ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

Expansão do sistema de transmissão para escoamento do potencial termelétrico dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo

epe
Empresa de Pesquisa Energética

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)

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

Expansão do sistema de transmissão para escoamento do potencial termelétrico dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo

GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia
Ministro
Wellington Moreira Franco

Secretário-Executivo do MME
Márcio Féliz Carvalho Bezerra

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Eduardo Azevedo Rodrigues

Secretário de Energia Elétrica
Ildo Wilson Grudtner

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis
João Vicente de Carvalho Vieira

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral
Vicente Humberto Lôbo Cruz

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
Reive Barros dos Santos

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Amilcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis
José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa
Álvaro Henrique Matias Pereira

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

Sede
Esplanada dos Ministérios, Bloco U, Sl. 744

70065-900 – Brasília – DF

Escritório Central
Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar

20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Coordenação Geral
Reive Barros dos Santos
Amilcar Gonçalves Guerreiro
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Coordenação Executiva
José Marcos Bressane
Elisângela Almeida

Equipe Técnica
Carolina Moreira Borges
João Maurício Caruso
Lucas Simões de Oliveira
Rafael Theodoro Alves e Mello
Samir de Oliveira Ferreira
Tiago Campos Rizzotto
Tiago Veiga Madureira

Análise Socioambiental
Akel da Silva Saliba (estagiário)
André Cassino Ferreira
Carina Rennó Siniscalchi
Daniel Filipe Silva
Kátia Gisele Matosinho

Nº EPE-DEE-RE-029/2018-rev1
Data: 20 de julho de 2018

(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
Expansão do sistema de transmissão para escoamento do potencial termelétrico dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo

Sub-área de estudo

Análise Técnico-econômica

Produto (Nota Técnica ou Relatório)

EPE-DEE-RE-029/2018-rev1 — **Expansão do sistema de transmissão para escoamento do potencial termelétrico dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo**

Revisões	*Data*	*Descrição sucinta*
rev0	02 de abril de 2018	Emissão Original
rev1	20 de julho de 2018	Modificação da recomendação original do estudo, alterando a indicação de dois circuitos simples para circuito duplo; Ajuste das recomendações e plano de obras para atender aos resultados dos estudos do Relatório R2, EPE-DEE-RE-050/2018-rev0, de julho/2018, quanto à otimização do condutor e às alterações nas compensações em derivação de linha e de barra. Adequações textuais.

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

SUMÁRIO

Sumário **7**
Índice de Figuras **10**
Índice de Tabelas **14**
Lista de Siglas e Abreviaturas **16**
1 Introdução **17**
1.1 Considerações Iniciais 17
1.2 O Sistema Elétrico Existente e o Potencial de Escoamento de Energia Nova 18
1.3 Mudança de Conexão da UTE Novo Tempo e o Esgotamento da Rede Local 19
1.4 A Concretização da Expansão da Geração Térmica da Região 19
1.5 Objetivos Gerais do Estudo 21
2 Conclusões **23**
3 Recomendações **26**
4 Critérios e Premissas **32**
4.1 Topologia e Mercado 37
4.2 Cenários de Despacho 41
4.2.1 Cenário 1 – NE importador 41
4.2.2 Cenário 2 – NE exportador para SE 44
4.2.3 Cenário 3 – NE exportador 46
4.2.4 Cenário 4 – Controle de tensão 48
4.3 Parâmetros Econômicos 49
4.4 Perdas 49
4.5 Limites de Carregamento e Dados de Linhas e Transformadores 49
5 Descrição do Sistema **50**
6 Descrição das Alternativas **54**
6.1 Obras comuns no ano de 2027 56
6.2 Obras comuns no ano de 2029 57
6.3 Alternativa 1 e 1A 58
6.3.1 Alternativa 1: Única SE coletora, Conexão com RJ e configuração 4x954 MCM, Torres CD 58
6.3.2 Alternativa 1A: Única SE coletora, Conexão com RJ e configuração 6x795 MCM 60
6.4 Alternativa 2 e 2A 60
6.4.1 Alternativa 2: Única SE coletora, Conexão com RJ/MG e configuração 4x954 MCM, Torres CD 60
6.4.2 Alternativa 2A: Única SE coletora, Conexão com RJ/MG e cabos 6x795 MCM 61
6.5 Alternativa 3 63

6.6 Alternativa 4 e 4A 65
6.6.1 Alternativa 4: Duas SE coletoras, Conexão com RJ e configuração 4x954 MCM, Torres CD 65
6.6.2 Alternativa 4A: Duas SE coletoras, Conexão com RJ e configuração 6x795 MCM 66
6.7 Alternativa 5 e 5A 68
6.7.1 Alternativa 5: Duas SE coletoras, Conexão com RJ/MG e configuração 4x954 MCM, Torres CD 68
6.7.2 Alternativa 5A: Duas SE coletoras, Conexão com RJ/MG e configuração 6x795 MCM 69
7 Análise do Desempenho em Regime Permanente 70
7.1 Flexibilidade Frente a Cenários de Contratação 73
8 Análise do Desempenho Dinâmico 82
8.1 Contingências Simples 83
8.1.1 Ano 2023 83
8.1.2 Ano 2025 85
8.1.3 Ano 2029 88
8.2 Contingências Múltiplas 90
8.2.1 Ano 2023 90
8.2.2 Ano 2025 93
8.2.3 Ano 2029 96
8.1 Rejeição de Carga 97
9 Análise Econômica 99
10 Análise de Curto-Circuito 104
11 Definição da Compensação Shunt 108
11.1 Análise em Regime Normal e em Contingência 108
11.2 Análise de Energização e Rejeição de Carga 109
11.2.1 Obras determinativas (2023) 110
11.2.2 Obras indicativas dependentes de contração térmica adicional 116
11.2.3 Resultado da Análise de Compensação Reativa 127
12 Avaliação Socioambiental 129
13 Referências 130
14 Fichas PET/PELP 131
15 Anexos 145
15.1 Anexo 1 - Parâmetros Elétricos 146
15.2 Anexo 2 – Diagramas de Fluxos de Potência 151
15.3 Anexo 3 – Tabelas de Fluxos de Potência 159
15.4 Anexo 4 – Resultados de Curto Circuito 166
15.5 Anexo 5 – Plano de Obras das Alternativas 169

15.6 Anexo 6 - Definição da Subestação Receptora da Interligação Sudeste Nordeste..... 212
15.7 Anexo 7 – Consultas de Viabilidade de Expansão..... 216
15.8 Anexo 8 – Diagramas Unifilares das Subestações 239

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 - Polígono das reservas do pré-sal na costa dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo 17
Figura 1-2 - Sistema de transmissão da região com maior ocorrência de novos empreendimentos de geração térmica 18
Figura 1-3 - Distribuição dos empreendimentos térmicos a gás nos estados RJ e ES..... 19
Figura 1-4 - Áreas de conservação ambiental e linhas de transmissão no estado do RJ..... 21
Figura 3-1 - Representação esquemática da alternativa recomendada (Alt 4)..... 26
Figura 4-1 - Cronograma referencial de entrada de geração térmica considerado. 33
Figura 4-2 - Evolução da potência instalada em geração térmica na região RJ-ES..... 33
Figura 4-3 - Localização de projetos de geração térmica cadastrados..... 34
Figura 4-4 - Rede elétrica existente na região de interesse..... 35
Figura 4-5 - Evolução das cargas em cada patamar nos estados RJ, ES e MG. 39
Figura 4-6 - Comparativo entre carga e capacidade instalada para o estado do Rio de Janeiro. 40
Figura 4-7 - Comparativo entre carga e capacidade instalada para o estado do Espírito Santo..... 40
Figura 4-8 - Histórico de despacho de UTEs no estado do Rio de Janeiro..... 42
Figura 4-9 - Cenário 1 – Carga Pesada – Norte Úmido Nordeste Importador. 43
Figura 4-10 - Diagrama de intercâmbios entre subsistemas - Cenário 1..... 43
Figura 4-11 - Cenário 2 – Carga Média – Norte Úmido Nordeste Exportador para Sudeste..... 45
Figura 4-12 - Diagrama de intercâmbios entre subsistemas – Cenário 2. 45
Figura 4-13 - Cenário 3 – Carga Média – Norte Seco Nordeste Exportador..... 47
Figura 4-14 - Diagrama de intercâmbios entre subsistemas – Cenário 3 47
Figura 5-1 - Sistema de transmissão da região com maior concentração de novos empreendimentos 50
Figura 5-2 - Sistema elétrico da região de interesse, ano 2023, cenário norte úmido, carga média. Com geração contratada e sem obras 500 kV..... 51
Figura 5-3 - Sistema elétrico da região de interesse, ano 2023, cenário norte úmido, carga média. Com geração contratada nos pontos de conexão cadastrados no AEGE e sem obras. 52
Figura 5-4 - Contingência da LT 500 kV Rio Novo do Sul - Mutum, ano 2023, cenário norte úmido, carga média. Com geração contratada nos pontos de conexão cadastrados no AEGE e sem obras... 53
Figura 6-1 - Sistema de transmissão em 500 kV para escoamento da geração térmica com uma Subestação Coletora (Ibitioca). 55
Figura 6-2 - Sistema de transmissão em 500 kV para escoamento da geração térmica com duas subestações Coletoras (Campos 2 e Lagos)..... 56
Figura 6-3 – Obra comum proposta para 2027, a ser reavaliada mediante evolução do sistema de transmissão e geração. 57
Figura 6-4 - Obra comum proposta para 2029, a ser reavaliada mediante evolução do sistema de transmissão e geração. 58
Figura 6-5 - Configuração final da Alternativa 1, com os anos de entrada de cada LT. 59
Figura 6-6 - Configuração final da Alternativa 1A, com os anos de entrada de cada LT. 60

Figura 6-7 - Configuração final da Alternativa 2, com os respectivos anos de entrada de cada LT. ... 61
Figura 6-8 - Configuração final da Alternativa 2A, com os anos de entrada de cada LT. ... 62
Figura 6-9 - Configuração final da Alternativa 3, com os anos de entrada de cada LT. ... 64
Figura 6-10 - Configuração final da Alternativa 3, com os respectivos anos de entrada de cada LT. . 64
Figura 6-11 - Configuração final da Alternativa 4, com os respectivos anos de entrada de cada LT. . 66
Figura 6-12 - Configuração final da Alternativa 4A, com os anos de entrada de cada LT. ... 67
Figura 6-13 - Configuração final da Alternativa 5, com os anos de entrada de cada LT. ... 68
Figura 6-14 - Configuração final da Alternativa 5A, com os anos de entrada de cada LT. ... 69
Figura 7-1 - Alternativa 4 - Condição Normal - Cenário 1 – 2023 ... 71
Figura 7-2 - Alternativa 4 - Condição Normal - Cenário 2 - 2023 ... 72
Figura 7-3 - Desempenho da recomendação inicial frente às 210 possibilidades de entrada de geração ... 75
Figura 7-4 - Desempenho da recomendação total frente às 210 possibilidades de entrada de geração ... 76
Figura 7-5 - Desempenho da recomendação inicial para o intervalo de cenários entre 2023 e 2025. 77
Figura 7-6 Condição Normal – Cenário 26 – Nordeste Exportador. ... 79
Figura 7-7 Condição Normal – Cenário 26 – Nordeste Importador. ... 80
Figura 7-8 Condição Emergência – Cenário 26 – Nordeste Exportador. ... 81
Figura 8-1 – Diagramas esquemáticos com fluxo de potência ativa dos cenários 1 e 2 do ano 2023. 83
Figura 8-2 – Tensão no sistema em 500 kV – CC 1F e abertura da LT 500 kV T.Rio-Lagos C1. Cenário 2, ano 2023. ... 84
Figura 8-3 – Fluxo na rede em 500 kV – CC 1F e abertura da LT 500 kV T.Rio-Lagos C1. Cenário 2, ano 2023. ... 84
Figura 8-4 – Tensão no sistema em 500 kV – CC 1F e abertura da LT 500 kV Campos 2-Mutum C1. Cenário 1, ano 2023. ... 85
Figura 8-5 – Diagramas esquemáticos com fluxo de potência ativa dos cenários 1 e 2 do ano 2025. 86
Figura 8-6 – Tensão na rede em 500 kV – CC 1F e abertura da LT 500 kV T.Rio-Lagos C1. Cenário 2, ano 2025. ... 87
Figura 8-7 – Tensão na rede em 500 kV – CC 1F e abertura da LT 500 kV Campos 2-Mutum C1. Cenário 1, ano 2025. ... 87
Figura 8-8 – Diagramas esquemáticos com fluxo de potência ativa dos cenários 1 e 2 do ano 2029. 88
Figura 8-9 – Tensão no sistema em 500 kV – CC 1F e abertura da LT 500 kV T.Rio-Lagos C1. Cenário 2, ano 2029. ... 89
Figura 8-10 – Tensão no sistema em 500 kV – CC 1F e abertura da LT 500 kV Campos 2-Mutum C1. Cenário 1, ano 2029. ... 89
Figura 8-11 – Tensão no sistema em 500 kV – CC 1F e abertura dupla LT 500 kV T.Rio-Lagos. Cenário 2, ano 2023. ... 90
Figura 8-12 – Frequência termelétricas – CC 1F e abertura dupla LT 500 kV T.Rio-Lagos. Cenário 2, ano 2023. ... 91
Figura 8-13 – Tensão no sistema em 500 kV – CC 1F e abertura dupla da LT 500 kV Campos 2-Mutum. Cenário 1, ano 2023. ... 92

Figura 8-14 – Frequência termelétricas – CC 1F e abertura dupla LT 500 kV Campos 2-Mutum. Cenário 1, ano 2023. 92
Figura 8-15 – Tensão no sistema em 500 kV – Bloqueio do elo CCAT Xingu-Terminal Rio. Cenário 2, ano 2023. 93
Figura 8-16 – Tensão no sistema em 500 kV – CC 1F e abertura dupla LT 500 kV Lagos-Campos 2. Cenário 2, ano 2025. 94
Figura 8-17 – Frequência UTE – CC 1F e abertura dupla LT 500 kV Lagos-Campos 2. Cenário 2, ano 2025..... 94
Figura 8-18 – Tensão no sistema em 500 kV – CC 1F e abertura dupla da LT 500 kV Lagos-Campos 2. Cenário 1, ano 2025. 95
Figura 8-19 – Frequência termelétricas – CC 1F e abertura dupla da LT 500 kV Lagos-Campos 2. Cenário 1, ano 2025. 96
Figura 8-20 – Tensão no sistema em 500 kV – CC 1F e abertura dupla da LT 500 kV Campos 2-Mutum. Cenário 1, ano 2029. 96
Figura 8-21 – Frequência termelétricas – CC 1F e abertura dupla LT 500 kV Campos 2-Mutum. Cenário 1, ano 2029. 97
Figura 9-1 - Gráfico de comparação econômica de alternativas.....101
Figura 10-1 - Fronteiras que atendem a região metropolitana do Rio de Janeiro.....104
Figura 11-1 - Energização Eixo Terminal Rio - Mutum: por SE Terminal Rio 112
Figura 11-2 - Energização Eixo Terminal Rio - Mutum: por SE Mutum 113
Figura 11-3 - Rejeição da LT 500 kV Mutum – Campos 2: por terminal.....114
Figura 11-4 - Rejeição da LT 500 kV Campos 2 - Lagos: por terminal.....115
Figura 11-5 - Rejeição da LT 500 kV Lagos – Terminal Rio: por terminal 115
Figura 11-6 - Energização LT Lagos – Resende C1 e C2: por SE Lagos 116
Figura 11-7 - Energização LT Lagos – Resende C1 e C2: por SE Resende 117
Figura 11-8 - Rejeição circuito LT Lagos - Resende: por terminal.....118
Figura 11-9 - Energização LT 500 kV Campos 2 – Lagos C3: por SE Campos 2.....119
Figura 11-10 - Energização LT 500 kV Campos 2 – Lagos C3: por SE Lagos.....120
Figura 11-11 - Rejeição circuito LT 500 kV Campos 2 – Lagos C3: por terminal.....121
Figura 11-12 - Energização LT Resende – Tijuco Preto 2 C1 e C2: por SE Resende.....122
Figura 11-13 - Energização LT Resende – Tijuco Preto 2 C1 e C2: por SE Tijuco Preto 2.....123
Figura 11-14 – Rejeição circuito LT Resende – Tijuco Preto 2: por terminal 124
Figura 11-15 - Energização LT Lagos – Terminal Rio C3: por SE Lagos.....125
Figura 11-16 - Energização LT Lagos – Terminal Rio C3: por SE Terminal Rio 126
Figura 11-17 – Rejeição circuito LT Lagos – Terminal Rio C3: por terminal 127
Figura 15-1 - Silhueta típica da torre de referência 148
Figura 15-2 - Detalhe da disposição geométrica das fases laterais (à esquerda) e central (à direita) do feixe da torre de referência 149
Figura 15-3 - Curvas de nível da potência natural em função dos parâmetros elétricos equivalentes 150
Figura 15-4 - Alternativa 4 - Condição Normal - Cenário 1 - 2023 151

Figura 15-5 - Alternativa 4 - Condição Normal - Cenário 1 - 2025 152
Figura 15-6 - Alternativa 4 - Condição Normal - Cenário 1 - 2027 153
Figura 15-7 - Alternativa 4 - Condição Normal - Cenário 1 - 2029 154
Figura 15-8 - Alternativa 4 - Condição Normal - Cenário 2 - 2023 155
Figura 15-9 - Alternativa 4 - Condição Normal - Cenário 2 - 2025 156
Figura 15-10 - Alternativa 4 - Condição Normal - Cenário 2 - 2027.....157
Figura 15-11 - Alternativa 4 - Condição Normal - Cenário 2 - 2029.....158
Figura 15-12 - Sobrecarga na transformação de Rio Novo do Sul 500/345 kV após perda da LT 500 kV Rio Novo do Sul - Mutum. 212
Figura 15-13 - Contingência da LT 500 kV Rio Novo do Sul - Mutum com 2° Banco de Transformadores em Rio Novo do Sul 500 - 345 kV. 213
Figura 15-14 - Sobrecarga em operação normal na LT 500 kV Rio Novo do Sul - Mutum.....213
Figura 15-15 - Sistema após a entrada da LT 500 kV Rio Novo do Sul - Mutum C2 214
Figura 15-16 - Sistema de escoamento da geração térmica de Macaé com a LT 500 kV Campos - Mutum em 2023 214
Figura 15-17 - Sistema de escoamento da geração térmica de Macaé com a LT 500 kV Campos - Mutum em 2025. 215

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1-1 - Empreendimentos a gás natural cadastrados no leilão "A-6" de 2017 20
Tabela 3-1 - Plano de obras da alternativa 4: Linhas de Transmissão de Rede Básica – 2023. 27
Tabela 3-2 - Plano de obras da alternativa 4: Subestações – 2023. 27
Tabela 3-3 - Plano de obras da alternativa 4: Reatores de Linha e de Barra – 2023. 28
Tabela 3-4 - Áreas mínimas para a configuração final, com expansões futuras. 28
Tabela 3-5 - Plano de obras indicativas da alternativa 4: Linhas de Transmissão de Rede Básica – 2025-2027-2029. 29
Tabela 3-6 - Plano de obras indicativas da alternativa 4: Subestações – 2025-2027-2029. 30
Tabela 3-7 - Plano de obras indicativas da alternativa 4: Reatores de Linha e de Barra – 2025-2027-2029..... 31
Tabela 3-8 - Áreas mínimas para a configuração final (obras indicativas), com expansões futuras. .. 31
Tabela 4-1 - Distribuição considerada do potencial solar na região nordeste. 36
Tabela 4-2 - Distribuição considerada do potencial eólico na região nordeste. 36
Tabela 4-3 - Projeção de demanda - Patamar de carga leve. 37
Tabela 4-4 - Projeção de demanda - Patamar de carga média. 38
Tabela 4-5 - Projeção de demanda - Patamar de carga pesada. 38
Tabela 5-1 – Carregamento em condição normal correspondente ao caso ilustrado na Figura 5-2 ... 51
Tabela 7-1 - Possíveis combinações de entrada de geração para cada região considerada. 73
Tabela 8-1 – Máxima tensão verificada no terminal aberto no instante da rejeição dupla. 98
Tabela 9-1 - Custos de investimentos das alternativas 99
Tabela 9-2 - Composição dos custos totais das alternativas analisadas 99
Tabela 9-3 - Custos totais (Rendimentos Necessários e Perdas Elétricas) das alternativas 100
Tabela 9-4 - Alternativas e suas descrições 101
Tabela 10-1 - Condições operativas com influência nos níveis de curto-circuito 105
Tabela 10-2 - Influência das obras recomendadas para o ano de 2023 nas principais subestações das áreas analisadas 106
Tabela 10-3 - Influência das obras recomendadas até o ano de 2029 nas principais subestações das áreas analisadas 107
Tabela 11-1 - Tensão de Terminal Aberto (pu) 110
Tabela 11-2 – Reatores de linha recomendados 128
Tabela 11-3 – Reatores de barra recomendados.....128
Tabela 15-1 – Características das LTs da alternativa 4A. 146
Tabela 15-2 - Parâmetros elétricos das LTs da alternativa 4 (base de 100 MVA).....146
Tabela 15-3 - Parâmetros elétricos das UTEs consideradas nas simulações (base de 100MVA). 147
Tabela 15-4 - Coordenadas do centro do feixe da torre de referência 149
Tabela 15-5 - Parâmetros elétricos unitários da torre de referência 149

Tabela 15-6 - Análise de contingências simples selecionadas – Alt4 – Cenário 1 - 2023.....160
Tabela 15-7 - Análise de contingências simples selecionadas – Alt4 – Cenário 1 - 2025.....161
Tabela 15-8 - Análise de contingências simples selecionadas – Alt4 – Cenário 1 - 2029.....162
Tabela 15-9 - Análise de contingências simples selecionadas – Alt4 – Cenário 2 - 2023.....163
Tabela 15-10 - Análise de contingências simples selecionadas – Alt4 – Cenário 2 - 2025.....164
Tabela 15-11 - Análise de contingências simples selecionadas – Alt4 – Cenário 2 - 2029.....165
Tabela 15-12 - Níveis de curto-circuito 3ϕ e 1ϕ em 2023.....166
Tabela 15-13 - Níveis de curto-circuito 3ϕ e 1ϕ em 2029.....167
Tabela 15-14 - Evolução dos níveis de curto-circuito - Ano Inicial e Horizonte.....168

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

AEGE	Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia – Sistema EPE
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
C1	Primeiro Circuito
C2	Segundo Circuito
CD	Circuito Duplo
CS	Circuito Simples
DEE	Diretoria de Estudos de Energia Elétrica da EPE
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GNL	Gás Natural Liquefeito
LEN	Leilão de Energia Nova
LT	Linha de Transmissão
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
NT	Nota Técnica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
SE	Subestação
SIL	*Surge Impedance Loading* ou Potência Natural
STE	Superintendência de Transmissão de Energia da EPE
UTE	Usina Termelétrica

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

A viabilidade de implantação de usinas térmicas localizadas no norte do Estado do Rio de Janeiro e no Espírito Santo tem sido objeto de diversos estudos associados a projetos de infraestrutura portuária e industrial, configurando um significativo potencial de expansão de geração térmica nessas regiões, fato este aliado à expansão prevista da produção de petróleo e gás natural decorrente do desenvolvimento da exploração do pré-sal.

A Figura 1-1 mostra a região onde se encontram as áreas de reservas do pré-sal na costa dos Estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo.

