

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

*ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA
DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1*

*Estudo de Suprimento
à Região Metropolitana de Manaus*



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

Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Júnior

Secretário-Executivo do MME

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Paulo César Magalhães Domingues

Secretário de Energia Elétrica

Christiano Vieira da Silva

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

Rafael Bastos da Silva

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Alexandre Vidigal de Oliveira



Empresa de Pesquisa Energética

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

Presidente

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitoria Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloísa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Angela Regina Livino de Carvalho

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

Sede

Esplanada dos Ministérios, Bloco U, Sl. 744

70065-900 - Brasília – DF

Escritório Central

Praça Pio X, n. 54
Centro – Rio de Janeiro – RJ
CEP: 20091-040

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus

Coordenação Geral

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira
Erik Eduardo Rego
Giovani Vitoria Machado

Coordenação Executiva

Thiago de Faria Rocha Dourado Martins

Equipe Técnica:

Bruno Scarpa Alves da Silveira
Dourival De Souza Carvalho Junior
Fabiano Schmidt
Gustavo Valeriano Neves Luizon
João Henrique Magalhães Almeida
José Filho da Costa Castro
Sergio Felipe Falcão Lima
Vinicius Ferreira Martins

Análise Socioambiental

Edna Elias Xavier (coordenação)
Kátia Gisele Soares Matosinho
André Luiz Alberti
André Viola Barreto
Robson de Oliveira Matos

Nº EPE-DEE-RE-105/2015-rev3

Data: 10 de Fevereiro de 2022

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



Empresa de Pesquisa Energética

Contrato

Data de assinatura

Projeto

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

Área de estudo

Estudos do Sistema de Transmissão

Sub-área de estudo

Análise Técnico-econômica

Produto (Nota Técnica ou Relatório)

EPE-DEE-RE-105/2015

Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus

Revisões

Data

Descrição sucinta

rev0

06.08.2015

Emissão Original

rev1

31.03.2017

Alteração do condutor econômico
Inclusão de um trecho de linha subterrânea nas LT 230 kV que alimentam a SE Tarumã

rev2

30.08.2019

Alteração das capacidades do trecho subterrâneo da LT 230 kV Lechuga - Tarumã C1 e C2

rev3

10.02.2022

Alteração das capacidades do trecho subterrâneo da LT 230 kV Mauá 3 - Manaus C1

(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 das alternativas de expansão do sistema de transmissão e distribuição da região metropolitana de Manaus.

A análise contempla os aspectos técnicos e econômicos, incorporando também, no anexo 15.9, a avaliação preliminar dos aspectos socioambientais associados à alternativa recomendada.

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

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	8
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	8
1.2	OBJETIVOS GERAIS.....	13
1.3	ABORDAGEM ADOTADA.....	13
2	CONCLUSÕES.....	14
3	RECOMENDAÇÕES	15
4	PREMISSAS E CRITÉRIOS.....	19
4.1	CRITÉRIOS BÁSICOS.....	19
4.2	CASOS DE TRABALHO	19
4.3	CENÁRIOS DE GERAÇÃO INTERNA EM MANAUS	20
4.4	PROJEÇÕES DE MERCADO	21
4.5	LIMITES OPERATIVOS	25
4.5.1	Tensão.....	25
4.5.2	Carregamento.....	25
4.5.3	Fator de Potência.....	25
4.6	PARÂMETROS ECONÔMICOS.....	26
5	DIAGNÓSTICO DO SISTEMA.....	27
6	DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS	30
6.1	ALTERNATIVA 1.....	30
6.2	ALTERNATIVA 2.....	31
6.3	ALTERNATIVA 3.....	32
6.4	ALTERNATIVA 4.....	33
6.5	ALTERNATIVA 5.....	34
6.6	ALTERNATIVA 6.....	35
6.7	ALTERNATIVA 7.....	36
6.8	ALTERNATIVA 8.....	37
7	ANÁLISE DE DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE	38
7.1	ALTERNATIVA 1.....	38
7.2	ALTERNATIVA 2.....	53
7.3	ALTERNATIVA 3.....	62
7.4	ALTERNATIVA 4.....	70
7.5	ALTERNATIVA 5.....	78
7.6	ALTERNATIVA 6.....	86
7.7	ALTERNATIVA 7.....	94
7.8	ALTERNATIVA 8.....	102
8	ANÁLISE ECONÔMICA	110
8.1	COMPARAÇÃO ECONÔMICA	110
8.2	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	111
8.3	MODULAÇÃO ÓTIMA DOS NOVOS BANCOS DE AUTOTRANSFORMADORES 230/138 kV DA SE TARUMÃ	112

9	ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E TRANSFORMADORES	113
9.1	ENERGIZAÇÃO DA LT 230 kV LECHUGA – TARUMÃ C1/C2	113
9.2	ENERGIZAÇÃO DOS BANCOS DE AUTOTRANSFORMADORES 230/138 kV DA SE TARUMÃ.....	118
9.3	REJEIÇÃO DA LT 230 kV LECHUGA – TARUMÃ C1/C2	123
9.4	ENERGIZAÇÃO DA LT 230 kV MAUÁ 3 – MANAUS C1	127
9.5	REJEIÇÃO DA LT 230 kV MAUÁ 3 – MANAUS C1	132
10	ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO	136
11	ANÁLISE DO CONDUTOR ÓTIMO	139
12	ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL.....	143
13	REFERÊNCIAS	144
14	EQUIPE TÉCNICA	145
15	ANEXO.....	146
15.1	PARÂMETROS DOS EQUIPAMENTOS DE REDE BÁSICA E REDE BÁSICA DE FRONTEIRA	146
15.2	DIMENSIONAMENTO DOS TRECHOS SUBTERRÂNEOS.....	149
15.3	PERDAS DAS ALTERNATIVAS	162
15.4	PLANO DE OBRAS E ESTIMATIVA DE CUSTOS	164
15.5	FORMULÁRIOS DE CONSULTAS SOBRE A VIABILIDADE DE EXPANSÕES DAS SUBESTAÇÕES DA ALTERNATIVA 7	190
15.6	ARRANJO DAS NOVAS SUBESTAÇÕES	207
15.7	FICHAS PET	209
15.8	FICHAS PELP	213
15.9	NOTA TÉCNICA DEA 05/17	218

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 – Configuração recomendada em [1]	9
Figura 1-2 – Configuração Manaus após a entrada em operação das obras indicadas em [1]	9
Figura 1-3 – Diagrama unifilar do sistema Manaus – 2014	12
Figura 5-1 – Sistema elétrico da região metropolitana de Manaus no ano de 2019	27
Figura 5-2 – Fluxo de potência em regime normal de operação – Patamar de Carga Média – Ano 2019 – sem a implantação de reforços.....	28
Figura 5-3 – Contingência de um dos 4 bancos de transformadores 230/69 kV da SE Manaus – Patamar de Carga Média – Ano 2019 – sem a implantação de reforços	29
Figura 6-1 – Diagrama esquemático da Alternativa 1	30
Figura 6-2 – Diagrama esquemático da Alternativa 2	31
Figura 6-3 – Diagrama esquemático da Alternativa 3	32
Figura 6-4 – Diagrama esquemático da Alternativa 4	33
Figura 6-5 – Diagrama esquemático da Alternativa 5	34
Figura 6-6 – Diagrama esquemático da Alternativa 6	35
Figura 6-7 – Diagrama esquemático da Alternativa 7	36
Figura 6-8 – Diagrama esquemático da Alternativa 8	37
Figura 7-1 – Alternativa 1 – Contingência de um dos bancos de autotransformadores 500/230 kV da SE Lechuga – UTE Mauá 3 com despacho nulo – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2019 – Sem a implantação do 4º banco de ATR	40
Figura 7-2 – Alternativa 1 – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2019	41
Figura 7-3 – Alternativa 1 – Cenário de Geração Máxima – Patamar de Carga Média – Ano 2019	42
Figura 7-4 – Alternativa 1 – Contingência de um dos 4 autotransformadores 230/138 kV da SE Jorge Teixeira – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2025 – Sem a implantação do 5º ATR.....	43
Figura 7-5 – Alternativa 1 – Contingência de um dos 4 autotransformadores 230/138 kV da SE Mauá 3 – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2026 – Sem a implantação do 5º ATR	43
Figura 7-6 – Alternativa 1 – Contingência de um dos 3 autotransformadores 230/138 kV da SE Lechuga – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2026 – Sem a implantação do 4º ATR	44
Figura 7-7 – Alternativa 1 – Contingência de um dos 2 bancos de autotransformadores 230/138 kV da SE Tarumã – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2027 – Sem a implantação do 3º banco de ATR.....	44
Figura 7-8 – Alternativa 1 – Contingência de um dos 4 bancos de autotransformadores 500/230 kV da SE Lechuga – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2028 – Sem a implantação do 5º banco de ATR.....	45
Figura 7-9 – Alternativa 1 – Contingência de um dos 4 autotransformadores 230/138 kV da SE Lechuga – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2028 – Sem a implantação do 5º ATR	46
Figura 7-10 – Alternativa 1 – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2029	47
Figura 7-11 – Alternativa 1 – Cenário de Geração Máxima – Patamar de Carga Média – Ano 2029	48
Figura 7-12 – Alternativa 2 – Contingência da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2028 – Sem a implantação da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C3	55
Figura 7-13 – Alternativa 2 – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2029	56
Figura 7-14 – Alternativa 2 – Cenário de Geração Máxima – Patamar de Carga Média – Ano 2029	57
Figura 7-15 – Alternativa 3 – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2029	64
Figura 7-16 – Alternativa 3 – Cenário de Geração Máxima – Patamar de Carga Média – Ano 2029	65
Figura 7-17 – Alternativa 4 – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2029	72
Figura 7-18 – Alternativa 4 – Cenário de Geração Máxima – Patamar de Carga Média – Ano 2029	73
Figura 7-19 – Alternativa 5 – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2029	80
Figura 7-20 – Alternativa 5 – Cenário de Geração Máxima – Patamar de Carga Média – Ano 2029	81
Figura 7-21 – Alternativa 6 – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2029	88
Figura 7-22 – Alternativa 6 – Cenário de Geração Máxima – Patamar de Carga Média – Ano 2029	89
Figura 7-23 – Alternativa 7 – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2029	96
Figura 7-24 – Alternativa 7 – Cenário de Geração Máxima – Patamar de Carga Média – Ano 2029	97
Figura 7-25 – Alternativa 8 – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2029	104
Figura 7-26 – Alternativa 8 – Cenário de Geração Máxima – Patamar de Carga Média – Ano 2029	105
Figura 9-1 – Sistema Pré-Energização da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 a partir de Lechuga	114

Figura 9-2 – Energização da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 a partir de Lechuga – sem reatores fixos nas duas extremidades desta linha de transmissão 115

Figura 9-3 – Sistema Pré-Energização da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C2 a partir de Lechuga 116

Figura 9-4 – Energização da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C2 a partir de Lechuga – sem reatores fixos nas duas extremidades desta linha de transmissão 117

Figura 9-5 – Sistema Pré-Energização do 1º banco de autotransformadores 230/138 kV da SE Tarumã a partir de Tarumã 230 kV..... 119

Figura 9-6 – Energização do 1º banco de autotransformadores 230/138 kV da SE Tarumã a partir de Tarumã 230 kV 120

Figura 9-7 – Sistema Pré-Energização do 2º banco de autotransformadores 230/138 kV da SE Tarumã a partir de Tarumã 230 kV..... 121

Figura 9-8 – Energização do 2º banco de autotransformadores 230/138 kV da SE Tarumã a partir de Tarumã 230 kV 122

Figura 9-9 – Sistema Pré-Rejeição da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 124

Figura 9-10 – Rejeição da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 com abertura na SE Lechuga 125

Figura 9-11 – Rejeição da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 com abertura na SE Tarumã 126

Figura 9-12 – Sistema Pré-Energização da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 a partir de Manaus..... 128

Figura 9-13 – Energização da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 a partir de Manaus – sem reatores fixos nas duas extremidades desta linha de transmissão 129

Figura 9-14 – Sistema Pré-Energização da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 a partir de Mauá 3 130

Figura 9-15 – Energização da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 a partir de Mauá 3 – sem reatores fixos nas duas extremidades desta linha de transmissão 131

Figura 9-16 – Sistema Pré-Rejeição da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 133

Figura 9-17 – Rejeição da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 com abertura na SE Manaus..... 134

Figura 9-18 – Rejeição da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 com abertura na SE Mauá 3 135

Figura 11-1 – Análise preliminar de condutor econômico para o trecho aéreo da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1/C2 (CD) 141

Figura 15-1 – Perfil dos cabos isolados XLPE da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 (Trechos Subterrâneos) . 151

Figura 15-2 Temperatura dos cabos das LT 230 kV Manaus – Mauá C1, em situação de sobrecarga por um período de 96 horas 154

Figura 15-3 – Cabo Isolado XLPE com condutor de Cobre (2.000 mm²) 155

Figura 15-4 – Cabo Isolado XLPE com condutor de Cobre (2.000 mm²) 157

Figura 15-5 – Perfil dos cabos isolados XLPE (Cobre 2.000 mm²) da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 e C2 (Trechos Subterrâneos) 158

Figura 15-6 Temperatura dos cabos das LT 230 kV Lechuga – Tarumã, C1 e C2, na situação de contingência de um dos circuitos..... 160

Figura 15-7 – Arranjo da Subestação Tarumã 230/138 kV 208

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1-1 – Principais obras em subestações recomendadas em [1]	8
Tabela 1-2 – Linhas de transmissão/distribuição recomendadas em [1]	8
Tabela 1-3 – Principais obras em subestações recomendadas em [2]	10
Tabela 1-4 – Linhas de transmissão recomendadas em [2]	10
Tabela 1-5 – Principais obras em subestações recomendadas em [3] e [4]	11
Tabela 1-6 – Linhas de distribuição recomendadas em [3] e [4]	11
Tabela 1-7 – Principais obras em subestações recomendadas em [6]	12
Tabela 1-8 – Linhas de distribuição recomendadas em [6]	13
Tabela 2-1 – Custo de investimento e perdas (R\$ x 1000)	14
Tabela 3-1 – Alternativa 7 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira ...	15
Tabela 3-2 – Alternativa 7 – Principais obras em linhas de transmissão	15
Tabela 3-3 – Alternativa 7 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia	16
Tabela 3-4 – Alternativa 7 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia	17
Tabela 4-1 – Cenário de Geração Mínima	20
Tabela 4-2 – Cenário de Geração Máxima	21
Tabela 4-3 – Mercado Eletrobras Distribuição Amazonas– Região de Manaus – Patamar de Carga Leve	22
Tabela 4-4 – Mercado Eletrobras Distribuição Amazonas – Região de Manaus – Patamar de Carga Média ...	23
Tabela 4-5 – Mercado Eletrobras Distribuição Amazonas – Região de Manaus – Patamar de Carga Pesada ..	24
Tabela 4-6 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão	25
Tabela 7-1 – Alternativa 1 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2019	38
Tabela 7-2 – Alternativa 1 – Principais obras em linhas de transmissão – 2019	38
Tabela 7-3 – Alternativa 1 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019	39
Tabela 7-4 – Alternativa 1 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019	39
Tabela 7-5 – Alternativa 1 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira ...	49
Tabela 7-6 – Alternativa 1 – Principais obras em linhas de transmissão	49
Tabela 7-7 – Alternativa 1 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia	50
Tabela 7-8 – Alternativa 1 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia	51
Tabela 7-9 – Alternativa 2 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2019	53
Tabela 7-10 – Alternativa 2 – Principais obras em linhas de transmissão – 2019	53
Tabela 7-11 – Alternativa 2 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019	54
Tabela 7-12 – Alternativa 2 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019	54
Tabela 7-13 – Alternativa 2 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira ..	58
Tabela 7-14 – Alternativa 2 – Principais obras em linhas de transmissão	58
Tabela 7-15 – Alternativa 2 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia	59
Tabela 7-16 – Alternativa 2 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia ...	60
Tabela 7-17 – Alternativa 3 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2019	62
Tabela 7-18 – Alternativa 3 – Principais obras em linhas de transmissão – 2019	62
Tabela 7-19 – Alternativa 3 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas– 2019	63
Tabela 7-20 – Alternativa 3 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas– 2019	63
Tabela 7-21 – Alternativa 3 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira ..	66
Tabela 7-22 – Alternativa 3 – Principais obras em linhas de transmissão	66
Tabela 7-23 – Alternativa 3 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia	67

Tabela 7-24 – Alternativa 3 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia ...	68
Tabela 7-25 – Alternativa 4 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2019	70
Tabela 7-26 – Alternativa 4 – Principais obras em linhas de transmissão – 2019	70
Tabela 7-27 – Alternativa 4 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019	71
Tabela 7-28 – Alternativa 4 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas– 2019	71
Tabela 7-29 – Alternativa 4 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira.	74
Tabela 7-30 – Alternativa 4 – Principais obras em linhas de transmissão	74
Tabela 7-31 – Alternativa 4 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia	75
Tabela 7-32 – Alternativa 4 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia ...	76
Tabela 7-33 – Alternativa 5 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2019	78
Tabela 7-34 – Alternativa 5 – Principais obras em linhas de transmissão – 2019	78
Tabela 7-35 – Alternativa 5 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019	79
Tabela 7-36 – Alternativa 5 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019	79
Tabela 7-37 – Alternativa 5 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira.	82
Tabela 7-38 – Alternativa 5 – Principais obras em linhas de transmissão	82
Tabela 7-39 – Alternativa 5 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia	83
Tabela 7-40 – Alternativa 5 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia ...	84
Tabela 7-41 – Alternativa 6 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2019	86
Tabela 7-42 – Alternativa 6 – Principais obras em linhas de transmissão – 2019	86
Tabela 7-43 – Alternativa 6 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019	87
Tabela 7-44 – Alternativa 6 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019	87
Tabela 7-45 – Alternativa 6 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira.	90
Tabela 7-46 – Alternativa 6 – Principais obras em linhas de transmissão	90
Tabela 7-47 – Alternativa 6 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia	91
Tabela 7-48 – Alternativa 6 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia ...	92
Tabela 7-49 – Alternativa 7 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2019	94
Tabela 7-50 – Alternativa 7 – Principais obras em linhas de transmissão – 2019	94
Tabela 7-51 – Alternativa 7 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas– 2019	95
Tabela 7-52 – Alternativa 7 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas– 2019	95
Tabela 7-53 – Alternativa 7 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira.	98
Tabela 7-54 – Alternativa 7 – Principais obras em linhas de transmissão	98
Tabela 7-55 – Alternativa 7 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia	99
Tabela 7-56 – Alternativa 7 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia .	100
Tabela 7-57 – Alternativa 8 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2019	102
Tabela 7-58 – Alternativa 8 – Principais obras em linhas de transmissão – 2019	102
Tabela 7-59 – Alternativa 8 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019	103
Tabela 7-60 – Alternativa 8 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019	103
Tabela 7-61 – Alternativa 8 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira	106

Tabela 7-62 – Alternativa 8 – Principais obras em linhas de transmissão	106
Tabela 7-63 – Alternativa 8 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia	107
Tabela 7-64 – Alternativa 8 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia ..	108
Tabela 8-1 – Custo de investimento e perdas (R\$ x 1000).....	110
Tabela 8-2 – Fator de custo em função do terreno.....	111
Tabela 8-3 – Extensões das novas LT por tipo de terreno	111
Tabela 8-4 – Modulação dos novos bancos de autotransformadores 230/138 kV da SE Tarumã	112
Tabela 10-1 – Correntes de curto-circuito máximo referentes ao ano de 2019 (pré-entrada das obras)	136
Tabela 10-2 – Correntes de curto-circuito máximo referentes ao ano de 2019 (pós-entrada das obras).....	137
Tabela 10-3 – Correntes de curto-circuito máximo referentes ao ano de 2029.....	137
Tabela 11-1 – Análise preliminar de condutor econômico para o trecho aéreo da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1/C2 (CD)	140
Tabela 15-1 – Características Elétricas das Linhas de Transmissão – Alternativa 7	146
Tabela 15-2 – Parâmetros Elétricos das Linhas de Transmissão – Alternativa 7	147
Tabela 15-3 Principais alterações entre a presente revisão e as anteriores	150
Tabela 15-4 Dados do ambiente.....	151
Tabela 15-5 Configuração dos cabos isolados XLPE da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 (Trechos Subterrâneos).....	151
Tabela 15-6 Temperaturas para diferentes cabos e condições de operação	153
Tabela 15-7 Características elétricas básicas da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1	155
Tabela 15-8 Dados do ambiente.....	156
Tabela 15-9 Perfil dos cabos isolados XLPE (Cobre 2.000 mm ²) da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 e C2 (Trecho Subterrâneo).....	157
Tabela 15-10 Temperaturas para diferentes cabos e condições de operação	159
Tabela 15-11 – Parâmetros dos Transformadores/Autotransformadores Novos	161
Tabela 15-12 – Diferencial de perdas elétricas para todas as Alternativas em relação à Alternativa 4 (MW) – Cenário de Geração Mínima.....	162
Tabela 15-13 – Diferencial de perdas elétricas para todas as Alternativas em relação à Alternativa 4 (MW) – Cenário de Geração Máxima	163
Tabela 15-14 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1 – Obras não comuns (R\$ x 1000)	164
Tabela 15-15 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2 – Obras não comuns (R\$ x 1000)	166
Tabela 15-16 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 3 – Obras não comuns (R\$ x 1000)	168
Tabela 15-17 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 4 – Obras não comuns (R\$ x 1000)	170
Tabela 15-18 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 5 – Obras não comuns (R\$ x 1000)	172
Tabela 15-19 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 6 – Obras não comuns (R\$ x 1000)	174
Tabela 15-20 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 7 – Obras não comuns (R\$ x 1000)	176
Tabela 15-21 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 8 – Obras não comuns (R\$ x 1000)	177
Tabela 15-22 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 7 – Obras comuns e não comuns (R\$ x 1000).....	179

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

Até junho de 2013, o sistema responsável pelo suprimento elétrico à região metropolitana de Manaus operava isolado do Sistema Interligado Nacional – SIN, contando apenas com a UHE Balbina, de 250 MW como geração hidráulica de porte, sendo a maior parte da energia suprida por usinas térmicas a óleo. Em julho de 2013 entrou em operação a interligação Tucuruí–Macapá–Manaus, possibilitando a integração de sistemas da região amazônica ao SIN.

Visando a melhoria do atendimento no curto prazo à cidade de Manaus, importante pólo industrial, e a preparação do sistema local para a conexão com o SIN, a EPE publicou ainda em 2008, a partir de estudos desenvolvidos anteriormente pela Eletrobras, Eletrobras Eletronorte e Eletrobras Amazonas Energia, a referência [1], no qual foi proposto um elenco de obras a ser implantado no curto prazo para normalizar o atendimento à região, como descrito a seguir:

Tabela 1-1 – Principais obras em subestações recomendadas em [1]

Subestação	Tensão	Equipamento	Planejamento	Entrada em operação
Jorge Teixeira	230/138 kV	1º e 2º ATR – 150 MVA	2010	2014
Mauá 3	230/138 kV	1º, 2º e 3º ATR – 150 MVA	2010	2014
Distrito 3	138-13,8 kV	1º e 2º TR – 40 MVA	2010	*

*** Esta obra ainda não entrou em operação.**

Tabela 1-2 – Linhas de transmissão/distribuição recomendadas em [1]

Linha de Transmissão/Distribuição	Tensão	Extensão	Planejamento	Entrada em operação
LT Lechuga – Jorge Teixeira – C1 e C2	230 kV	29 km	2010	2014
LT Jorge Teixeira – Mauá 3 – C1 e C2	230 kV	12,5 km	2010	2014
LD Mauá 3 – Distrito 3 – C1 e C2	138 kV	10 km	2010	*
LD Jorge Teixeira – Multirão – C1 e C2	138 kV	6,4 km	2010	2014
LD Multirão – Cachoeira Grande – C1 e C2	138 kV	7 km	2010	2014
LD Cachoeira Grande – Compensa – C1 e C2	138 kV	10 km	2010	2015

*** A LD 138 kV Mauá 3 – Distrito 3 – C1 e C2 foi substituída pelo seccionamento de uma das LD 138 kV Jorge Teixeira – Multirão, mas ainda não se encontra em operação.**

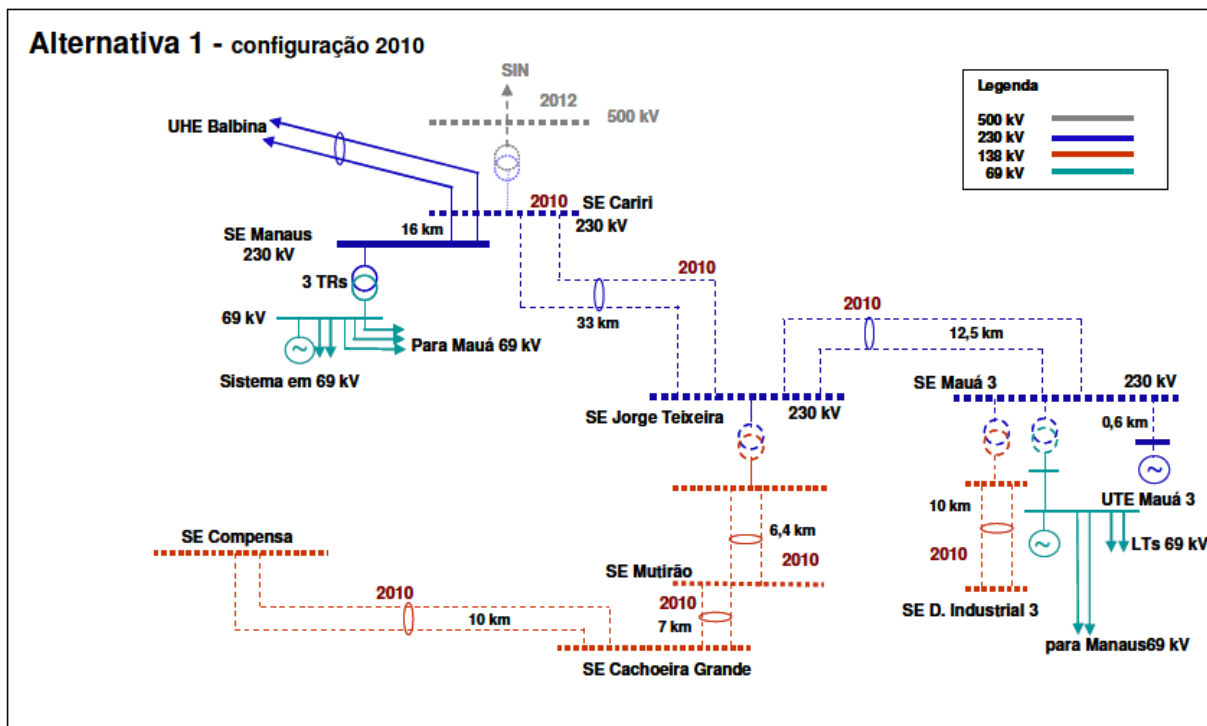


Figura 1-1 – Configuração recomendada em [1]

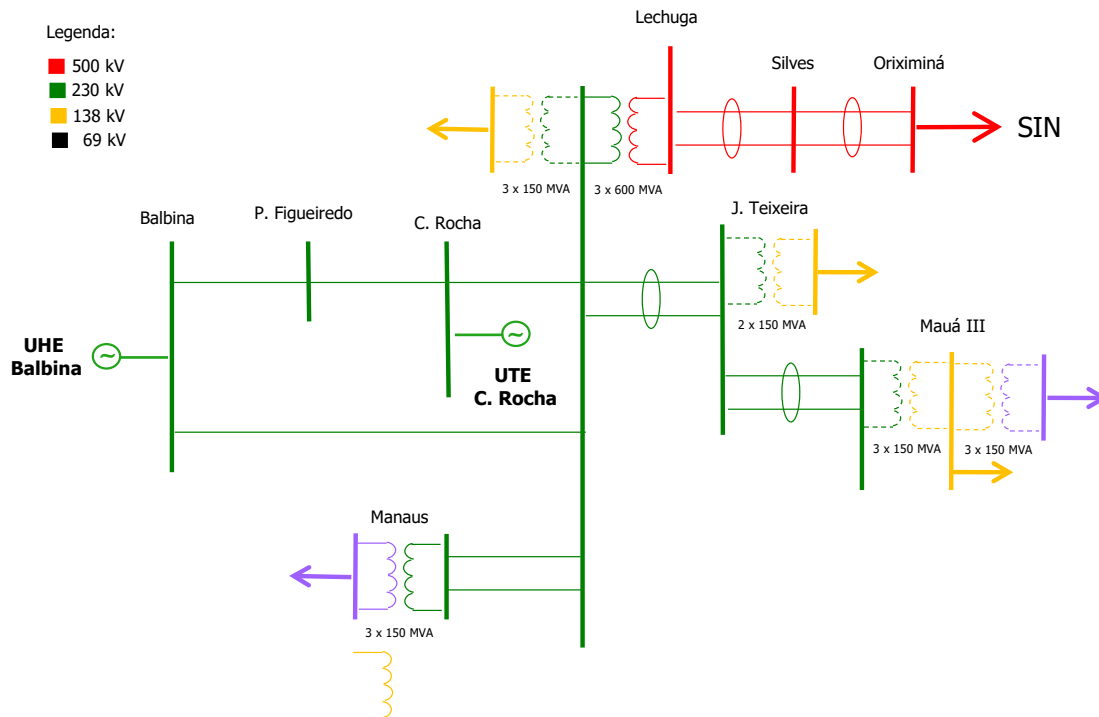


Figura 1-2 – Configuração Manaus após a entrada em operação das obras indicadas em [1]

Entretanto, fez-se ainda necessária a realização de estudos específicos para a determinação de uma solução estrutural de melhor desempenho técnico-econômico, em consonância com o planejamento setorial de longo prazo, com a proposição de reforços de Rede Básica e de distribuição além dos indicados em [1]. Para atender a essa demanda, foi realizado em 2010 o “Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus”, referência [2], através do qual foram recomendadas diversas obras de transmissão e distribuição, como por exemplo, o 3º circuito da LT 230 kV Lechuga – Jorge Teixeira já licitado no Leilão 002/2012, de 09 de março de 2012, como descrito a seguir:

Tabela 1-3 – Principais obras em subestações recomendadas em [2]

Subestação	Tensão	Equipamento	Planejamento	Entrada em operação
Lechuga	230/138 kV	1º e 2º ATR – 150 MVA	2012	2015
Jorge Teixeira	230/138 kV	3º e 4º ATR – 150 MVA	2012	*
Manaus	230-69 kV	4º TR – 150 MVA	2012	*
Lechuga	230/138 kV	3º ATR – 150 MVA	2014	2015
Mauá 3	230/138 kV	4º ATR – 150 MVA	2014	*

* Estas obras ainda não foram implantadas.

Tabela 1-4 – Linhas de transmissão recomendadas em [2]

Linha de Transmissão/Distribuição	Tensão	Extensão	Planejamento	Entrada em operação
LT Lechuga – Jorge Teixeira – C3	230 kV	29 km	2014	2015

Nas atividades de acompanhamento das obras recomendadas em [2], em 2012 foi constatado pela Eletrobras Distribuição Amazonas que o corredor da LT 138 kV Mutirão – Cachoeira Grande – CD apresentava dificuldades para a implantação desses circuitos, com a necessidade de desapropriação de várias residências, com riscos de não serem construídos a tempo de atender ao cronograma das SE Mutirão, SE Cachoeira Grande e SE Compensa. Esse fato motivou a criação do “Grupo de Estudos de Regime Permanente do GT – 02 – Expansão no Período de 2012 a 2014”, formado pela Eletrobras, Eletrobras Eletronorte, Eletrobras Distribuição Amazonas e Eletrobras CEPEL, com o objetivo de indicar obras complementares àquelas recomendadas em [2], de forma a garantir o atendimento a esta capital no horizonte 2014, mesmo com o atraso da LT 138 kV Mutirão – Cachoeira Grande – CD.

O trabalho realizado pelo GT2 produziu as referências [3] e [4], nas quais foram recomendadas obras em caráter emergencial, de acordo com a Tabela 1-5 e a Tabela 1-6.

Tabela 1-5 – Principais obras em subestações recomendadas em [3] e [4]

Subestação	Tensão	Equipamento	Planejamento	Entrada em operação
Manaus	230/138 kV	1º ATR – 150 MVA	2012	2013
Manaus	230/138 kV	2º ATR – 150 MVA	2012	*
Manaus	230/138 kV	3º ATR – 150 MVA	2013	*

*** Estas obras não foram implantadas.**

Tabela 1-6 – Linhas de distribuição recomendadas em [3] e [4]

Linha de Transmissão/Distribuição	Tensão	Extensão	Planejamento	Entrada em operação
LT Manaus – Cachoeira Grande – C1 e C2	230 kV	1,5 km	2012	2013

No entanto, em [5] foi constatado que a implementação dessas obras associadas ao atraso da LT 138 kV Mutirão – Cachoeira Grande – CD, alteraria consideravelmente os fluxos de carga no sistema elétrico de Manaus, modificando assim as datas de necessidade do 3º e 4º transformadores da SE Jorge Teixeira e do 3º circuito da LT 230 kV Lechuga – Jorge Teixeira, recomendados em [2], sendo que a LT 230 kV Lechuga – Jorge Teixeira já foi licitada no Leilão 002/2012, de 09 de março de 2012. Por este motivo, de acordo com [5], a solução proposta em [3] e [4] não poderia ser considerada como definitiva, tendo sido compatibilizada pela EPE apenas em caráter provisório para o período compreendido entre 2012 e 2014, como apresentado na figura abaixo:

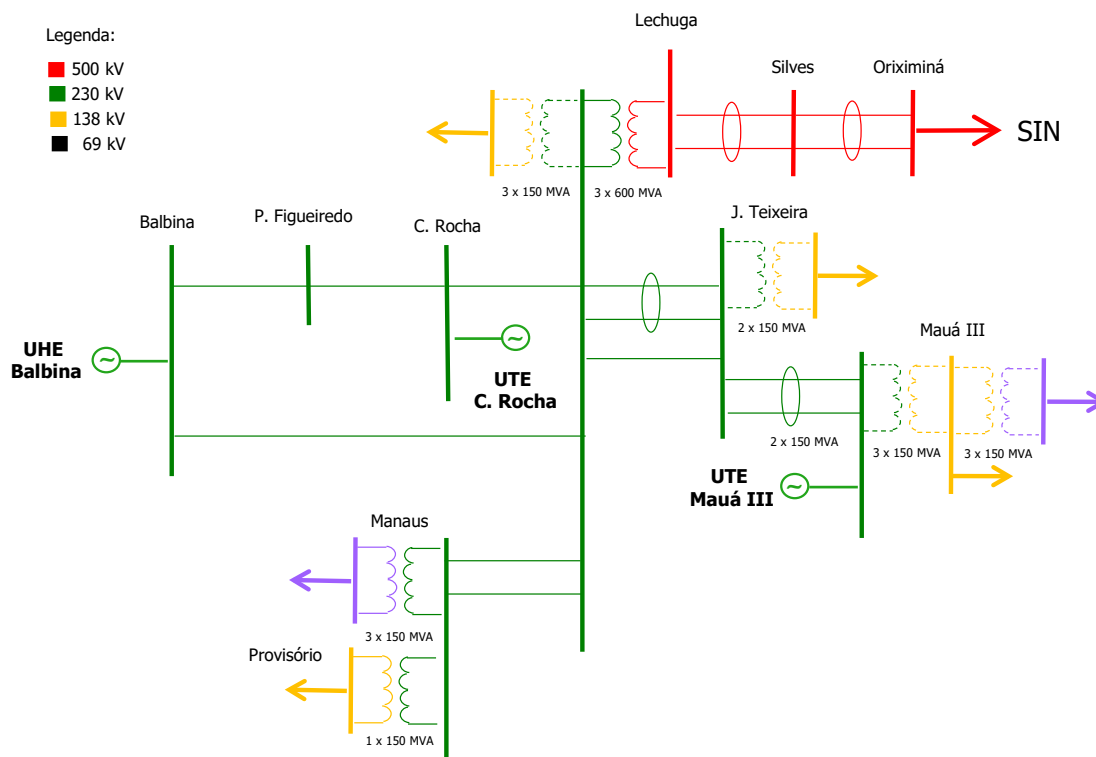


Figura 1-3 – Diagrama unifilar do sistema Manaus – 2014

De acordo com o diagnóstico realizado para o período compreendido entre 2015 e 2018, foram identificadas sobrecargas nos transformadores de fronteira já em 2015, mesmo em condição normal de operação, fato este que motivou a constituição de um grupo de trabalho composto pelo MME, ONS, EPE, Eletrobras, Eletrobras Distribuição Amazonas e Eletrobras Eletronorte. O trabalho desenvolvido por este grupo deu origem à referência [6], na qual foram indicadas obras para permitir que o sistema responsável pelo suprimento elétrico à Manaus apresente desempenho satisfatório no período compreendido entre 2015 e 2018, tanto em condição normal de operação como durante contingências simples de elementos de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, como descrito a seguir:

Tabela 1-7 – Principais obras em subestações recomendadas em [6]

Subestação	Tensão	Equipamento	Planejamento
Jorge Teixeira	230/138 kV	3º e 4º ATR – 150 MVA	2017
Manaus	230-69 kV	4º TR – 150 MVA	2017
Mauá 3	230/138 kV	4º ATR – 150 MVA*	2015

*** Transferência do único ATR 230/138 kV de Manaus para a SE Mauá 3, ficando desativado desta forma o pátio de 138 kV da SE Manaus que havia sido compatibilizada pela EPE em [5] apenas em caráter provisório para o período compreendido entre 2012 e 2014.**

Tabela 1-8 – Linhas de distribuição recomendadas em [6]

Linha de Transmissão/Distribuição	Tensão	Extensão	Planejamento
LT Lechuga – Jorge Teixeira – C3*	138 kV	29 km	2015

* Operação da LT 230 kV Lechuga – Jorge Teixeira C3 em 138 kV até que entre em operação o 3º e o 4º ATR 230/138 kV da SE Jorge Teixeira.

Portanto, considerando as alterações de topologia da rede de distribuição, demanda e geração, em relação às consideradas em [2], fez-se necessária a reavaliação do atendimento estrutural de longo prazo à região metropolitana de Manaus.

Esta revisão 2 contempla apenas a alteração das capacidades do trecho subterrâneo da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 e C2, em função do aprimoramento dos critérios de planejamento para dimensionamento de linhas subterrâneas.

1.2 Objetivos Gerais

O objetivo deste trabalho é desenvolver um estudo de planejamento de expansão para suprimento de energia elétrica à região metropolitana de Manaus.

O estudo deverá indicar, do ponto de vista técnico, econômico e ambiental, qual o melhor cronograma de obras a ser implantado no horizonte considerado, para a expansão da Rede Básica, Rede Básica de Fronteira e Rede de Distribuição, em consonância com as obras indicadas em [6]. Serão consideradas alternativas de expansão da transmissão que garantam o atendimento aos consumidores, com padrões de qualidade e continuidade adequados, frente ao crescimento do mercado de energia elétrica previsto pela Eletrobras Distribuição Amazonas para a região em foco.

1.3 Abordagem Adotada

Foram efetuadas análises socioambientais e de fluxo de potência em regime permanente para todas as alternativas, bem como análises de curto-circuito apenas para a alternativa com o melhor desempenho técnico-econômico.

2 CONCLUSÕES

Foram estudadas oito alternativas de suprimento à região metropolitana de Manaus, considerando a implantação de um novo ponto de suprimento 230/138 kV na região Sudoeste da capital do Amazonas. Todas as alternativas atendem os critérios de planejamento e as premissas estabelecidas para esse estudo. O detalhamento das alternativas consta no item 6.

As análises efetuadas, observando-se o critério de mínimo custo global, indicam a Alternativa 7 como a alternativa de melhor desempenho técnico-econômico, sendo esta a recomendada. Esta alternativa contempla, dentre outras obras, a implantação da nova subestação Tarumã 230/138 kV, das LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1/C2 (CD) e da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1.

As análises consideram o valor presente dos custos das alternativas, referidos a 2019 (ano inicial do estudo), e utilizaram o método dos rendimentos necessários com truncamento das séries temporais em 2029 (ano horizonte do estudo). O custo de cada alternativa, por sua vez, foi calculado tomando-se por base os investimentos e o diferencial de perdas elétricas em relação àquela que apresentou menores valores.

A Tabela 2-1 apresenta o resumo da comparação econômica das alternativas analisadas neste trabalho. O detalhamento da análise econômica é apresentado no capítulo 8.

Tabela 2-1 – Custo de investimento e perdas (R\$ x 1000)

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa 1	118.081,22	3.919,29	122.000,52	123,05%	4º
Alternativa 2	109.979,59	8.512,06	118.491,64	119,51%	3º
Alternativa 3	118.222,32	7.929,78	126.152,11	127,24%	5º
Alternativa 4	152.233,64	0,00	152.233,64	153,54%	7º
Alternativa 5	154.746,28	3.160,55	157.906,83	159,26%	8º
Alternativa 6	91.624,10	10.191,75	101.815,85	102,69%	2º
Alternativa 7	94.177,00	4.971,25	99.148,25	100,00%	1º
Alternativa 8	131.830,92	466,99	132.297,91	133,43%	6º

3 RECOMENDAÇÕES

Sob o ponto de vista técnico-econômico, recomenda-se a implantação da Alternativa 7, considerando o atendimento ao critério “N-1” para a Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, e critério “N” para a Rede de Distribuição. O cronograma de obras referentes à alternativa recomendada é apresentado na Tabela 3-1 até a Tabela 3-4.

Tabela 3-1 – Alternativa 7 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2019	Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	4º
	Tarumã	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
		230/138 kV	ATR – 230/138-13,8 kV – 1Ø – (6+1) x 100 MVA – 300 MVA ⁽¹⁾	1º e 2º
		138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
2025	Jorge Teixeira	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º
2026	Lechuga	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	4º
	Mauá 3	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º
2027	Tarumã	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 1Ø – 3 x 100 MVA – 300 MVA	3º
2028	Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	5º
	Lechuga	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º

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

Tabela 3-2 – Alternativa 7 – Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
2019	Lechuga – Tarumã – C1 e C2 ⁽²⁾	230 kV	Trecho aéreo : CD – 2x954 MCM Trecho Subt.: 2.000mm ² Cobre	12,5 km
	Mauá 3 – Manaus – C1 ⁽²⁾		Trecho aéreo : CD – 2x954 MCM Trecho Subt.: 2.000mm ² Cobre	12,85 km
	Total em linhas de 230 kV			

(2) Estas LTs, por estarem situadas em regiões bastante urbanizadas, apresentarão trechos subterrâneos.

Tabela 3-3 – Alternativa 7 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento (1/2)	Nº
2019	Distrito 4	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Jaraqui 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Ponta Negra 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/69 kV	TR – 138-69 kV – 3Ø – 150 MVA	1º e 2º
		69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
13,8 kV		Novo pátio de subestação 13,8 kV	-	
2020	Flores 2	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2021	Irاندuba 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	2º
	Manacapuru 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	2º
	Mutirão	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
2023	Flores 2	69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
	Ponta Negra 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
2024	Cachoeirinha 2	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Irاندuba 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
	Manacapuru 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
2025	Distrito 3	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Distrito 4	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Jaraqui 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Parque 10	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Ponta Negra 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
2026	Petrópolis	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento (2/2)	Nº
2027	Terra Nova	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2028	Cidade de Deus	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2029	Tarumã-Açu	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Tabela 3-4 – Alternativa 7 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia

Ano	Linha de Distribuição	Tensão	Configuração (1/2)	Distância		
2019	Amazonas – Jaraqui 2 – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	9,1 km		
	Compensa – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,5 km		
	Mauá 3 – Distrito 4 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,0 km		
	Tarumã – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x954 MCM	10,0 km		
	Total em linhas de 138 kV				51,2 km	
2020	Ponta Negra – Ponta Negra 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km		
	Total em linhas de 69 kV				0,4 km	
2022	Flores – Flores 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km		
	Total em linhas de 69 kV				0,4 km	
	Flores – Redenção – C1 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	1,5 km		
	Manaus – Flores – C1 (recondutoramento)	CS – 1x954 MCM	4,5 km			
2023	Manaus – Flores – C2 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x954 MCM	4,5 km		
	Total em linhas de 69 kV				10,5 km	
	Manaus – Shopping Manauara – C2 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,1 km		
	Mauá 3 Dist. – FlyPLC – C1 (recondutoramento)	CS – 1x954 MCM	4,2 km			
2024	Shopping Manauara – S. Mirim – C2 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x954 MCM	2,5 km		
	Total em linhas de 69 kV				10,8 km	
2025	Cachoeirinha – Cachoeirinha 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km		
	Total em linhas de 69 kV				0,4 km	
2026	Manaus – Cachoeirinha – C1 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x1272 MCM	6,1 km		
	Total em linhas de 69 kV				6,1 km	
2027	Distrito 4 – Petrópolis – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km		
	Total em linhas de 138 kV				10,0 km	
2027	Jaraqui 2 – Terra Nova – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km		
	Total em linhas de 138 kV				10,0 km	

Ano	Linha de Distribuição	Tensão	Configuração (2/2)	Distância
2028	Santa Etelvina – Cidade de Deus – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km
	Total em linhas de 138 kV			10,0 km
2029	Ponta Negra 2 – Tarumã-Açu – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	2,0 km
	Total em linhas de 138 kV			6,0 km

Para que a solução de suprimento à região metropolitana de Manaus, proposta pela Alternativa 7, seja efetiva, é essencial que as obras de distribuição associadas a ela e descritas na Tabela 3-3 e Tabela 3-4 sejam implantadas nas datas indicadas.

Adicionalmente, é importante destacar que de acordo com as avaliações socioambientais preliminares, as LTs Lechuga – Tarumã e Mauá 3 – Manaus possuirão trechos subterrâneos, fato este que provoca um considerável aumento na sua estimativa de custo, quando comparado às linhas aéreas.

Recomenda-se ainda, que:

1. Seja realizado estudo específico de superação de disjuntores na SE Manaus 69 kV;
2. As linhas de transmissão recomendadas neste relatório, Tabela 3-2, apresentem os parâmetros e as capacidades apresentadas no ANEXO 15.1. Recomenda-se atenção especial no tocante às capacidades normal/emergência para o trecho subterrâneo da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 e C2, alteradas nessa revisão 2 em função do aprimoramento dos critérios de planejamento para dimensionamento de linhas subterrâneas;
3. A nova subestação Tarumã 230/138 kV deverá ser dimensionada considerando futuras expansões de, no mínimo, mais cinco entradas de linhas em 230 kV, cinco entradas de linha em 138 kV, uma conexão de transformador em 230 kV e uma conexão de transformador em 138 kV, além das obras indicadas neste estudo, visando atender a possíveis expansões futuras, conforme indicado na Figura 15-7.

4 PREMISSAS E CRITÉRIOS

4.1 Critérios Básicos

Foram seguidas as diretrizes para elaboração da documentação necessária para se recomendar à ANEEL uma nova instalação de transmissão integrante da Rede Básica através de ato licitatório, definidas no documento publicado pela EPE denominado “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica”, [7].

Os critérios e procedimentos utilizados no estudo estão de acordo com o documento “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão”, CCPE/CTET, Janeiro/2001, [8], além das premissas apresentadas nos subitens a seguir, onde se destacam:

- Manter o conceito de mínimo custo global para a escolha da alternativa;
- Para a comparação técnico-econômica das alternativas, foi considerado o atendimento ao critério “N-1” para todas as subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira;
- O estudo foi realizado para um período de 11 anos, tendo por ano inicial 2019 e como horizonte o ano de 2029.

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

4.2 Casos de Trabalho

Considerou-se como referência para as simulações de fluxo de potência a base de dados correspondente ao Plano Decenal 2023, com as atualizações pertinentes da topologia da rede (conforme indicado pela Eletrobras Amazonas Energia), plano de geração e mercado.

4.3 Cenários de Geração Interna em Manaus

Foram estabelecidos dois cenários de geração interna em Manaus, considerados relevantes para o dimensionamento do sistema de suprimento à esta região metropolitana, como segue:

- ✓ Cenário de Geração Mínima: Representa o despacho mínimo das usinas térmicas e hidrelétricas de Manaus conforme Tabela 4-1 abaixo, sendo importante para dimensionar o sistema quando aplicado o critério “N-1” para elementos de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira;

Tabela 4-1 – Cenário de Geração Mínima

Tipo da Usina	Nome da Usina	Despacho (MW)
Hidráulica	Balbina	75,0
Térmica	Aparecida Bloco 1	0,0
Térmica	Aparecida Bloco 2	0,0
Térmica	Cristiano Rocha	65,0
Térmica	Irاندuba	0,0
Térmica	Jaraqui	60,0
Térmica	Manacapuru	0,0
Térmica	Manauara	60,0
Térmica	Mauá 3	280,0
Térmica	Mauá Bloco 3	0,0
Térmica	Mauá Bloco 4	0,0
Térmica	Ponta Negra	60,0
Térmica	Tambaqui	60,0
TOTAL		660,0

- ✓ Cenário de Geração Máxima: Representa o despacho máximo das usinas térmicas e hidrelétricas de Manaus conforme Tabela 4-2 abaixo.

Tabela 4-2 – Cenário de Geração Máxima

Tipo da Usina	Nome da Usina	Despacho (MW)
Hidráulica	Balbina	250,0
Térmica	Aparecida Bloco 1	0,0
Térmica	Aparecida Bloco 2	0,0
Térmica	Cristiano Rocha	85,4
Térmica	Irاندوبا	0,0
Térmica	Jaraqui	60,0
Térmica	Manacapuru	0,0
Térmica	Manauara	60,0
Térmica	Mauá 3	570,0
Térmica	Mauá Bloco 3	0,0
Térmica	Mauá Bloco 4	0,0
Térmica	Ponta Negra	60,0
Térmica	Tambaqui	60,0
TOTAL		1145,4

Adicionalmente, cumpre notar que para o cálculo do diferencial de perdas elétricas, foram adotados os mesmos cenários de geração interna em Manaus mencionados acima (Geração Mínima e Geração Máxima).

4.4 Projeções de Mercado

O mercado na área de interesse, fornecido pela Eletrobras Amazonas Energia, é apresentado a seguir, conforme Tabela 4-3 até a Tabela 4-5.

