Relevo Brasileiro (CPRM, 2010)
- Curso d'água Detalhado (IBGE, 2017)
- Curso d'água (OSM, 2022a)
- Gasodutos (EPE, 2018)
- Ferrovias (OSM, 2022c)
- Identificação, mapeamento e quantificação das áreas urbanas do Brasil (Embrapa, 2017)
- Limites Municipais e Estaduais Brasileiros (IBGE, 2021)
- Linhas de transmissão e subestações existentes e planejadas (EPE, 2023)
- Mapa da Área de Aplicação da Lei da Mata Atlântica (IBGE, 2008)
- Mapa de divisão regional do Brasil em regiões Intermediárias e Imediatas (IBGE, 2017)
- Mapeamento do uso do solo do território brasileiro (MapBiomass, 2022)
- Massa d'água (OSM, 2022b)
- Potencialidade de Ocorrência de Cavernas no Brasil (Cecav, 2012)
- Processos Minerários (ANM, 2023)
- Projetos de Assentamento (Incra, 2023a)
- Rede Viária (OSM, 2022d)
- Relevo sombreado (Inpe, 2011)
- Sítios arqueológicos georreferenciados (Iphan, 2023a)
- Terras Indígenas (Funai, 2023)
- Terreno Sujeito à Inundação (IBGE, 2009)
- Territórios Quilombolas (Incra, 2023b)
- Unidades de Conservação Federais, Estaduais e Municipais (MMA, 2023; Eletrobras, 2019)
- Unidades de Geração Elétrica (Aneel/Sigel, 2023)

3 CARACTERIZAÇÃO SOCIOAMBIENTAL

Os subitens seguintes apresentam a caracterização socioambiental do corredor e da região das faixas de servidão indicadas para as linhas de transmissão planejadas.

Conforme informações obtidas nos Formulários de Consultas sobre a Viabilidade de Expansões da Subestação, item 17.4 (Obras Propostas) do Relatório R1 EPE-DEE-RE078/2023-rev0, a Arteon Z2 Energia S.A. informou que não haverá necessidade de aquisição de área para ampliação da SE Caxias II para implantação das novas instalações, além do terreno que já integra a subestação. Em relação às subestações Teresina, Teresina II e Teresina III, a Chesf informou que não haverá necessidade de aquisição de área para ampliações e/ou saídas de linhas de transmissão.

3.1 LT 230 kV Caxias II – Teresina II C1

A ligação entre a SE Caxias II (em operação) e a SE Teresina II (em operação) está prevista para ser realizada em um circuito simples de 230 kV. Trata-se de uma obra de caráter determinativo, com data de necessidade para o ano de 2029.

Caracterização do corredor selecionado

O corredor proposto para a LT 230 kV Caxias II – Teresina II C1 foi elaborado com **10 km de largura** e seu eixo possui aproximadamente **92 km de extensão**, com faixa de servidão referencial de **32 m**. Caso o traçado da diretriz seja indicado fora do corredor, deverá constar no Relatório R3 justificativa fundamentada para tal.

Os principais norteadores para o delineamento do corredor foram possibilitar desvio da **TQ Usina Velha**, em Caxias, seguir em **paralelo com linhas existentes e proximidade com rodovias e acessos**.

A partir da SE Caxias II, o corredor segue no sentido sudeste rumo à SE Teresina II. No trecho inicial, há possibilidades no corredor para evitar interferências tanto na área urbana de Caxias quanto na TQ Usina Velha.

Conforme consulta referente à SE Caxias II, a nova LT deverá entrar no *bay* ao lado do “interligador” a leste da saída para Coelho Neto. Nessa consulta, foi informado que poderá haver cruzamentos e/ou adequações nas linhas existentes na região da subestação, tais como no setor 230kV (LT 230 kV Coelho Neto - Caxias II e LT 230 kV Peritoró - Caxias II). Deverão ser observadas, também, as saídas de linhas de distribuição

da Equatorial Maranhão, que fazem uma espécie de “L” em volta da SE Caxias II, percorrendo parte de seu perímetro.

Em relação à SE Teresina II, a conexão da linha com origem na SE Caxias II se dará à nordeste da subestação em função da impossibilidade de expansão do setor 230 kV no sentido oeste.

Infraestrutura e localização

O corredor da LT 230 kV Caxias II – Teresina II C1 está inserido entre os estados do Maranhão e Piauí, atravessando três municípios, sendo dois da região intermediária de Caxias e um de Teresina, conforme se observa na Tabela 2 e

Figura 2. As áreas urbanas englobadas pelo corredor são partes da cidade de Caxias e da porção sul de Teresina.

Tabela 2 – Municípios atravessados pelo corredor da LT 230 kV Caxias II – Teresina II C1

UF	Região Geográfica		Município
	Intermediária	Imediata	
MA	Caxias	Caxias	Caxias
		Timon	Timon
PI	Teresina	Teresina	Teresina

A SE Caxias II está localizada na área rural de Caxias, ao lado da rodovia MA-127. A SE Teresina II está localizada na área rural de Teresina, ao lado das rodovias BR-343/BR-316. As coordenadas das subestações do corredor são apresentadas na Tabela 3 a seguir.

Tabela 3 – Coordenadas das subestações do corredor da LT 230 kV Caxias II – Teresina II C1

Subestação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Caxias II	Existente	4°53'0.77"S	43°24'40.54"O	Caxias	MA
Teresina II	Existente	5°15'28.57"S	42°43'33.64"O	Teresina	PI

A região possui **bom apoio viário**, com presença de rodovias federais (BR-226, BR-316 e BR-316/BR-343) e estaduais (MA-034, MA-040, MA-127, PI-130, dentre outras) e por estradas vicinais e vias secundárias, que podem favorecer o acesso durante o processo construtivo da linha planejada.

O corredor abrange **15 LTs** ao longo de sua extensão, existentes e planejadas, de diferentes tensões (Tabela 4 *Tabela 4*). Destaca-se a presença de várias linhas na SE Teresina II, o que requererá atenção especial na etapa do Relatório R3, em função do espaço restrito na área, com possíveis cruzamentos com as linhas existentes.

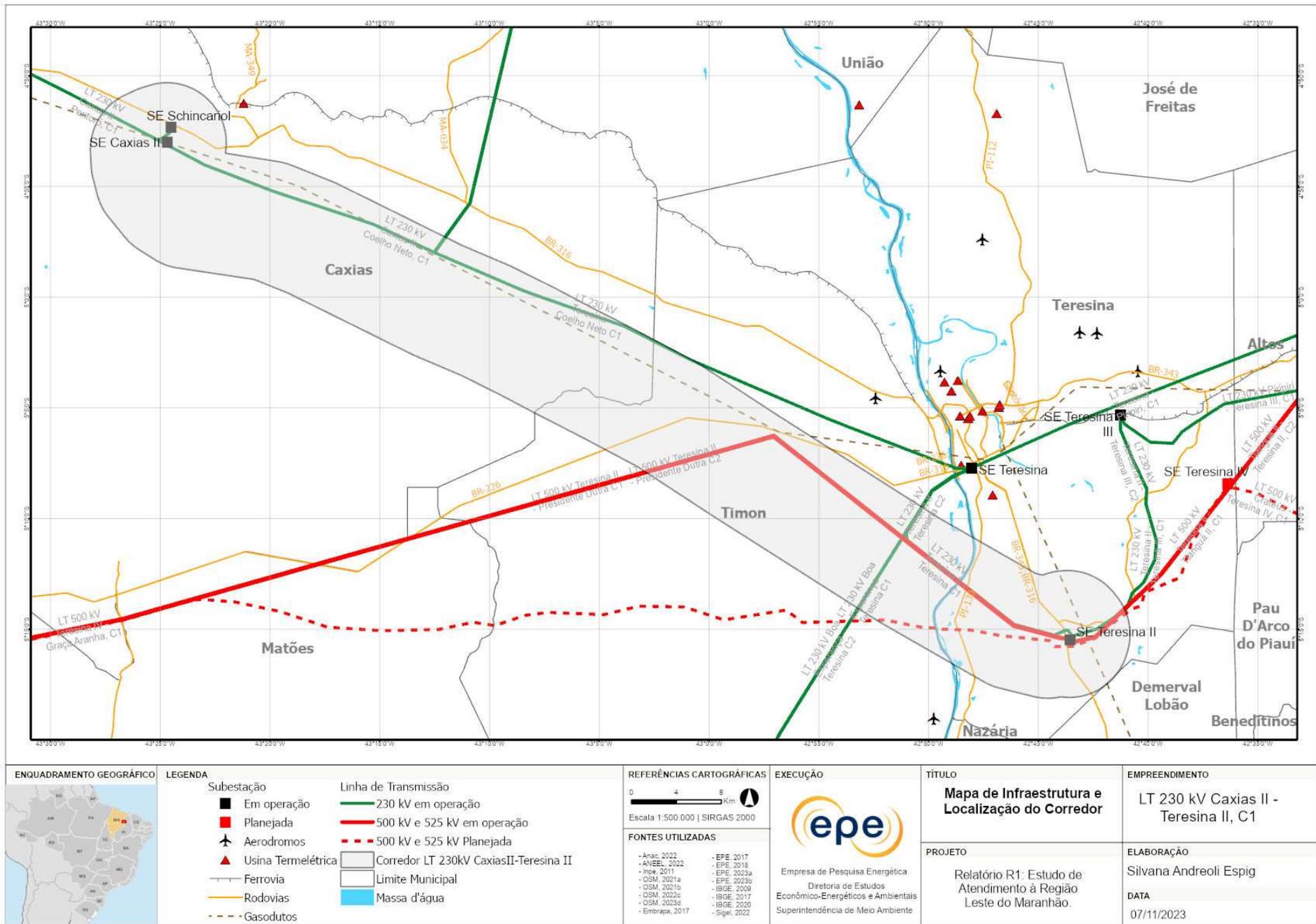


Figura 2 – Infraestrutura e localização do corredor da LT 230 kV Caxias II – Teresina II

Tabela 4 – Linhas de transmissão no corredor da LT 230 kV Caxias II – Teresina II C1

Status	Nome
Em operação	LT 230 kV Boa Esperança - Teresina C1
	LT 230 kV Boa Esperança - Teresina C2
	LT 230 kV Caxias II - Coelho Neto C1
	LT 230 kV Caxias II - Peritoró C1
	LT 230 kV Teresina - Coelho Neto C1
	LT 230 kV Teresina II - Teresina C1
	LT 230 kV Teresina II - Teresina C2
	LT 230 kV Teresina II - Teresina III C1
	LT 230 kV Teresina II - Teresina III C2
	Ramal LT 230 kV Coelho Neto - Peritoró C1 - SE Schincariol C1
	LT 500 kV Teresina II - Presidente Dutra C1
	LT 500 kV Teresina II - Presidente Dutra C2
	LT 500 kV Teresina II - Tianguá II C1
	LT 500 kV Tianguá II - Teresina II C2
Planejada	LT 500 kV Teresina IV - Graça Aranha C1

De acordo com a base de dados consultada não há ferrovias, aeródromos ou empreendimentos de geração no interior do corredor. No entanto, o corredor engloba parte do gasoduto planejado Meio-Norte (Ramais Caucaia – Miranda do Norte e Miranda do Norte – São Luís) (EPE, 2018).

Vegetação e uso do solo

O corredor da LT 230 kV Caxias II – Teresina II está inserido no Bioma Cerrado, atravessando importantes áreas com presença de formações florestais e savânicas.

No trecho inicial, em Caxias, o corredor atravessa área com incidência de formação florestal, com ocorrência de palmeira babaçu. Na sequência, ainda no município de Caxias, predominam formações savânicas entremeadas a ocupações esparsas ao longo de estradas rurais (Figura 3).