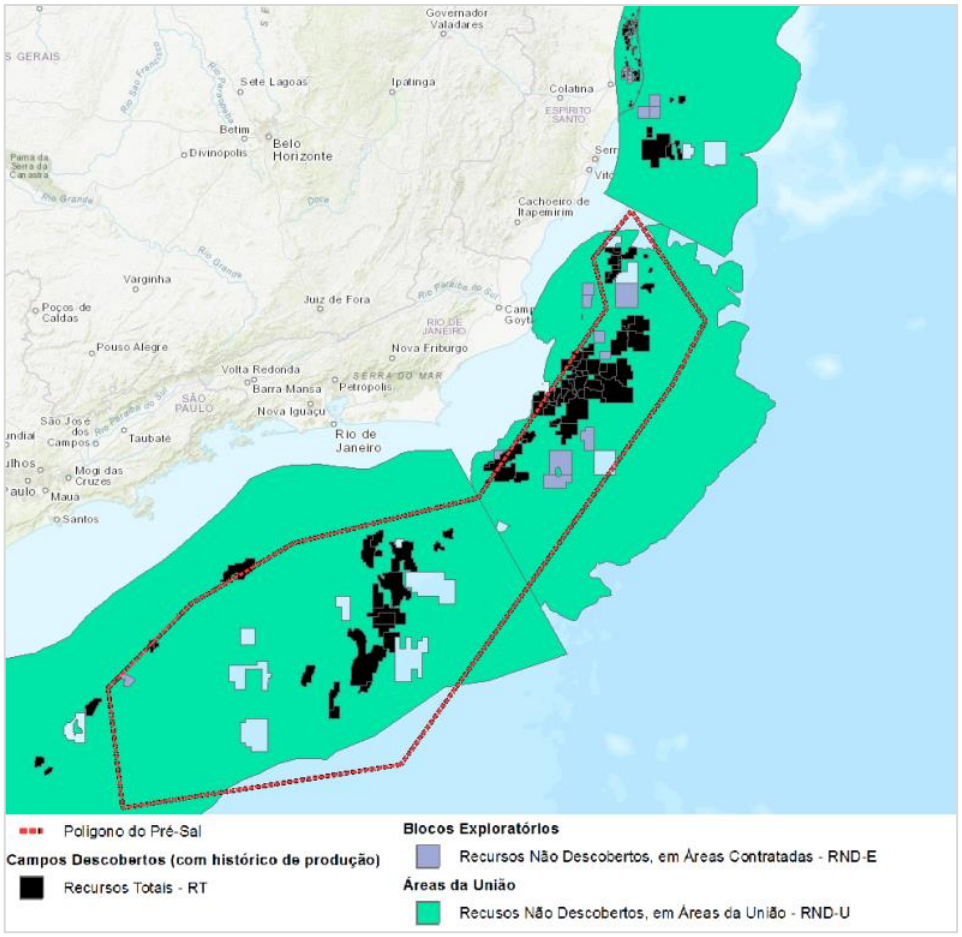


Figura 1-1 - Polígono das reservas do pré-sal na costa dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo

Ainda que, para vários empreendedores, o GNL importado seja inicialmente a fonte primária de suprimento de combustível, o mesmo pode ser encarado como combustível de transição, até a plena disponibilidade, na região, dos recursos de gás a custos competitivos, oriundos do pré-sal.

Esses fatos apontam para uma forte possibilidade de surgimento de oferta de geração nova sem que o sistema elétrico existente disponha de condições estruturais para o seu pleno escoamento.

1.2 O Sistema Elétrico Existente e o Potencial de Escoamento de Energia Nova

A rede de transmissão da área é basicamente composta por duas linhas em 345 kV, que partem da subestação Adrianópolis, na região Metropolitana do Rio de Janeiro, e se estendem até a subestação Macaé, de onde partem três circuitos para a subestação Campos de onde, finalmente, seguem dois circuitos para a subestação Rio Novo do Sul, integrando-se ao sistema de atendimento ao Estado do Espírito Santo.

Nesta região, já se encontra em operação um parque de geração térmica significativo, com capacidade instalada de aproximadamente 2 GW, cuja geração é escoada pelo sistema descrito acima.

O dimensionamento desse sistema visou não só ao escoamento da geração térmica local, mas também ao atendimento às cargas das regiões de Niterói, dos Lagos e do Norte Fluminense.

É importante ressaltar que, previamente ao surgimento do interesse de novos empreendedores de geração, já havia sido definida a necessidade da nova subestação Lagos 345/138 kV, programada para ser licitada no Leilão de Transmissão nº 02/2018 no primeiro semestre deste ano, e que seccionará uma das linhas entre Macaé e Adrianópolis 345 kV, para reforço no atendimento à Região dos Lagos, no Estado do Rio de Janeiro. O sistema descrito pode ser visualizado esquematicamente na Figura 1-2.

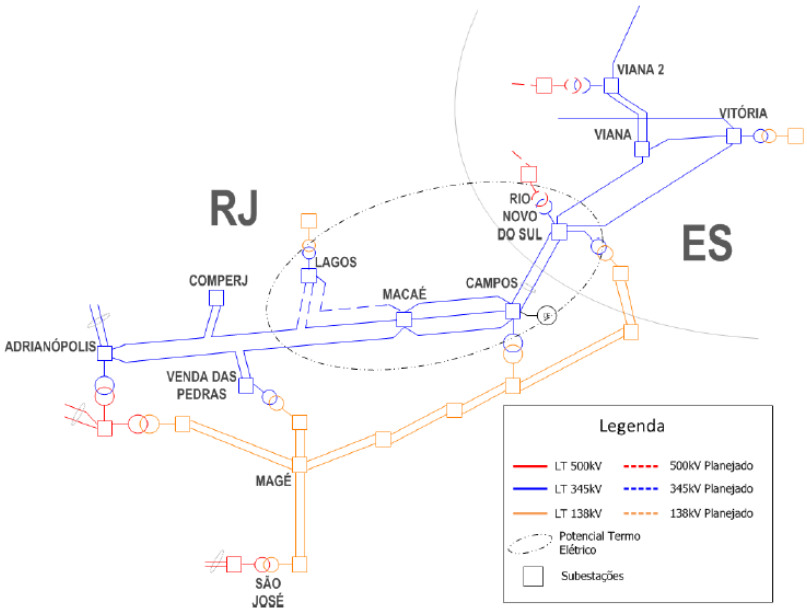


Figura 1-2 - Sistema de transmissão da região com maior ocorrência de novos empreendimentos de geração térmica

1.3 Mudança de Conexão da UTE Novo Tempo e o Esgotamento da Rede Local

O sistema da Figura 1-2 está adequadamente dimensionado para o atendimento das cargas regionais, considerando o escoamento da geração do parque térmico existente; entretanto, um novo panorama se desenhou a partir do segundo semestre de 2017, com a alteração do ponto de conexão da UTE Novo Tempo, definido pelo Despacho ANEEL nº 3.949/2017 e Carta ONS 579-200-2017.

Esta usina, comercializada no LEN A-5/2014 (leilão 06/2014), com início de suprimento previsto para 1º de janeiro de 2019, inicialmente localizava-se no município pernambucano de Ipojuca, com conexão ao barramento de 230 kV da SE Suape II. Com a alteração, a usina de 1.299 MW de potência instalada passou a se localizar no município fluminense de São João da Barra, com conexão prevista no barramento 345 kV da SE Campos. Apesar do adiamento para janeiro de 2021 da previsão de entrada em operação do empreendimento, a sua conexão neste ponto do sistema conduz praticamente ao esgotamento da capacidade de transmissão regional, inclusive com restrições mesmo após a entrada em operação da subestação Lagos 345/138 kV em cenários de intercâmbios elevados.

1.4 A Concretização da Expansão da Geração Térmica da Região

No Leilão de Energia Nova "A-6" de 2017, realizado em 20 de dezembro de 2017, foi confirmada a tendência de interesse de empreendedores em conectar seus projetos na costa dos Estados do Rio de Janeiro (Norte Fluminense) e Espírito Santo, seguindo a previsão de maior oferta de gás natural a preços competitivos nesses Estados, conforme pode ser visto na Figura 1-3 abaixo.

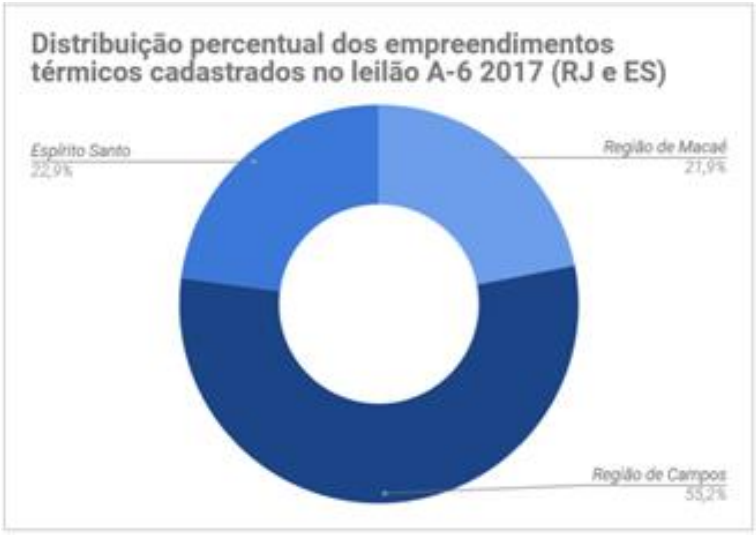


Figura 1-3 - Distribuição dos empreendimentos térmicos a gás nos estados RJ e ES

Os projetos de geração a gás natural que se cadastraram no referido Leilão estão indicados na Tabela 1-1.

Tabela 1-1 - Empreendimentos a gás natural cadastrados no leilão "A-6" de 2017

Empreendimento	Estado	Potência (MW)
GNA Porto Do Açu III	RJ	1672
Novo Tempo GNA I	RJ	1672
Imetame Energia I	ES	1623
GNA Porto Do Açu IV	RJ	1117
Vale Azul II	RJ	466
Vale Azul III	RJ	466
Nossa Senhora De Fátima I	RJ	454
Nossa Senhora De Fátima II	RJ	454
Nossa Senhora De Fátima III	RJ	454
Presidente Kennedy	ES	440
Presidente Kennedy I	ES	440
Santa Cruz Nova	RJ	630
Total		**9888**

Desses empreendimentos, as usinas GNA Porto do Açu III e Vale Azul II venderam sua energia, passando a haver uma oferta adicional de 2.138 MW que será incorporada ao sistema no ano de 2023. Com base nesse montante, a EPE identificou que simples reforços no sistema atual de 345 kV não seriam adequados para a expansão da rede de transmissão local, por não apresentarem desempenho técnico-econômico satisfatório.

O exame da Tabela 1-1 indica que ainda existe um significativo potencial de geração a ser instalado, da ordem de 7.750 MW, o qual irá requerer um sistema de transmissão de grande robustez para o transporte dessa energia adicional a qual, apenas para avaliar sua ordem de grandeza, é superior à capacidade instalada das usinas hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau.

Além disso, cumpre notar que os Estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo contam com condições de contorno socioambientais que tornam a expansão da rede local bastante desafiadora, condicionando a implantação de novas linhas de transmissão e subestações de forma a minimizar as interferências com unidades de conservação e áreas urbanizadas (ver Figura 1-4).

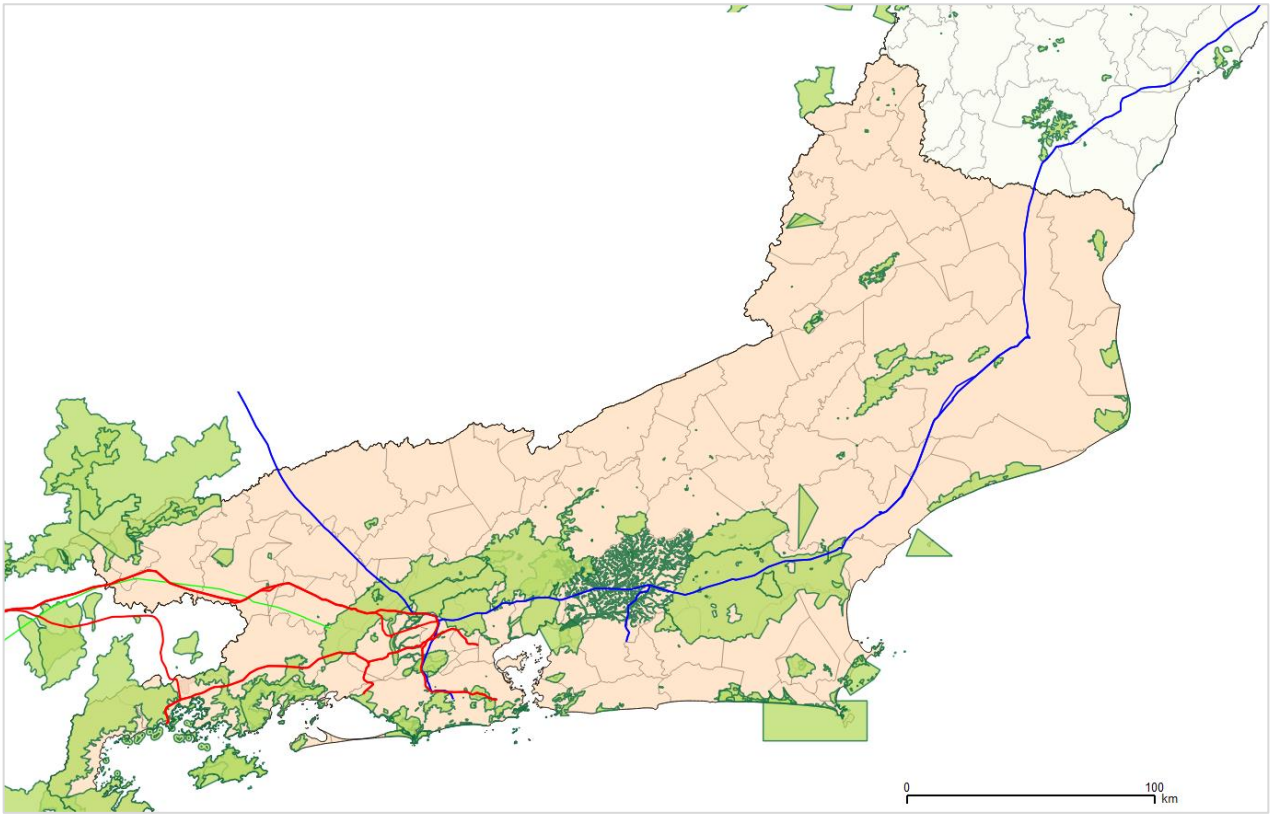


Figura 1-4 - Áreas de conservação ambiental e linhas de transmissão no estado do RJ

Diante desses fatos, a EPE optou por iniciar imediatamente os estudos de planejamento de expansão da rede de transmissão da área, para solucionar, no ano de 2023, os problemas decorrentes da conexão das usinas Novo Tempo, GNA Porto do Açu III e Vale Azul II e indicar os reforços futuros necessários para permitir que, ocorrendo oferta competitiva, toda a nova geração térmica que está sendo sinalizada possa ser gradativamente conectada ao sistema elétrico e transportada aos centros de consumo.

1.5 Objetivos Gerais do Estudo

O estudo visou recomendar uma solução estrutural para a expansão do sistema de transmissão que permita no longo prazo o escoamento da produção total da energia proveniente do conjunto de novas usinas térmicas a gás natural previstas nos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, com capacidade estimada em cerca de 10 GW (Tabela 1-1), sendo aproximadamente 2 GW já contratado, a ser escalonada em etapas que sejam compatíveis com a expansão gradual desse parque gerador, facilitando sua conexão à rede existente e em harmonia com o atendimento ao mercado consumidor.

Tal solução será estabelecida em consonância com as diretrizes de evolução do Sistema Interligado Nacional, e atendendo aos critérios vigentes de confiabilidade, robustez e flexibilidade, procurando também, com o escalonamento de sua implantação, minimizar o arrependimento, caso as premissas adotadas não se materializem integralmente.

Para a conexão das novas usinas que venderam energia no Leilão de Energia Nova "A-6" de 2017, com geração prevista de 2.138 MW no ano de 2023, serão recomendadas as obras necessárias, as quais necessariamente serão um subconjunto da solução completa que atenderá ao pleno escoamento da geração futura de cerca de 11,2 GW, incluindo nesse total a UTE Novo Tempo, visualizada para a região em estudo.

2 CONCLUSÕES

As análises apontaram a necessidade de conexão, em 2023, do sistema gerador da região de Campos e Macaé com uma nova rede em 500 kV que interligará, numa primeira etapa, as subestações de Terminal Rio, localizada na Região Metropolitana do Rio de Janeiro e a SE Mutum na região do Vale do Rio Doce, em Minas Gerais próximo ao Espírito Santo, a qual faz parte das instalações da interligação Nordeste-Sudeste.

Numa segunda etapa prospectiva de expansão, o sistema recomendado incorpora instalações adicionais que possibilitarão integrar ao SIN o parque térmico previsto, permitindo o pleno escoamento dos excedentes de geração em direção à Região Metropolitana do Rio de Janeiro e à interligação Nordeste-Sudeste, como também à Região Metropolitana de São Paulo.

Foram estudadas nove alternativas de expansão da Rede Básica para possibilitar o escoamento do potencial termelétrico da região. Todas as alternativas analisadas permitem o escoamento da geração dos projetos sem restrições considerando-se o cronograma adotado de entrada de novos empreendimentos, citado no item 4 - Critérios e Premissas. Destacam-se os seguintes aspectos das alternativas estudadas:

- Além de Terminal Rio e Mutum, quatro das alternativas estudadas contêm em seu eixo principal de transmissão a subestação de Lagos, recentemente outorgada e com previsão de entrada em operação em 2022. Essa subestação, próximo ao polo de carga e geração de Macaé, melhora o atendimento às cargas da região, que atualmente é feito através da SE Campos 345/138 kV, e facilita a conexão dos projetos de geração à Rede Básica. O presente estudo indica a implantação de um novo pátio 500 kV na SE Lagos, contíguo ao pátio 345 kV e já preparado para uma possível conexão entre eles através de uma transformação 500/345 kV.

- Também foi estudada, em quatro alternativas, a possibilidade de conexão com a Região Metropolitana de Belo Horizonte, através da conexão em 500 kV de uma nova subestação da região de Campos com a subestação de Itabirito 2. Entretanto, por apresentarem perdas elétricas elevadas, essas alternativas não se mostraram competitivas.

- Atualmente não há projeto viável de circuito duplo com a configuração LPNE (Linhas de potência natural elevada) com configuração 6x795 MCM Tern adotada neste estudo. Por esta razão, as alternativas que contemplaram esta configuração foram concebidas em circuitos simples.

- As alternativas em 500 kV, na sua configuração final para o horizonte indicativo, propõem reforços referenciais na região de Tijuco Preto, em São Paulo, que estão condicionados à contratação adicional de cerca de 5.000 MW nas regiões estudadas.

- A alternativa em 765 kV apresentou elevados custos de investimento, principalmente devido ao alto custo das transformações 765/500 kV, necessárias para sua integração ao Sistema Interligado Nacional (SIN), e ao custo para construção de LTs nessa classe de tensão. Por outro lado, essa alternativa apresenta bom desempenho técnico e tem as menores perdas elétricas dentre todas estudadas, porém, seu custo total (investimento mais perdas) não resultou competitivo.

- Apesar de num primeiro momento não ser necessário, o acoplamento entre os setores de 345 e 500 kV da Subestação Lagos através de um banco de transformadores de 1500 MVA se mostra vantajoso pois elimina a necessidade de seccionamento da LT 345 kV Venda das Pedras - Macaé em Lagos. Além disso, a redução de perdas elétricas é considerável. A recomendação desse banco de transformadores está atrelada à contratação do 3° bloco de geração considerado nesse estudo, devendo, portanto, ser revista à luz dos resultados de leilões futuros.

Conforme detalhado no item 9, apesar da análise técnico-econômica ter inicialmente indicado a alternativa 4A (contemplando linhas 500 kV de maior capacidade, com torres em circuitos simples), em função de tratativas com o MME posteriores à emissão original do estudo optou-se pela indicação da alternativa 4, que corresponde à expansão em circuito duplo, mantido o mesmo eixo em 500 kV e as mesmas SEs coletoras. A orientação do MME quanto à alteração na recomendação original foi pautada em aspectos que poderiam acarretar atrasos na implantação das obras, tais como: complexidade socioambiental, potenciais atrasos no processo de licenciamento ambiental e maior custo e complexidade fundiária. À época das tratativas entre EPE e MME, argumentou-se que manter a solução original de dois circuitos simples poderia agravar o descompasso entre geração e transmissão, notadamente no horizonte 2023, o qual corresponde à data contratual de entrega de energia das usinas vencedoras do Leilão "A-6" de 2017.

Adicionalmente, em função dos resultados das análises efetuadas no âmbito do Relatório R2, foi proposta a alteração da configuração do feixe de subcondutores inicialmente prevista para a Alterntativa 4, modificando-a de 4x954 MCM (Rail) para 4x 1.113 MCM (Bluejay). Tal modificação, além de corresponder a uma atualização da secção econômica dos condutores, possibilitou uma redução da faixa de passagem em relação à solução original.

O plano de obras determinativo está apresentado nas Tabelas 3-1, 3-2 e 3-3, e detalhamento econômico mostrado no item 15.5 (Anexo 5). A Figura 3-1 ilustra esquematicamente a configuração recomendada para o ano 2023, correspondente a uma primeira etapa de implantação da expansão do sistema de transmissão. Tais obras possibilitam o escoamento da geração já contratada e, adicionalmente, um montante da ordem de 2.000 MW. As instalações recomendadas nesta primeira etapa têm um custo de investimento total da ordem de R$ 1,9 bilhões, referentes a aproximadamente

1.100 km de novas linhas de transmissão em 500 kV e a novas subestações ou expansões de subestações existentes.

Considerando, além desta primeira etapa, sua expansão indicativa dependente de contratação térmica futura, o custo total dos investimentos da alternativa de expansão atinge o valor acumulado de cerca de R$ 4,3 bilhões, contemplando a instalação de 2.320 km de linhas de transmissão em 500 kV, três novas subestações de rede básica e 6.600 MVA em novas transformações.

Como detalhado no plano de obras, a alternativa recomendada (4) consiste em conectar a interligação Bahia – Minas à região metropolitana do Rio de Janeiro. Essa conexão é feita através de eixo em circuito duplo em 500 kV com duas novas subestações de Rede Básica, para integração da nova geração térmica ao sistema, uma na região de Campos (SE Campos 2) e outra na região de Macaé (SE Lagos).

Esta interligação inicial, prevista para o ano de 2023, traz benefícios sistêmicos ao aliviar o carregamento da rede 345 kV existente no norte do estado do Rio de Janeiro e reduzir perdas no fluxo de energia da interligação NE-SE aos principais centros de carga. Considerando ainda o cronograma de entrada de geração ilustrado nas Figuras 4-1 e 4-2, permite a entrada de novos empreendimentos de geração até o ano de 2025 sem necessidade de obras adicionais.

Finalmente, no que se refere aos níveis de curto-circuito na área Rio, os quais já são atualmente bastante elevados, constatou-se que os mesmos não deverão ser incrementados de forma significativa com a expansão da rede de acordo com a alternativa recomendada. Dessa forma, prevê-se que a solução que venha a ser estabelecida para a redução dos níveis de curto-circuito atualmente em estudo por um Grupo de Trabalho ONS/EPE/Furnas/Light, não deverá se modificar substancialmente em função da expansão recomendada, a qual deverá ser incorporada nas análises deste Grupo.

3 RECOMENDAÇÕES

Com base nas análises efetuadas recomenda-se:

1) Iniciar o processo licitatório/autorizativo do plano de obras da Alternativa 4 conforme descrito nas Tabelas 3-1, 3-2 e 3-3, para possibilitar escoamento do potencial termelétrico já contratado na região de Macaé e Campos no ano 2023, proporcionando adicionalmente uma margem de cerca de 2.000 MW para futuras contratações neste e nos próximos anos. A Figura 3-1 mostra a alternativa recomendada.