Tabela 4-3 – Mercado Eletrobras Distribuição Amazonas– Região de Manaus – Patamar de Carga Leve

Nome da Subestação	Carga (MW)										
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Amazonas 138 kV	43,2	43,2	51,5	48,0	51,0	50,4	60,0	60,0	60,0	60,0	66,0
Aparecida 69 kV	41,4	45,4	48,2	47,6	56,6	49,7	46,7	46,7	46,7	46,7	46,7
Ariáú 69 kV	0,9	1,0	1,0	1,1	1,1	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4	1,6
Arosuco (Ambev) 69 kV	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Cacau Pirêra 69 kV	0,9	1,0	1,0	1,1	1,1	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4	1,6
Cachoeira Grande 138 kV	57,0	48,0	60,6	61,2	64,8	65,4	65,4	65,4	65,4	66,0	66,0
Cachoeirinha 2 69 kV	---	---	---	---	---	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
Cachoeirinha B1 69 kV	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
Cachoeirinha B2 69 kV	18,0	15,0	17,3	18,0	18,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
Centro 138 kV	50,6	60,0	58,8	59,4	65,4	66,0	66,0	66,0	66,0	66,0	66,0
Cidade de Deus 138 kV	---	---	---	---	---	---	---	---	---	63,0	64,8
Cidade Nova 69 kV	36,0	36,0	38,6	43,2	43,2	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0
Compensa 138 kV	58,2	58,8	57,0	57,6	64,2	64,2	64,2	64,2	67,2	67,2	67,2
DI-CEsp 69 kV	37,0	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9
Distrito 2 69 kV	37,5	33,4	35,4	37,2	37,5	42,0	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0
Distrito 3 138 kV	55,5	42,0	44,7	48,0	54,0	51,0	64,2	64,2	64,2	64,2	64,2
Distrito 4 138 kV	42,0	46,8	43,2	45,0	45,0	45,0	61,8	64,2	64,2	69,6	69,6
Distrito Industrial 69 kV	36,6	33,0	36,0	35,4	35,4	43,0	43,0	49,0	55,0	55,0	55,0
Flores 2 69 kV	---	28,8	30,0	30,6	21,0	18,0	18,0	9,0	18,0	18,0	18,0
Flores 69 kV	37,2	32,5	37,7	35,9	24,0	21,6	21,6	9,6	18,6	18,6	15,6
Irاندuba 2 138 kV	10,8	16,1	20,1	24,3	29,1	34,7	35,6	39,1	42,7	46,3	49,8
Irاندuba 69 kV	10,1	10,0	9,9	9,8	9,7	9,6	12,1	12,1	12,2	12,3	12,4
Jaraqui 2 138 kV	28,2	30,0	31,2	46,3	39,0	39,6	57,6	57,6	57,6	57,6	57,6
Jaraqui 69 kV	18,0	18,6	19,2	19,8	19,8	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9
João Paulo 138 kV	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Manacapuru 2 138 kV	16,2	21,8	25,1	28,6	32,6	36,8	38,8	42,2	45,5	49,0	52,3
Manacapuru 69 kV	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	5,3	4,6	4,0	3,4	2,8
Manauara Shopping 69 kV	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
Marapatá (CEs) 69 kV	19,9	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8
Marapatá 69 kV	35,1	35,4	36,0	38,0	38,0	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8
Mauá 69 kV	19,8	18,3	18,6	18,6	18,6	42,0	33,0	21,0	21,0	21,0	21,0
MG1CEsp 69 kV	35,8	35,9	35,9	35,9	35,9	35,9	35,9	35,9	35,9	35,9	35,9
MG2CEsp 69 kV	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3
Mutiirão 138 kV	43,2	50,4	49,8	48,0	51,0	50,4	60,0	60,0	66,0	66,0	66,0
Parque 10 138 kV	53,3	47,3	45,0	45,0	45,0	57,0	57,0	60,0	60,0	60,0	66,0
Petrópolis 138 kV	---	---	---	---	---	---	---	57,6	63,8	64,8	64,8
Placibrás 69 kV	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Ponta do Ismael 2 69 kV	13,3	12,0	12,0	12,0	12,0	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
Ponta Negra 2 138 kV	31,1	32,5	33,7	34,9	36,1	37,3	38,5	39,7	41,0	42,2	43,4
Ponta Negra 2 69 kV	28,2	29,4	29,4	30,0	64,2	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0
Ponta Negra 69 kV	28,9	33,0	31,7	51,0	57,6	57,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6
Presidente Figueiredo 13,8 kV	7,8	8,3	8,8	9,3	9,9	10,5	10,7	11,2	11,6	12,1	12,6
Redenção 69 kV	33,3	34,9	36,5	44,1	27,0	22,8	21,0	21,0	33,0	21,0	21,0
Rio Preto da Eva 138 kV	5,9	7,5	8,8	9,3	9,8	10,4	11,7	12,6	13,5	14,4	15,2
Santa Etelvina 138 kV	20,5	20,5	22,5	23,5	23,4	47,4	53,4	69,0	60,2	64,9	66,9
Santa Etelvina 2 69 kV	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Santo Antônio 69 kV	31,7	36,6	38,9	39,0	40,8	41,4	41,4	41,4	41,4	41,4	41,4
São José 69 kV	28,5	27,0	31,2	30,0	33,0	31,2	34,2	34,2	34,2	34,2	34,2
Seringal Mirim 69 kV	37,2	39,2	41,3	43,3	42,6	18,0	19,8	37,8	19,8	19,8	16,8
Sivam/Aeroporto/Sto Antônio 69 kV	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1
Tarumã-Açu 138 kV	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	58,8
Terra Nova 138 kV	---	---	---	---	---	---	---	---	45,8	52,9	52,8
V-8 69 kV	37,2	34,8	35,9	36,0	36,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0
TOTAL	1195,1	1229,9	1288,3	1351,7	1399,2	1454,8	1537,3	1615,9	1695,2	1774,1	1851,7

Tabela 4-4 – Mercado Eletrobras Distribuição Amazonas – Região de Manaus – Patamar de Carga Média

Nome da Subestação	Carga (MW)										
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Amazonas 138 kV	72,0	72,0	85,9	80,0	85,0	84,0	100,0	100,0	100,0	100,0	110,0
Aparecida 69 kV	69,0	75,7	80,3	79,4	94,4	82,9	77,9	77,9	77,9	77,9	77,9
Ariáu 69 kV	1,6	1,7	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4	2,6
Arosuco (Ambev) 69 kV	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
Cacau Pirêra 69 kV	1,6	1,7	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4	2,6
Cachoeira Grande 138 kV	95,0	80,0	101,0	102,0	108,0	109,0	109,0	109,0	109,0	110,0	110,0
Cachoeirinha 2 69 kV	---	---	---	---	---	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
Cachoeirinha B1 69 kV	22,6	22,6	22,6	22,6	22,6	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0
Cachoeirinha B2 69 kV	30,0	25,0	28,9	30,0	30,0	36,6	36,6	36,6	36,6	36,6	36,6
Centro 138 kV	84,4	100,0	98,0	99,0	109,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0
Cidade de Deus 138 kV	---	---	---	---	---	---	---	---	---	105,0	108,0
Cidade Nova 69 kV	60,0	60,0	64,4	72,0	72,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
Compensa 138 kV	97,0	98,0	95,0	96,0	107,0	107,0	107,0	107,0	112,0	112,0	112,0
DI-CEsp 69 kV	46,3	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1
Distrito 2 69 kV	62,5	55,6	59,1	62,0	62,5	70,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
Distrito 3 138 kV	92,5	70,0	74,5	80,0	90,0	85,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0
Distrito 4 138 kV	70,0	78,0	72,0	75,0	75,0	75,0	103,0	107,0	107,0	116,0	116,0
Distrito Industrial 69 kV	61,0	55,0	60,0	59,0	59,0	71,6	71,6	81,6	91,6	91,6	91,6
Flores 2 69 kV	---	48,0	50,0	51,0	35,0	30,0	30,0	15,0	30,0	30,0	30,0
Flores 69 kV	62,0	54,1	62,9	59,9	40,0	36,0	36,0	16,0	31,0	31,0	26,0
Irاندuba 2 138 kV	18,0	26,8	33,6	40,5	48,5	57,9	59,3	65,2	71,2	77,1	83,0
Irاندuba 69 kV	16,9	16,7	16,5	16,4	16,2	16,0	20,1	20,2	20,4	20,5	20,6
Jaraqui 2 138 kV	47,0	50,0	52,0	77,1	65,0	66,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0
Jaraqui 69 kV	30,0	31,0	32,0	33,0	33,0	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2
João Paulo 138 kV	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Manacapuru 2 138 kV	27,0	36,3	41,8	47,7	54,3	61,3	64,7	70,3	75,9	81,6	87,2
Manacapuru 69 kV	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	8,8	7,7	6,7	5,6	4,6
Manauara Shopping 69 kV	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
Marapatá (CEs) 69 kV	24,9	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8
Marapatá 69 kV	58,5	59,0	60,0	63,4	63,4	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0
Mauá 69 kV	33,0	30,5	31,0	31,0	31,0	70,0	55,0	35,0	35,0	35,0	35,0
MG1CEsp 69 kV	44,7	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9
MG2CEsp 69 kV	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1
Mutirão 138 kV	72,0	84,0	83,0	80,0	85,0	84,0	100,0	100,0	110,0	110,0	110,0
Parque 10 138 kV	88,9	78,9	75,0	75,0	75,0	95,0	95,0	100,0	100,0	100,0	110,0
Petrópolis 138 kV	---	---	---	---	---	---	---	96,0	106,3	108,0	108,0
Placibrás 69 kV	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Ponta do Ismael 2 69 kV	22,2	20,0	20,0	20,0	20,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0
Ponta Negra 2 138 kV	51,9	54,2	56,2	58,2	60,2	62,2	64,2	66,2	68,3	70,3	72,3
Ponta Negra 2 69 kV	47,0	49,0	49,0	50,0	107,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
Ponta Negra 69 kV	48,2	55,0	52,8	85,0	96,0	96,0	91,0	91,0	91,0	91,0	91,0
Presidente Figueiredo 13,8 kV	13,0	13,8	14,6	15,5	16,4	17,4	17,9	18,6	19,4	20,2	20,9
Redenção 69 kV	55,6	58,2	60,9	73,5	45,0	38,0	35,0	35,0	55,0	35,0	35,0
Rio Preto da Eva 138 kV	9,8	12,5	14,6	15,5	16,4	17,4	19,5	21,0	22,5	24,0	25,4
Santa Etelvina 138 kV	34,2	34,2	37,4	39,1	39,0	79,0	89,0	115,0	100,3	108,1	111,5
Santa Etelvina 2 69 kV	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Santo Antônio 69 kV	52,9	61,0	64,9	65,0	68,0	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0
São José 69 kV	47,5	45,0	52,1	50,0	55,0	52,0	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0
Seringal Mirim 69 kV	62,0	65,3	68,8	72,2	71,0	30,0	33,0	63,0	33,0	33,0	28,0
Sivam/Aeroporto/Sto Antônio 69 kV	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9
Tarumã-Açu 138 kV	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	98,0
Terra Nova 138 kV	---	---	---	---	---	---	---	---	76,3	88,2	88,0
V-8 69 kV	62,0	58,0	59,9	60,0	60,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0
TOTAL	1941,6	1999,6	2097,0	2202,5	2281,6	2374,4	2511,9	2642,8	2775,1	2906,6	3035,9

Tabela 4-5 – Mercado Eletrobras Distribuição Amazonas – Região de Manaus – Patamar de Carga Pesada

Nome da Subestação	Carga (MW)										
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Amazonas 138 kV	64,8	64,8	77,3	72,0	76,5	75,6	90,0	90,0	90,0	90,0	99,0
Aparecida 69 kV	62,1	68,1	72,3	71,5	85,0	74,6	70,1	70,1	70,1	70,1	70,1
Ariáú 69 kV	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6	2,9
Arosuco (Ambev) 69 kV	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
Cacau Pirêra 69 kV	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6	2,9
Cachoeira Grande 138 kV	85,5	72,0	90,9	91,8	97,2	98,1	98,1	98,1	98,1	99,0	99,0
Cachoeirinha 2 69 kV	---	---	---	---	---	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5
Cachoeirinha B1 69 kV	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1
Cachoeirinha B2 69 kV	27,0	22,5	26,0	27,0	27,0	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9
Centro 138 kV	76,0	90,0	88,2	89,1	98,1	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0
Cidade de Deus 138 kV	---	---	---	---	---	---	---	---	---	94,5	97,2
Cidade Nova 69 kV	54,0	54,0	58,0	64,8	64,8	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0
Compensa 138 kV	87,3	88,2	85,5	86,4	96,3	96,3	96,3	96,3	100,8	100,8	100,8
DI-CEsp 69 kV	46,3	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1
Distrito 2 69 kV	56,3	50,1	53,2	55,8	56,3	63,0	85,5	85,5	85,5	85,5	85,5
Distrito 3 138 kV	83,3	63,0	67,1	72,0	81,0	76,5	96,3	96,3	96,3	96,3	96,3
Distrito 4 138 kV	63,0	70,2	64,8	67,5	67,5	67,5	92,7	96,3	96,3	104,4	104,4
Distrito Industrial 69 kV	54,9	49,5	54,0	53,1	53,1	64,4	64,4	73,4	82,4	82,4	82,4
Flores 2 69 kV	---	43,2	45,0	45,9	31,5	27,0	27,0	13,5	27,0	27,0	27,0
Flores 69 kV	55,8	48,7	56,6	53,9	36,0	32,4	32,4	14,4	27,9	27,9	23,4
Irاندuba 2 138 kV	19,8	29,5	36,9	44,6	53,4	63,7	65,2	71,7	78,3	84,8	91,3
Irاندuba 69 kV	18,5	18,4	18,2	18,0	17,8	17,6	22,1	22,2	22,4	22,6	22,7
Jaraqui 2 138 kV	51,7	55,0	57,2	84,8	71,5	72,6	105,6	105,6	105,6	105,6	105,6
Jaraqui 69 kV	27,0	27,9	28,8	29,7	29,7	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9
João Paulo 138 kV	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Manacapuru 2 138 kV	29,7	39,9	45,9	52,5	59,7	67,4	71,2	77,3	83,5	89,8	95,9
Manacapuru 69 kV	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	9,7	8,5	7,4	6,2	5,1
Manauara Shopping 69 kV	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
Marapatá (CEs) 69 kV	24,9	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8
Marapatá 69 kV	52,7	53,1	54,0	57,1	57,1	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7
Mauá 69 kV	29,7	27,5	27,9	27,9	27,9	63,0	49,5	31,5	31,5	31,5	31,5
MG1CEsp 69 kV	44,7	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9
MG2CEsp 69 kV	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1
Mutiirão 138 kV	64,8	75,6	74,7	72,0	76,5	75,6	90,0	90,0	99,0	99,0	99,0
Parque 10 138 kV	80,0	71,0	67,5	67,5	67,5	85,5	85,5	90,0	90,0	90,0	99,0
Petrópolis 138 kV	---	---	---	---	---	---	---	86,4	95,7	97,2	97,2
Placibrás 69 kV	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Ponta do Ismael 2 69 kV	20,0	18,0	18,0	18,0	18,0	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1
Ponta Negra 2 138 kV	46,7	48,8	50,6	52,4	54,2	56,0	57,8	59,6	61,5	63,3	65,1
Ponta Negra 2 69 kV	42,3	44,1	44,1	45,0	96,3	85,5	85,5	85,5	85,5	85,5	85,5
Ponta Negra 69 kV	43,4	49,5	47,5	76,5	86,4	86,4	81,9	81,9	81,9	81,9	81,9
Presidente Figueiredo 13,8 kV	14,3	15,1	16,1	17,1	18,1	19,2	19,6	20,5	21,3	22,2	23,0
Redenção 69 kV	50,0	52,4	54,8	66,2	40,5	34,2	31,5	31,5	49,5	31,5	31,5
Rio Preto da Eva 138 kV	8,8	11,2	13,2	14,0	14,8	15,7	17,6	18,9	20,3	21,6	22,9
Santa Etelvina 138 kV	30,8	30,8	33,7	35,2	35,1	71,1	80,1	103,5	90,3	97,3	100,4
Santa Etelvina 2 69 kV	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Santo Antônio 69 kV	47,6	54,9	58,4	58,5	61,2	62,1	62,1	62,1	62,1	62,1	62,1
São José 69 kV	42,8	40,5	46,9	45,0	49,5	46,8	51,3	51,3	51,3	51,3	51,3
Seringal Mirim 69 kV	55,8	58,8	61,9	65,0	63,9	27,0	29,7	56,7	29,7	29,7	25,2
Sivam/Aeroporto/Sto Antônio 69 kV	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9
Tarumã-Açu 138 kV	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	88,2
Terra Nova 138 kV	---	---	---	---	---	---	---	---	68,7	79,4	79,2
V-8 69 kV	55,8	52,2	53,9	54,0	54,0	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5
TOTAL	1789,9	1846,4	1937,1	2039,9	2111,8	2199,0	2330,0	2450,1	2571,5	2692,2	2810,9

4.5 Limites Operativos

4.5.1 Tensão

Os níveis de tensão admissíveis em regime permanente para cada classe de tensão envolvida são apresentados na Tabela 4-6.

Tabela 4-6 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão

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

4.5.2 Carregamento

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

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

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

4.5.3 Fator de Potência

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

4.6 Parâmetros Econômicos

Os custos modulares utilizados na análise econômica comparativa das alternativas e nas fichas PET e PELP foram os constantes na “Base de Referência de Preços ANEEL”, Junho/2014, [9].

Além disso, foi adotado o ano de 2019 como referência, taxa de atualização de capital de 8% ao ano, e tempo de vida útil das instalações igual a 30 anos.

As perdas elétricas obtidas para o período considerado foram valoradas pelo custo marginal de expansão da geração informado pela EPE de 154 R\$/MWh.

5 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA

O sistema elétrico da região metropolitana de Manaus é suprido basicamente pelas SE Lechuga 500/230/138 kV, SE Manaus 230/69 kV, SE Jorge Teixeira 230/138 kV e SE Mauá 3 230/138 kV, sendo a distribuição de energia realizada pela Eletrobras Distribuição Amazonas através de linhas em 69 kV e 138 kV.

Manaus conta ainda com um parque gerador térmico distribuído em vários níveis de tensão, além da usina hidrelétrica de Balbina, que são responsáveis por suprir boa parte de sua demanda de energia. Nota-se também que a interligação Tucuruí-Macapá-Manaus em 500 kV cumpre papel importante neste sistema, pois permite que a região metropolitana de Manaus receba energia do SIN.

A Figura 5-1 apresenta o sistema elétrico da região metropolitana de Manaus no ano de 2019.

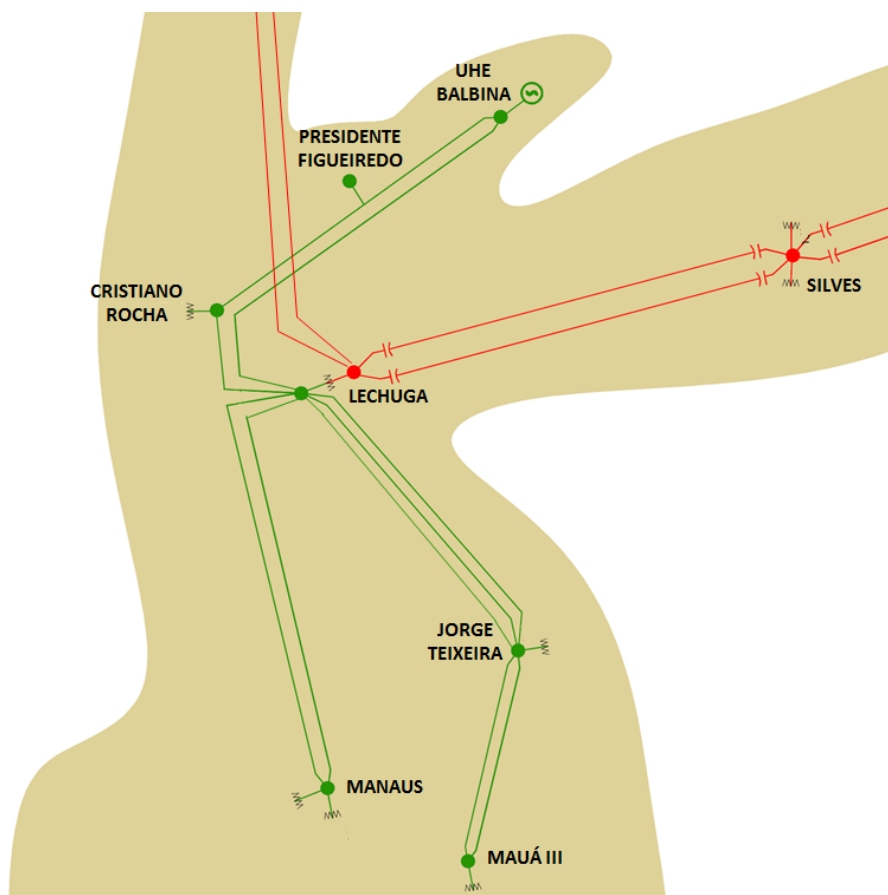


Figura 5-1 – Sistema elétrico da região metropolitana de Manaus no ano de 2019

Atualmente observa-se uma tendência de crescimento populacional na região Sudoeste de Manaus e, por consequência, do aumento da demanda de energia elétrica nesta região. É importante mencionar também que a SE Manaus 230/69 kV não possui disponibilidade física para a ampliação da sua capacidade de transformação, além do 4º banco de transformadores 230/69 kV indicado em [6]. Finalmente, cumpre notar que devido à localização desta subestação, as expansões na rede de 69 kV necessárias para atendimento à este crescimento de demanda, implicariam em dificuldades construtivas por parte da distribuidora de energia local.

Adicionalmente, sem considerar a implementação do novo ponto de suprimento na região Sudoeste de Manaus, em 2019 seria verificado sobrecarga em regime normal de operação, acima da capacidade nominal dos transformadores 230/138 kV da SE Jorge Teixeira (150/165 MVA), conforme apresentado na Figura 5-2.

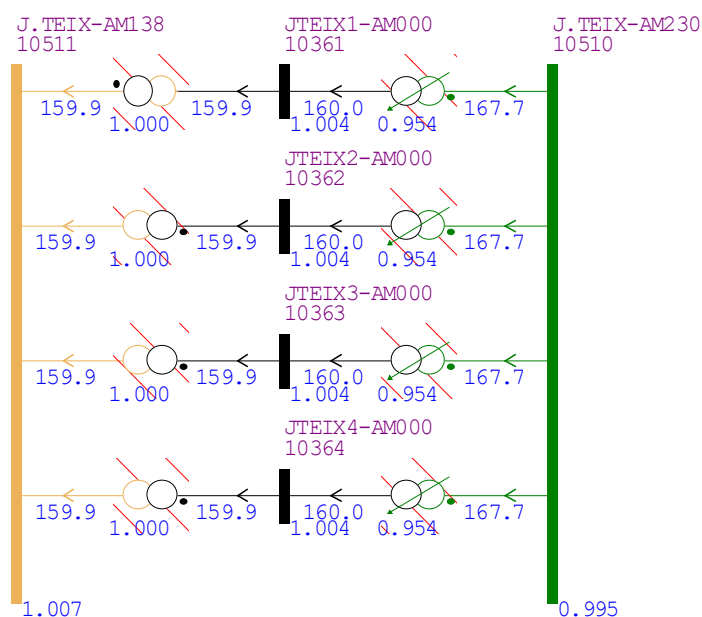


Figura 5-2 – Fluxo de potência em regime normal de operação – Patamar de Carga Média – Ano 2019 – sem a implantação de reforços

Ainda em 2019, sem considerar a implantação dos reforços, seria verificado sobrecarga acima da capacidade nominal da transformação 230/69 kV da SE Manaus (150/154 MVA), durante a contingência de qualquer um dos bancos de transformadores, conforme apresentado na Figura 5-3.

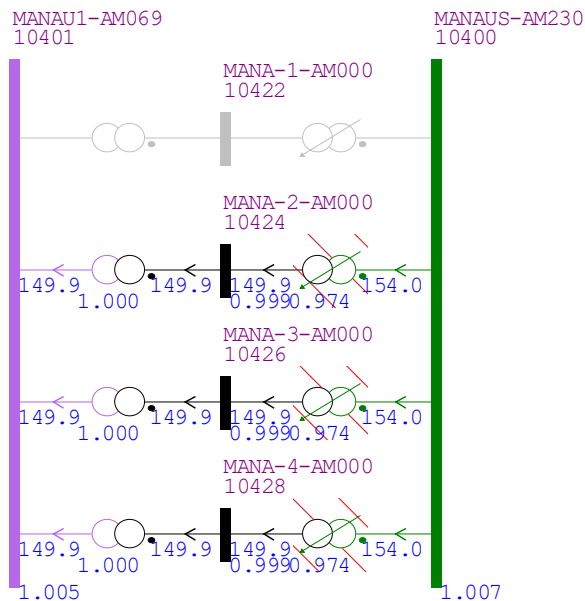


Figura 5-3 – Contingência de um dos 4 bancos de transformadores 230/69 kV da SE Manaus – Patamar de Carga Média – Ano 2019 – sem a implantação de reforços

Desta forma, torna-se necessária a realização de um estudo de planejamento de expansão para suprimento de energia elétrica à região metropolitana de Manaus, com o objetivo principal de indicar um novo ponto de suprimento na região Sudeste da capital do estado do Amazonas.

6 DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS

6.1 Alternativa 1

A Alternativa 1 contempla a implantação de uma nova subestação 230/138 kV na região Sudoeste de Manaus, denominada SE Tarumã. Cumpre notar que essa subestação constitui-se como sendo obra comum à todas as alternativas analisadas neste estudo. A SE Tarumã se conectará à SE Lechuga através de três circuitos em 230 kV, sendo uma LT em circuito duplo e uma LT em circuito simples. Adicionalmente, essa alternativa prevê a construção da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1. Cumpre notar que estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentaram trechos subterrâneos.

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

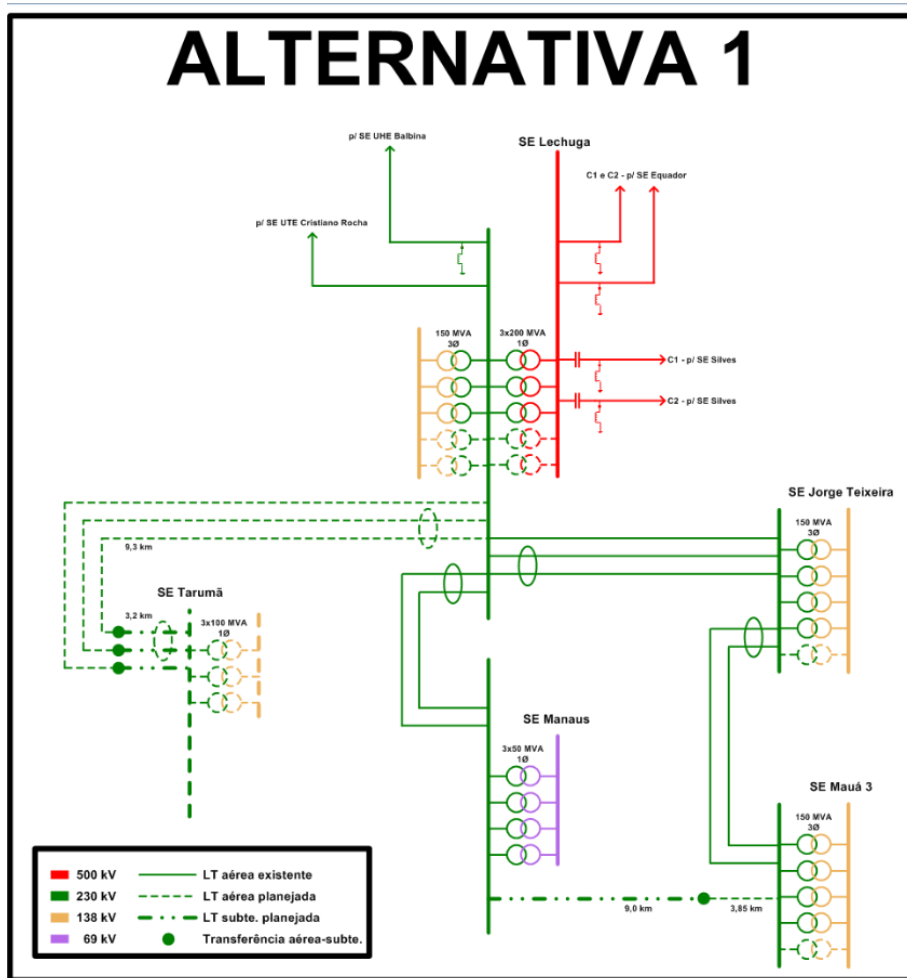


Figura 6-1 – Diagrama esquemático da Alternativa 1

6.2 Alternativa 2

Na Alternativa 2, a SE Tarumã se conectará à SE Lechuga através de um circuito simples em 230 kV. Adicionalmente, essa alternativa prevê o seccionamento da LT 230 kV Lechuga – Manaus C1 na SE Tarumã, além da construção da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 e da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C2 (2029). Assim como mencionado para a Alternativa 1, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentaram trechos subterrâneos.

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

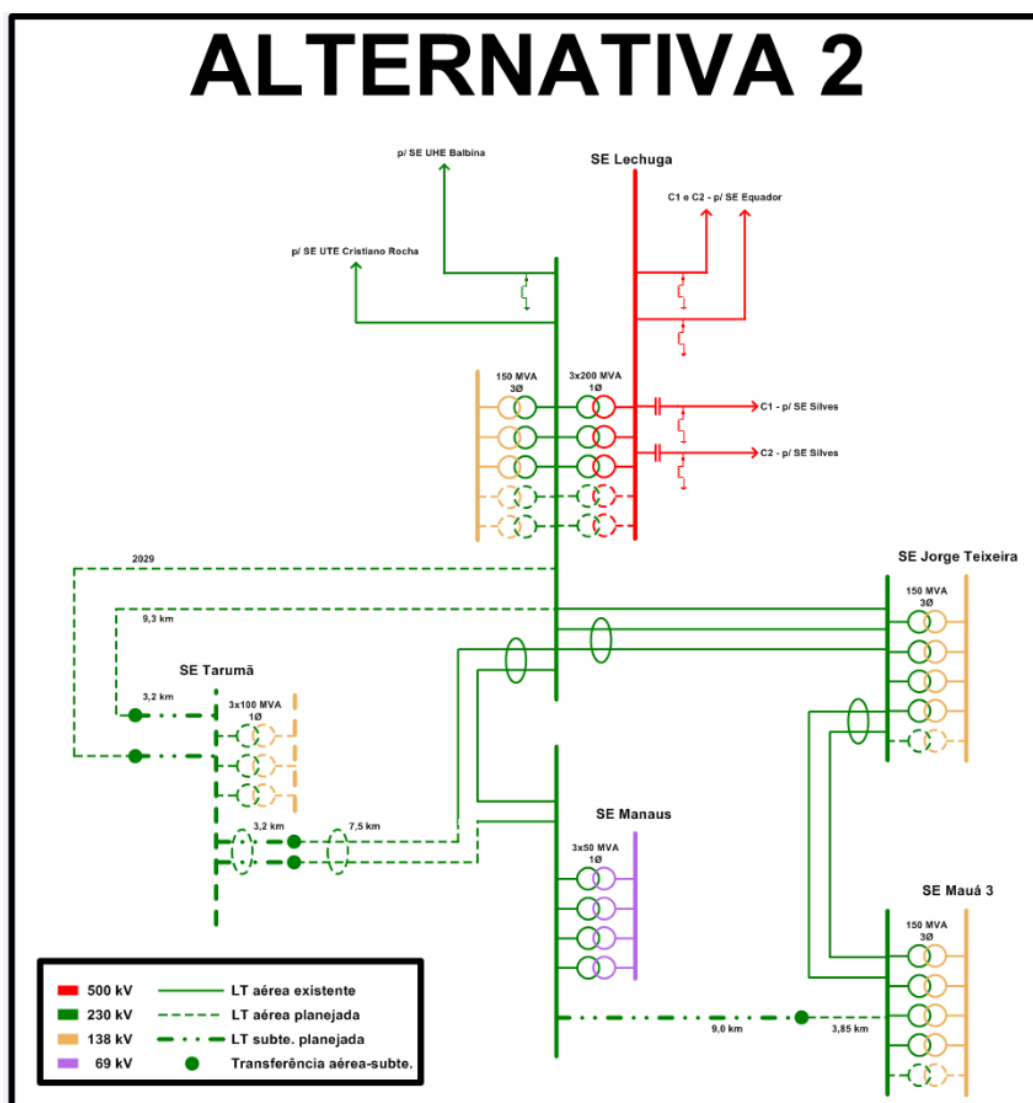


Figura 6-2 – Diagrama esquemático da Alternativa 2

6.3 Alternativa 3

Na Alternativa 3, a SE Tarumã se conectará à SE Lechuga através de um circuito simples em 230 kV. Adicionalmente, essa alternativa prevê a construção da LT 230 kV Tarumã – Manaus C1 e da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1, que por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentaram trecho subterrâneo.

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

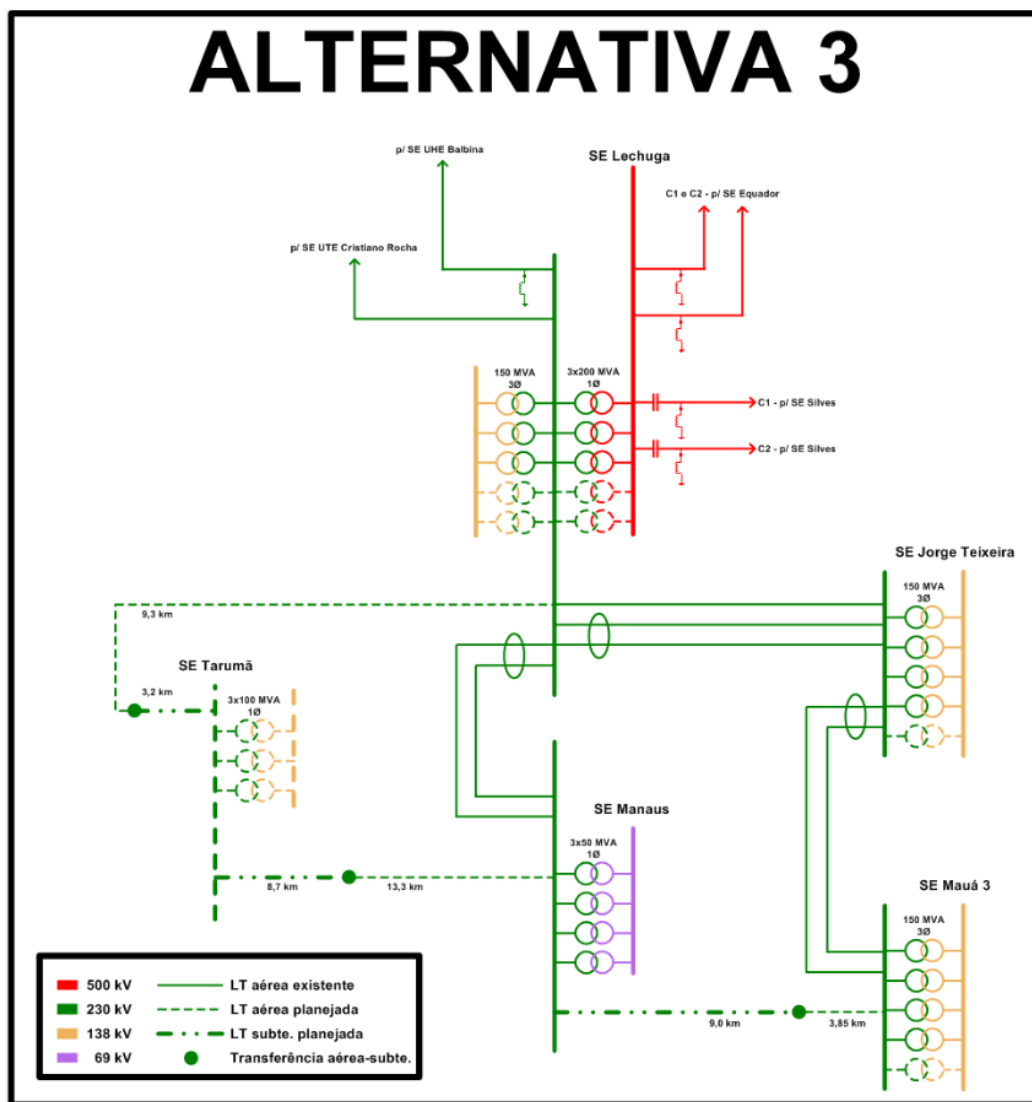


Figura 6-3 – Diagrama esquemático da Alternativa 3

6.4 Alternativa 4

Na Alternativa 4, a SE Tarumã se conectará à SE Lechuga através de três circuitos em 230 kV, sendo uma LT em circuito duplo e uma LT em circuito simples. Adicionalmente, essa alternativa prevê a construção da LT 230 kV Lechuga – Manaus C3 e da LT 230 kV Jorge Teixeira – Mauá 3 C3. Cumpre notar que estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentaram trechos subterrâneos.

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

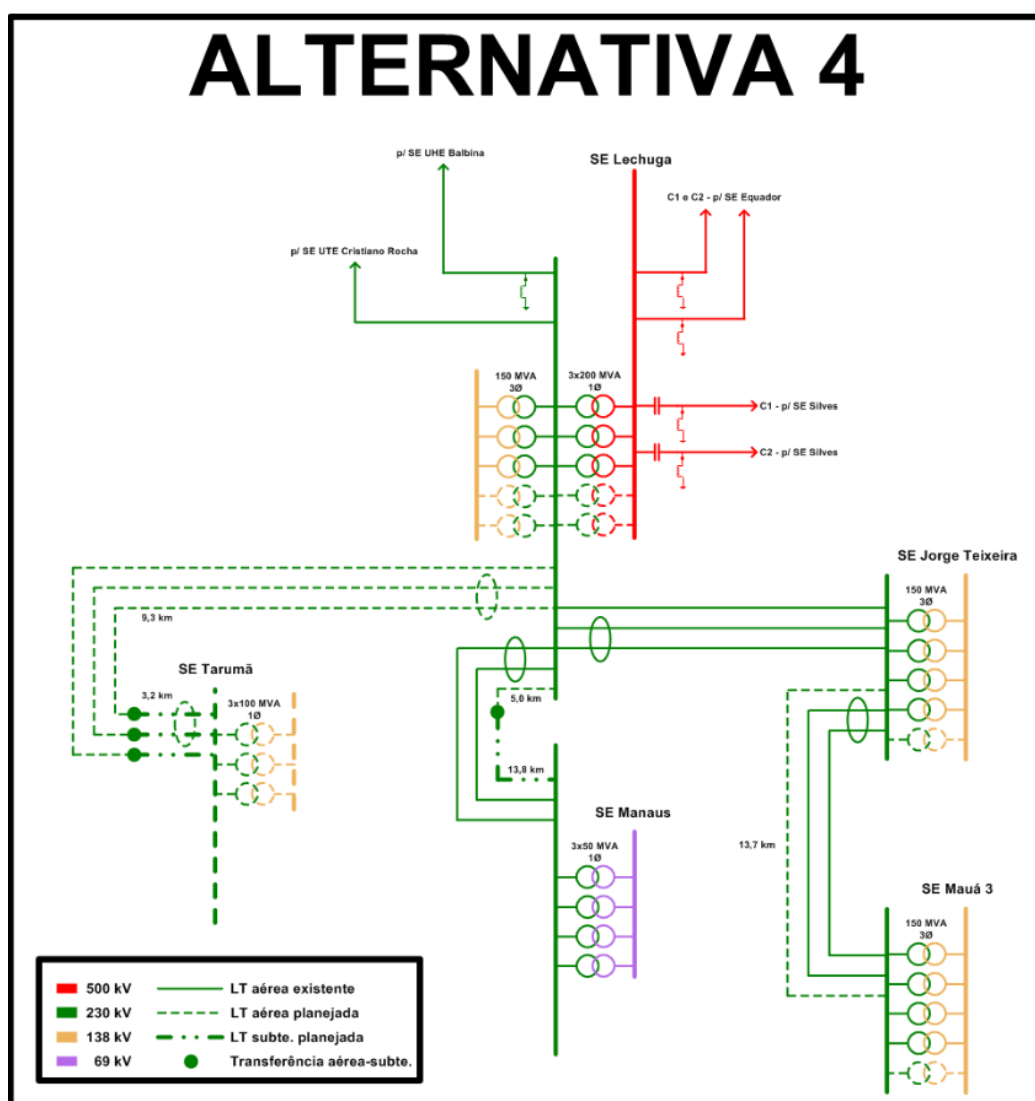


Figura 6-4 – Diagrama esquemático da Alternativa 4

6.5 Alternativa 5

Na Alternativa 5, a SE Tarumã se conectará à SE Lechuga através de um circuito simples em 230 kV. Adicionalmente, essa alternativa prevê o seccionamento da LT 230 kV Lechuga – Manaus C1 na SE Tarumã, além da construção da LT 230 kV Lechuga – Manaus C3 e da LT 230 kV Jorge Teixeira – Mauá 3 C3. Assim como mencionado para a Alternativa 4, cumpre notar que estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentaram trechos subterrâneos.

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

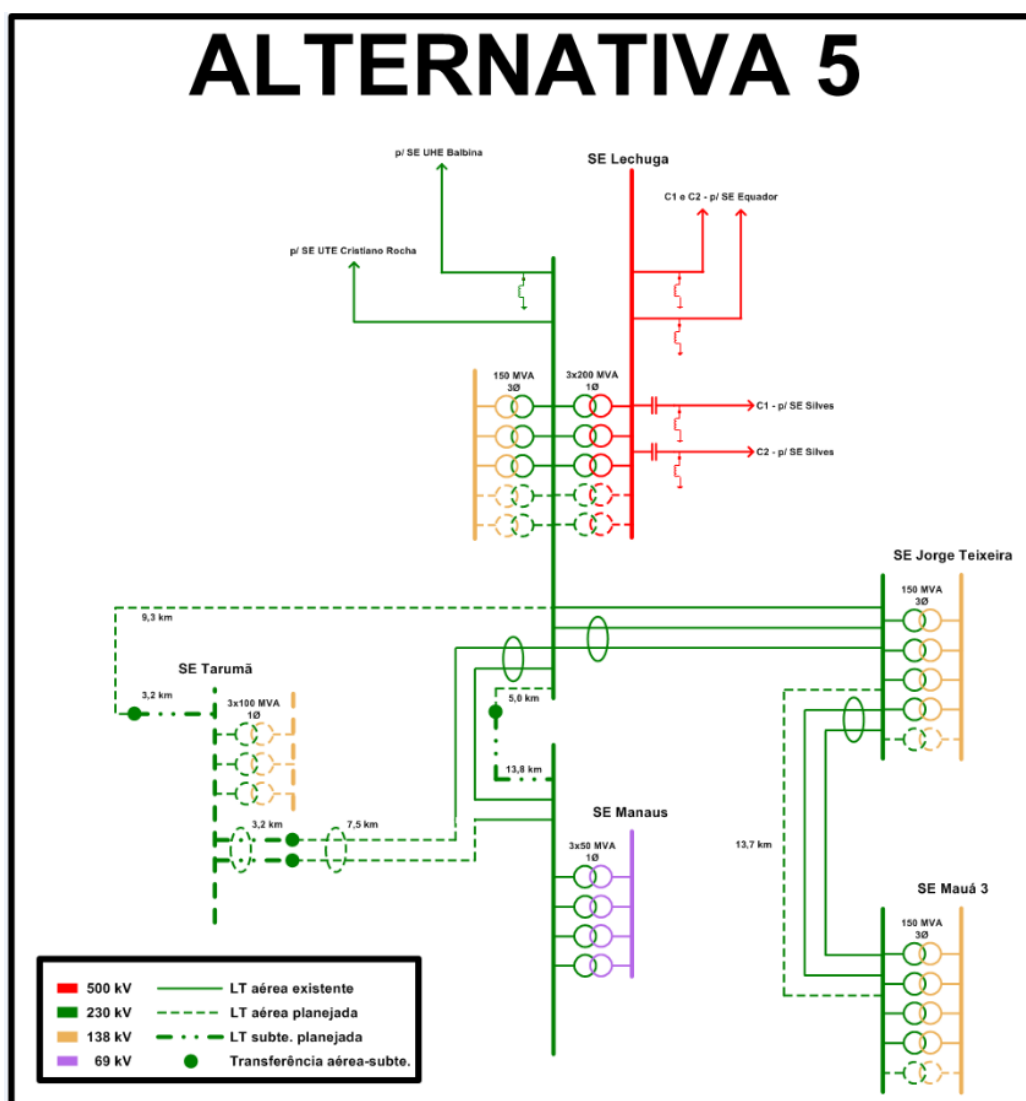


Figura 6-5 – Diagrama esquemático da Alternativa 5

6.6 Alternativa 6

Na Alternativa 6, a SE Tarumã se conectará à SE Lechuga através de um circuito simples em 230 kV. Adicionalmente, essa alternativa prevê a construção da LT 230 kV Tarumã – Manaus C1 e da LT 230 kV Jorge Teixeira – Mauá 3 C3. Cumpre notar que estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentaram trechos subterrâneos.

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

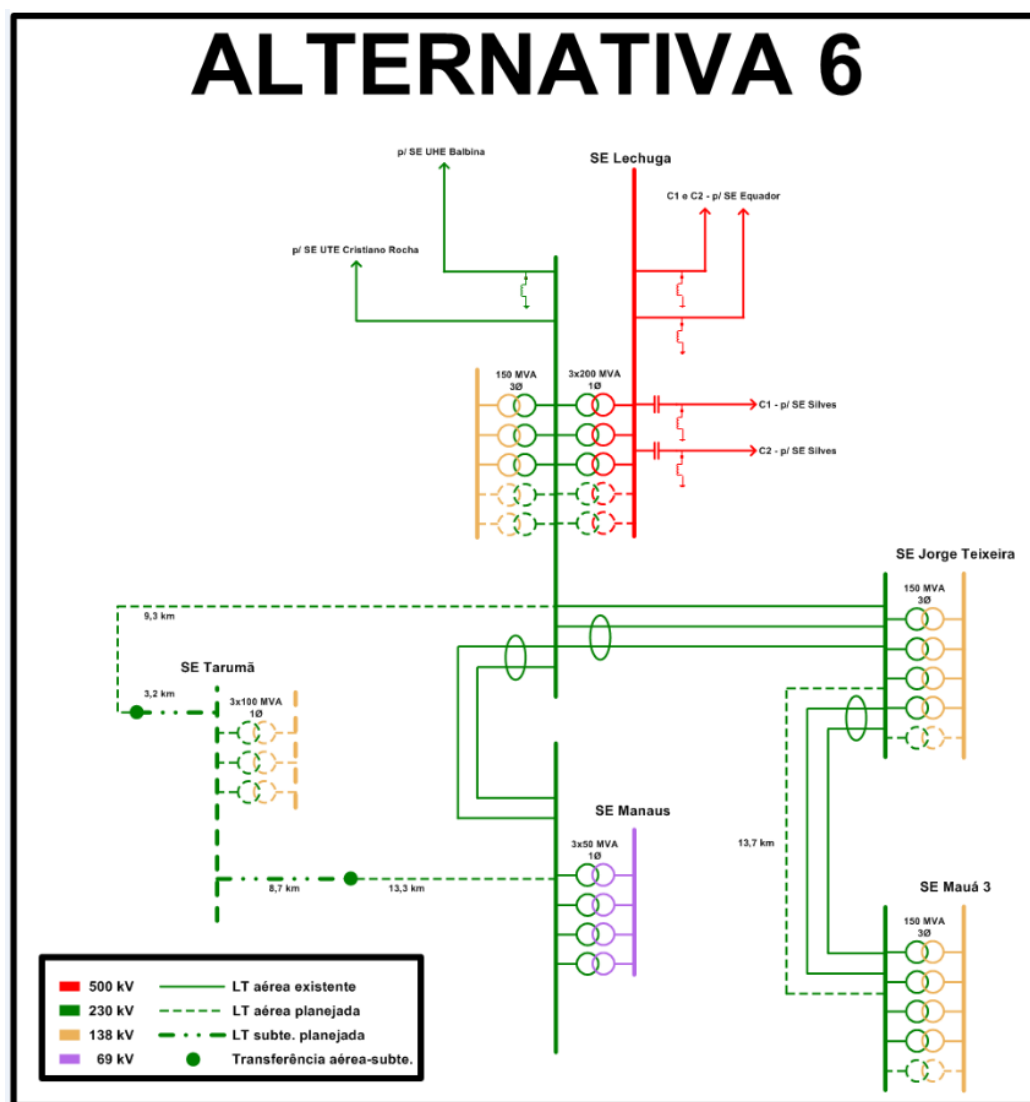


Figura 6-6 – Diagrama esquemático da Alternativa 6

6.7 Alternativa 7

Na Alternativa 7, a SE Tarumã se conectará à SE Lechuga através de um circuito duplo em 230 kV. Adicionalmente, essa alternativa prevê a construção da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1. Assim como mencionado para a Alternativa 1, cumpre notar que estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentaram trechos subterrâneos.

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

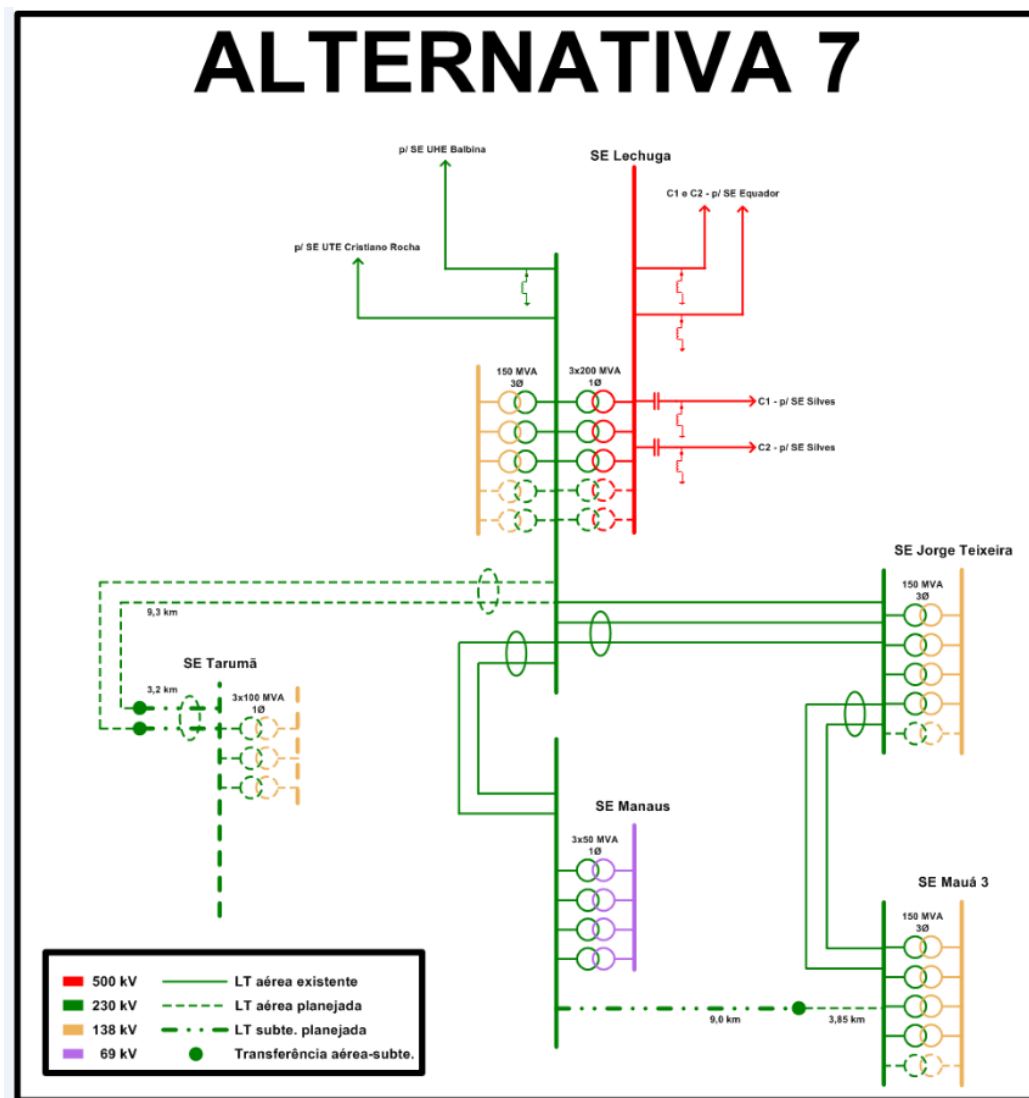


Figura 6-7 – Diagrama esquemático da Alternativa 7

6.8 Alternativa 8

Na Alternativa 8, a SE Tarumã se conectará à SE Lechuga através de um circuito duplo em 230 kV. Adicionalmente, essa alternativa prevê a construção da LT 230 kV Lechuga – Manaus C3 e da LT 230 kV Jorge Teixeira – Mauá 3 C3. Assim como mencionado para a Alternativa 4 e Alternativa 5, cumpre notar que estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentaram trechos subterrâneos.

A Figura 6-8 apresenta as principais obras associadas à Alternativa 8.

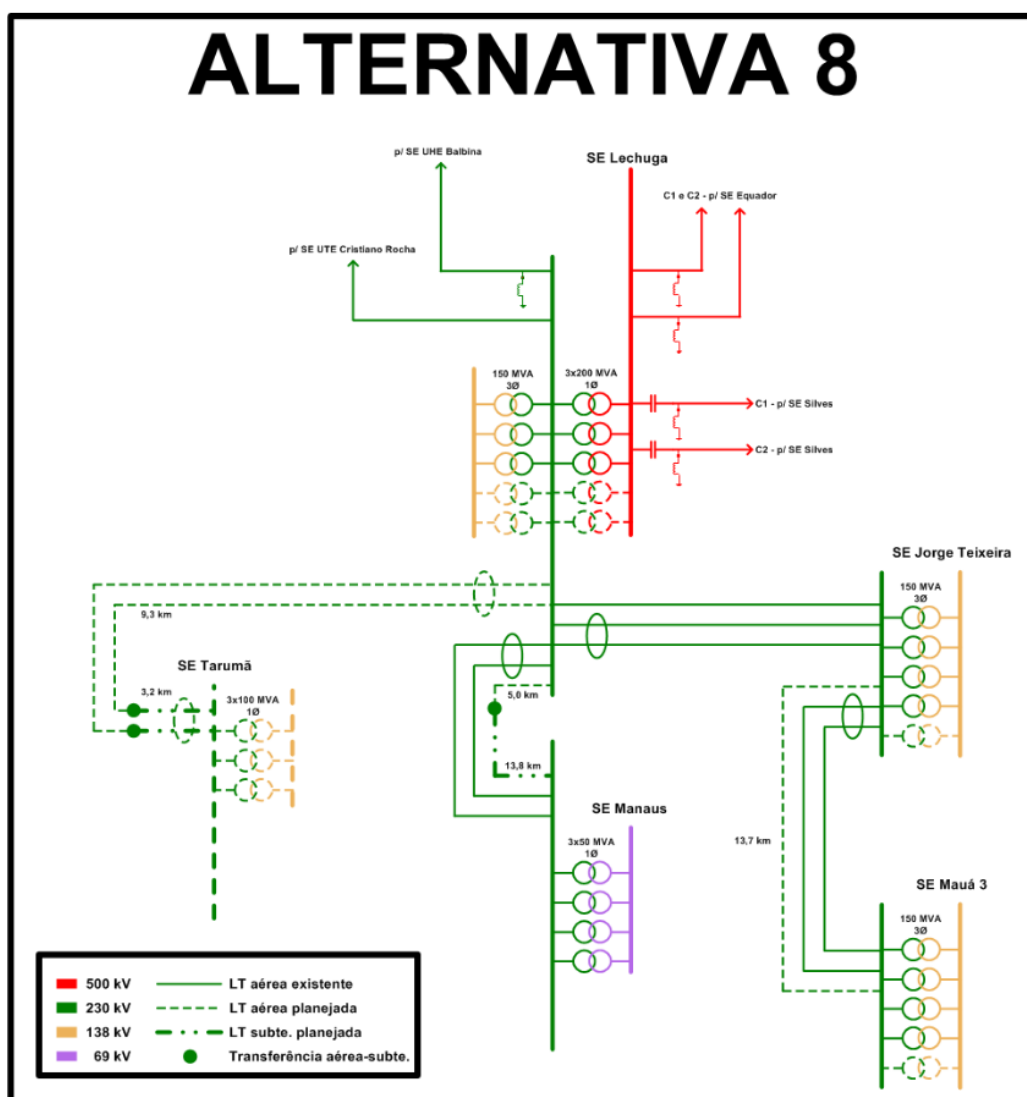


Figura 6-8 – Diagrama esquemático da Alternativa 8

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 Alternativa 1

A Alternativa 1 contempla a implantação em 2019 da SE Tarumã 230/138 kV com 2 bancos de autotransformadores de 300 MVA cada. A SE Tarumã se conectará à SE Lechuga através de 3 circuitos em 230 kV, sendo uma LT em circuito duplo e uma LT em circuito simples. Adicionalmente, essa alternativa prevê a construção da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus. Cumpre notar que estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentaram trechos subterrâneos.

A Tabela 7-1 até a Tabela 7-4 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa 1 no ano 2019.

Tabela 7-1 – Alternativa 1 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2019

Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	4º
Tarumã	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
	230/138 kV	ATR – 230/138-13,8 kV – 1Ø – (6+1) x 100 MVA – 300 MVA ⁽¹⁾	1º e 2º
	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-

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

Tabela 7-2 – Alternativa 1 – Principais obras em linhas de transmissão – 2019

Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
Lechuga – Tarumã – C1 e C2 ⁽²⁾	230 kV	CD – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
Lechuga – Tarumã – C3 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
Mauá 3 – Manaus – C1 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,85 km
Total em linhas de 230 kV			50,35 km

- (2) Estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentarão trechos subterrâneos.

Tabela 7-3 – Alternativa 1 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019

Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
Distrito 4	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
Jaraqui 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
Ponta Negra 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/69 kV	TR – 138-69 kV – 3Ø – 150 MVA	1º e 2º
	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Tabela 7-4 – Alternativa 1 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019

Linha de Distribuição	Tensão	Configuração	Distância
Amazonas – Jaraqui 2 – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	9,1 km
Compensa – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,5 km
Mauá 3 – Distrito 4 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,0 km
Tarumã – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x954 MCM	10,0 km
Total em linhas de 138 kV			51,2 km
Ponta Negra – Ponta Negra 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
Total em linhas de 69 kV			0,4 km

Destaca-se que a implantação no ano inicial do estudo (2019) da SE Tarumã 230/138 kV com 2 bancos de autotransformadores de 300 MVA cada (300/360 MVA), constitui-se como sendo obra comum à todas as alternativas analisadas neste estudo.

Ainda no ano inicial do estudo (2019), é recomendada a implantação do 4º banco de autotransformadores 500/230 kV (600/780 MVA) na SE Lechuga, com o objetivo de evitar sobrecarga nos 2 bancos de autotransformadores remanescentes durante contingência de um dos 3 bancos de autotransformadores 500/230 kV existentes nesta subestação, considerando a UTE Mauá 3 com despacho nulo (seja por manutenção ou mesmo por atraso na sua entrada em operação) e patamar de carga média, como apresentado na Figura 7-1.

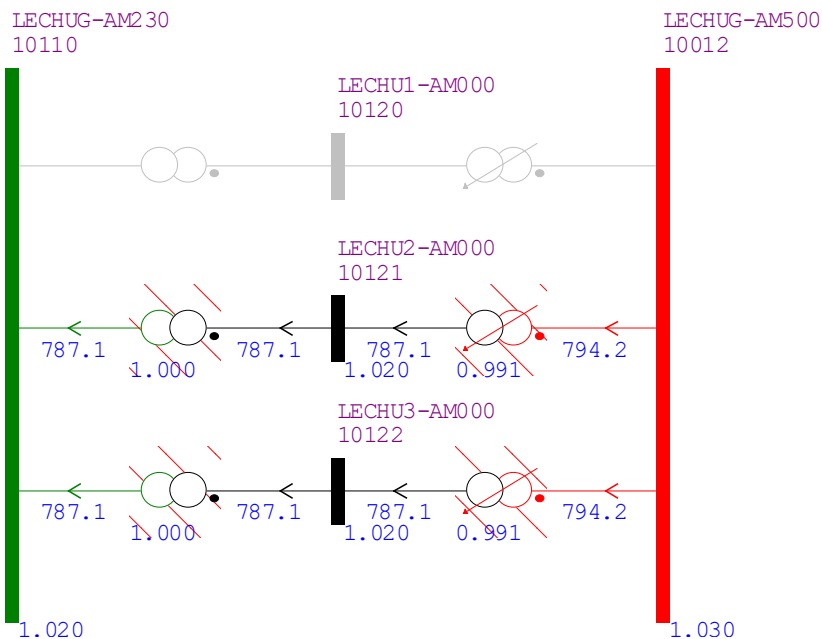


Figura 7-1 – Alternativa 1 – Contingência de um dos bancos de autotransformadores 500/230 kV da SE Lechuga – UTE Mauá 3 com despacho nulo – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2019 – Sem a implantação do 4º banco de ATR

Na Figura 7-2 e na Figura 7-3 são apresentados os fluxos de potência e perfis de tensão em regime normal de operação depois de inseridos todos esses reforços, cenários de geração mínima e geração máxima em patamar de carga média, respectivamente.