No município de Timon, predomina no corredor a formação savânica, sendo que a formação florestal se restringe às matas de galeria e aos trechos mais elevados do relevo. Tendo sua sede municipal conurbada com Teresina, a área do município de Timon dentro do corredor apresenta ocupações esparsas na zona rural, ao longo de estradas vicinais. Já aproximando-se da sede municipal, há ocupação periurbana dispersa ao longo do corredor (Figura 4).

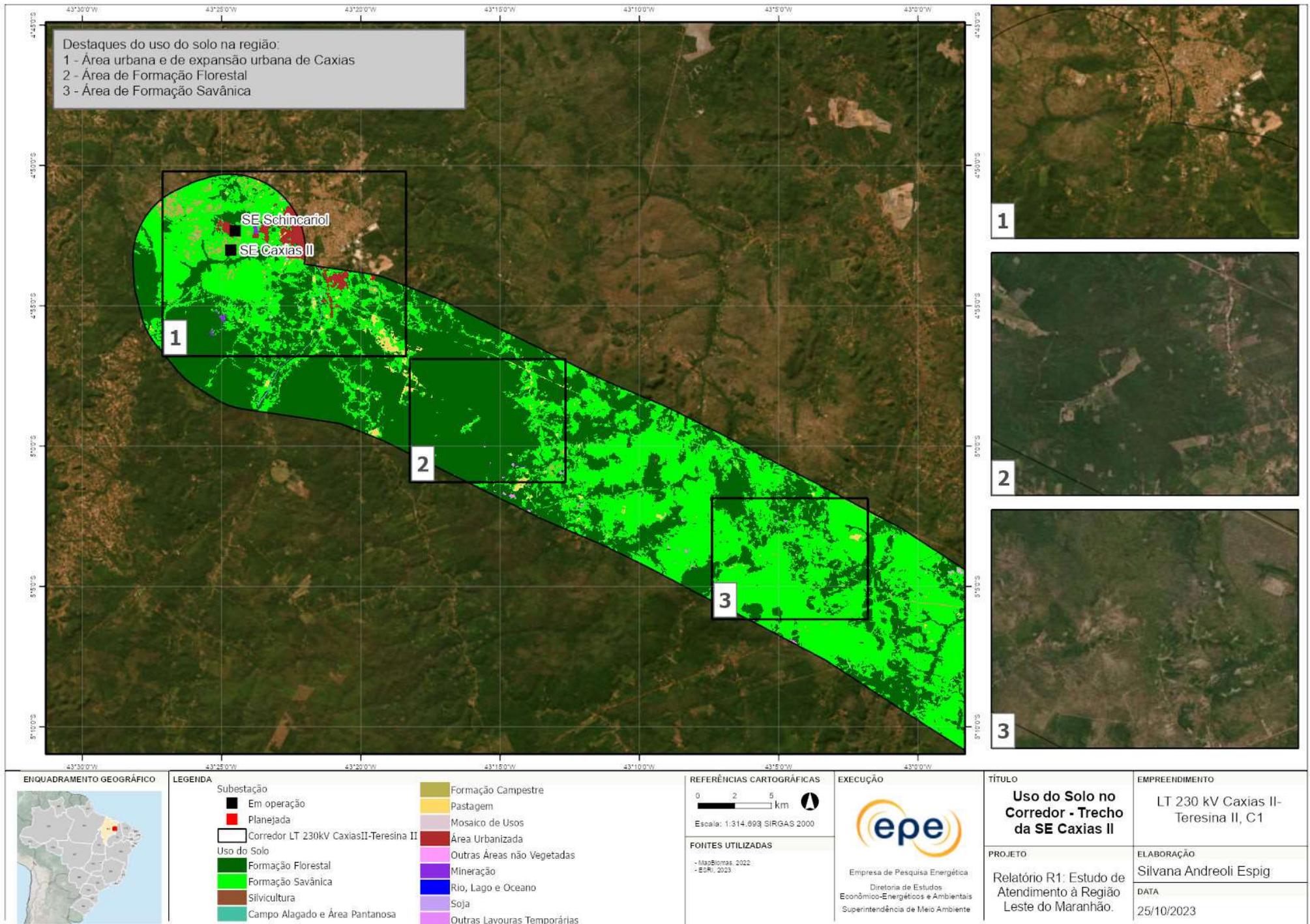


Figura 3 – Uso do solo no trecho noroeste do corredor da LT 230 kV Caxias II – Teresina II C1

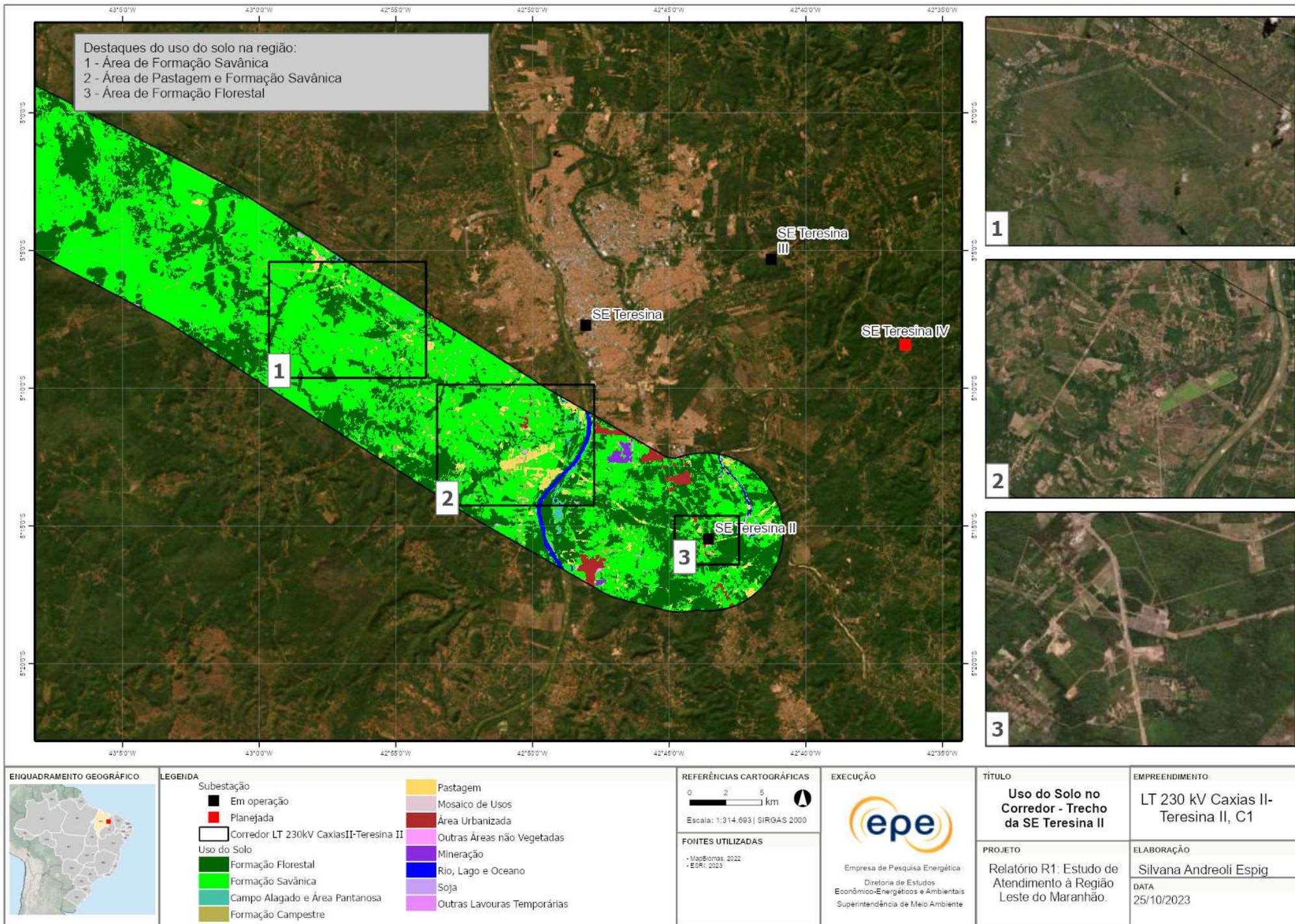


Figura 4 – Uso do solo no trecho sudeste do corredor da LT 230 kV Caxias II – Teresina II C1

Em Teresina, não obstante o corredor se encontrar em área com tendência à expansão urbana, atravessada pelas rodovias PI-130 e BR-316, ainda há fragmentos florestais, que predominam nessa área, e estão presentes inclusive no entorno da SE Teresina II. No trecho em Teresina mesclam-se, além de áreas de floresta, propriedades rurais, ocupações periurbanas esparsas e algumas áreas de exploração mineral. O trecho do corredor nesse município insere-se na área da Lei da Mata Atlântica (Lei nº 11.428/06 e Decreto nº 6.660/08), com presença da Floresta Estacional Decidual.

Destaca-se a ocorrência de palmeira babaçu ao longo do corredor, espécie protegida cuja supressão é regulada por lei tanto no Maranhão (Lei nº 4.734/86) quanto no Piauí (Lei nº 7.888/22).

Meio físico

As unidades de relevo predominantes ao longo do corredor correspondem aos domínios de Colinas Amplas e Suaves e de Superfícies Aplainadas Degradadas, associadas a declividades variando, principalmente de plano (0 a 3%) a suave ondulado (3 a 8%). Tais unidades não representam maiores dificuldades para a construção da linha e viabilização de acessos (Figura 5).

Os principais cursos d'água presentes na região do corredor são o rio Itapecuru, em Caixas; Parnaíba, entre Timon e Teresina; e Poti, em Teresina. A SE Caxias II, onde se inicia o corredor, está inserida na APA Municipal do Inhamum, onde se encontram diversos olhos d'água que formam lagoas, brejos e córregos. Destaca-se, também, a travessia do rio Parnaíba e respectiva planície aluvionar, o que pode demandar a implantação de torres especiais.

Processos minerários

De acordo com a ANM (2023), foram identificados 116 polígonos de processos minerários no corredor, sendo 29 no trecho do Maranhão e o restante no Piauí. A maioria dos processos minerários está localizada na divisa do Maranhão com o Piauí, principalmente nas proximidades do rio Parnaíba. As principais substâncias são a areia, a argila e o cascalho, para uso predominante na área de construção civil (Figura 6).