2) Que a construção das linhas de transmissão em 500 kV seja feita com configuração de cabos 4x1113 MCM (Bluejay) por fase, considerando a estrutura de referência indicada no item 4.2 do relatório R2 [7], à qual correspondem os parâmetros indicados no Anexo 1 - Parâmetros Elétricos e, em decorrência, uma potência natural da ordem de 1.200 MW.

3) Que sejam observadas as conclusões e recomendações do relatório R2 [7], que contem o detalhamento da alternativa de referência, especialmente no tocante à necessidade de novas avaliações de ressonância entre circuitos paralelos caso haja alterações nos comprimentos e/ou nos parâmetros elétricos das linhas recomendadas.

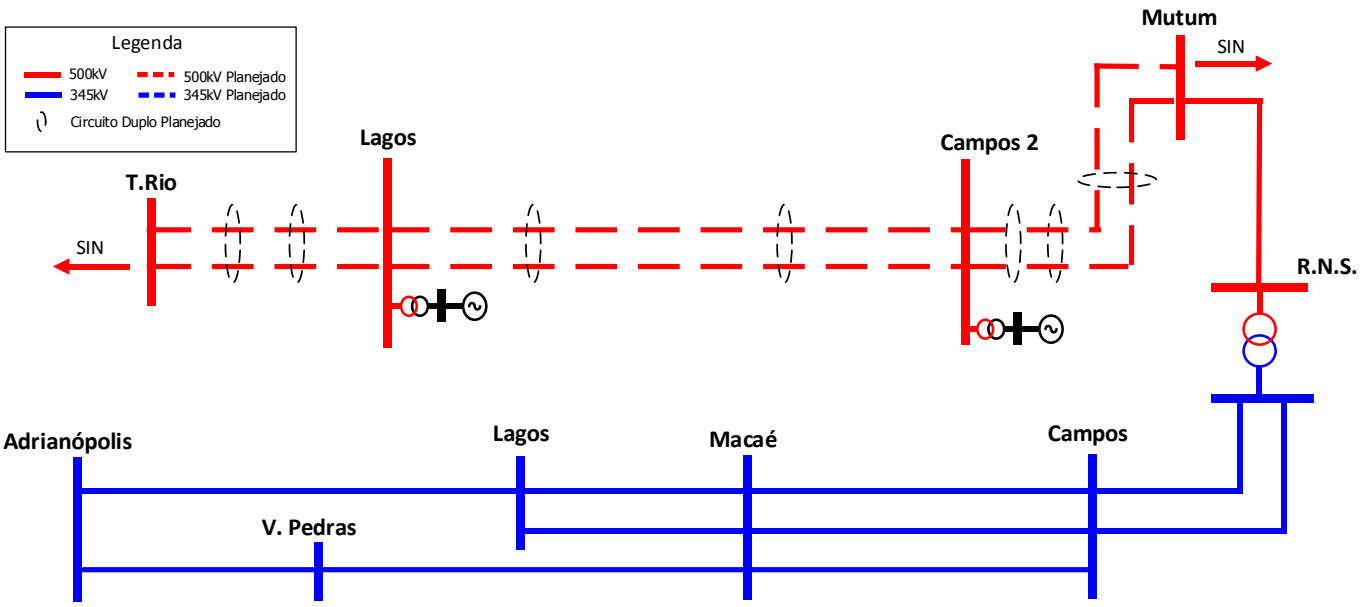


Figura 3-1 - Representação esquemática da alternativa recomendada (Alt 4).

Tabela 3-1 - Plano de obras da alternativa 4: Linhas de Transmissão de Rede Básica – 2023.

Obras referentes a Linhas de Transmissão				
Origem	**Destino**	**Circuito**	**Extensão (km)**	**Tensão (kV)**
Terminal Rio	Lagos	Duplo – C1,C2, 4x1113 MCM	214	500
Lagos	Campos 2	Duplo – C1,C2, 4x1113 MCM	100	500
Campos 2	Mutum	Duplo – C1,C2, 4x1113 MCM	230	500

Tabela 3-2 - Plano de obras da alternativa 4: Subestações – 2023.

Obras referentes a Subestações				
Nome	**Tensão (kV)**	**Arranjo de Barras**	**Equipamentos Principais**	
			Qtde	**Descrição**
Terminal Rio	500	DJM	1	Módulo de Infraestrutura Geral para Acessante
			2	Módulos de Entrada de Linha
			2	Módulos de Conexão de Reator de Linha sem Disjuntor
			2	Módulos de Interligação de Barras
Lagos	500	DJM	1	Módulo de Infraestrutura Geral
			4	Módulos de Entrada de Linha
			2	Módulos de Conexão de Reator de Linha sem Disjuntor
			3	Módulos de Conexão de Reator de Barra
			5	Módulos de Interligação de Barras
Campos 2	500	DJM	1	Módulo de Infraestrutura Geral
			4	Módulos de Entrada de Linha
			2	Módulos de Conexão de Reator de Linha sem Disjuntor
			3	Módulos de Conexão de Reator de Barra
			4	Módulos de Interligação de Barras
Mutum	500	DJM	1	Módulo de Infraestrutura Geral para Acessante
			2	Módulos de Entrada de Linha
			2	Módulos de Conexão de Reator de Linha sem Disjuntor
			2	Módulos de Interligação de Barras

Tabela 3-3 - Plano de obras da alternativa 4: Reatores de Linha e de Barra – 2023.

Reatores de Linha e de Barra Recomendados			
Subestação	**Tensão (kV)**	**Equipamento**	**N°**
Campos 2	500	Reatores de Barra - 100 Mvar - 9+1R x (-33,3 Mvar)	1°,2° e 3°
		Reator de Linha - 60 Mvar - 6+1R x (-20 Mvar) Ref. LT 500 kV Campos 2 -Mutum C1 e C2	-
Lagos	500	Reatores de Barra - 150 Mvar - 9+1R x (-50 Mvar)	1°, 2° e 3°
		Reator de Linha - 50 Mvar - 6+1R x (-16,67 Mvar) Ref. LT 500 kV Terminal Rio - Lagos C1 e C2	-
Terminal Rio	500	Reator de Linha - 50 Mvar - 6+1R x (-16,67 Mvar) Ref. LT 500 kV Terminal Rio - Lagos C1 e C2	-
Mutum	500	Reator de Linha - 60 Mvar - 6+1R x (-20 Mvar) Ref. LT 500 kV Campos 2 - Mutum C1 e C2	-

4) Que as novas subestações tenham área mínima compatível com expansões futuras, conforme detalhado na Tabela 3-4 a seguir.

Tabela 3-4 - Áreas mínimas para a configuração final, com expansões futuras.

Subestação	Largura (m) x Comprimento (m)	Área mínima (m²)
Campos 2	415 x 750	311.000
Lagos	445 x 750	334.000

5) Que sejam observadas as recomendações da análise socioambiental relativa aos empreendimentos que compõem a primeira etapa de expansão da rede proposta para o ano 2023, de acordo com a Nota Técnica DEA 008/2018-rev2, apresentada no final e parte integrante deste documento, no que se refere à localização da nova SE Campos 2 e aos corredores das novas linhas de transmissão em 500 kV Campos 2 – Mutum C1 e C2, Lagos – Campos 2 C1 e C2, e Terminal Rio – Lagos C1 e C2, considerando ainda as informações contidas nas tabelas comparativas R1xR3 apresentadas ao final da referida Nota Técnica.

6) Que a SE Lagos, licitada no leilão de transmissão n° 002/2018, seja posicionada no terreno proposto pelo edital de modo a permitir expansão futura dos barramentos de 500 e 345 kV de acordo com diagrama do item 15.8 e respeitando área total indicada na Tabela 3-4.

7) Que o grupo de trabalho que estuda as soluções para redução dos níveis de curto-circuito no Rio de Janeiro inclua as obras propostas neste relatório nas análises de desempenho da rede e monitore a evolução dos níveis de curto-circuito frente a novas contratações de geração térmica.

8) Que os projetos já contratados e futuros da região Norte Fluminense que pretendem conectar-se às SEs Campos 2 e Lagos, o façam pelos respectivos barramentos de 500 kV dessas subestações. Todo o sistema foi planejado com essa premissa, já que o nível de tensão em 500 kV é o mais compatível com os montantes de potência vislumbrados. Essa ação visa maximizar a capacidade de escoamento de todo o conjunto potencial e qualquer ponto de conexão diferente dos considerados nesse estudo pode levar a restrições de escoamento.

9) Que a UTE Novo Tempo avalie a viabilidade e efetive a mudança de ponto de conexão do barramento 345 kV da SE Campos para o barramento 500 kV da nova SE Campos 2, de modo a eliminar por completo o risco de restrições para a sua operação futura. O aproveitamento de eventuais sinergias desse projeto com projetos futuros, além da redução de perdas elétricas no sistema de uso exclusivo, são catalisadores para essa tomada de decisão.

10) Que as obras indicativas representadas nas Tabelas 3-5, 3-6 e 3-7 sejam monitoradas e tenham suas datas de necessidades reavaliadas de acordo com a evolução da rede de transmissão local e com a contratação de novos empreendimentos termelétricos.

Tabela 3-5 - Plano de obras indicativas da alternativa 4: Linhas de Transmissão de Rede Básica – 2025-2027-2029.

Obras referentes a Linhas de Transmissão					
Origem	**Destino**	**Circuito**	**Extensão**	**Tensão (kV)**	**Ano**
Resende	Lagos	Duplo - C1,C2	288	500	2025
Resende	Tijuco Preto II	Duplo - C1/C2	225	500	2027
Lagos	Campos 2	Simples - C3	100	500	2027
Terminal Rio	Lagos	Simples - C3	214	500	2029

Tabela 3-6 - Plano de obras indicativas da alternativa 4: Subestações – 2025-2027-2029.

Obras referentes a Subestações					
Nome	Tensão (kV)	Arranjo de Barras	Equipamentos Principais		
			Qtde	Descrição	Ano
Resende	500	DJM	1	Módulo de Infraestrutura Geral para Acessante	2025
			2	Módulos de Entrada de Linha	
			2	Módulos de Conexão de Reator de Linha	
			1	Módulo de Conexão de Reator de Barra	
			2	Módulos de Interligação de Barras	
			2	Módulos de Entrada de Linha	2027
			2	Módulos de Conexão de Reator de Linha	
			1	Módulos de Interligação de Barras	
Lagos	500	DJM	1	Módulo de Infraestrutura Geral	2025
			2	Módulos de Entrada de Linha	
			2	Módulos de Conexão de Reator de Linha	
			1	Módulos de Interligação de Barras	
			1	Módulo de Entrada de Linha	2027
			1	Módulos de Interligação de Barras	
			1	Módulos de Entrada de Linha	2029
			1	Módulos de Conexão de Reator de Linha	
			1	Módulos de Interligação de Barras	
Tijuco Preto II	500	DJM	1	Módulo de Infraestrutura Geral	2027
			2	Módulos de Entrada de Linha	
			2	Módulos de Conexão de Reator de Linha	
			3	Módulos de Conexão de Transformador	
			10	Unidades de Transformação 1ϕ 500/345 kV de 500 MVA	
			3	Módulos de Interligação de Barras	
	345	DJM	1	Módulo de Infraestrutura Geral	2027
			6	Módulos de Entrada de Linha	
			3	Módulos de Conexão de Transformador	
			10	Unidades de Transformação 1ϕ 500/345 kV de 500 MVA	
			6	Módulos de Interligação de Barras	
Campos 2	500	DJM	1	Módulos de Entrada de Linha	2027
			1	Módulos de Interligação de Barras	
Terminal Rio	500	DJM	1	Módulos de Entrada de Linha	2029
			1	Módulos de Conexão de Reator de Linha	
			1	Módulos de Interligação de Barras	

Tabela 3-7 - Plano de obras indicativas da alternativa 4: Reatores de Linha e de Barra – 2025-2027-2029.

Reatores de Linha e de Barra Recomendados				
Subestação	**Tensão (kV)**	**Equipamento**	**N°**	**Ano**
Resende	500	Reator de Barra – 200 Mvar - 3+1 x (-66,67 Mvar)	1°	2025
		Reator de Linha - 80 Mvar - 6+1 x (-26,67 Mvar) Ref. LT 500 kV Lagos - Resende C1 e C2	-	2025
		Reator de Barra - 200 Mvar - 3+1 x (-66,67 Mvar)	2°	2027
		Reator de Linha - 70 Mvar - 6+1 x (-23,33 Mvar) Ref. LT 500 kV Resende - Tijuco Preto C1 e C2		
Lagos	500	Reator de Linha - 70 Mvar - 6+1 x (-23,33 Mvar) Ref. LT 500 kV Lagos - Resende C1 e C2	-	2025
		Reator de Barra – 150 Mvar - 3 x (-50 Mvar)	4°	
		Reator de Linha - 50 Mvar - 3 x (-16,67 Mvar) Ref. LT 500 kV Terminal Rio - Lagos C3	-	2029
Tijuco Preto II	500	Reator de Linha - 70 Mvar - 6+1 x (-23,33 Mvar) Ref. LT 500 kV Resende - Tijuco Preto C1 e C2	-	2027
Terminal Rio	500	Reator de Linha - 50 Mvar - 3 x (-16,67 Mvar) Ref. LT 500 kV Terminal Rio - Lagos C3	-	2029

Tabela 3-8 - Áreas mínimas para a configuração final (obras indicativas), com expansões futuras.

Subestação	Largura (m) x Comprimento (m)	Área mínima (m²)
Tijuco Preto 2	285 x 740	210.900

4 CRITÉRIOS E PREMISSAS

Apesar do grande potencial para geração de energia elétrica na costa dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, a entrada dos empreendimentos de geração térmica se dá geralmente por meio de leilões de energia nova.

Este fato gera uma incerteza temporal quanto ao montante e localização desses projetos, que por sua vez é uma informação importante para dimensionamento da rede de escoamento da energia gerada nessas instalações. Sendo assim, para elaboração dos estudos de planejamento do sistema de transmissão, se faz necessária a definição de premissas quanto à potência a ser considerada em cada ano, bem como a sua localização.

Até o momento, a contratação de fonte termelétrica para a região concretizou-se por meio da transferência da UTE Novo Tempo (1,2 GW), com previsão de operação a partir de 2021. No leilão A-6 de dezembro de 2017, foram contratados ainda dois novos empreendimentos para a região, Vale Azul II e GNA Porto do Açu III, adicionando 2,1 GW ao parque gerador da região a partir de 2023.

Dessa forma, para levantamento do potencial futuro e sua distribuição regional até o horizonte de planejamento foram utilizadas informações do cadastro de empreendimentos no banco de dados do AEGE, contatos com a EPE de empreendedores interessados e prospectos de evolução da área de petróleo e gás nestes estados.

Com base nesses dados, foi definida a premissa utilizada para esse estudo de que, além das usinas já contratadas nos certames de 2014 e 2017, sejam efetivadas adições de novas fontes termelétricas em 2025, 2027 e 2029, sendo que para cada um dos leilões foi considerada a contratação de aproximadamente 2,5GW. A Figura 4-1 apresenta o cronograma referencial considerado para a entrada de novos projetos de geração térmica na região sob análise.

Nesta figura é mostrado o primeiro módulo da UTE Novo Tempo migrando da rede em 345 kV para o sistema em 500 kV planejado, a partir de 2023. Esta consideração baseia-se em tratativas realizadas com a Prumo Logística – proprietária da usina – no decorrer desse estudo. Inicialmente, foi considerado que a UTE Novo Tempo se conectaria no sistema de 345 kV do estado do Rio de Janeiro, contudo assim que o sistema objeto desse estudo estivesse em operação a usina teria a possibilidade de transferir sua conexão para a rede em tensão superior, de forma a evitar possíveis restrições ou reforços incrementais na rede de 345 kV.

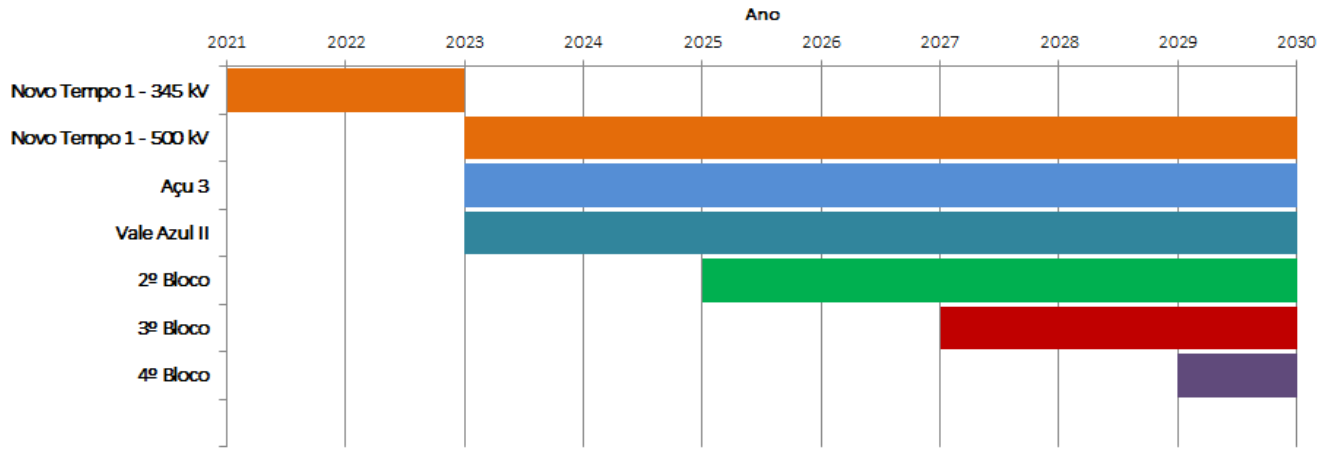


Figura 4-1 - Cronograma referencial de entrada de geração térmica considerado.

A Figura 4-2 mostra também como essa evolução se dá em termos de potência instalada no horizonte do estudo de planejamento, com base na premissa estabelecida anteriormente.

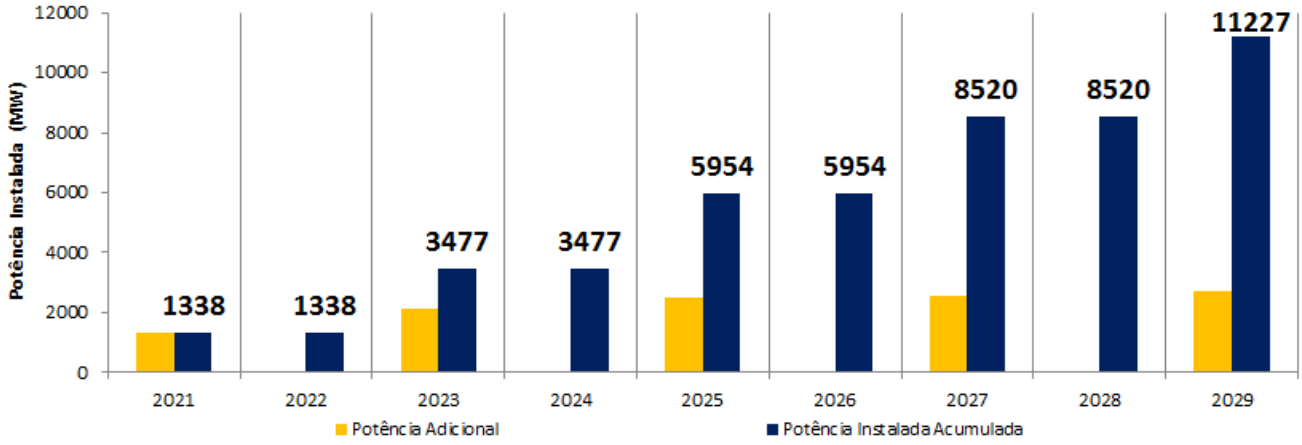


Figura 4-2 - Evolução da potência instalada em geração térmica na região RJ-ES.

A premissa adotada de entrada da geração térmica futura representa apenas uma dentre diversas possibilidades de concretização desse potencial. De forma a mitigar os efeitos dessa incerteza no cronograma foi realizada uma análise dos efeitos de diferentes combinações de entradas de projetos de geração na rede planejada com base no cronograma referencial apresentado. Os resultados dessa análise serão apresentados em detalhes no item 7.1 - Flexibilidade Frente a Cenários de Contratação.

Quanto à distribuição física dos projetos, foi realizado um levantamento locacional para estabelecer pontos de conexão para grupos de usinas futuras. Estes projetos foram separados em quatro conjuntos de acordo com sua proximidade a pontos importantes da rede existente. A Figura 4-3 apresenta a distribuição geográfica do potencial considerado.

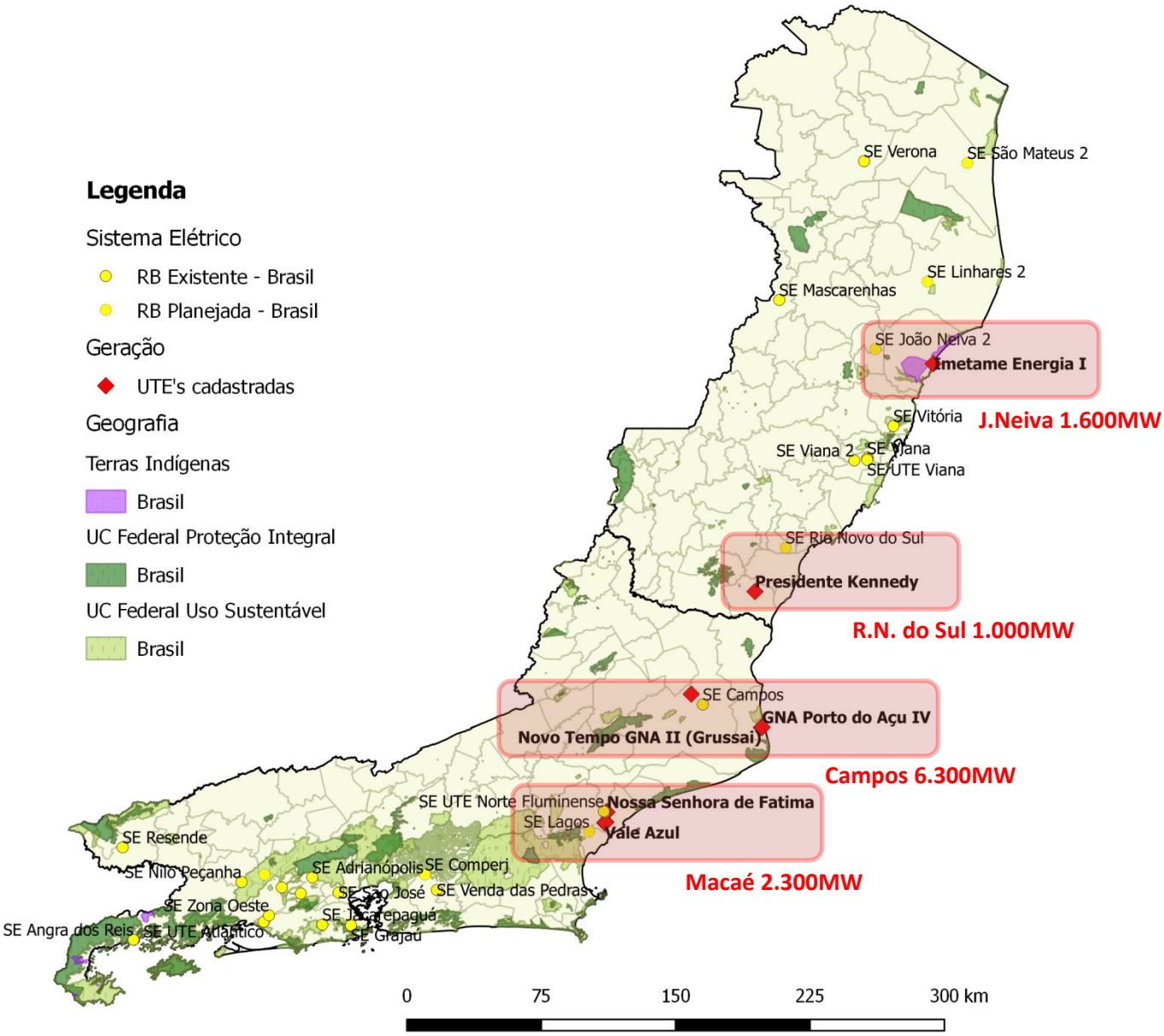


Figura 4-3 - Localização de projetos de geração térmica cadastrados

Pela Figura 4-3 é possível notar que os agrupamentos que possuem maior potencial de geração cadastrado ou sinalizado são os de Campos e Lagos no Rio de Janeiro, verificando-se também montantes razoáveis nos conjuntos de Rio Novo do Sul e João Neiva, no estado do Espírito Santo.