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

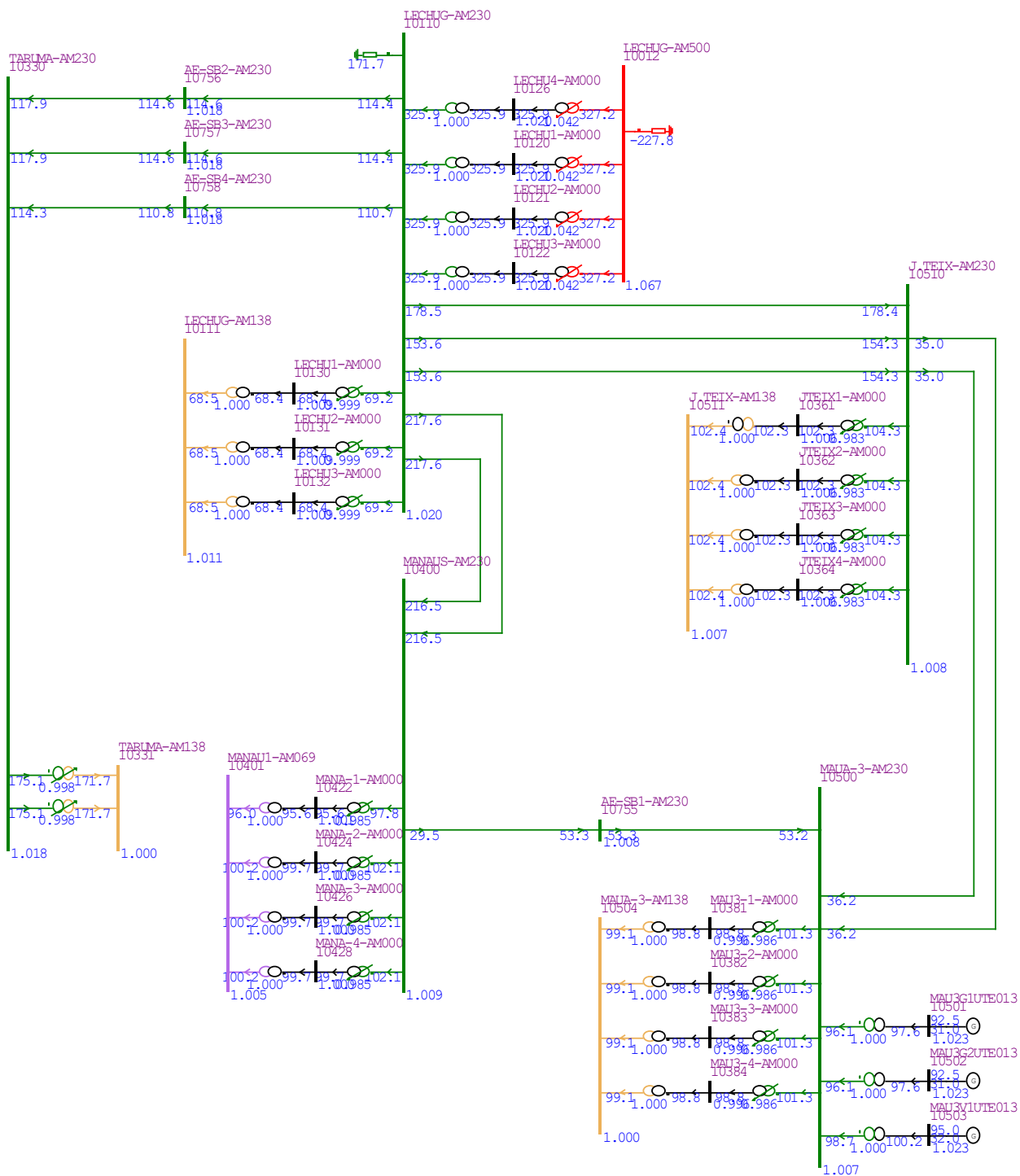


Figura 7-2 – Alternativa 1 – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2019

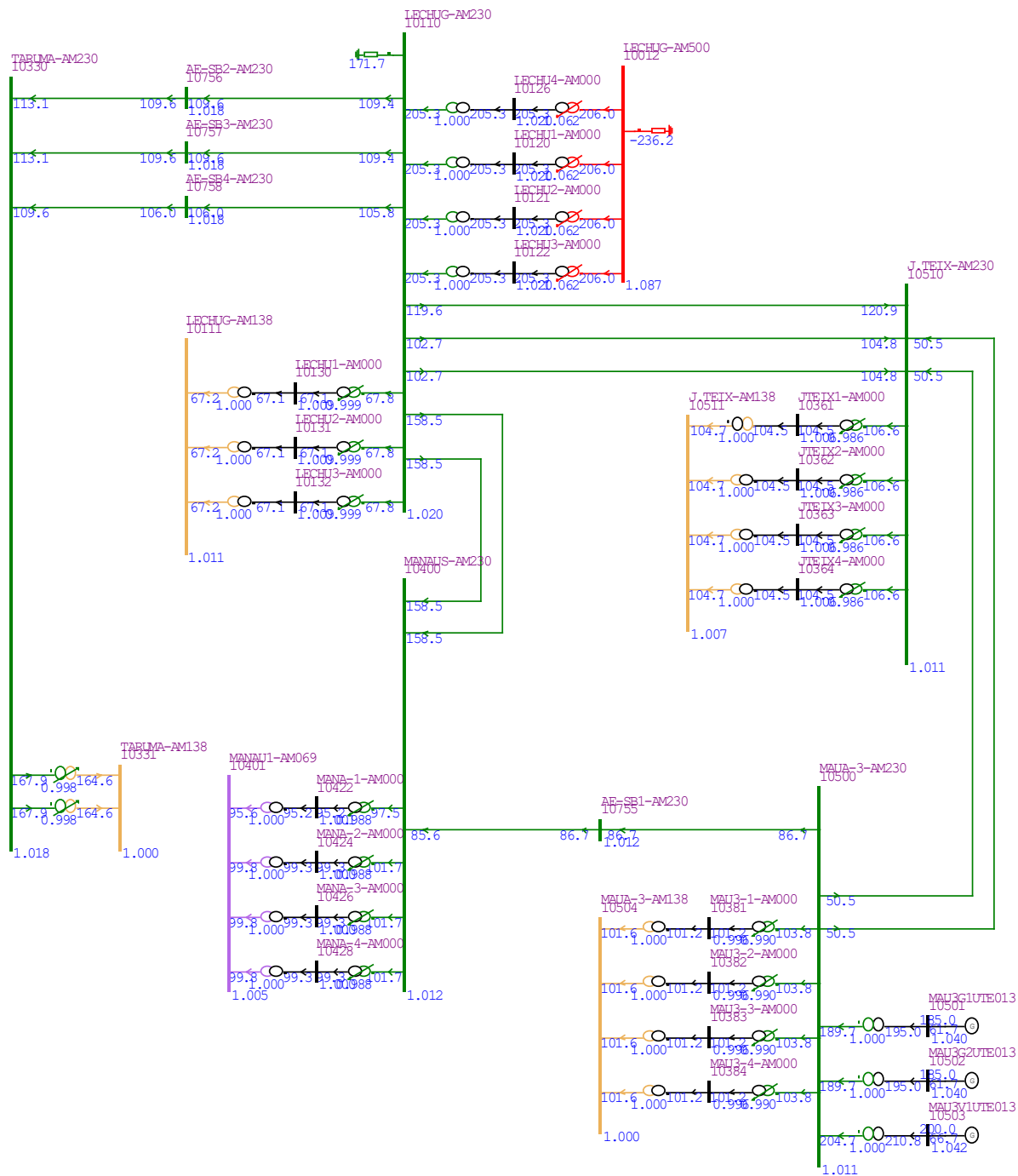


Figura 7-3 – Alternativa 1 – Cenário de Geração Máxima – Patamar de Carga Média – Ano 2019

Esta configuração apresenta desempenho satisfatório até 2025, quando torna-se necessária a implantação do 5º autotransformador 230/138 kV (150/165 MVA) na SE Jorge Teixeira, com o objetivo de evitar sobrecarga nos 3 autotransformadores remanescentes durante a contingência de um dos 4 autotransformadores existentes nesta subestação, considerando o patamar de carga média e cenário de geração mínima, como apresentado na Figura 7-4.

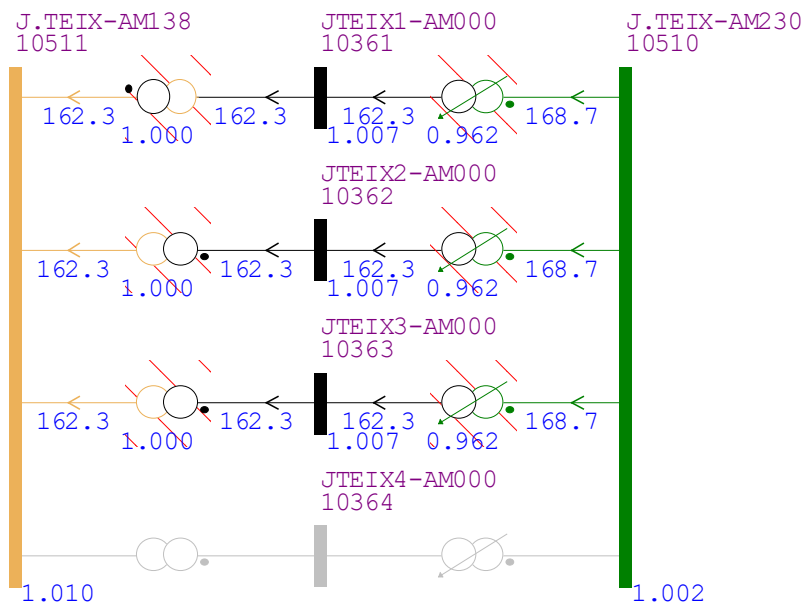


Figura 7-4 – Alternativa 1 – Contingência de um dos 4 autotransformadores 230/138 kV da SE Jorge Teixeira – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2025 – Sem a implantação do 5º ATR

Em 2026 é necessária a implantação do 5º autotransformador 230/138 kV (150/180 MVA) na SE Mauá 3, com o objetivo de evitar sobrecarga nos 3 autotransformadores remanescentes durante a contingência de um dos 4 autotransformadores existentes nesta subestação, considerando o patamar de carga média e cenário de geração mínima, como apresentado na Figura 7-5.

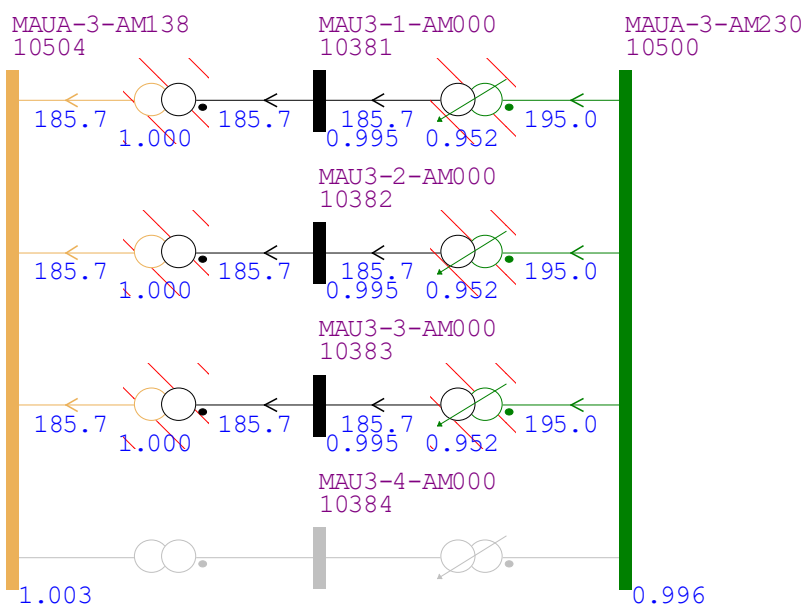


Figura 7-5 – Alternativa 1 – Contingência de um dos 4 autotransformadores 230/138 kV da SE Mauá 3 – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2026 – Sem a implantação do 5º ATR

Ainda em 2026 é identificada a necessidade da instalação do 4º autotransformador 230/138 kV (150/180 MVA) na SE Lechuga, com o objetivo de evitar sobrecarga nos 2 autotransformadores remanescentes durante a contingência de um dos 3 autotransformadores existentes nesta subestação, considerando o patamar de carga média e cenário de geração mínima, como apresentado na Figura 7-6.

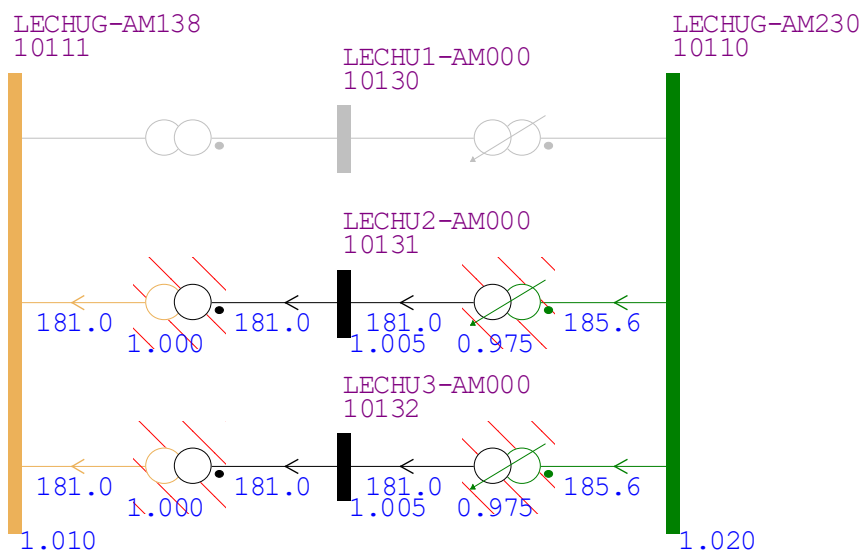


Figura 7-6 – Alternativa 1 – Contingência de um dos 3 autotransformadores 230/138 kV da SE Lechuga – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2026 – Sem a implantação do 4º ATR

No ano de 2027 é necessária a implantação do 3º banco de autotransformadores 230/138 kV (300/360 MVA) na SE Tarumã, com o objetivo de evitar sobrecarga no banco de autotransformadores remanescente durante a contingência de um dos 2 bancos de autotransformadores existentes nesta subestação, considerando o patamar de carga média e cenário de geração mínima, como apresentado na Figura 7-7.

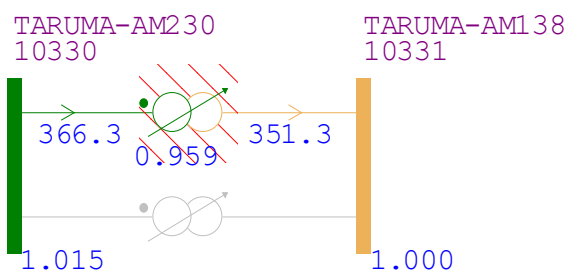


Figura 7-7 – Alternativa 1 – Contingência de um dos 2 bancos de autotransformadores 230/138 kV da SE Tarumã – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2027 – Sem a implantação do 3º banco de ATR

Em 2028 é recomendada a instalação do 5º banco de autotransformadores 500/230 kV (600/780 MVA) na SE Lechuga, com o objetivo de evitar sobrecarga nos 3 bancos de autotransformadores remanescentes durante a contingência de um dos 4 bancos de autotransformadores existentes nesta subestação, considerando o patamar de carga média e cenário de geração mínima, como apresentado na Figura 7-8.

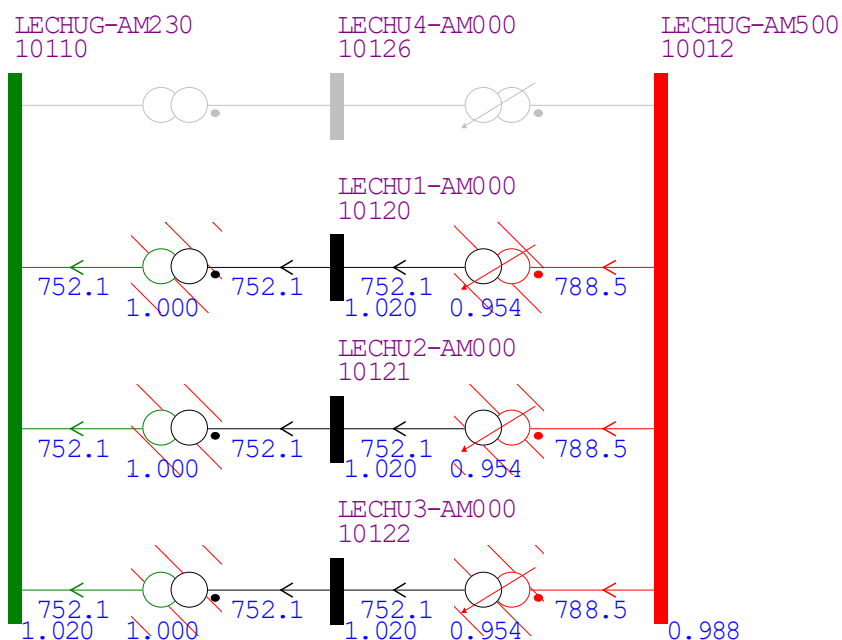


Figura 7-8 – Alternativa 1 – Contingência de um dos 4 bancos de autotransformadores 500/230 kV da SE Lechuga – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2028 – Sem a implantação do 5º banco de ATR

Ainda em 2028 é necessária a implantação do 5º autotransformador 230/138 kV (150/180 MVA) na SE Lechuga, com o objetivo de evitar sobrecarga nos 3 autotransformadores remanescentes durante a contingência de um dos 4 autotransformadores existentes nesta subestação, considerando o patamar de carga média e cenário de geração mínima, como apresentado na Figura 7-9.

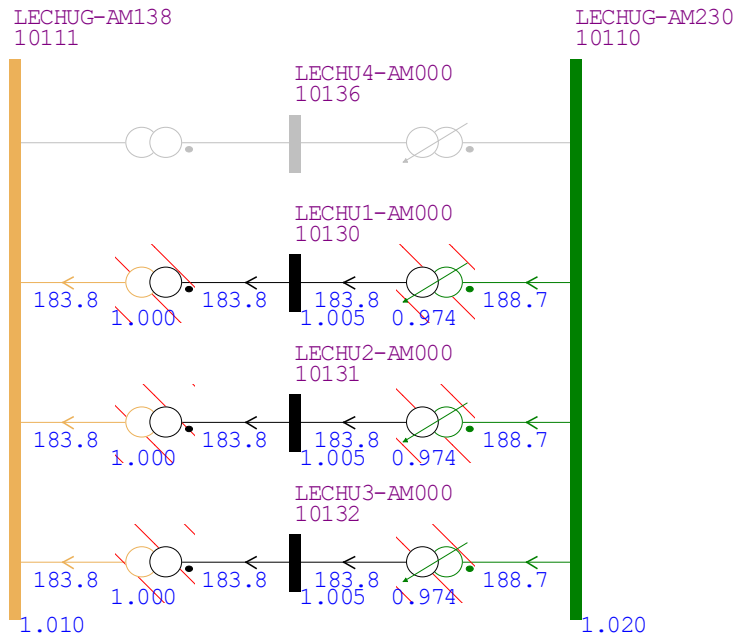


Figura 7-9 – Alternativa 1 – Contingência de um dos 4 autotransformadores 230/138 kV da SE Lechuga – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2028 – Sem a implantação do 5º ATR

Em 2029 torna-se necessária a implantação do 4º banco de autotransformadores 230/138 kV na SE Tarumã. Ressalta-se ainda que os reforços de transformação após o ano inicial do estudo (2019) nas SE: Lechuga 500/230/138 kV, Jorge Teixeira 230/138 kV, Mauá 3 230/138 kV e Tarumã 230/138 kV, também se constituem como sendo obras comuns à todas as alternativas analisadas neste estudo, visto que sua necessidade é reflexo direto do aumento de demanda na região metropolitana de Manaus.

A Figura 7-10 e a Figura 7-11 apresentam os fluxos de potência e perfis de tensão em regime normal de operação para o ano de 2029 depois de inseridos todos os reforços, cenários de geração mínima e cenário de geração máxima em patamar de carga média, respectivamente.

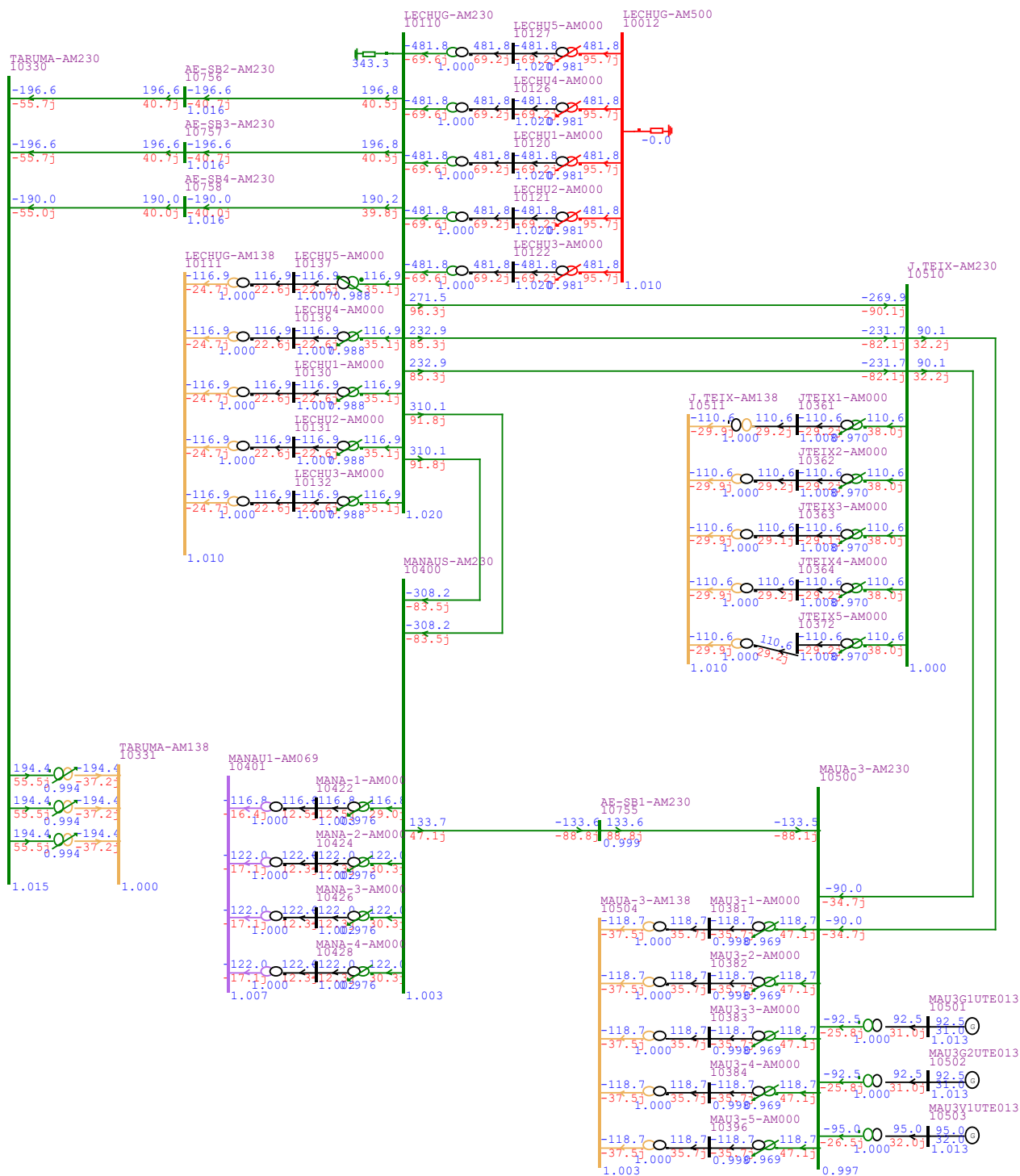


Figura 7-10 – Alternativa 1 – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2029

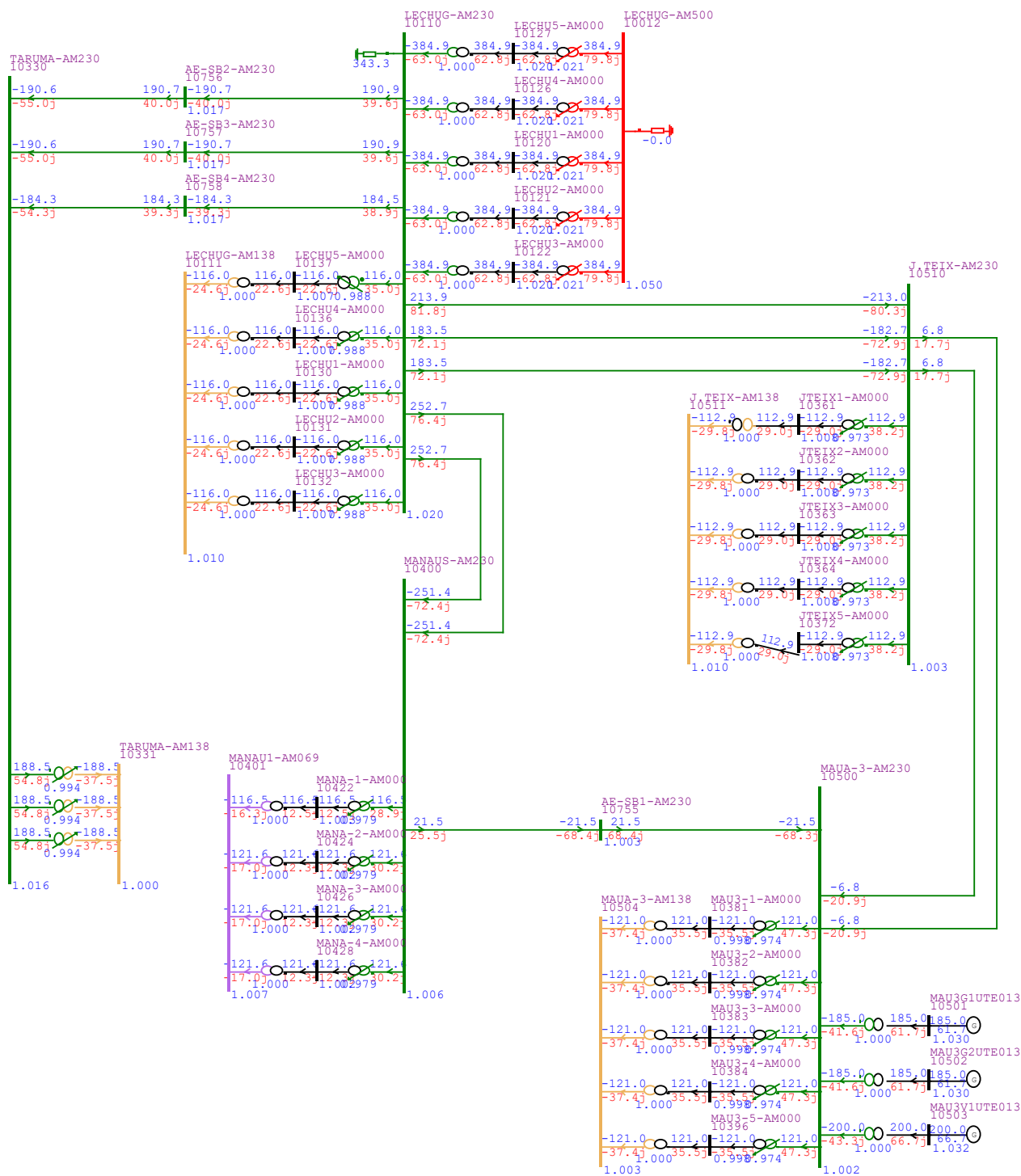


Figura 7-11 – Alternativa 1 – Cenário de Geração Máxima – Patamar de Carga Média – Ano 2029

A Tabela 7-5 até a Tabela 7-8 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa 1.

Tabela 7-5 – Alternativa 1 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2019	Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	4º
	Tarumã	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
		230/138 kV	ATR – 230/138-13,8 kV – 1Ø – (6+1) x 100 MVA – 300 MVA ⁽¹⁾	1º e 2º
		138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
2025	Jorge Teixeira	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º
2026	Lechuga	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	4º
	Mauá 3	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º
2027	Tarumã	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 1Ø – 3 x 100 MVA – 300 MVA	3º
2028	Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	5º
	Lechuga	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º

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

Tabela 7-6 – Alternativa 1 – Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
2019	Lechuga – Tarumã – C1 e C2 ⁽²⁾	230 kV	CD – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
	Lechuga – Tarumã – C3 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
	Mauá 3 – Manaus – C1 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,85 km
	Total em linhas de 230 kV			

(2) Estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentarão trechos subterrâneos.

Tabela 7-7 – Alternativa 1 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento (1/2)	Nº
2019	Distrito 4	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Jaraqui 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Ponta Negra 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/69 kV	TR – 138-69 kV – 3Ø – 150 MVA	1º e 2º
		69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
13,8 kV		Novo pátio de subestação 13,8 kV	-	
2020	Flores 2	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2021	Irاندuba 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	2º
	Manacapuru 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	2º
	Mutirão	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
2023	Flores 2	69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
	Ponta Negra 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
2024	Cachoeirinha 2	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Irاندuba 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
	Manacapuru 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
2025	Distrito 3	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Distrito 4	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Jaraqui 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Parque 10	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Ponta Negra 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
2026	Petrópolis	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento (2/2)	Nº
2027	Terra Nova	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2028	Cidade de Deus	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2029	Tarumã-Açu	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Tabela 7-8 – Alternativa 1 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia

Ano	Linha de Distribuição	Tensão	Configuração (1/2)	Distância	
2019	Amazonas – Jaraqui 2 – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	9,1 km	
	Compensa – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,5 km	
	Mauá 3 – Distrito 4 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,0 km	
	Tarumã – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x954 MCM	10,0 km	
	Total em linhas de 138 kV				51,2 km
	Ponta Negra – Ponta Negra 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km	
Total em linhas de 69 kV				0,4 km	
2020	Flores – Flores 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km	
	Total em linhas de 69 kV				0,4 km
2022	Flores – Redenção – C1 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x954 MCM	1,5 km	
	Manaus – Flores – C1 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,5 km	
	Manaus – Flores – C2 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,5 km	
	Total em linhas de 69 kV				10,5 km
2023	Manaus – Shopping Manauara – C2 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x954 MCM	4,1 km	
	Mauá 3 Dist. – FlyPLC – C1 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,2 km	
	Shopping Manauara – S. Mirim – C2 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	2,5 km	
	Total em linhas de 69 kV				10,8 km
2024	Cachoeirinha – Cachoeirinha 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km	
	Total em linhas de 69 kV				0,4 km
2025	Manaus – Cachoeirinha – C1 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x1272 MCM	6,1 km	
	Total em linhas de 69 kV				6,1 km
2026	Distrito 4 – Petrópolis – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km	
	Total em linhas de 138 kV				10,0 km
2027	Jaraqui 2 – Terra Nova – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km	
	Total em linhas de 138 kV				10,0 km

Ano	Linha de Distribuição	Tensão	Configuração (2/2)	Distância
2028	Santa Etelvina – Cidade de Deus – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km
	Total em linhas de 138 kV			10,0 km
2029	Ponta Negra 2 – Tarumã-Açu – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	2,0 km
	Total em linhas de 138 kV			6,0 km

7.2 Alternativa 2

Na Alternativa 2, a SE Tarumã se conectará à SE Lechuga através de um circuito simples em 230 kV. Adicionalmente, essa alternativa prevê o seccionamento da LT 230 kV Lechuga – Manaus C1 na SE Tarumã, além da construção da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus e da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C2 (2029).

A Tabela 7-9 até a Tabela 7-12 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa 2 no ano 2019.

Tabela 7-9 – Alternativa 2 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2019

Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	4º
Tarumã	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
	230/138 kV	ATR – 230/138-13,8 kV – 1Ø – (6+1) x 100 MVA – 300 MVA ⁽¹⁾	1º e 2º
	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-

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

Tabela 7-10 – Alternativa 2 – Principais obras em linhas de transmissão – 2019

Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
Lechuga – Tarumã – C1 ⁽²⁾	230 kV	CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
Seccionamento Lechuga – Manaus C1 na SE Tarumã ⁽²⁾		CD – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	10,7 km
Mauá 3 – Manaus – C1 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,85 km
Total em linhas de 230 kV			46,75 km

(2) Estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentarão trechos subterrâneos.

Tabela 7-11 – Alternativa 2 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019

Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
Distrito 4	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
Jaraqui 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
Ponta Negra 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/69 kV	TR – 138-69 kV – 3Ø – 150 MVA	1º e 2º
	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Tabela 7-12 – Alternativa 2 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019

Linha de Distribuição	Tensão	Configuração	Distância
Amazonas – Jaraqui 2 – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	9,1 km
Compensa – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,5 km
Mauá 3 – Distrito 4 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,0 km
Tarumã – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x954 MCM	10,0 km
Total em linhas de 138 kV			51,2 km
Ponta Negra – Ponta Negra 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
Total em linhas de 69 kV			0,4 km

Além das obras comuns destacadas na Alternativa 1 (item 7.1), é recomendada, em 2028, a implantação do 2º circuito em 230 kV entre as SE Lechuga e SE Tarumã, com o objetivo de evitar sobrecarga no 2º circuito (seccionamento Lechuga – Manaus C1 na SE Tarumã) durante a contingência da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1, como apresentado na Figura 7-12.

A Figura 7-13 e a Figura 7-14 apresentam os fluxos de potência e perfis de tensão em regime normal de operação para o ano de 2029 depois de inseridos todos os reforços, cenários de geração mínima e cenário de geração máxima em patamar de carga média, respectivamente.

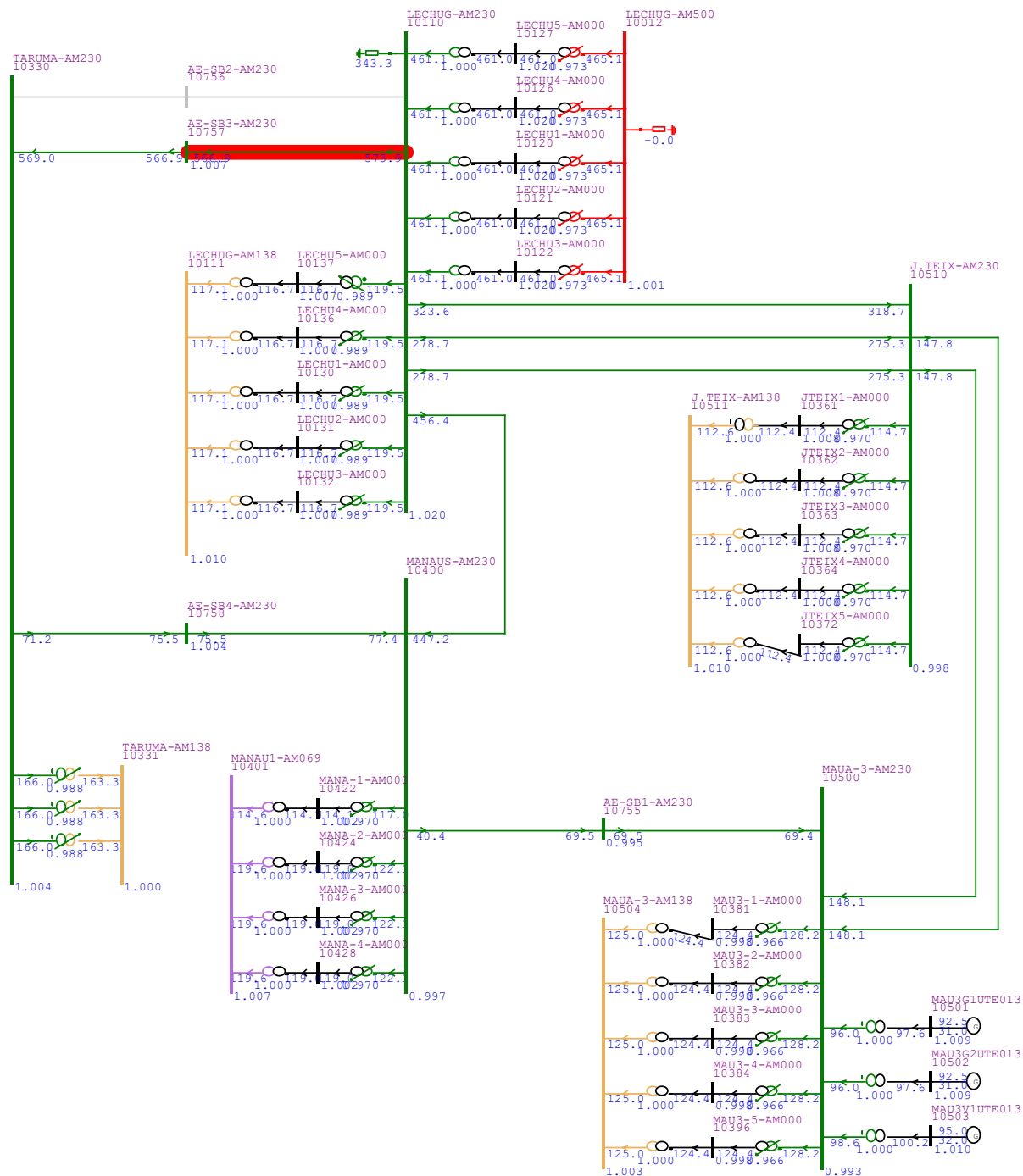


Figura 7-12 – Alternativa 2 – Contingência da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2028 – Sem a implantação da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C3

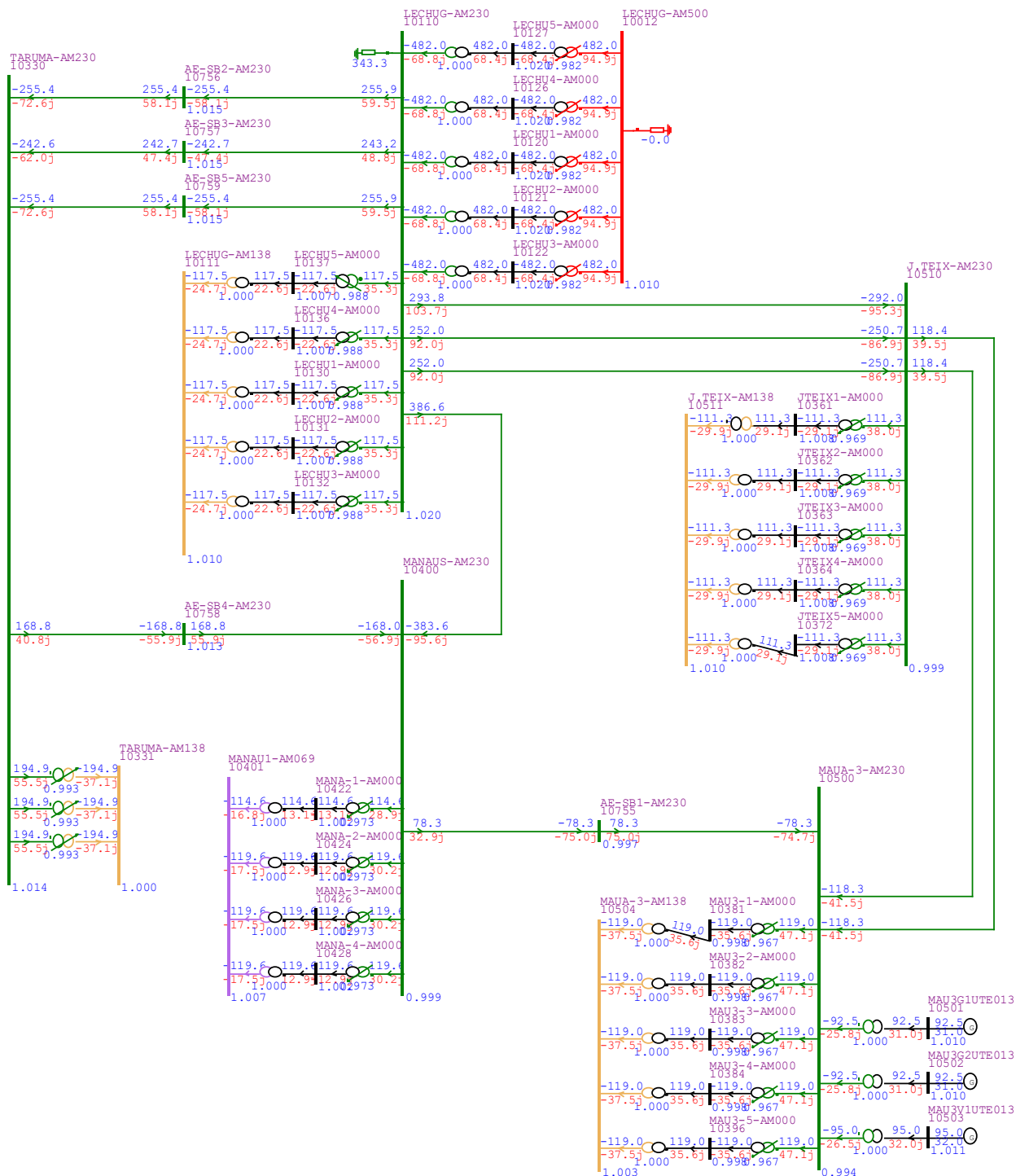


Figura 7-13 – Alternativa 2 – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2029

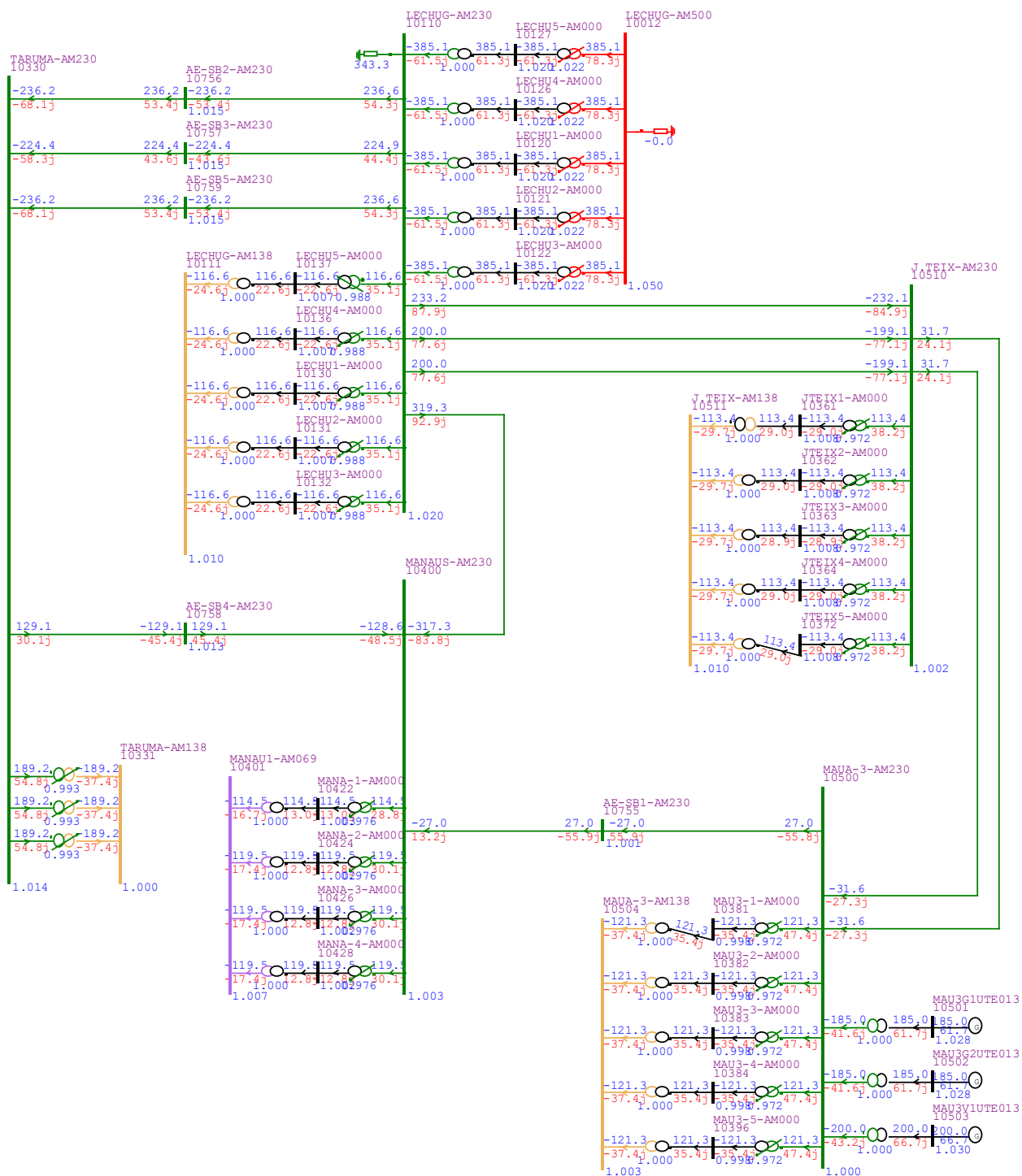


Figura 7-14 – Alternativa 2 – Cenário de Geração Máxima – Patamar de Carga Média – Ano 2029

A Tabela 7-13 até a Tabela 7-16 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa 2.

Tabela 7-13 – Alternativa 2 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2019	Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	4º
	Tarumã	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
		230/138 kV	ATR – 230/138-13,8 kV – 1Ø – (6+1) x 100 MVA – 300 MVA ⁽¹⁾	1º e 2º
		138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
2025	Jorge Teixeira	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º
2026	Lechuga	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	4º
	Mauá 3	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º
2027	Tarumã	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 1Ø – 3 x 100 MVA – 300 MVA	3º
2028	Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	5º
	Lechuga	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º

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

Tabela 7-14 – Alternativa 2 – Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
2019	Lechuga – Tarumã – C1 ⁽²⁾	230 kV	CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
	Seccionamento Lechuga – Manaus C1 na SE Tarumã ⁽²⁾		CD – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	10,7 km
	Mauá 3 – Manaus – C1 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,85 km
Total em linhas de 230 kV				46,75 km
2028	Lechuga – Tarumã – C2 ⁽²⁾	230 kV	CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
Total em linhas de 230 kV				12,5 km

(2) Estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentarão trechos subterrâneos.

Tabela 7-15 – Alternativa 2 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento (1/2)	Nº
2019	Distrito 4	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Jaraqui 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Ponta Negra 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/69 kV	TR – 138-69 kV – 3Ø – 150 MVA	1º e 2º
		69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
13,8 kV		Novo pátio de subestação 13,8 kV	-	
2020	Flores 2	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2021	Irاندuba 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	2º
	Manacapuru 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	2º
	Mutirão	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
2023	Flores 2	69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
	Ponta Negra 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
2024	Cachoeirinha 2	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Irاندuba 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
	Manacapuru 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
2025	Distrito 3	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Distrito 4	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Jaraqui 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Parque 10	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Ponta Negra 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
2026	Petrópolis	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento (2/2)	Nº
2027	Terra Nova	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2028	Cidade de Deus	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2029	Tarumã-Açu	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Tabela 7-16 – Alternativa 2 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia

Ano	Linha de Distribuição	Tensão	Configuração (1/2)	Distância		
2019	Amazonas – Jaraqui 2 – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	9,1 km		
	Compensa – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,5 km		
	Mauá 3 – Distrito 4 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,0 km		
	Tarumã – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x954 MCM	10,0 km		
	Total em linhas de 138 kV				51,2 km	
2020	Ponta Negra – Ponta Negra 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km		
	Total em linhas de 69 kV				0,4 km	
2022	Flores – Flores 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km		
	Total em linhas de 69 kV				0,4 km	
	Flores – Redenção – C1 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	1,5 km		
	Manaus – Flores – C1 (recondutoramento)	CS – 1x954 MCM	4,5 km			
2023	Manaus – Flores – C2 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x954 MCM	4,5 km		
	Total em linhas de 69 kV				10,5 km	
	Manaus – Shopping Manauara – C2 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,1 km		
	Mauá 3 Dist. – FlyPLC – C1 (recondutoramento)	CS – 1x954 MCM	4,2 km			
2024	Shopping Manauara – S. Mirim – C2 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x954 MCM	2,5 km		
	Total em linhas de 69 kV				10,8 km	
2025	Cachoeirinha – Cachoeirinha 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km		
	Total em linhas de 69 kV				0,4 km	
2026	Manaus – Cachoeirinha – C1 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x1272 MCM	6,1 km		
	Total em linhas de 69 kV				6,1 km	
2027	Distrito 4 – Petrópolis – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km		
	Total em linhas de 138 kV				10,0 km	
2027	Jaraqui 2 – Terra Nova – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km		
	Total em linhas de 138 kV				10,0 km	

Ano	Linha de Distribuição	Tensão	Configuração (2/2)	Distância
2028	Santa Etelvina – Cidade de Deus – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km
	Total em linhas de 138 kV			10,0 km
2029	Ponta Negra 2 – Tarumã-Açu – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	2,0 km
	Total em linhas de 138 kV			6,0 km

7.3 Alternativa 3

Na Alternativa 3, a SE Tarumã se conectará à SE Lechuga através de um circuito simples em 230 kV. Adicionalmente, essa alternativa prevê a construção da LT 230 kV Tarumã – Manaus e da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus.

A Tabela 7-17 até a Tabela 7-20 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa 3 no ano 2019.

Tabela 7-17 – Alternativa 3 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2019

Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	4º
Tarumã	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
	230/138 kV	ATR – 230/138-13,8 kV – 1Ø – (6+1) x 100 MVA – 300 MVA ⁽¹⁾	1º e 2º
	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-

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

Tabela 7-18 – Alternativa 3 – Principais obras em linhas de transmissão – 2019

Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
Lechuga – Tarumã – C1 ⁽²⁾	230 kV	CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
Tarumã – Manaus C1 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	22,0 km
Mauá 3 – Manaus – C1 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,85 km
Total em linhas de 230 kV			47,35 km

(2) Estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentarão trechos subterrâneos.

Tabela 7-19 – Alternativa 3 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas– 2019

Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
Distrito 4	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
Jaraqui 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
Ponta Negra 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/69 kV	TR – 138-69 kV – 3Ø – 150 MVA	1º e 2º
	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Tabela 7-20 – Alternativa 3 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas– 2019

Linha de Distribuição	Tensão	Configuração	Distância
Amazonas – Jaraqui 2 – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	9,1 km
Compensa – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,5 km
Mauá 3 – Distrito 4 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,0 km
Tarumã – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x954 MCM	10,0 km
Total em linhas de 138 kV			51,2 km
Ponta Negra – Ponta Negra 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
Total em linhas de 69 kV			0,4 km

A Alternativa 3 também contempla as obras comuns destacadas na Alternativa 1 (item 7.1). A Figura 7-15 e a Figura 7-16 apresentam os fluxos de potência e perfis de tensão em regime normal de operação para o ano de 2029 depois de inseridos todos os reforços, cenários de geração mínima e cenário de geração máxima em patamar de carga média, respectivamente.

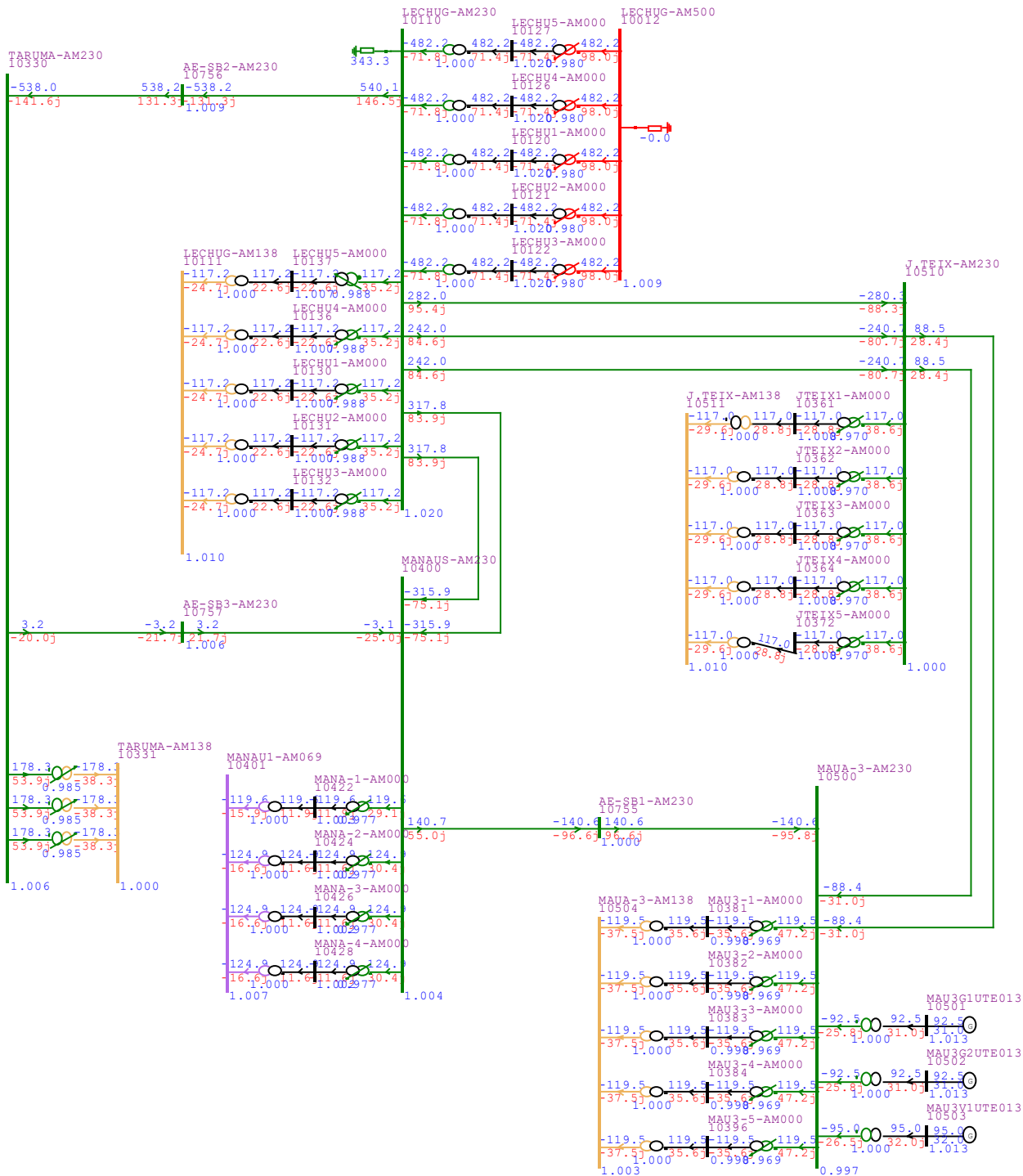


Figura 7-15 – Alternativa 3 – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2029

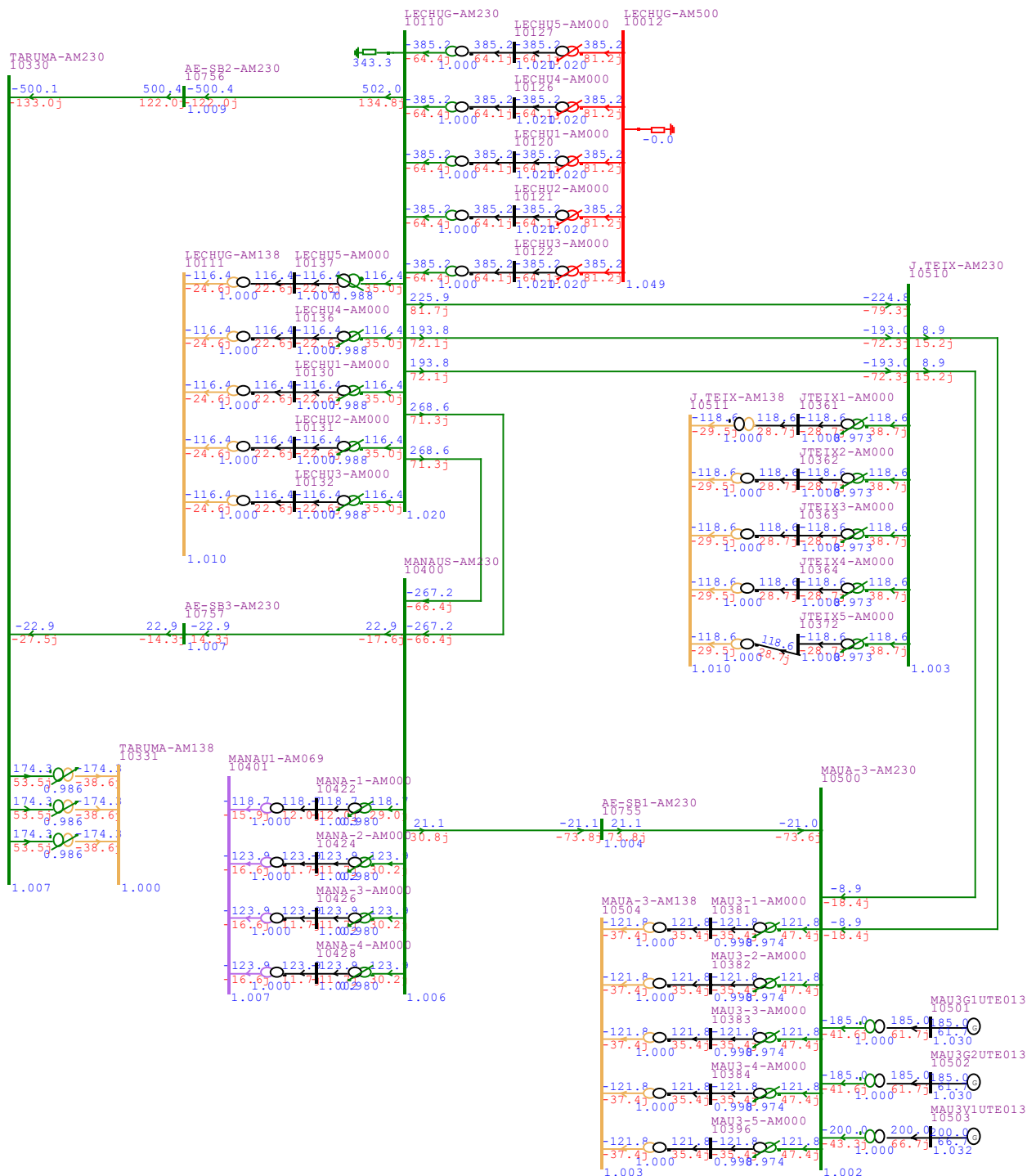


Figura 7-16 – Alternativa 3 – Cenário de Geração Máxima – Patamar de Carga Média – Ano 2029

A Tabela 7-21 até a Tabela 7-24 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa 3.

Tabela 7-21 – Alternativa 3 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2019	Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	4º
	Tarumã	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
		230/138 kV	ATR – 230/138-13,8 kV – 1Ø – (6+1) x 100 MVA – 300 MVA ⁽¹⁾	1º e 2º
		138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
2025	Jorge Teixeira	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º
2026	Lechuga	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	4º
	Mauá 3	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º
2027	Tarumã	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 1Ø – 3 x 100 MVA – 300 MVA	3º
2028	Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	5º
	Lechuga	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º

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

Tabela 7-22 – Alternativa 3 – Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
2019	Lechuga – Tarumã – C1 ⁽²⁾	230 kV	CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
	Tarumã – Manaus C1 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	22,0 km
	Mauá 3 – Manaus – C1 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,85 km
Total em linhas de 230 kV				47,35 km

(2) Estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentarão trechos subterrâneos.

Tabela 7-23 – Alternativa 3 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento (1/2)	Nº
2019	Distrito 4	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Jaraqui 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Ponta Negra 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/69 kV	TR – 138-69 kV – 3Ø – 150 MVA	1º e 2º
		69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
13,8 kV		Novo pátio de subestação 13,8 kV	-	
2020	Flores 2	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2021	Irاندuba 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	2º
	Manacapuru 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	2º
	Mutirão	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
2023	Flores 2	69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
	Ponta Negra 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
2024	Cachoeirinha 2	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Irاندuba 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
	Manacapuru 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
2025	Distrito 3	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Distrito 4	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Jaraqui 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Parque 10	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Ponta Negra 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
2026	Petrópolis	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento (2/2)	Nº
2027	Terra Nova	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2028	Cidade de Deus	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2029	Tarumã-Açu	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Tabela 7-24 – Alternativa 3 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia

Ano	Linha de Distribuição	Tensão	Configuração (1/2)	Distância
2019	Amazonas – Jaraqui 2 – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	9,1 km
	Compensa – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,5 km
	Mauá 3 – Distrito 4 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,0 km
	Tarumã – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x954 MCM	10,0 km
	Total em linhas de 138 kV			
2019	Ponta Negra – Ponta Negra 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
	Total em linhas de 69 kV			
2020	Flores – Flores 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
	Total em linhas de 69 kV			
2022	Flores – Redenção – C1 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x954 MCM	1,5 km
	Manaus – Flores – C1 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,5 km
	Manaus – Flores – C2 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,5 km
Total em linhas de 69 kV				10,5 km
2023	Manaus – Shopping Manauara – C2 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x954 MCM	4,1 km
	Mauá 3 Dist. – FlyPLC – C1 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,2 km
	Shopping Manauara – S. Mirim – C2 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	2,5 km
Total em linhas de 69 kV				10,8 km
2024	Cachoeirinha – Cachoeirinha 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
	Total em linhas de 69 kV			
2025	Manaus – Cachoeirinha – C1 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x1272 MCM	6,1 km
	Total em linhas de 69 kV			
2026	Distrito 4 – Petrópolis – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km
	Total em linhas de 138 kV			
2027	Jaraqui 2 – Terra Nova – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km
	Total em linhas de 138 kV			

Ano	Linha de Distribuição	Tensão	Configuração (2/2)	Distância
2028	Santa Etelvina – Cidade de Deus – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km
	Total em linhas de 138 kV			10,0 km
2029	Ponta Negra 2 – Tarumã-Açu – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	2,0 km
	Total em linhas de 138 kV			6,0 km

7.4 Alternativa 4

Na Alternativa 4, a SE Tarumã se conectará à SE Lechuga através de três circuitos em 230 kV, sendo uma LT em circuito duplo e uma LT em circuito simples. Adicionalmente, essa alternativa prevê a construção da LT 230 kV Lechuga – Manaus C3 e da LT 230 kV Jorge Teixeira – Mauá 3 C3.