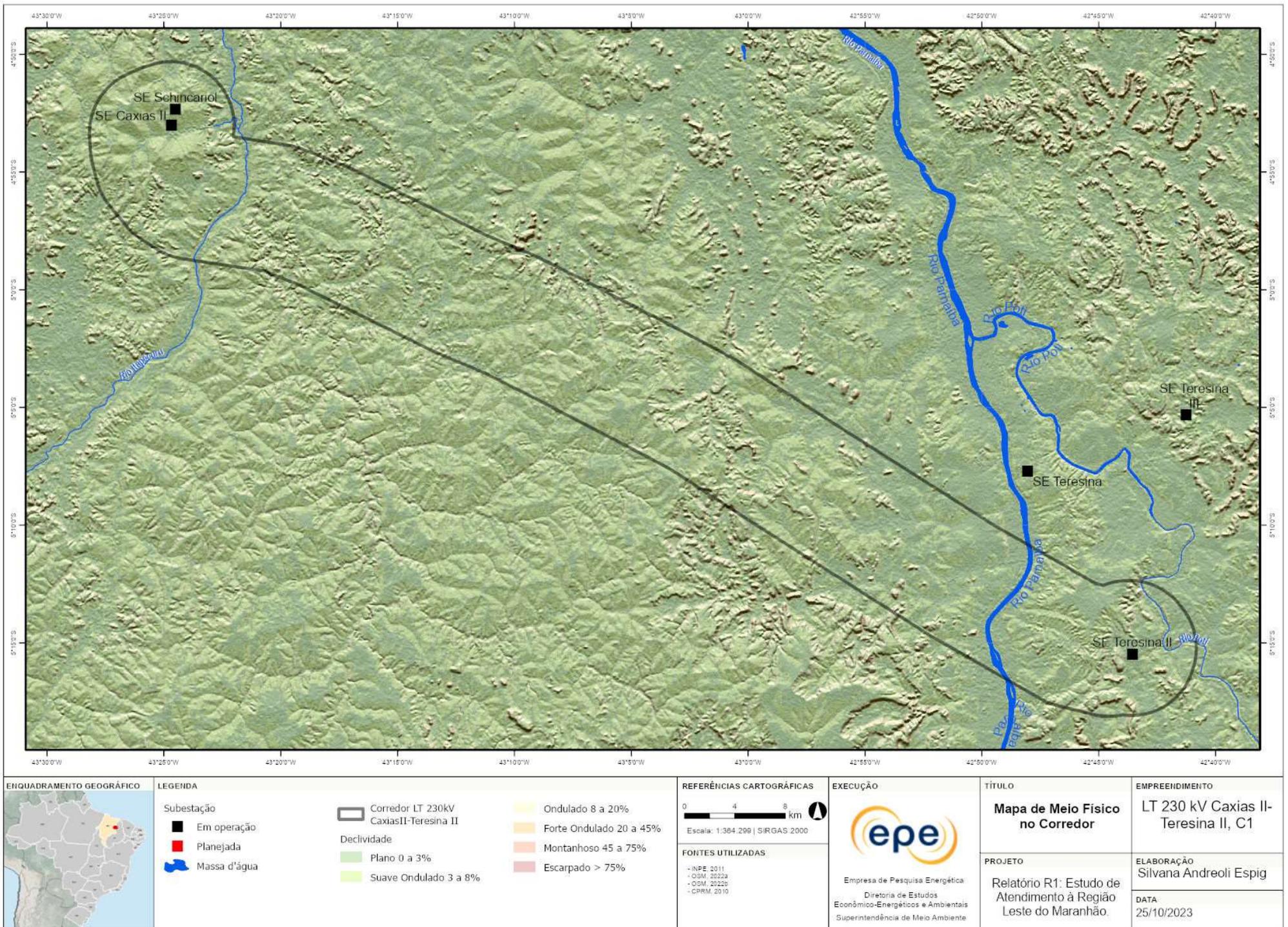


Figura 5 – Meio físico no corredor da LT 230 kV Caxias II – Teresina II C1

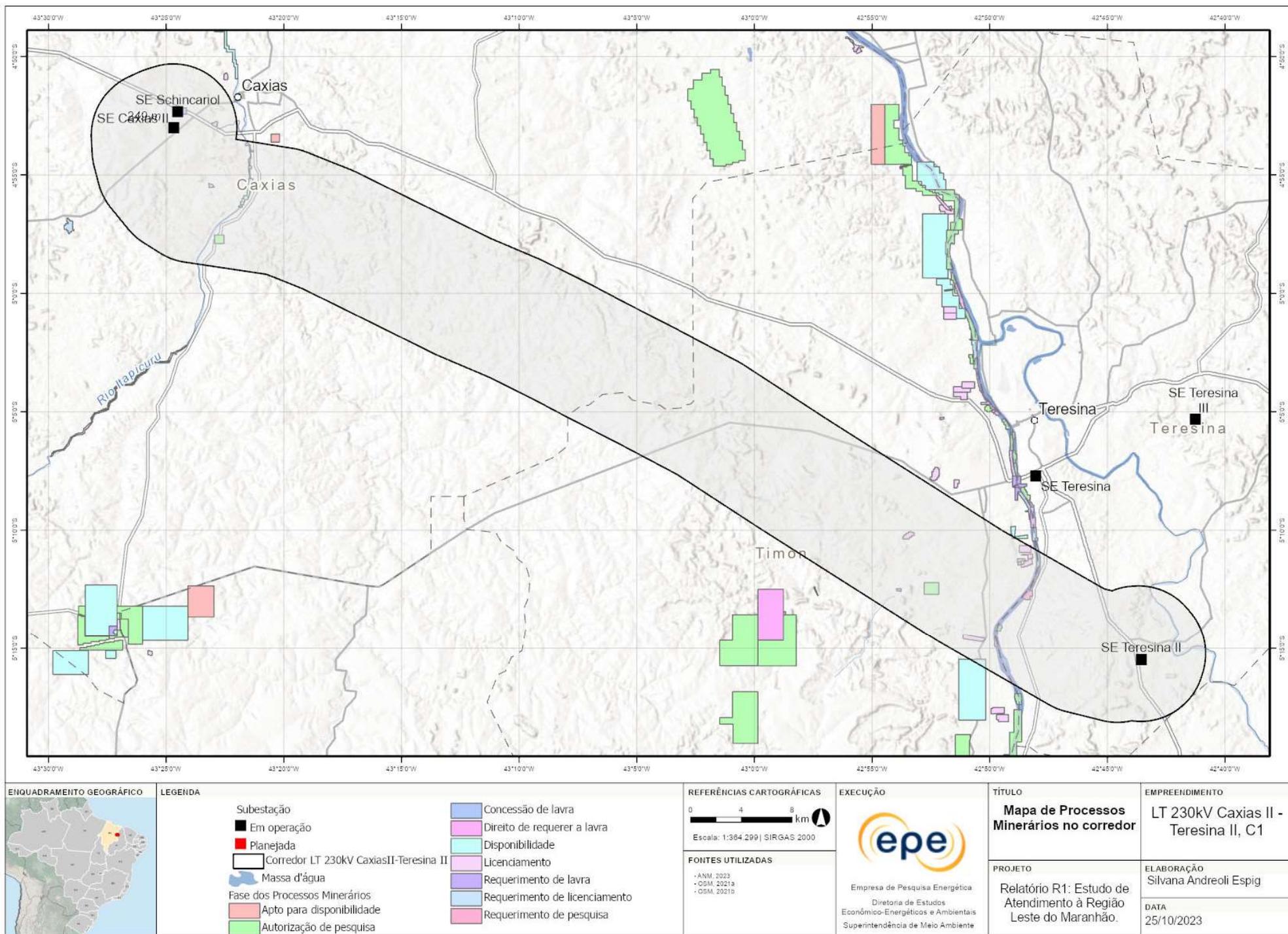


Figura 6 – Processos minerários no corredor da LT 230 kV Caxias II – Teresina II C1

Áreas protegidas e com restrições legais

De acordo com a base de dados consultada, não há registro de terras indígenas ou cavernas no interior do corredor (Figura 7).

Destaca-se que a SE Caxias II, onde se inicia o corredor, está inserida na **APA Municipal do Inhamum**, criada pela Lei 1.461/2001. Nela se encontram diversos olhos d'água que formam lagoas, brejos e córregos.

Também nesse trecho inicial, no município de Caxias, o corredor engloba a **Terra Quilombola Usina Velha**, a qual é atravessada pela LT 230 kV Caxias II - Coelho Neto C1, por cerca de 1,5 km.

O corredor engloba **quatro assentamentos rurais**, sendo um no município de Caxias e três em Teresina.

Segundo a base de dados de sítios arqueológicos georreferenciados (Iphan, 2023a) foram identificados **sete sítios arqueológicos** no corredor, a maioria ao longo das LTs 500 kV Teresina II - Presidente Dutra C1 e C2 e LTs 230 kV Teresina II - Teresina C1 e C2, no município de Teresina. Em consulta ao portal Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos (CNSA), há registro de outros sítios arqueológicos em Teresina (Iphan, 2023b). Como esse sistema de busca não possui representação cartográfica, tais sítios eventualmente podem também estar situados na área do corredor.

Em relação à potencialidade de ocorrência de cavernas (Cecav, 2012), predominam no corredor áreas classificadas com potencial médio para a ocorrência de cavidades subterrâneas.

O corredor atravessa o polígono de Floresta Estacional Decidual compreendido pela Lei da Mata Atlântica - Lei nº 11.428/06, regulamentada pelo Decreto nº 6.660/08, que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa do bioma Mata Atlântica. A referida lei estabelece que novos empreendimentos que impliquem corte ou supressão de vegetação do bioma Mata Atlântica deverão ser implantados, preferencialmente, em áreas já substancialmente alteradas ou degradadas.

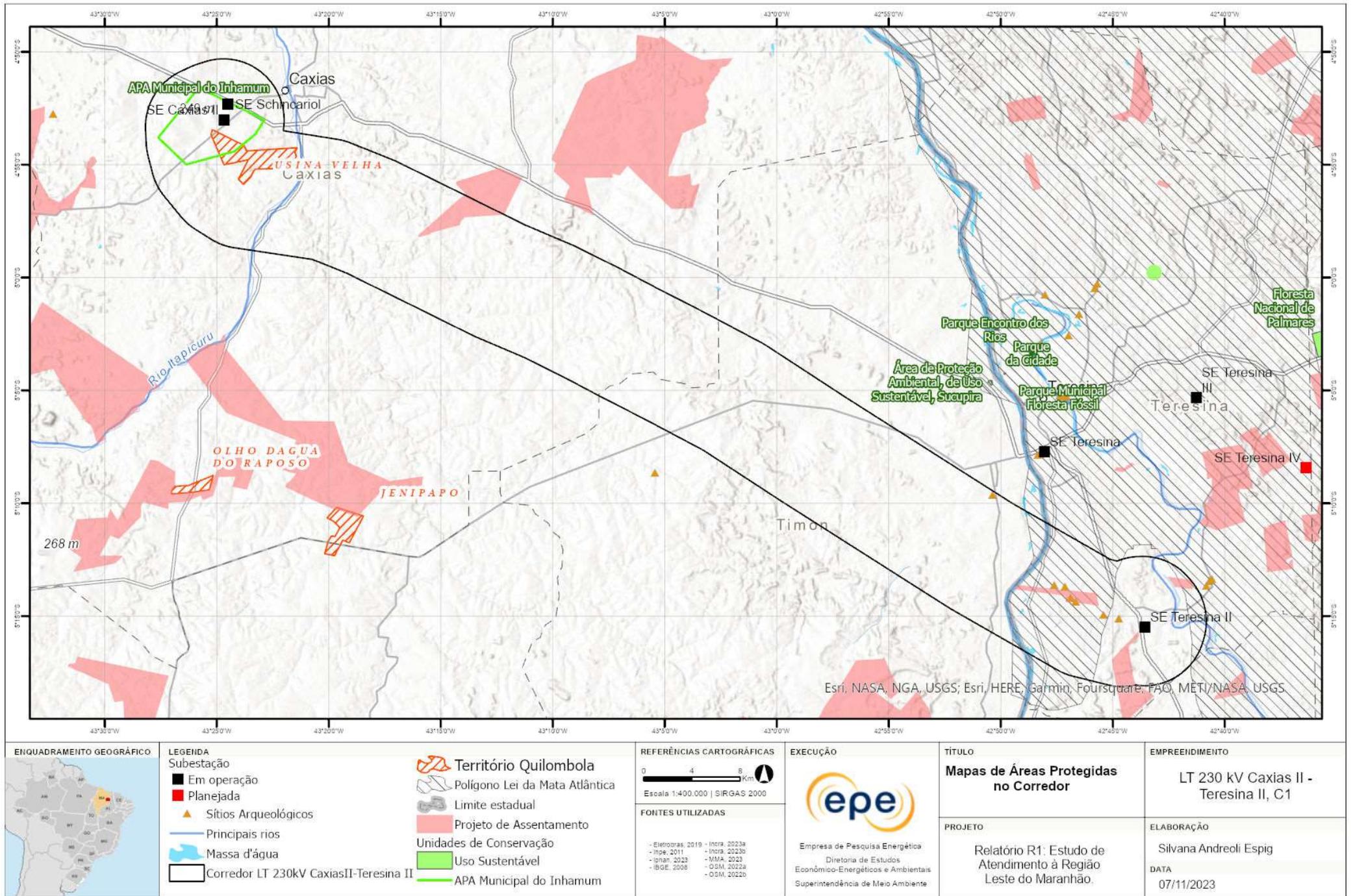


Figura 7 – Áreas protegidas e com restrições legais no corredor da LT 230 kV Caxias II – Teresina II

Recomendações para o Relatório R3

Deverão ser estudadas criteriosamente, durante a elaboração do Relatório R3 deste empreendimento, 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:

- Considerar os arranjos da SE Caxias II e da SE Teresina II de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.
- Avaliar a possibilidade de o traçado seguir em paralelo às linhas de transmissão existentes, de forma a aproveitar os acessos, minimizando a supressão de vegetação na fase de construção.
- Atentar para a chegada à SE Teresina II, devido ao espaço restrito em função das linhas existentes nessa subestação.
- Evitar e/ou minimizar possíveis interferências nas áreas urbanas de Caxias, Timon e Teresina.
- Minimizar possíveis interferências na APA Municipal do Inhamum.
- Evitar interferência na Terra Quilombola Usina Velha.
- Evitar e/ou minimizar possíveis interferências nos assentamentos rurais presentes no corredor.
- Evitar interferência com os sítios arqueológicos situados no corredor.
- Atentar para a travessia de áreas classificadas com potencial médio para a ocorrência de cavidades subterrâneas.
- Desviar, na medida do possível, dos remanescentes de vegetação nativa sobrepostos pelo corredor e evitar interferência com as Áreas de Preservação Permanente, priorizando-se áreas já antropizadas, observando o disposto na Lei da Mata Atlântica (Lei nº 11.428/06 e Decreto nº 6.660/08).
- Evitar incidência sobre áreas que demandem supressão de babaçuais, levando-se em consideração que a supressão é regulada por lei, tanto no estado do Maranhão (Lei nº 4.734/86) quanto no Piauí (Lei nº 7.888/22).