Atualmente, nas regiões onde estes agrupamentos se encontram, existem outras usinas termelétricas em operação que já fazem uso do sistema de transmissão existente para escoar sua geração. Todavia, dado o nível do potencial de contratação adicional dessa modalidade de geração envolvido no presente estudo, fica evidente que a rede necessária para transportar essa energia não deve meramente ser um incremento da rede existente, mas sim um sistema planejado com vistas ao longo prazo e à otimização da operação da rede como um todo.

Considerando este fato, a estratégia de planejamento desse sistema assume a entrada de todo o potencial indicado até o fim do horizonte de análise em 2029, de maneira a identificar a amplitude das obras necessárias e interação destes reforços com o sistema existente. Tendo em vista o sistema completo necessário ao fim do horizonte, será então possível escalonar as obras de forma que as parcelas necessárias para cada bloco de contratação de geração térmica se harmonizem com a solução completa para escoamento do potencial total.

A Figura 4-4 mostra em detalhes a rede de transmissão existente na região e pode-se verificar que na localidade dos agrupamentos de maior potencial existe apenas o sistema de 345kV de atendimento ao norte do Rio de Janeiro e sul do Espírito Santo, como apontado anteriormente.

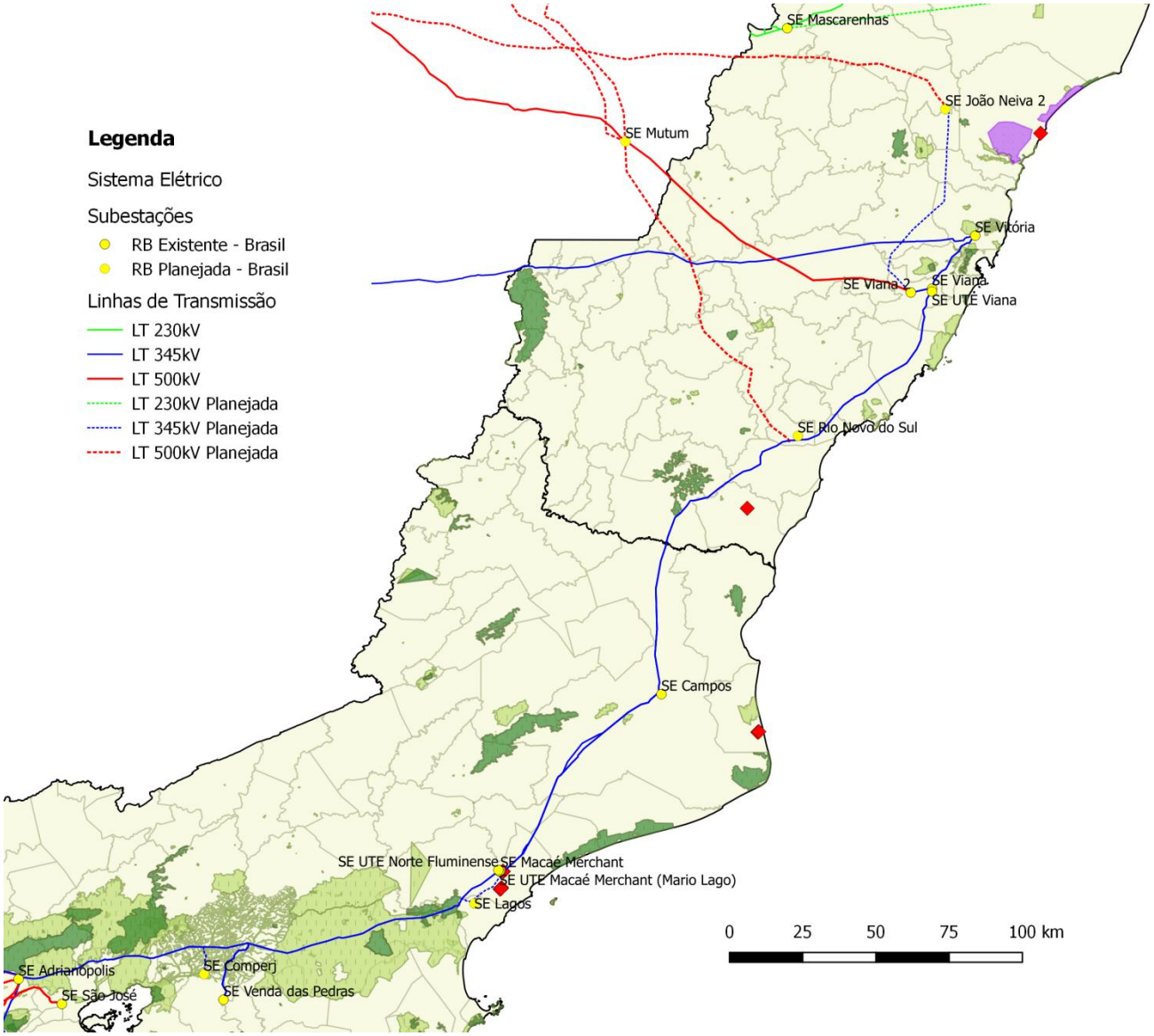


Figura 4-4 - Rede elétrica existente na região de interesse

Além dos empreendimentos termelétricos nos estados de Rio de Janeiro e Espírito Santo, foi considerada ainda uma contratação referencial de energia solar fotovoltaica e eólica na região Nordeste em consonância com os valores referenciais previstos no PDE 2026 para as duas fontes energéticas. A definição desses montantes é determinante para esta análise, pois eles afetam o carregamento da interligação em 500 kV Nordeste-Sudeste, que influencia o comportamento do fluxo de potência regional. Os potenciais serão divididos conforme a região, segundo a proporcionalidade já contratada de energia eólica e solar fotovoltaica. As Tabelas 4-1 e 4-2 mostram a expansão referencial considerada por área da Região Nordeste, respectivamente para a energia solar e eólica.

Tabela 4-1 - Distribuição considerada do potencial solar na região nordeste.

SOLAR NORDESTE	
LER Brasil	3970
Solar Brasil	2576
Contrada NE	1686
Expansão Brasil (2026)	7000
Expansão Nordeste (2026)	0

		TOTAL		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Regiões	Sobral	0	1.7%	0	11	22	33	45	56	67	78
	Milagres	0	8.2%	0	54	107	161	214	268	321	375
	Mossoró	0	14.7%	0	97	193	290	386	483	580	676
	Natal	0	1.7%	0	11	22	33	45	56	67	78
	Lagoa Nova	0	1.7%	0	11	22	33	45	56	67	78
	Angelim	0	6.0%	0	39	78	117	156	195	234	273
	São João do Piauí	0	15.3%	0	100	201	301	401	502	602	702
	Sobradinho	0	8.5%	0	55	111	166	222	277	333	388
	Irecê	0	1.7%	0	11	22	33	45	56	67	78
	Bom Jesus da Lapa	0	28.9%	0	189	379	568	758	947	1136	1326
	Igaporã	0	11.6%	0	76	152	228	304	380	457	533
	TOTAL				655	1310	1965	2620	3275	3930	4585

Tabela 4-2 - Distribuição considerada do potencial eólico na região nordeste.

EÓLICA NORDESTE	
Contratada Nordeste	15541
Contratada Sul	2273
TOTAL	**17814**
Pot. Instalada Brasil (2026)	29639
Expansão Brasil (2026)	11825
Expansão Nordeste (2026)	9460

		TOTAL		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Regiões	Curral Novo do Piauí	355	3.7%	0	30	84	138	192	246	301	355
	Sobral	2128	22.5%	0	180	505	829	1154	1479	1804	2128
	Morro do Chapéu	591	6.3%	0	50	140	230	321	411	501	591
	Ibiapina	757	8.0%	0	64	179	295	410	526	641	757
	Igaporã	922	9.7%	0	78	219	359	500	641	781	922
	João Câmara	1324	14.0%	0	112	314	516	718	920	1122	1324
	Açu	1064	11.3%	0	90	252	415	577	740	902	1064
	Sobradinho	851	9.0%	0	72	202	332	462	592	721	851
	Ourolândia	591	6.3%	0	50	140	230	321	411	501	591
	Gentio do Ouro	591	6.3%	0	50	140	230	321	411	501	591
	Angelim	284	3.0%	0	24	67	111	154	197	240	284
	TOTAL				800	2243	3687	5130	6573	8017	9460

É importante assinalar que possíveis alterações quanto à distribuição do montante efetivamente contratado em cada região do Nordeste separadamente não influenciam relevantemente o comportamento do sistema de interesse desse estudo, sendo o montante global de exportação dessa região o fator determinante para as análises. A definição dos pontos de conexão dos potenciais no subsistema Nordeste é apenas indicativa e sua localização estimada com base no cadastro dos últimos leilões.

Para elaboração da documentação necessária para se recomendar à ANEEL uma nova instalação de transmissão integrante da Rede Básica foram consideradas as diretrizes constantes no documento "Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica" [1], da EPE.

Os critérios e procedimentos adotados neste estudo também estão de acordo com o documento "Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão - CCPE/CTET – novembro – 2002" [1].

4.1 Topologia e Mercado

Os estudos foram realizados tomando como base os casos de fluxo de potência do Plano Decenal de Energia (PDE) 2026 onde os dados de mercado, topologia de rede e plano de geração dos estados do Rio de Janeiro, Minas Gerais e Espírito Santo foram atualizados com as informações mais atuais disponíveis.

As projeções de demanda nos anos não contemplados na base de dados do Plano Decenal 2026 foram realizadas considerando a média do crescimento da carga nos anos anteriores nas respectivas áreas, conforme as Tabelas 4-3, 4-4 e 4-5.

Tabela 4-3 - Projeção de demanda - Patamar de carga leve.

		Carga Ativa da Área [MW]				Carga Reativa da Área [Mvar]			
	Área	23->24	24->25	25->26	%média	23-24	24-25	25-26	%média
MG	CEMIG - REGIAO CENTRO	2.28%	2.28%	2.27%	**2.27%**	2.55%	2.53%	2.51%	**2.53%**
	CEMIG - REGIAO LESTE	3.48%	3.45%	3.39%	**3.44%**	3.51%	3.51%	3.41%	**3.48%**
	CEMIG - REGIAO SUDESTE	1.75%	1.76%	1.77%	**1.76%**	2.20%	2.19%	2.17%	**2.19%**
	CEMIG - REGIAO DO TRIANGULO MINEIRO	2.19%	2.20%	2.20%	**2.20%**	2.45%	2.44%	2.44%	**2.44%**
	CEMIG - REGIAO OESTE	2.27%	2.25%	2.11%	**2.21%**	2.43%	2.44%	2.32%	**2.40%**
	CEMIG - REGIAO NORTE	2.34%	2.34%	2.34%	**2.34%**	2.50%	2.29%	2.13%	**2.31%**
	CEMIG - REGIAO SUL	2.79%	2.77%	2.76%	**2.77%**	2.97%	2.95%	2.92%	**2.95%**
	ENERGISA MINAS GERAIS	1.44%	1.49%	0.96%	**1.30%**	1.96%	1.25%	1.57%	**1.59%**
RJ	LIGHT	1.33%	1.23%	1.50%	**1.35%**	4.37%	15.68%	-0.05%	**6.66%**
	AMPLA-REGIAO SUL FLUMINENSE	2.31%	2.35%	1.23%	**1.96%**	2.37%	2.45%	1.46%	**2.09%**
	AMPLA-REGIAO NORTE FLUMINENSE	3.22%	3.25%	3.28%	**3.25%**	3.02%	3.06%	3.11%	**3.06%**
	AMPLA-REGIAO NITEROI	3.52%	3.48%	3.48%	**3.49%**	3.48%	3.48%	3.49%	**3.48%**
	ENERGISA NOVA FRIBURGO	1.54%	1.95%	1.70%	**1.73%**	1.49%	1.47%	1.93%	**1.63%**
ES	ESCELSA	2.05%	2.02%	2.00%	**2.02%**	2.01%	2.00%	2.01%	**2.00%**

Tabela 4-4 - Projeção de demanda - Patamar de carga média.

		Carga Ativa da Área [MW]				Carga Reativa da Área [Mvar]			
	Área	2023-2024	2024-2025	2025-2026	%média	2023-2024	2024-2025	2025-2026	%média
MG	CEMIG - REGIAO CENTRO	2.42%	2.42%	2.41%	**2.42%**	2.63%	2.61%	2.59%	**2.61%**
	CEMIG - REGIAO LESTE	3.24%	3.22%	3.17%	**3.21%**	3.26%	3.27%	3.18%	**3.23%**
	CEMIG - REGIAO SUDESTE	1.41%	1.42%	1.45%	**1.43%**	1.75%	1.76%	1.77%	**1.76%**
	CEMIG - REGIAO DO TRIANGULO MINEIRO	2.29%	2.29%	2.29%	**2.29%**	2.63%	2.39%	2.40%	**2.47%**
	CEMIG - REGIAO OESTE	2.29%	2.13%	2.12%	**2.18%**	2.37%	2.24%	2.22%	**2.28%**
	CEMIG - REGIAO NORTE	2.03%	2.05%	2.05%	**2.04%**	1.94%	1.44%	2.68%	**2.02%**
	CEMIG - REGIAO SUL	2.70%	2.69%	2.66%	**2.68%**	2.83%	2.80%	2.78%	**2.80%**
	ENERGISA MINAS GERAIS	1.63%	1.60%	1.54%	**1.59%**	1.52%	1.77%	1.65%	**1.65%**
RJ	LIGHT	1.29%	1.19%	1.45%	**1.31%**	7.45%	2.85%	1.34%	**3.88%**
	AMPLA-REGIAO SUL FLUMINENSE	2.87%	2.91%	1.47%	**2.42%**	2.71%	2.77%	1.13%	**2.21%**
	AMPLA-REGIAO NORTE FLUMINENSE	3.23%	3.26%	3.28%	**3.25%**	3.33%	3.36%	3.37%	**3.35%**
	AMPLA-REGIAO NITEROI	3.44%	3.40%	3.40%	**3.41%**	3.51%	3.51%	3.50%	**3.51%**
	ENERGISA NOVA FRIBURGO	1.74%	1.86%	1.82%	**1.81%**	1.61%	1.58%	2.33%	**1.84%**
ES	ESCELSA	2.28%	2.94%	1.62%	**2.28%**	2.43%	0.87%	4.10%	**2.47%**

Tabela 4-5 - Projeção de demanda - Patamar de carga pesada.

		Carga Ativa da Área [MW]				Carga Reativa da Área [Mvar]			
	Área	23->24	24->25	25->26	%média	23-24	24-25	25-26	%média
MG	CEMIG - REGIAO CENTRO	2,30%	2,30%	2,29%	**2,30%**	2,51%	2,49%	2,48%	**2,49%**
	CEMIG - REGIAO LESTE	3,10%	3,10%	3,04%	**3,08%**	3,12%	3,12%	3,05%	**3,10%**
	CEMIG - REGIAO SUDESTE	1,45%	1,46%	1,47%	**1,46%**	1,73%	1,75%	1,75%	**1,74%**
	CEMIG - REGIAO DO TRIANGULO MINEIRO	2,30%	2,29%	2,29%	**2,29%**	2,57%	2,42%	2,55%	**2,51%**
	CEMIG - REGIAO OESTE	2,22%	2,19%	2,13%	**2,18%**	2,44%	2,41%	2,33%	**2,39%**
	CEMIG - REGIAO NORTE	2,14%	2,15%	2,16%	**2,15%**	2,07%	2,70%	2,37%	**2,38%**
	CEMIG - REGIAO SUL	2,71%	2,69%	2,68%	**2,69%**	2,84%	2,82%	2,80%	**2,82%**
	ENERGISA MINAS GERAIS	1,67%	1,58%	1,56%	**1,61%**	1,76%	1,73%	1,45%	**1,65%**
RJ	LIGHT	1,31%	1,19%	1,44%	**1,31%**	7,07%	3,12%	1,13%	**3,77%**
	AMPLA-REGIAO SUL FLUMINENSE	2,96%	2,99%	1,59%	**2,51%**	2,84%	2,94%	1,27%	**2,35%**
	AMPLA-REGIAO NORTE FLUMINENSE	3,29%	3,32%	3,33%	**3,31%**	3,30%	3,34%	3,35%	**3,33%**
	AMPLA-REGIAO NITEROI	3,37%	3,32%	3,34%	**3,35%**	3,40%	3,41%	3,42%	**3,41%**
	ENERGISA NOVA FRIBURGO	1,90%	1,72%	1,97%	**1,87%**	2,44%	2,78%	1,16%	**2,13%**
ES	ESCELSA	2,26%	2,21%	2,23%	**2,23%**	2,47%	2,29%	2,45%	**2,40%**

A evolução das cargas na região de interesse do estudo, nos três patamares de carga considerados, está registrada na Figura 4-5.

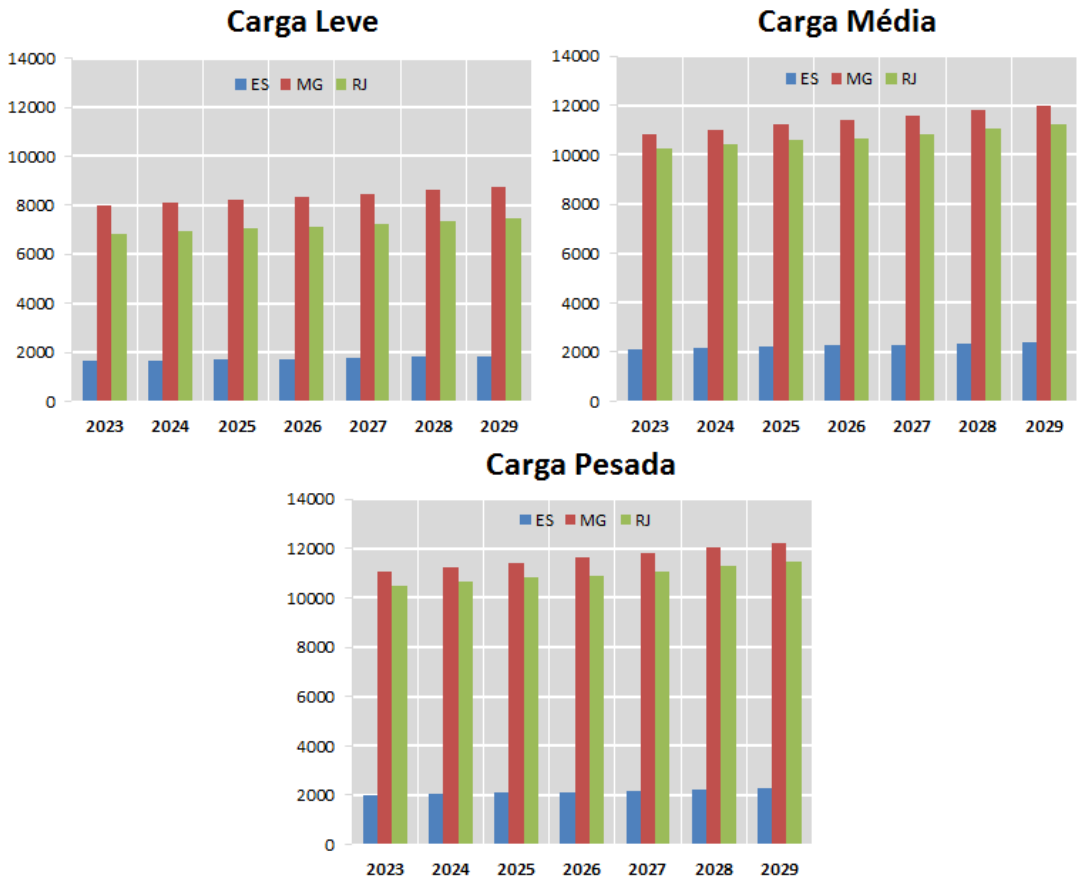


Figura 4-5 - Evolução das cargas em cada patamar nos estados RJ, ES e MG.

Nas Figuras 4-6 e 4-7 também é mostrado um comparativo da evolução da carga frente à capacidade de geração instalada total, nos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, durante o horizonte de análise do estudo.

Este comparativo já contempla o potencial de geração térmica conforme o cronograma referencial de entrada estabelecido, e mostra como ambos os estados passam a figurar como exportadores de energia, uma vez concretizado o potencial de geração térmica previsto.

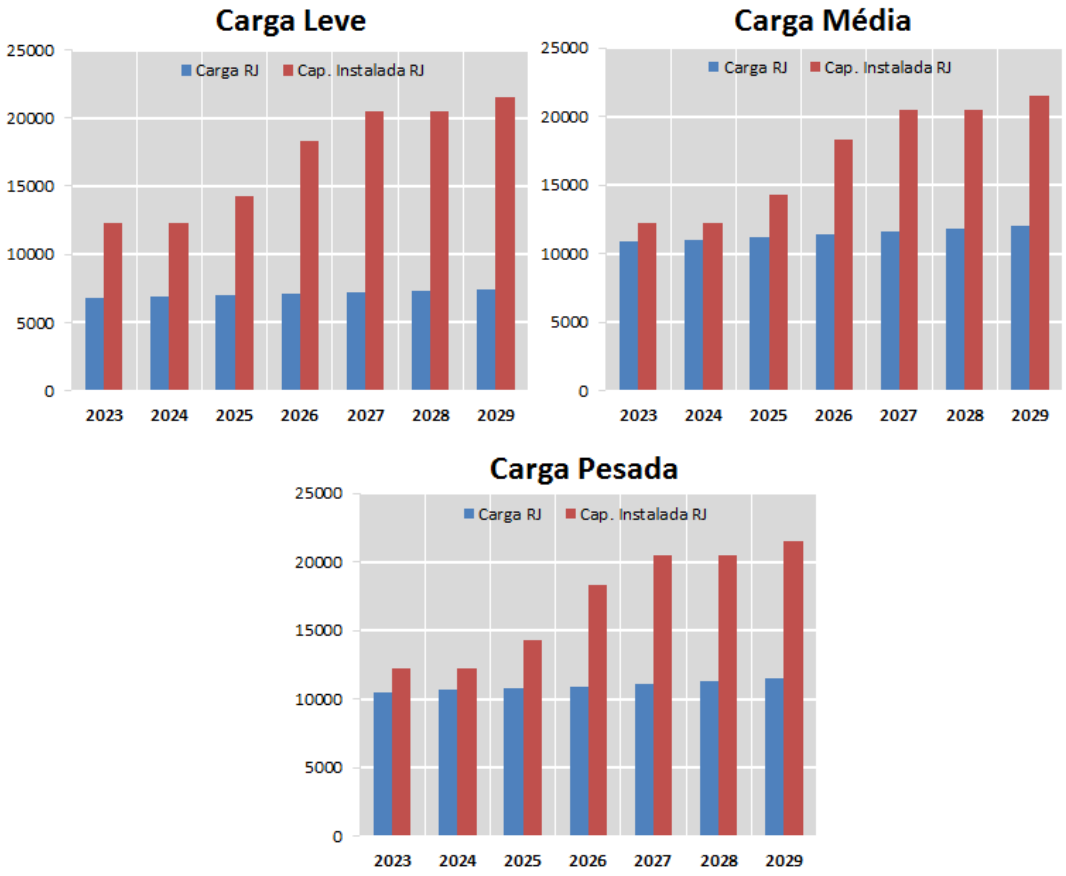


Figura 4-6 - Comparativo entre carga e capacidade instalada para o estado do Rio de Janeiro.