A Tabela 7-25 até a Tabela 7-28 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa 4 no ano 2019.

Tabela 7-25 – Alternativa 4 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2019

Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	4º
Tarumã	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
	230/138 kV	ATR – 230/138-13,8 kV – 1Ø – (6+1) x 100 MVA – 300 MVA ⁽¹⁾	1º e 2º
	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-

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

Tabela 7-26 – Alternativa 4 – Principais obras em linhas de transmissão – 2019

Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
Lechuga – Tarumã – C1 e C2 ⁽²⁾	230 kV	CD – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
Lechuga – Tarumã – C3 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
Lechuga – Manaus C3 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	18,8 km
Jorge Teixeira – Mauá 3 – C3		CS – 2x954 MCM	13,7 km
Total em linhas de 230 kV			70,0 km

(2) Estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentarão trechos subterrâneos.

Tabela 7-27 – Alternativa 4 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019

Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
Distrito 4	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
Jaraqui 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
Ponta Negra 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/69 kV	TR – 138-69 kV – 3Ø – 150 MVA	1º e 2º
	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Tabela 7-28 – Alternativa 4 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas– 2019

Linha de Distribuição	Tensão	Configuração	Distância
Amazonas – Jaraqui 2 – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	9,1 km
Compensa – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,5 km
Mauá 3 – Distrito 4 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,0 km
Tarumã – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x954 MCM	10,0 km
Total em linhas de 138 kV			51,2 km
Ponta Negra – Ponta Negra 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
Total em linhas de 69 kV			0,4 km

A Alternativa 4 também contempla as obras comuns destacadas na Alternativa 1 (item 7.1). A Figura 7-17 e a Figura 7-18 apresentam os fluxos de potência e perfis de tensão em regime normal de operação para o ano de 2029 depois de inseridos todos os reforços, cenários de geração mínima e cenário de geração máxima em patamar de carga média, respectivamente.

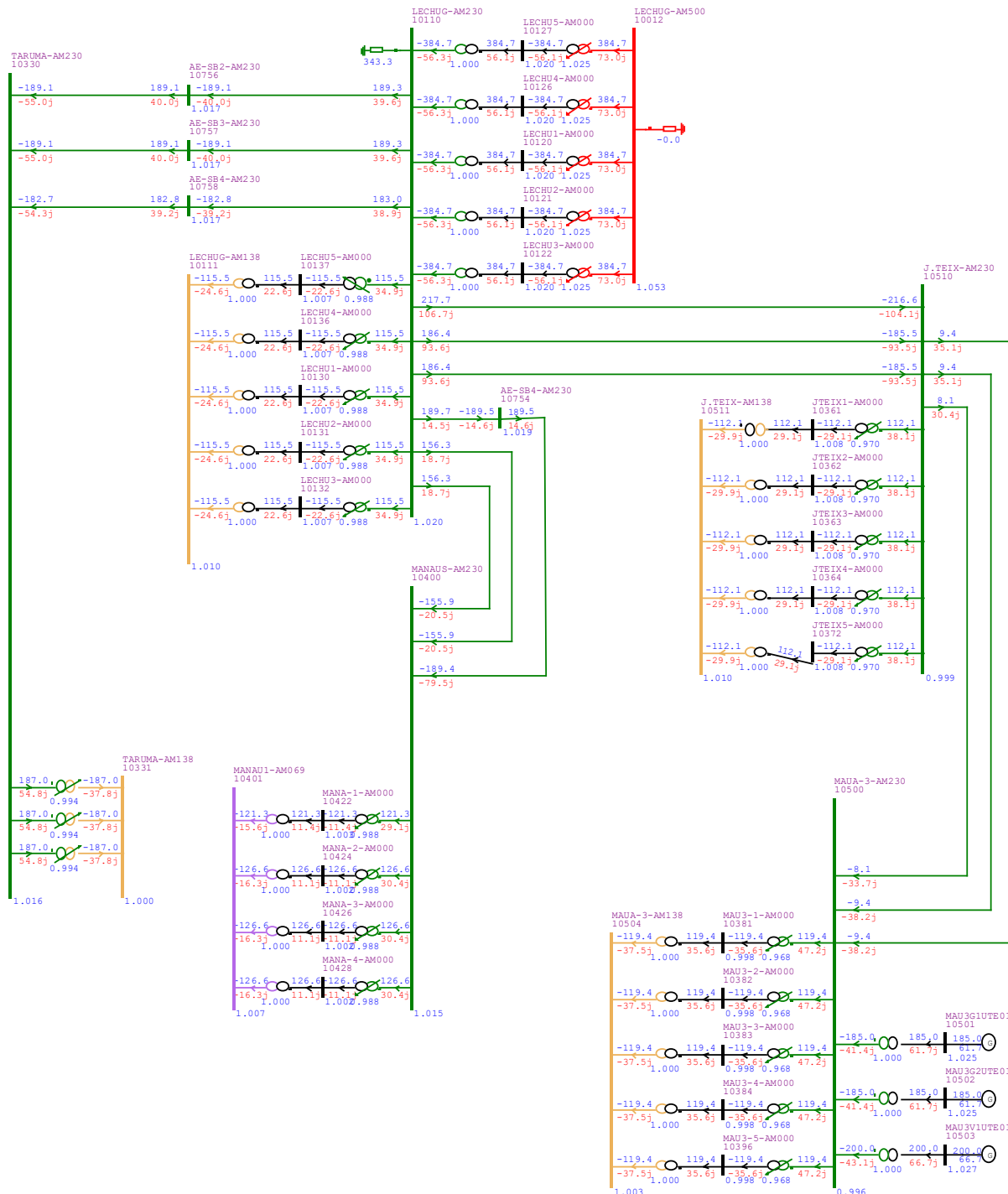


Figura 7-18 – Alternativa 4 – Cenário de Geração Máxima – Patamar de Carga Média – Ano 2029

A Tabela 7-29 até a Tabela 7-32 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa 4.

Tabela 7-29 – Alternativa 4 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2019	Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	4º
	Tarumã	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
		230/138 kV	ATR – 230/138-13,8 kV – 1Ø – (6+1) x 100 MVA – 300 MVA ⁽¹⁾	1º e 2º
		138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
2025	Jorge Teixeira	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º
2026	Lechuga	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	4º
	Mauá 3	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º
2027	Tarumã	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 1Ø – 3 x 100 MVA – 300 MVA	3º
2028	Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	5º
	Lechuga	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º

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

Tabela 7-30 – Alternativa 4 – Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
2019	Lechuga – Tarumã – C1 e C2 ⁽²⁾	230 kV	CD – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
	Lechuga – Tarumã – C3 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
	Lechuga – Manaus C3 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	18,8 km
	Jorge Teixeira – Mauá 3 – C3		CS – 2x954 MCM	13,7 km
Total em linhas de 230 kV				70,0 km

(2) Estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentarão trechos subterrâneos.

Tabela 7-31 – Alternativa 4 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento (1/2)	Nº
2019	Distrito 4	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Jaraqui 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Ponta Negra 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/69 kV	TR – 138-69 kV – 3Ø – 150 MVA	1º e 2º
		69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
13,8 kV		Novo pátio de subestação 13,8 kV	-	
2020	Flores 2	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2021	Irاندuba 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	2º
	Manacapuru 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	2º
	Mutirão	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
2023	Flores 2	69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
	Ponta Negra 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
2024	Cachoeirinha 2	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Irاندuba 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
	Manacapuru 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
2025	Distrito 3	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Distrito 4	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Jaraqui 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Parque 10	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Ponta Negra 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
2026	Petrópolis	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento (2/2)	Nº
2027	Terra Nova	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2028	Cidade de Deus	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2029	Tarumã-Açu	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Tabela 7-32 – Alternativa 4 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia

Ano	Linha de Distribuição	Tensão	Configuração (1/2)	Distância		
2019	Amazonas – Jaraqui 2 – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	9,1 km		
	Compensa – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,5 km		
	Mauá 3 – Distrito 4 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,0 km		
	Tarumã – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x954 MCM	10,0 km		
	Total em linhas de 138 kV				51,2 km	
2020	Ponta Negra – Ponta Negra 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km		
	Total em linhas de 69 kV				0,4 km	
2022	Flores – Flores 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km		
	Total em linhas de 69 kV				0,4 km	
	Flores – Redenção – C1 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	1,5 km		
	Manaus – Flores – C1 (recondutoramento)	CS – 1x954 MCM	4,5 km			
Manaus – Flores – C2 (recondutoramento)	CS – 1x954 MCM	4,5 km				
Total em linhas de 69 kV				10,5 km		
2023	Manaus – Shopping Manauara – C2 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x954 MCM	4,1 km		
	Mauá 3 Dist. – FlyPLC – C1 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,2 km		
	Shopping Manauara – S. Mirim – C2 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	2,5 km		
	Total em linhas de 69 kV				10,8 km	
2024	Cachoeirinha – Cachoeirinha 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km		
	Total em linhas de 69 kV				0,4 km	
2025	Manaus – Cachoeirinha – C1 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x1272 MCM	6,1 km		
	Total em linhas de 69 kV				6,1 km	
2026	Distrito 4 – Petrópolis – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km		
	Total em linhas de 138 kV				10,0 km	
2027	Jaraqui 2 – Terra Nova – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km		
	Total em linhas de 138 kV				10,0 km	

Ano	Linha de Distribuição	Tensão	Configuração (2/2)	Distância
2028	Santa Etelvina – Cidade de Deus – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km
	Total em linhas de 138 kV			10,0 km
2029	Ponta Negra 2 – Tarumã-Açu – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	2,0 km
	Total em linhas de 138 kV			6,0 km

7.5 Alternativa 5

Na Alternativa 5, a SE Tarumã se conectará à SE Lechuga através de um circuito simples em 230 kV. Adicionalmente, essa alternativa prevê o seccionamento da LT 230 kV Lechuga – Manaus C1 na SE Tarumã, além da construção da LT 230 kV Lechuga – Manaus C3 e da LT 230 kV Jorge Teixeira – Mauá 3 C3.

A Tabela 7-33 até a Tabela 7-36 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa 5 no ano 2019.

Tabela 7-33 – Alternativa 5 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2019

Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	4º
Tarumã	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
	230/138 kV	ATR – 230/138-13,8 kV – 1Ø – (6+1) x 100 MVA – 300 MVA ⁽¹⁾	1º e 2º
	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-

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

Tabela 7-34 – Alternativa 5 – Principais obras em linhas de transmissão – 2019

Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
Lechuga – Tarumã – C1 ⁽²⁾	230 kV	CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
Seccionamento Lechuga – Manaus C1 na SE Tarumã ⁽²⁾		CD – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	10,7 km
Lechuga – Manaus C3 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	18,8 km
Jorge Teixeira – Mauá 3 – C3		CS – 2x954 MCM	13,7 km
Total em linhas de 230 kV			66,4 km

- (2) Estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentarão trechos subterrâneos.

Tabela 7-35 – Alternativa 5 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019

Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
Distrito 4	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
Jaraqui 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
Ponta Negra 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/69 kV	TR – 138-69 kV – 3Ø – 150 MVA	1º e 2º
	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Tabela 7-36 – Alternativa 5 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019

Linha de Distribuição	Tensão	Configuração	Distância
Amazonas – Jaraqui 2 – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	9,1 km
Compensa – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,5 km
Mauá 3 – Distrito 4 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,0 km
Tarumã – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x954 MCM	10,0 km
Total em linhas de 138 kV			51,2 km
Ponta Negra – Ponta Negra 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
Total em linhas de 69 kV			0,4 km

A Alternativa 5 também contempla as obras comuns destacadas na Alternativa 1 (item 7.1). A Figura 7-19 e a Figura 7-20 apresentam os fluxos de potência e perfis de tensão em regime normal de operação para o ano de 2029 depois de inseridos todos os reforços, cenários de geração mínima e cenário de geração máxima em patamar de carga média, respectivamente.

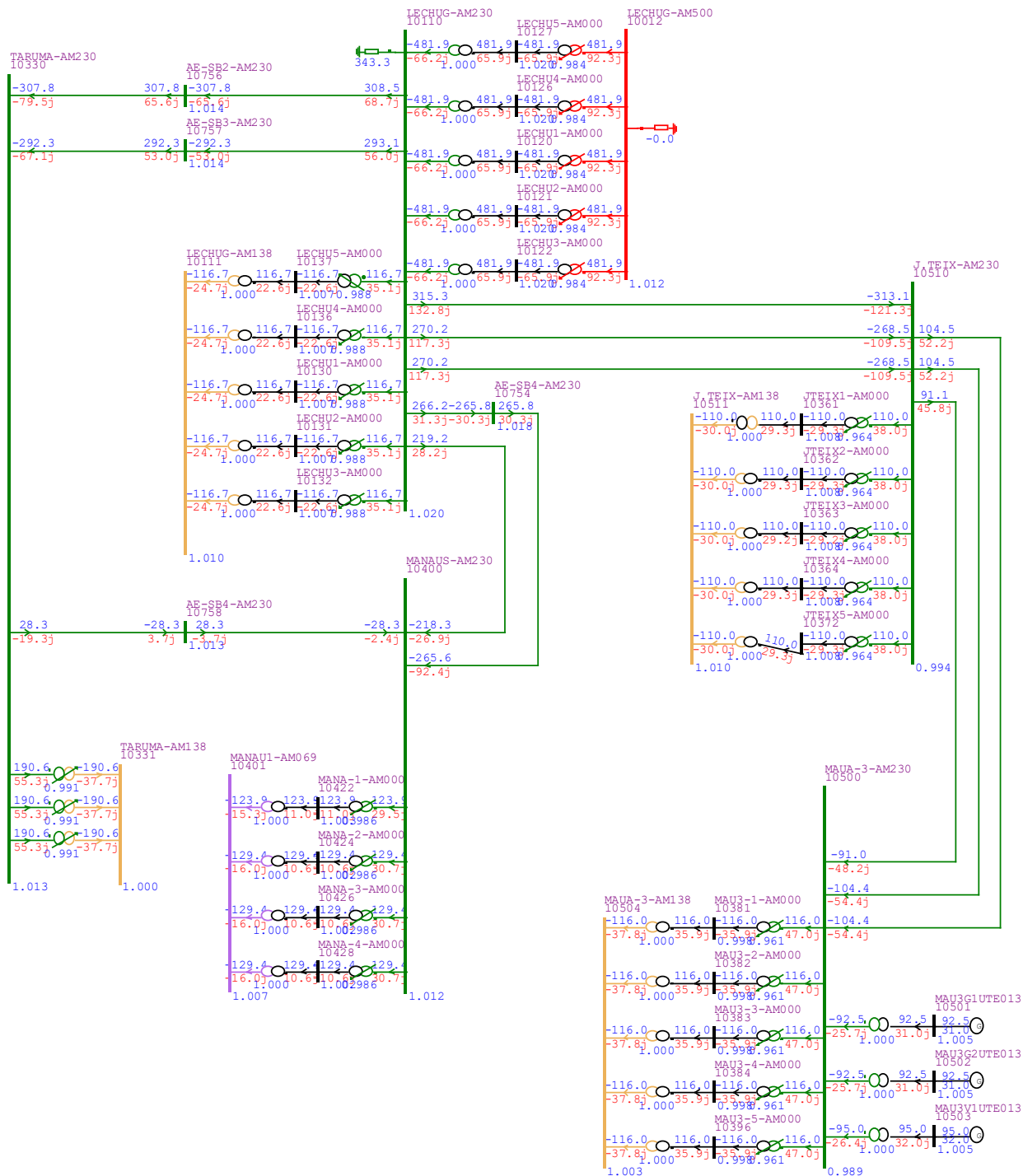


Figura 7-19 – Alternativa 5 – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2029

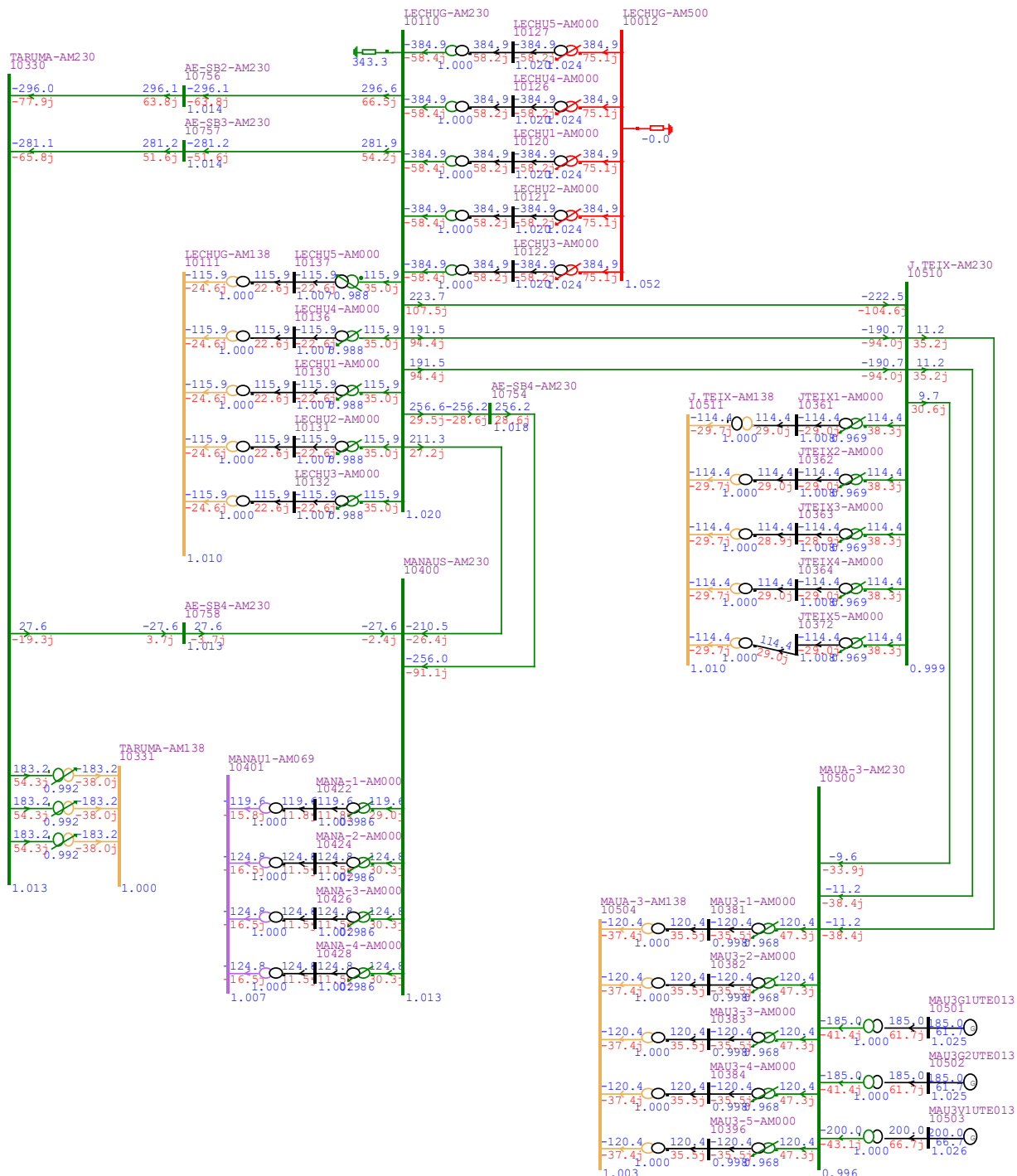


Figura 7-20 – Alternativa 5 – Cenário de Geração Máxima – Patamar de Carga Média – Ano 2029

A Tabela 7-37 até a Tabela 7-40 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa 5.

Tabela 7-37 – Alternativa 5 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2019	Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	4º
	Tarumã	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
		230/138 kV	ATR – 230/138-13,8 kV – 1Ø – (6+1) x 100 MVA – 300 MVA ⁽¹⁾	1º e 2º
		138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
2025	Jorge Teixeira	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º
2026	Lechuga	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	4º
	Mauá 3	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º
2027	Tarumã	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 1Ø – 3 x 100 MVA – 300 MVA	3º
2028	Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	5º
	Lechuga	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º

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

Tabela 7-38 – Alternativa 5 – Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
2019	Lechuga – Tarumã – C1 ⁽²⁾	230 kV	CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
	Seccionamento Lechuga – Manaus C1 na SE Tarumã ⁽²⁾		CD – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	10,7 km
	Lechuga – Manaus C3 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	18,8 km
	Jorge Teixeira – Mauá 3 – C3		CS – 2x954 MCM	13,7 km
Total em linhas de 230 kV				66,4 km

(2) Estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentarão trechos subterrâneos.

Tabela 7-39 – Alternativa 5 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento (1/2)	Nº
2019	Distrito 4	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Jaraqui 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Ponta Negra 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/69 kV	TR – 138-69 kV – 3Ø – 150 MVA	1º e 2º
		69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
13,8 kV		Novo pátio de subestação 13,8 kV	-	
2020	Flores 2	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2021	Irاندuba 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	2º
	Manacapuru 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	2º
	Mutirão	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
2023	Flores 2	69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
	Ponta Negra 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
2024	Cachoeirinha 2	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Irاندuba 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
	Manacapuru 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
2025	Distrito 3	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Distrito 4	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Jaraqui 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Parque 10	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Ponta Negra 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
2026	Petrópolis	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento (2/2)	Nº
2027	Terra Nova	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2028	Cidade de Deus	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2029	Tarumã-Açu	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Tabela 7-40 – Alternativa 5 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia

Ano	Linha de Distribuição	Tensão	Configuração (1/2)	Distância	
2019	Amazonas – Jaraqui 2 – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	9,1 km	
	Compensa – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,5 km	
	Mauá 3 – Distrito 4 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,0 km	
	Tarumã – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x954 MCM	10,0 km	
	Total em linhas de 138 kV				51,2 km
	Ponta Negra – Ponta Negra 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km	
Total em linhas de 69 kV				0,4 km	
2020	Flores – Flores 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km	
	Total em linhas de 69 kV				0,4 km
2022	Flores – Redenção – C1 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x954 MCM	1,5 km	
	Manaus – Flores – C1 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,5 km	
	Manaus – Flores – C2 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,5 km	
	Total em linhas de 69 kV				10,5 km
2023	Manaus – Shopping Manauara – C2 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x954 MCM	4,1 km	
	Mauá 3 Dist. – FlyPLC – C1 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,2 km	
	Shopping Manauara – S. Mirim – C2 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	2,5 km	
	Total em linhas de 69 kV				10,8 km
2024	Cachoeirinha – Cachoeirinha 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km	
	Total em linhas de 69 kV				0,4 km
2025	Manaus – Cachoeirinha – C1 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x1272 MCM	6,1 km	
	Total em linhas de 69 kV				6,1 km
2026	Distrito 4 – Petrópolis – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km	
	Total em linhas de 138 kV				10,0 km
2027	Jaraqui 2 – Terra Nova – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km	
	Total em linhas de 138 kV				10,0 km

Ano	Linha de Distribuição	Tensão	Configuração (2/2)	Distância
2028	Santa Etelvina – Cidade de Deus – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km
	Total em linhas de 138 kV			10,0 km
2029	Ponta Negra 2 – Tarumã-Açu – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	2,0 km
	Total em linhas de 138 kV			6,0 km

7.6 Alternativa 6

Na Alternativa 6, a SE Tarumã se conectará à SE Lechuga através de um circuito simples em 230 kV. Adicionalmente, essa alternativa prevê a construção da LT 230 kV Tarumã – Manaus e da LT 230 kV Jorge Teixeira – Mauá 3 C3.

A Tabela 7-41 até a Tabela 7-44 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa 6 no ano 2019.

Tabela 7-41 – Alternativa 6 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2019

Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	4º
Tarumã	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
	230/138 kV	ATR – 230/138-13,8 kV – 1Ø – (6+1) x 100 MVA – 300 MVA ⁽¹⁾	1º e 2º
	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-

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

Tabela 7-42 – Alternativa 6 – Principais obras em linhas de transmissão – 2019

Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
Lechuga – Tarumã – C1 ⁽²⁾	230 kV	CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
Tarumã – Manaus C1 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	22,0 km
Jorge Teixeira – Mauá 3 – C3		CS – 2x954 MCM	13,7 km
Total em linhas de 230 kV			48,2 km

- (2) Estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentarão trechos subterrâneos.

Tabela 7-43 – Alternativa 6 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019

Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
Distrito 4	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
Jaraqui 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
Ponta Negra 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/69 kV	TR – 138-69 kV – 3Ø – 150 MVA	1º e 2º
	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Tabela 7-44 – Alternativa 6 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019

Linha de Distribuição	Tensão	Configuração	Distância
Amazonas – Jaraqui 2 – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	9,1 km
Compensa – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,5 km
Mauá 3 – Distrito 4 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,0 km
Tarumã – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x954 MCM	10,0 km
Total em linhas de 138 kV			51,2 km
Ponta Negra – Ponta Negra 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
Total em linhas de 69 kV			0,4 km

A Alternativa 6 também contempla as obras comuns destacadas na Alternativa 1 (item 7.1). A Figura 7-21 e a Figura 7-22 apresentam os fluxos de potência e perfis de tensão em regime normal de operação para o ano de 2029 depois de inseridos todos os reforços, cenários de geração mínima e cenário de geração máxima em patamar de carga média, respectivamente.

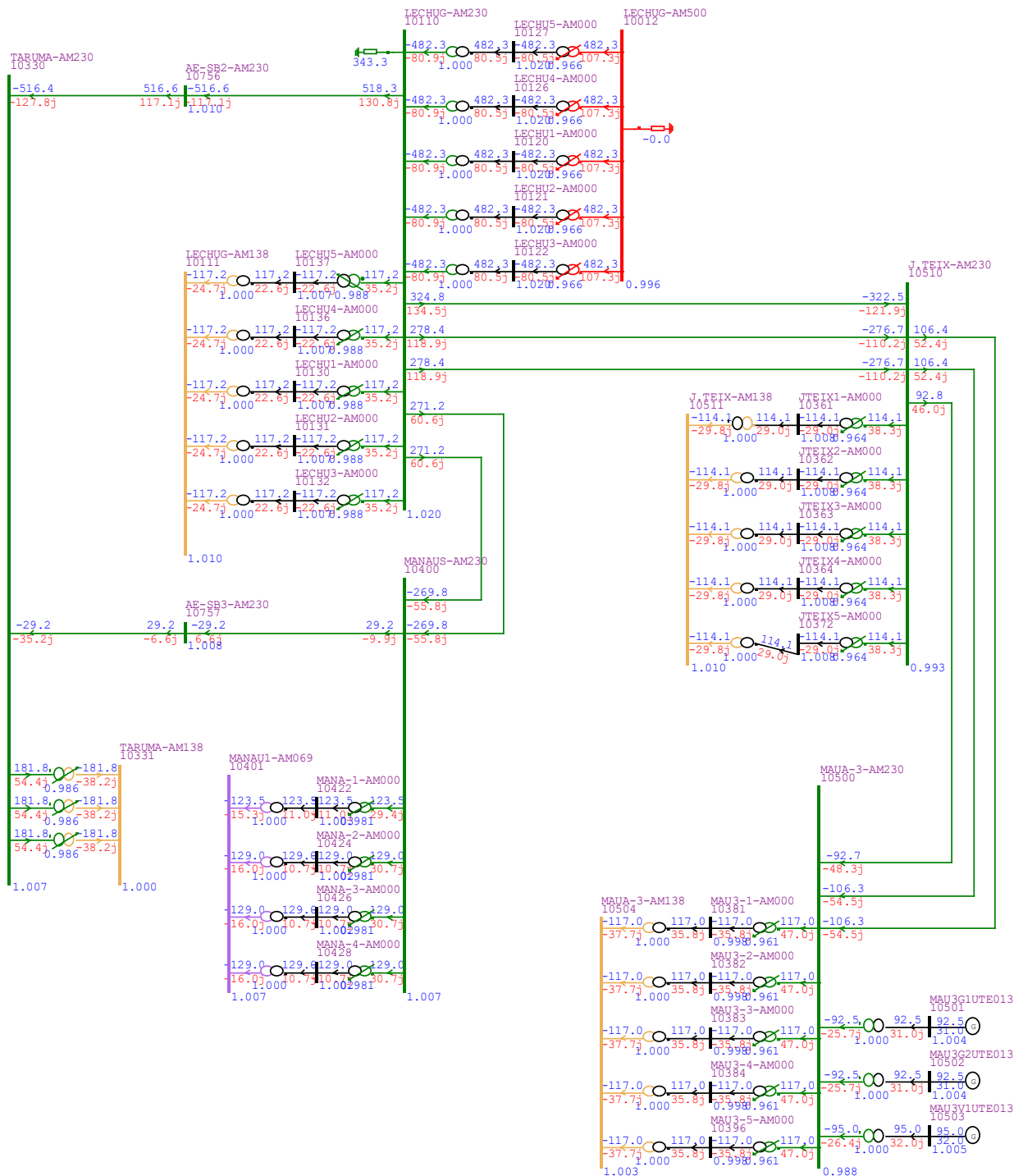


Figura 7-21 – Alternativa 6 – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2029

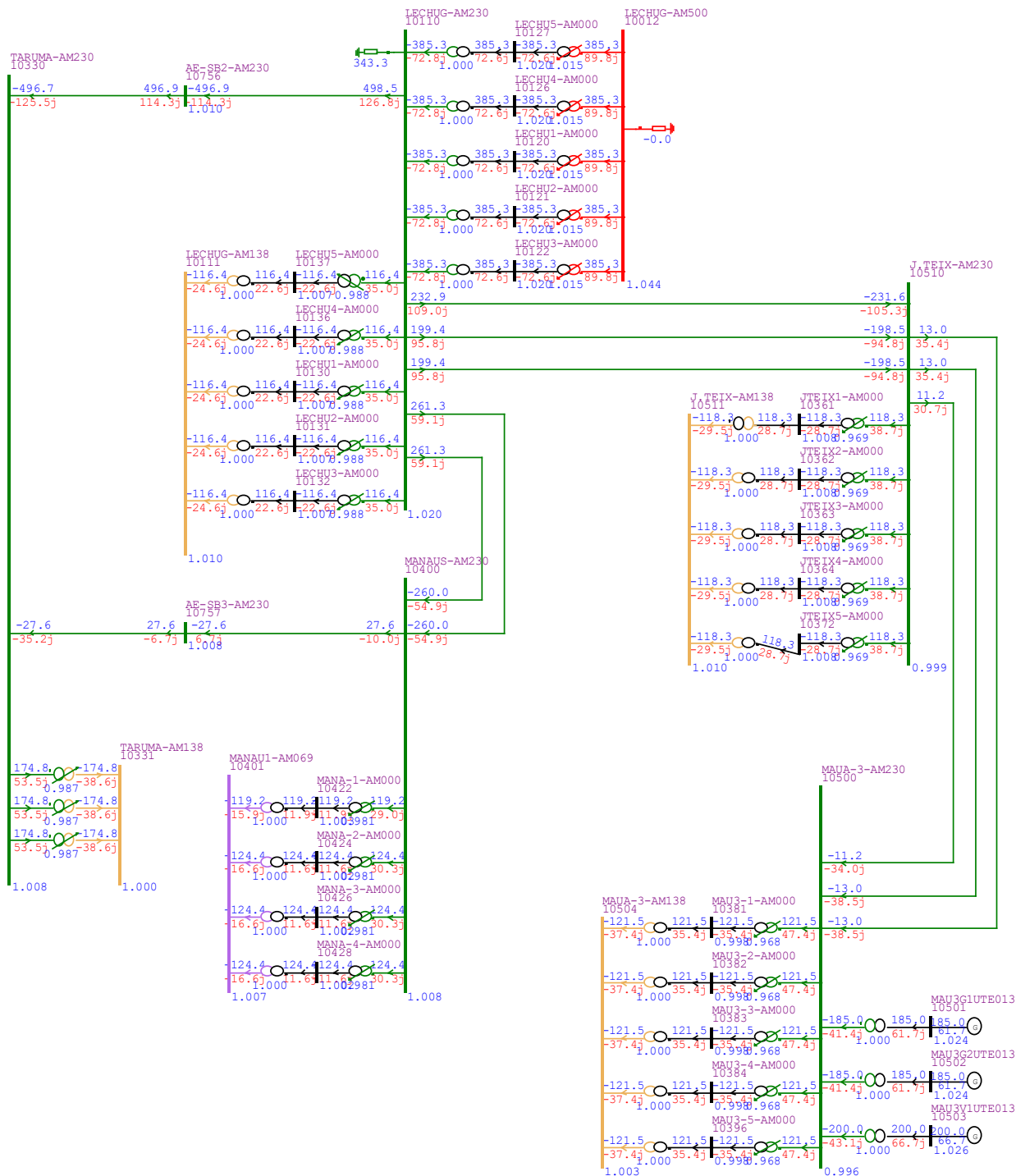


Figura 7-22 – Alternativa 6 – Cenário de Geração Máxima – Patamar de Carga Média – Ano 2029

A Tabela 7-45 até a Tabela 7-48 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa 6.

Tabela 7-45 – Alternativa 6 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2019	Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	4º
	Tarumã	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
		230/138 kV	ATR – 230/138-13,8 kV – 1Ø – (6+1) x 100 MVA – 300 MVA ⁽¹⁾	1º e 2º
		138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
2025	Jorge Teixeira	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º
2026	Lechuga	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	4º
	Mauá 3	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º
2027	Tarumã	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 1Ø – 3 x 100 MVA – 300 MVA	3º
2028	Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	5º
	Lechuga	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º

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

Tabela 7-46 – Alternativa 6 – Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
2019	Lechuga – Tarumã – C1 ⁽²⁾	230 kV	CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
	Tarumã – Manaus C1 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	22,0 km
	Jorge Teixeira – Mauá 3 – C3		CS – 2x954 MCM	13,7 km
Total em linhas de 230 kV				48,2 km

(2) Estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentarão trechos subterrâneos.

Tabela 7-47 – Alternativa 6 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento (1/2)	Nº
2019	Distrito 4	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Jaraqui 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Ponta Negra 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/69 kV	TR – 138-69 kV – 3Ø – 150 MVA	1º e 2º
		69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
13,8 kV		Novo pátio de subestação 13,8 kV	-	
2020	Flores 2	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2021	Irاندuba 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	2º
	Manacapuru 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	2º
	Mutirão	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
2023	Flores 2	69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
	Ponta Negra 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
2024	Cachoeirinha 2	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Irاندuba 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
	Manacapuru 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
2025	Distrito 3	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Distrito 4	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Jaraqui 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Parque 10	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Ponta Negra 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
2026	Petrópolis	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento (2/2)	Nº
2027	Terra Nova	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2028	Cidade de Deus	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2029	Tarumã-Açu	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Tabela 7-48 – Alternativa 6 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia

Ano	Linha de Distribuição	Tensão	Configuração (1/2)	Distância	
2019	Amazonas – Jaraqui 2 – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	9,1 km	
	Compensa – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,5 km	
	Mauá 3 – Distrito 4 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,0 km	
	Tarumã – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x954 MCM	10,0 km	
	Total em linhas de 138 kV				51,2 km
2020	Ponta Negra – Ponta Negra 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km	
	Total em linhas de 69 kV				0,4 km
2022	Flores – Flores 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km	
	Total em linhas de 69 kV				0,4 km
	Flores – Redenção – C1 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x954 MCM	1,5 km	
	Manaus – Flores – C1 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,5 km	
Manaus – Flores – C2 (recondutoramento)	CS – 1x954 MCM		4,5 km		
Total em linhas de 69 kV				10,5 km	
2023	Manaus – Shopping Manauara – C2 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x954 MCM	4,1 km	
	Mauá 3 Dist. – FlyPLC – C1 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,2 km	
	Shopping Manauara – S. Mirim – C2 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	2,5 km	
	Total em linhas de 69 kV				10,8 km
2024	Cachoeirinha – Cachoeirinha 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km	
	Total em linhas de 69 kV				0,4 km
2025	Manaus – Cachoeirinha – C1 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x1272 MCM	6,1 km	
	Total em linhas de 69 kV				6,1 km
2026	Distrito 4 – Petrópolis – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km	
	Total em linhas de 138 kV				10,0 km
2027	Jaraqui 2 – Terra Nova – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km	
	Total em linhas de 138 kV				10,0 km

Ano	Linha de Distribuição	Tensão	Configuração (2/2)	Distância
2028	Santa Etelvina – Cidade de Deus – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km
	Total em linhas de 138 kV			10,0 km
2029	Ponta Negra 2 – Tarumã-Açu – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	2,0 km
	Total em linhas de 138 kV			6,0 km

7.7 Alternativa 7

Na Alternativa 7, a SE Tarumã se conectará à SE Lechuga através de um circuito duplo em 230 kV. Adicionalmente, essa alternativa prevê a construção da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus.

A Tabela 7-49 até a Tabela 7-52 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa 7 no ano 2019.

Tabela 7-49 – Alternativa 7 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2019

Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	4º
Tarumã	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
	230/138 kV	ATR – 230/138-13,8 kV – 1Ø – (6+1) x 100 MVA – 300 MVA ⁽¹⁾	1º e 2º
	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-

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

Tabela 7-50 – Alternativa 7 – Principais obras em linhas de transmissão – 2019

Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
Lechuga – Tarumã – C1 e C2 ⁽²⁾	230 kV	CD – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
Mauá 3 – Manaus – C1 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,85 km
Total em linhas de 230 kV			37,85 km

- (2) Estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentarão trechos subterrâneos.

Tabela 7-51 – Alternativa 7 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas– 2019

Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
Distrito 4	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
Jaraqui 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
Ponta Negra 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/69 kV	TR – 138-69 kV – 3Ø – 150 MVA	1º e 2º
	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Tabela 7-52 – Alternativa 7 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas– 2019

Linha de Distribuição	Tensão	Configuração	Distância
Amazonas – Jaraqui 2 – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	9,1 km
Compensa – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,5 km
Mauá 3 – Distrito 4 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,0 km
Tarumã – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x954 MCM	10,0 km
Total em linhas de 138 kV			51,2 km
Ponta Negra – Ponta Negra 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
Total em linhas de 69 kV			0,4 km

A Alternativa 7 também contempla as obras comuns destacadas na Alternativa 1 (item 7.1). A Figura 7-23 e a Figura 7-24 apresentam os fluxos de potência e perfis de tensão em regime normal de operação para o ano de 2029 depois de inseridos todos os reforços, cenários de geração mínima e cenário de geração máxima em patamar de carga média, respectivamente.

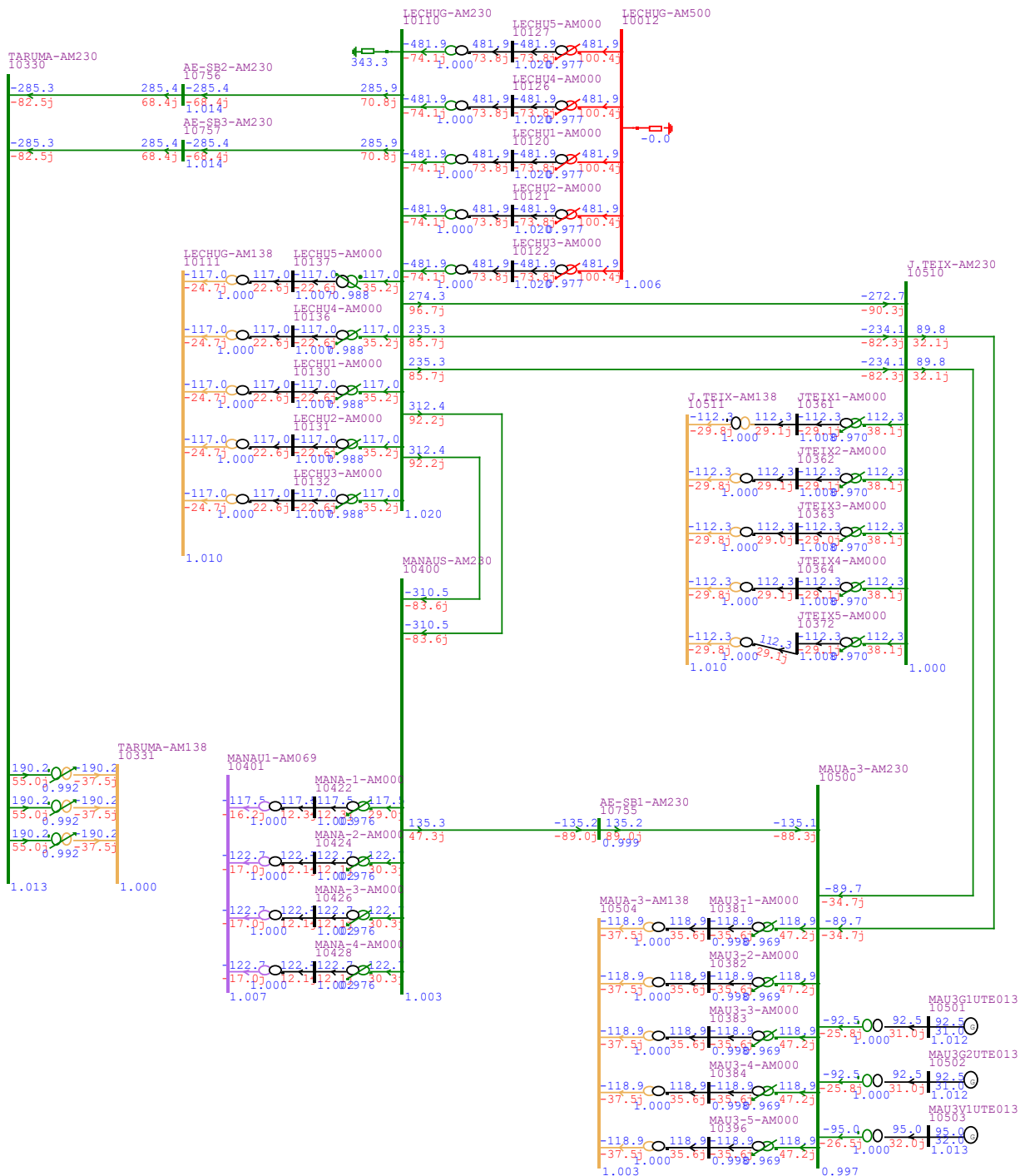


Figura 7-23 – Alternativa 7 – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2029

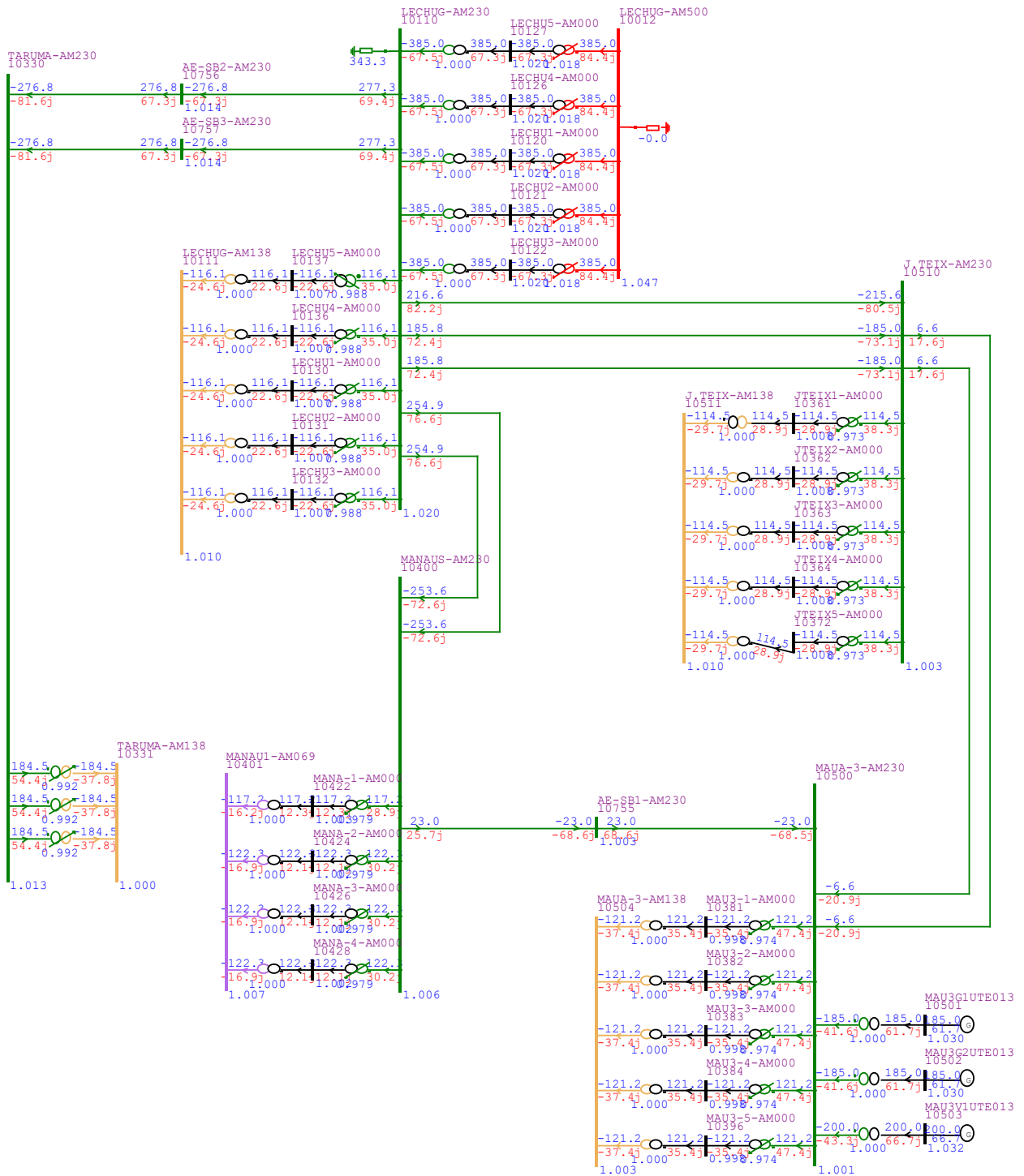


Figura 7-24 – Alternativa 7 – Cenário de Geração Máxima – Patamar de Carga Média – Ano 2029

A Tabela 7-53 até a Tabela 7-56 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa 7.

Tabela 7-53 – Alternativa 7 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2019	Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	4º
	Tarumã	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
		230/138 kV	ATR – 230/138-13,8 kV – 1Ø – (6+1) x 100 MVA – 300 MVA ⁽¹⁾	1º e 2º
		138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
2025	Jorge Teixeira	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º
2026	Lechuga	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	4º
	Mauá 3	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º
2027	Tarumã	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 1Ø – 3 x 100 MVA – 300 MVA	3º
2028	Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	5º
	Lechuga	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º

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

Tabela 7-54 – Alternativa 7 – Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
2019	Lechuga – Tarumã – C1 e C2 ⁽²⁾	230 kV	CD – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
	Mauá 3 – Manaus – C1 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,85 km
	Total em linhas de 230 kV			

(2) Estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentarão trechos subterrâneos.

Tabela 7-55 – Alternativa 7 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento (1/2)	Nº
2019	Distrito 4	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Jaraqui 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Ponta Negra 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/69 kV	TR – 138-69 kV – 3Ø – 150 MVA	1º e 2º
		69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
13,8 kV		Novo pátio de subestação 13,8 kV	-	
2020	Flores 2	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2021	Irاندuba 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	2º
	Manacapuru 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	2º
	Mutirão	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
2023	Flores 2	69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
	Ponta Negra 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
2024	Cachoeirinha 2	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Irاندuba 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
	Manacapuru 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
2025	Distrito 3	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Distrito 4	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Jaraqui 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Parque 10	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Ponta Negra 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
2026	Petrópolis	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento (2/2)	Nº
2027	Terra Nova	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2028	Cidade de Deus	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2029	Tarumã-Açu	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Tabela 7-56 – Alternativa 7 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia

Ano	Linha de Distribuição	Tensão	Configuração (1/2)	Distância	
2019	Amazonas – Jaraqui 2 – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	9,1 km	
	Compensa – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,5 km	
	Mauá 3 – Distrito 4 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,0 km	
	Tarumã – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x954 MCM	10,0 km	
	Total em linhas de 138 kV				51,2 km
	Ponta Negra – Ponta Negra 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km	
Total em linhas de 69 kV				0,4 km	
2020	Flores – Flores 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km	
	Total em linhas de 69 kV				0,4 km
2022	Flores – Redenção – C1 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x954 MCM	1,5 km	
	Manaus – Flores – C1 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,5 km	
	Manaus – Flores – C2 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,5 km	
	Total em linhas de 69 kV				10,5 km
2023	Manaus – Shopping Manauara – C2 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x954 MCM	4,1 km	
	Mauá 3 Dist. – FlyPLC – C1 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,2 km	
	Shopping Manauara – S. Mirim – C2 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	2,5 km	
	Total em linhas de 69 kV				10,8 km
2024	Cachoeirinha – Cachoeirinha 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km	
	Total em linhas de 69 kV				0,4 km
2025	Manaus – Cachoeirinha – C1 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x1272 MCM	6,1 km	
	Total em linhas de 69 kV				6,1 km
2026	Distrito 4 – Petrópolis – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km	
	Total em linhas de 138 kV				10,0 km
2027	Jaraqui 2 – Terra Nova – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km	
	Total em linhas de 138 kV				10,0 km

Ano	Linha de Distribuição	Tensão	Configuração (2/2)	Distância
2028	Santa Etelvina – Cidade de Deus – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km
	Total em linhas de 138 kV			10,0 km
2029	Ponta Negra 2 – Tarumã-Açu – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	2,0 km
	Total em linhas de 138 kV			6,0 km

7.8 Alternativa 8

Na Alternativa 8, a SE Tarumã se conectará à SE Lechuga através de um circuito duplo em 230 kV. Adicionalmente, essa alternativa prevê a construção da LT 230 kV Lechuga – Manaus C3 e da LT 230 kV Jorge Teixeira – Mauá 3 C3.

A Tabela 7-57 até a Tabela 7-60 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa 8 no ano 2019.

Tabela 7-57 – Alternativa 8 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2019

Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	4º
Tarumã	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
	230/138 kV	ATR – 230/138-13,8 kV – 1Ø – (6+1) x 100 MVA – 300 MVA ⁽¹⁾	1º e 2º
	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-

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

Tabela 7-58 – Alternativa 8 – Principais obras em linhas de transmissão – 2019

Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
Lechuga – Tarumã – C1 e C2 ⁽²⁾	230 kV	CD – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
Lechuga – Manaus C3 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	18,8 km
Jorge Teixeira – Mauá 3 – C3		CS – 2x954 MCM	13,7 km
Total em linhas de 230 kV			57,5 km

- (2) Estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentarão trechos subterrâneos.

Tabela 7-59 – Alternativa 8 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019

Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
Distrito 4	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
Jaraqui 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
Ponta Negra 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/69 kV	TR – 138-69 kV – 3Ø – 150 MVA	1º e 2º
	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Tabela 7-60 – Alternativa 8 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019

Linha de Distribuição	Tensão	Configuração	Distância
Amazonas – Jaraqui 2 – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	9,1 km
Compensa – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,5 km
Mauá 3 – Distrito 4 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,0 km
Tarumã – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x954 MCM	10,0 km
Total em linhas de 138 kV			51,2 km
Ponta Negra – Ponta Negra 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
Total em linhas de 69 kV			0,4 km

A Alternativa 8 também contempla as obras comuns destacadas na Alternativa 1 (item 7.1). A Figura 7-25 e a Figura 7-26 apresentam os fluxos de potência e perfis de tensão em regime normal de operação para o ano de 2029 depois de inseridos todos os reforços, cenários de geração mínima e cenário de geração máxima em patamar de carga média, respectivamente.

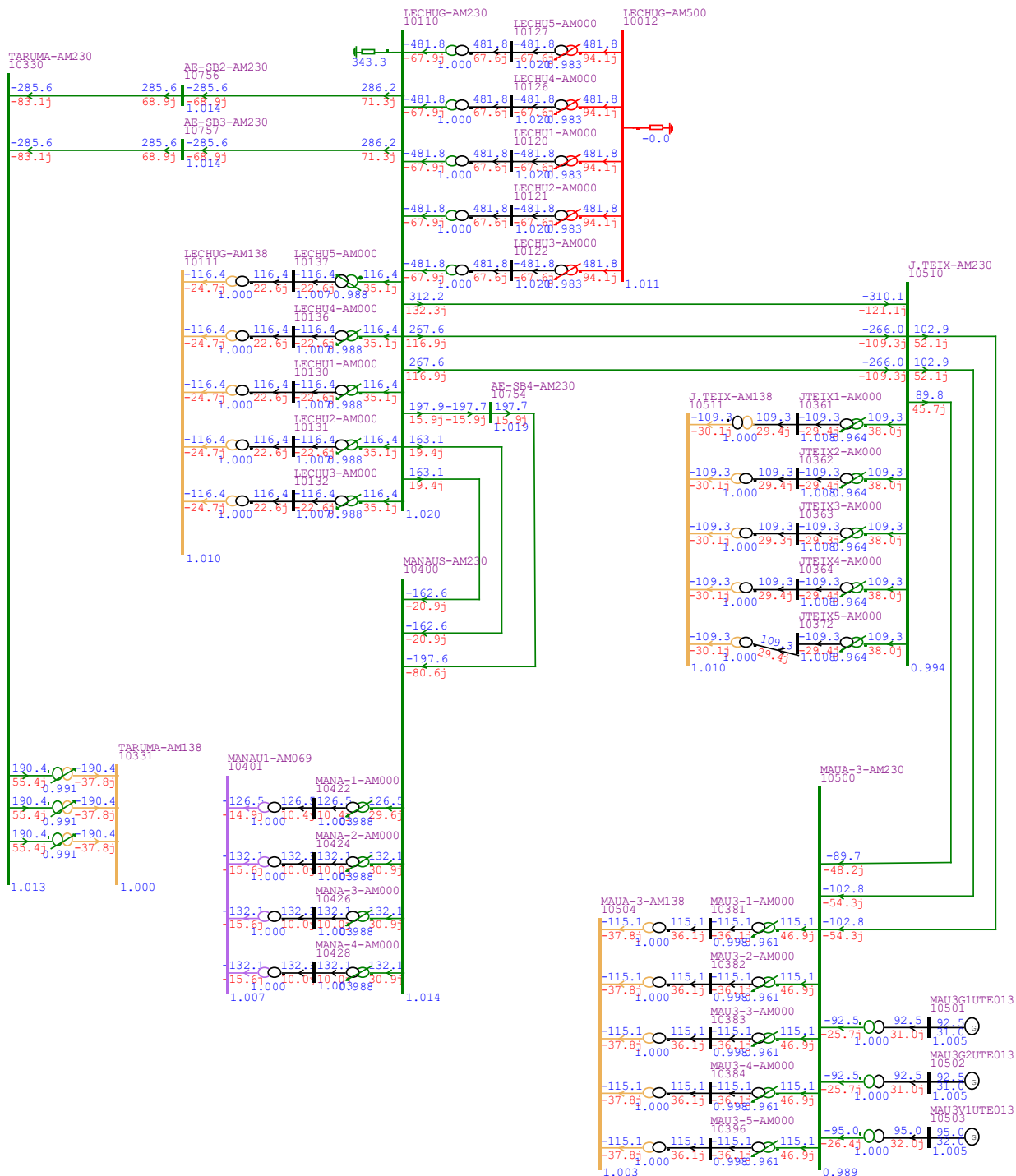


Figura 7-25 – Alternativa 8 – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2029

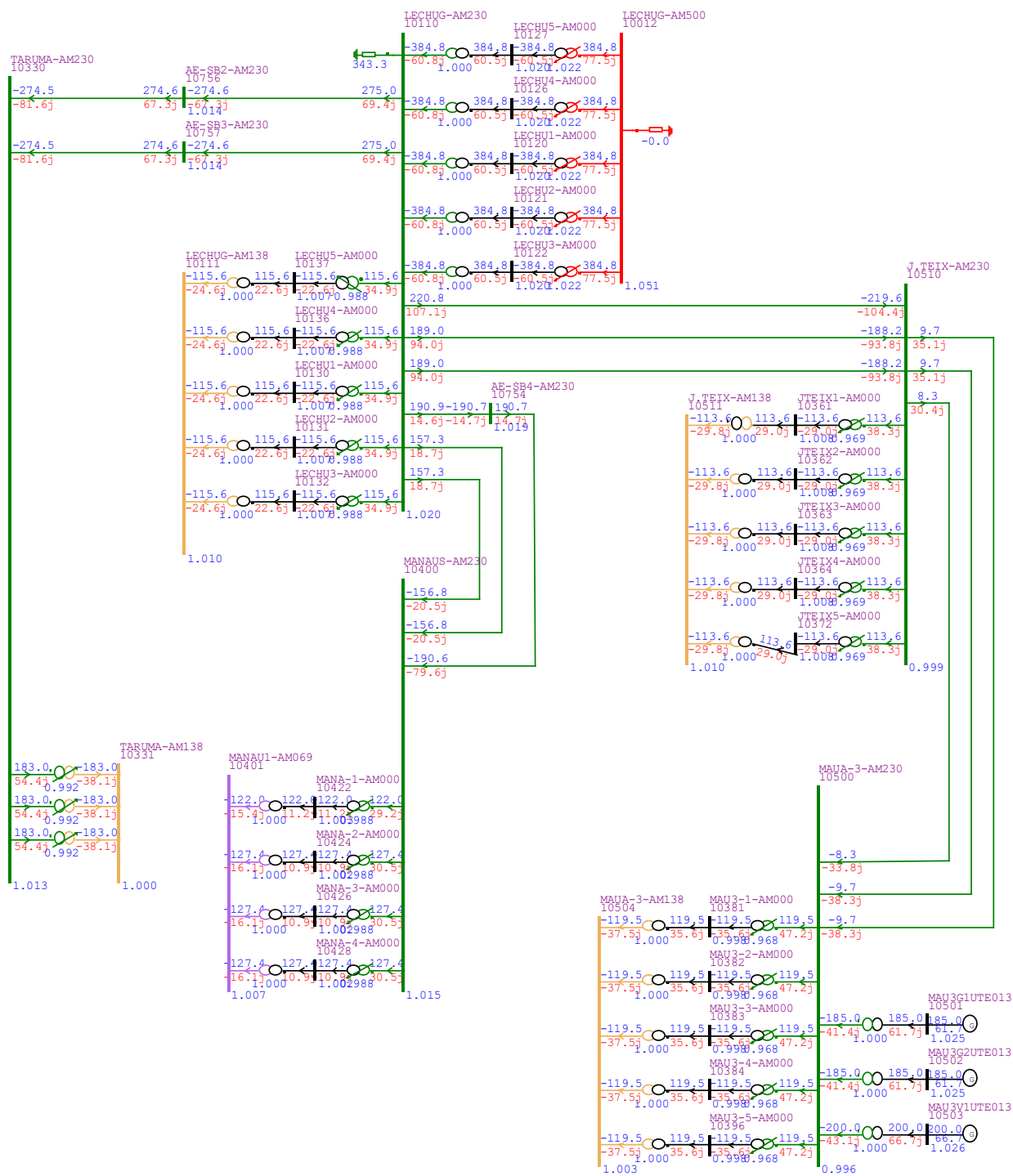


Figura 7-26 – Alternativa 8 – Cenário de Geração Máxima – Patamar de Carga Média – Ano 2029

A Tabela 7-61 até a Tabela 7-64 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa 8.