- Fazer um levantamento atualizado da legislação acerca da supressão de Babaçu, indicando possíveis restrições e/ou condicionantes para passagem da LT.
- Estudar criteriosamente a travessia do rio Parnaíba e respectiva planície aluvionar, no sentido de verificar se haverá necessidade de implantação de torres especiais.
- Evitar e/ou minimizar sobreposição com os processos minerários abrangidos pelo corredor, desviando daqueles que se encontram em estágios mais avançados.
- Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.
- Considerar a localização das Linhas de Transmissão existentes e planejadas, minimizando o número de cruzamentos e priorizando o paralelismo, quando possível.

3.2 LT 230 kV Caxias II – seccionamento da LT 230 kV Caxias II – Teresina na SE Coelho Neto (reconstrução)

A ligação entre a SE Caxias II (em operação) e o ponto de seccionamento da LT 230 kV Caxias II – Teresina na SE Coelho Neto está prevista para ser realizada em um circuito simples de 230 kV. Trata-se de uma obra de caráter determinativo, com data de necessidade para o ano de 2029.

Caracterização da faixa de servidão

Conforme mencionado no item 2.2, por se tratar de desmobilização do trecho da linha existente LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto C1, não foi delimitado um corredor de estudo e, sim, aproveitada a mesma faixa de servidão dessa linha que será desativada, de forma a evitar e/ou reduzir novos impactos.

A faixa de servidão da LT 230 kV Caxias II – seccionamento da LT 230 kV Caxias II – Teresina na SE Coelho Neto (reconstrução) possui cerca de **35 m de largura** e aproximadamente **25 km de extensão**.

Segundo imagens disponíveis no Google Earth Pro, verificou-se possíveis invasões na faixa de servidão existente da LT 230 kV Caxias II - Coelho Neto C1, no trecho que será reconstruído, entre as ruas das Casinhas e Piçarreira (Figura 8).



(Fonte: imagem Google Earth Pro, 05/2023)

Figura 8 – Possíveis invasões da faixa de servidão existente

De forma a preservar a faixa de servidão existente, recomenda-se que a desmobilização do trecho da linha existente LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto C1 seja feita concomitantemente com a reconstrução desse trecho. Dessa forma, a faixa de servidão seria preservada, evitando-se novas invasões.

Infraestrutura e localização

A LT 230 kV Caxias II – seccionamento da LT 230 kV Caxias II – Teresina na SE Coelho Neto (reconstrução) está inserida integralmente no município de Caxias – Maranhão, atravessando cerca de 1,30 km da área urbana desse município (Figura 9).

A SE Caxias II e o ponto de seccionamento estão localizados na área rural de Caxias. As coordenadas são apresentadas na Tabela 5 a seguir.

Tabela 5 – Coordenadas da SE Caxias II e do ponto de seccionamento da LT 230 kV Caxias II – Teresina na SE Coelho Neto

Subestação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Caxias II	Existente	4°53'0.77"S	43°24'40.54"O	Caxias	MA
Ponto de seccionamento	Existente	4°57'59.04"S	43°12'30.91"O	Caxias	MA

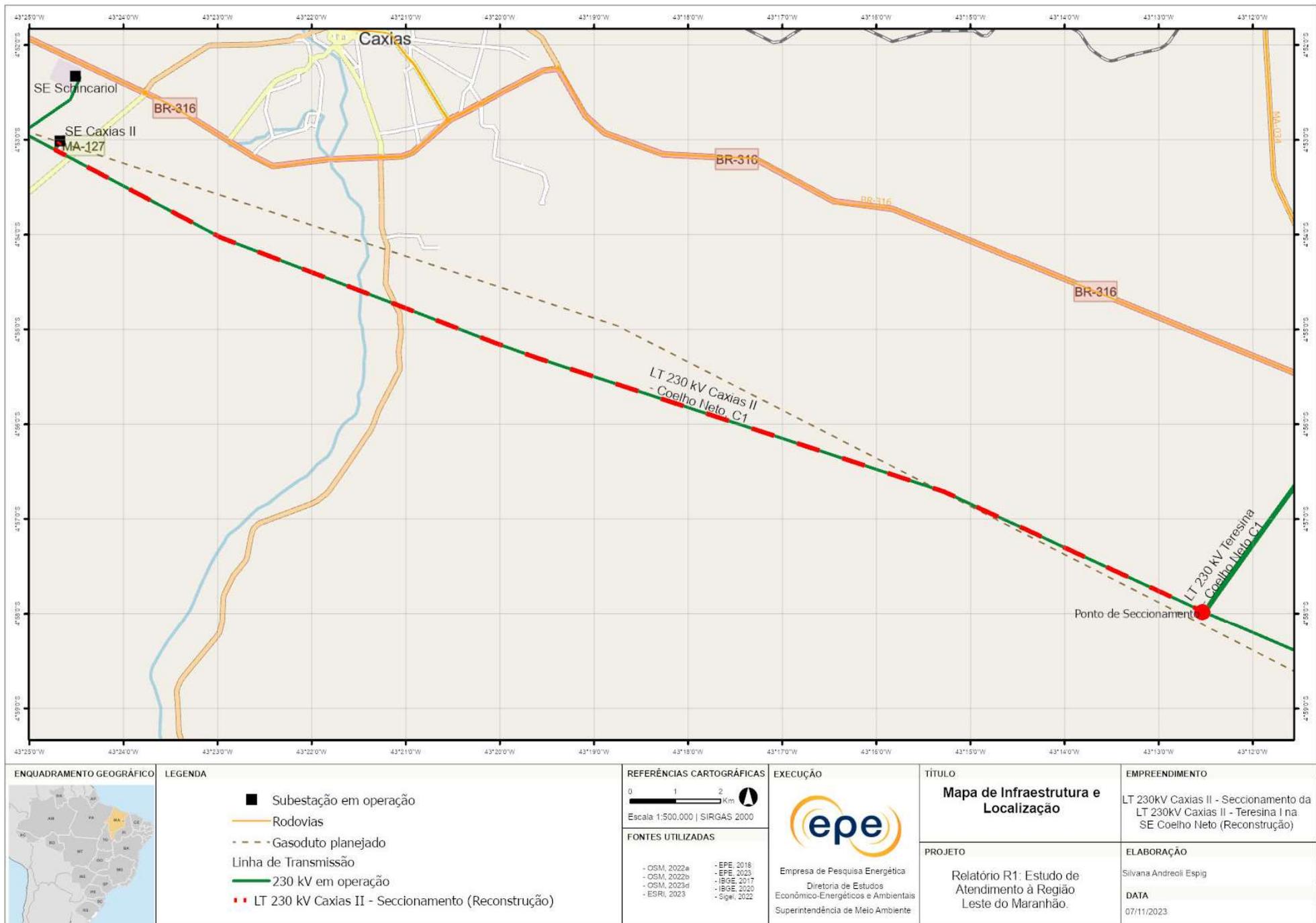


Figura 9 – Infraestrutura e localização na faixa de servidão da LT 230 kV Caxias II - Seccionamento da LT Caxias II – Teresina na SE Coelho Neto

A região possui **bom apoio viário**, com presença da rodovia federal (BR-316) e estaduais (MA-034 e MA-127) e por estradas vicinais e vias secundárias, que podem favorecer o acesso durante o processo de reconstrução da linha planejada.

De acordo com a base de dados consultada, não há registro de LTs, ferrovias, aeródromos ou empreendimentos de geração ao longo de sua extensão. No entanto, a faixa de servidão cruza o gasoduto planejado Meio-Norte (Ramais Caucaia – Miranda do Norte e Miranda do Norte – São Luís) (EPE, 2018).

Vegetação e uso do solo

A LT 230 kV Caxias II – seccionamento da LT 230 kV Caxias II – Teresina na SE Coelho Neto está inserida no Bioma Cerrado. No entorno da faixa de servidão dessa LT predomina a formação florestal, com ocorrência de áreas de palmeira babaçu, espécie cuja supressão é regulada por lei no Maranhão (Lei nº 4.734/86). Destacam-se, também, áreas com formações savânicas e campestres entremeadas a ocupações, principalmente nas proximidades da área urbana de Caxias (Figura 10).



Figura 10 – Uso do solo na faixa de servidão da LT 230 kV Caxias II - Seccionamento da LT Caxias II – Teresina na SE Coelho Neto

Meio físico

As unidades de relevo predominantes ao longo da faixa de servidão correspondem aos domínios de Colinas Amplas e Suaves e de Tabuleiros Dissecados, associadas a declividades variando, principalmente de plano (0 a 3%) a suave ondulado (3 a 8%). Tais unidades não representam maiores dificuldades para a reconstrução da linha e viabilização de acessos (Figura 11).

A LT 230 kV Caxias II – seccionamento da LT 230 kV Caxias II – Teresina na SE Coelho Neto atravessa o rio Itapecuru e o igarapé Inhamum. Tais travessias não demandam a implantação de torres especiais.

Processos minerários

De acordo com a ANM (2023), foi identificada a travessia de somente um polígono de processo minerário, em fase de licenciamento, para extração de areia ao longo do rio Itapecuru (Figura 11).