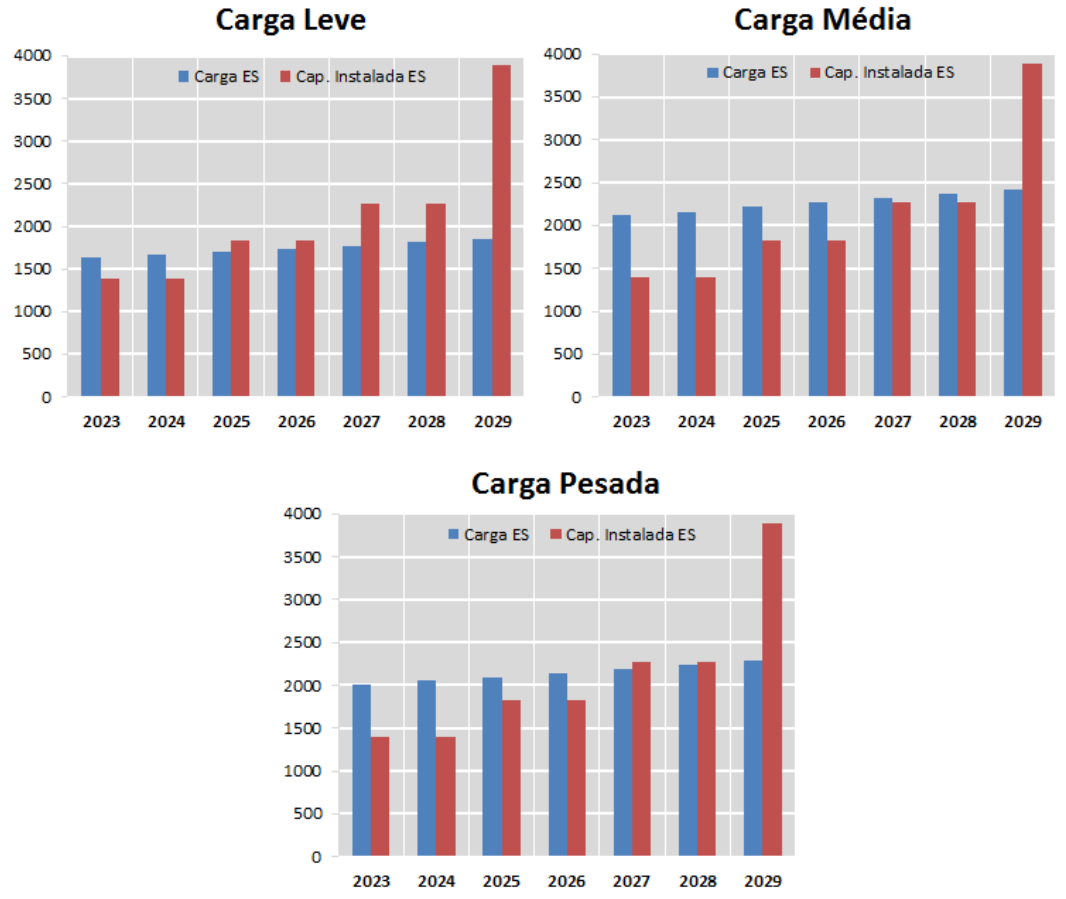


Figura 4-7 - Comparativo entre carga e capacidade instalada para o estado do Espírito Santo.

4.2 Cenários de Despacho

Para execução dos estudos de dimensionamento da rede foram selecionados cenários específicos de intercâmbio e de geração nos diversos subsistemas do SIN. Foram levantadas as condições de intercâmbio, carga e geração mais críticas para o sistema da região de interesse, levando em conta sua interação com as interligações NE-SE e RJ-SP.

Nesse sentido, foram preparados três cenários sob essas condições e que contemplassem a variação hidrológica dos subsistemas, assim como as mudanças de direção do fluxo de carga, uma vez implantada as obras propostas. Um cenário adicional foi utilizado para verificação de controle de tensão em condições de rede descarregada. Os níveis de geração e intercâmbios resultantes para os cenários de 1 a 4 estão detalhados nas seções seguintes.

4.2.1 Cenário 1 – NE importador

- Patamar de carga pesada;
- Período úmido;
- UHEs da bacia do São Francisco com despacho restrito para maximizar recebimento;
- UHEs da região Norte com despacho médio-elevado;
- Elo CC Xingu - Terminal Rio com despacho máximo (4000 MW);
- UFV com geração mínima;
- Eólicas da região Nordeste com geração mínima para o período.

Este cenário tem o objetivo de verificar o impacto da importação de energia por parte do subsistema Nordeste na rede planejada e na interligação NE-SE, quando da entrada de geração térmica excedente, objeto desse estudo. Para tanto foi utilizado um cenário de intercâmbio extremo de transferência para o Nordeste, considerando o patamar de maior carga na região, baixa hidraulicidade nas bacias hidrográficas do Nordeste, mesmo no período úmido, e aliado a níveis reduzidos de geração eólica que são característicos do regime de vento durante o período úmido nessa região.

Quanto às UTEs existentes, foi realizado o despacho em ordem de mérito, considerando CVU elevado para permitir a geração nas usinas inseridas na região de interesse (RJ e ES). Esse despacho das térmicas locais tem sido recorrente em condições hidrológicas desfavoráveis e acrescenta maior estresse ao sistema de transmissão do Rio de Janeiro, tanto na rede de 500 kV da região metropolitana quanto na rede de 345 kV que atende o norte do estado.

O histórico de despacho das UTEs do Rio de Janeiro nos últimos 5 anos, em valores absolutos, pode ser verificado na Figura 4-8.

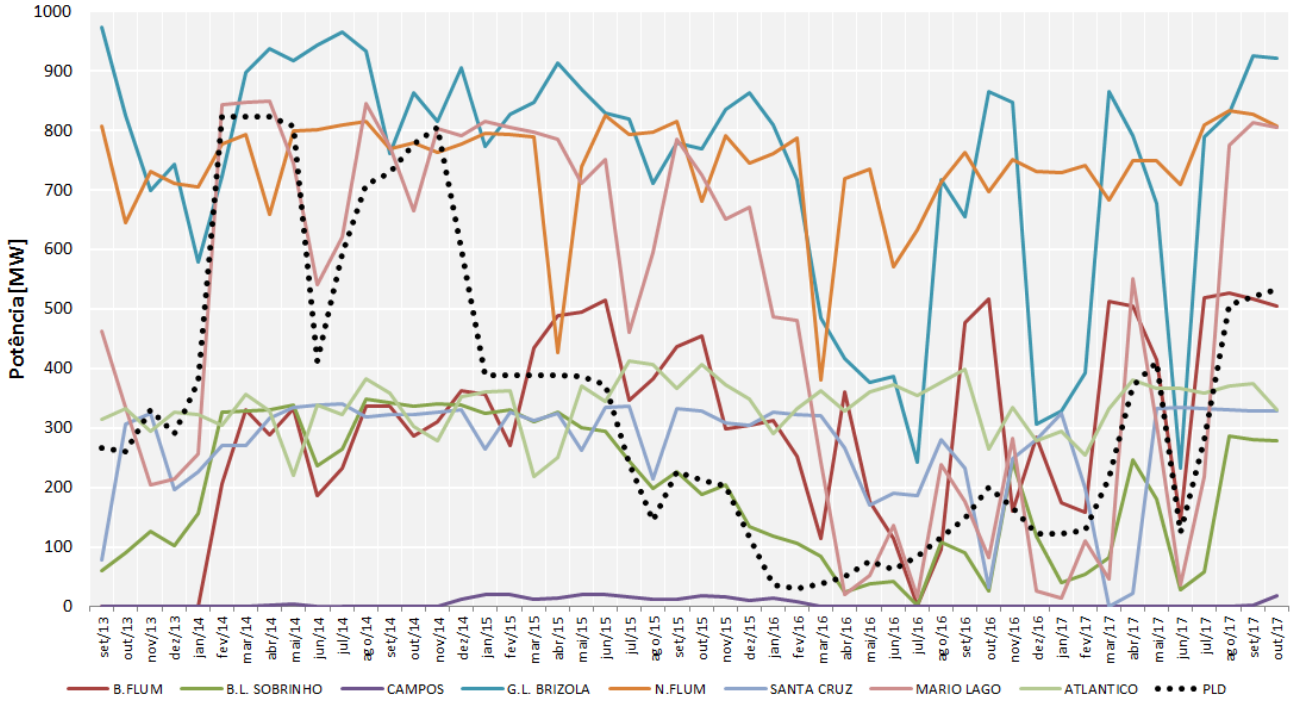


Figura 4-8 - Histórico de despacho de UTEs no estado do Rio de Janeiro

A Figura 4-9 detalha o despacho percentual em relação à capacidade instalada das diferentes fontes, por subsistema, considerados para compor o cenário 1. Os níveis de intercâmbio (em MW) entre os principais subsistemas do cenário 1 podem ser verificados na Figura 4-10.

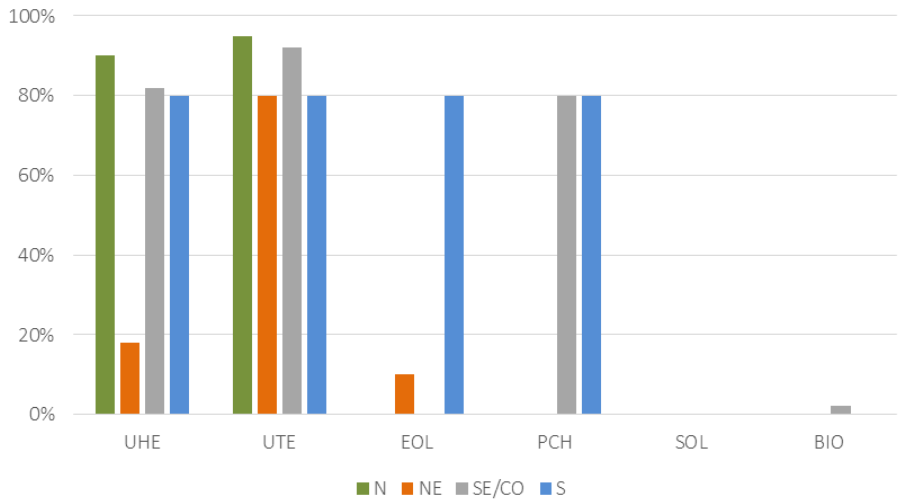


Figura 4-9 - Cenário 1 – Carga Pesada – Norte Úmido Nordeste Importador.

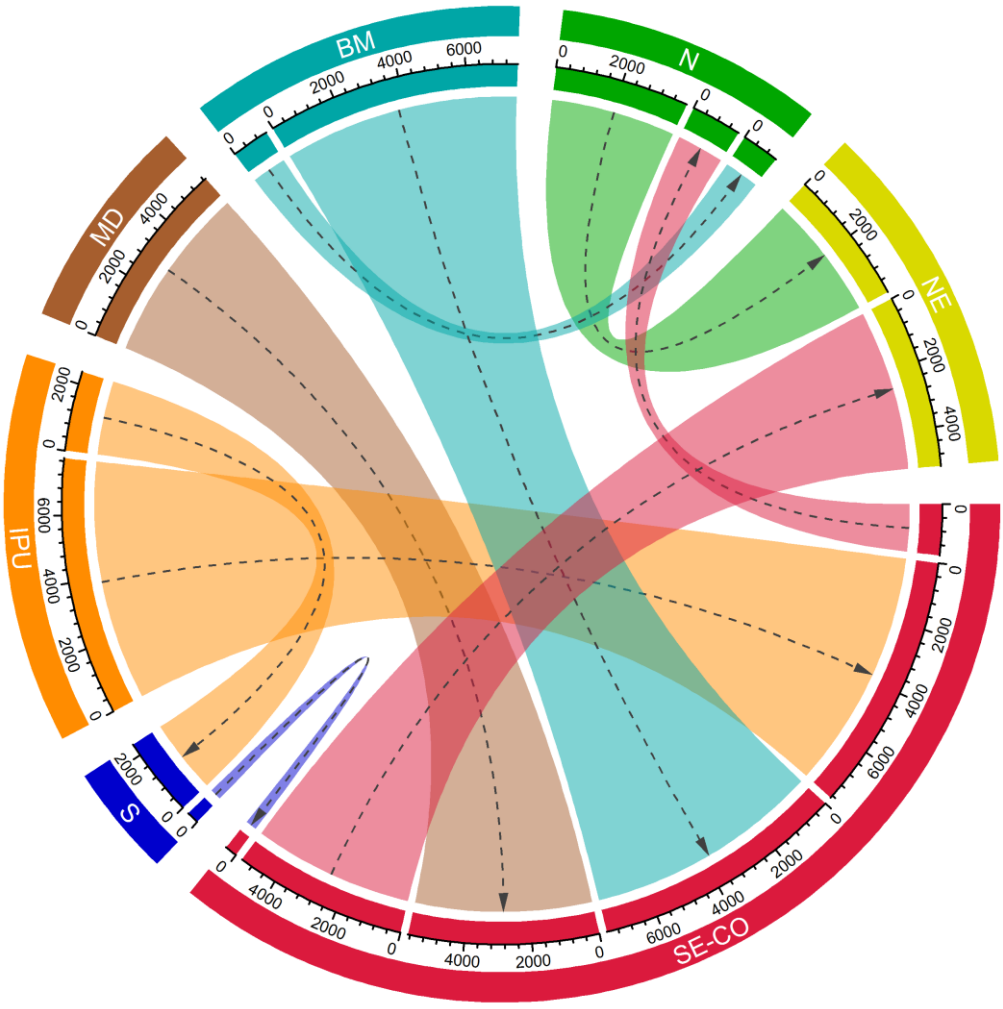


Figura 4-10 - Diagrama de intercâmbios entre subsistemas - Cenário 1

4.2.2 Cenário 2 – NE exportador para SE

- Patamar de carga média;
- Período úmido;
- UHEs da bacia do São Francisco com despacho elevado;
- UHEs da região Norte com despacho elevado;
- Elo CC Xingu - Terminal Rio com despacho máximo (4000 MW);
- UFV com geração máxima;
- Eólicas da região Nordeste com geração máxima para o período;
- UHEs das bacias do Sudeste e Sul geração reduzida para maximizar recebimento.

No cenário 2, o sistema apresenta um carregamento maior no sentido de atendimento às cargas da região Sudeste, uma vez que a geração hidráulica local está reduzida e o intercâmbio vindo das regiões Norte e Nordeste é elevado. Nesta situação a geração adicional das novas térmicas se soma ao fluxo importado e eleva o carregamento da rede local em direção à Região Metropolitana do Rio de Janeiro. Este cenário foi composto partindo de uma transferência do Nordeste com geração elevada tanto hidráulica como solar e eólica. O patamar de carga utilizado foi o de carga média, que é o período em que se verificam os maiores níveis de geração solar fotovoltaica, cujo percentual de geração ficou em torno de 95~100%.

A Figura 4-11 detalha o despacho percentual em relação à capacidade instalada das diferentes fontes, por subsistema, considerados para compor o cenário 2. Os níveis de intercâmbio (em MW) entre os principais subsistemas do cenário 2 podem ser verificados na Figura 4-12.

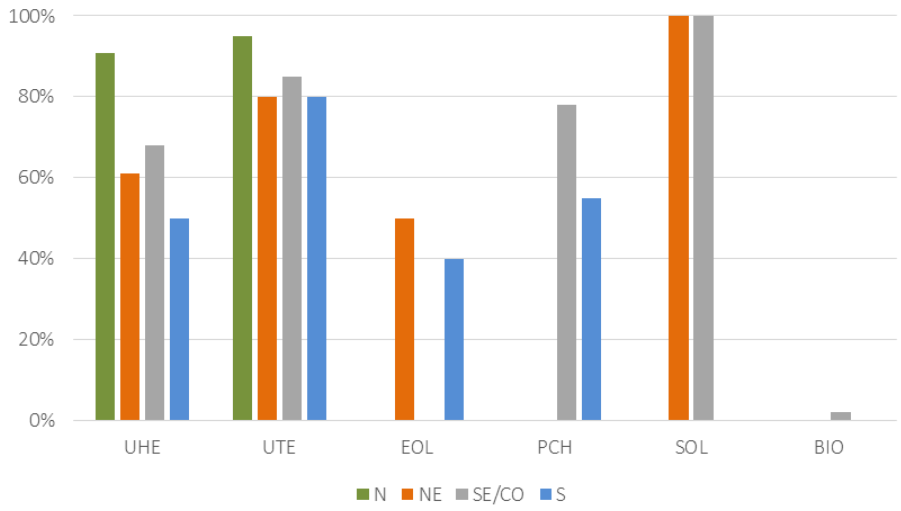


Figura 4-11 - Cenário 2 – Carga Média – Norte Úmido Nordeste Exportador para Sudeste.

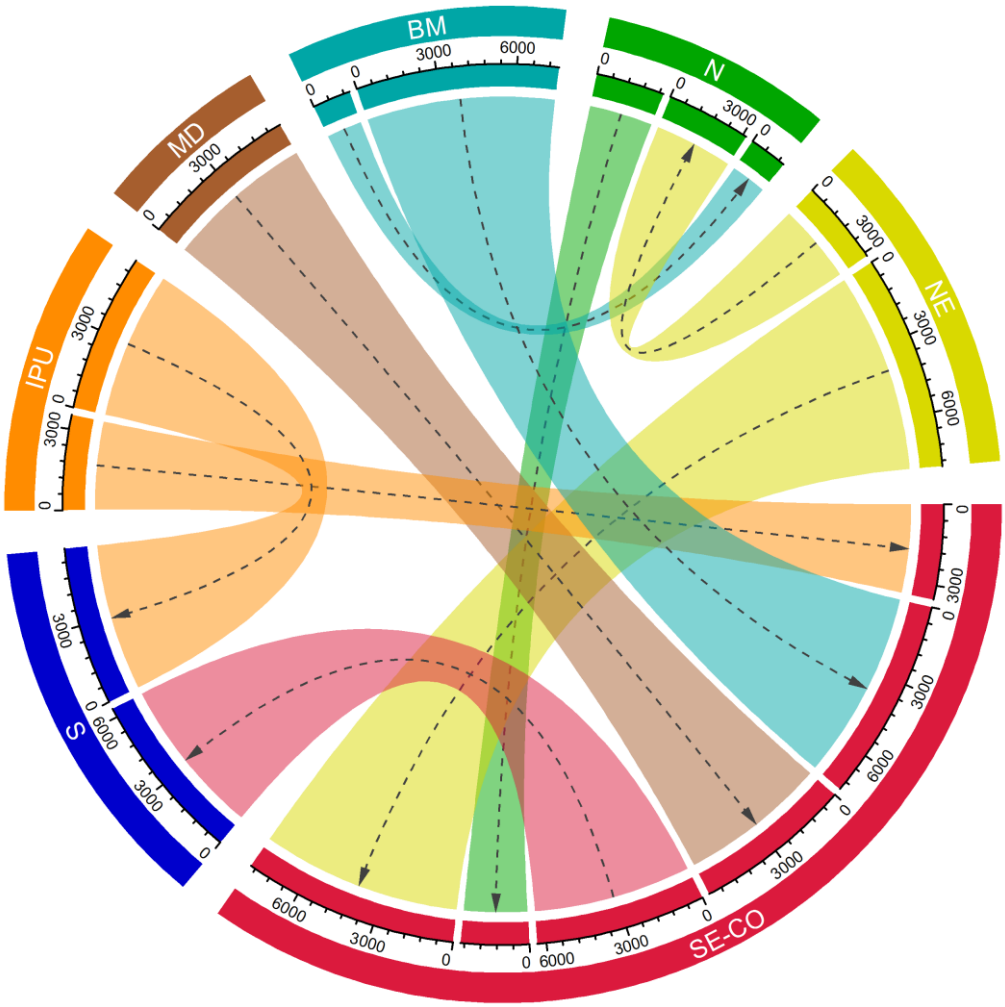


Figura 4-12 - Diagrama de intercâmbios entre subsistemas – Cenário 2.

4.2.3 Cenário 3 – NE exportador

- Patamar de carga média;
- Período seco;
- UHEs da bacia do São Francisco com despacho reduzido;
- UHEs da região Norte com despacho mínimo;
- Elo CC Xingu - Terminal Rio com despacho mínimo (400MW);
- UFV com geração máxima;
- Eólicas da região Nordeste com geração máxima para o período;

O cenário 3 conta com condições nas quais as regiões Sudeste e Sul são receptoras, semelhante ao cenário 2, todavia na hidrologia do período Seco. Dessa forma, as bacias dos subsistemas Norte e Nordeste possuem baixa hidraulicidade, permitindo verificar a influência da redução de injeção de potência vinda da usina de Belo Monte, por meio do Elo em corrente contínua Xingu – Terminal Rio. Como a subestação Terminal Rio se insere fortemente no sistema de 500kV da região metropolitana do Rio de Janeiro, é importante verificar sua influência nos níveis de carregamento da rede planejada e existente assim que a geração térmica adicional entrar em operação.

Foi também realizado o despacho da geração térmica nacional em ordem de mérito, considerando CVU elevado para admitir a geração nas usinas inseridas na região de interesse (RJ e ES).

A Figura 4-13 detalha o despacho percentual em relação à capacidade instalada das diferentes fontes, por subsistema, considerados para compor o cenário 3. Os níveis de intercâmbio (em MW) entre os principais subsistemas do cenário 3 podem ser verificados na Figura 4-14.