Tabela 7-61 – Alternativa 8 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2019	Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	4º
	Tarumã	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
		230/138 kV	ATR – 230/138-13,8 kV – 1Ø – (6+1) x 100 MVA – 300 MVA ⁽¹⁾	1º e 2º
		138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
2025	Jorge Teixeira	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º
2026	Lechuga	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	4º
	Mauá 3	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º
2027	Tarumã	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 1Ø – 3 x 100 MVA – 300 MVA	3º
2028	Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	5º
	Lechuga	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º

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

Tabela 7-62 – Alternativa 8 – Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
2019	Lechuga – Tarumã – C1 e C2 ⁽²⁾	230 kV	CD – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
	Lechuga – Manaus C3 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	18,8 km
	Jorge Teixeira – Mauá 3 – C3		CS – 2x954 MCM	13,7 km
Total em linhas de 230 kV				57,5 km

(2) Estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentarão trechos subterrâneos.

Tabela 7-63 – Alternativa 8 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento (1/2)	Nº
2019	Distrito 4	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Jaraqui 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Ponta Negra 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/69 kV	TR – 138-69 kV – 3Ø – 150 MVA	1º e 2º
		69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
13,8 kV		Novo pátio de subestação 13,8 kV	-	
2020	Flores 2	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2021	Irاندuba 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	2º
	Manacapuru 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	2º
	Mutirão	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
2023	Flores 2	69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
	Ponta Negra 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
2024	Cachoeirinha 2	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Irاندuba 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
	Manacapuru 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
2025	Distrito 3	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Distrito 4	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Jaraqui 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Parque 10	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Ponta Negra 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
2026	Petrópolis	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento (2/2)	Nº
2027	Terra Nova	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2028	Cidade de Deus	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2029	Tarumã-Açu	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Tabela 7-64 – Alternativa 8 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia

Ano	Linha de Distribuição	Tensão	Configuração (1/2)	Distância	
2019	Amazonas – Jaraqui 2 – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	9,1 km	
	Compensa – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,5 km	
	Mauá 3 – Distrito 4 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,0 km	
	Tarumã – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x954 MCM	10,0 km	
	Total em linhas de 138 kV				51,2 km
	Ponta Negra – Ponta Negra 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km	
Total em linhas de 69 kV				0,4 km	
2020	Flores – Flores 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km	
	Total em linhas de 69 kV				0,4 km
2022	Flores – Redenção – C1 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x954 MCM	1,5 km	
	Manaus – Flores – C1 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,5 km	
	Manaus – Flores – C2 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,5 km	
	Total em linhas de 69 kV				10,5 km
2023	Manaus – Shopping Manauara – C2 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x954 MCM	4,1 km	
	Mauá 3 Dist. – FlyPLC – C1 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,2 km	
	Shopping Manauara – S. Mirim – C2 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	2,5 km	
	Total em linhas de 69 kV				10,8 km
2024	Cachoeirinha – Cachoeirinha 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km	
	Total em linhas de 69 kV				0,4 km
2025	Manaus – Cachoeirinha – C1 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x1272 MCM	6,1 km	
	Total em linhas de 69 kV				6,1 km
2026	Distrito 4 – Petrópolis – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km	
	Total em linhas de 138 kV				10,0 km
2027	Jaraqui 2 – Terra Nova – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km	
	Total em linhas de 138 kV				10,0 km

Ano	Linha de Distribuição	Tensão	Configuração (2/2)	Distância
2028	Santa Etelvina – Cidade de Deus – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km
	Total em linhas de 138 kV			10,0 km
2029	Ponta Negra 2 – Tarumã-Açu – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	2,0 km
	Total em linhas de 138 kV			6,0 km

8 ANÁLISE ECONÔMICA

8.1 Comparação Econômica

Os custos utilizados na análise econômica comparativa das alternativas são os que constam no documento “Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2014”, [9].

Os investimentos previstos ao longo do tempo são referidos ao ano 2019 com taxa de retorno de 8% ao ano. Ressalta-se que esses valores são utilizados apenas para comparação de alternativas, não servindo como base para orçamentos.

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

Os custos referentes ao diferencial de perdas elétricas de cada alternativa, em relação àquela de menores perdas (Alternativa 4), foram estimados considerando cenário de geração mínima (50% de tempo de permanência), cenário de geração máxima (50% de tempo de permanência), fator de carga característico da região metropolitana de Manaus igual a 0,72, custo de perdas 154,00 R\$/MWh e taxa de retorno de 8% ao ano, referidos a 2019. O item 15.3 apresenta o diferencial de perdas elétricas de cada alternativa.

A Tabela 8-1 apresenta a comparação econômica das alternativas levando-se em consideração custos de investimentos (obras não comuns) e diferencial de perdas.

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

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa 1	118.081,22	3.919,29	122.000,52	123,05%	4º
Alternativa 2	109.979,59	8.512,06	118.491,64	119,51%	3º
Alternativa 3	118.222,32	7.929,78	126.152,11	127,24%	5º
Alternativa 4	152.233,64	0,00	152.233,64	153,54%	7º
Alternativa 5	154.746,28	3.160,55	157.906,83	159,26%	8º
Alternativa 6	91.624,10	10.191,75	101.815,85	102,69%	2º
Alternativa 7	94.177,00	4.971,25	99.148,25	100,00%	1º
Alternativa 8	131.830,92	466,99	132.297,91	133,43%	6º

Os planos de obras referentes a cada alternativa são apresentados no Anexo 15.4.

Com relação à estimativa de custos das alternativas, ressalta-se que:

- Foi estimado um adicional de custo, diferindo para cada tipo de terreno por onde deverão passar as novas linhas de transmissão, (área urbana, trechos subterrâneos, etc.). Baseado em [10] e mediante informações obtidas junto à fabricantes de cabos isolados, foram considerados os seguintes fatores em relação aos custos modulares:

Tabela 8-2 – Fator de custo em função do terreno

Terreno	Fator em relação ao Custo Modular
Áreas Urbanas ⁽¹⁾	1,8
Trechos Subterrâneos	10,0

- (1) Devido à localização geográfica das novas linhas de transmissão (regiões densamente urbanizadas), para todas as linhas aéreas foi considerado um sobrefator de 80% em relação ao custo modular.

- Para cada nova linha de transmissão, foram consideradas as seguintes extensões por tipo de terreno:

Tabela 8-3 – Extensões das novas LT por tipo de terreno

LT	Trechos Subterrâneos (km)	Áreas Urbanas (km)	Extensão Total (km)
Jorge Teixeira – Mauá 3	---	13,7	13,7
Lechuga – Tarumã	3,2	9,3	12,5
Lechuga – Manaus	13,8	5,0	18,8
Mauá 3 – Manaus	9,0	3,85	12,85
Tarumã – Manaus	13,3	8,7	22,0

8.2 Discussão dos Resultados

As análises efetuadas indicaram a Alternativa 7 como a alternativa de melhor desempenho técnico-econômico. Conforme exposto no item 7.7, a Alternativa 7 contempla a implantação em 2019 de uma nova subestação 230/138 kV, denominada SE Tarumã, suprida através de uma linha de transmissão em 230 kV, circuito duplo, a partir da SE Lechuga. Adicionalmente essa alternativa também recomenda, em 2019, a implantação da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus e do 4º banco de autotransformadores 500/230 kV (600/780 MVA) na SE Lechuga. Nos anos subsequentes, ainda nessa alternativa, são recomendados reforços nas transformações das SE Lechuga 500/230/138 kV, Jorge Teixeira 230/138 kV, Mauá 3 230/138 kV e Tarumã 230/138 kV.

8.3 Modulação ótima dos novos bancos de autotransformadores 230/138 kV da SE Tarumã

Foi realizada uma análise para indicar a modulação dos bancos de autotransformadores mais econômica para a SE Tarumã 230/138 kV. Os resultados obtidos são mostrados na Tabela 8-4.

Tabela 8-4 – Modulação dos novos bancos de autotransformadores 230/138 kV da SE Tarumã

Autotransformadores	Custo (R\$ x 1000)	%	Ordem	Configuração
Banco 1Ø – 3x50 MVA	34.396,16	123,62%	5º	10 ATR 1Ø – 2019 3 ATR 1Ø – 2027
Banco 1Ø – 3x75 MVA	31.861,91	114,52%	4º	7 ATR 1Ø – 2019 3 ATR 1Ø – 2022
Banco 1Ø – 3x100 MVA	28.284,91	101,66%	2º	7 ATR 1Ø – 2019 3 ATR 1Ø – 2027
Banco 1Ø – 3x125 MVA	27.823,25	100,00%	1º	7 ATR 1Ø – 2019 3 ATR 1Ø – 2029
Banco 1Ø – 3x150 MVA	28.836,16	103,64%	3º	7 ATR 1Ø – 2019

Foram analisadas cinco possibilidades das quais três delas (modulação de 3x100 MVA, 3x125 MVA e 3x150 MVA) apresentaram desempenho técnico-econômico diferindo em menos de 5%, caracterizando um empate técnico entre as três possibilidades. No entanto, a modulação de 3x100 MVA se constitui em uma solução adequada, além de despender o menor investimento no ano inicial 2019, sendo portanto esta a modulação recomendada. Neste caso, deverão ser instalados 2 bancos de autotransformadores (3x100 MVA) em 2019 e o terceiro em 2027. Considerando a modulação de 3x125 MVA, seria necessária a implantação de 2 bancos de autotransformadores em 2019 e o terceiro em 2029, enquanto que considerando a modulação de 3x150 MVA, seria necessário a instalação de apenas 2 bancos de autotransformadores em 2019.

9 ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO DE 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 1,2 pu para os barramentos de 500 kV e 1,1 pu para os barramentos de 230 kV e 138 kV.

O estudo de energização foi realizado considerando a configuração prevista para 2019 e o patamar de carga leve. Por sua vez, o estudo de rejeição foi realizado considerando-se o patamar de carga média.

A seguir estão resumidos os resultados das simulações de energização e rejeição da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1/C2 e LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1, indicadas nesse relatório.

9.1 Energização da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1/C2

A energização da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1/C2, dotada de trecho aéreo com 2 subcondutores de 954 MCM por fase e trecho subterrâneo com cabo XLPE (Cobre) com 1 condutor de 2000 mm² por fase, foi simulada no sentido Lechuga → Tarumã, sem considerar reatores fixos nas duas extremidades destas LT. Partindo-se de Lechuga 230 kV com tensão de 1,040 pu, a tensão no terminal de Lechuga 230 kV é elevada para 1,042 pu, ficando o terminal aberto em Tarumã 230 kV com 1,043 pu, ou seja, dentro dos valores predeterminados. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-1 e na Figura 9-2.

O circuito 2 foi energizado posteriormente, já considerando energizado o circuito 1. Nesta situação, partindo-se de Lechuga 230 kV com tensão de 1,040 pu, a tensão no terminal de Lechuga 230 kV é elevada para 1,042 pu, ficando o terminal aberto em Tarumã 230 kV com 1,043 pu, ou seja, dentro dos valores predeterminados. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-3 e na Figura 9-4.

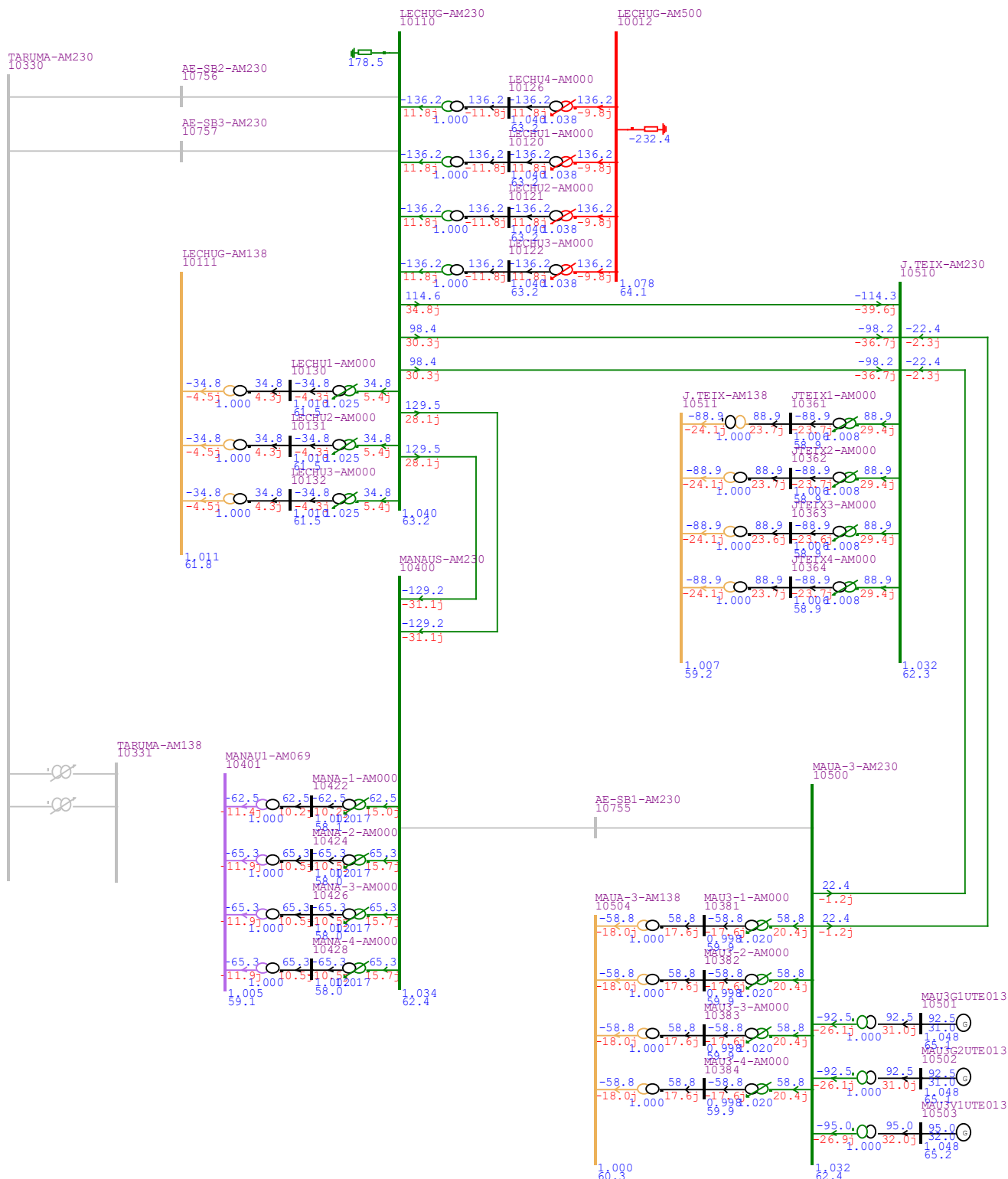


Figura 9-1 – Sistema Pré-Energização da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 a partir de Lechuga

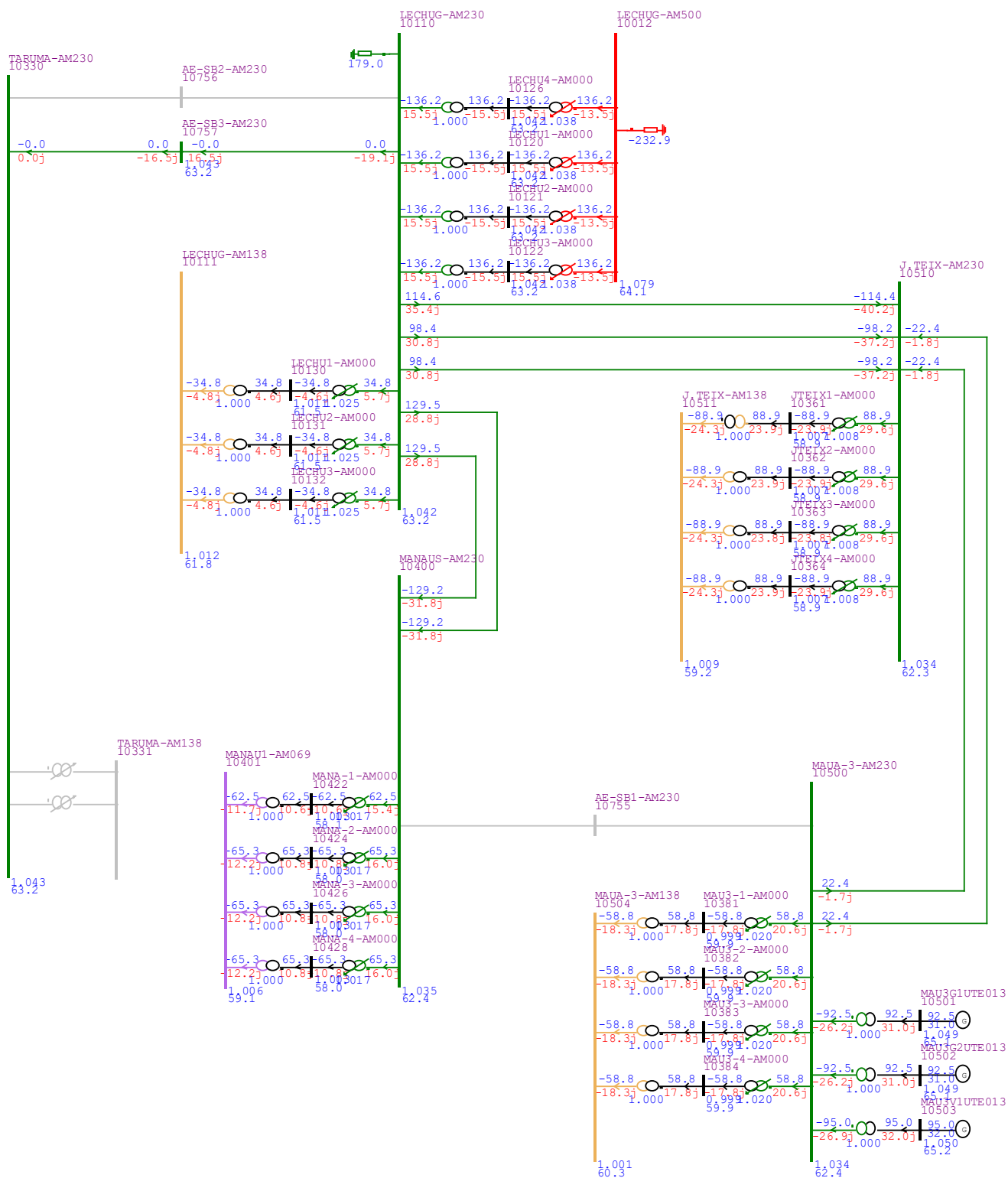
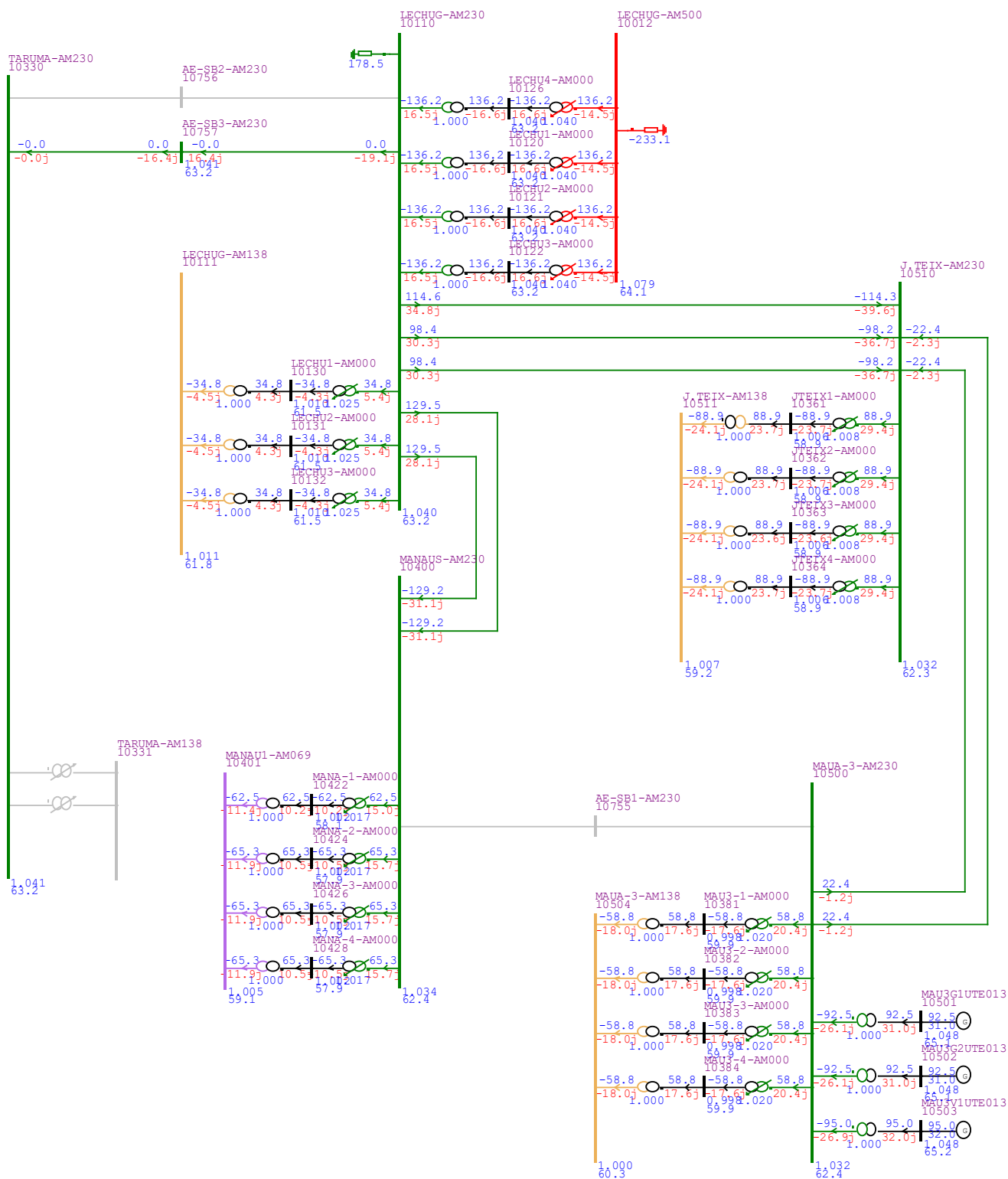


Figura 9-2 – Energização da LT 230 kV Lechuga – Taramã C1 a partir de Lechuga – sem reatores fixos nas duas extremidades desta linha de transmissão



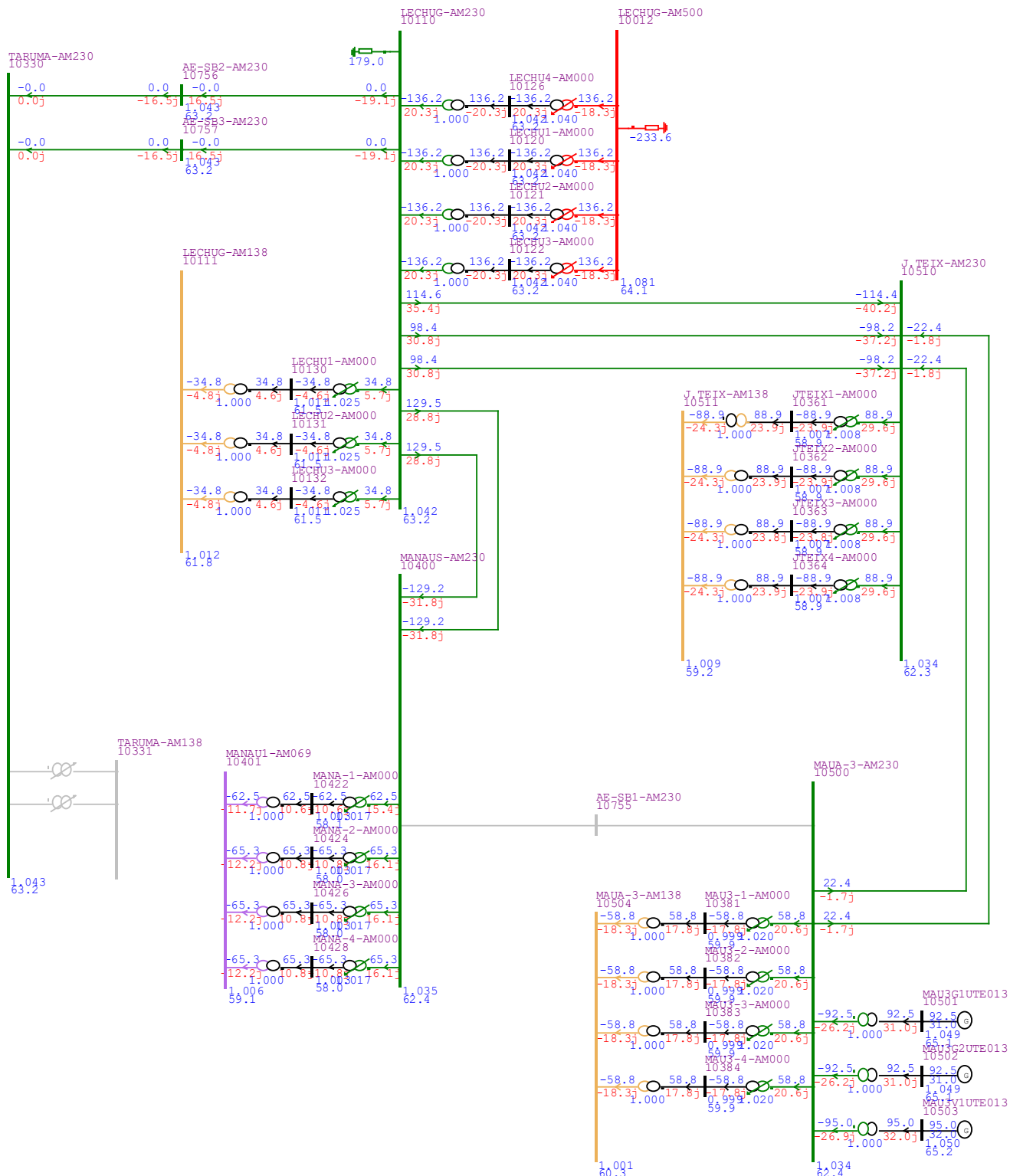


Figura 9-4 – Energização da LT 230 kV Lechuga – Taramã C2 a partir de Lechuga – sem reatores fixos nas duas extremidades desta linha de transmissão

9.2 Energização dos Bancos de Autotransformadores 230/138 kV da SE Tarumã

A energização dos bancos de autotransformadores 230/138 kV da SE Tarumã foi realizada considerando já energizados os dois circuitos em 230 kV entre Lechuga e Tarumã. Nesta situação, partindo-se de Tarumã 230 kV com tensão de 1,040 pu, a tensão no terminal de Tarumã 230 kV é mantida em 1,040 pu, ficando o barramento de Tarumã 138 kV com 1,025 pu, ou seja, dentro dos valores predeterminados. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-5 e Figura 9-6.

O 2º banco de autotransformadores foi energizado posteriormente já considerando energizado o 1º banco de autotransformadores. Nesta situação, partindo-se de Tarumã 230 kV com tensão de 1,040 pu, a tensão no terminal de Tarumã 230 kV é mantida em 1,040 pu, ficando o barramento de Tarumã 138 kV com 1,012 pu, ou seja, dentro dos valores predeterminados. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-7 e Figura 9-8.

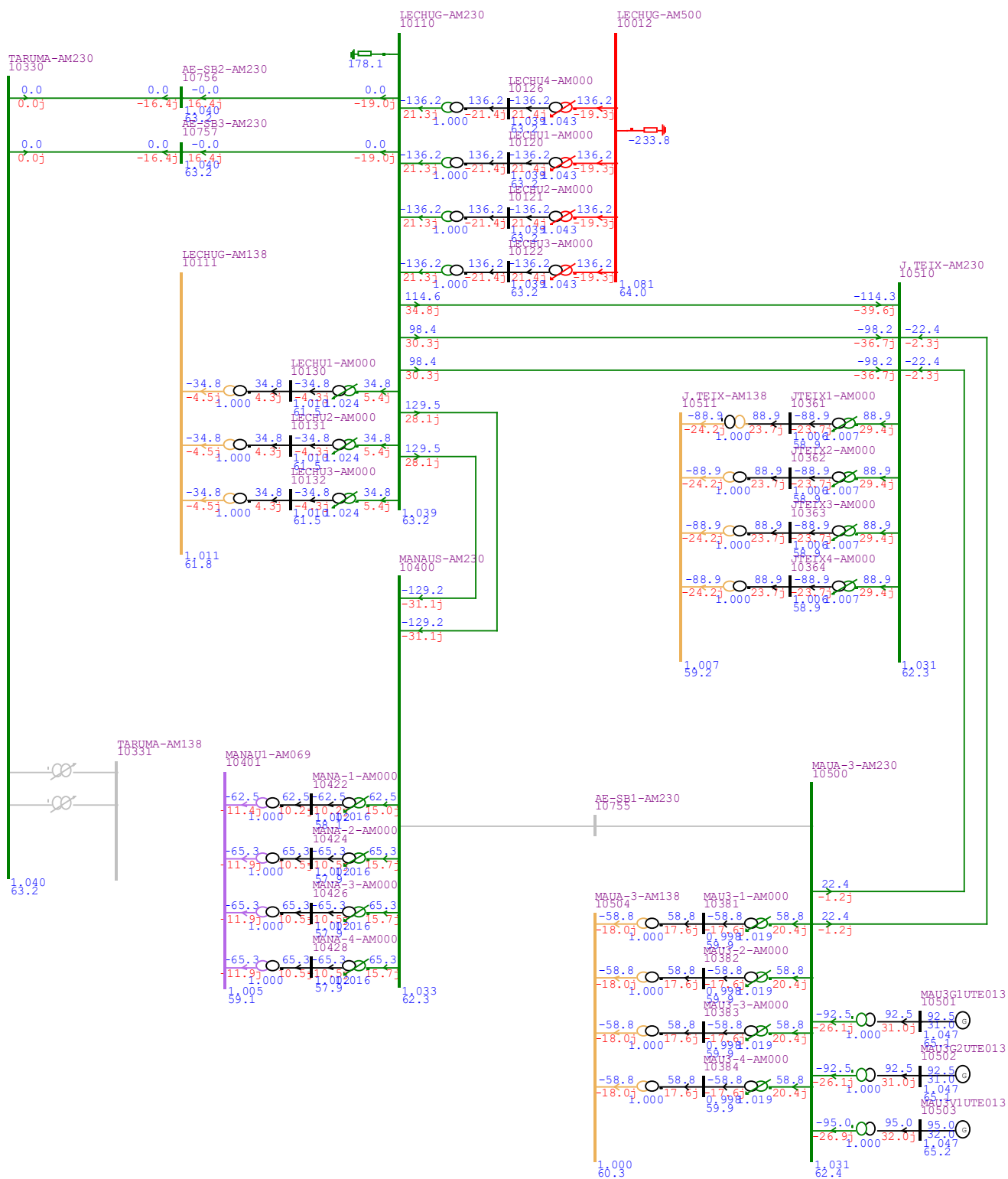


Figura 9-5 – Sistema Pré-Energização do 1º banco de autotransformadores 230/138 kV da SE Tarumã a partir de Tarumã 230 kV

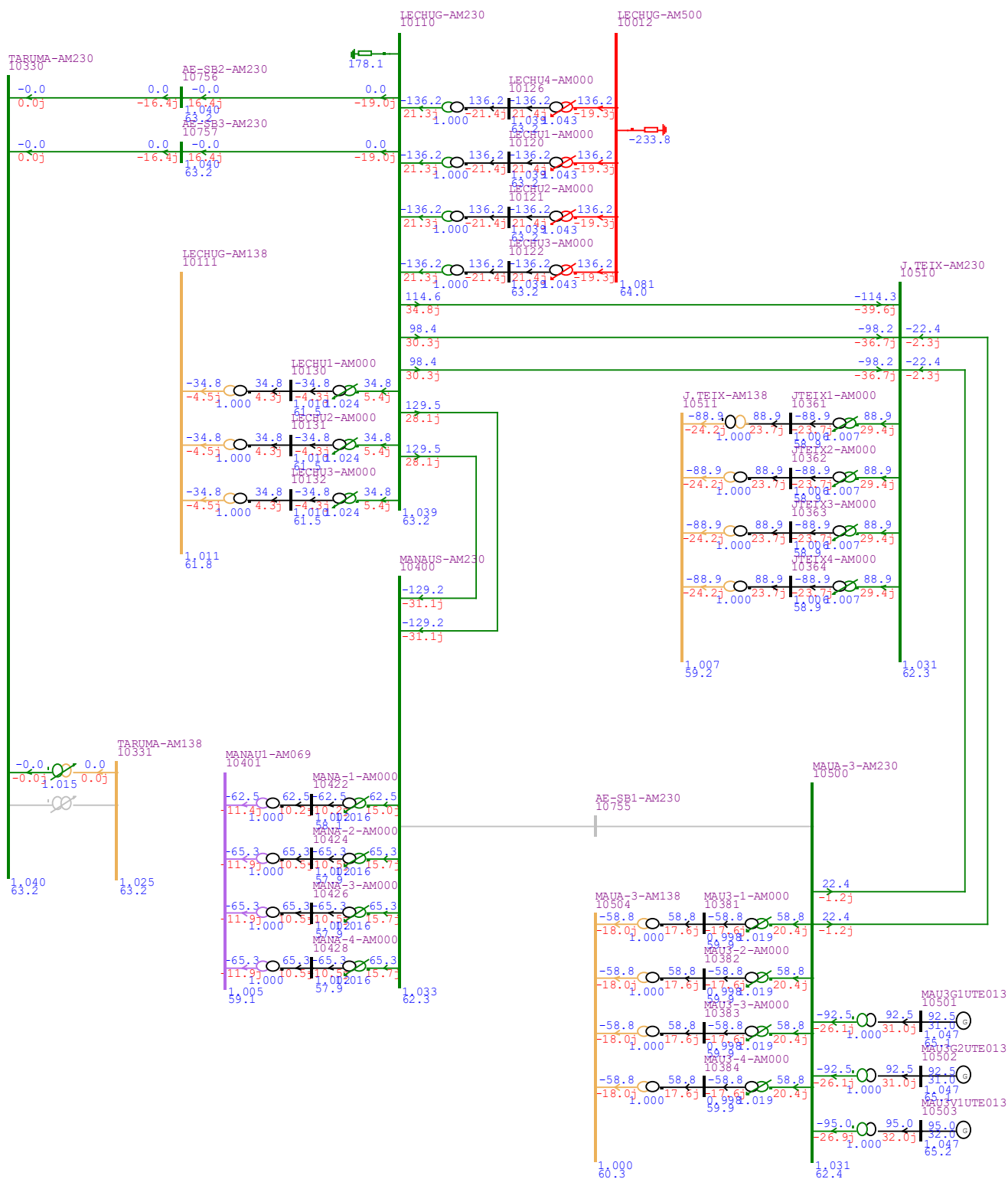


Figura 9-6 – Energização do 1º banco de autotransformadores 230/138 kV da SE Tarumã a partir de Tarumã 230 kV

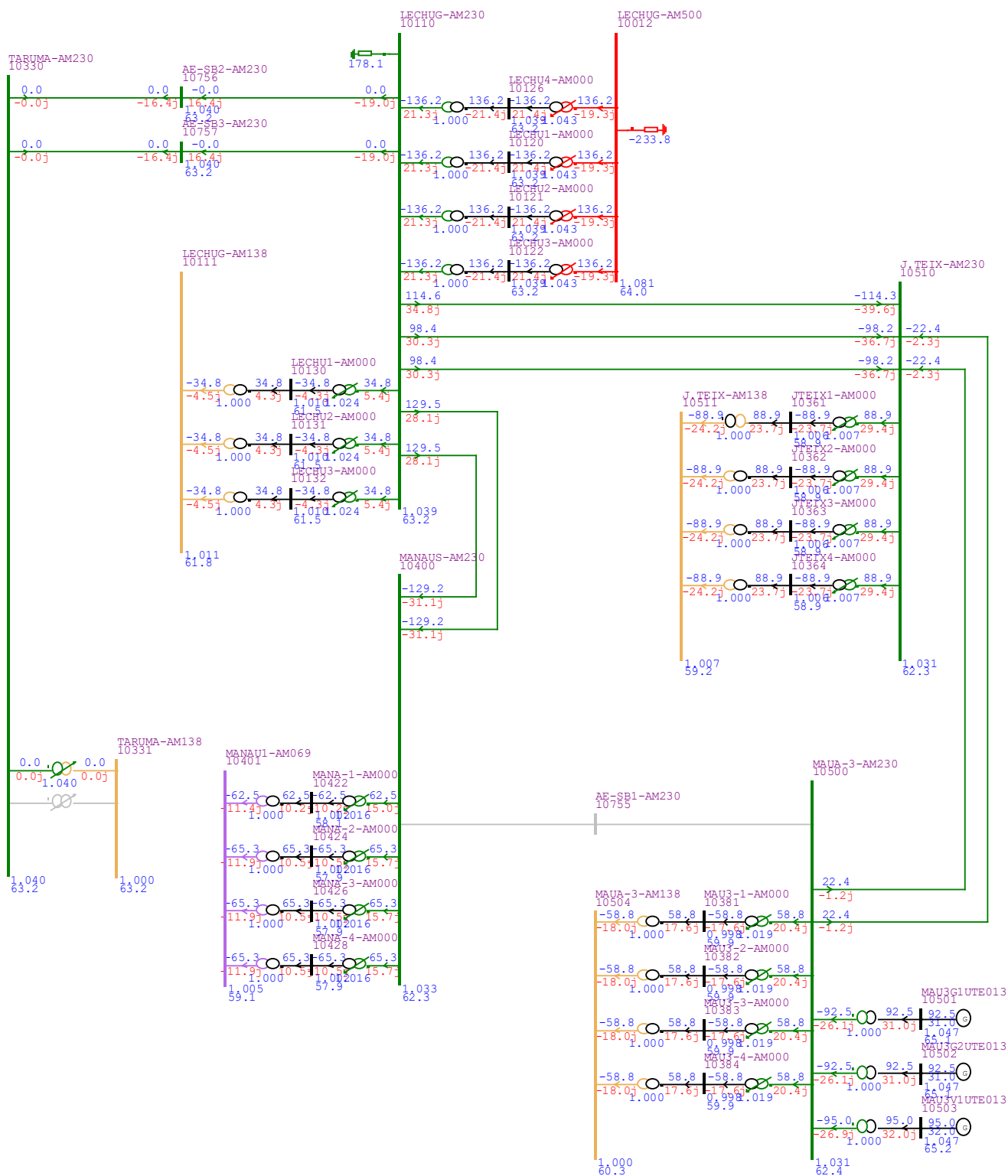


Figura 9-7 – Sistema Pré-Energização do 2º banco de autotransformadores 230/138 kV da SE Tarumã a partir de Tarumã 230 kV

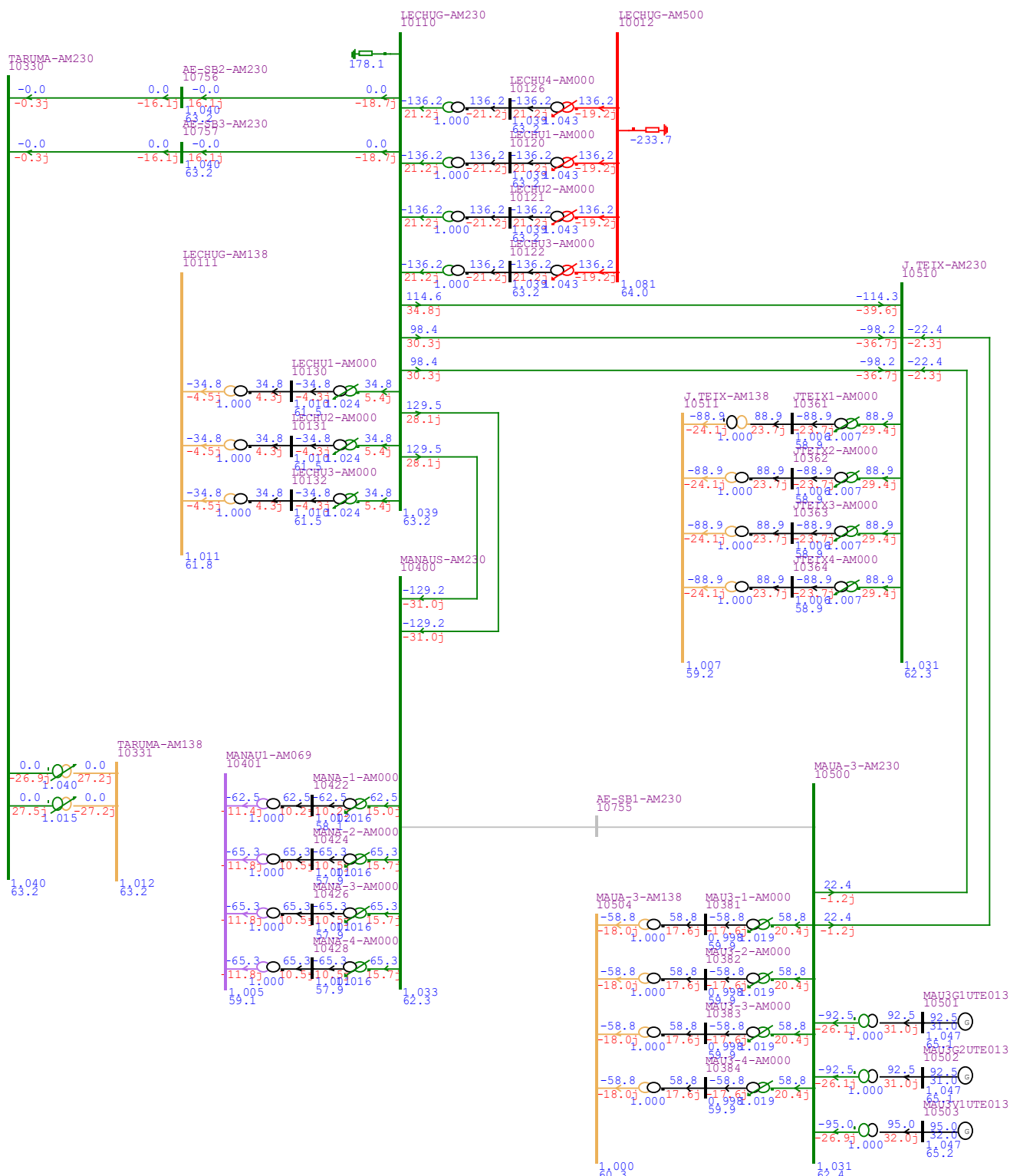


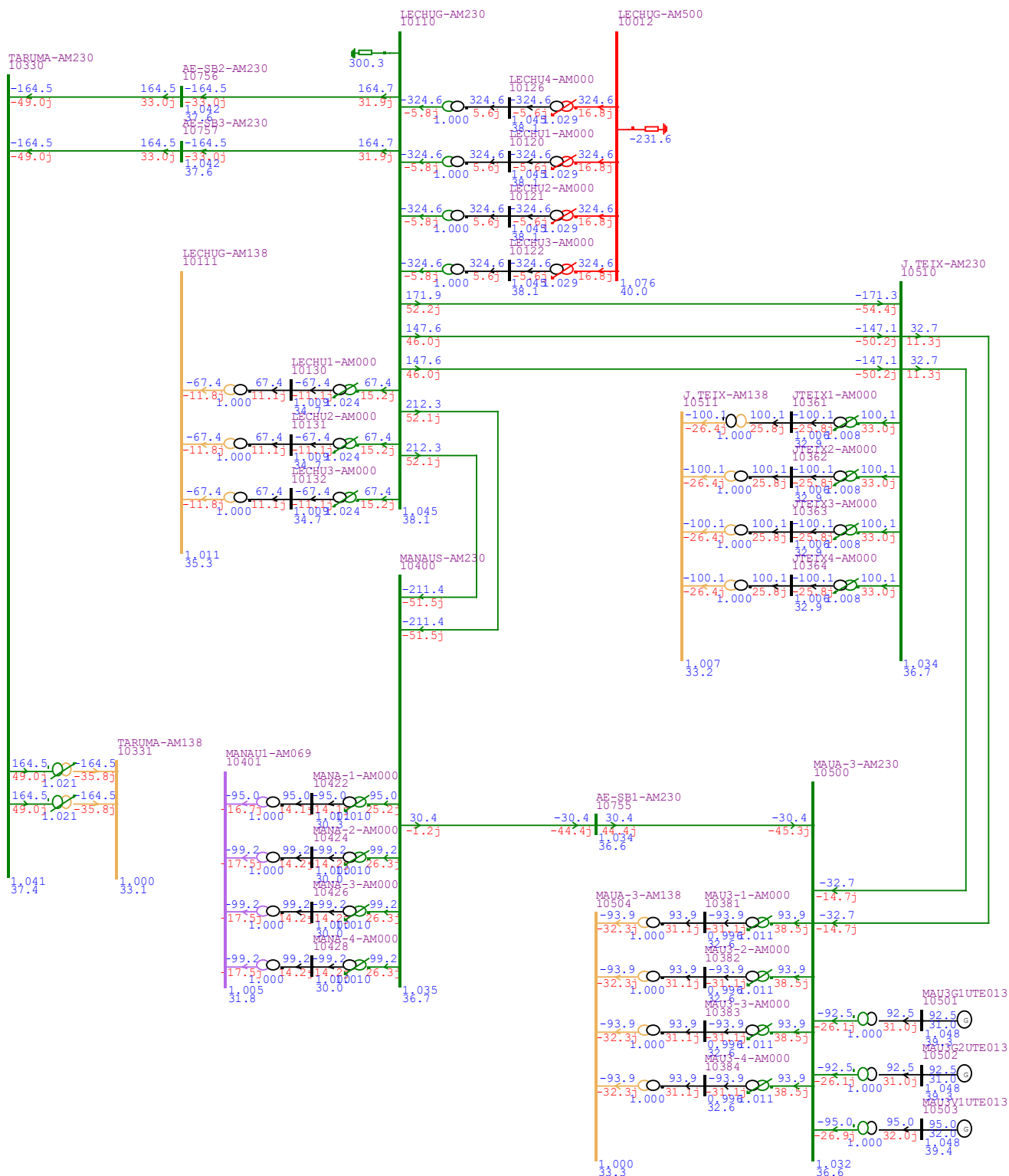
Figura 9-8 – Energização do 2º banco de autotransformadores 230/138 kV da SE Tarumã a partir de Tarumã 230 kV

9.3 Rejeição da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1/C2

Para a avaliação da rejeição da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1/C2, considerando que se trata de dois circuitos idênticos, foi simulado tal rejeição para apenas um dos circuitos (circuito 1). Assim, na rejeição da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1, com tensões de 1,045 pu na SE Lechuga e 1,041 pu na SE Tarumã, com a abertura intempestiva do disjuntor do terminal Lechuga, obteve-se tensões de 1,038 pu na SE Tarumã e 1,039 pu no terminal aberto na SE Lechuga.

Adicionalmente, na rejeição da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1, com a abertura intempestiva do disjuntor do terminal Tarumã, obteve-se tensões de 1,045 pu na SE Lechuga e 1,046 pu no terminal aberto na SE Tarumã. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-9, Figura 9-10 e Figura 9-11.

Conclui-se que a energização e a rejeição da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1/C2, mesmo sem considerar reatores fixos nas duas extremidades destas linhas, não provoca sobretensões no sistema, atendendo aos critérios de planejamento.



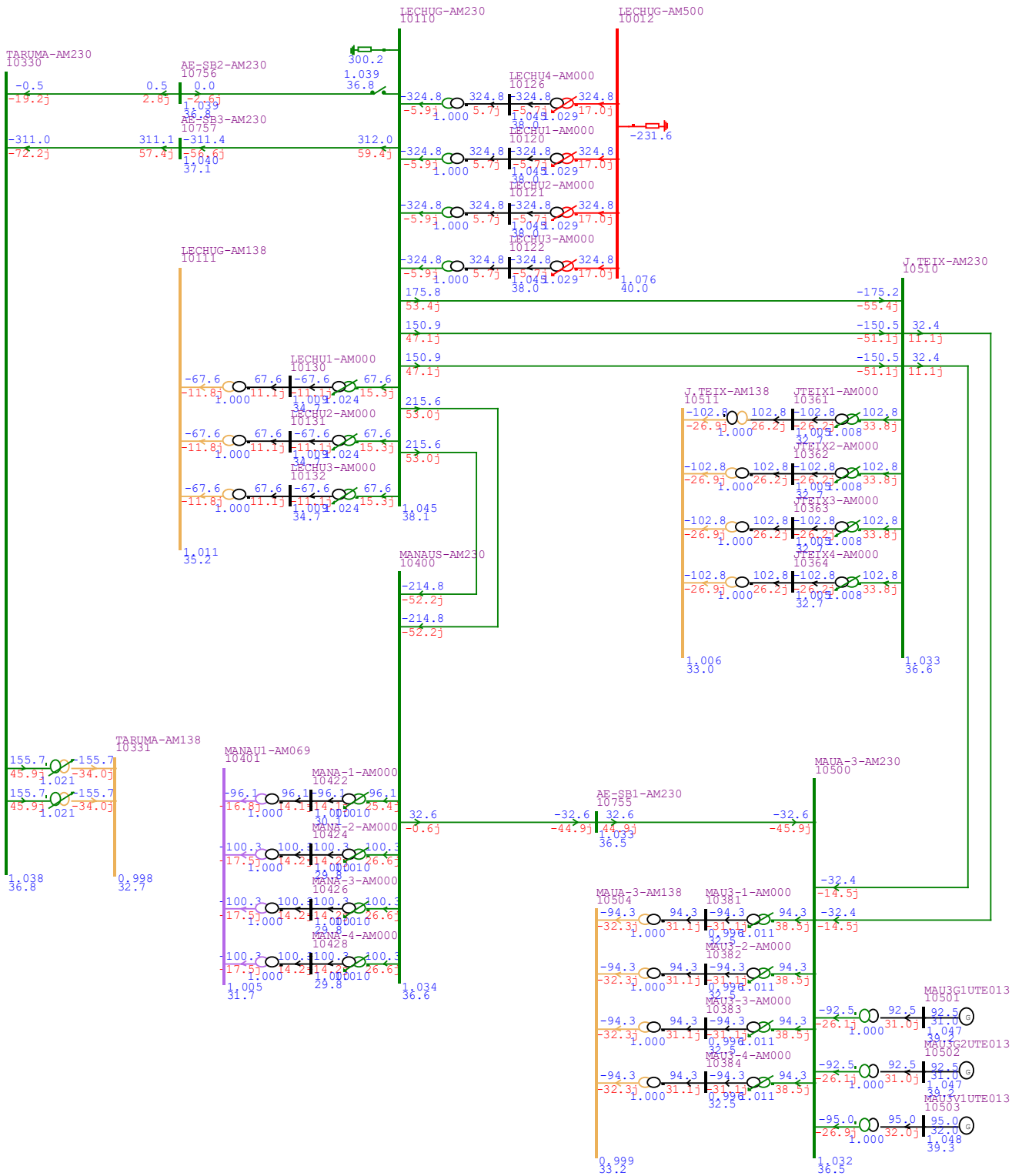


Figura 9-10 – Rejeição da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 com abertura na SE Lechuga

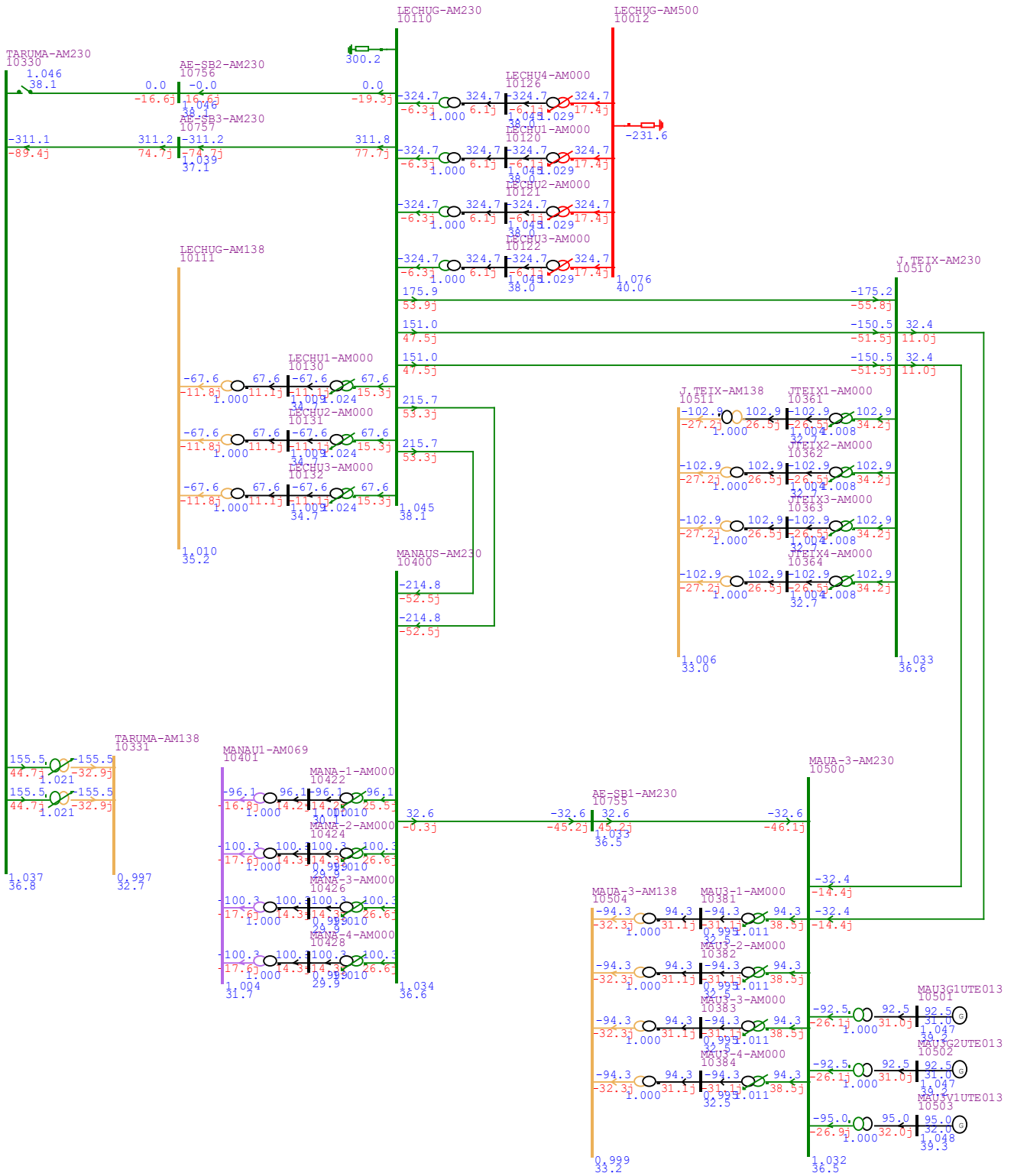


Figura 9-11 – Rejeição da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 com abertura na SE Tarumã

9.4 Energização da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1

A energização da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1, dotada de trecho aéreo com 2 subcondutores de 954 MCM por fase e trecho subterrâneo com cabo XLPE (Cobre) com 1 condutor de 2000 mm² por fase, foi simulada inicialmente no sentido Manaus → Mauá 3, sem considerar reatores fixos nas duas extremidades desta LT. Nesta situação, partindo-se de Manaus 230 kV com tensão de 1,038 pu, a tensão no terminal de Manaus 230 kV é elevada para 1,044 pu, ficando o terminal aberto em Mauá 3 230 kV com 1,045 pu, ou seja, dentro dos valores predeterminados. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-12 e Figura 9-13.

Adicionalmente foi simulada a energização desta LT no sentido Mauá 3 → Manaus, também sem considerar reatores fixos nas duas extremidades desta LT. Nesta situação, partindo-se de Mauá 3 230 kV com tensão de 1,037 pu, a tensão no terminal de Mauá 3 230 kV é elevada para 1,041 pu, ficando o terminal aberto em Manaus 230 kV com 1,043 pu, ou seja, dentro dos valores predeterminados. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-14 e Figura 9-15.