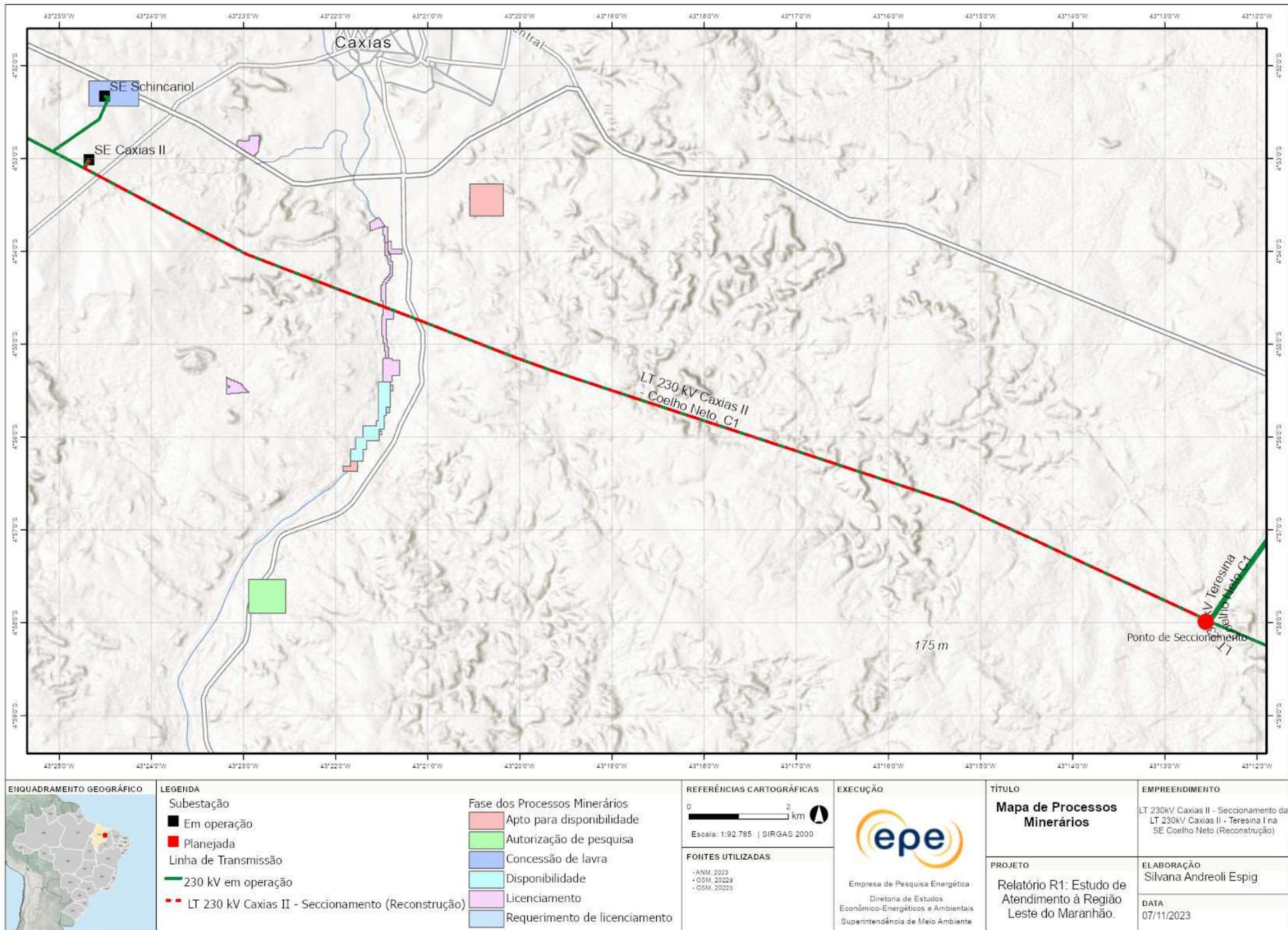


Figura 11 – Meio físico e processos minerários na faixa de servidão da LT 230 kV Caxias II - Seccionamento da LT Caxias II – Teresina na SE Coelho Neto

Áreas protegidas e com restrições legais

De acordo com a base de dados consultada, não há registro de terras indígenas, sítios arqueológicos ou cavernas ao longo da faixa de servidão existente (Figura 12).

Destaca-se que a LT 230 kV Caxias II – seccionamento da LT 230 kV Caxias II – Teresina na SE Coelho Neto atravessa a **APA Municipal do Inhamum**, criada pela Lei 1.461/2001, por cerca de 3 km (Figura 13). Nela se encontram diversos olhos d'água que formam lagoas, brejos e córregos. Essa LT atravessa, também, o **PA São Manoel** por aproximadamente 1,6 km antes de chegar ao ponto de seccionamento que segue para a SE Coelho Neto.

No município de Caxias, a LT 230 kV Caxias II – seccionamento da LT 230 kV Caxias II – Teresina na SE Coelho Neto atravessa a **TQ Usina Velha**, por cerca de 1,5 km (Figura 14). No entanto, segundo informações disponíveis no Iterm (2006), essa TQ foi titulada em 2006, enquanto a LT foi implantada em 1970. Tal fato não exige a consulta prévia na etapa de reconstrução da linha, conforme previsto na Portaria Interministerial nº 60, de 24 de março de 2015, relativa à análise de estudos e manifestações sobre medidas de mitigação e controle de impactos socioambientais decorrentes de empreendimentos e atividades na abrangência de territórios quilombolas.

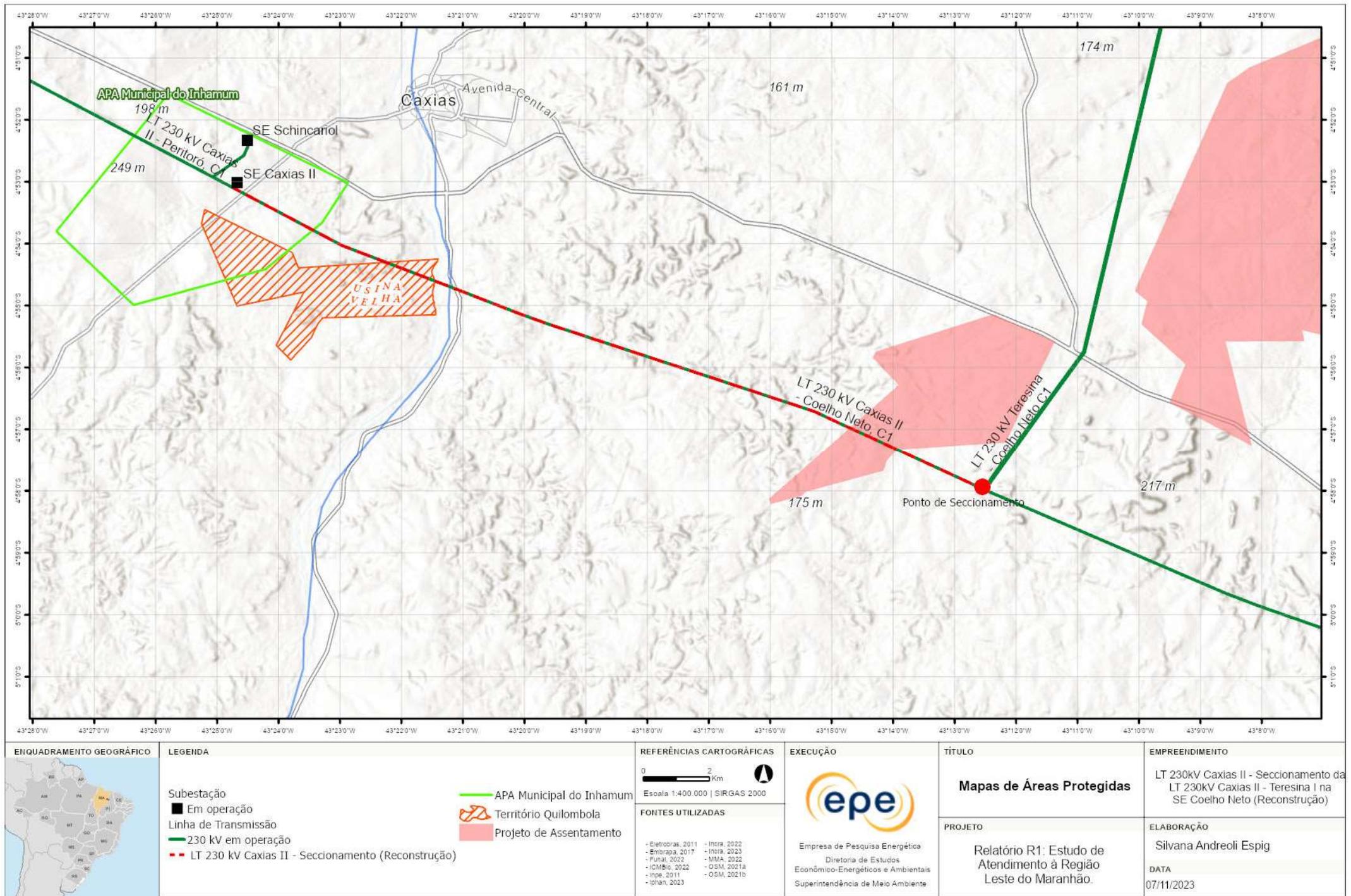
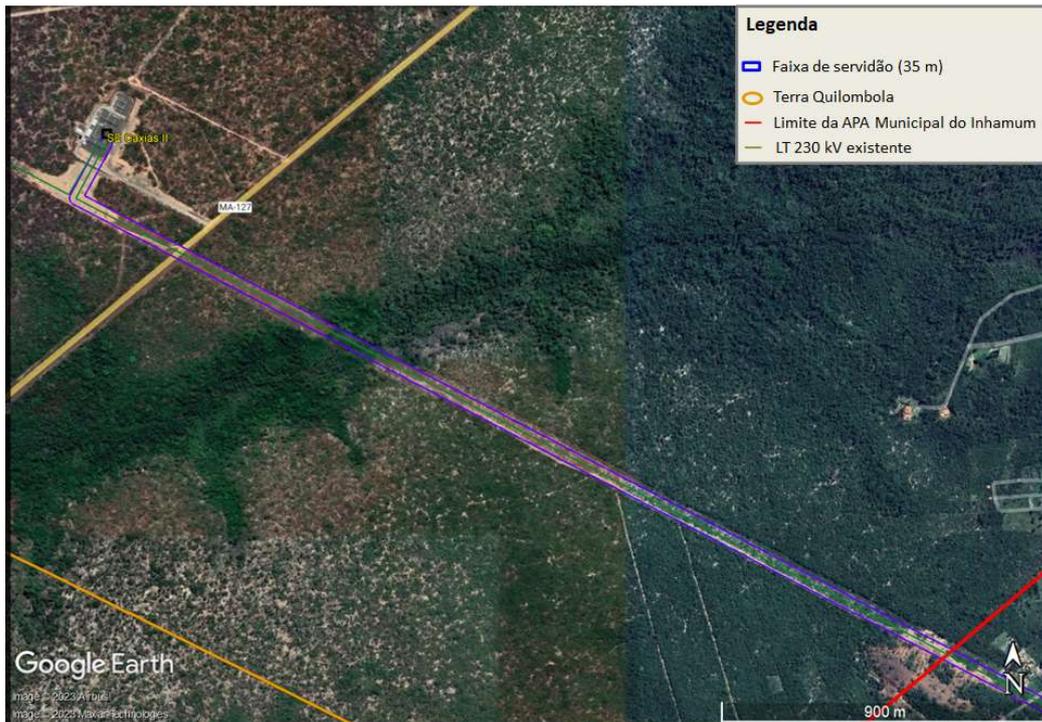
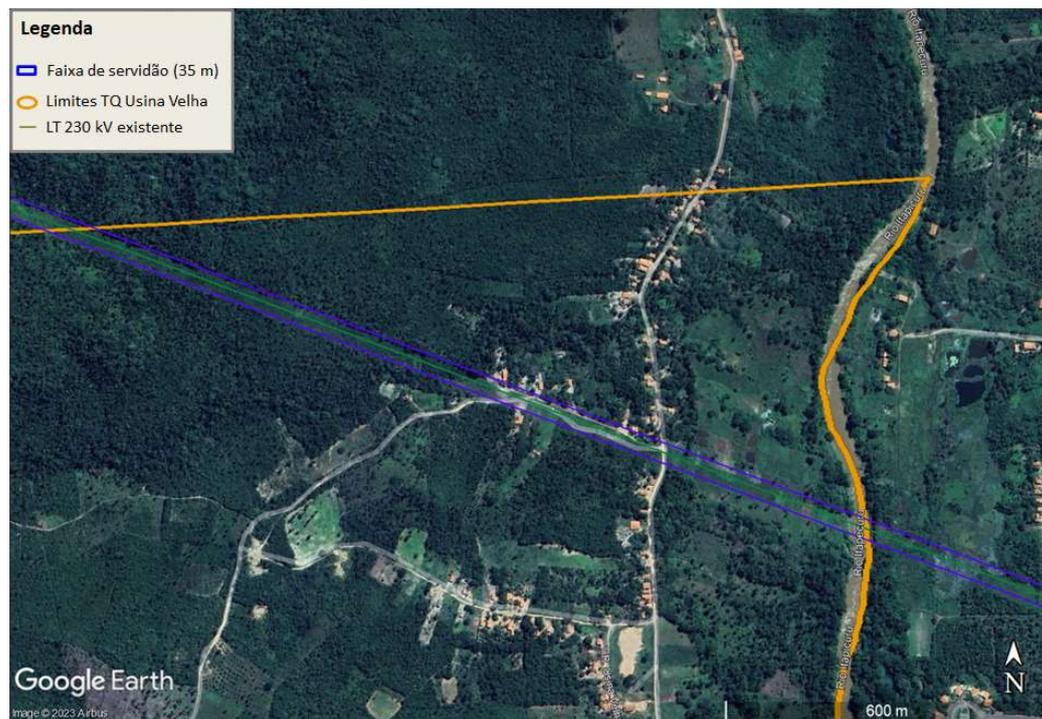