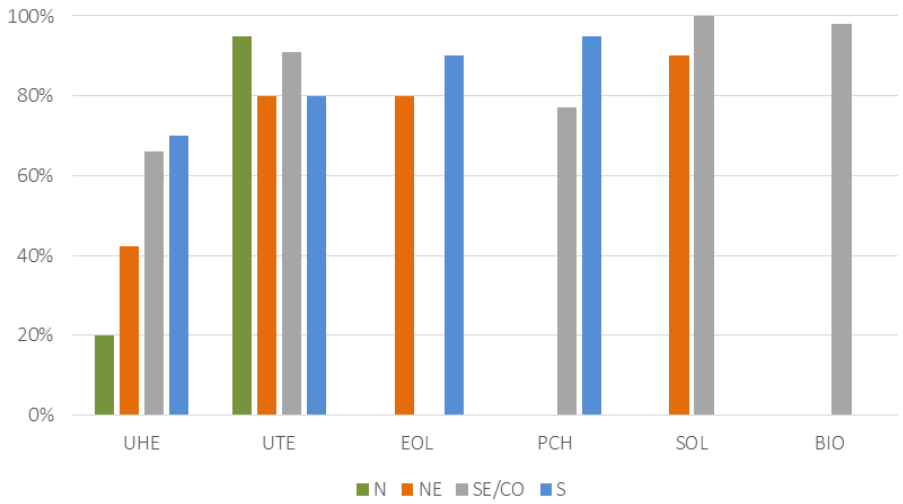


Figura 4-13 - Cenário 3 – Carga Média – Norte Seco Nordeste Exportador

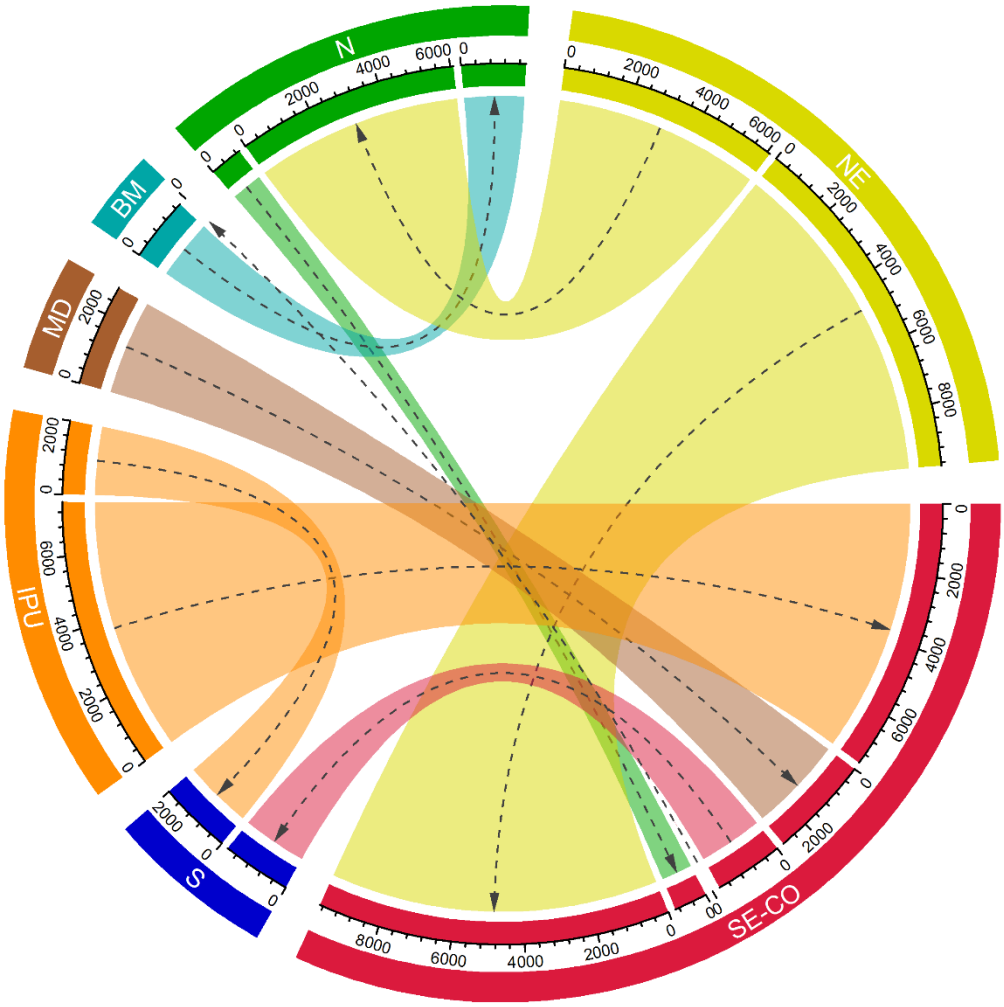


Figura 4-14 - Diagrama de intercâmbios entre subsistemas – Cenário 3

4.2.4 Cenário 4 – Controle de tensão

- Patamar de carga Leve;
- Período úmido;
- Baixa geração térmica.

Esse cenário utiliza o período de carga leve aliado a baixo intercâmbio entre regiões, situação em que há baixo carregamento da rede. Tem basicamente como objetivo analisar o impacto das obras indicadas no controle das sobretensões, possibilitando fundamentar a indicação de reforços para realizar esse controle, caso se mostre necessário. Foi utilizado um valor baixo de CVU nacional para essa análise, com o intuito de reduzir os montantes despachados pelas térmicas existentes e futuras do Estado do Rio de Janeiro, diminuindo o carregamento nos circuitos.

4.3 Parâmetros Econômicos

Os custos dos equipamentos das alternativas analisadas foram estabelecidos com base no documento "Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2017" [2], sendo a comparação econômica realizada pelo Método dos Rendimentos Necessários, e a seleção da alternativa pelo conceito de mínimo custo global.

Ainda para a comparação econômica, foi considerada uma taxa de retorno de 8% a.a., ano base de referência 2023 e ano horizonte 2032, adotando-se uma margem de 5% como o balizador para definir a equivalência econômica de alternativas.

4.4 Perdas

A valoração das perdas elétricas foi realizada com base no custo marginal de expansão médio calculado em [3], cujo valor foi de 217,38 R$/MWh.

Foram utilizados para o cálculo das perdas seis casos de fluxo de potência, sendo a combinação dos três patamares de carga, e dos cenários Norte Úmido e Norte Seco.

A duração dos patamares de carga foi a seguinte:

- Carga Pesada: 3 horas
- Carga Média: 14 horas
- Carga Leve: 7 horas

4.5 Limites de Carregamento e Dados de Linhas e Transformadores

Os limites de carregamento das linhas e transformadores existentes, para as condições de operação normal e de emergência de curta duração, são os valores informados nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST).

Para as linhas de transmissão futuras deverão ser utilizados valores definidos no processo de licitação/autorização e informados pelos agentes ou por valores típicos definidos pela EPE. Os transformadores novos consideraram limite de emergência de 120% por 4 horas.

Para outros elementos foram adotados os limites operativos indicados nos seguintes documentos:

- Procedimentos de Rede do ONS –"Submódulo 2.3 Requisitos mínimos para transformadores e para subestações e seus equipamentos"
- Procedimentos de Rede do ONS –"Submódulo 23.3 Diretrizes e Critérios Para Estudos Elétricos". – Novembro de 2011.

5 DESCRIÇÃO DO SISTEMA

As regiões de maior potencial termelétrico são atualmente atendidas por linhas em 345 kV de Rede Básica, que vão desde a SE Adrianópolis até a SE Macaé. A partir de Macaé, partem três circuitos, ainda em 345 kV, para a SE Campos de onde, finalmente, seguem dois circuitos para a SE Rio Novo do Sul, integrando-se ao sistema de atendimento ao Estado do Espírito Santo. A Figura 5-1 ilustra o sistema elétrico de interesse.

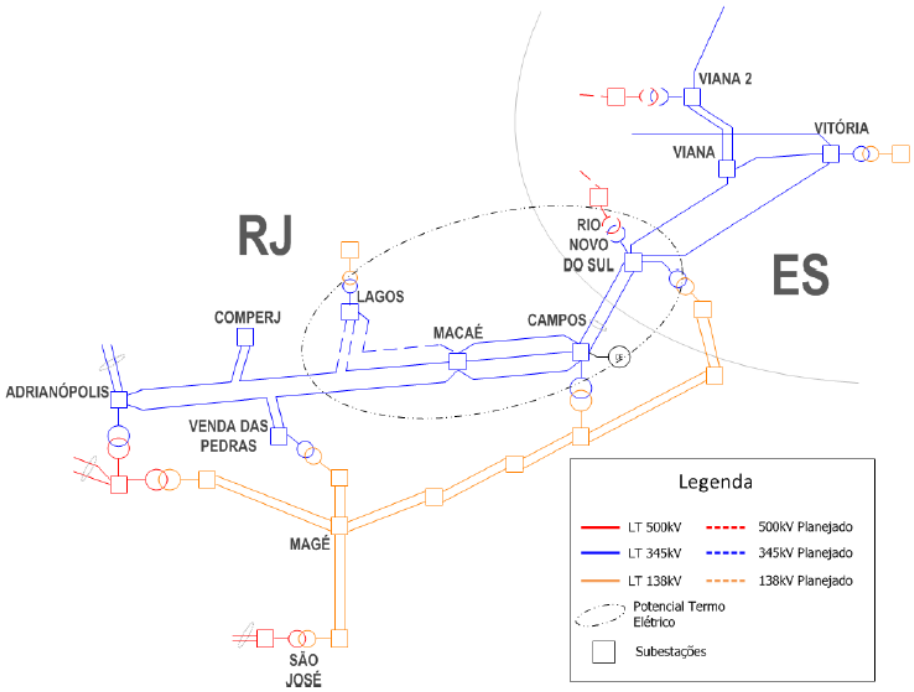


Figura 5-1 - Sistema de transmissão da região com maior concentração de novos empreendimentos

A principal obra indicada pelos estudos da EPE para esta região será ofertada no Leilão de Transmissão nº 02/2018 e corresponde à SE Lagos 345/138 kV, a qual seccionará a LT 345 kV Macaé – Comperj – Adrianópolis. Adicionalmente, a integração de Lagos contará com um circuito adicional em 345 kV entre Lagos e Macaé.

Cabe ressaltar que o ONS analisou o impacto da conexão da UTE Novo Tempo I na SE Campos 345 kV, conforme documentado em [4] e concluiu que com a presença da SE Lagos é possível despachar plenamente a UTE em qualquer cenário de carga e hidrologia da região até o horizonte de sua análise, com a configuração prevista para o ano de 2021.

Para mostrar explicitamente a necessidade de obras adicionais no sistema a partir da entrada da geração contratada no Leilão de Energia Nova "A-6" de 2017 (2.138 MW no ano de 2023) na região de interesse, foram feitas simulações com a rede de referência com a presença da SE Lagos e sem as obras indicadas no presente estudo.

A Figura 5-2 mostra a distribuição de fluxo na região de interesse considerando a geração contratada até o momento, a qual corresponde ao primeiro módulo da UTE Novo Tempo (que alterou o ponto de conexão de Suape 230 kV para Campos 345 kV) somado a UTE GNA Porto do Açu III e à UTE Vale Azul II, as quais venderam energia do Leilão A-6/2017, conforme citado anteriormente. Neste contexto, a geração está conectada na rede de 345 kV e o sistema não conta com as novas obras em 500 kV que serão indicadas neste estudo.

É possível identificar sobrecargas em condição normal de operação, com destaque para a LT 345 kV Macaé – Venda das Pedras, eixo em 345 kV Lagos – Adrianópolis e LT 138 kV Magé – Rocha Leão (DIT).

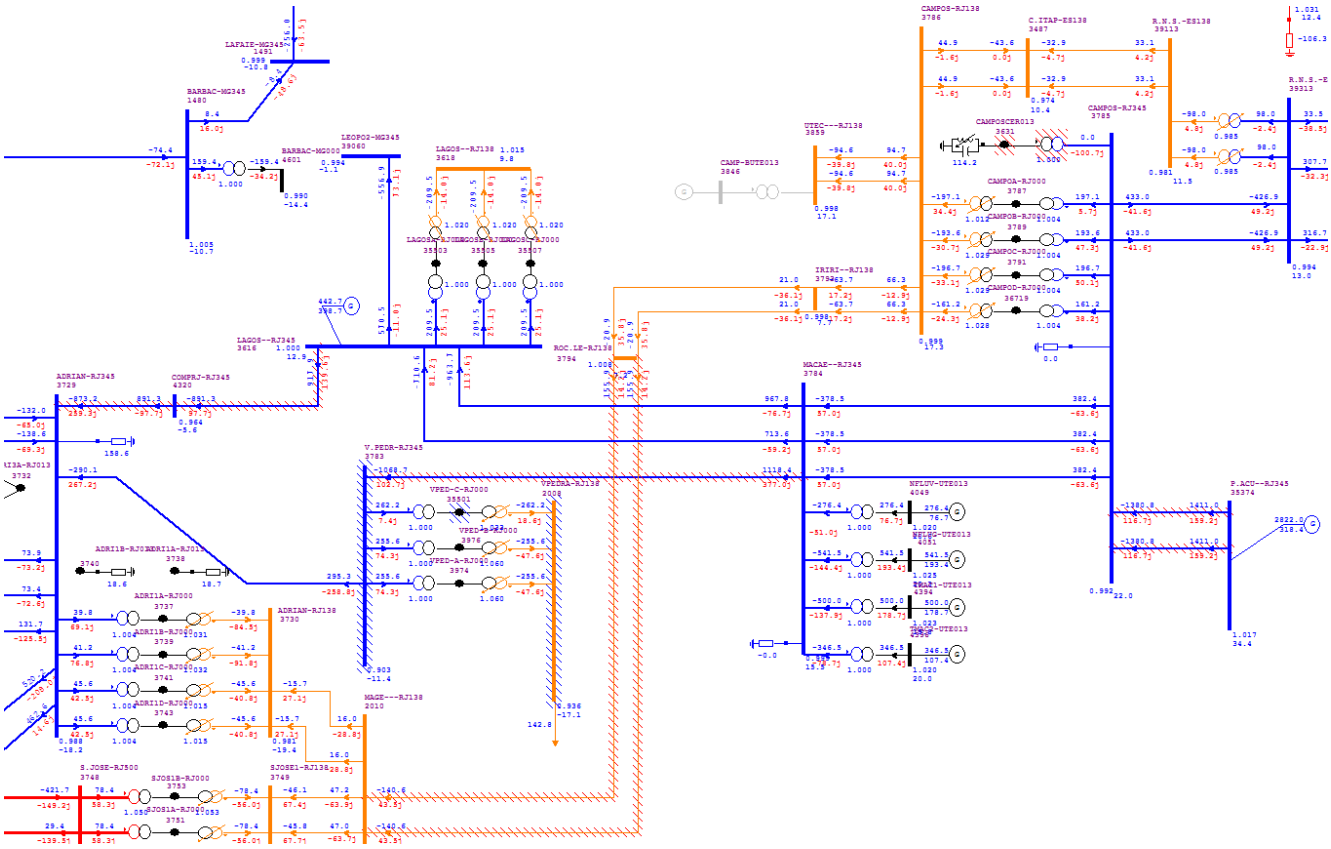


Figura 5-2 - Sistema elétrico da região de interesse, ano 2023, cenário norte úmido, carga média. Com geração contratada e sem obras 500 kV

A Tabela 5-1 mostra o carregamento dos principais trechos da região de interesse.

Tabela 5-1 – Carregamento em condição normal correspondente ao caso ilustrado na Figura 5-2

Origem	Destino	Tensão (kV)	Carregamento (%)
Macaé	V. das Pedras	345	138
Adrianópolis	Lagos (*)	345	106
Magé	Rocha Leão	138	125

(*) Trecho seccionado na SE Comperj.

Também foi analisada a conexão da geração contratada no Leilão de Energia Nova "A-6" de 2017 no ponto de conexão habilitado pela EPE. Dessa forma, foram feitas simulações com a UTE Vale Azul II e GNA Porto do Açu III conectadas no barramento de Rio Novo do Sul 500 kV. A UTE Novo Tempo foi mantida no barramento de 345 kV da SE Campos e as obras recomendadas no estudo não estão presentes. A Figura 5-3 a seguir mostra como o sistema se comportaria nessa configuração.

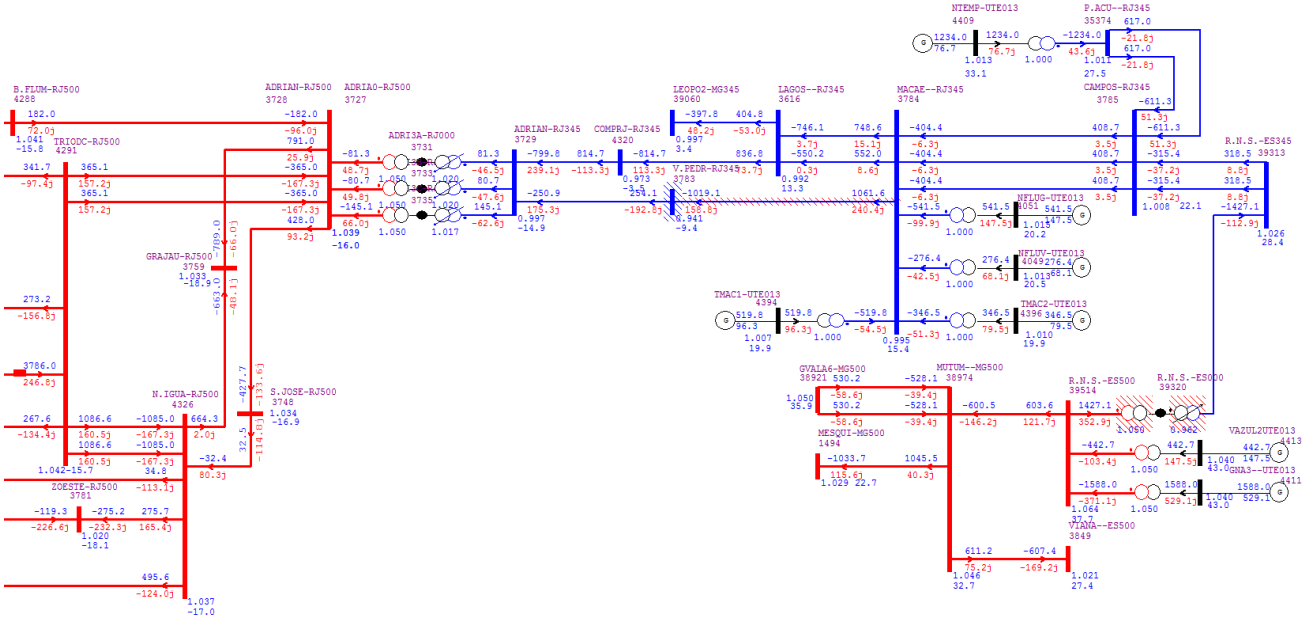


Figura 5-3 - Sistema elétrico da região de interesse, ano 2023, cenário norte úmido, carga média. Com geração contratada nos pontos de conexão cadastrados no AEGE e sem obras.

Pode-se observar que, em regime normal de operação, há problemas de carregamento no transformador 500/345 kV de Rio Novo do Sul. Ainda, verificam-se sobrecargas na LT 345 kV Vendas das Pedras - Macaé e na LT 138 kV Rocha Leão - Magé C1 e C2.

Além disso, a perda da LT 500 kV Rio Novo do Sul - Mutum provoca sobrecargas acima de 50% do limite de curta duração no banco de transformadores 500/345 kV de Rio Novo do Sul, como mostrados na Figura 5-4.

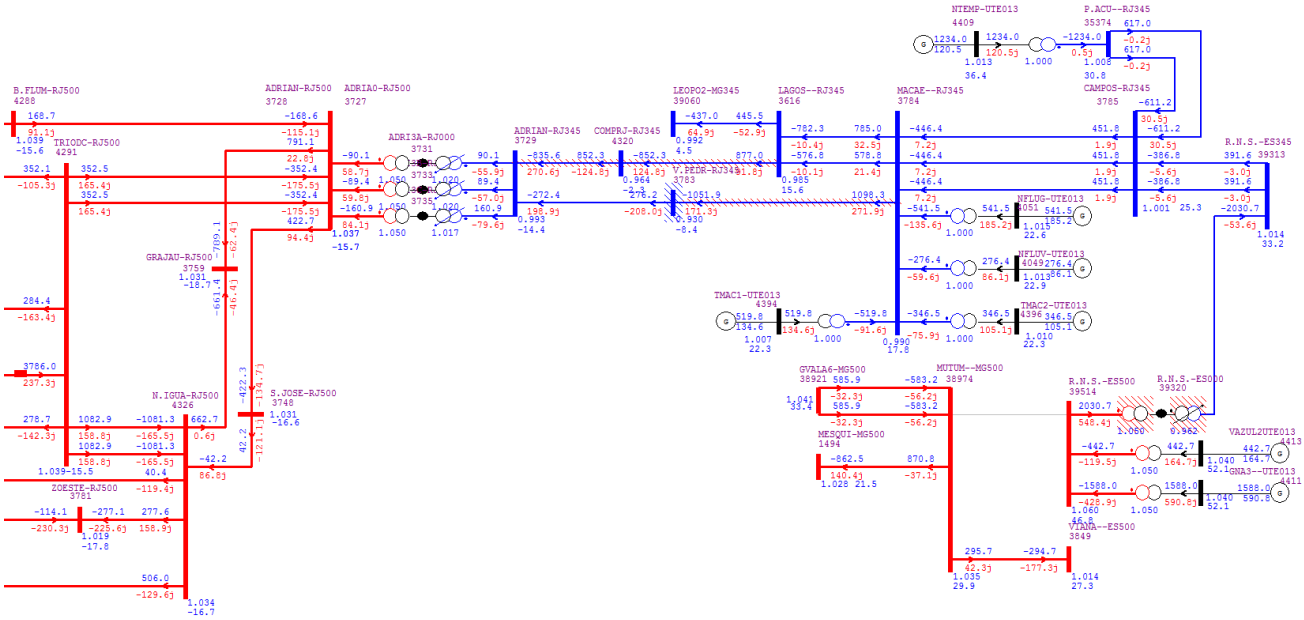


Figura 5-4 - Contingência da LT 500 kV Rio Novo do Sul - Mutum, ano 2023, cenário norte úmido, carga média. Com geração contratada nos pontos de conexão cadastrados no AEGE e sem obras.

6 DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS

Neste capítulo são apresentadas as alternativas analisadas para a expansão do sistema de transmissão dos estados da região Sudeste, especialmente o Rio de Janeiro e Espírito Santo.

As alternativas foram concebidas de forma a permitir o escoamento do potencial termelétrico da região estudada seguindo um cronograma de contratação de energia aderente aos leilões passados e levando em consideração a importância de se ter um sistema de expansão da transmissão flexível de modo a acomodar a expansão da geração, planejada de forma indicativa.

Em função das dificuldades de acesso às subestações da região metropolitana do Rio de Janeiro, foram feitas análises prévias de quais subestações poderiam comportar de maneira adequada a expansão do sistema. Nessa análise foram indicadas as subestações de Terminal Rio e de Resende.

Além da conexão com a Região Metropolitana do Rio de Janeiro, também foi analisada a ligação dos novos empreendimentos de geração termelétrica com o sistema de transmissão da Interligação Nordeste-Sudeste. Após análises, que constam no Anexo 6 - Definição da Subestação Receptora da Interligação Sudeste Nordeste, foi definido que a subestação de Mutum seria a mais adequada para a conexão com parque gerador.

Também foi avaliada uma conexão com a Região Metropolitana de Belo Horizonte, através de uma linha de transmissão em 500 kV, que interliga a região de Campos à subestação de Itabirito 2, localizada ao sul da capital mineira.

Numa segunda fase foram definidas as topologias das alternativas de rede básica e rede básica de fronteira, as quais podem ser divididas em três grupos:

- Alternativas em 500 kV com uma subestação coletora;
- Alternativas em 500 kV com duas subestações coletoras;
- Alternativa em 765 kV.

No contexto desta divisão, foram criadas variantes (“A”) para cada uma das opções de expansão em 500 kV. As alternativas com variante “A” possuem a mesma topologia da alternativa original (ex: 1 e 1A), diferindo apenas quanto à configuração de feixe de condutores das novas linhas em 500 kV. Essa avaliação de linhas de transmissão com maiores valores de SIL (*Surge Impedance Loading*) foi feita para reduzir o número circuitos ou de postergá-los, uma vez que linhas de transmissão com um SIL maior têm maior capacidade de transmissão de energia, menores perdas e permitem um melhor perfil de tensão.