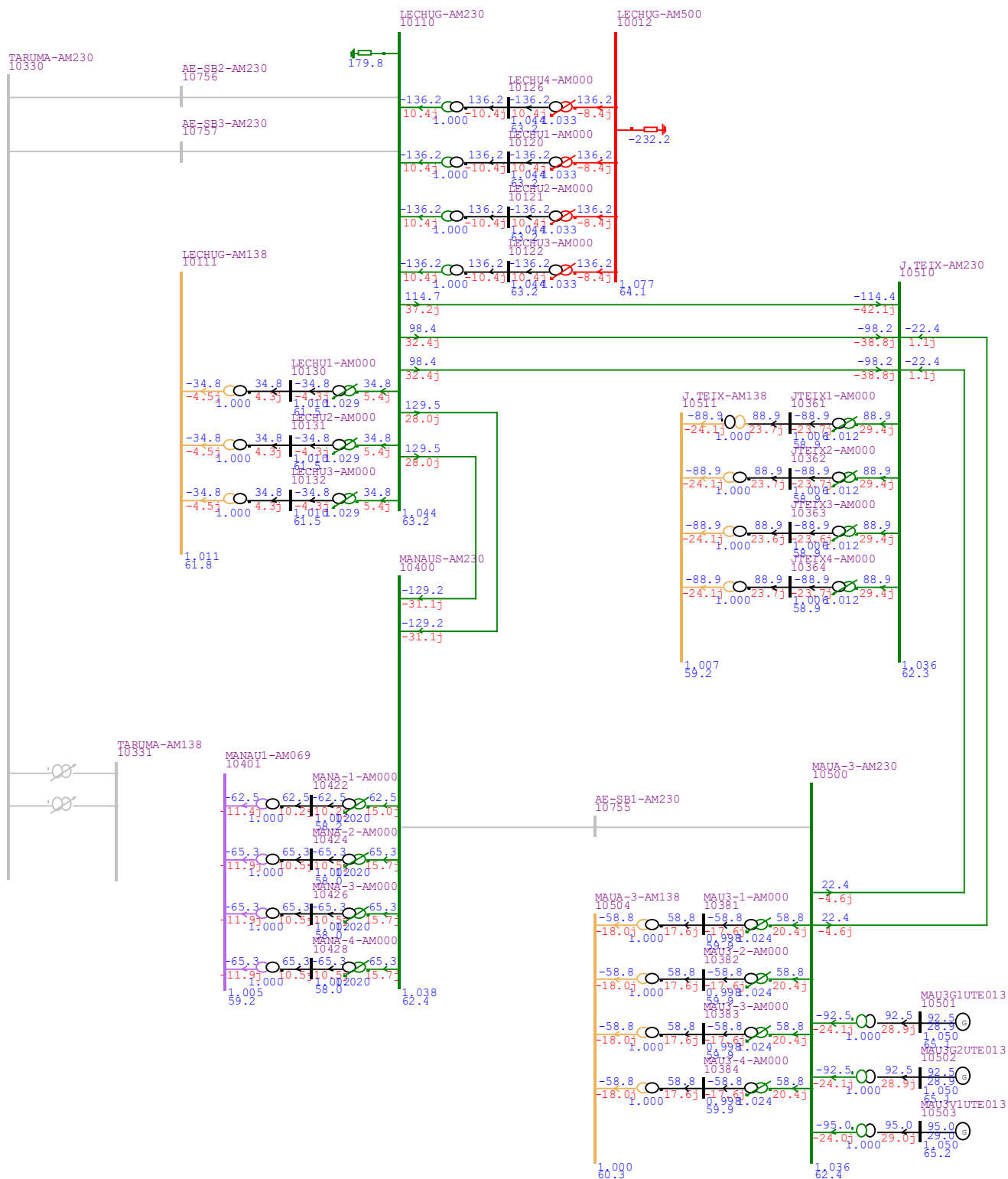


Figura 9-12 – Sistema Pré-Energização da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 a partir de Manaus

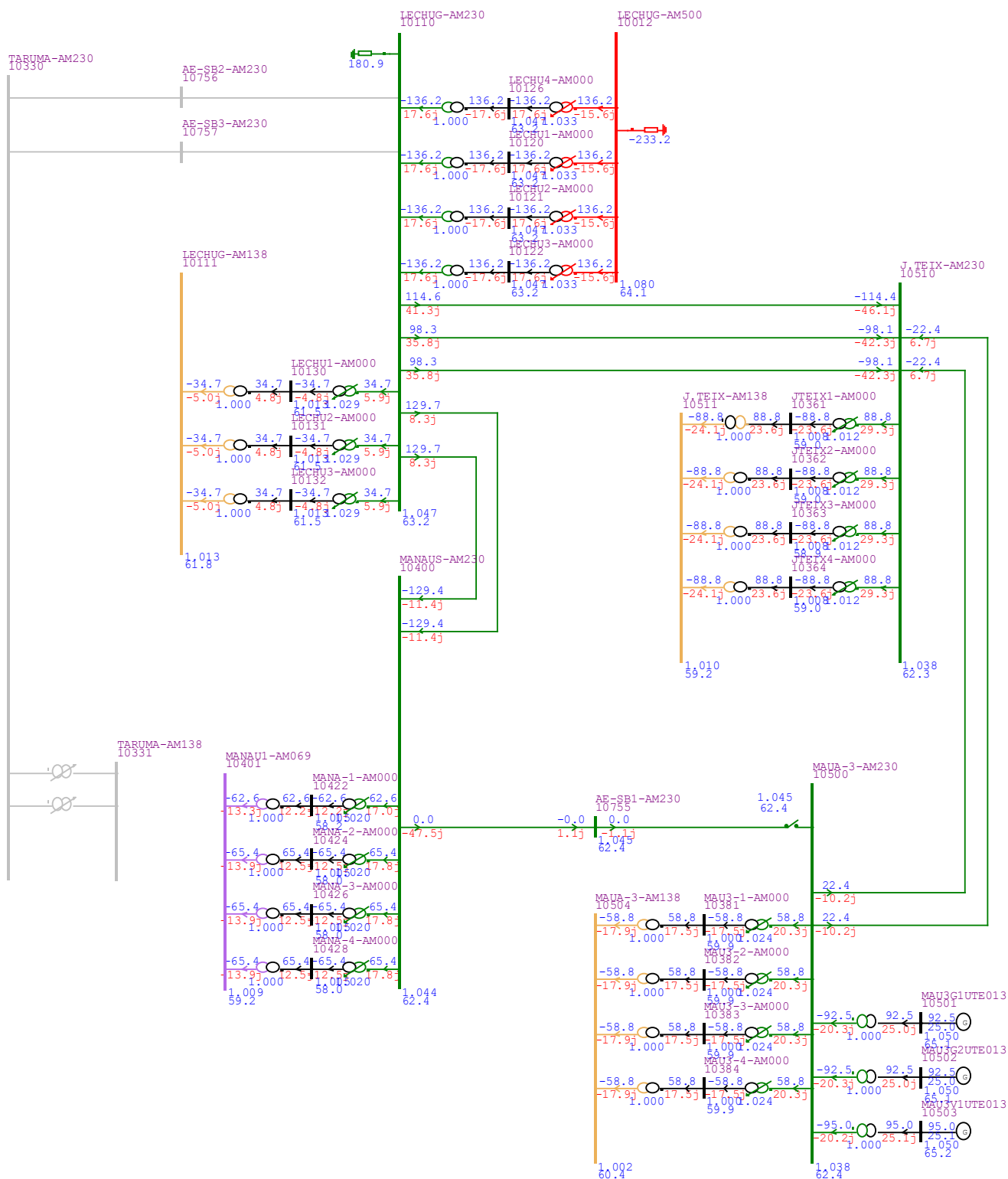


Figura 9-13 – Energização da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 a partir de Manaus – sem reatores fixos nas duas extremidades desta linha de transmissão

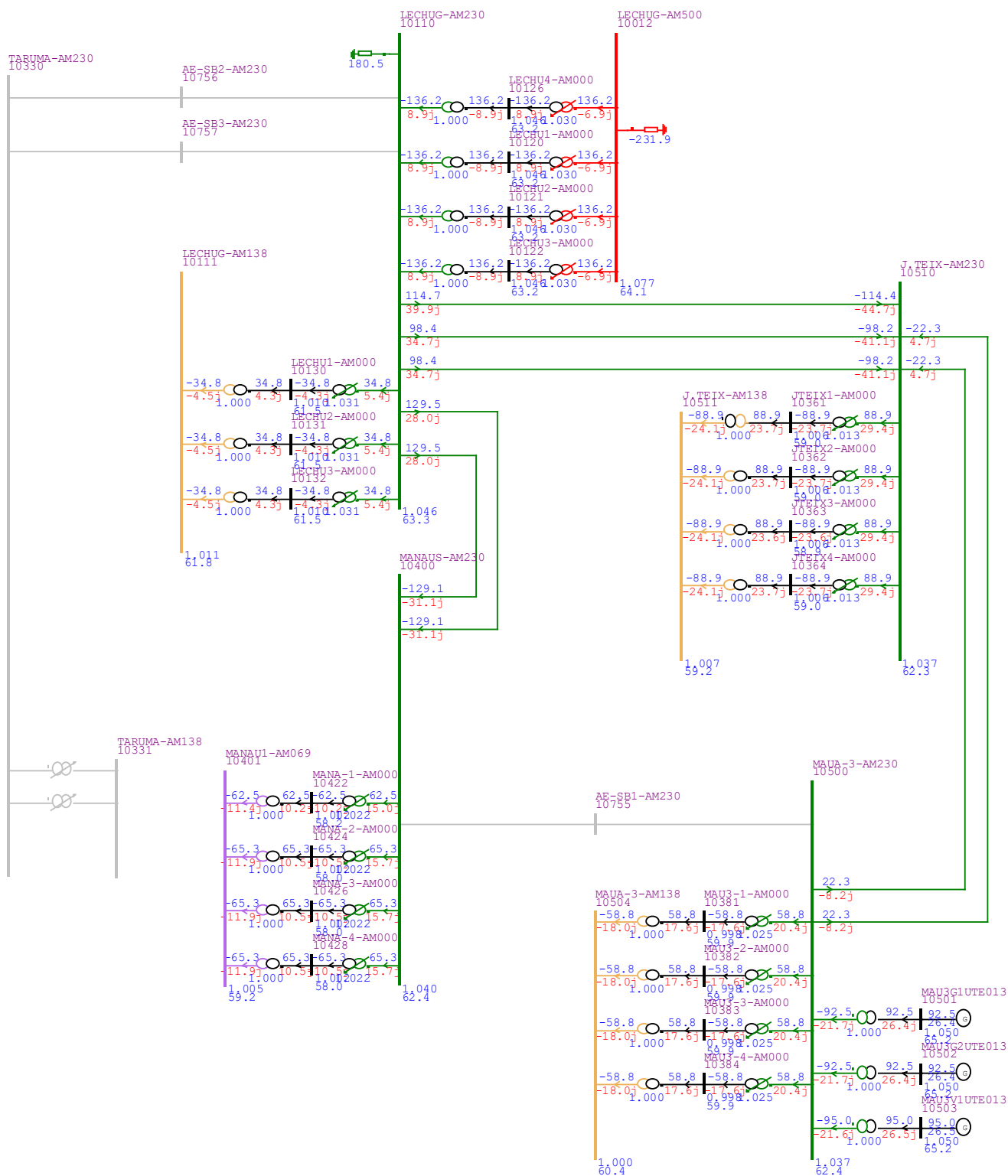


Figura 9-14 – Sistema Pré-Energização da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 a partir de Mauá 3

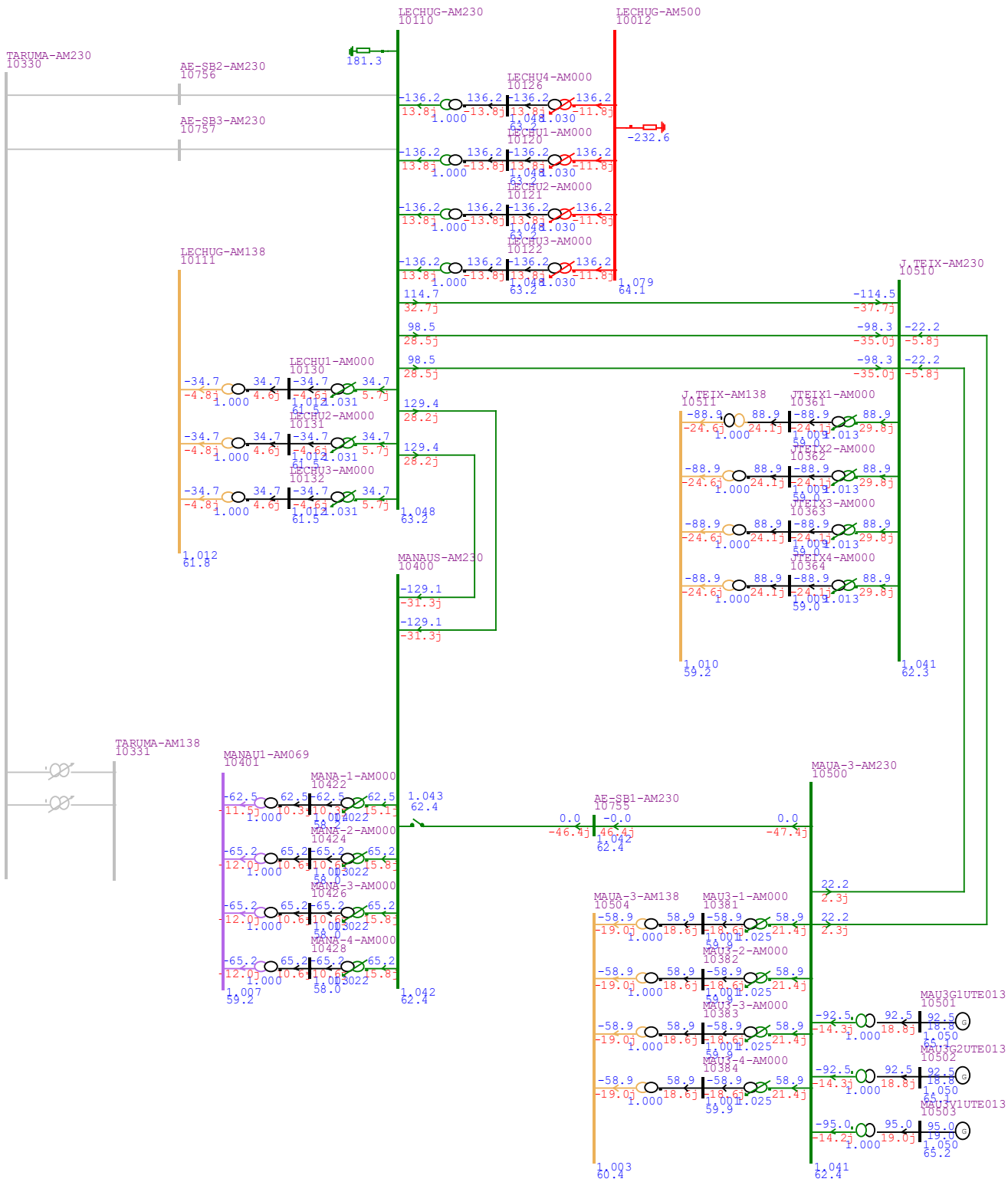


Figura 9-15 – Energização da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 a partir de Mauá 3 – sem reatores fixos nas duas extremidades desta linha de transmissão

9.5 Rejeição da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1

Na rejeição da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1, com tensões de 1,038 pu na SE Manaus e 1,035 pu na SE Mauá 3, com a abertura intempestiva do disjuntor do terminal Manaus, obteve-se tensões de 1,035 pu na SE Mauá 3 e 1,037 pu no terminal aberto na SE Manaus.

Adicionalmente, na rejeição da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1, com a abertura intempestiva do disjuntor do terminal Mauá 3, obteve-se tensões de 1,041 pu na SE Manaus e 1,042 pu no terminal aberto na SE Mauá 3. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-16, Figura 9-17 e Figura 9-18.

Conclui-se que a energização e a rejeição da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1, mesmo sem considerar reatores fixos nas duas extremidades desta linha, não provoca sobretensões no sistema, atendendo aos critérios de planejamento.

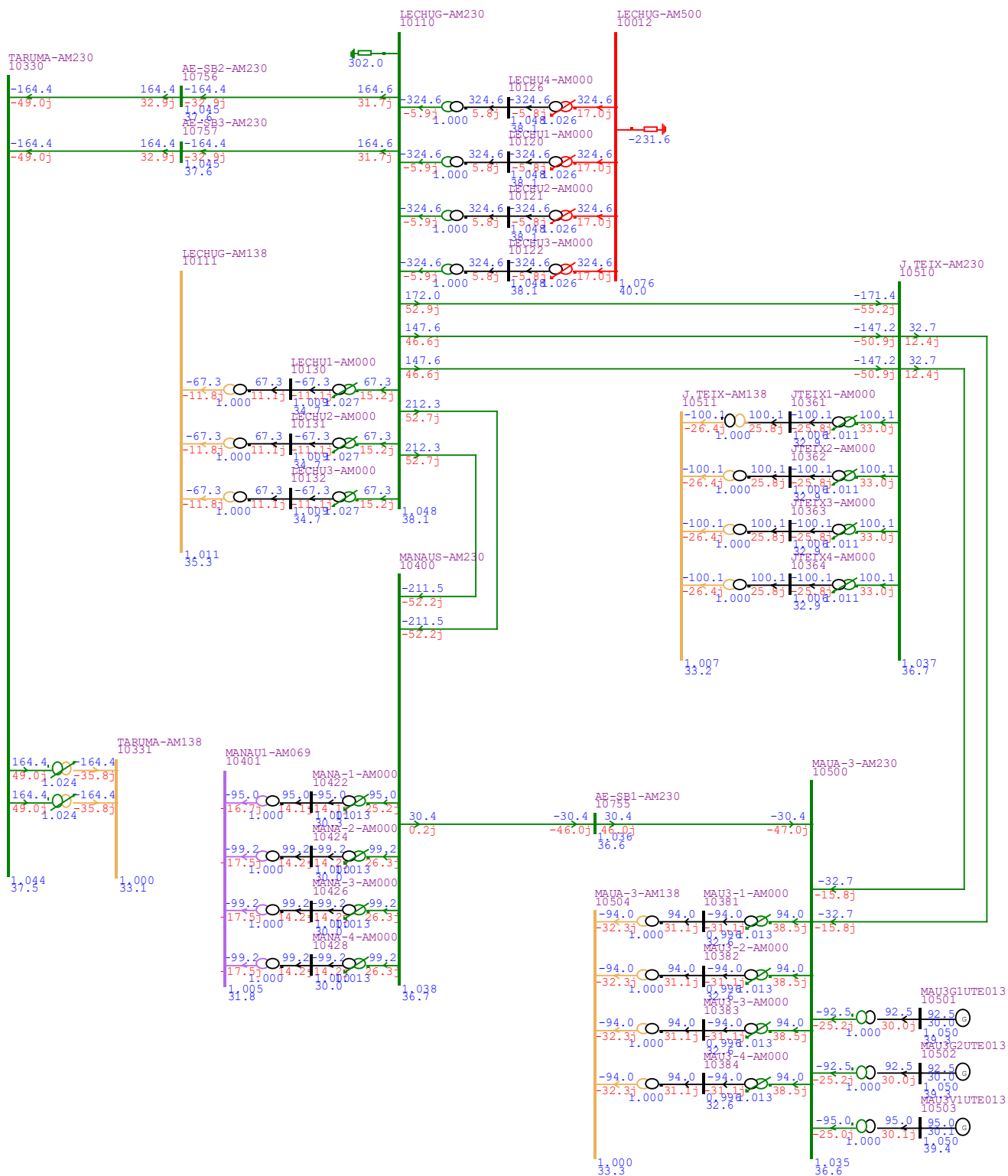


Figura 9-16 – Sistema Pré-Rejeição da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1

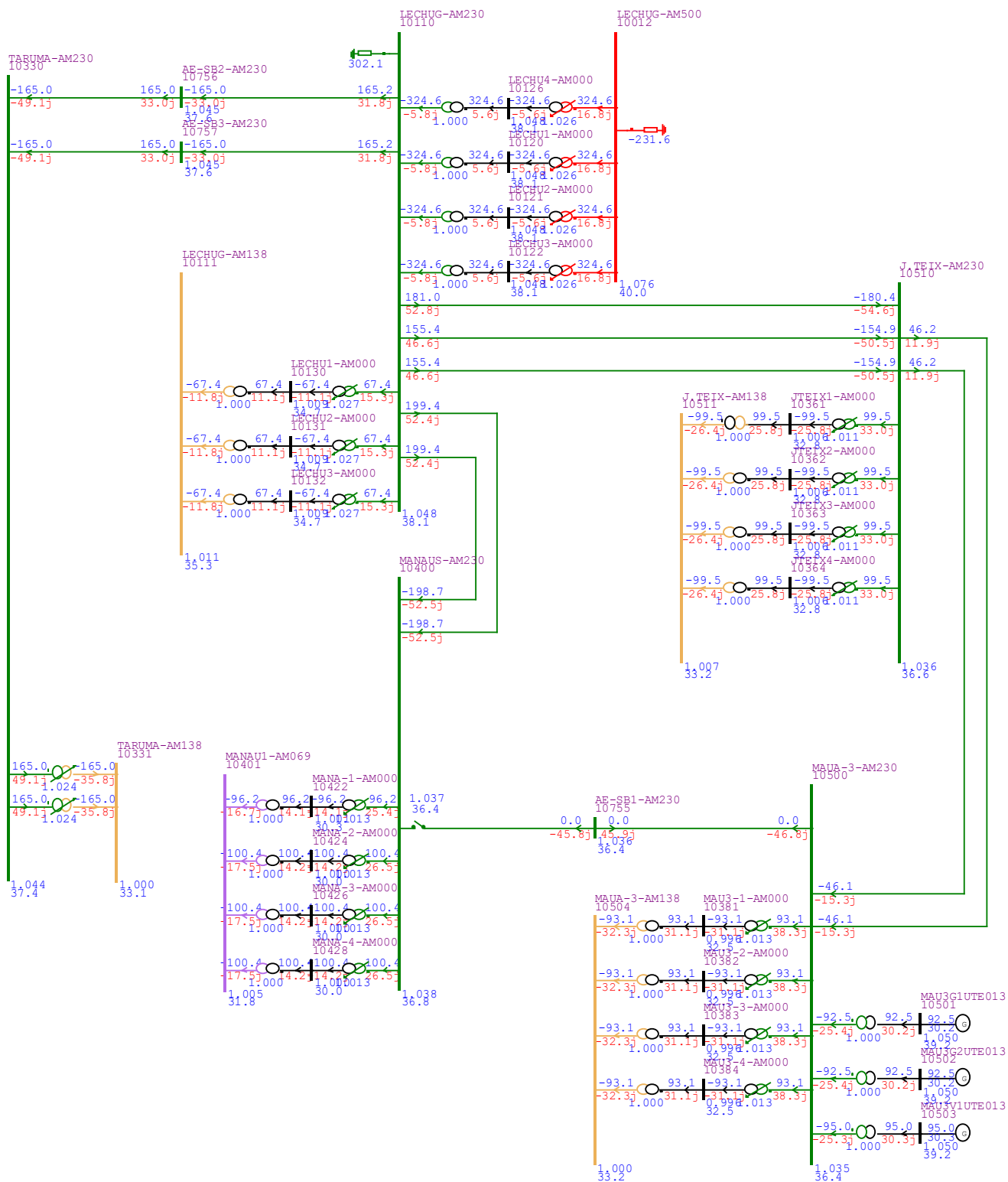


Figura 9-17 – Rejeição da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 com abertura na SE Manaus

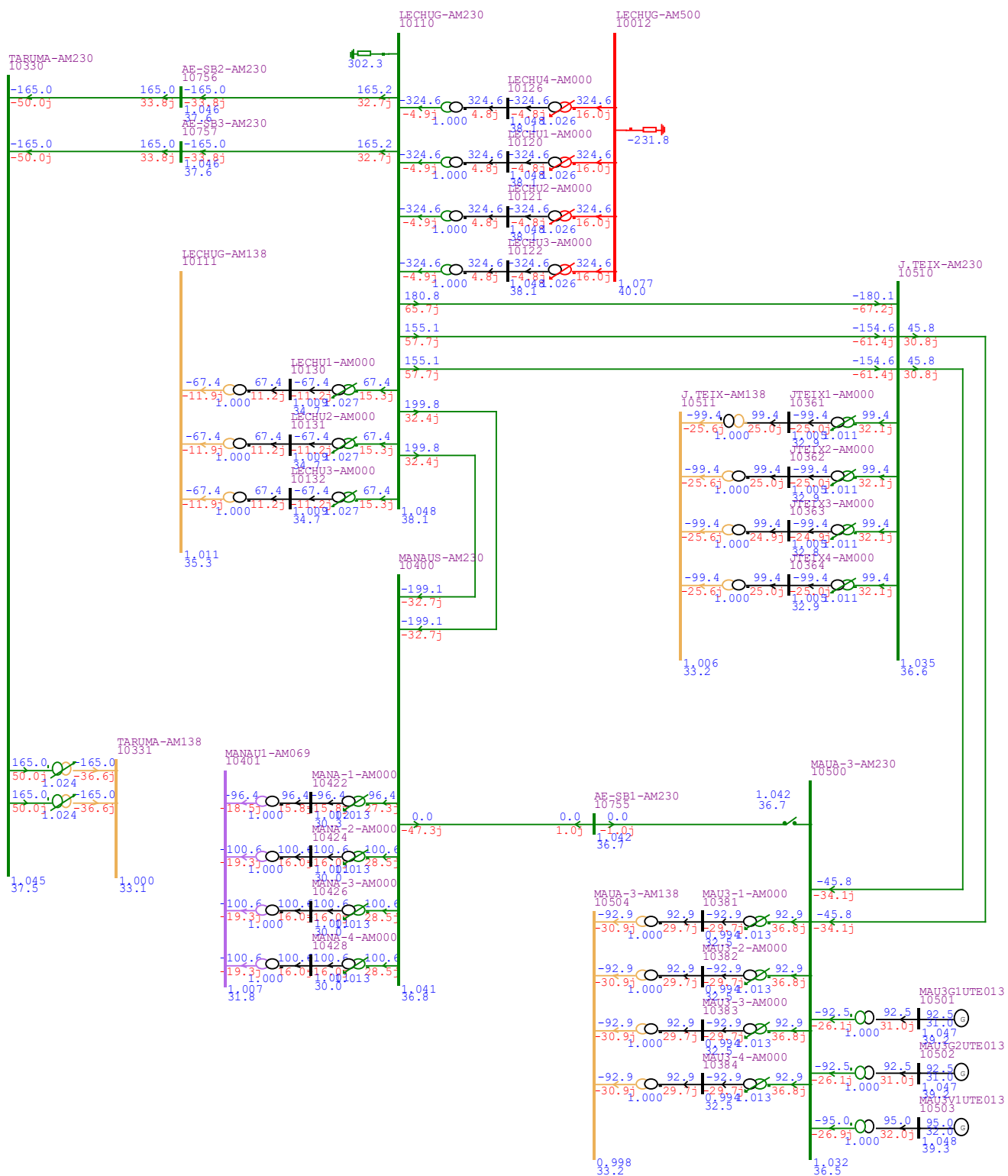


Figura 9-18 – Rejeição da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 com abertura na SE Mauá 3

10 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

O cálculo dos níveis de curto-circuito foi efetuado considerando o sistema em regime subtransitário, com todas as máquinas sincronizadas, todas as linhas de transmissão utilizando a base de dados referente ao PD 2023.

Os valores referentes às correntes de curto-circuito máximo para as principais subestações influenciadas pela implantação dos reforços recomendados neste estudo (Alternativa 7), são apresentados nas Tabela 10-1 até a Tabela 10-3. Esses valores foram obtidos para as condições pré-entrada (2019) e pós-entrada (2019) das obras indicadas neste estudo, bem como para o ano horizonte do estudo (2029).

Adicionalmente, ressalta-se que os disjuntores da SE Tarumã 230/138 kV devem ser dimensionados de acordo com os valores das correntes de curto-circuito. Assim, os disjuntores escolhidos devem suportar as correntes de curto-circuito apresentadas na Tabela 10-1 até a Tabela 10-3.

Tabela 10-1 – Correntes de curto-circuito máximo referentes ao ano de 2019 (pré-entrada das obras)

Identificação		2019 – pré obras						Disjuntor (kA)
Subestação	Tensão (kV)	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	2ΦT (kA)	X/R	
UTE Cristiano Rocha	230	16,13	10,03	17,23	8,08	17,14	8,78	40
UHE Balbina	230	5,96	11,13	6,34	13,08	6,25	12,20	40
Presidente Figueiredo	230	5,29	8,41	4,01	6,29	4,95	7,71	40
Lechuga	500	9,32	8,24	11,35	9,61	11,09	9,41	50
	230	19,74	10,48	26,69	11,29	27,04	11,53	40
	138	12,70	26,00	14,60	31,92	14,06	30,07	ND
Manaus	230	14,09	9,41	14,08	7,73	14,36	8,49	40
	69	32,40	11,22	38,91	11,39	37,21	11,36	31,5
Jorge Teixeira	230	17,07	12,52	18,96	11,01	18,43	11,48	40
	138	15,81	20,00	18,31	20,22	17,50	20,16	40
Mauá 3	230	16,12	14,58	18,48	15,27	17,73	15,08	40
	138	17,28	21,68	19,69	23,94	18,93	23,24	40

Tabela 10-2 – Correntes de curto-circuito máximo referentes ao ano de 2019 (pós-entrada das obras)

Identificação		2019 – pós obras						Disjuntor (kA)
Subestação	Tensão (kV)	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	2ΦT (kA)	X/R	
UTE Cristiano Rocha	230	16,65	9,95	17,81	7,90	17,74	8,62	40
UHE Balbina	230	5,99	11,05	6,36	13,01	6,28	12,12	40
Presidente Figueiredo	230	5,33	8,36	4,03	6,27	4,98	7,67	40
Lechuga	500	9,61	8,57	12,13	9,80	11,92	9,77	50
	230	20,57	10,41	28,33	11,09	29,16	11,37	40
	138	12,87	26,47	14,81	32,58	14,26	30,69	ND
Manaus	230	17,03	11,04	18,94	8,51	18,71	9,22	40
	69	34,10	12,09	41,85	12,58	40,23	12,53	31,5
Jorge Teixeira	230	17,63	11,62	19,74	10,14	19,19	10,58	40
	138	17,19	16,79	19,73	17,25	18,89	17,12	40
Mauá 3	230	17,99	13,09	21,23	12,47	20,35	12,60	40
	138	17,90	21,06	20,53	22,54	19,70	22,12	40
Tarumã	230	16,15	10,73	16,48	7,57	16,87	8,80	ND
	138	16,10	15,38	15,79	12,77	16,12	14,02	ND

Tabela 10-3 – Correntes de curto-circuito máximo referentes ao ano de 2029

Identificação		2029						Disjuntor (kA)
Subestação	Tensão (kV)	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	2ΦT (kA)	X/R	
UTE Cristiano Rocha	230	16,88	9,68	18,09	7,70	18,02	8,39	40
UHE Balbina	230	6,01	10,97	6,37	12,92	6,29	12,03	40
Presidente Figueiredo	230	5,34	8,31	4,03	6,25	4,99	7,63	40
Lechuga	500	9,76	8,57	12,61	9,67	12,51	9,76	50
	230	20,93	10,05	29,20	10,64	30,45	10,92	40
	138	16,84	21,15	20,15	25,76	19,43	24,82	ND
Manaus	230	17,23	10,73	19,19	8,30	18,96	8,98	40
	69	34,40	11,76	42,19	12,26	40,57	12,21	31,5
Jorge Teixeira	230	17,88	11,26	20,20	10,01	19,58	10,36	40
	138	18,72	15,67	21,81	16,10	20,86	16,00	40
Mauá 3	230	18,22	12,68	21,59	12,16	20,69	12,26	40
	138	19,32	19,71	22,41	20,97	21,47	20,64	40
Tarumã	230	16,45	10,44	16,84	7,41	17,22	8,58	ND
	138	18,12	14,50	18,04	11,57	18,35	12,89	ND

ND = Valor não disponível

Foi verificado a superação dos disjuntores do pátio de 69 kV da SE Manaus, mesmo antes de inseridos os reforços indicados neste estudo, como pode ser observado na Tabela 10-1. Assim, recomenda-se que a distribuidora Eletrobras Distribuição Amazonas realize estudos específicos no intuito de ratificar a troca dos equipamentos superados tanto nessa subestação, como também em possíveis outras subestações da rede de distribuição.

Adicionalmente, cumpre notar que após a revisão zero desse estudo, foi criado um Grupo de Trabalho contando com a participação da EPE, ONS, Eletrobras Eletronorte, Eletrobras Distribuição Amazonas e Amazonas G&T, etc, com o objetivo de indicar as medidas operativas e os montantes mínimos de Geração Térmica para o período que antecede a entrada em operação da solução de planejamento. Dentre as medidas que estão sendo avaliadas, consta a possibilidade de implantação de reatores limitadores de curto-circuito na SE Manaus, avaliação esta que está sendo realizada pela Eletrobras Distribuição Amazonas.

11 ANÁLISE DO CONDUTOR ÓTIMO

A seguir estão resumidos os resultados da análise preliminar de condutor econômico para os trechos aéreos das LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1/C2 (CD) e Mauá 3 – Manaus C1.

Nessa análise, utilizou-se como referência de custos o documento “Base de Referência de Preços ANEEL”, Junho/2014, [9], e perdas elétricas de 30 anos custeadas a 154,00 R\$/MWh, trazidas a valor presente.

No anexo 15.1 serão apresentados as avaliações referentes aos trechos subterrâneos dessas linhas de transmissão, condutor econômico e configuração de referência

- **LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1/C2 (CD)**

A análise preliminar de condutor econômico para o trecho aéreo da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1/C2 (CD), é apresentada na Tabela 11-1 e na Figura 11-1.

Considerando os condutores de menor custo total (investimento e perdas), dentro de uma tolerância de 3%, optou-se pelo condutor Rail, com 2 subcondutores de 954 MCM por fase. Tal escolha é justificada também pela existência de outras LT em 230 kV na região metropolitana de Manaus que possuem a configuração de 2 subcondutores de 954 MCM por fase.

Tabela 11-1 – Análise preliminar de condutor econômico para o trecho aéreo da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1/C2 (CD)

Nº	Tensão [kV]	Cabo Condutor	Cabo [MCM]	Investimento	Perdas	Total	%
1	230	Hawk	1x477	R\$ 4.159.363,84	R\$ 17.663.029,12	R\$ 21.822.392,96	194,27%
2	230	Dove	1x556.5	R\$ 4.316.798,93	R\$ 15.163.090,18	R\$ 19.479.889,11	173,41%
3	230	Grosbeak	1x636	R\$ 4.478.868,87	R\$ 13.289.966,19	R\$ 17.768.835,06	158,18%
4	230	Redwing	1x715.5	R\$ 4.819.897,32	R\$ 11.844.656,65	R\$ 16.664.553,97	148,35%
5	230	Tern	1x795	R\$ 4.602.082,89	R\$ 10.708.513,55	R\$ 15.310.596,43	136,30%
6	230	Drake	1x795	R\$ 4.754.068,74	R\$ 10.673.158,96	R\$ 15.427.227,70	137,34%
7	230	Ruddy	1x900	R\$ 4.754.904,50	R\$ 9.495.324,96	R\$ 14.250.229,46	126,86%
8	230	Rail	1x954	R\$ 4.846.543,22	R\$ 8.976.921,49	R\$ 13.823.464,71	123,06%
9	230	Bluejay	1x1113	R\$ 5.118.451,26	R\$ 7.746.629,92	R\$ 12.865.081,18	114,53%
10	230	Hawk	2x477	R\$ 5.462.240,92	R\$ 8.848.718,52	R\$ 14.310.959,44	127,40%
11	230	Dove	2x556.5	R\$ 5.771.927,80	R\$ 7.598.471,37	R\$ 13.370.399,17	119,03%
12	230	Grosbeak	2x636	R\$ 6.096.180,27	R\$ 6.661.644,31	R\$ 12.757.824,57	113,57%
13	230	Redwing	2x715.5	R\$ 6.767.870,59	R\$ 5.954.603,11	R\$ 12.722.473,69	113,26%
14	230	Tern	2x795	R\$ 6.333.537,53	R\$ 5.370.450,96	R\$ 11.703.988,50	104,19%
15	230	Drake	2x795	R\$ 6.632.325,96	R\$ 5.352.855,72	R\$ 11.985.181,67	106,69%
16	230	Ruddy	2x900	R\$ 6.631.405,82	R\$ 4.763.642,10	R\$ 11.395.047,92	101,44%
17	230	Rail	2x954	R\$ 6.812.091,61	R\$ 4.504.345,69	R\$ 11.316.437,31	100,74%
18	230	Bluejay	2x1113	R\$ 7.344.245,28	R\$ 3.888.979,02	R\$ 11.233.224,31	100,00%

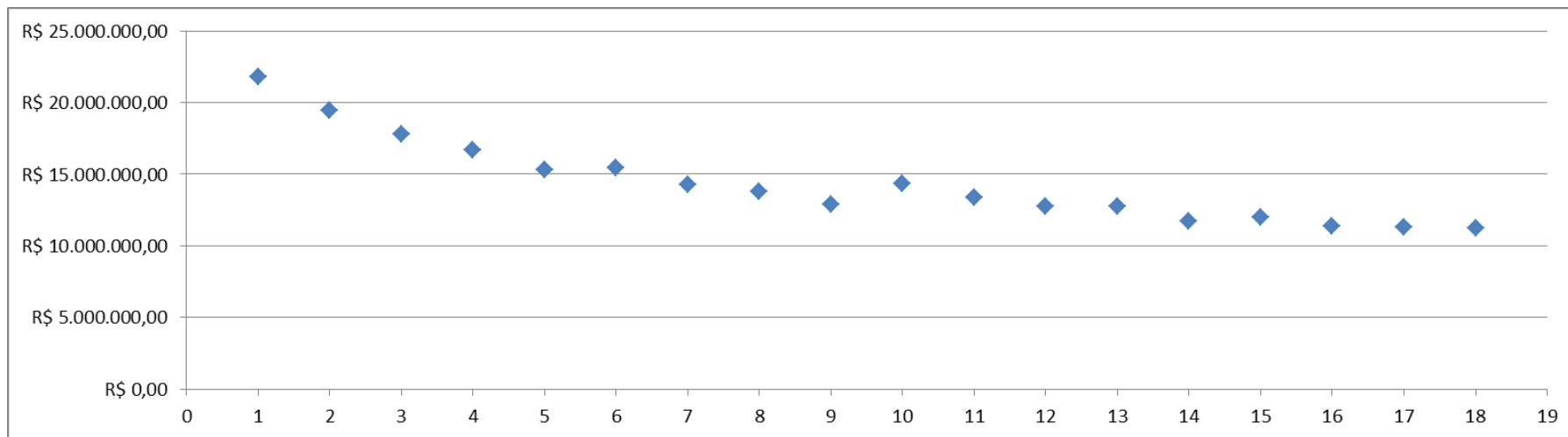


Figura 11-1 – Análise preliminar de condutor econômico para o trecho aéreo da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1/C2 (CD)

- **LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1**

Embora o carregamento nessa linha de transmissão seja inferior ao carregamento da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 e C2 (CD), optou-se em utilizar para o trecho aéreo desta LT a configuração de 2 subcondutores de 954 MCM por fase (Rail), motivada pelos seguintes fatores:

- Existência de outras linhas de transmissão em 230 kV na região metropolitana de Manaus que possuem a configuração de 2 subcondutores de 954 MCM por fase;
- Por se tratar de uma linha curta (aproximadamente 3 km o trecho aéreo), haverá economia de escala na sua construção visto que segue a mesma configuração da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 e C2, também recomendada neste estudo.

12 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

A análise socioambiental das obras recomendadas nesse estudo está presente na Nota Técnica DEA 05/17, [11], anexa a este relatório no item 15.9.

13 REFERÊNCIAS

- [1]. Atendimento a Região Metropolitana de Manaus – Solução de Curto Prazo, relatório EPE-DEE-129-2008-r0 – Outubro/2008.
- [2]. Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus, relatório EPE-DEE-RE-064/2010-r0, Outubro/2010.
- [3]. Avaliação da antecipação de obras para Dezembro 2012. Nota Técnica: NT – EPP – n° 001/2012, Eletrobras Eletronorte, Abril/2012.
- [4]. Estudo de Regime Permanente e Curto – Circuito visando o estabelecimento de um programa de obras, quando da interligação com o SIN e a desativação das gerações térmicas a óleo. Nota Técnica: NT – EPP – n° 002/2012, Eletrobras Eletronorte, Maio/2012.
- [5]. Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de Manaus, relatório EPE-DEE-RE-056/2012-rev0
- [6]. NT 0169 - ATENDIMENTO À REGIÃO METROPOLITANA DE MANAUS NO HORIZONTE 2015 A 2018-revisão 1
- [7]. “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica”, EPE, Abril/2005
- [8]. “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão”, CCPE/CTET, Janeiro/2001
- [9]. “Base de Referência de Preços ANEEL”, Junho/2014
- [10]. EPE-DEE-RE-062/2007-r1 - “Análise Técnico-Econômica da Integração de Sistemas Isolados ao SIN – Atendimento à Região Oeste do Pará”, Julho/2007
- [11]. Nota Técnica DEA 05/17 – Análise Socioambiental da Revisão 1 do Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus (Relatório R1), EPE, Março/2017
- [12]. INMET. Normal Climatológico do Brasil 1981-2010: Temperatura Máxima. <http://www.inmet.gov.br/portal/>
- [13]. Almeida, J. H. M., Carvalho Jr, D. S., Lima, S. F. F., Schmidt, F. e Carvalho, C. B. C. - Linhas De Transmissão Com Cabos Isolados De Alta E Extra Alta Tensão No Brasil: Uma Realidade Com Demanda Crescente – XXV SNTPEE, Novembro de 2019 (A publicar)

14 EQUIPE TÉCNICA

Bruno Scarpa Alves da Silveira – EPE/STE

Dourival De Souza Carvalho Junior – EPE/STE

Fabiano Schmidt – EPE/STE

Gustavo Valeriano Neves Luizon – EPE/STE

João Henrique Magalhães Almeida – EPE/STE

José Filho da Costa Castro – EPE/STE

Sergio Felipe Falcão Lima – EPE/STE

Vinicius Ferreira Martins – EPE/STE

André Luiz Alberti – EPE/SMA

André Viola Barreto – EPE/SMA

Kátia Gisele Soares Matosinho – EPE/SMA

Robson de Oliveira Matos – EPE/SMA

Magno José da Silva – Eletrobras Amazonas Energia

Nilson Kozlowski – Eletrobras Amazonas Energia

Paulo Jorge Valente Caxeixa – Eletrobras Amazonas Energia

Eber Havila Rose – Eletrobras Eletronorte

Francisco Silvio Vilela da Silva – Eletrobras Eletronorte

Janine Machado Nobrega – Eletrobras Eletronorte

Paulo Antônio Neves Aquino – Eletrobras Eletronorte

Paulo Henrique Barbosa Naves – Eletrobras Eletronorte

Paulo Sérgio Santos Cassis – Eletrobras Eletronorte

Yaser Khalil – Eletrobras Eletronorte



15 ANEXO

15.1 Parâmetros dos Equipamentos de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Linha de Transmissão Nova (LT)

Tabela 15-1 – Características Elétricas das Linhas de Transmissão – Alternativa 7

Linha de transmissão	Tensão (kV)	Extensão (km)	Condutor		
			Número por fase	Nome	Bitola
Lechuga – Tarumã – C1 e C2 (Trechos Aéreos)	230	9,3	2	Rail	954 MCM
Lechuga – Tarumã – C1 e C2 (Trecho Subterrâneo)		3,2	1	XLPE (Cobre)	2.000 mm ²
Mauá 3 – Manaus – C1 (Trechos Aéreos)		3,85	2	Rail	954 MCM
Mauá 3 – Manaus – C1 (Trecho Subterrâneo)		9,0	1	XLPE (Cobre)	2.000 mm ²

Tabela 15-2 – Parâmetros Elétricos das Linhas de Transmissão – Alternativa 7

Linha de transmissão	Parâmetros elétricos											
	Longitudinais e transversais por unidade de comprimento						Longitudinais e transversais equivalentes					
	Sequência positiva			Sequência zero			Sequência positiva			Sequência zero		
	R1 (Ω/km)	X1 (Ω/km)	C1 (nF/km)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)	C0 (nF/km)	R1 (%)	X1 (%)	B1 (Mvar)	R0 (%)	X0 (%)	B0 (Mvar)
Lechuga – Tarumã – C1 e C2 (Trechos Aéreos)	0,0358	0,3354	13,2207	0,3963	1,5753	7,7508	0,0629	0,5897	2,4508	0,6966	2,7693	1,4368
Lechuga – Tarumã – C1 e C2 (Trecho Subterrâneo)	0,01257	0,27707	237,818	0,10835	0,0838	237,818	0,008	0,168	15,17	0,066	0,051	15,169
Mauá 3 – Manaus – C1 (Trechos Aéreos)	0,0357	0,3502	12,5898	0,4219	1,5331	7,6994	0,026	0,2549	0,9662	0,3070	1,1157	0,5909
Mauá 3 – Manaus – C1 (Trecho Subterrâneo)	Parâmetros elétricos conforme definição do item 15.2											

Capacidade de Corrente:

- Os valores máximos de corrente verificados em cada um dos circuitos da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 e C2 foram 737 A em regime normal e 1398 A em emergência. Recomenda-se que os trechos aéreos de cada um dos circuitos da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 e C2 tenham capacidade de 1569 A em regime normal e 1960 A em emergência. Por sua vez, os trechos subterrâneos deverão ter capacidade de 1100 A em regime normal e 1960 A em emergência, de acordo com as premissas e critérios descritos na seção seguinte.

- Os valores máximos de corrente verificados na LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 foram 407 A em regime normal e 997 A em emergência. Recomenda-se que os trechos aéreos da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 tenha capacidade de 1569 A em regime normal e 1960 A em emergência. Por sua vez, os trechos subterrâneos deverão ter capacidade de 1225 A em regime normal e 1860 A em emergência, de acordo com as premissas e critérios descritos na seção seguinte.

15.2 Dimensionamento dos trechos subterrâneos

A LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 foi primeiramente licitada no leilão de transmissão 004/2018, enquanto que a LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 e C2 compôs o leilão 001/2020. É importante salientar também que no período compreendido entre a emissão da revisão 1 do relatório R1, ocorrida em março de 2017, e setembro de 2019, alguns critérios para dimensionamento de linhas de transmissão subterrâneas adotados pelo planejamento foram aprimorados. Como resultado desse aprimoramento, ocorreu a revisão 2 do relatório R1, culminando em novas recomendações para as capacidades operativas do trecho subterrâneo da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 e C2, visando o uso mais efetivo das instalações do ponto de vista operacional, aumentando a sua capacidade operativa de emergência. Todas as considerações gerais associadas a esta revisão podem ser observadas no relatório EPE-DEE-RE-105-2015-rev2.

Por outro lado, no que concerne à LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1, em função da inexecução do concessionário, a ANEEL recomendou ao Ministério de Minas e Energia a caducidade dos Contratos de Concessão pertinentes a esta LT e a consequente necessidade de licitar novamente o empreendimento, previsto para ocorrer no primeiro leilão de 2022.

Considerando a nova licitação da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1, vislumbrou-se também a possibilidade de dotar esta solução com critérios de planejamento mais aprimorados, já utilizados também na LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 e C2. Adicionalmente, levando em consideração novas informações e *feedbacks* sobre condicionantes técnicas e ambientais acerca da antiga configuração, concluiu-se como uma ação prudente a reavaliação da solução. Como consequência, a solução para a LT em destaque é incrementada com premissas e critérios de dimensionamento mais conservadores que os anteriores (das outras revisões), porém, ao mesmo tempo, robustos o suficiente para atender a expansão prevista no horizonte de planejamento.

Além disso, é possível destacar que o valor de capacidade de longa duração proposto na especificação é robusto o suficiente para atender a expansão avaliada, sendo cerca de 03 (três) vezes superior à maior corrente em regime normal de operação observada no horizonte do estudo. Além disso, conforme mostrado ao longo deste estudo, a capacidade de curta duração recomendada procura ser a mais elevada possível, sobretudo, para atender condições severas e critérios de expansão diferenciados. Ou seja, a adoção deste critério para dimensionamento das capacidades das linhas subterrâneas da LT a ser licitada novamente, permitirá a possibilidade de um melhor atendimento em condições de contingência e/ou emergência, enquanto níveis de

conservadorismo e segurança são respeitados, conforme demonstrado na tabela a seguir, com destaque exclusivo para a LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1.

Tabela 15-3 Principais alterações entre a presente revisão e as anteriores

	TEMPERATURA	PROFUNDIDADE	DIST. FASES	RESIST. SOLO	AMPACIDADE LONGA DURAÇÃO	AMPACIDADE CURTA DURAÇÃO
rev0, 1, 2	30°	1 m	0,75 m	1,0 C.m/W	1860 A	1860 A
rev3	32°	2 m	0,60 m	1,2 C.m/W	1225 A	1860 A

De qualquer forma, não são alteradas a seção dos condutores, mas apenas a disposição geométrica entre fases e, conseqüentemente, os parâmetros elétricos. Por outro lado, essas alterações não devem acarretar mudanças expressivas nos transitórios eletromagnéticos de manobra da solução, de maneira que as conclusões obtidas no relatório de detalhamento da alternativa de referência – relatório R2 – não devem ser alteradas em razão das considerações realizadas nesta revisão.

Os resultados obtidos nas análises foram extraídos diretamente do programa CYMCAP, desenvolvido pela CYME.

- **LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 (Trechos Subterrâneos)**

Ao final desta análise, é recomendada a solução com cabos isolados XLPE com condutor de cobre de seção 2.000 mm² como solução de referência, conforme já definido na revisão 0 do relatório R1, e capacidades operativas de 1225 A em regime normal e 1860 A em emergência, esta última por um período de tempo de até 96 horas.

Dados e premissas

Na Tabela 15-4 estão apresentados os principais parâmetros ambientais considerados. Os dimensionamentos realizados levaram em consideração a média aritmética das temperaturas médias máximas do ar verificadas mensalmente na estação de medição localizada em Manaus/AM [12]. Visando o dimensionamento dos condutores, esse valor pode ser considerado porque tende a ser maior que a temperatura média do solo na profundidade em que os cabos se encontram enterrados.

Tabela 15-4 Dados do ambiente

Temperatura do solo [°C]	Resistividade térmica do solo [°C.m/W]	Resistividade térmica do <i>backfill</i> [°C.m/W]
32	1,2	1,0

Para a LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 foi adotada uma configuração de instalação com um circuito disposto horizontalmente. A Tabela 15-5 e a Figura 15-1 apresentam uma representação esquemática dessa configuração com as dimensões finais, na qual está representada a disposição geométrica dos cabos condutores e do *backfill*. Além disso, considerou-se cabos diretamente enterrados com material isolante tipo XLPE e sistema de aterramento *cross-bonding*.

Tabela 15-5 Configuração dos cabos isolados XLPE da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 (Trechos Subterrâneos)

Número do Circuito	Fase	Localização	
		X (m)	Y (m)
1	A	-0,6	2,0
1	B	0	2,0
1	C	0,6	2,0

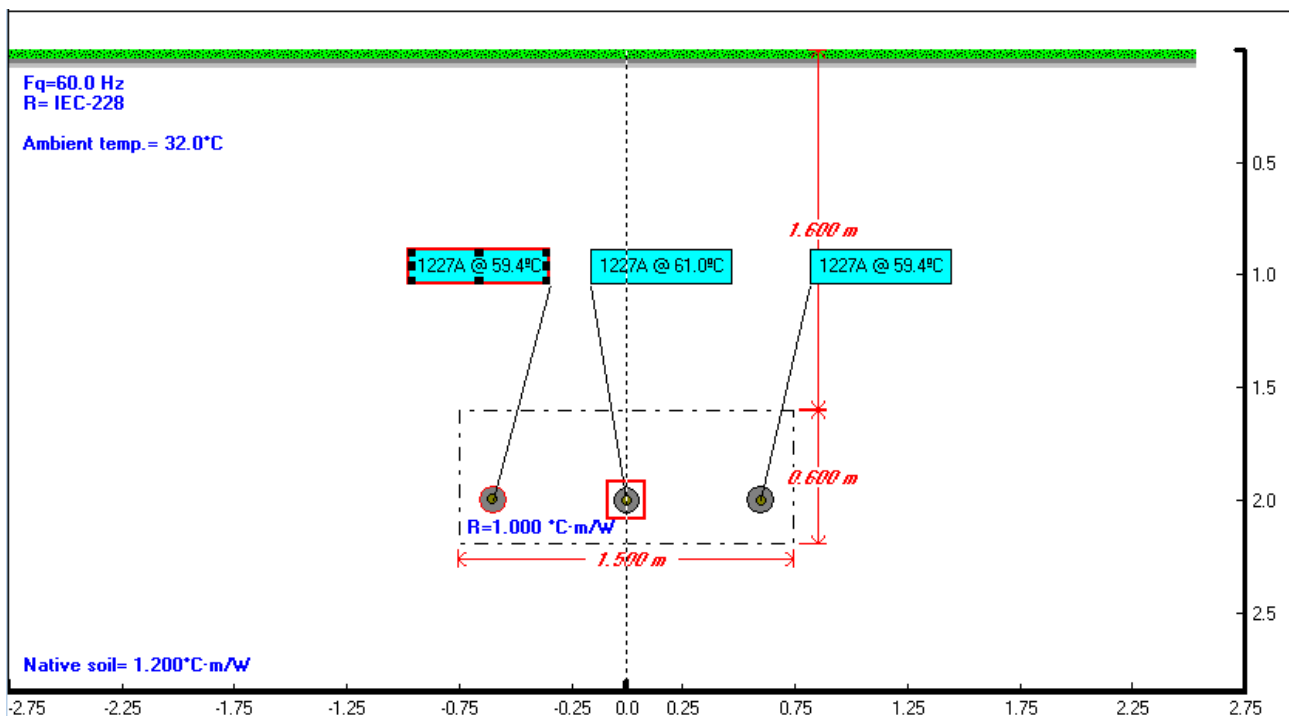


Figura 15-1 – Perfil dos cabos isolados XLPE da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 (Trechos Subterrâneos)

Critérios para definição das capacidades de corrente

Os critérios presentes praticados pelo planejamento consideram que a solução de referência deve ser tal que os cabos isolados [13]:

- i. Não atinjam uma temperatura maior que 90 °C em condição normal de operação e por um período de tempo indeterminado, considerando que eles possam transmitir, em regime cíclico dado o fator de carga, o carregamento máximo verificado nos estudos de fluxo de potência.
- ii. Não atinjam uma temperatura maior que 90 °C em condição de contingência simples no sistema e por um período de 96 horas, considerando que eles possam transmitir continuamente o carregamento máximo verificado nos estudos de fluxo de potência. Neste caso o fator de carga a ser considerado é unitário. Além disso, deve-se adotar como condição inicial a máxima temperatura obtida no item i.
- iii. Possam operar em toda a faixa de tensão estabelecida nos procedimentos de rede do ONS.

Também cumpre ressaltar que ciclos de sobrecarga subsequentes, decorrentes de contingência no sistema, devem respeitar o tempo necessário para que os cabos alcancem temperaturas iguais ou inferiores à máxima temperatura obtida no item i.

Simulações e dimensionamento

Os valores máximos de corrente verificados no estudo para a LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 foram 407 A em regime normal e 997 A em emergência (162 MVA e 397 MVA em potência aparente, respectivamente).

A SE Mauá 3 230/138 kV é composta por 04 (quatro) elementos de transformação, com previsão de expansão para até 05 (cinco) autotransformadores. Considerando-se um cenário futuro que contemple a entrada em operação da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1, a contingência dos circuitos que conectam a SE Mauá 3 230 kV à SE Jorge Teixeira 230 kV ocasionará uma configuração radial ao atendimento da SE Mauá 3 230/138 kV com suprimento exclusivo por meio da SE Manaus 230 kV. Visando uma maior disponibilidade da rede elétrica (nessa situação crítica – sistema radial) e mesmo levando em conta a contingência adicional de 01 (um) dos 05 (cinco) autotransformadores, buscou-se um dimensionamento que privilegiasse a capacidade de curta duração (de até 96 horas) da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 e que fosse, inclusive, o mais

próximo possível da capacidade de curta duração do trecho aéreo (1960 A), embasado nos critérios expostos anteriormente.

Evidentemente, a adoção de uma capacidade de curta duração, por até 96 horas, que se aproxime da capacidade de curta duração do trecho aéreo, e que, ainda, possa atender a um cenário futuro de configuração radial (em função de contingência dupla da LT 230 kV Jorge Teixeira – Mauá 3) de atendimento à SE Mauá 3 230/138 kV adicionada à contingência de 01 (um) dos 05 (cinco) autotransformadores, impõe que os limites térmicos da capacidade de longa duração do trecho subterrâneo não possa ser tão próximo da capacidade de longa duração do trecho aéreo (1570 A). Por essa razão, adotou-se o valor de 1225 A para a capacidade de longa duração como um valor viável. Por outro lado, considerando que a maior corrente em regime normal de operação observada nas simulações deste relatório não é superior a 410 A, o valor de longa duração do trecho subterrâneo proposto mostra-se bastante robusto, uma vez que a LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1, conforme mostrado ao longo deste estudo, é recomendada, sobretudo, para atender condições severas e critérios de expansão diferenciados, como as situações aqui descritas e poderá apresentar carregamentos não tão elevados em regime normal de operação.

Tabela 15-6 Temperaturas para diferentes cabos e condições de operação

Cabo – Seção	Tipo	Temperatura [°C]		Fator de carga em LD ⁽¹⁾
		Longa duração (LD)	96 h	
1600 mm ²	Cobre	68	104	0,8
2000 mm ²	Cobre	61	88	0,8
2500 mm ²	Alumínio	69	105	0,8

(1) Fator de carga para a condição normal. Na condição de contingência o fator de carga considerado é unitário.