Figura 12 – Áreas protegidas e com restrições legais na faixa de servidão da LT 230 kV Caxias II - Seccionamento da LT Caxias II – Teresina na SE Coelho Neto



(Fonte: imagem Google Earth Pro, 05/2023)

Figura 13 – Travessia da faixa de servidão na APA do Inhamum



(Fonte: imagem Google Earth Pro, 05/2023)

Figura 14 – Travessia da faixa de servidão na TQ Usina Velha

Em relação à potencialidade de ocorrência de cavernas (Cecav, 2012), todo o trecho que será reconstruído está classificado com potencial médio para a ocorrência de cavidades subterrâneas.

Recomendações para a etapa de implantação

- Avaliar a possibilidade da desmobilização do trecho da linha existente LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto C1 ser feita concomitantemente com a reconstrução desse trecho, de forma a preservar a faixa de servidão e evitar novas reocupações.
- Evitar e/ou minimizar possíveis interferências na área urbana de Caxias.
- Minimizar possíveis interferências na APA Municipal do Inhamum.
- Avaliar a possibilidade de o traçado ser implantado na mesma faixa de servidão da LT que já atravessa a Terra Quilombola Usina Velha.
- Avaliar a possibilidade de o traçado ser implantado na mesma faixa de servidão da LT que já atravessa o assentamento rural São Manoel.
- Atentar para a travessia de áreas classificadas com potencial médio para a ocorrência de cavidades subterrâneas.
- Evitar incidência sobre áreas que demandem supressão de babaquais, levando-se em consideração que a supressão é regulada por lei no estado do Maranhão (Lei nº 4.734/86).
- Fazer um levantamento atualizado da legislação acerca da supressão de Babaçu, indicando possíveis restrições e/ou condicionantes para passagem da LT.
- Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.

3.3 LT 230 kV Teresina - Teresina III

A ligação entre a SE Teresina (em operação) e a SE Teresina III (em operação) está prevista para ser realizada em um circuito simples de 230 kV. Trata-se de uma obra de caráter determinativo, com data de necessidade para o ano de 2029.

Caracterização da faixa de servidão

Conforme mencionado no item 2.2, por se tratar de desativação da LT 230 kV Teresina – Piripiri C1, não foi delimitado um corredor de estudo e, sim, aproveitada a mesma faixa de servidão dessa linha que será desativada, de forma a evitar e/ou reduzir novos impactos na área urbana de Teresina. Além disso, como atravessa um trecho densamente

povoado da cidade de Teresina, com possíveis invasões na faixa de servidão existente e linhas de distribuição, o espaço é restrito para implantação de uma nova LT (Figura 15; Figura 16).



(Fonte: Street View Google Earth Pro, 07/2022)

Figura 15 – Linhas de transmissão e distribuição na saída da SE Teresina



(Fonte: Street View Google Earth Pro, 05/2019)

Figura 16 – Praça do Monte Horebe sob a faixa de servidão existente

A faixa de servidão prevista para a LT 230 kV Teresina – Teresina III possui cerca de **30 m de largura** e aproximadamente **14 km de extensão**. A LT será implantada quase integralmente na faixa de servidão hoje ocupada pela LT 230 kV Teresina – Piripiri C1, sob concessão da Chesf. Conforme consulta referente à SE Teresina III, a conexão da linha com origem na SE Teresina se dará à noroeste da SE Teresina III.

Em resposta à consulta referente à situação da faixa de servidão da LT 230 kV Teresina - Piripiri, no trecho localizado no município de Teresina, da SE Teresina até as proximidades da SE Teresina III, a Chesf informou que o trecho se encontra sob sua titularidade, com trechos de domínio pleno e outros com servidões administrativas, e que, atualmente, a empresa não incorre em custos relativos à servidão de passagem da LT no trecho citado e não existem demandas judiciais relacionadas ao empreendimento.

Segundo imagens disponíveis no Google Earth Pro, verificou-se possíveis invasões na faixa de servidão existente da LT 230 kV Teresina – Piripiri C1, no trecho que será utilizado para a implantação da nova LT, em especial por benfeitorias não reprodutivas (Figura 17). Tendo em vista que a faixa de servidão da LT existente é de 40 m, e que a faixa da nova LT terá cerca de 30 m, as possíveis invasões não devem comprometer a instalação da nova LT. No geral, em grande parte desse trecho, existem benfeitorias reprodutivas (hortas comunitárias) que são compatíveis com a faixa de servidão (Figura 18).



(Fonte: imagem Google Earth Pro, 07/2023)

Figura 17 – Possíveis invasões da faixa de servidão existente



(Fonte: imagem Google Earth Pro, 07/2023)

Figura 18 – Área de horticultura na faixa de servidão existente

De forma a preservar a faixa de servidão existente, recomenda-se que a desmobilização da LT 230 kV Teresina – Piripiri C1 seja feita concomitantemente com a implantação da LT 230 kV Teresina – Teresina III. Dessa forma, a faixa de servidão seria preservada, evitando-se novas invasões.

Infraestrutura e localização

A LT 230 kV Teresina – Teresina III está inserida quase integralmente na área urbana de Teresina (Figura 19).

A SE Teresina está localizada em área com alta densidade urbana, no entroncamento das Avenidas Getúlio Vargas e Henry Wall de Carvalho (Figura 20), e a SE Teresina III na área rural, ambas no município de Teresina. As coordenadas das subestações são apresentadas na Tabela 6 a seguir.

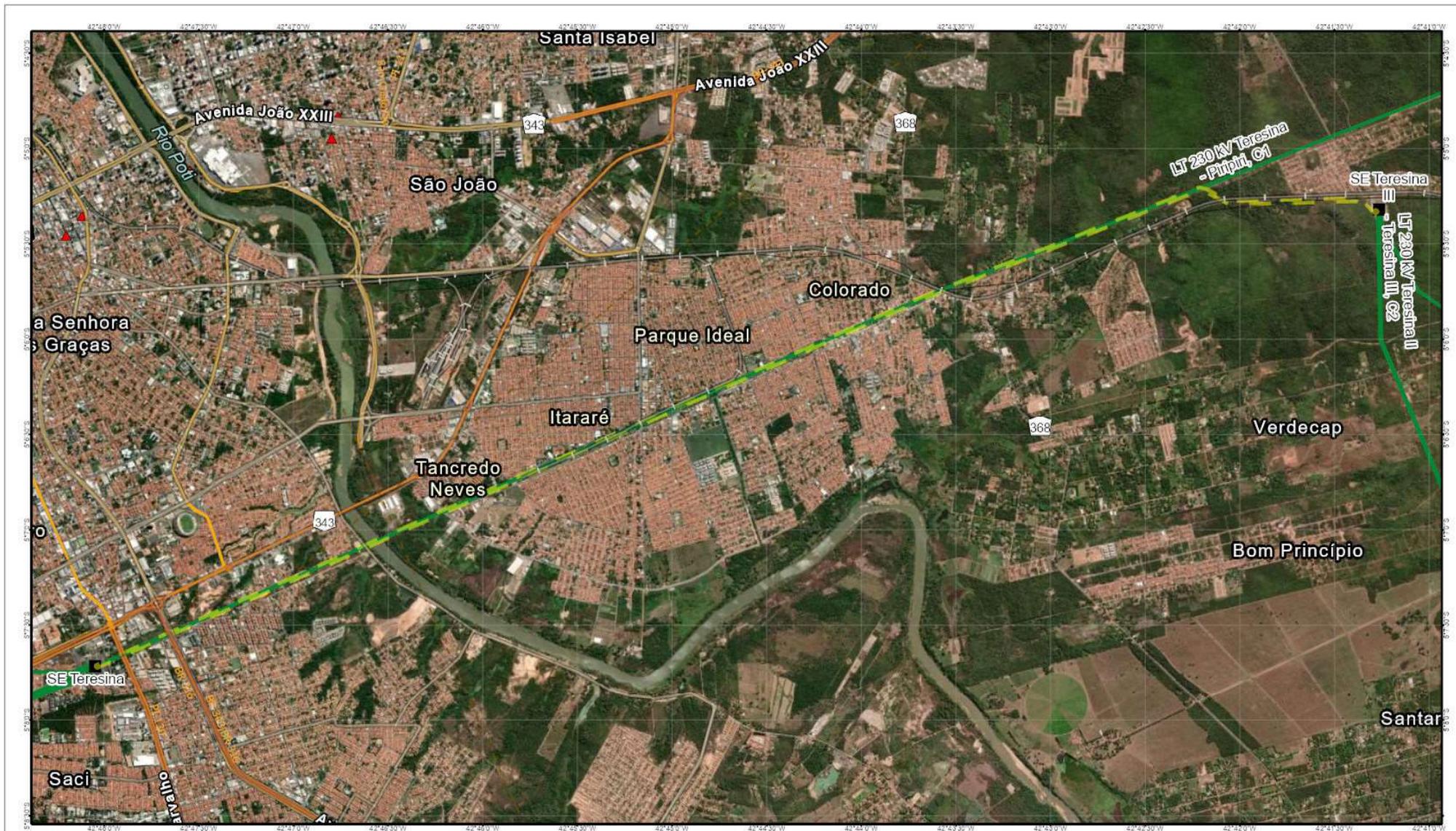
Tabela 6 – Coordenadas da SE Teresina e da SE Teresina III

Subestação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Teresina	Existente	5° 7'43.30"S	42°48'2.77"O	Teresina	PI
Teresina III	Existente	5° 5'19.44"S	42°41'16.02"O	Teresina	PI

A região possui bom apoio viário, com presença de rodovias federal (BR-316 e BR-343) e estadual (PI-130 e PI-368) e por estradas vicinais e vias secundárias, que podem favorecer o acesso durante o processo de reconstrução da linha planejada.

A linha planejada atravessará a **Ferrovias Transnordestina** em pelo menos dois pontos, na altura da Av. Professor Camilo Filho e na chegada à SE Teresina III.

De acordo com a base de dados consultada, há registro de quatro aeródromos na região, mas todos distam mais de 5 km da linha planejada. Não há registro de empreendimentos de geração ao longo da faixa de servidão.