No primeiro grupo estão as alternativas 1, 1A, 2 e 2A, que consistem em alternativas com apenas uma subestação coletora na região de Macaé-Campos denominada SE Ibitioca. No primeiro ano analisado, 2023, esse grupo de alternativas tem as seguintes obras em comum:

- LT 500 kV Ibitioca - Mutum C1 e C2
- LT 500 kV Ibitioca - Terminal Rio C1 e C2

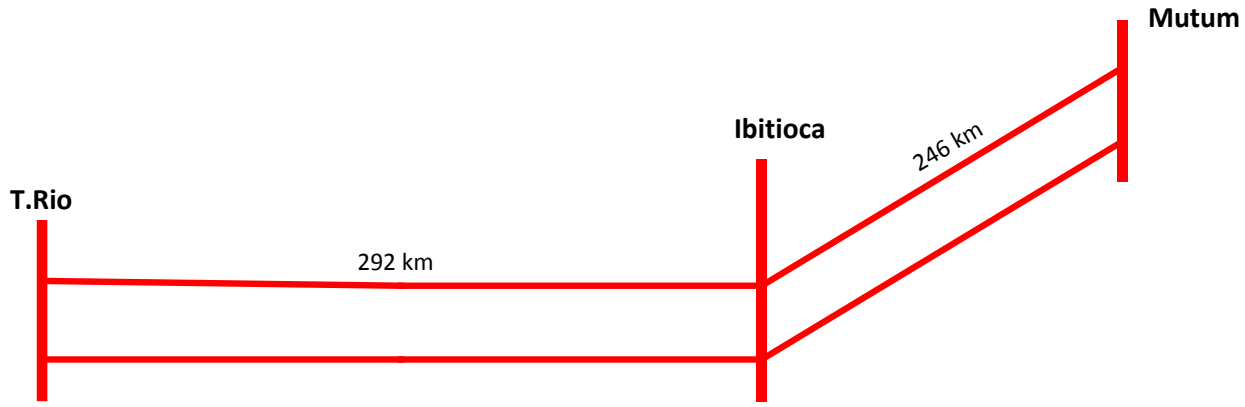


Figura 6-1 - Sistema de transmissão em 500 kV para escoamento da geração térmica com uma Subestação Coletora (Ibitioca).

No segundo grupo estão as alternativas (4, 4A, 5, 5A) que possuem duas subestações coletoras, uma na região de Macaé, denominada SE Lagos e outra na região de Campos, denominada SE Campos 2. Para esse grupo de alternativas o seguinte conjunto de obras é comum em 2023:

- LT 500 kV Campos 2 - Mutum C1 e C2
- LT 500 kV Lagos - Campos 2 C1 e C2
- LT 500 kV Terminal Rio – Lagos C1 e C2

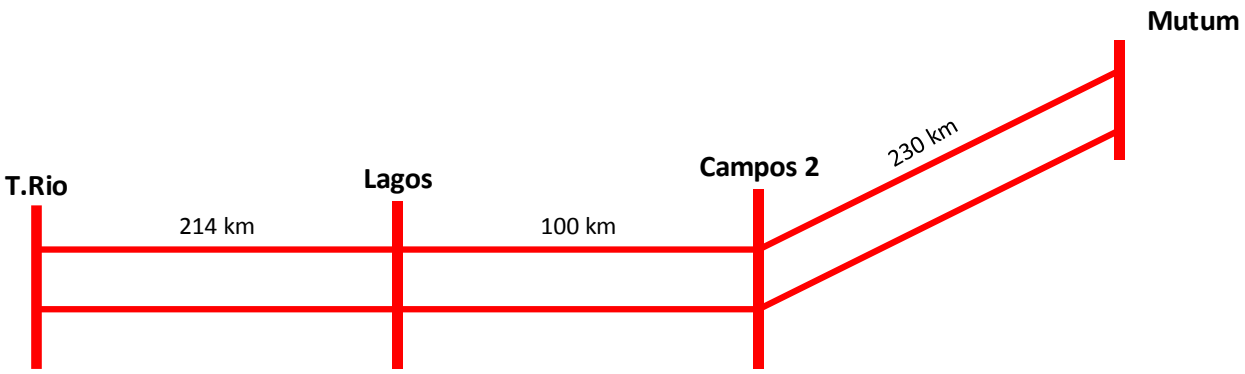


Figura 6-2 - Sistema de transmissão em 500 kV para escoamento da geração térmica com duas subestações Coletoras (Campos 2 e Lagos).

No terceiro grupo está a alternativa 3, que propõe um sistema de escoamento em 765 kV. Devido ao elevado custo das subestações e transformadores, não possui variantes com duas subestações coletoras.

No caso de uma única SE coletora, a escolha da localização da subestação Ibitioca foi feita a priori, de modo a equalizar os custos de conexão dos polos de geração da região de Macaé e Campos. Já para o segundo grupo, que possui duas subestações, considerou-se como uma delas a SE Lagos que já possui local definido e encontra-se em fase de licitação, ou seja, sendo necessário a construção de um setor de 500 kV. A segunda SE coletora, SE Campos 2, foi considerada próximo à existente SE Campos e ao polo de geração previsto nas suas imediações.

Em todas as alternativas, foi avaliada a alteração do ponto de conexão da UTE Novo Tempo, que vendeu energia no Leilão A-5 de 2014, do setor de 345 kV da SE Campos para um novo ponto de conexão em 500 kV na região.

6.1 Obras comuns no ano de 2027

No cenário de elevado despacho térmico na área RJ-ES combinado ao alto despacho de usinas eólicas e fotovoltaicas no Nordeste, a partir do ano de 2027, são verificados elevados carregamentos nos circuitos em 500 kV entre Tijuco Preto e Cachoeira Paulista e na transformação 765/500 kV de Tijuco Preto.

A contingência de um dos bancos de transformadores de Tijuco Preto provoca sobrecargas inadmissíveis nas unidades remanescentes. Além disso, em cenários críticos, verifica-se sobrecarga em regime normal de operação na LT 500 kV Lorena - Cachoeira Paulista.

Para solução desses problemas, optou-se por definir algumas obras referenciais, comuns a todas as alternativas em 500 kV:

- Nova Subestação Tijuco Preto 2, com 3 bancos de transformadores 500/345 kV (1.500 MVA cada);
- LT 500 kV Resende - Tijuco Preto 2 C1 e C2;
- Seccionamento das LTs 345 kV Tijuco Preto - Leste C1, C2 e C3 em Tijuco Preto 2;

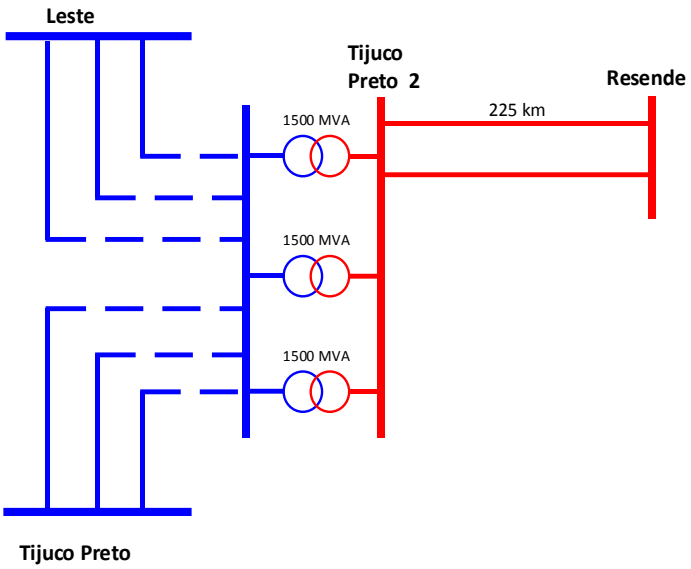


Figura 6-3 – Obra comum proposta para 2027, a ser reavaliada mediante evolução do sistema de transmissão e geração.

Esse conjunto de obras é capaz de solucionar os problemas citados, em todas as alternativas de 500 kV, por todo o horizonte analisado.

6.2 Obras comuns no ano de 2029

Em todas as alternativas em 500 kV, em 2029, devido à entrada referencial de mais um bloco de geração, a perda da LT 345 kV Macaé - Lagos C2 provoca sobrecargas no circuito remanescente.

Dessa forma, o seccionamento da LT 345 kV V.Pedras - Macaé em Lagos, representado na Figura 6-4, foi adotado como obra comum a todas as alternativas em 500 kV:

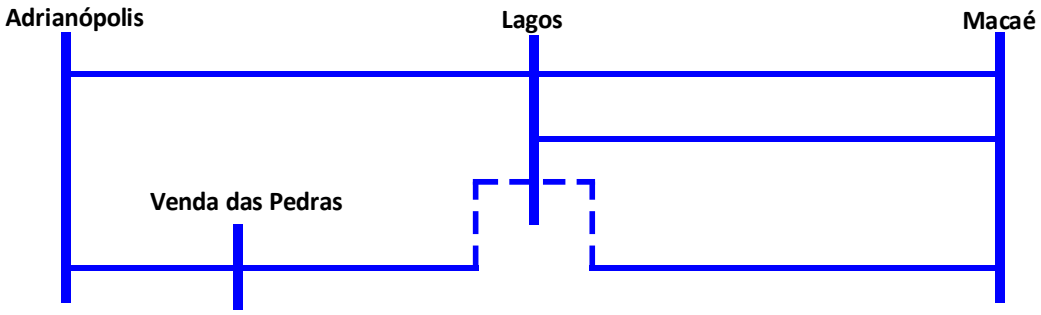


Figura 6-4 - Obra comum proposta para 2029, a ser reavaliada mediante evolução do sistema de transmissão e geração.

Essa solução é suficiente para eliminar o risco de sobrecarga em todas as alternativas analisadas. Além disso, proporciona uma melhor distribuição dos fluxos no sistema de 345 kV entre Venda das Pedras e Macaé.

6.3 Alternativa 1 e 1A

6.3.1 Alternativa 1: Única SE coletora, Conexão com RJ e configuração 4x954 MCM, Torres CD

A alternativa 1 consiste em escoar o potencial térmico da região de Macaé e Campos através de uma única subestação coletora. Como explicado anteriormente, uma nova Subestação próximo à região de Campos será a coletora de todos os novos projetos de geração da região Norte Fluminense. Com a previsão de entrada em operação de cerca de 2 GW na região em 2025, as LTs Ibitioca - Mutum e Ibitioca - Terminal Rio, responsáveis pela interligação da subestação coletora com o resto do Sistema Interligado Nacional, apresentam carregamentos próximos a 2GW em cada circuito. Esse valor é muito acima do SIL das LTs, provocando aumento do consumo de reativo e dificultando o controle de tensão. Além disso, a margem de estabilidade do sistema é prejudicada devido à grande abertura angular entre os barramentos.

Dessa forma, é proposta a conexão da subestação Ibitioca a um ponto próximo aos centros de carga do Rio de Janeiro e do Vale do Paraíba. Assim, foi definida a SE Resende como outra receptora da energia proveniente do polo de geração de Macaé e Campos, através de um circuito duplo em 500 kV.

Ao final do horizonte analisado, 2029, as LTs Ibitioca - Terminal Rio encontram muito carregadas, necessitando de reforço. Assim, é preciso o 3° circuito da LT Ibitioca - Terminal Rio.

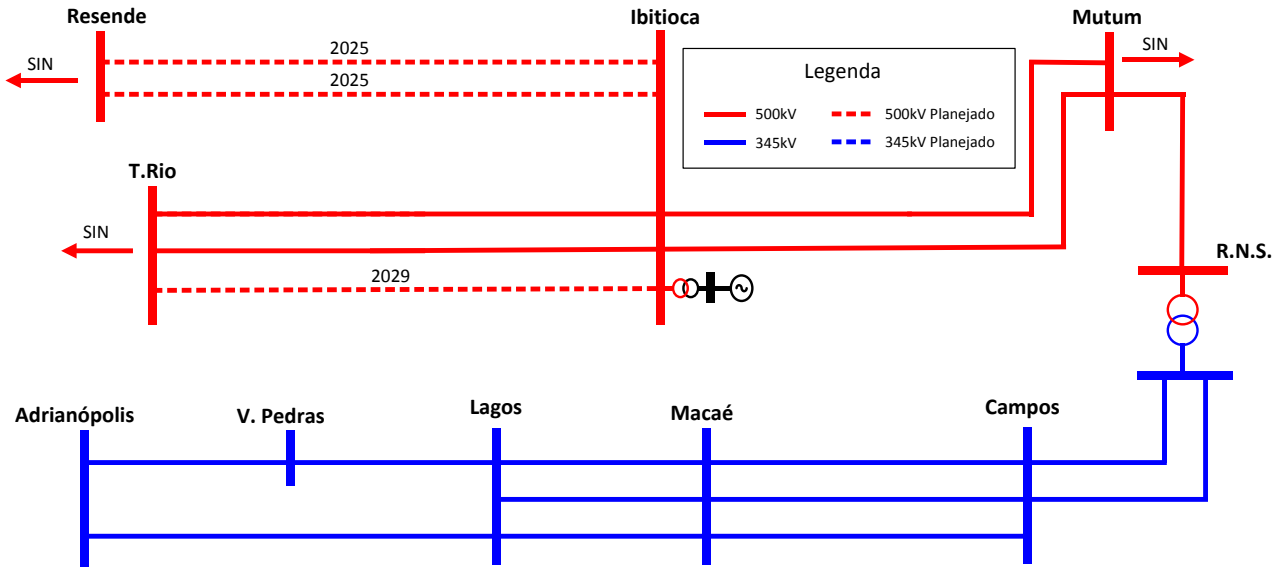


Figura 6-5 - Configuração final da Alternativa 1, com os anos de entrada de cada LT.

6.3.2 Alternativa 1A: Única SE coletora, Conexão com RJ e configuração 6x795 MCM

A variante 1A, que é uma variação da alternativa 1, tem como principal diferença o uso de cabos 6x795 MCM por fase.

O uso dessa configuração de cabos permitiu a postergação da necessidade da LT 500 kV Ibitioca - Resende C1 e C2, que passa a ser apenas em 2027.

Além disso, a LT 500 kV Ibitioca - Terminal Rio C3 deixa de ser necessária no horizonte estudado.

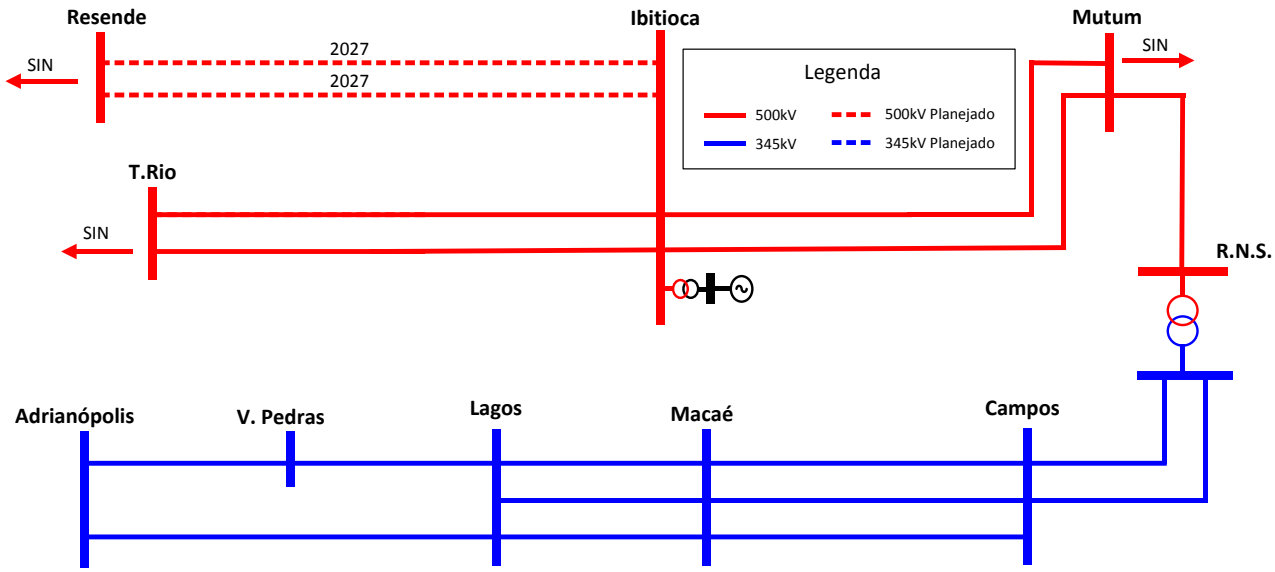


Figura 6-6 - Configuração final da Alternativa 1A, com os anos de entrada de cada LT.

6.4 Alternativa 2 e 2A

6.4.1 Alternativa 2: Única SE coletora, Conexão com RJ/MG e configuração 4x954 MCM, Torres CD

De forma semelhante à alternativa anterior, a alternativa 2 tem uma única subestação coletora (Ibitioca). A principal diferença para a Alternativa 1 consiste em conectar o parque gerador com Minas Gerais em outro ponto além da SE Mutum.

De modo a evitar problemas de tensão e de estabilidade decorrentes do incremento de geração previsto para 2025, é necessário reforço no sistema de escoamento das UTEs de Macaé e Campos. Assim, em 2025, foi recomendada a construção da LT 500 kV Ibitioca – Itabirito 2. Essa obra consegue aliviar o carregamento dos circuitos conectados a Ibitioca, melhorando a tensão e propiciando um ponto de operação mais estável para o sistema.

Em 2027, com a entrada de mais projetos, as LTs 500 kV Ibitioca - Mutum tornam a ficar muito carregadas. Sendo assim, essa alternativa conta com outro circuito interligando Ibitioca e Terminal Rio.

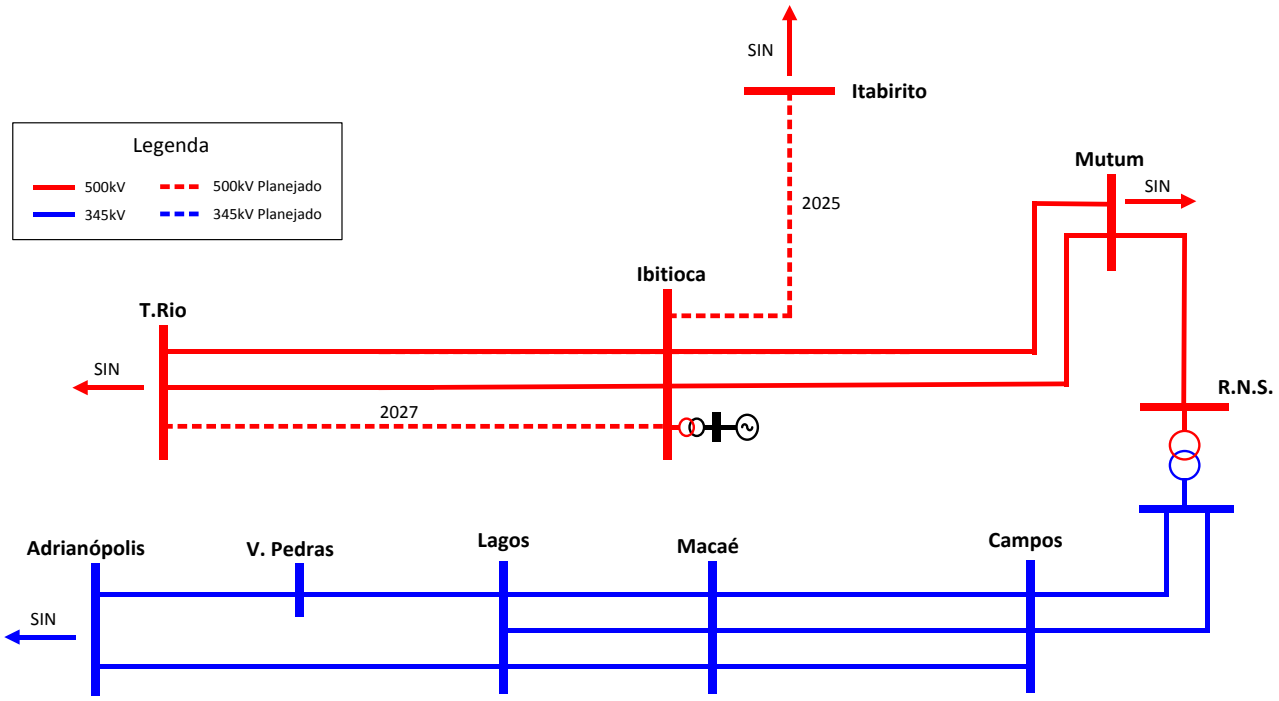


Figura 6-7 - Configuração final da Alternativa 2, com os respectivos anos de entrada de cada LT.

6.4.2 Alternativa 2A: Única SE coletora, Conexão com RJ/MG e cabos 6x795 MCM

A variante 2A, que é uma variação da alternativa 2, tem como principal diferença o uso de configuração 6x795 MCM por fase.

A diferença no escalonamento de obras é a entrada da LT 500 kV Ibitioca – Itabirito 2 que passar a ocorrer no ano de 2027.

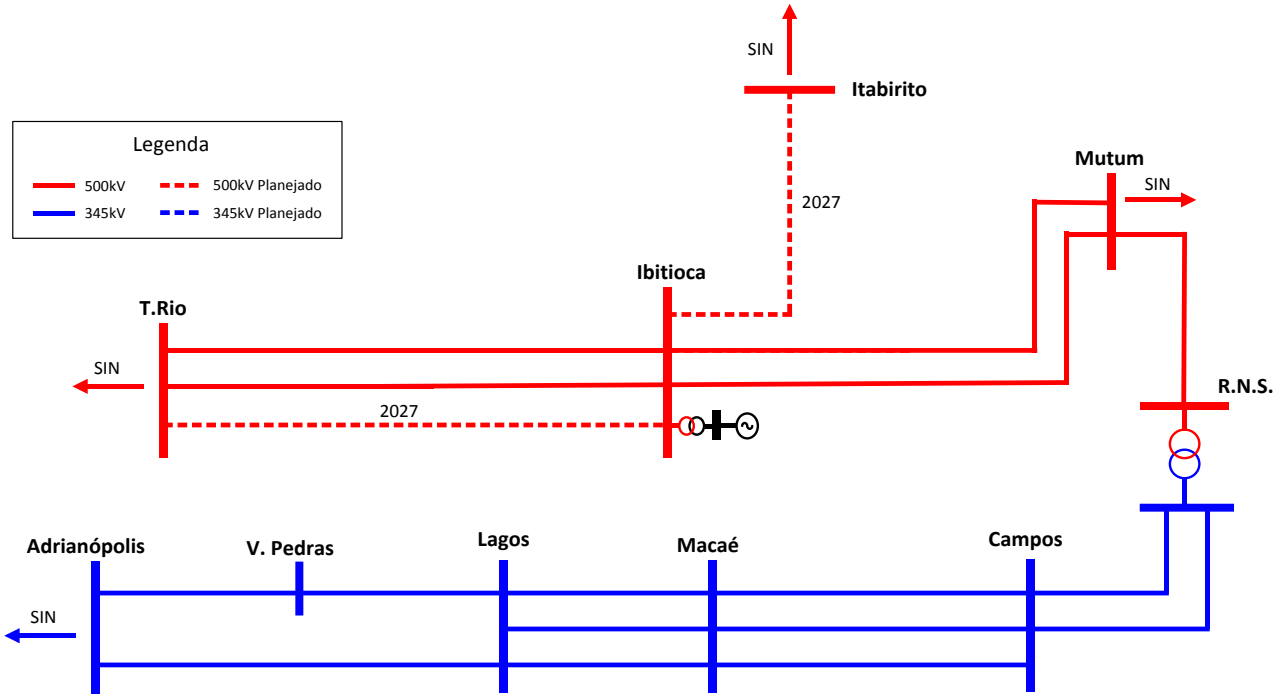


Figura 6-8 - Configuração final da Alternativa 2A, com os anos de entrada de cada LT.

6.5 Alternativa 3

Devido ao elevado montante de potência considerado no estudo, de cerca de 11,2 GW, foi analisada a possibilidade de conexão das UTEs ao sistema através de um tronco em 765 kV.

O uso de um sistema em 765 kV teria como vantagens principais a redução de perdas elétricas e a possibilidade de utilização de um número menor de circuitos devido a maior capacidade de transmissão das LTs em 765 kV quando comparadas às de 500 kV. Como comparação, as LTs em 500 kV propostas nesse estudo têm SIL variando entre 1151 MW e 1584 MW, dependendo do tipo de condutor usado. As LTs em 765 kV têm um valor de SIL consideravelmente superior, de aproximadamente 2180 MW.

Por outro lado, esta alternativa introduziria um novo nível de tensão (765 kV) na região receptora, o que representa um aumento de custos significativo devido à necessidade de abaixamento de tensão nas SEs receptoras e ao custo superior das LTs em 765 kV em comparação as LTs em 500 kV.