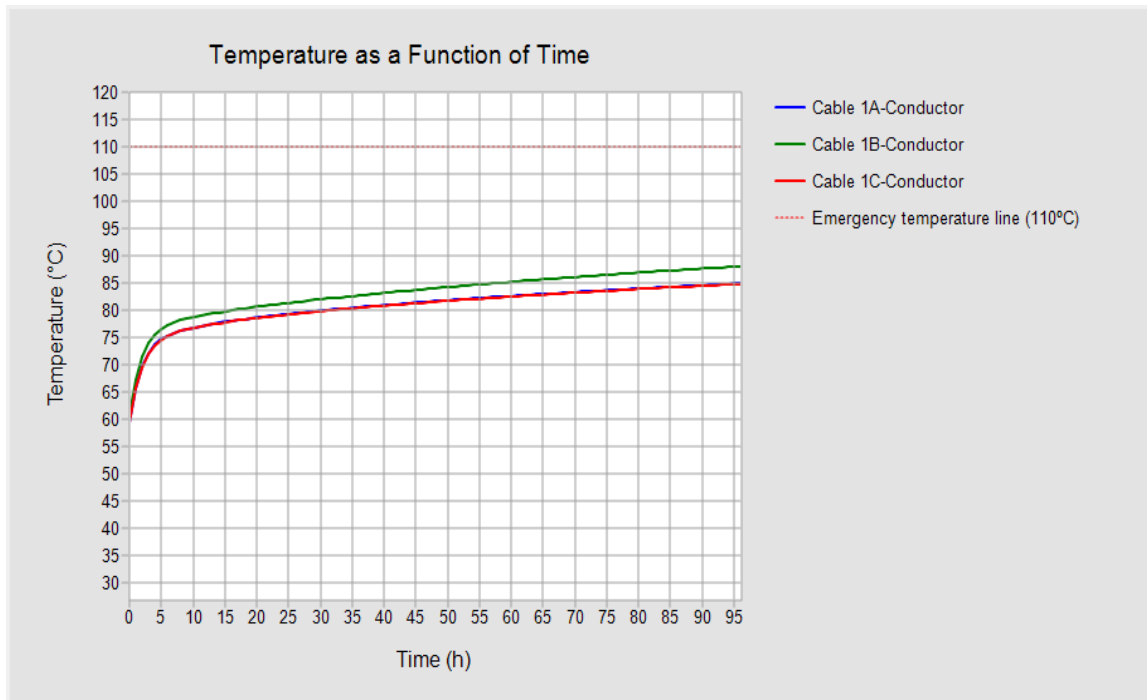


Figura 15-2 Temperatura dos cabos das LT 230 kV Manaus – Mauá C1, em situação de sobrecarga por um período de 96 horas

Assim, com base nos dados, premissas e critérios apresentados, foram realizadas simulações com cabos distintos e os resultados estão dispostos na Tabela 15-6. Definindo-se uma capacidade de longa duração de 1225 A, a Figura 15-2 foi obtida a partir da aplicação de um degrau de carga de 1,52 vezes a corrente de longa duração, totalizando um carregamento de 1860 A, resultado de uma situação contingência em elementos da rede elétrica que imponham a necessidade de um maior carregamento na LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1. Esta situação é limitante e, portanto, define as capacidades operativas dos cabos de cobre de seção 2000 mm², segundo os critérios apresentados.

Os cabos de menor bitola que atendem aos critérios e, portanto, serão recomendados para a solução de referência da LT em questão são aqueles de seção 2000 mm² XLPE de cobre.

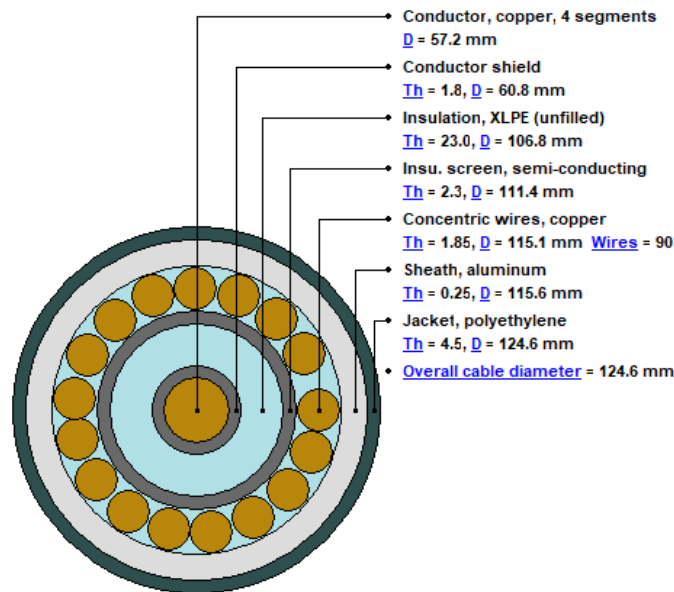


Figura 15-3 – Cabo Isolado XLPE com condutor de Cobre (2.000 mm²)

Na Figura 15-3 estão representados os dados técnicos dos cabos recomendados para a LT em questão. Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades operativas estão sumarizados na Tabela 15-7.

Tabela 15-7 Características elétricas básicas da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1

Tipo	Cabo (seção)	Longa duração	Curta duração		Parâmetros de sequência a 50 °C			
			Ampacidade [A]	Ampacidade [A]	Tempo (h)	seq.	R [Ω/km]	x [Ω/km]
1 Circuito	Cobre 2000 mm ²	1225	1860	96	+	0,0114	0.2656	93,03
					0	0,0786	0,0728	93,03

Nota1: Para a condição de longa duração, os valores de ampacidade são definidos a partir de um fator de carga referencial de 0,80. Nessa condição, a capacidade operativa deve ser por tempo indeterminado.

Nota2: Para as condições operativas de curta duração, devem ser aplicados degraus de carga a partir da condição definida no regime de longa duração (fator de carga unitário).

- **LT 230 kV Lechuga – Tarumã, C1 e C2 (Trechos Subterrâneos)**

Ao final desta análise, é recomendada a solução com cabos isolados XLPE com condutor de cobre de seção 2.000 mm² como solução de referência, conforme já definido na revisão 1 do relatório R1, e capacidades operativas de 1100 A em regime normal e 1960 A em emergência, esta última por um período de tempo de até 96 horas (438 MVA e 780 MVA, respectivamente, em potência aparente).

Dados e premissas

Na Tabela 15-8 estão apresentados os principais parâmetros ambientais considerados. Os dimensionamentos realizados levaram em consideração a média aritmética das temperaturas médias máximas do ar verificadas mensalmente na estação de medição localizada em Manaus/AM [12]. Visando o dimensionamento dos condutores, esse valor pode ser considerado adequado para a temperatura do solo porque tende a ser maior que a temperatura média do solo na profundidade em que os cabos se encontram enterrados.

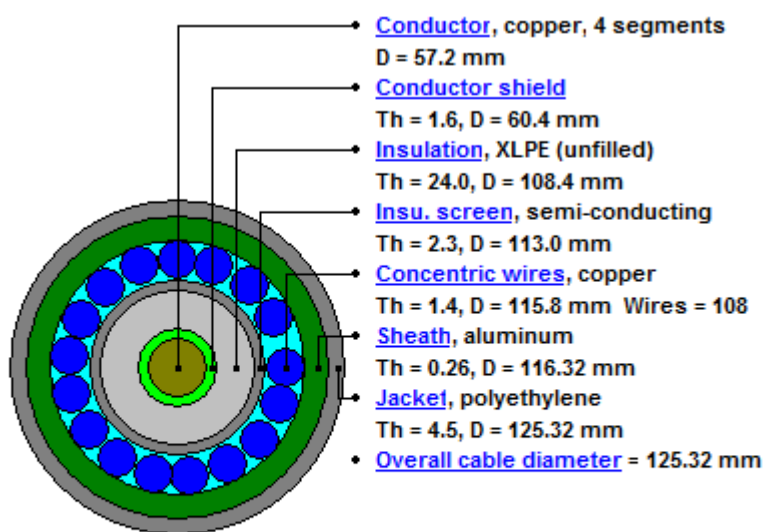
Tabela 15-8 Dados do ambiente

Temperatura do solo [°C]	Resistividade térmica do solo [°C.m/W]	Resistividade térmica do <i>backfill</i> [°C.m/W]
32	1,2	1,0

Para a LT 230 kV Lechuga – Tarumã, C1 e C2, foi adotada uma configuração de instalação com dois circuitos dispostos verticalmente. A Tabela 15-9, Figura 15-4 e a Figura 15-5 apresentam uma representação esquemática dessa configuração com as dimensões finais, na qual está representada a disposição geométrica dos cabos condutores e do *backfill*. Além disso, considerou-se cabos diretamente enterrados com material isolante tipo XLPE e sistema de aterramento *cross-bonding*.

Tabela 15-9 Perfil dos cabos isolados XLPE (Cobre 2.000 mm²) da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 e C2 (Trecho Subterrâneo)

Número do Circuito	Fase	Localização	
		X (m)	Y (m)
1	A	-1,0	1,0
1	B	-1,0	1,7
1	C	-1,0	2,4
2	A	1,0	1,0
2	B	1,0	1,7
2	C	1,0	2,4



Voltage = 242.0 kV Cond. area = 2000.0 mm²

Figura 15-4 – Cabo Isolado XLPE com condutor de Cobre (2.000 mm²)

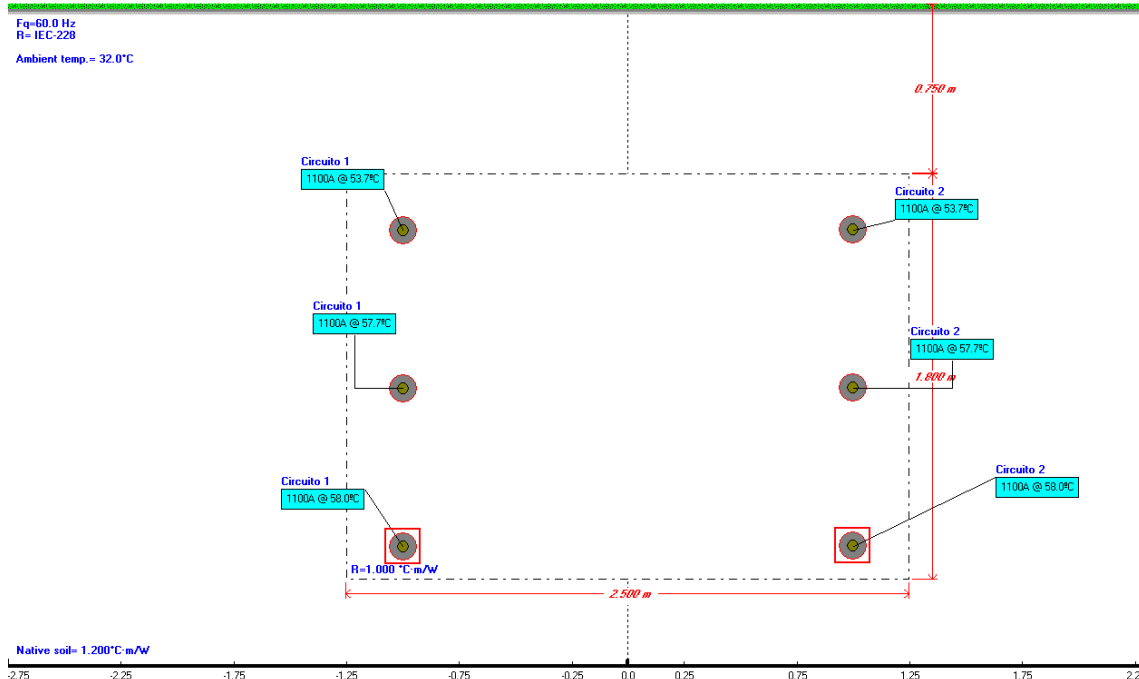


Figura 15-5 – Perfil dos cabos isolados XLPE (Cobre 2.000 mm²) da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 e C2 (Trechos Subterrâneos)

Crítérios para definição das capacidades de corrente

Os critérios presentes praticados pelo planejamento consideram que a solução de referência deve ser tal que os cabos isolados [13]:

- i. Não atinjam uma temperatura maior que 90 °C em condição normal de operação e por um período de tempo indeterminado, considerando que eles possam transmitir, em regime cíclico dado o fator de carga, o carregamento máximo verificado nos estudos de fluxo de potência.
- ii. Não atinjam uma temperatura maior que 90 °C em condição de contingência simples no sistema e por um período de 96 horas, considerando que eles possam transmitir continuamente o carregamento máximo verificado nos estudos de fluxo de potência. Neste caso o fator de carga a ser considerado é unitário. Além disso, deve-se adotar como condição inicial a máxima temperatura obtida no item i.
- iii. Possam operar em toda a faixa de tensão estabelecida no submódulo 23.3 dos procedimentos de rede do ONS.

Também cumpre ressaltar que ciclos de sobrecarga subsequentes, decorrentes de contingência no sistema, devem respeitar o tempo necessário para que os cabos alcancem temperaturas iguais ou inferiores à máxima temperatura obtida no item i.

Simulações e dimensionamento

Os valores máximos de corrente verificados no estudo para cada um dos circuitos da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 e C2 foram 737 A em regime normal e 1398 A em emergência (294 MVA e 557 MVA em potência aparente, respectivamente). Todavia, conforme será demonstrado, a adoção desse novo critério para o dimensionamento das capacidades para os trechos de linhas subterrâneas permitirá que a LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 e C2 tenha capacidade para suprir de forma plena uma configuração da SE Tarumã 230/138 kV com até três autotransformadores de 300/360 MVA. A partir da entrada do 4º autotransformador, será necessária a implantação de uma nova linha de transmissão a partir dessa subestação.

Para permitir o pleno atendimento à SE Tarumã com uma configuração futura de até três autotransformadores de 300/360 MVA, é necessário que o trecho subterrâneo da LT 230 kV Lechuga – Tarumã seja dimensionado com capacidade de emergência da ordem de 1960 A (780 MVA), por até 96 horas. Em contrapartida, sua capacidade em regime normal de operação será de 1100 A (438 MVA continuamente). Essa premissa visa permitir um uso mais eficiente da solução avaliada, uma vez que provê mais flexibilidade operacional, com maior capacidade de emergência.

Com base nos dados, premissas e critérios apresentados, foram realizadas simulações com cabos distintos e os resultados estão dispostos na Tabela 15-10. Os cabos de menor bitola que atendem aos critérios e, portanto, serão recomendados para a solução de referência da LT em questão são aqueles de seção 2000 mm² XLPE de cobre.

Tabela 15-10 Temperaturas para diferentes cabos e condições de operação

Cabo - Seção	Tipo	Temperatura [°C]		Fator de carga em N ⁽¹⁾
		N	N-1 (96 h)	
1600 mm ²	Cobre	74	132	0,8
2000 mm ²	Cobre	58	90	0,8
2500 mm ²	Alumínio	64	106	0,8
2500 mm ²	Cobre	54	79	0,8

(1) Fator de carga para a condição normal. Na condição de contingência o fator de carga considerado é unitário.

A Figura 15-6 foi obtida a partir da aplicação de um degrau de carga, totalizando um carregamento de 1960 A, resultado da contingência de um dos circuitos. Esta situação é limitante e, portanto, define as capacidades operativas dos cabos de cobre de seção 2000 mm², segundo os critérios apresentados.

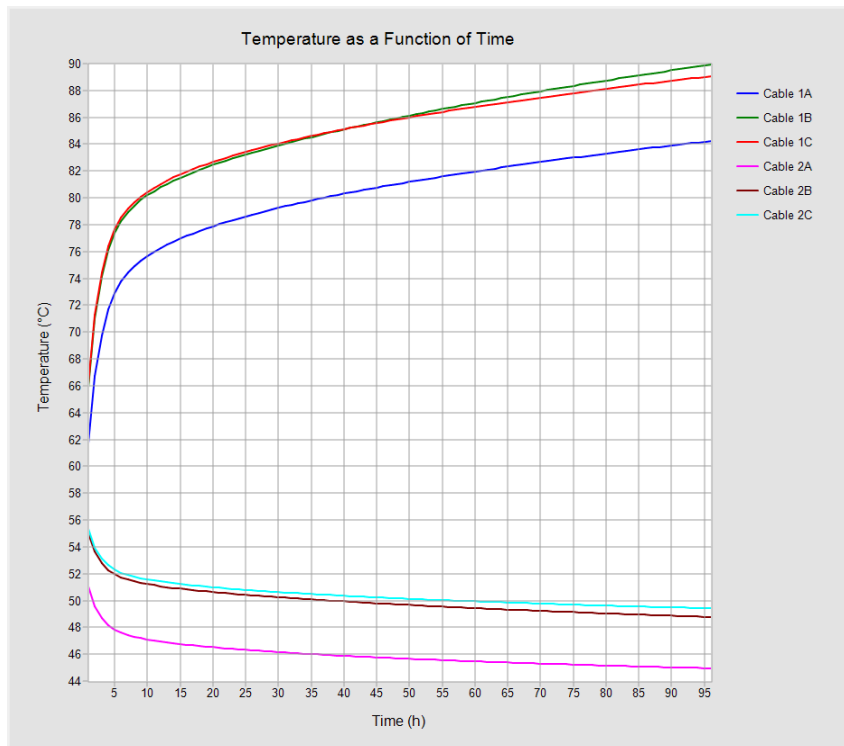







Figura 15-6 Temperatura dos cabos das LT 230 kV Lechuga – Tarumã, C1 e C2, na situação de contingência de um dos circuitos

Transformadores/Autotransformadores (TR/ATR)

Tabela 15-11 – Parâmetros dos Transformadores/Autotransformadores Novos

Subestação	Transformador/Autotransformador	Conexão dos Enrolamentos	Unidade	Capacidade (MVA)	Xps (%)	Δ TAP
Jorge Teixeira	230/138 kV	 (autotransformador)	ATR5	150/165	6,267	0,9/1,1
Lechuga	500/230 kV	 (autotransformador)	ATR4 ATR5	600/780	1,148	0,9/1,1
	230/138 kV	 (autotransformador)	ATR4 ATR5	150/180	7,494	0,9/1,1
Mauá 3	230/138 kV	 (autotransformador)	ATR5	150/180	6,227	0,9/1,1
Tarumã	230/138 kV	 (autotransformador)	ATR1 ATR2 ATR3	300/360	4,667	0,9/1,1

15.3 Perdas das Alternativas

A Tabela 15-12 e a Tabela 15-13 apresentam o diferencial de perdas elétricas de todas as alternativas em relação à Alternativa 4, discretizadas por ano, considerando-se o Cenário de Geração Mínima e Cenário de Geração Máxima, respectivamente.

Tabela 15-12 – Diferencial de perdas elétricas para todas as Alternativas em relação à Alternativa 4 (MW) – Cenário de Geração Mínima

Ano	Perdas (MW)							
	ALTERNATIVAS ANALISADAS							
	Δ ALT1	Δ ALT2	Δ ALT3	Δ ALT4	Δ ALT5	Δ ALT6	Δ ALT7	Δ ALT8
2019	0,60	1,20	0,90	0,00	0,40	1,10	0,60	0,00
2020	0,70	1,40	1,20	0,00	0,40	1,30	0,70	0,00
2021	0,80	1,60	1,30	0,00	0,50	1,40	0,80	0,00
2022	0,80	2,00	1,60	0,00	0,50	1,70	1,10	0,20
2023	0,80	1,90	1,60	0,00	0,60	1,70	0,90	0,00
2024	0,80	2,00	1,60	0,00	0,60	2,00	1,00	0,10
2025	1,00	2,50	1,90	0,00	0,70	2,50	1,30	0,30
2026	1,00	3,00	2,10	0,00	0,80	3,20	1,50	0,40
2027	1,60	4,30	3,10	0,00	1,10	5,00	2,70	0,60
2028	1,20	2,30	2,90	0,00	1,20	4,80	2,10	0,70
2029	1,20	2,50	3,60	0,00	1,40	7,10	2,60	0,90

Tabela 15-13 – Diferencial de perdas elétricas para todas as Alternativas em relação à Alternativa 4 (MW) – Cenário de Geração Máxima

Ano	Perdas (MW)							
	ALTERNATIVAS ANALISADAS							
	Δ ALT1	Δ ALT2	Δ ALT3	Δ ALT4	Δ ALT5	Δ ALT6	Δ ALT7	Δ ALT8
2019	0,30	0,40	0,40	0,00	0,30	0,50	0,10	-0,20
2020	0,40	0,70	0,70	0,00	0,30	0,80	0,30	0,00
2021	0,40	0,70	0,80	0,00	0,40	0,80	0,20	-0,10
2022	0,40	0,80	0,80	0,00	0,40	0,80	0,20	-0,20
2023	0,40	0,90	0,90	0,00	0,40	1,00	1,20	-0,20
2024	0,50	1,00	1,10	0,00	0,50	1,10	0,40	-0,20
2025	0,70	1,40	1,30	0,00	0,60	1,40	0,70	-0,10
2026	0,80	1,70	1,50	0,00	0,60	1,70	0,80	0,00
2027	0,90	2,10	1,90	0,00	0,70	2,30	1,10	0,10
2028	0,90	1,50	2,10	0,00	0,80	2,50	1,20	0,20
2029	1,00	1,70	2,70	0,00	1,00	3,10	1,50	0,50

15.4 Plano de Obras e Estimativa de Custos

Tabela 15-14 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1 – Obras não comuns (R\$ x 1000)

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário x Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					198.109,79	198.109,79	17.597,58	118.081,22
LT 230 kV LECHUGA - TARUMÃ, CD (C1, C2) (Nova)					77.414,98	77.414,98	6.876,57	46.142,37
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE LECHUGA	2019	2,0	1,0	3930,35	7.860,70	7.860,70	698,25	4.685,29
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE TARUMÃ	2019	2,0	1,0	3930,35	7.860,70	7.860,70	698,25	4.685,29
MIG-A // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIM - 230 kV // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	664,22	664,22	664,22	59,00	395,90
MIM - 230 kV // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	664,22	664,22	664,22	59,00	395,90
Circuito Duplo (C1 e C2) 230 kV, 2x954 MCM (Rail), 9,3 km - Terreno Urbano	2019	9,3	1,0	2119,88	19.714,88	19.714,88	1.751,22	11.750,85
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm ² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90
Circuito Simples (C2) 230 kV, 1x2.000mm ² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90
LT 230 kV LECHUGA - TARUMÃ, C3 (Nova)					39.827,18	39.827,18	3.537,75	23.738,57
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
MIM - 230 kV // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 9,3 km - Terreno Urbano	2019	9,3	1,8	1102,64	10.254,56	10.254,56	910,89	6.112,12
MIG-A // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
Circuito Simples (C3) 230 kV, 1x2.000mm ² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90
LT 230 kV MAUÁ 3 - MANAUS, C1 (Nova)					71.146,33	71.146,33	6.319,75	42.406,01
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
MIG-A // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIG-A // SE MANAUS	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIM - 230 kV // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 3,85 km	2019	3,85	1,8	1194,53	4.598,93	4.598,93	408,51	2.741,14
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm ² (XLPE - Cobre), 9 km - Subterrâneo	2019	9,0	1,0	6125,80	55.132,20	55.132,20	4.897,25	32.860,96

SE 230/138 kV TARUMÃ (Nova)					9.721,30	9.721,30	863,52	5.794,28
<i>EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4</i>		3,0						
<i>IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4</i>		1,0						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2019	2,0	1,0					
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2019	2,0	1,0					
<i>IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT</i>		1,0						
<i>EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT</i>		2,0						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2027	1,0	1,0					
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2027	1,0	1,0					
MIG (Terreno Urbano)	2019	1,0	1,0	9721,30	9.721,30	9.721,30	863,52	5.794,28

Tabela 15-15 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2 – Obras não comuns (R\$ x 1000)

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					223.559,02	202.601,19	19.858,17	109.979,59
SE 230/138 kV TARUMÃ (Nova)					9.999,23	9.999,23	888,21	5.959,94
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		4,0						
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		1,0						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2019	2,0	1,0					
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2019	2,0	1,0					
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		1,0						
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2,0						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2027	1,0	1,0					
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2027	1,0	1,0					
MIG (Terreno Urbano)	2019	1,0	1,0	9999,23	9.999,23	9.999,23	888,21	5.959,94
SECC LT 230 kV LECHUGA - MANAUS, C1, NA SE TARUMÃ (Nova)					60.649,74	60.649,74	5.387,36	36.149,63
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2019	2,0	1,0	3930,35	7.860,70	7.860,70	698,25	4.685,29
MIM - 230 kV	2019	1,0	1,0	664,22	664,22	664,22	59,00	395,90
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636.0 MCM (Grosbeak), 7,5 km	2019	7,5	1,8	1722,63	12.919,70	12.919,70	1.147,62	7.700,65
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm ² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90
Circuito Simples (C2) 230 kV, 1x2.000mm ² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90
LT 230 kV MAUÁ 3 - MANAUS, C1 (Nova)					71.146,33	71.146,33	6.319,75	42.406,01
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
MIG-A // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIG-A // SE MANAUS	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIM - 230 kV // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 3,85 km	2019	3,85	1,8	1194,53	4.598,93	4.598,93	408,51	2.741,14
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm ² (XLPE - Cobre), 9 km - Subterrâneo	2019	9,0	1,0	6125,80	55.132,20	55.132,20	4.897,25	32.860,96

LT 230 kV LECHUGA - TARUMÃ, C1 (Nova)					39.827,18	39.827,18	3.537,75	23.738,57
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 9,3 km - Terreno Urbano	2019	9,3	1,8	1102,64	10.254,56	10.254,56	910,89	6.112,12
MIG-A // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIM - 230 kV // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm ² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90
LT 230 kV LECHUGA - TARUMÃ, C3 (Nova)					41.936,54	20.978,71	3.725,11	1.725,45
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE LECHUGA	2028	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	1.966,15	349,12	161,71
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE TARUMÃ	2028	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	1.966,15	349,12	161,71
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 9,3 km - Terreno Urbano	2028	9,3	1,8	1102,64	10.254,56	5.129,83	910,89	421,92
MIM - 230 kV // SE LECHUGA	2028	1,0	1,0	332,11	332,11	166,14	29,50	13,66
MIM - 230 kV // SE LECHUGA	2028	1,0	1,0	332,11	332,11	166,14	29,50	13,66
MIM - 230 kV // SE TARUMÃ	2028	1,0	1,0	332,11	332,11	166,14	29,50	13,66
MIM - 230 kV // SE TARUMÃ	2028	1,0	1,0	332,11	332,11	166,14	29,50	13,66
MIG-A // SE LECHUGA	2028	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	722,93	128,37	59,46
MIG-A // SE TARUMÃ	2028	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	722,93	128,37	59,46
Circuito Simples (C3) 230 kV, 1x2.000mm ² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2028	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	9.806,16	1.741,25	806,53

Tabela 15-16 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 3 – Obras não comuns (R\$ x 1000)

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					198.346,52	198.346,52	17.618,61	118.222,32
SE 230/138 kV TARUMÃ (Nova)					9.443,37	9.443,37	838,83	5.628,62
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2,0						
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		1,0						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2019	2,0	1,0					
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2019	2,0	1,0					
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		1,0						
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2,0						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2027	1,0	1,0					
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2027	1,0	1,0					
MIG (Terreno Urbano)	2019	1,0	1,0	9443,37	9.443,37	9.443,37	838,83	5.628,62
LT 230 kV TARUMÃ - MANAUS, C1 (Nova)					77.929,65	77.929,65	6.922,29	46.449,13
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
MIM - 230 kV // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 13,3 km - Terreno Urbano	2019	13,3	1,8	1102,64	14.665,13	14.665,13	1.302,67	8.740,99
MIG-A // SE MANAUS	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm² (XLPE - Cobre), 8,7 km - Subterrâneo	2019	8,7	1,0	6125,80	53.294,46	53.294,46	4.734,01	31.765,59
LT 230 kV LECHUGA - TARUMÃ, C1 (Nova)					39.827,18	39.827,18	3.537,75	23.738,57
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 9,3 km - Terreno Urbano	2019	9,3	1,8	1102,64	10.254,56	10.254,56	910,89	6.112,12
MIG-A // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIM - 230 kV // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90

LT 230 kV MAUÁ 3 - MANAUS, C1 (Nova)				71.146,33	71.146,33	6.319,75	42.406,01	
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
MIG-A // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIG-A // SE MANAUS	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIM - 230 kV // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 3,85 km	2019	3,85	1,8	1194,53	4.598,93	4.598,93	408,51	2.741,14
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm ² (XLPE - Cobre), 9 km - Subterrâneo	2019	9,0	1,0	6125,80	55.132,20	55.132,20	4.897,25	32.860,96

Tabela 15-17 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 4 – Obras não comuns (R\$ x 1000)

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					255.408,72	255.408,72	22.687,30	152.233,64
SE 230/138 kV TARUMÃ (Nova)					9.721,30	9.721,30	863,52	5.794,28
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		3,0						
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		1,0						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2019	2,0	1,0					
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2019	2,0	1,0					
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		1,0						
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2,0						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2027	1,0	1,0					
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2027	1,0	1,0					
MIG (Terreno Urbano)	2019	1,0	1,0	9721,30	9.721,30	9.721,30	863,52	5.794,28
LT 230 kV LECHUGA - MANAUS, C3 (Nova)					101.923,88	101.923,88	9.053,64	60.750,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
MIG-A // SE MANAUS	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIM - 230 kV // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 5 km - Terreno Urbano	2019	5,0	1,8	1194,53	5.972,64	5.972,64	530,53	3.559,93
MIG-A // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm ² (XLPE - Cobre), 13,8 km - Subterrâneo	2019	13,8	1,0	6125,80	84.536,04	84.536,04	7.509,12	50.386,80
LT 230 kV JORGE TEIXEIRA - MAUÁ 3, C3 (Nova)					26.521,38	26.521,38	2.355,83	15.807,79
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JORGE TEIXEIRA	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
MIG-A // SE JORGE TEIXEIRA	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIG-A // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIM - 230 kV // SE JORGE TEIXEIRA	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 13,7 km - Terreno Urbano	2019	13,7	1,8	1102,64	15.106,18	15.106,18	1.341,84	9.003,88

LT 230 kV LECHUGA - TARUMÃ, CD (C1, C2) (Nova)					77.414,98	77.414,98	6.876,57	46.142,37
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE LECHUGA	2019	2,0	1,0	3930,35	7.860,70	7.860,70	698,25	4.685,29
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE TARUMÃ	2019	2,0	1,0	3930,35	7.860,70	7.860,70	698,25	4.685,29
MIG-A // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIM - 230 kV // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	664,22	664,22	664,22	59,00	395,90
MIM - 230 kV // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	664,22	664,22	664,22	59,00	395,90
Circuito Duplo (C1 e C2) 230 kV, 2x954 MCM (Rail), 9,3 km - Terreno Urbano	2019	9,3	1,0	2119,88	19.714,88	19.714,88	1.751,22	11.750,85
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm ² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90
Circuito Simples (C2) 230 kV, 1x2.000mm ² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90
LT 230 kV LECHUGA - TARUMÃ, C3 (Nova)					39.827,18	39.827,18	3.537,75	23.738,57
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
MIM - 230 kV // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 9,3 km - Terreno Urbano	2019	9,3	1,8	1102,64	10.254,56	10.254,56	910,89	6.112,12
MIG-A // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
Circuito Simples (C3) 230 kV, 1x2.000mm ² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90

Tabela 15-18 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 5 – Obras não comuns (R\$ x 1000)

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					259.624,29	259.624,29	23.061,76	154.746,28
SE 230/138 kV TARUMÃ (Nova)					9.721,30	9.721,30	863,52	5.794,28
<i>EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4</i>		3,0						
<i>IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4</i>		1,0						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2019	2,0	1,0					
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2019	2,0	1,0					
<i>IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT</i>		1,0						
<i>EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT</i>		2,0						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2027	1,0	1,0					
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2027	1,0	1,0					
MIG (Terreno Urbano)	2019	1,0	1,0	9721,30	9.721,30	9.721,30	863,52	5.794,28
LT 230 kV JORGE TEIXEIRA - MAUÁ 3, C3 (Nova)					47.502,19	47.502,19	4.219,50	28.313,17
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 13,7 km - Aéreo Alteado/Fund. Especial	2019	13,7	2,5	1531,45	20.980,81	20.980,81	1.863,67	12.505,39
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JORGE TEIXEIRA	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
MIG-A // SE JORGE TEIXEIRA	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIG-A // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIM - 230 kV // SE JORGE TEIXEIRA	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 13,7 km - Terreno Urbano	2019	13,7	1,8	1102,64	15.106,18	15.106,18	1.341,84	9.003,88
LT 230 kV LECHUGA - TARUMÃ, C1 (Nova)					39.827,18	39.827,18	3.537,75	23.738,57
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
MIM - 230 kV // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 9,3 km - Terreno Urbano	2019	9,3	1,8	1102,64	10.254,56	10.254,56	910,89	6.112,12
MIG-A // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm ² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90

SECC LT 230 kV LECHUGA - MANAUS, C1, NA SE TARUMÃ (Nova)					60.649,74	60.649,74	5.387,36	36.149,63
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2019	2,0	1,0	3930,35	7.860,70	7.860,70	698,25	4.685,29
MIM - 230 kV	2019	1,0	1,0	664,22	664,22	664,22	59,00	395,90
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636.0 MCM (Grosbeak), 7,5 km	2019	7,5	1,8	1722,63	12.919,70	12.919,70	1.147,62	7.700,65
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm ² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90
Circuito Simples (C2) 230 kV, 1x2.000mm ² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90
LT 230 kV LECHUGA - MANAUS, C3 (Nova)					101.923,88	101.923,88	9.053,64	60.750,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
MIG-A // SE MANAUS	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIM - 230 kV // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 5 km - Terreno Urbano	2019	5,0	1,8	1194,53	5.972,64	5.972,64	530,53	3.559,93
MIG-A // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
Circuito Simples (C3) 230 kV, 1x2.000mm ² (XLPE - Cobre), 13,8 km - Subterrâneo	2019	13,8	1,0	6125,80	84.536,04	84.536,04	7.509,12	50.386,80

Tabela 15-19 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 6 – Obras não comuns (R\$ x 1000)

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					153.721,57	153.721,57	13.654,69	91.624,10
SE 230/138 kV TARUMÃ (Nova)					9.443,37	9.443,37	838,83	5.628,62
<i>EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4</i>		2,0						
<i>IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4</i>		1,0						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2019	2,0	1,0					
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2019	2,0	1,0					
<i>IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT</i>		1,0						
<i>EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT</i>		2,0						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2027	1,0	1,0					
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2027	1,0	1,0					
MIG (Terreno Urbano)	2019	1,0	1,0	9443,37	9.443,37	9.443,37	838,83	5.628,62
LT 230 kV JORGE TEIXEIRA - MAUÁ 3, C3 (Nova)					26.521,38	26.521,38	2.355,83	15.807,79
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JORGE TEIXEIRA	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
MIG-A // SE JORGE TEIXEIRA	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIG-A // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIM - 230 kV // SE JORGE TEIXEIRA	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 13,7 km - Terreno Urbano	2019	13,7	1,8	1102,64	15.106,18	15.106,18	1.341,84	9.003,88
LT 230 kV LECHUGA - TARUMÃ, C1 (Nova)					39.827,18	39.827,18	3.537,75	23.738,57
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
MIM - 230 kV // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 9,3 km - Terreno Urbano	2019	9,3	1,8	1102,64	10.254,56	10.254,56	910,89	6.112,12
MIG-A // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm ² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90

LT 230 kV TARUMÃ - MANAUS, C1 (Nova)					77.929,65	77.929,65	6.922,29	46.449,13
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
MIM - 230 kV // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 13,3 km - Terreno Urbano	2019	13,3	1,8	1102,64	14.665,13	14.665,13	1.302,67	8.740,99
MIG-A // SE MANAUS	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm ² (XLPE - Cobre), 8,7 km - Subterrâneo	2019	8,7	1,0	6125,80	53.294,46	53.294,46	4.734,01	31.765,59

Tabela 15-20 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 7 – Obras não comuns (R\$ x 1000)

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					158.004,68	158.004,68	14.035,15	94.177,00
SE 230/138 kV TARUMÃ (Nova)					9.443,37	9.443,37	838,83	5.628,62
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2,0						
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		1,0						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2019	2,0	1,0					
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2019	2,0	1,0					
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		1,0						
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2,0						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2027	1,0	1,0					
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2027	1,0	1,0					
MIG (Terreno Urbano)	2019	1,0	1,0	9443,37	9.443,37	9.443,37	838,83	5.628,62
LT 230 kV LECHUGA - TARUMÃ, CD (C1, C2) (Nova)					77.414,98	77.414,98	6.876,57	46.142,37
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE LECHUGA	2019	2,0	1,0	3930,35	7.860,70	7.860,70	698,25	4.685,29
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE TARUMÃ	2019	2,0	1,0	3930,35	7.860,70	7.860,70	698,25	4.685,29
MIG-A // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIM - 230 kV // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	664,22	664,22	664,22	59,00	395,90
MIM - 230 kV // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	664,22	664,22	664,22	59,00	395,90
Circuito Duplo (C1 e C2) 230 kV, 2x954 MCM (Rail), 9,3 km - Terreno Urbano	2019	9,3	1,0	2119,88	19.714,88	19.714,88	1.751,22	11.750,85
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm ² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90
Circuito Simples (C2) 230 kV, 1x2.000mm ² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90
LT 230 kV MAUÁ 3 - MANAUS, C1 (Nova)					71.146,33	71.146,33	6.319,75	42.406,01
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
MIG-A // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIG-A // SE MANAUS	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIM - 230 kV // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 3,85 km	2019	3,85	1,8	1194,53	4.598,93	4.598,93	408,51	2.741,14
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm ² (XLPE - Cobre), 9 km - Subterrâneo	2019	9,0	1,0	6125,80	55.132,20	55.132,20	4.897,25	32.860,96

Tabela 15-21 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 8 – Obras não comuns (R\$ x 1000)

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					221.178,23	221.178,23	19.646,69	131.830,92
SE 230/138 kV TARUMÃ (Nova)					9.443,37	9.443,37	838,83	5.628,62
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2,0						
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		1,0						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2019	2,0	1,0					
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2019	2,0	1,0					
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		1,0						
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2,0						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2027	1,0	1,0					
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2027	1,0	1,0					
MIG (Terreno Urbano)	2019	1,0	1,0	9443,37	9.443,37	9.443,37	838,83	5.628,62
LT 230 kV JORGE TEIXEIRA - MAUÁ 3, C3 (Nova)					32.396,01	32.396,01	2.877,65	19.309,29
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 13,7 km - Aéreo Alteado/Fund. Especial	2019	13,7	2,5	1531,45	20.980,81	20.980,81	1.863,67	12.505,39
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JORGE TEIXEIRA	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
MIG-A // SE JORGE TEIXEIRA	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIG-A // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIM - 230 kV // SE JORGE TEIXEIRA	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
LT 230 kV LECHUGA - TARUMÃ, CD (C1, C2) (Nova)					77.414,98	77.414,98	6.876,57	46.142,37
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE LECHUGA	2019	2,0	1,0	3930,35	7.860,70	7.860,70	698,25	4.685,29
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE TARUMÃ	2019	2,0	1,0	3930,35	7.860,70	7.860,70	698,25	4.685,29
MIG-A // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIM - 230 kV // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	664,22	664,22	664,22	59,00	395,90
MIM - 230 kV // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	664,22	664,22	664,22	59,00	395,90
Circuito Duplo (C1 e C2) 230 kV, 2x954 MCM (Rail), 9,3 km - Terreno Urbano	2019	9,3	1,0	2119,88	19.714,88	19.714,88	1.751,22	11.750,85
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm ² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90
Circuito Simples (C2) 230 kV, 1x2.000mm ² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90

LT 230 kV LECHUGA - MANAUS, C3 (Nova)				101.923,88	101.923,88	9.053,64	60.750,64	
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
MIG-A // SE MANAUS	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIM - 230 kV // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 5 km - Terreno Urbano	2019	5,0	1,8	1194,53	5.972,64	5.972,64	530,53	3.559,93
MIG-A // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm ² (XLPE - Cobre), 13,8 km - Subterrâneo	2019	13,8	1,0	6125,80	84.536,04	84.536,04	7.509,12	50.386,80

Tabela 15-22 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 7 – Obras comuns e não comuns (R\$ x 1000)

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					846.698,94	677.070,20	75.210,09	316.319,78
LT 230 kV LECHUGA - TARUMÃ, CD (C1, C2) (Nova)					77.414,98	77.414,98	6.876,57	46.142,37
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE LECHUGA	2019	2,0	1,0	3930,35	7.860,70	7.860,70	698,25	4.685,29
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE TARUMÃ	2019	2,0	1,0	3930,35	7.860,70	7.860,70	698,25	4.685,29
MIG-A // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIM - 230 kV // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	664,22	664,22	664,22	59,00	395,90
MIM - 230 kV // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	664,22	664,22	664,22	59,00	395,90
Circuito Duplo (C1 e C2) 230 kV, 2x954 MCM (Rail), 9,3 km - Terreno Urbano	2019	9,3	1,0	2119,88	19.714,88	19.714,88	1.751,22	11.750,85
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm ² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90
Circuito Simples (C2) 230 kV, 1x2.000mm ² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90
LT 230 kV MAUÁ 3 - MANAUS, C1 (Nova)					71.146,33	71.146,33	6.319,75	42.406,01
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
MIG-A // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIG-A // SE MANAUS	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIM - 230 kV // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 3,85 km	2019	3,85	1,8	1194,53	4.598,93	4.598,93	408,51	2.741,14
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm ² (XLPE - Cobre), 9 km - Subterrâneo	2019	9,0	1,0	6125,80	55.132,20	55.132,20	4.897,25	32.860,96

SE 500/230/138 kV LECHUGA (Ampliação/Adequação)					106.565,03	74.707,16	9.465,90	28.143,78
4° ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1Φ	2019	3,0	1,0	10040,46	30.121,38	30.121,38	2.675,60	17.953,52
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2019	1,0	1,0	7475,32	7.475,32	7.475,32	664,01	4.455,58
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2019	1,0	1,0	2797,26	2.797,26	2.797,26	248,47	1.667,28
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2,0						
4° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2026	1,0	1,0	7195,89	7.195,89	4.198,73	639,19	961,16
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2026	1,0	1,0	2797,26	2.797,26	1.632,18	248,47	373,63
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2026	1,0	1,0	2031,82	2.031,82	1.185,55	180,48	271,39
5° ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1Φ	2028	3,0	1,0	10040,46	30.121,38	15.068,19	2.675,60	1.239,32
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2028	1,0	1,0	7475,32	7.475,32	3.739,52	664,01	307,57
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2028	1,0	1,0	2797,26	2.797,26	1.399,33	248,47	115,09
5° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2028	1,0	1,0	7195,89	7.195,89	3.599,74	639,19	296,07
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2028	1,0	1,0	2797,26	2.797,26	1.399,33	248,47	115,09
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2028	1,0	1,0	2031,82	2.031,82	1.016,42	180,48	83,60
MIM - 230 kV	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV	2026	1,0	1,0	332,11	332,11	193,78	29,50	44,36
MIM - 138 kV	2026	1,0	1,0	199,37	199,37	116,33	17,71	26,63
MIM - 230 kV	2028	1,0	1,0	664,22	664,22	332,27	59,00	27,33
MIM - 138 kV	2028	1,0	1,0	199,37	199,37	99,73	17,71	8,20
SE 230/138 kV TARUMÁ (Nova)					76.565,42	68.288,40	6.801,11	36.445,67
1° ATF 230/138 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ	2019	4,0	1,0	4839,89	19.359,56	19.359,56	1.719,66	11.539,06
2° ATF 230/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2019	3,0	1,0	4839,89	14.519,67	14.519,67	1.289,74	8.654,29
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2019	2,0	1,0	2797,26	5.594,53	5.594,53	496,95	3.334,56
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2019	2,0	1,0	2031,82	4.063,65	4.063,65	360,96	2.422,09
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2019	1,0	1,0	2417,54	2.417,54	2.417,54	214,74	1.440,95
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2019	1,0	1,0	1568,64	1.568,64	1.568,64	139,34	934,97
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2,0						
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2,0						
3° ATF 230/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2027	3,0	1,0	4214,49	12.643,48	6.830,88	1.123,09	1.082,03
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2027	1,0	1,0	2797,26	2.797,26	1.511,27	248,47	239,39
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2027	1,0	1,0	2031,82	2.031,82	1.097,73	180,48	173,88
MIG (Terreno Urbano)	2019	1,0	1,0	9443,37	9.443,37	9.443,37	838,83	5.628,62
MIM - 230 kV	2019	1,0	1,0	996,33	996,33	996,33	88,50	593,85
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	598,10	598,10	598,10	53,13	356,49
MIM - 230 kV	2027	1,0	1,0	332,11	332,11	179,43	29,50	28,42
MIM - 138 kV	2027	1,0	1,0	199,37	199,37	107,71	17,71	17,06

SE 230/138 kV JORGE TEIXEIRA (Ampliação/Adequação)						12.556,45	7.912,70	1.115,36	2.327,98
5° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2025	1,0	1,0	7195,89	7.195,89	4.534,63	639,19	1.334,12	
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2025	1,0	1,0	2797,26	2.797,26	1.762,75	248,47	518,61	
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2025	1,0	1,0	2031,82	2.031,82	1.280,39	180,48	376,70	
MIM - 230 kV	2025	1,0	1,0	332,11	332,11	209,28	29,50	61,57	
MIM - 138 kV	2025	1,0	1,0	199,37	199,37	125,64	17,71	36,96	
SE 230/138 kV MAUÁ 3 (Ampliação/Adequação)						12.556,45	7.326,57	1.115,36	1.677,18
<i>EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4</i>		1,0							
5° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2026	1,0	1,0	7195,89	7.195,89	4.198,73	639,19	961,16	
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2026	1,0	1,0	2797,26	2.797,26	1.632,18	248,47	373,63	
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2026	1,0	1,0	2031,82	2.031,82	1.185,55	180,48	271,39	
MIM - 230 kV	2026	1,0	1,0	332,11	332,11	193,78	29,50	44,36	
MIM - 138 kV	2026	1,0	1,0	199,37	199,37	116,33	17,71	26,63	
LT 138 kV AMAZONAS - JARAQUI 2, CD (C1, C2) (Nova)						19.083,77	19.083,77	1.695,16	11.374,68
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 9,1 km	2019	9,1	1,0	698,93	6.360,26	6.360,26	564,97	3.790,97	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE AMAZONAS	2019	2,0	1,0	2981,51	5.963,02	5.963,02	529,68	3.554,19	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE JARAQUI 2	2019	2,0	1,0	2981,51	5.963,02	5.963,02	529,68	3.554,19	
MIM - 138 kV // SE AMAZONAS	2019	1,0	1,0	398,74	398,74	398,74	35,42	237,66	
MIM - 138 kV // SE JARAQUI 2	2019	1,0	1,0	398,74	398,74	398,74	35,42	237,66	
LT 138 kV COMPENSA - PONTA NEGRA 2, CD (C1, C2) (Nova)						15.169,76	15.169,76	1.347,49	9.041,77
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 3,5 km	2019	3,5	1,0	698,93	2.446,26	2.446,26	217,29	1.458,06	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE COMPENSA	2019	2,0	1,0	2981,51	5.963,02	5.963,02	529,68	3.554,19	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE PONTA NEGRA 2	2019	2,0	1,0	2981,51	5.963,02	5.963,02	529,68	3.554,19	
MIM - 138 kV // SE COMPENSA	2019	1,0	1,0	398,74	398,74	398,74	35,42	237,66	
MIM - 138 kV // SE PONTA NEGRA 2	2019	1,0	1,0	398,74	398,74	398,74	35,42	237,66	
LT 138 kV MAUÁ 3 - DISTRITO 4, CD (C1, C2) (Nova)						14.820,29	14.820,29	1.316,45	8.833,48
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 3 km	2019	3,0	1,0	698,93	2.096,79	2.096,79	186,25	1.249,77	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE MAUÁ 3	2019	2,0	1,0	2981,51	5.963,02	5.963,02	529,68	3.554,19	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE DISTRITO 4	2019	2,0	1,0	2981,51	5.963,02	5.963,02	529,68	3.554,19	
MIM - 138 kV // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	398,74	398,74	398,74	35,42	237,66	
MIM - 138 kV // SE DISTRITO 4	2019	1,0	1,0	398,74	398,74	398,74	35,42	237,66	
LT 138 kV TARUMÃ - PONTA NEGRA 2, CD (C1, C2) (Nova)						20.150,10	20.150,10	1.789,88	12.010,25
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 10 km	2019	10,0	1,0	742,66	7.426,60	7.426,60	659,69	4.426,55	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE TARUMÃ	2019	2,0	1,0	2981,51	5.963,02	5.963,02	529,68	3.554,19	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE PONTA NEGRA 2	2019	2,0	1,0	2981,51	5.963,02	5.963,02	529,68	3.554,19	
MIM - 138 kV // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	398,74	398,74	398,74	35,42	237,66	
MIM - 138 kV // SE PONTA NEGRA 2	2019	1,0	1,0	398,74	398,74	398,74	35,42	237,66	

LT 69 kV FLORES - FLORES 2, C1, C2 (Nova)						5.912,92	5.474,93	525,23	3.038,01
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 954.0 MCM (Magnolia), 0,2 km	2020	0,2	1,0	1300,00	260,00	240,74	23,10	133,59	
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // SE FLORES	2020	2,0	1,0	1327,49	2.654,98	2.458,31	235,83	1.364,11	
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // SE FLORES 2	2020	2,0	1,0	1327,49	2.654,98	2.458,31	235,83	1.364,11	
MIM - 69 kV // SE FLORES	2020	1,0	1,0	171,48	171,48	158,78	15,23	88,11	
MIM - 69 kV // SE FLORES 2	2020	1,0	1,0	171,48	171,48	158,78	15,23	88,11	
LT 69 kV FLORES - REDENÇÃO, C1 (Ampliação/Adequação)						1.500,00	1.190,75	133,24	550,68
Circuito Simples 69 kV, 1 x 954.0 MCM (Magnolia), 1,5 km - Recondutoramento	2022	1,5	1,0	1000,00	1.500,00	1.190,75	133,24	550,68	
LT 69 kV MANAUS - FLORES, C1 (Ampliação/Adequação)						4.500,00	3.572,25	399,72	1.652,05
Circuito Simples 69 kV, 1 x 954.0 MCM (Magnolia), 4,5 km - Recondutoramento	2022	4,5	1,0	1000,00	4.500,00	3.572,25	399,72	1.652,05	
LT 69 kV MANAUS - FLORES, C2 (Ampliação/Adequação)						4.500,00	3.572,25	399,72	1.652,05
Circuito Simples 69 kV, 1 x 954.0 MCM (Magnolia), 4,5 km - Recondutoramento	2022	4,5	1,0	1000,00	4.500,00	3.572,25	399,72	1.652,05	
LT 69 kV MANAUS - SHOPPING MANAUARA, C2 (Ampliação/Adequação)						4.100,00	3.013,62	364,19	1.237,51
Circuito Simples 69 kV, 1 x 954.0 MCM (Magnolia), 4,1 km - Recondutoramento	2023	4,1	1,0	1000,00	4.100,00	3.013,62	364,19	1.237,51	
LT 69 kV MAUÁ 3 DIST. - FLYPLC, C1 (Ampliação/Adequação)						4.200,00	3.087,13	373,08	1.267,69
Circuito Simples 69 kV, 1 x 954.0 MCM (Magnolia), 4,2 km - Recondutoramento	2023	4,2	1,0	1000,00	4.200,00	3.087,13	373,08	1.267,69	
LT 69 kV SHOPPING MANAUARA - SERINGAL MIRIM, C2 (Ampliação/Adequação)						2.500,00	1.837,57	222,07	754,58
Circuito Simples 69 kV, 1 x 954.0 MCM (Magnolia), 2,5 km - Recondutoramento	2023	2,5	1,0	1000,00	2.500,00	1.837,57	222,07	754,58	
LT 69 kV CACHOEIRINHA - CACHOEIRINHA 2, CD (C1, C2) (Nova)						5.912,92	4.024,24	525,23	1.427,24
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 954.0 MCM (Magnolia), 0,2 km	2024	0,2	1,0	1300,00	260,00	176,95	23,10	62,76	
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // SE CACHOEIRINHA	2024	2,0	1,0	1327,49	2.654,98	1.806,93	235,83	640,85	
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // SE CACHOEIRINHA 2	2024	2,0	1,0	1327,49	2.654,98	1.806,93	235,83	640,85	
MIM - 69 kV // SE CACHOEIRINHA	2024	1,0	1,0	171,48	171,48	116,71	15,23	41,39	
MIM - 69 kV // SE CACHOEIRINHA 2	2024	1,0	1,0	171,48	171,48	116,71	15,23	41,39	
LT 69 kV MANAUS - CACHOEIRINHA, C1 (Ampliação/Adequação)						8.131,30	5.124,10	722,28	1.507,55
Circuito Simples 69 kV, 1 x 1272.0 MCM (Narcissus), 6,1 km - Recondutoramento	2025	6,1	1,0	1333,00	8.131,30	5.124,10	722,28	1.507,55	
LT 138 kV DISTRITO 4 - PETRÓPOLIS, CD (C1, C2) (Nova)						16.218,15	9.463,14	1.440,62	2.166,27
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 5 km	2026	5,0	1,0	698,93	3.494,65	2.039,09	310,42	466,78	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE DISTRITO 4	2026	2,0	1,0	2981,51	5.963,02	3.479,36	529,68	796,49	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE PETRÓPOLIS	2026	2,0	1,0	2981,51	5.963,02	3.479,36	529,68	796,49	
MIM - 138 kV // SE DISTRITO 4	2026	1,0	1,0	398,74	398,74	232,66	35,42	53,26	
MIM - 138 kV // SE PETRÓPOLIS	2026	1,0	1,0	398,74	398,74	232,66	35,42	53,26	

LT 138 kV JARAQUI 2 - TERRA NOVA, CD (C1, C2) (Nova)						16.218,15	8.762,16	1.440,62	1.387,95
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 5 km	2027	5,0	1,0	698,93	3.494,65	1.888,05	310,42	299,07	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE JARAQUI 2	2027	2,0	1,0	2981,51	5.963,02	3.221,63	529,68	510,32	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE TERRA NOVA	2027	2,0	1,0	2981,51	5.963,02	3.221,63	529,68	510,32	
MIM - 138 kV // SE JARAQUI 2	2027	1,0	1,0	398,74	398,74	215,42	35,42	34,12	
MIM - 138 kV // SE TERRA NOVA	2027	1,0	1,0	398,74	398,74	215,42	35,42	34,12	
LT 138 kV SANTA ETELVINA - CIDADE DE DEUS, CD (C1, C2) (Nova)						16.218,15	8.113,12	1.440,62	667,28
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 5 km	2028	5,0	1,0	698,93	3.494,65	1.748,20	310,42	143,78	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE SANTA ETELVINA	2028	2,0	1,0	2981,51	5.963,02	2.982,99	529,68	245,34	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE CIDADE DE DEUS	2028	2,0	1,0	2981,51	5.963,02	2.982,99	529,68	245,34	
MIM - 138 kV // SE SANTA ETELVINA	2028	1,0	1,0	398,74	398,74	199,47	35,42	16,41	
MIM - 138 kV // SE CIDADE DE DEUS	2028	1,0	1,0	398,74	398,74	199,47	35,42	16,41	
LT 138 kV PONTA NEGRA 2 - TARUMÃ-AÇU, CD (C1, C2) (Nova)						14.121,36	6.540,92	1.254,36	
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 2 km	2029	2,0	1,0	698,93	1.397,86	647,48	124,17		
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE PONTA NEGRA 2	2029	2,0	1,0	2981,51	5.963,02	2.762,03	529,68		
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE TARUMÃ-AÇU	2029	2,0	1,0	2981,51	5.963,02	2.762,03	529,68		
MIM - 138 kV // SE PONTA NEGRA 2	2029	1,0	1,0	398,74	398,74	184,69	35,42		
MIM - 138 kV // SE TARUMÃ-AÇU	2029	1,0	1,0	398,74	398,74	184,69	35,42		
SE 138/13,8 kV DISTRITO 4 (Nova)						33.945,19	31.687,16	3.015,26	17.725,48
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			4,0						
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2019	1,0	1,0	1568,64	1.568,64	1.568,64	139,34	934,97	
IB (Interligação de Barras) 13,8 kV, Arranjo BPT	2019	1,0	1,0	553,47	553,47	553,47	49,16	329,89	
1° TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2019	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	2.907,41	258,26	1.732,93	
2° TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2019	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	2.907,41	258,26	1.732,93	
3° TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2019	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	2.907,41	258,26	1.732,93	
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2019	3,0	1,0	2031,82	6.095,47	6.095,47	541,44	3.633,14	
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2019	3,0	1,0	881,24	2.643,72	2.643,72	234,83	1.575,76	
4° TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2025	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	1.832,16	258,26	539,04	
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2025	1,0	1,0	2031,82	2.031,82	1.280,39	180,48	376,70	
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2025	1,0	1,0	881,24	881,24	555,33	78,28	163,38	
MIG (Terreno Urbano)	2019	1,0	1,0	7115,63	7.115,63	7.115,63	632,06	4.241,19	
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	797,47	797,47	797,47	70,84	475,32	
MIM - 13,8 kV	2019	1,0	1,0	342,97	342,97	342,97	30,46	204,42	
MIM - 138 kV	2025	1,0	1,0	199,37	199,37	125,64	17,71	36,96	
MIM - 13,8 kV	2025	1,0	1,0	85,74	85,74	54,03	7,62	15,90	