<p>ENQUADRAMENTO GEOGRÁFICO</p>	<p>LEGENDA</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Subestação em operação ▲ Usina Termelétrica — Ferrovias — Rodovias — Linha de Transmissão — 230 kV em operação — LT 230kV Teresina - Teresina III 	<p>REFERÊNCIAS CARTOGRÁFICAS</p> <p>0 1 Km</p> <p>Escala 1:500,000 SIRGAS 2000</p> <p>FONTES UTILIZADAS</p> <ul style="list-style-type: none"> - OSM, 2022a - OSM, 2022b - OSM, 2023d - ESRI, 2023 - EPE, 2018 - EPE, 2023 - IBGE, 2017 - IBGE, 2020 - Sigel, 2022 	<p>EXECUÇÃO</p> <p>Empresa de Pesquisa Energética Diretoria de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais Superintendência de Meio Ambiente</p>	<p>TÍTULO</p> <p>Mapa de Infraestrutura e Localização da LT</p> <p>PROJETO</p> <p>Relatório R1: Estudo de Atendimento à Região Leste do Maranhão.</p>	<p>EMPREENDIMENTO</p> <p>LT 230kV Teresina - Teresina III</p> <p>ELABORAÇÃO</p> <p>Silvana Andreoli Espig</p> <p>DATA</p> <p>07/11/2023</p>
--	---	---	--	---	--

Figura 19 – Infraestrutura e localização na faixa de servidão da LT 230 kV Teresina – Teresina III



(Fonte: imagem Google Earth Pro, 07/2023)

Figura 20 – Localização da SE Teresina

Vegetação e uso do solo

A LT 230 kV Teresina - Teresina III está inserida no Bioma Cerrado. Tendo em vista que a faixa de servidão para implantação dessa LT está localizada quase integralmente em área urbana consolidada, possíveis interferências em vegetação nativa poderão ocorrer apenas na chegada à SE Teresina III, trecho que não dispõe de faixa de servidão existente e que será implantado na área rural. Nesse trecho, há ocorrência de formação florestal entremeada com áreas de palmeira babaçu, e formações savânicas. Ressalta-se que a supressão de palmeira babaçu é regulada por lei no Piauí (Lei nº 7.888/22) (Figura 21)

Destaca-se, também, a travessia no polígono de Floresta Estacional Decidual previsto na Lei da Mata Atlântica (Lei nº 11.428/06 e Decreto nº 6.660/08).

Convém destacar a presença de hortas comunitárias ao longo da faixa de servidão existente (Figura 22), implantadas a partir do Programa Hortas Comunitárias de Teresina, com objetivo de impedir a construção de casas nas áreas de risco, além de promover a segurança alimentar e econômica à população de baixa renda e evitar ações de queimadas e vandalismo ao longo da linha de transmissão (Leitão, 2020).

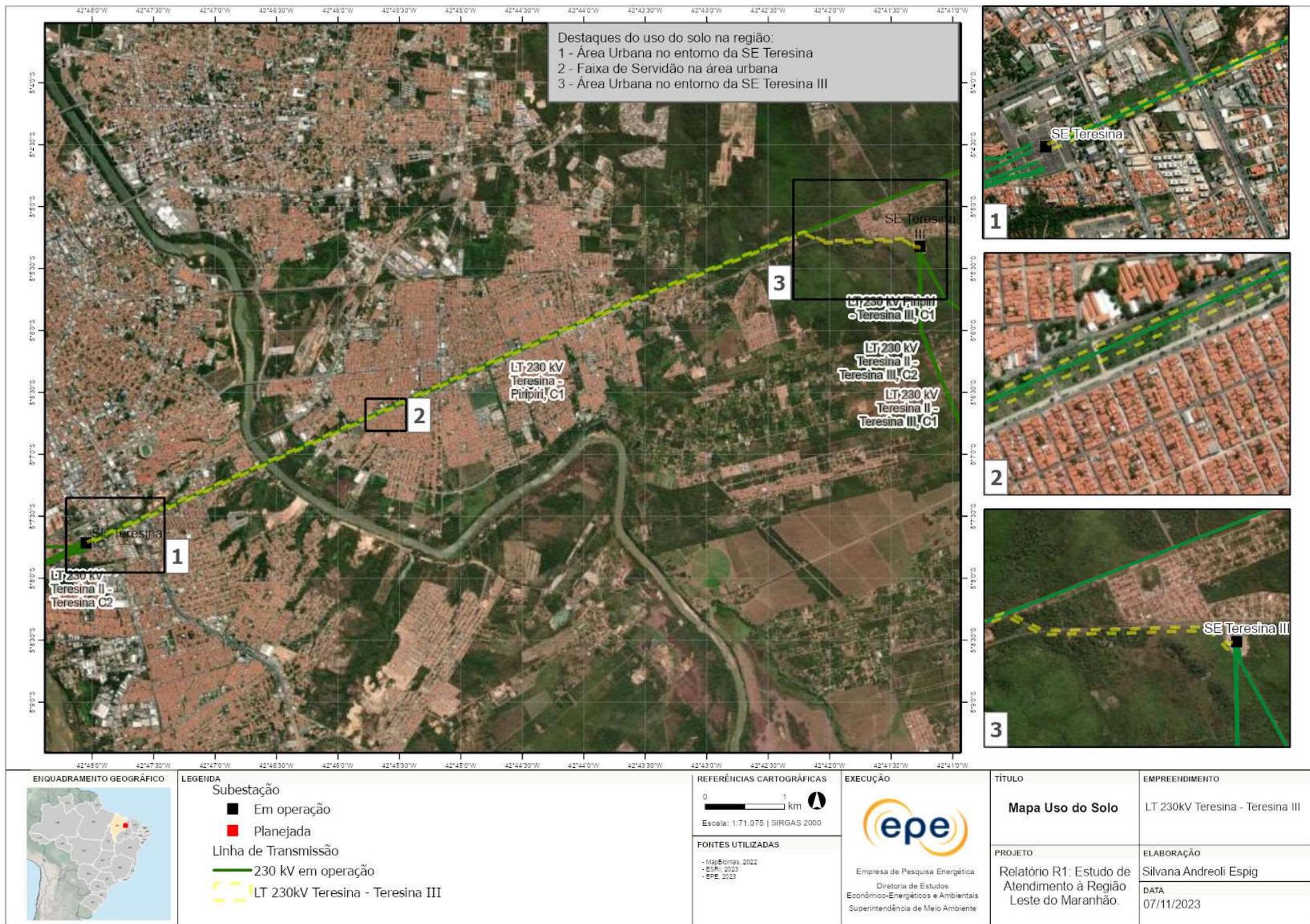


Figura 21 – Uso do solo na faixa de servidão da LT 230 kV Teresina – Teresina III



(Fonte: Street View Google Earth Pro, 07/2022)

Figura 22 – Hortas comunitárias na faixa de servidão na área urbana de Teresina - PI

Meio físico

A unidade de relevo predominante ao longo da faixa de servidão corresponde ao domínio de Superfícies Aplainadas Degradadas, associada a declividade variando de plano (0 a 3%) a suave ondulado (3 a 8%).

A LT 230 kV Teresina - Teresina III atravessa o rio Poti, mas tal travessia não demandará a implantação de torres especiais.

Processos minerários

De acordo com a ANM (2023), foi identificada a travessia de dois polígonos de processos minerários, em fases de autorização de pesquisa e licenciamento, ambos para extração de areia ao longo do rio Poti.

Áreas protegidas e com restrições legais

Em consulta à base de dados, não há registro de unidades de conservação, terras indígenas, territórios quilombolas, sítios arqueológicos, assentamentos do Incria ou cavernas ao longo da faixa de servidão existente (Figura 23).

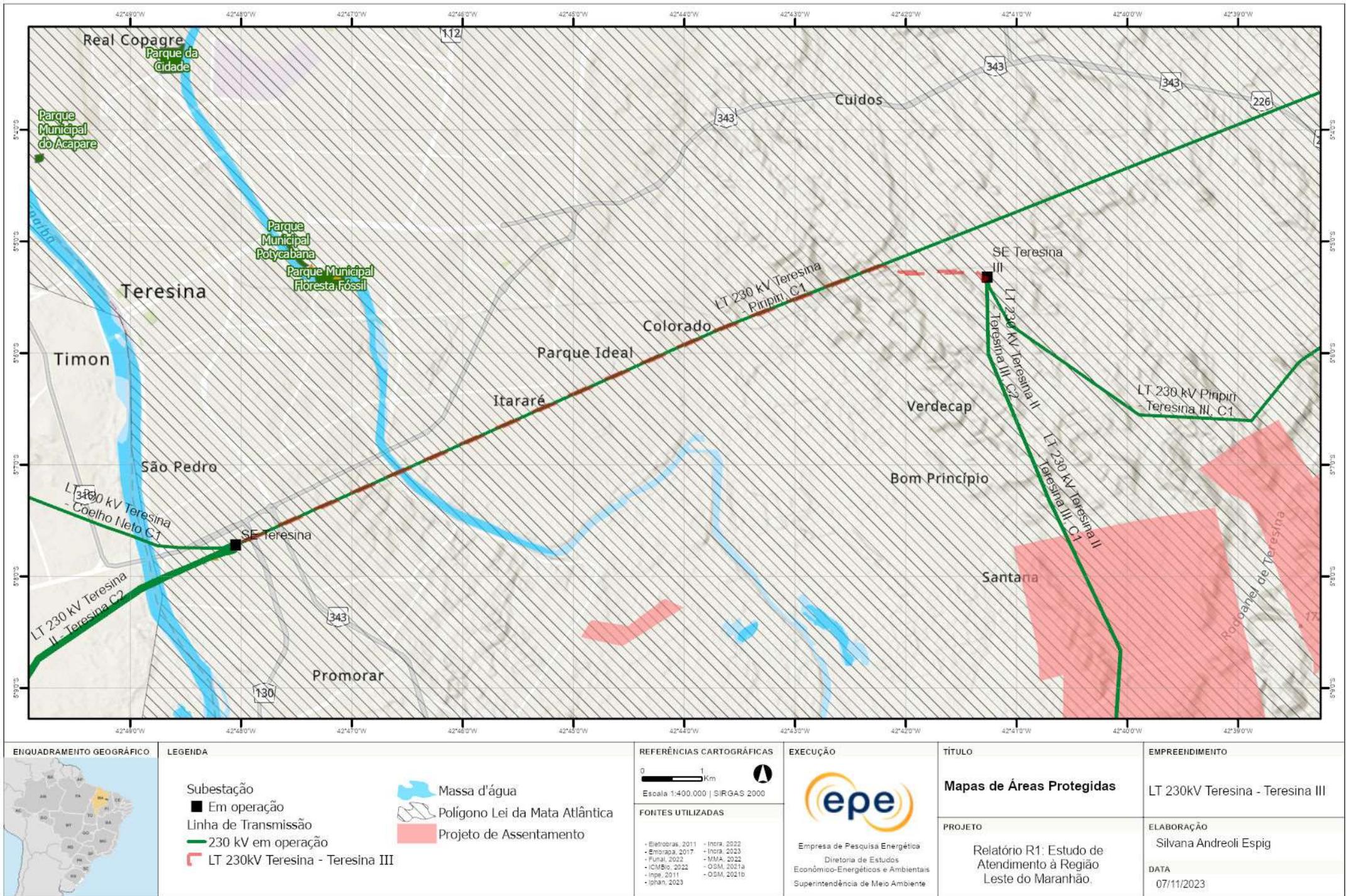


Figura 23 – Áreas protegidas e com restrições legais na faixa de servidão da LT 230 kV Teresina – Teresina III

Como a LT 230 kV Teresina - Teresina III está inserida predominantemente em área urbana, deve-se analisar a compatibilização do empreendimento com os zoneamentos e restrições de uso de ocupação do solo definidos no Plano de Ordenamento Territorial de Teresina (PMT, 2019). Dentre as zonas mais restritivas previstas nesse Plano, destacam-se as Zonas Especiais de Uso Sustentável – ZEUS e as Áreas de Preservação Permanente – APP, tais como as margens do rio Poty.

Em relação à potencialidade de ocorrência de cavernas (Cecav, 2012), todo o trecho que será reconstruído está classificado com potencial médio para a ocorrência de cavidades subterrâneas.

A LT 230 kV Teresina - Teresina III atravessa o polígono de Floresta Estacional Decidual compreendido pela Lei da Mata Atlântica - Lei nº 11.428/06, regulamentada pelo Decreto nº 6.660/08, que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa do bioma Mata Atlântica. A referida lei estabelece que novos empreendimentos que impliquem corte ou supressão de vegetação do bioma Mata Atlântica deverão ser implantados, preferencialmente, em áreas já substancialmente alteradas ou degradadas.

Recomendações para a etapa de implantação

- Avaliar a possibilidade da desmobilização da LT 230 kV Teresina – Piri-piri C1 ser feita concomitantemente com a implantação da LT 230 kV Teresina – Teresina III, de forma a preservar a faixa de servidão e evitar novas reocupações.
- Atentar para as restrições técnicas, espaciais e de segurança na travessia na área urbana de Teresina.
- Levantar possíveis restrições no Plano Diretor de Teresina.
- Desviar, na medida do possível, dos remanescentes de vegetação nativa e evitar interferência em Áreas de Preservação Permanente, priorizando-se áreas já antropizadas, observando o disposto na Lei da Mata Atlântica (Lei nº 11.428/06 e Decreto nº 6.660/08).
- Evitar incidência sobre áreas que demandem supressão de babaçuais, levando-se em consideração que a supressão é regulada por lei no Piauí (Lei nº 7.888/22).
- Fazer um levantamento atualizado da legislação acerca da supressão de Babaçu, indicando possíveis restrições e/ou condicionantes para passagem da LT.

REFERÊNCIAS

Anac. Agência Nacional de Aviação Civil, 2022. Cadastro de Aeródromos públicos e privados. Disponível em: <https://www.gov.br/anac/pt-br/assuntos/regulados/aerodromos/lista-de-aerodromos-civis-cadastrados>. Acesso em: agosto de 2023.

Aneel. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2023. Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico – SIGEL. Disponível em: <https://sigel.aneel.gov.br/Down/>. Acesso: março de 2023.

ANM. Agência Nacional de Mineração, 2023. Processos Minerários (arquivos vetoriais). Disponível em: https://app.anm.gov.br/dadosabertos/SIGMINE/PROCESSOS_MINERARIOS/BRASIL.zip. Acesso em: agosto de 2023.

BRASIL, 2006. Lei nº 11.428, de 22 de dezembro de 2006. Dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa do Bioma Mata Atlântica, e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2004-2006/2006/lei/l11428.htm. Acesso em: julho de 2016.

BRASIL, 2008. Decreto nº 6.660, de 21 de novembro de 2008. Regulamenta dispositivos da Lei nº 11.428, de 22 de dezembro de 2006, que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa do Bioma Mata Atlântica. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2007-2010/2008/decreto/d6660.htm. Acesso em: julho de 2016.

CPRM. Serviço Geológico do Brasil, 2012. Mapas de Geodiversidade Estaduais. Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/publique/Gestao-Territorial/Gestao-Territorial/Mapas-de-Geodiversidade-Estaduais-1339.html>. Acesso em: março de 2023.

_____. Serviço Geológico do Brasil, 2010. Mapa de Declividade em Percentual do Relevo Brasileiro. Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/publique/Gestao-Territorial/Geodiversidade/Mapa-de-Declividade-em-Percentual-do-Relevo-Brasileiro-3497.html>. Acesso em: março de 2023.

Eletrobras. Centrais Elétricas Brasileiras, 2019. Mapoteca de Unidades de Conservação. [DG/GG/GGA]. Rio de Janeiro. versão: outubro de 2019.

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: agosto de 2023.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética, 2018. Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro. Gasodutos de Transporte - Web Map EPE. Disponível em: <https://gisepeprd2.epe.gov.br/WebMapEPE/>. Acesso em: agosto de 2023.

_____. Empresa de Pesquisa Energética, 2023. Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro - Web Map EPE. Linhas de transmissão e subestações existentes e planejadas. Disponível em: <https://gisepeprd2.epe.gov.br/WebMapEPE/>. Acesso em: agosto de 2023.

ESRI. Environmental Systems Research Institute. Arcgis Desktop 10.8.2. Disponível em: <https://www.esri.com/legal/software-license>. Acesso em: agosto de 2023.

Funai. Fundação Nacional do Índio, 2023. Delimitação das Terras Indígenas do Brasil. Arquivos em formato WFS. Disponível em: <https://geoserver.funai.gov.br/geoserver/ows?service=wfs&version=2.0.0&request=GetCapabilities>. Acesso em: junho de 2023.

Google. Google Earth Pro 7.3.6.9345. Disponível em: <https://www.google.com/earth/>. Acesso em: agosto de 2023.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2008. Mapa da Área de Aplicação da Lei nº 11.248 de 2006 - 2ª edição. Disponível em: https://geoftp.ibge.gov.br/informacoes_ambientais/estudos_ambientais/biomas/mapas/lei_11428_mata_atlantica.pdf. Acesso em: outubro de 2021.

_____. 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, 2017. Arquivos vetoriais de Massas d'água e Drenagem do Brasil em escala 1:250.000. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/geociencias/cartas-e-mapas/bases-cartograficas-continuas/15759-brasil.html?=&t=downloads>. Acesso em: setembro de 2018.

_____. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2021. Limite de Estados e Municípios Brasileiros. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/geociencias/organizacao-do-territorio/malhas-territoriais/15774-malhas.html?=&t=acesso-ao-produto>. Acesso em: agosto de 2022.

ICMBio. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, 2012. Mapa de Potencialidade de Ocorrência de Cavernas no Brasil. Disponível em: <https://www.gov.br/icmbio/pt-br/assuntos/centros-de-pesquisa/cecav/publicacoes/mapa-de-potencialidades-de-ocorrencia-de-cavernas-no-brasil/dados-mapa-de-potencialidades-de-ocorrencia-de-cavernas-no-brasil.zip/view>. Acesso em: agosto de 2023.

_____. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, Cadastro Nacional de Informações Espeleológicas – CANIE, 2023. Arquivos em formato shapefile. Disponível em: Disponível em: https://www.gov.br/icmbio/pt-br/assuntos/centros-de-pesquisa/cecav/cadastro-nacional-de-informacoes-espeleologicas/cav_canie_geral_19122022.zip. Acesso em: maio de 2023.

Incra. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2023a. Projetos de Assentamento. Disponível em: https://certificacao.incra.gov.br/csv_shp/zip/Assentamento%20Brasil.zip. Acesso em: maio de 2023.

_____. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2023b. Terra Quilombola. Disponível em: https://certificacao.incra.gov.br/csv_shp/zip/Assentamento%20Brasil.zip. Acesso em: julho de 2023.

Inpe. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2011. Relevo sombreado. Disponível em: <http://www.dsr.inpe.br/topodata/acesso.php>. Acesso: junho de 2021.

Iphan. Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2023a. Centro Nacional de Arqueologia – Sítios Arqueológicos Georreferenciados. Disponível em: <http://portal.iphan.gov.br/pagina/detalhes/1701/>. Acesso: agosto de 2023.

_____. Instituto Nacional do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2023b. Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos. Disponível em: <http://portal.iphan.gov.br/pagina/detalhes/1699/>. Acesso em: agosto de 2023.

Itermá. Instituto de Colonização e Terras do Maranhão, 2006. Quilombos Titulados. Disponível em: <https://iterma.ma.gov.br/programas-ou-campanhas/quilombos-titulados>. Acesso em: agosto de 2023.

Leitão, L.B. Horta, para que te quero? [manuscrito] : transversalidades entre direito à cidade e sustentabilidade em Salvador, BA. 2020. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal da Bahia, Faculdade de Arquitetura, Salvador, 2020. Disponível em: https://ppgau.ufba.br/sites/ppgau.ufba.br/files/dissertacao_lais_2021_2.pdf. Acesso em: agosto de 2023.

Maranhão. Lei nº 4.734, de 18 de junho de 1986. Disponível em: <https://legislacao.al.ma.leg.br>. Acesso em: agosto de 2023.

Mapbiomas, 2022. Projeto MapBiomas – Coleção 7 da Série Anual de Mapas de Cobertura e Uso da Terra do Brasil. Disponível em: <https://mapbiomas.org>. Acesso em: maio de 2023.

MMA. Ministério do Meio Ambiente, 2023. Delimitação das Unidades de Conservação do Brasil. Arquivos em formato shapefile. Disponível em: <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>. Acesso em : maio de 2023.

OSM. Open Street Map, 2022a. Massa d'água. Disponível em: https://wiki.openstreetmap.org/wiki/Pt:Bing_Maps. Acesso em: novembro de 2022.

OSM. Open Street Map, 2022b. Hidrografia. Disponível em: https://wiki.openstreetmap.org/wiki/Pt:Bing_Maps. Acesso em: novembro de 2022.

OSM. Open Street Map, 2022c. Rede Viária. Disponível em: https://wiki.openstreetmap.org/wiki/Pt:Bing_Maps. Acesso em: novembro de 2022.

OSM. Open Street Map, 2022d. Rede Ferroviária. Disponível em: https://wiki.openstreetmap.org/wiki/Pt:Bing_Maps. Acesso em: novembro de 2022.

Piauí. Lei nº 7.888, de 09 de dezembro de 2022. Disponível em: <http://www.diariooficial.pi.gov.br/diario.php?dia=20221209>. Acesso em: agosto de 2023.

PMT. Prefeitura Municipal de Teresina, 2019. Plano Diretor de Ordenamento Territorial de Teresina. Disponível em: <https://semplan.teresina.pi.gov.br/wp-content/uploads/sites/39/2020/07/Lei-n%C2%BA-5.481-2019-29-06-2020.pdf>. Acesso em: agosto de 2023.

SICAR. Sistema de Informações do Cadastro Ambiental Rural, 2023. Disponível em: <http://www.car.gov.br/publico/imoveis/index>. Acesso em: agosto de 2023.

APÊNDICE

TABELA DE RECOMENDAÇÃO PARA A LT 230 KV CAXIAS II – TERESINA II C1

LT 230 kV Caxias II – Teresina II C1	
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): 92 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.
Considerar os arranjos da SE Caxias II e da SE Teresina II de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.	
Avaliar a possibilidade de o traçado seguir em paralelo às linhas de transmissão existentes, de forma a aproveitar os acessos, minimizando a supressão de vegetação na fase de construção.	
Atentar para a chegada à SE Teresina II, devido ao espaço restrito em função das linhas existentes nessa subestação.	
Evitar e/ou minimizar possíveis interferências nas áreas urbanas de Caxias, Timon e Teresina.	
Minimizar possíveis interferências na APA Municipal do Inhamum.	
Evitar interferência na Terra Quilombola Usina Velha.	
Evitar e/ou minimizar possíveis interferências nos assentamentos rurais presentes no corredor.	
Evitar interferência com os sítios arqueológicos situados no corredor.	
Atentar para a travessia de áreas classificadas com potencial médio para a ocorrência de cavidades subterrâneas.	

Desviar, na medida do possível, dos remanescentes de vegetação nativa sobrepostos pelo corredor e evitar interferência com as Áreas de Preservação Permanente, priorizando-se áreas já antropizadas, observando o disposto na Lei da Mata Atlântica (Lei nº 11.428/06 e Decreto nº 6.660/08).	
Evitar incidência sobre áreas que demandem supressão de babaçuais, levando-se em consideração que a supressão é regulada por lei, tanto no estado do Maranhão (Lei nº 4.734/86) quanto no Piauí (Lei nº 7.888/22).	
Fazer um levantamento atualizado da legislação acerca da supressão de Babaçu, indicando possíveis restrições e/ou condicionantes para passagem da LT.	
Estudar criteriosamente a travessia do rio Parnaíba e respectiva planície aluvionar, no sentido de verificar se haverá necessidade de implantação de torres especiais.	
Evitar e/ou minimizar sobreposição com os processos minerários abrangidos pelo corredor, desviando daqueles que se encontram em estágios mais avançados.	
Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.	
Considerar a localização das Linhas de Transmissão existentes e planejadas, minimizando o número de cruzamentos e priorizando o paralelismo, quando possível.	