SE 138/13,8 kV JARAQUI 2 (Nova)						33.945,19	31.687,16	3.015,26	17.725,48
<i>EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT</i>									
					4,0				
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2019	1,0	1,0	1568,64		1.568,64	1.568,64	139,34	934,97
IB (Interligação de Barras) 13,8 kV, Arranjo BPT	2019	1,0	1,0	553,47		553,47	553,47	49,16	329,89
1° TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2019	1,0	1,0	2907,41		2.907,41	2.907,41	258,26	1.732,93
2° TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2019	1,0	1,0	2907,41		2.907,41	2.907,41	258,26	1.732,93
3° TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2019	1,0	1,0	2907,41		2.907,41	2.907,41	258,26	1.732,93
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2019	3,0	1,0	2031,82		6.095,47	6.095,47	541,44	3.633,14
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2019	3,0	1,0	881,24		2.643,72	2.643,72	234,83	1.575,76
4° TF 138/13,8 kV, 1 x 40 Mvar 3Φ	2025	1,0	1,0	2907,41		2.907,41	1.832,16	258,26	539,04
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2025	1,0	1,0	2031,82		2.031,82	1.280,39	180,48	376,70
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2025	1,0	1,0	881,24		881,24	555,33	78,28	163,38
MIG (Terreno Urbano)	2019	1,0	1,0	7115,63		7.115,63	7.115,63	632,06	4.241,19
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	797,47		797,47	797,47	70,84	475,32
MIM - 13,8 kV	2019	1,0	1,0	342,97		342,97	342,97	30,46	204,42
MIM - 138 kV	2025	1,0	1,0	199,37		199,37	125,64	17,71	36,96
MIM - 13,8 kV	2025	1,0	1,0	85,74		85,74	54,03	7,62	15,90
LT 69 kV PONTA NEGRA - PONTA NEGRA 2, CD (C1, C2) (Nova)						5.912,92	5.912,92	525,23	3.524,33
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 954.0 MCM (Magnolia), 0,2 km	2019	0,2	1,0	1300,00		260,00	260,00	23,10	154,97
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // SE PONTA NEGRA	2019	2,0	1,0	1327,49		2.654,98	2.654,98	235,83	1.582,47
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // SE PONTA NEGRA 2	2019	2,0	1,0	1327,49		2.654,98	2.654,98	235,83	1.582,47
MIM - 69 kV // SE PONTA NEGRA	2019	1,0	1,0	171,48		171,48	171,48	15,23	102,21
MIM - 69 kV // SE PONTA NEGRA 2	2019	1,0	1,0	171,48		171,48	171,48	15,23	102,21

SE 138/69/13,8 kV PONTA NEGRA 2 (Nova)					53.770,11	49.894,28	4.776,26	27.745,60
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT				6,0				
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT				2,0				
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2019	1,0	1,0	1568,64	1.568,64	1.568,64	139,34	934,97
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT	2019	1,0	1,0	770,67	770,67	770,67	68,46	459,35
IB (Interligação de Barras) 13,8 kV, Arranjo BPT	2019	1,0	1,0	553,47	553,47	553,47	49,16	329,89
1° TF 138/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2019	1,0	1,0	5464,64	5.464,64	5.464,64	485,41	3.257,14
2° TF 138/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2019	1,0	1,0	5464,64	5.464,64	5.464,64	485,41	3.257,14
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2019	2,0	1,0	2031,82	4.063,65	4.063,65	360,96	2.422,09
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2019	2,0	1,0	1137,08	2.274,17	2.274,17	202,01	1.355,49
1° TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2019	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	2.907,41	258,26	1.732,93
2° TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2019	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	2.907,41	258,26	1.732,93
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2019	2,0	1,0	2031,82	4.063,65	4.063,65	360,96	2.422,09
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2019	2,0	1,0	881,24	1.762,48	1.762,48	156,56	1.050,51
3° TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2023	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	2.137,03	258,26	877,55
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2023	1,0	1,0	2031,82	2.031,82	1.493,45	180,48	613,27
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2023	1,0	1,0	881,24	881,24	647,74	78,28	265,99
4° TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2025	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	1.832,16	258,26	539,04
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2025	1,0	1,0	2031,82	2.031,82	1.280,39	180,48	376,70
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2025	1,0	1,0	881,24	881,24	555,33	78,28	163,38
MIG (Terreno Urbano)	2019	1,0	1,0	7732,37	7.732,37	7.732,37	686,85	4.608,80
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	996,84	996,84	996,84	88,55	594,15
MIM - 69 kV	2019	1,0	1,0	514,45	514,45	514,45	45,70	306,63
MIM - 13,8 kV	2019	1,0	1,0	514,45	514,45	514,45	45,70	306,63
MIM - 138 kV	2023	1,0	1,0	199,37	199,37	146,54	17,71	60,18
MIM - 13,8 kV	2023	1,0	1,0	85,74	85,74	63,02	7,62	25,88
MIM - 138 kV	2025	1,0	1,0	199,37	199,37	125,64	17,71	36,96
MIM - 13,8 kV	2025	1,0	1,0	85,74	85,74	54,03	7,62	15,90

SE 69/13,8 kV FLORES 2 (Nova)						20.999,80	18.476,84	1.865,36	9.715,36
<i>EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT</i>						2,0			
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT	2020	1,0	1,0	770,67	770,67	713,59	68,46	395,97	
IB (Interligação de Barras) 13,8 kV, Arranjo BPT	2020	1,0	1,0	553,47	553,47	512,47	49,16	284,37	
1° TF 69/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2020	1,0	1,0	2706,48	2.706,48	2.506,00	240,41	1.390,57	
2° TF 69/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2020	1,0	1,0	2706,48	2.706,48	2.506,00	240,41	1.390,57	
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2020	2,0	1,0	1137,08	2.274,17	2.105,71	202,01	1.168,45	
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2020	2,0	1,0	881,24	1.762,48	1.631,93	156,56	905,55	
3° TF 69/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2023	1,0	1,0	2706,48	2.706,48	1.989,34	240,41	816,90	
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2023	1,0	1,0	1137,08	1.137,08	835,79	101,00	343,21	
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2023	1,0	1,0	881,24	881,24	647,74	78,28	265,99	
MIG (Terreno Urbano)	2020	1,0	1,0	4129,39	4.129,39	3.823,51	366,80	2.121,64	
MIM - 69 kV	2020	1,0	1,0	514,45	514,45	476,34	45,70	264,32	
MIM - 13,8 kV	2020	1,0	1,0	514,45	514,45	476,34	45,70	264,32	
MIM - 69 kV	2023	1,0	1,0	171,48	171,48	126,05	15,23	51,76	
MIM - 13,8 kV	2023	1,0	1,0	171,48	171,48	126,05	15,23	51,76	
SE 138/13,8 kV IRANDUBA 2 (Ampliação/Adequação)						12.211,17	9.389,91	1.084,69	4.145,77
2° TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2021	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	2.492,64	258,26	1.272,39	
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2021	1,0	1,0	2031,82	2.031,82	1.741,96	180,48	889,20	
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2021	1,0	1,0	881,24	881,24	755,52	78,28	385,66	
3° TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2024	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	1.978,74	258,26	701,78	
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2024	1,0	1,0	2031,82	2.031,82	1.382,82	180,48	490,44	
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2024	1,0	1,0	881,24	881,24	599,76	78,28	212,71	
MIM - 138 kV	2021	1,0	1,0	199,37	199,37	170,93	17,71	87,25	
MIM - 13,8 kV	2021	1,0	1,0	85,74	85,74	73,51	7,62	37,52	
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	199,37	199,37	135,69	17,71	48,12	
MIM - 13,8 kV	2024	1,0	1,0	85,74	85,74	58,35	7,62	20,70	
SE 138/69 kV MANACAPURU 2 (Ampliação/Adequação)						12.211,17	9.389,91	1.084,69	4.145,77
2° TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2021	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	2.492,64	258,26	1.272,39	
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2021	1,0	1,0	2031,82	2.031,82	1.741,96	180,48	889,20	
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2021	1,0	1,0	881,24	881,24	755,52	78,28	385,66	
3° TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2024	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	1.978,74	258,26	701,78	
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2024	1,0	1,0	2031,82	2.031,82	1.382,82	180,48	490,44	
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2024	1,0	1,0	881,24	881,24	599,76	78,28	212,71	
MIM - 138 kV	2021	1,0	1,0	199,37	199,37	170,93	17,71	87,25	
MIM - 13,8 kV	2021	1,0	1,0	85,74	85,74	73,51	7,62	37,52	
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	199,37	199,37	135,69	17,71	48,12	
MIM - 13,8 kV	2024	1,0	1,0	85,74	85,74	58,35	7,62	20,70	



SE 69/13,8 kV CACHOEIRINHA 2 (Nova)					15.816,89	10.764,71	1.404,97	3.817,84
<i>EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT</i>					2,0			
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT	2024	1,0	1,0	770,67	770,67	524,51	68,46	186,02
IB (Interligação de Barras) 13,8 kV, Arranjo BPT	2024	1,0	1,0	553,47	553,47	376,68	49,16	133,59
1° TF 69/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2024	1,0	1,0	2706,48	2.706,48	1.841,98	240,41	653,28
2° TF 69/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2024	1,0	1,0	2706,48	2.706,48	1.841,98	240,41	653,28
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2024	2,0	1,0	1137,08	2.274,17	1.547,76	202,01	548,93
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2024	2,0	1,0	881,24	1.762,48	1.199,51	156,56	425,42
MIG (Terreno Urbano)	2024	1,0	1,0	4014,25	4.014,25	2.732,03	356,58	968,95
MIM - 69 kV	2024	1,0	1,0	514,45	514,45	350,13	45,70	124,18
MIM - 13,8 kV	2024	1,0	1,0	514,45	514,45	350,13	45,70	124,18
SE 138/13,8 kV DISTRITO 3 (Ampliação/Adequação)					6.105,58	3.847,55	542,34	1.131,98
4° TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2025	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	1.832,16	258,26	539,04
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2025	1,0	1,0	2031,82	2.031,82	1.280,39	180,48	376,70
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2025	1,0	1,0	881,24	881,24	555,33	78,28	163,38
MIM - 138 kV	2025	1,0	1,0	199,37	199,37	125,64	17,71	36,96
MIM - 13,8 kV	2025	1,0	1,0	85,74	85,74	54,03	7,62	15,90
SE 138/13,8 kV MUTIRÃO (Ampliação/Adequação)					6.105,58	5.234,55	542,34	2.672,03
4° TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2021	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	2.492,64	258,26	1.272,39
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2021	1,0	1,0	2031,82	2.031,82	1.741,96	180,48	889,20
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2021	1,0	1,0	881,24	881,24	755,52	78,28	385,66
MIM - 138 kV	2021	1,0	1,0	199,37	199,37	170,93	17,71	87,25
MIM - 13,8 kV	2021	1,0	1,0	85,74	85,74	73,51	7,62	37,52
SE 138/13,8 kV PARQUE 10 (Ampliação/Adequação)					6.105,58	3.847,55	542,34	1.131,98
4° TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2025	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	1.832,16	258,26	539,04
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2025	1,0	1,0	2031,82	2.031,82	1.280,39	180,48	376,70
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2025	1,0	1,0	881,24	881,24	555,33	78,28	163,38
MIM - 138 kV	2025	1,0	1,0	199,37	199,37	125,64	17,71	36,96
MIM - 13,8 kV	2025	1,0	1,0	85,74	85,74	54,03	7,62	15,90

SE 138/13,8 kV PETRÓPOLIS (Nova)					27.377,04	15.974,24	2.431,83	3.656,77
<i>EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT</i>					2,0			
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2026	1,0	1,0	1568,64	1.568,64	915,29	139,34	209,52
IB (Interligação de Barras) 13,8 kV, Arranjo BPT	2026	1,0	1,0	553,47	553,47	322,94	49,16	73,93
1° TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2026	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	1.696,45	258,26	388,35
2° TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2026	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	1.696,45	258,26	388,35
3° TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2026	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	1.696,45	258,26	388,35
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2026	3,0	1,0	2031,82	6.095,47	3.556,65	541,44	814,18
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2026	3,0	1,0	881,24	2.643,72	1.542,59	234,83	353,12
MIG (Terreno Urbano)	2026	1,0	1,0	6653,07	6.653,07	3.882,00	590,98	888,66
MIM - 138 kV	2026	1,0	1,0	797,47	797,47	465,32	70,84	106,52
MIM - 13,8 kV	2026	1,0	1,0	342,97	342,97	200,12	30,46	45,81
SE 138/13,8 kV TERRA NOVA (Nova)					27.377,04	14.790,97	2.431,83	2.342,93
<i>EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT</i>					2,0			
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2027	1,0	1,0	1568,64	1.568,64	847,49	139,34	134,24
IB (Interligação de Barras) 13,8 kV, Arranjo BPT	2027	1,0	1,0	553,47	553,47	299,02	49,16	47,37
1° TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2027	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	1.570,78	258,26	248,82
2° TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2027	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	1.570,78	258,26	248,82
3° TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2027	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	1.570,78	258,26	248,82
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2027	3,0	1,0	2031,82	6.095,47	3.293,19	541,44	521,65
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2027	3,0	1,0	881,24	2.643,72	1.428,32	234,83	226,25
MIG (Terreno Urbano)	2027	1,0	1,0	6653,07	6.653,07	3.594,45	590,98	569,37
MIM - 138 kV	2027	1,0	1,0	797,47	797,47	430,85	70,84	68,25
MIM - 13,8 kV	2027	1,0	1,0	342,97	342,97	185,29	30,46	29,35
SE 138/13,8 kV CIDADE DE DEUS (Nova)					27.377,04	13.695,34	2.431,83	1.126,41
<i>EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT</i>					2,0			
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2028	1,0	1,0	1568,64	1.568,64	784,71	139,34	64,54
IB (Interligação de Barras) 13,8 kV, Arranjo BPT	2028	1,0	1,0	553,47	553,47	276,87	49,16	22,77
1° TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2028	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	1.454,43	258,26	119,62
2° TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2028	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	1.454,43	258,26	119,62
3° TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2028	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	1.454,43	258,26	119,62
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2028	3,0	1,0	2031,82	6.095,47	3.049,25	541,44	250,79
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2028	3,0	1,0	881,24	2.643,72	1.322,52	234,83	108,77
MIG (Terreno Urbano)	2028	1,0	1,0	6653,07	6.653,07	3.328,19	590,98	273,74
MIM - 138 kV	2028	1,0	1,0	797,47	797,47	398,93	70,84	32,81
MIM - 13,8 kV	2028	1,0	1,0	342,97	342,97	171,57	30,46	14,11

SE 138/13,8 kV TARUMÃ-AÇU (Nova)				27.377,04	12.680,87	2.431,83
<i>EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT</i>	<i>2,0</i>					
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2029	1,0	1,0	1568,64	1.568,64	726,59
IB (Interligação de Barras) 13,8 kV, Arranjo BPT	2029	1,0	1,0	553,47	553,47	256,36
1° TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2029	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	1.346,69
2° TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2029	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	1.346,69
3° TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2029	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	1.346,69
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2029	3,0	1,0	2031,82	6.095,47	2.823,38
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2029	3,0	1,0	881,24	2.643,72	1.224,55
MIG (Terreno Urbano)	2029	1,0	1,0	6653,07	6.653,07	3.081,66
MIM - 138 kV	2029	1,0	1,0	797,47	797,47	369,38
MIM - 13,8 kV	2029	1,0	1,0	342,97	342,97	158,86

15.5 Formulários de Consultas sobre a Viabilidade de Expansões das Subestações da Alternativa 7

- SE Jorge Teixeira

 <p>Empresa de Pesquisa Energética</p>	<h3>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</h3>	<p>Data: 19/02/2015</p> <p>Revisão:</p> <p>Página: 1 - 4</p>
INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)		
<p>ESTUDO: <u>Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus</u></p>		 <p>48002.001995/2015-27</p>
<p>ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO</p> <p>Subestação: <u>Jorge Teixeira 230/138 kV</u> Concessionária Proprietária: <u>Eletronbras Amazonas Energia</u></p>		
<p>1. Módulos de Manobra</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> EL Quantidade: <u>1</u> Tensão (kV): <u>230</u> Arranjo: <u>BD4</u></p> <p><input type="checkbox"/> EL Quantidade: <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Arranjo: <u> </u></p> <p><input checked="" type="checkbox"/> CT Quantidade: <u>1</u> Tensão Prim/Sec/Ter (kV) <u>230/138/13,8</u> Arranjo Prim.: <u>BD4</u> Sec.: <u>BPT</u> Ter.: <u>BS</u></p> <p><input type="checkbox"/> CT Quantidade: <u> </u> Tensão Prim/Sec/Ter (kV) <u> </u> Arranjo Prim.: <u> </u> Sec.: <u> </u> Ter.: <u> </u></p> <p><input type="checkbox"/> IB Quantidade: <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Arranjo: <u> </u></p> <p><input type="checkbox"/> CCP Quantidade: <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Arranjo: <u> </u></p> <p><input type="checkbox"/> CCS Quantidade: <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Arranjo: <u> </u></p> <p><input type="checkbox"/> CRL Quantidade: <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Arranjo: <u> </u></p> <p><input type="checkbox"/> CRB Quantidade: <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Arranjo: <u> </u></p> <p><input type="checkbox"/> CTA Quantidade: <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Arranjo: <u> </u></p> <p><input type="checkbox"/> CC Quantidade: <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Arranjo: <u> </u></p>		
<p>2. Módulos de Equipamentos</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Transformadores Quantidade: <u>1</u> Potência (MVA): <u>150</u> Tensão Prim./Sec. (kV) <u>230/138</u> Fase: <u>3Ø</u></p> <p><input type="checkbox"/> Autotransformadores Quantidade: <u> </u> Potência (MVA): <u> </u> Tensão Prim./Sec. (kV) <u> </u> Fase: <u> </u></p> <p><input type="checkbox"/> Reator Quantidade: <u> </u> Potência (Mvar): <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Fase: <u> </u></p> <p><input type="checkbox"/> Capacitor Shunt Quantidade: <u> </u> Potência (Mvar): <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Fase: <u> </u></p> <p><input type="checkbox"/> Capacitor Série Quantidade: <u> </u> Potência (Mvar): <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Fase: <u> </u></p> <p><input type="checkbox"/> Compensador Estático Quantidade: <u> </u> Potência (Mvar): <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Fase: <u> </u></p>		
<p>3. Diagrama Unifilar</p>		
<p>4. Observações:</p>		
<p>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).</p>		

Handwritten signature



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 19/02/2015
Revisão:
Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

Subestação: Jorge Teixeira 230/138 kV **Concessionária Proprietária:** Eletrobras Amazonas Energia

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

1. Módulos de Manobra

- EL Quantidade: 3 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4
- EL Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- CT Quantidade: Tensão Prim/Sec/Ter (kV) Arranjo Prim.: Sec.: Ter:
- CT Quantidade: Tensão Prim/Sec/Ter (kV) Arranjo Prim.: Sec.: Ter:
- IB Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- CCP Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- CCS Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- CRL Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- CRB Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- CTA Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- CC Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:

2. Módulos de Equipamentos

- Transformadores Quantidade: Potência (MVA): Tensão Prim./Sec. (kV) Fase:
- Autotransformadores Quantidade: Potência (MVA): Tensão Prim./Sec. (kV) Fase:
- Reator Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:
- Capacitor Shunt Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:
- Capacitor Série Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:
- Compensador Estático Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? Sim Área Prevista:
 Não

4. Outros

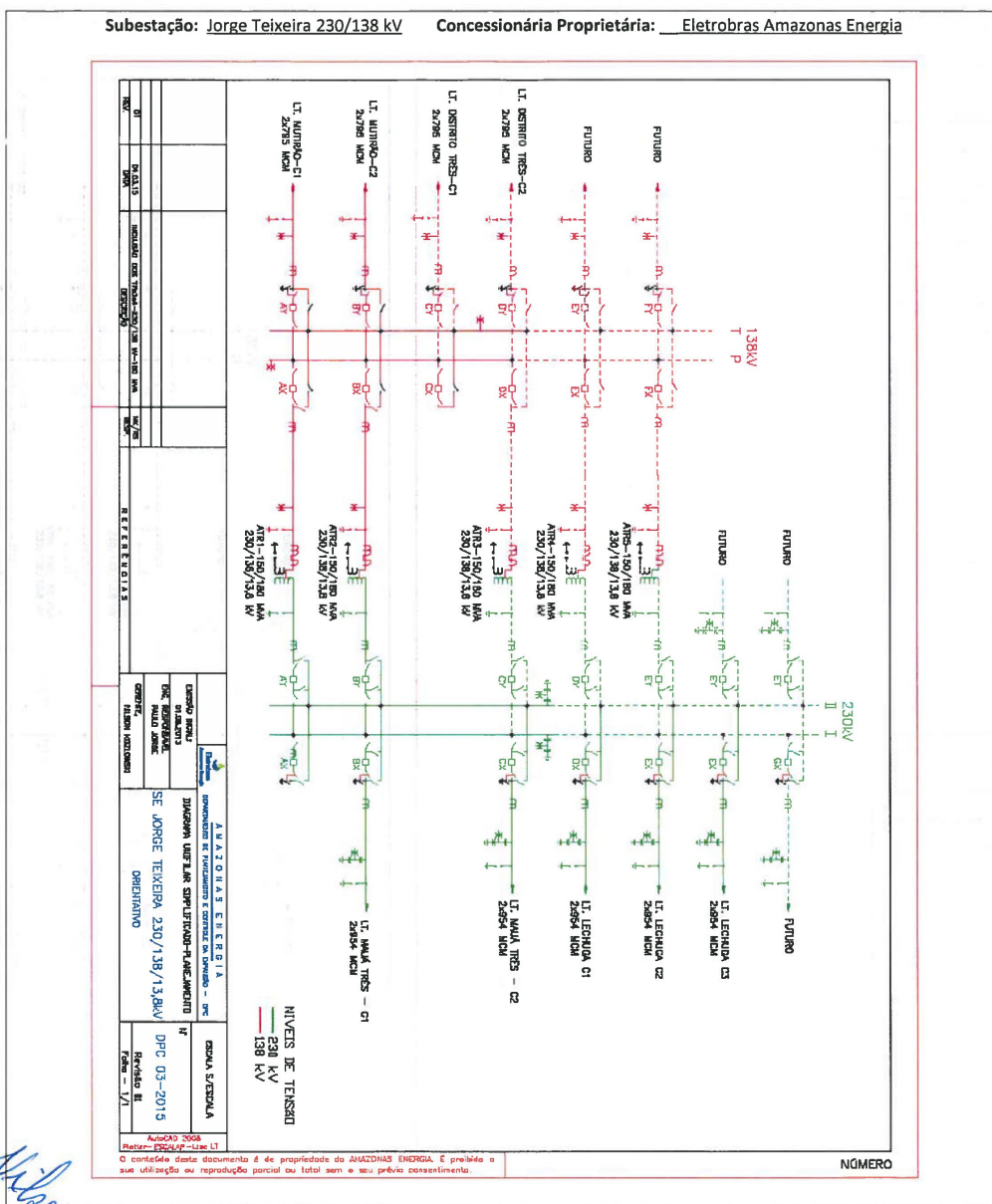
Há necessidade de adequação do arranjo? Sim Equipamentos Necessários:
 Não

Nilson

Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 06/03/2015
 Revisão:
 Página: 4 - 4

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA



• SE Lechuga

 Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 19/02/2015
		Revisão:
		Página: 1 - 5

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Lechuga 500/230/138 kV **Concessionária Proprietária:** Manaus Transmissora de Energia

1. Módulos de Manobra

- EL Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- EL Quantidade: 3 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4
- CT Quantidade: 2 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 500/230/13,8 Arranjo Prim.: DJM Sec.: BD4 Ter: BS
- CT Quantidade: 2 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 230/138/13,8 Arranjo Prim.: BD4 Sec.: BD4 Ter: BS
- IB Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- CCP Quantidade: 1 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4
- CCS Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- CRL Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- CRB Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- CTA Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- CC Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:

2. Módulos de Equipamentos

- Transformadores Quantidade: 2 Potência (MVA): 150 Tensão Prim./Sec. (kV) 230/138 Fase: 3Ø
- Autotransformadores Quantidade: 6 Potência (MVA): 200 Tensão Prim./Sec. (kV) 500/230 Fase: 1Ø
- Reator Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:
- Capacitor Shunt Quantidade: 1 Potência (Mvar): 55 Tensão (kV): 230 Fase: 3Ø
- Capacitor Série Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:
- Compensador Estático Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:

3. Diagrama Unifilar

4. Observações:

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: 19/02/2015
		Revisão:
		Página: 2 - 5

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

1. Módulos de Manobra

EL Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___

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

CT Quantidade: 2 Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 500/230/13,8 Arranjo Prim.: DJM Sec.: BD4 Ter: BS

CT Quantidade: 2 Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 230/138/13,8 Arranjo Prim.: BD4 Sec.: BD4 Ter: BS

IB Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

CCP Quantidade: 1 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4

CCS Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___

CRL Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___

CRB Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___

CTA Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___

CC Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___

2. Módulos de Equipamentos

Transformadores Quantidade: 2 Potência (MVA): 150 Tensão Prim./Sec. (kV) 230/138 Fase: 3φ

Autotransformadores Quantidade: 6 Potência (MVA): 200 Tensão Prim./Sec. (kV) 500/230 Fase: 1φ

Reator Quantidade: ___ Potência (Mvar): ___ Tensão (kV): ___ Fase: ___

Capacitor Shunt Quantidade: 1 Potência (Mvar): 55 Tensão (kV): 230 Fase: 3φ

Capacitor Série Quantidade: ___ Potência (Mvar): ___ Tensão (kV): ___ Fase: ___

Compensador Estático Quantidade: ___ Potência (Mvar): ___ Tensão (kV): ___ Fase: ___

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? Sim Área Prevista: APROXIMADAMENTE
9.700 m² — 230 kV
36.000 m² — 500 kV

Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? Sim Equipamentos Necessários: _____

Não _____

 <p>Empresa de Pesquisa Energética</p>	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 19/02/2015
		Revisão:
		Página: 3 - 5

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

1) As solicitações indicadas referem-se às expansões em análise no "Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus".

2) O(s) diagrama(s) unifilar(es) anexo(s) à esse formulário tem a função de indicar referencialmente o posicionamento dos novos bays sob consulta. Assim solicitamos ratificar/retificar este posicionamento caso for necessário.

3) SERÃO NECESSÁRIAS AS TROCAS DAS PROTEÇÕES DE BARRAS DE 230 e 500 kV PARA AS EXPANSÕES SOLICITADAS.

Rio de Janeiro, 19/02/2015

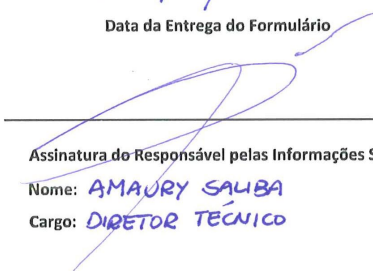
Data da Solicitação




José Marcos Bressane
 Superintendente de Transmissão de Energia
 STE/DEE/EPE

30/06/2015

Data da Entrega do Formulário

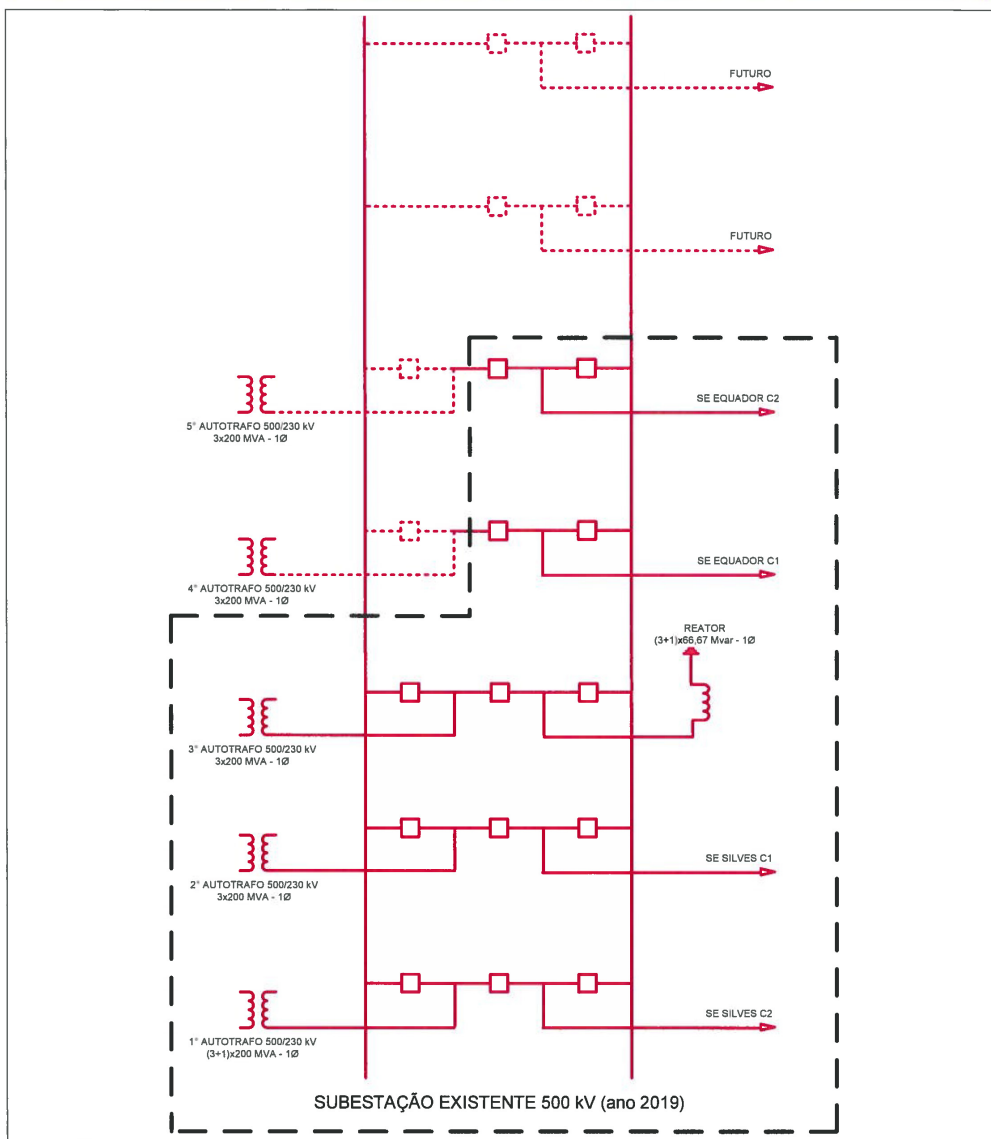


Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
 Nome: AMAURY SALIBA
 Cargo: DIRETOR TÉCNICO

 <p>Empresa de Pesquisa Energética</p>	<p>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</p>
	<p>Data: 19/02/2015</p>
	<p>Revisão:</p>

<p>Data: 19/02/2015</p>
<p>Revisão:</p>
<p>Página: 4 - 5</p>

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA





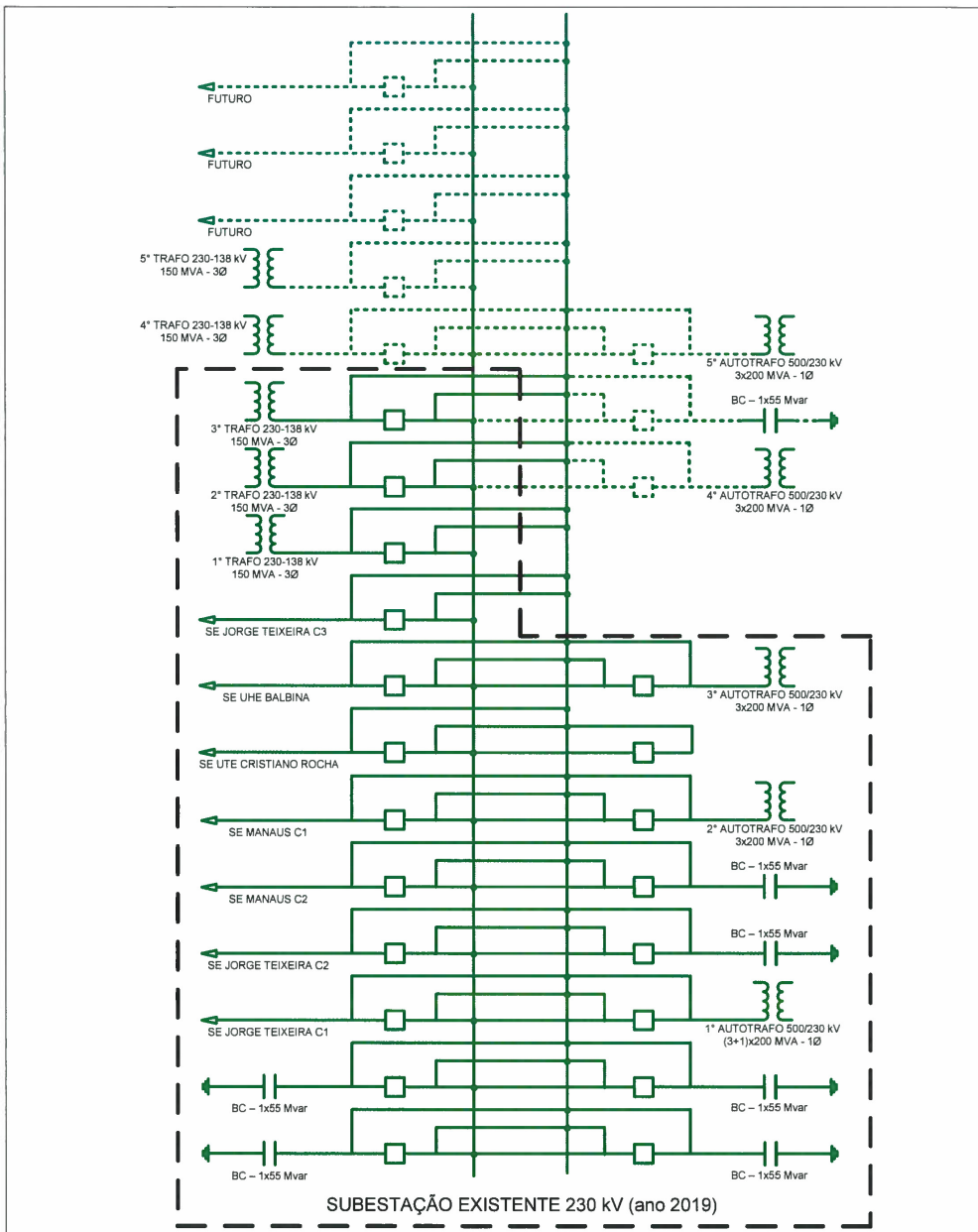
Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 19/02/2015

Revisão:

Página: 5 - 5

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA



• SE Manaus

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 19/02/2015
		Revisão:
		Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

ESTUDO: Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus



ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Manaus 230/69 kV Concessionária Proprietária: Eletrobras Amazonas Energia

1. Módulos de Manobra

- EL Quantidade: 2 Tensão (kV): 230 Arranjo: DJM
- EL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- CT Quantidade: ____ Tensão Prim/Sec/Ter (kV) ____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: ____ Ter: ____
- CT Quantidade: ____ Tensão Prim/Sec/Ter (kV) ____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: ____ Ter: ____
- IB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- CCP Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- CCS Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- CRL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- CRB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- CTA Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- CC Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

2. Módulos de Equipamentos

- Transformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV) ____ Fase: ____
- Autotransformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV) ____ Fase: ____
- Reator Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- Capacitor Shunt Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- Capacitor Série Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- Compensador Estático Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____

3. Diagrama Unifilar

4. Observações:

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).

Nilson

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 06/03/2015
		Revisão:
		Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

Subestação: Manaus 230/69 kV **Concessionária Proprietária:** Eletronbras Amazonas Energia

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

1. Módulos de Manobra

EL Quantidade: 4 Tensão (kV): 230 Arranjo: DJM

EL Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:

CT Quantidade: Tensão Prim/Sec/Ter (kV) Arranjo Prim.: Sec.: Ter:

CT Quantidade: Tensão Prim/Sec/Ter (kV) Arranjo Prim.: Sec.: Ter:

IB Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:

CCP Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:

CCS Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:

CRL Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:

CRB Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:

CTA Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:

CC Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:

2. Módulos de Equipamentos

Transformadores Quantidade: Potência (MVA): Tensão Prim./Sec. (kV) Fase:

Autotransformadores Quantidade: Potência (MVA): Tensão Prim./Sec. (kV) Fase:

Reator Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:

Capacitor Shunt Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:

Capacitor Série Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:

Compensador Estático Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? Sim Área Prevista:
 Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? Sim Equipamentos Necessários:
 Não

 <p>Empresa de Pesquisa Energética</p>	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 19/02/2015
		Revisão:
		Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

Subestação: Manaus 230/69 kV Concessionária Proprietária: Eletrobras Amazonas Energia

5. Observações

1) As solicitações indicadas referem-se às expansões em análise no "Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus".

2) O(s) diagrama(s) unifilar(es) anexo(s) à esse formulário tem a função de indicar referencialmente o posicionamento dos novos bays sob consulta. Assim solicitamos ratificar/retificar este posicionamento caso for necessário.

3) O diagrama unifilar simplificado anexo Já contempla os equipamentos inicialmente previstos para esta subestação, ou seja, a implantação do 4º. transformador 230-69 kV – 150 MVA e instalações associadas.

4) Caso necessário, há também a possibilidade de se utilizar o vão A1, mostrado no diagrama unifilar simplificado anexo.

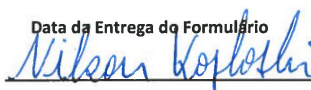
Rio de Janeiro, 19/02/2015

Data da Solicitação

José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia - STE/DEE/EPE

Manaus, 06/03/2015

Data da Entrega do Formulário



Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

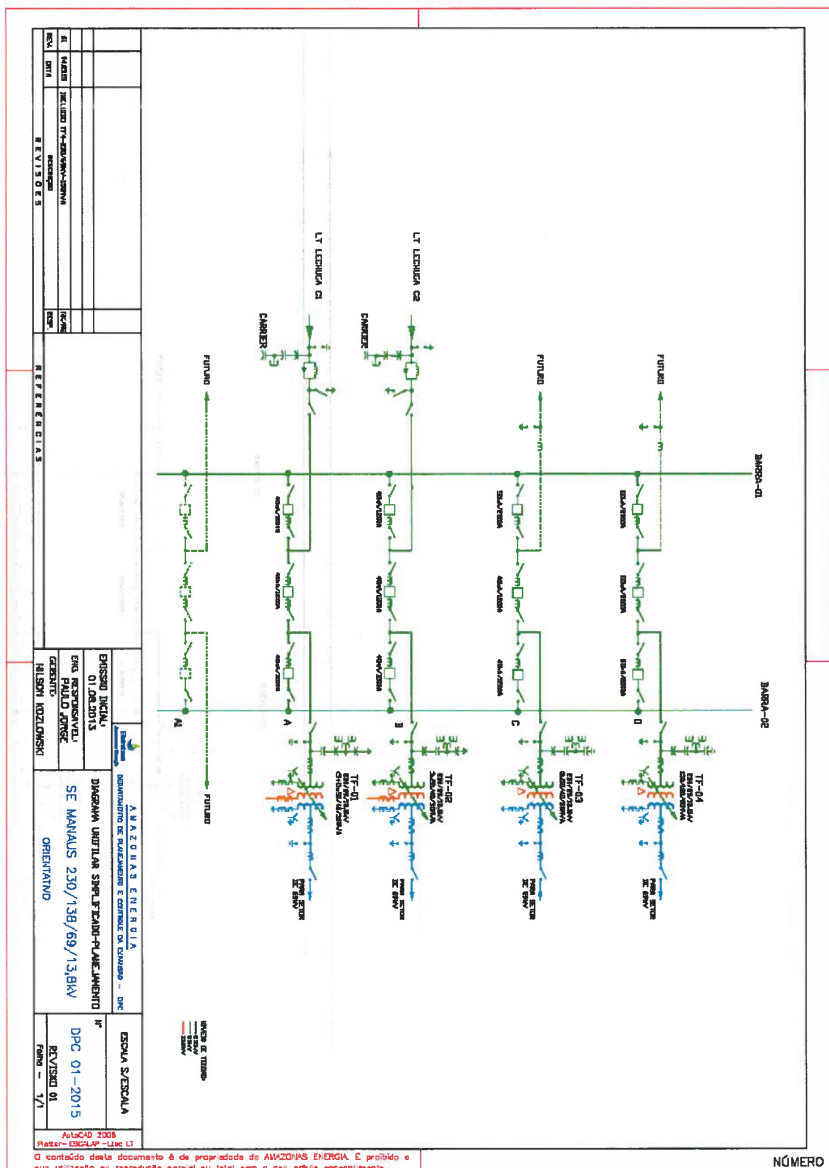
Nome: Nilson Kozłowski
Cargo: Gerente do Departamento de Planejamento e Controle da Expansão



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 06/03/2015
Revisão:
Página: 4 - 4

Subestação: Manaus 230/69 kV Concessionária Proprietária: Eletrobras Amazonas Energia



Nilson

NÚMERO

AVULSO 2015
 O conteúdo deste documento é de propriedade de AMZONAS ENERGIA. É proibido o seu uso, reprodução ou divulgação parcial ou total sem o seu prévio consentimento.

• SE Mauá 3

 <p>Empresa de Pesquisa Energética</p>	<p>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</p>	Data: 19/02/2015
		Revisão:
		Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

ESTUDO: Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus



ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Mauá 3 230/138/69 kV Concessionária Proprietária: Eletronbras Amazonas Energia

1. Módulos de Manobra

- EL Quantidade: 1 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4
- EL Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- CT Quantidade: 1 Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 230/138/13,8 Arranjo Prim.: BD4 Sec.: BPT Ter.: BS
- CT Quantidade: Tensão Prim/Sec/Ter (kV) Arranjo Prim.: Sec.: Ter.:
- IB Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- CCP Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- CCS Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- CRL Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- CRB Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- CTA Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- CC Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:

2. Módulos de Equipamentos

- Transformadores Quantidade: 1 Potência (MVA): 150 Tensão Prim./Sec. (kV) 230/138 Fase: 3Ø
- Autotransformadores Quantidade: Potência (MVA): Tensão Prim./Sec. (kV) Fase:
- Reator Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:
- Capacitor Shunt Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:
- Capacitor Série Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:
- Compensador Estático Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:

3. Diagrama Unifilar

4. Observações:

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).

Milson

 <p>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</p>	Data: 19/02/2015
	Revisão:
	Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

Subestação: Mauá 3 230/138/69 kV **Concessionária Proprietária:** Eletronorte Amazonas Energia

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

1. Módulos de Manobra

- EL Quantidade: 1 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4
- EL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- CT Quantidade: ____ Tensão Prim/Sec/Ter (kV) ____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: ____ Ter: ____
- CT Quantidade: ____ Tensão Prim/Sec/Ter (kV) ____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: ____ Ter: ____
- IB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- CCP Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- CCS Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- CRL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- CRB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- CTA Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- CC Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

2. Módulos de Equipamentos

- Transformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV) ____ Fase: ____
- Autotransformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV) ____ Fase: ____
- Reator Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- Capacitor Shunt Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- Capacitor Série Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- Compensador Estático Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____


3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? Sim Área Prevista: _____
 Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? Sim Equipamentos Necessários: _____
 Não

Nilson

 <p>Empresa de Pesquisa Energética</p>	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 19/02/2015
		Revisão:
		Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

Subestação: Mauá 3 230/138/69 kV Concessionária Proprietária: Eletrobras Amazonas Energia

5. Observações

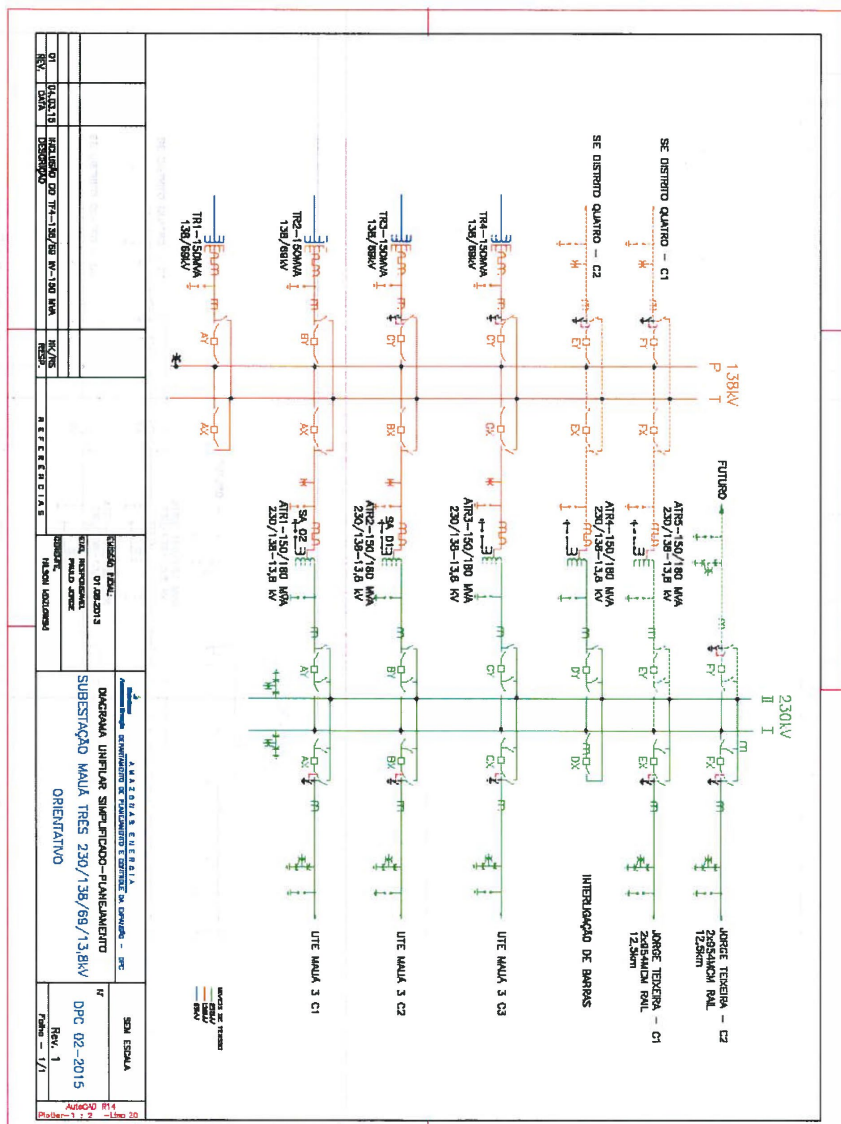
1) As solicitações indicadas referem-se às expansões em análise no “Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus”.

2) O(s) diagrama(s) unifilar(es) anexo(s) à esse formulário tem a função de indicar referencialmente o posicionamento dos novos bays sob consulta. Assim solicitamos ratificar/retificar este posicionamento caso for necessário.

<u> Rio de Janeiro, 19/02/2015 </u>	<u> Manaus, 06/03/2015 </u>
Data da Solicitação	Data da Entrega do Formulário
_____	_____
José Marcos Bressane	Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Superintendente de Transmissão de Energia - STE/DEE/EPE	Nome: Nilson Kozlowski
	Cargo: Gerente do Departamento de Planejamento e Controle da Expansão

	<h3>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</h3>	Data: 06/03/2015
		Revisão:
		Página: 4 - 4

Subestação: Mauá 3 230/138/69 kV Concessionária Proprietária: Eletrobras Amazonas Energia



DATA DE ELABORAÇÃO: 06/03/2015 DATA DE REVISÃO:	PROJETO: MAUA 3 230/138/69 kV - 138 kVA SUBEST. 138/69 kV	REFERÊNCIAS:	SUBSTITUIÇÃO:	DATA DE ELABORAÇÃO: 06/03/2015 DATA DE REVISÃO:	DADOS DA UNIDADE: MAUA 3 230/138/69/138 kV ORIENTATIVO	SEM ESCALA Nº: DPC 02-2015 Folha: 1 / 1
--	--	--------------	---------------	--	---	---

O conteúdo deste documento é de propriedade da ELETROBRÁS. É proibida a sua utilização ou reprodução parcial ou total sem o seu prévio consentimento.

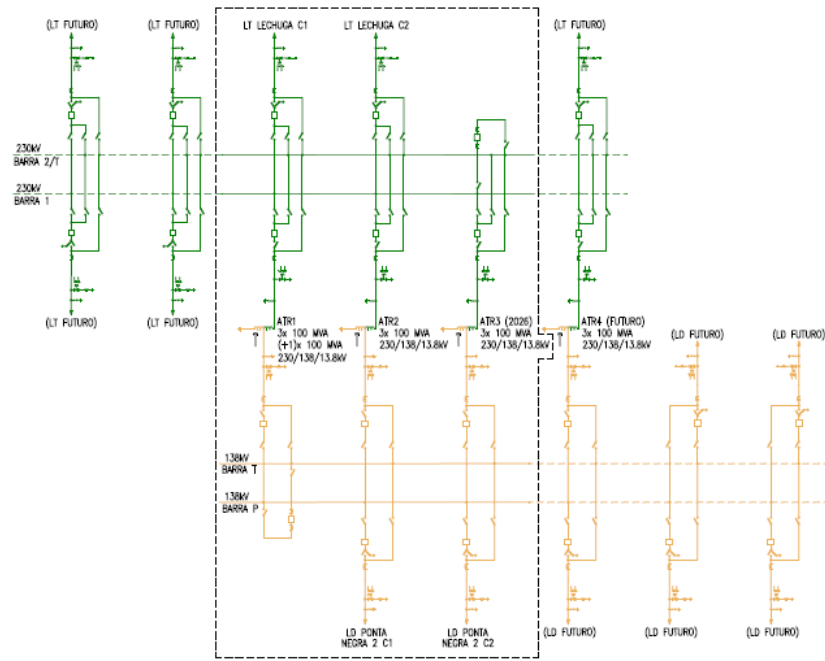
Nilson

15.6 Arranjo das Novas Subestações

- **SE Tarumã 230/138 kV**

O arranjo da nova subestação Tarumã 230/138 kV deverá ser conforme a Figura 15-7, de forma a possibilitar futuras expansões. Cabe ressaltar que este diagrama esquemático não tem por objetivo indicar a localização física de cada elemento.

SE TARUMÃ 230/138 kV CONFIGURAÇÃO FINAL (300 m x 300 m = 90.000 m²)



LEGENDA	
—	SETOR 230 KV
—	SETOR 138 KV
- - - -	ELEMENTOS INDICADOS NO PRESENTE ESTUDO

Figura 15-7 – Arranjo da Subestação Tarumã 230/138 kV

15.7 Fichas PET

Empreendimento: LT 230 kV LECHUGA – TARUMÃ C1/C2	Estado: AM
	Data de Necessidade: jan/2019 Prazo de execução: 36 meses

Justificativa:

Reforço necessário para realizar o suprimento de energia à região metropolitana de Manaus

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

LT 230 kV LECHUGA – TARUMÃ 2x954 MCM, 9,3 km, C1/C2 (CD) – TERRENO URBANO	19.714,88
LT 230 kV LECHUGA – TARUMÃ 1x2000 mm ² XLPE (COBRE), 3,2 km, C1 (CS) – SUBTERRÂNEO	19.602,56
LT 230 kV LECHUGA – TARUMÃ 1x2000 mm ² XLPE (COBRE), 3,2 km, C2 (CS) – SUBTERRÂNEO	19.602,56
SE LECHUGA	
2 EL – 230 kV – BD4	7.860,70
1 MIG-A – 230 kV – BD4	1.445,14
1 MIM – 230 kV – BD4	664,22
SE TARUMÃ	
2 EL – 230 kV – BD4	7.860,70
1 MIM – 230 kV – BD4	664,22

Investimentos previstos: 77.414,98

Situação atual:

Observações:

Alteração das capacidades do trecho subterrâneo em função do aprimoramento dos critérios de planejamento para dimensionamento de linhas subterrâneas

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-105/2015-rev0, "Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus"
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL", Junho/2014

Empreendimento: LT 230 kV MAUÁ 3 – MANAUS C1	Estado: AM
	Data de Necessidade: jan/2019 Prazo de execução: 36 meses

Justificativa:

Reforço necessário para realizar o suprimento de energia à região metropolitana de Manaus

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

LT 230 kV MAUÁ 3 – MANAUS 2x954 MCM, 3,85 km, C1 (CS) – TERRENO URBANO	4.598,93
LT 230 kV MAUÁ 3 – MANAUS 1x2000 mm ² XLPE (COBRE), 9,0 km, C1 (CS) – SUBTERRÂNEO	55.132,20
SE MAUÁ 3	
1 EL – 230 kV – BD4	3.930,35
1 MIG-A – 230 kV – BD4	1.445,14
1 MIM – 230 kV – BD4	332,11
SE MANAUS	
1 EL – 230 kV – DJM	3.930,35
1 MIG-A – 230 kV – BD4	1.445,14
1 MIM – 230 kV – DJM	332,11

Investimentos previstos: 71.146,33

Situação atual:

Observações:

As duas estações de transferência aéreo-subterrâneo foram alocadas à cerca de 300 metros da SE Manaus e 2,9 km da SE Mauá 3.

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-105/2015-rev0, "Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus"
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL", Junho/2014

Empreendimento: SE LECHUGA 500/230/138 kV	Estado: AM
	Data de Necessidade: jan/2019 Prazo de execução: 24 meses

Justificativa:

Reforço necessário para realizar o suprimento de energia à região metropolitana de Manaus

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

1 CT – 500 kV – DJM	7.475,32
1 ATR – 500/230 kV (4º) – 1Ø – 3x200 MVA – OLTC – ONAN/OFAF	30.121,38
1 CT – 230 kV – BD4	2.797,26
1 MIM – 230 kV – BD4	332,11

Investimentos previstos: 40.726,06

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-105/2015-rev0, “Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus”
- [2] “Base de Referência de Preços ANEEL”, Junho/2014

Empreendimento: SE TARUMÃ 230/138 kV	Estado: AM
	Data de Necessidade: jan/2019 Prazo de execução: 24 meses

Justificativa:

Reforço necessário para realizar o suprimento de energia à região metropolitana de Manaus

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

2 CT – 230 kV – BD4	5.594,53
1 IB – 230 kV – BD4	2.417,54
1 MIG – 230/138 kV	9.443,37
1 MIM – 230 kV – BD4	996,33
2 ATR – 230/138 kV (1º e 2º) – 1Ø – (6+1)x100 MVA – TERC OLTC – ONAN/OFAF	33.879,23
2 CT – 138 kV – BPT	4.063,65
1 IB – 138 kV – BPT	1.568,64
1 MIM – 138 kV – BPT	598,10

Investimentos previstos: 58.561,38

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-105/2015-rev0, "Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus"
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL", Junho/2014

15.8 Fichas PELP

Empreendimento: SE JORGE TEIXEIRA 230/138 kV	Estado: AM
	Data de Necessidade: jan/2025 Prazo de execução: 24 meses

Justificativa:

Reforço necessário para realizar o suprimento de energia à região metropolitana de Manaus

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

1 CT – 230 kV – BD4	2.797,26
1 MIM – 230 kV – BD4	332,11
1 ATR – 230/138 kV (5º) – 3Ø – 150 MVA – OLTC – ONAN/OFAF	7.195,89
1 CT – 138 kV – BPT	2.031,82
1 MIM – 138 kV – BPT	199,37

Investimentos previstos: 12.556,45

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-105/2015-rev0, “Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus”
- [2] “Base de Referência de Preços ANEEL”, Junho/2014

Empreendimento: SE LECHUGA 500/230/138 kV	Estado: AM
	Data de Necessidade: jan/2026 Prazo de execução: 24 meses

Justificativa:

Reforço necessário para realizar o suprimento de energia à região metropolitana de Manaus

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

1 CT – 230 kV – BD4	2.797,26
1 MIM – 230 kV – BD4	332,11
1 ATR – 230/138 kV (4º) – 3Ø – 150 MVA – OLTC – ONAN/OFAF	7.195,89
1 CT – 138 kV – BPT	2.031,82
1 MIM – 138 kV – BPT	199,37

Investimentos previstos: 12.556,45

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-105/2015-rev0, "Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus"
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL", Junho/2014

Empreendimento: SE MAUÁ 3 230/138 kV	Estado: AM
	Data de Necessidade: jan/2026 Prazo de execução: 24 meses

Justificativa:

Reforço necessário para realizar o suprimento de energia à região metropolitana de Manaus

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

1 CT – 230 kV – BD4	2.797,26
1 MIM – 230 kV – BD4	332,11
1 ATR – 230/138 kV (5º) – 3Ø – 150 MVA – OLTC – ONAN/OFAF	7.195,89
1 CT – 138 kV – BPT	2.031,82
1 MIM – 138 kV – BPT	199,37

Investimentos previstos: 12.556,45

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-105/2015-rev0, "Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus"
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL", Junho/2014

Empreendimento: SE TARUMÃ 230/138 kV	Estado: AM
	Data de Necessidade: jan/2027 Prazo de execução: 24 meses

Justificativa:

Reforço necessário para realizar o suprimento de energia à região metropolitana de Manaus

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

1 CT – 230 kV – BD4	2.797,26
1 MIM – 230 kV – BD4	332,11
1 ATR – 230/138 kV (3º) – 1Ø – 3x100 MVA – OLTC – ONAN/OFAF	12.643,48
1 CT – 138 kV – BPT	2.031,82
1 MIM – 138 kV – BPT	199,37

Investimentos previstos: 18.004,05

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-105/2015-rev0, "Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus"
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL", Junho/2014

Empreendimento: SE LECHUGA 500/230/138 kV	Estado: AM
	Data de Necessidade: jan/2028 Prazo de execução: 24 meses

Justificativa:

Reforço necessário para realizar o suprimento de energia à região metropolitana de Manaus

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

1 CT – 500 kV – DJM	7.475,32
1 ATR – 500/230 kV (5º) – 1Ø – 3x200 MVA – OLTC – ONAN/OFAF	30.121,38
2 CT – 230 kV – BD4	5.594,53
1 MIM – 230 kV – BD4	664,22
1 ATR – 230/138 kV (5º) – 3Ø – 150 MVA – OLTC – ONAN/OFAF	7.195,89
1 CT – 138 kV – BPT	2.031,82
1 MIM – 138 kV – BPT	199,37

Investimentos previstos: 53.282,52

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-105/2015-rev0, "Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus"
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL", Junho/2014

15.9 Nota Técnica DEA 05/17