Assim como nas alternativas 1 e 2, propõe-se conectar o sistema de escoamento das UTEs através de uma única subestação localizada na região de Ibitioca, em Campos. Uma variante desta alternativa, porém com duas subestações coletoras, chegou a ser cogitada, mas foi descartada em seguida devido ao custo adicional de aplicação de uma nova SE 765/500 kV com transformadores, pátio de manobras e compensação reativa. Isso tornaria a alternativa 765 kV ainda menos atrativa do ponto de vista de valor do investimento. Desta forma, prosseguiu-se a análise com apenas uma SE coletora, que se conecta por meio de dois circuitos em 765 kV à subestação receptora de Terminal Rio e de um circuito à SE Mutum já no ano de 2023.

Em Terminal Rio, 2 bancos de transformadores 765/500 kV de 2700 MVA integram o sistema de transmissão das UTEs com a rede da Região Metropolitana do Rio de Janeiro.

Em Mutum, um banco de transformadores 765/500 kV de 3000 MVA conecta as UTEs a Interligação Nordeste - Sudeste.

Com a contratação adicional de geração térmica, prevista para 2025, torna-se necessário reforçar a SE Terminal Rio com mais um banco de transformadores. O sistema de conexão com a Interligação Nordeste - Sudeste requer mais um circuito entre Ibitioca e Mutum, com ampliação da transformação 765/500 kV através de mais dois bancos de 3000 MVA cada.

Em 2027, com a contratação do 3° bloco de geração, é feita uma interligação entre a Região Metropolitana de São Paulo e o Polo Térmico do RJ/ES através de um circuito entre Tijuco Preto e Terminal Rio, em 765 kV. Nessa alternativa, além das obras comuns citadas nos itens 6.1 e 6.2 na região de Tijuco Preto, propõe-se o seccionamento de mais 3 circuitos em 500 kV na SE Tijuco Preto 2:

- LT 500 kV Tijuco Preto - Cachoeira Paulista
- LT 500 kV Tijuco Preto - Taubaté
- LT 500 kV Tijuco Preto - Lorena

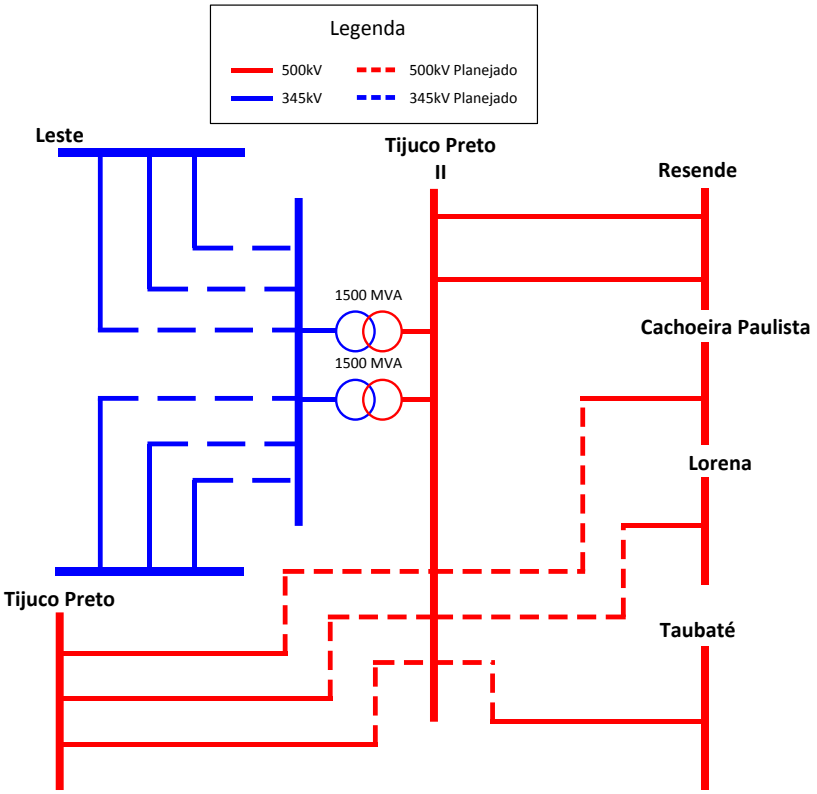


Figura 6-9 - Configuração final da Alternativa 3, com os anos de entrada de cada LT.

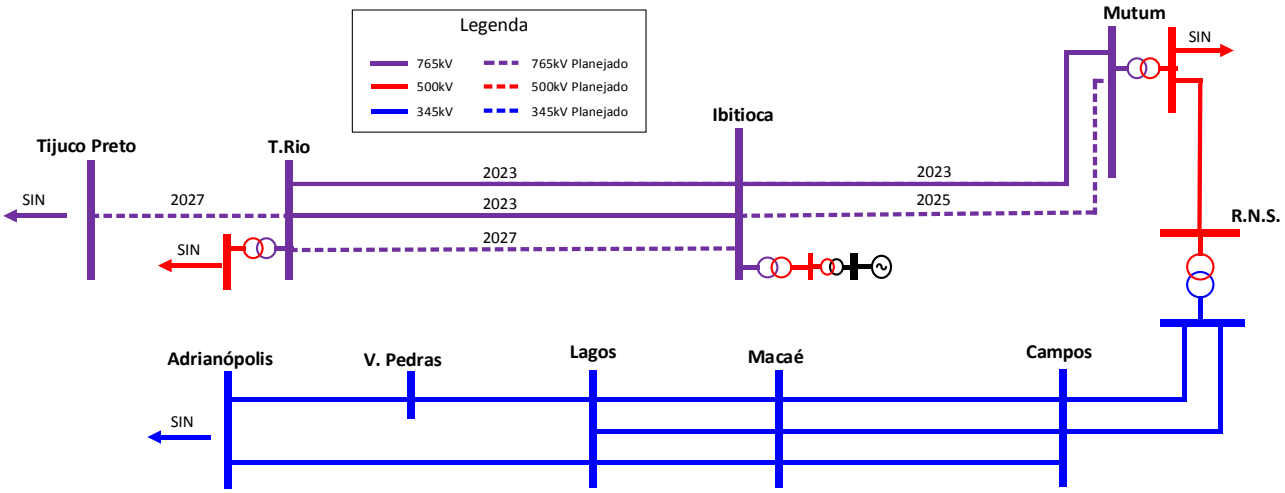


Figura 6-10 - Configuração final da Alternativa 3, com os respectivos anos de entrada de cada LT.

6.6 Alternativa 4 e 4A

6.6.1 Alternativa 4: Duas SE coletoras, Conexão com RJ e configuração 4x954 MCM, Torres CD

A alternativa 4 consiste em conectar o potencial termelétrico em duas 2 subestações próximo aos polos de geração de Macaé e Campos.

A SE Lagos 345/138 kV, planejada e com previsão de entrada em operação no ano de 2023, se encontra a cerca de 15 km dos locais previstos para construção dos complexos de geração Nossa Senhora de Fátima e Vale Azul. Essas UTEs correspondem a um montante superior a 2.200 MW de potência. Assim, propõe-se a ampliação da SE Lagos através da construção de um novo pátio em 500 kV que funcionaria como uma coletora da geração térmica da região de Macaé.

Na região de Campos, por não haver SE em operação ou planejada capaz de escoar todo o potencial de geração previsto, foi considerada a criação de uma nova subestação em 500 kV que conectaria os projetos de geração daquela região como as usinas Novo Tempo, Gás Natural do Açu e Santa Cruz Nova. Esses projetos têm, conjuntamente, cerca de 6.400 MW de capacidade instalada.

Nessa alternativa, sugere-se conectar a subestação Lagos a um ponto próximo aos centros de carga do RJ e do Vale do Paraíba, tendo sido propostas as SE Terminal Rio e Resende como receptoras da energia proveniente do polo de geração de Macaé e Campos.

Em 2025, as LTs 500 kV Campos 2 - Mutum e Terminal Rio – Lagos têm carregamentos elevados, sendo necessário reforço adicional. Dessa forma, recomenda-se a ligação de Lagos a Resende através de um circuito duplo em 500 kV.

A perda da LT 500 kV Lagos - Campos 2 provoca sobrecargas inadmissíveis no circuito remanescente a partir do ano de 2027. Para solução desse problema, sugere-se a entrada de mais um circuito nesse trecho.

Em 2029, último ano do horizonte analisado, torna-se necessário o terceiro circuito entre Lagos e Terminal Rio para reduzir carregamento das LTs.

OBS - A análise de otimização das linhas de transmissão, realizada no relatório R2 [7], recomendou o aumento da bitola do condutor para feixes de 4 condutores tipo CAA de bitola 1113 MCM, “Bluejay”.

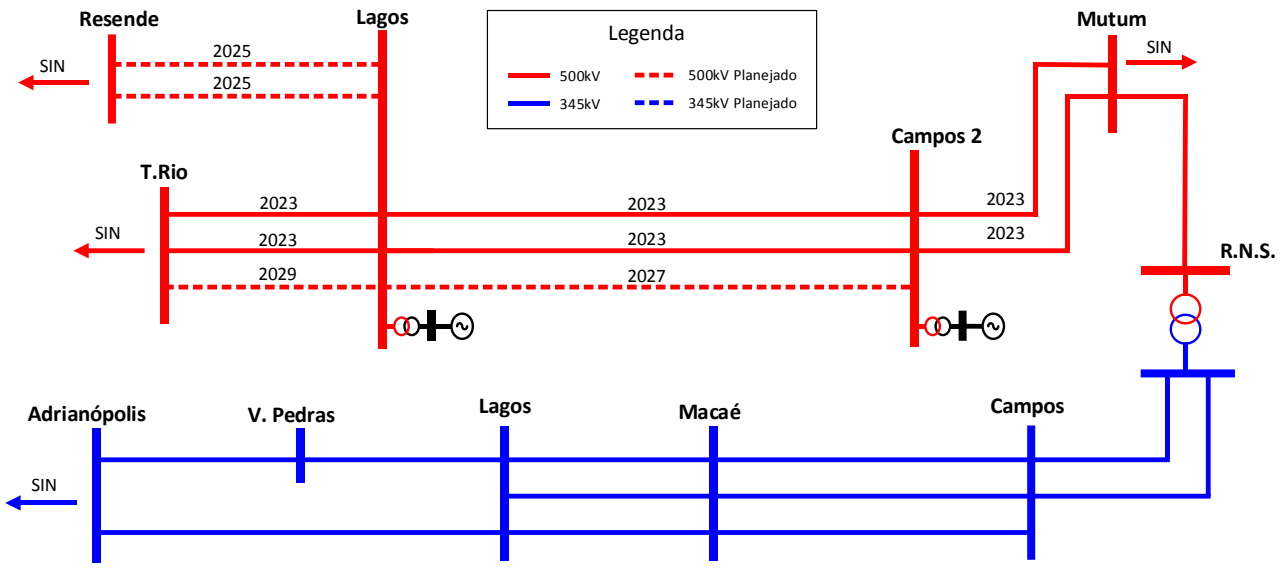


Figura 6-11 - Configuração final da Alternativa 4, com os respectivos anos de entrada de cada LT.

6.6.2 Alternativa 4A: Duas SE coletoras, Conexão com RJ e configuração 6x795 MCM

A variante 4A, que é uma variação da alternativa 4, tem como principal diferença o uso de configuração das linhas 500 kV com cabos 6x795 MCM por fase, o que possibilita uma maior capacidade das LTs e uma redução da quantidade de circuitos.

O uso dessa configuração de cabos permitiu a postergação da necessidade da LT 500 kV Lagos - Resende C1 e C2, que passa a ser necessária apenas em 2027.

Além disso, a LT 500 kV Terminal Rio - Lagos C3 deixa de ser necessária no horizonte estudado.

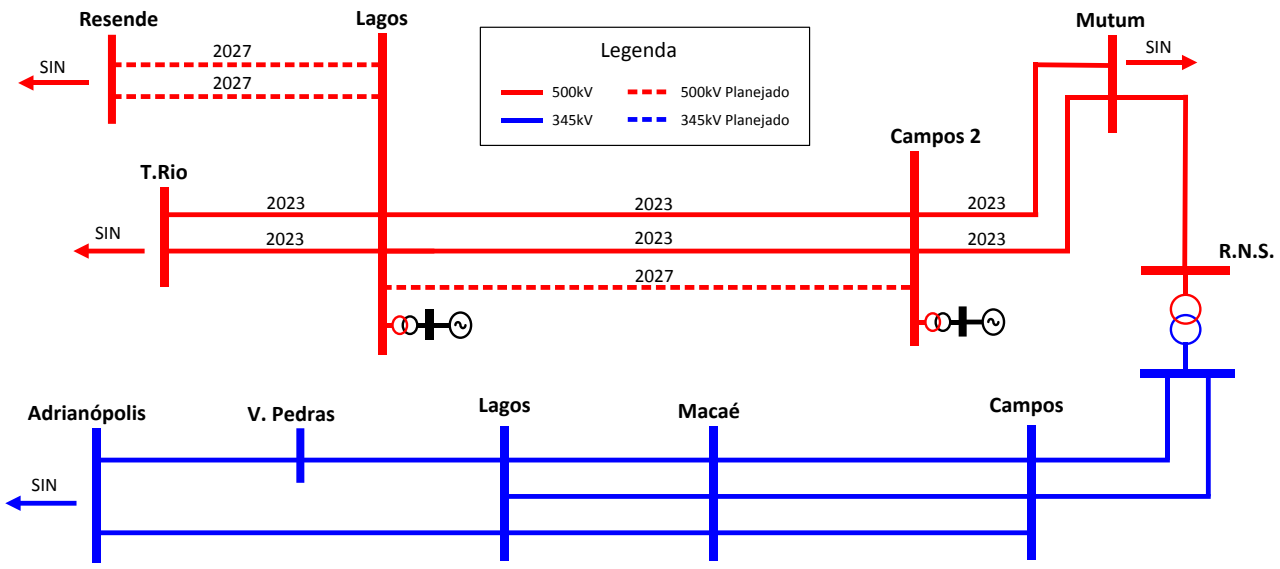


Figura 6-12 - Configuração final da Alternativa 4A, com os anos de entrada de cada LT.

Nessa alternativa, também foi analisada a possibilidade e efeitos de um acoplamento entre os setores de 345 kV e 500 kV da Subestação de Lagos.

Com a introdução do transformador nessa subestação, foi verificada redução no carregamento das LTs entre Lagos e Macaé e uma redução das perdas elétricas na rede, o que evitaria a necessidade do seccionamento da LT 345 kV Venda das Pedras - Macaé em Lagos.

Constatou-se também que a adequada modulação dessa transformação é bastante dependente do despacho térmico das UTEs conectadas no sistema de 345 kV de Macaé (UTE Norte Fluminense e UTE Macaé).

Entende-se que essa transformação, que está atrelada à contratação do 3° bloco de geração considerado neste estudo, deve ser reavaliada à luz dos resultados de leilões futuros.

6.7 Alternativa 5 e 5A

6.7.1 Alternativa 5: Duas SE coletoras, Conexão com RJ/MG e configuração 4x954 MCM, Torres CD

A alternativa 5 difere da Alternativa 4 pela consideração da entrada da LT 500 kV Campos 2 - Itabirito em 2025 como forma de reduzir o carregamento nas LTs 500 kV Campos 2 - Mutum no cenário Nordeste importador de energia e nas LTs 500 kV Terminal Rio - Lagos no cenário Nordeste exportador. Como já mencionado anteriormente nas alternativas anteriores, constatou-se a necessidade de reduzir o fluxo nesses circuitos para evitar problemas de estabilidade de tensão.

Em 2027, com a adição de cerca de 2 GW de potência instalada na região de Macaé/Campos, é necessário um terceiro circuito entre Lagos e Terminal Rio.

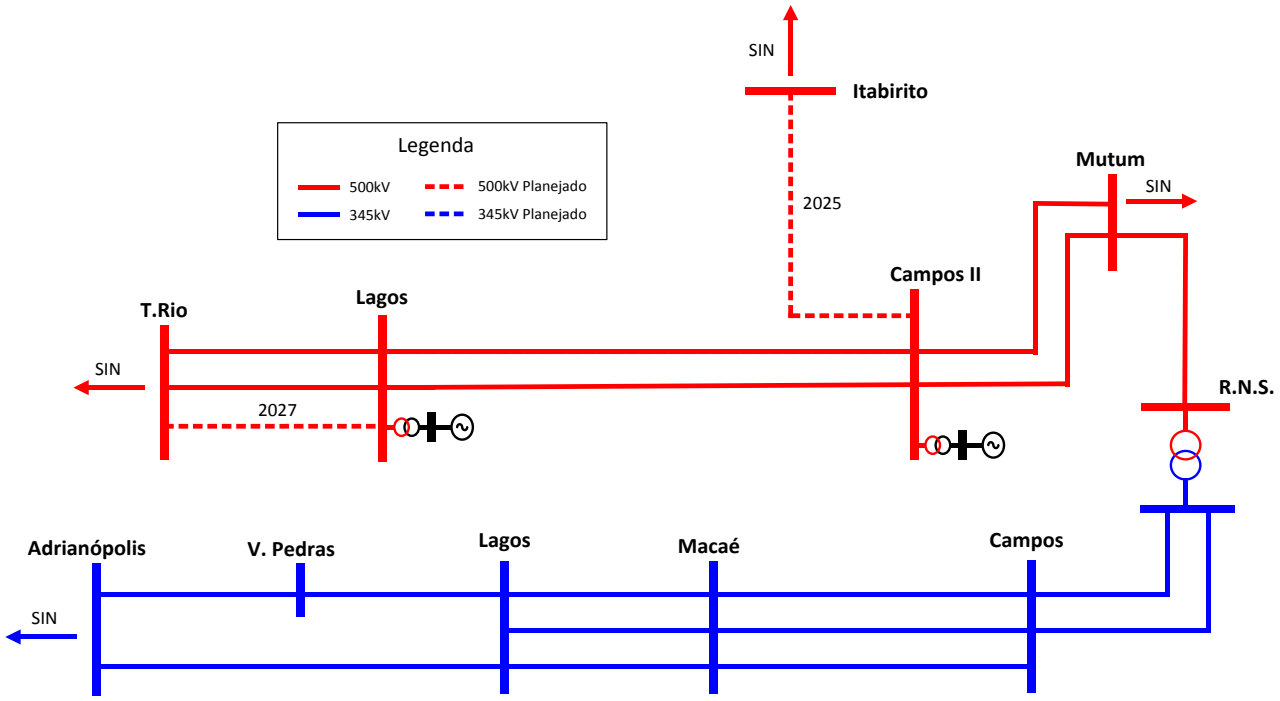


Figura 6-13 - Configuração final da Alternativa 5, com os anos de entrada de cada LT.

6.7.2 Alternativa 5A: Duas SE coletoras, Conexão com RJ/MG e configuração 6x795 MCM

A Alternativa 5A é uma variante da alternativa 5, tendo como principal diferença o uso de configuração das linhas 500 kV com cabos 6x795 MCM por fase, o que possibilita uma maior capacidade das LTs e uma postergação no escalonamento de circuitos.

A diferença no escalonamento de obras é a entrada da LT 500 kV Ibitioca - Itabirito que fica postergada do ano de 2025 para o ano de 2027.

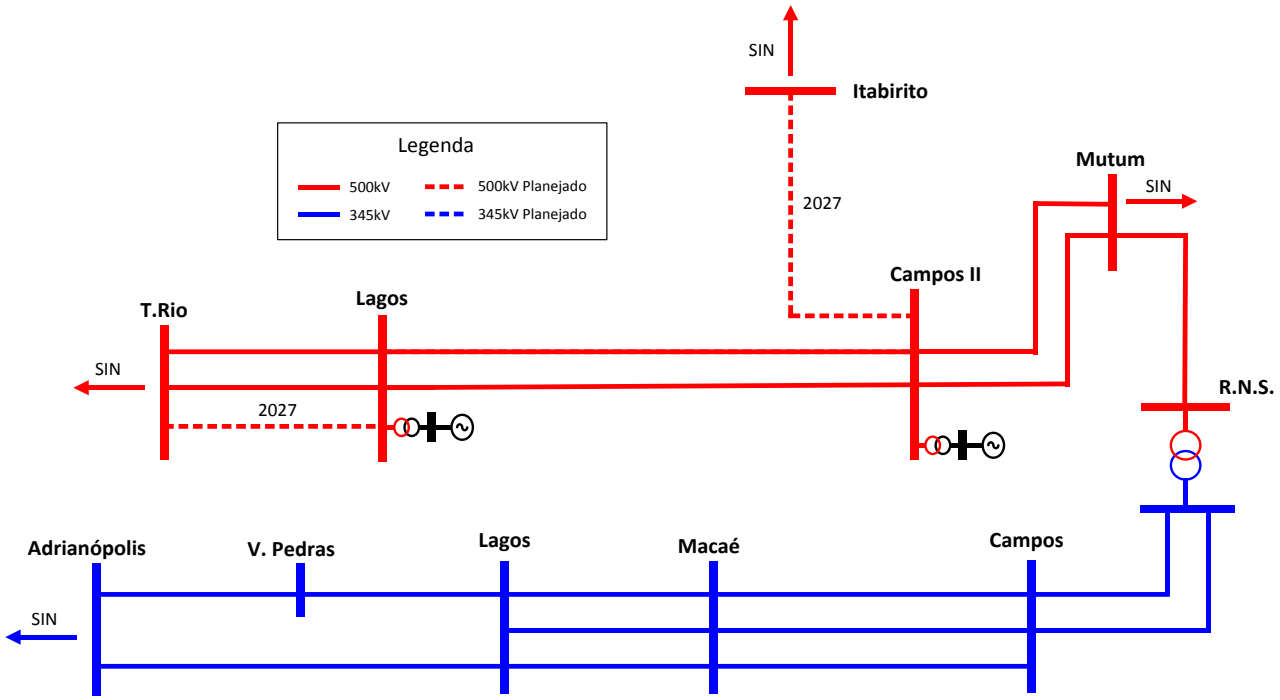


Figura 6-14 - Configuração final da Alternativa 5A, com os anos de entrada de cada LT.

Nessa alternativa também foi avaliada a possibilidade de acoplamento entre os setores de 345 kV e 500 kV da Subestação de Lagos descrita para a Alternativa 4A, valendo as mesmas considerações anteriormente mencionadas.

7 ANÁLISE DO DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE

Cada uma das alternativas apresentadas no capítulo 6 teve seu desempenho em regime permanente avaliado considerando-se os cenários dimensionadores deste estudo, detalhados no item 4.2.

Foram realizadas simulações em condição normal e em contingências simples dos elementos da rede básica e rede básica de fronteira para as nove alternativas (1, 1A, 2, 2A, 3, 4, 4A, 5 e 5A) e não foram encontrados níveis de tensão ou carregamento fora dos limites estabelecidos. A seguir são apresentados os resultados dessa análise somente para a alternativa vencedora 4.

A análise de fluxo de potência e contingências revelou os cenários 1 e 2 como os mais críticos para operação da rede de interesse. Na Figura 7-1 e Figura 7-2 é mostrada a rede em condição normal para ambos os cenários, no ano de 2023. As demais situações da rede da alternativa recomendada encontram-se no Anexo 2 – Diagramas de Fluxos de Potência para ambos os cenários, ao longo do horizonte analisado.

No Anexo 3 – Tabelas de Fluxos de Potência estão dispostos os resultados mais relevantes das simulações de contingências simples que causaram maior impacto na rede sob estudo. Nestas tabelas são apresentados os carregamentos absolutos e percentuais das linhas e transformadores de maior interesse na área estudada, para os anos inicial e final, com entrada referencial de geração. Por estes dados é possível verificar que todas essas instalações têm seus limites respeitados dentro do horizonte deste estudo, uma vez que constem as obras da alternativa 4.

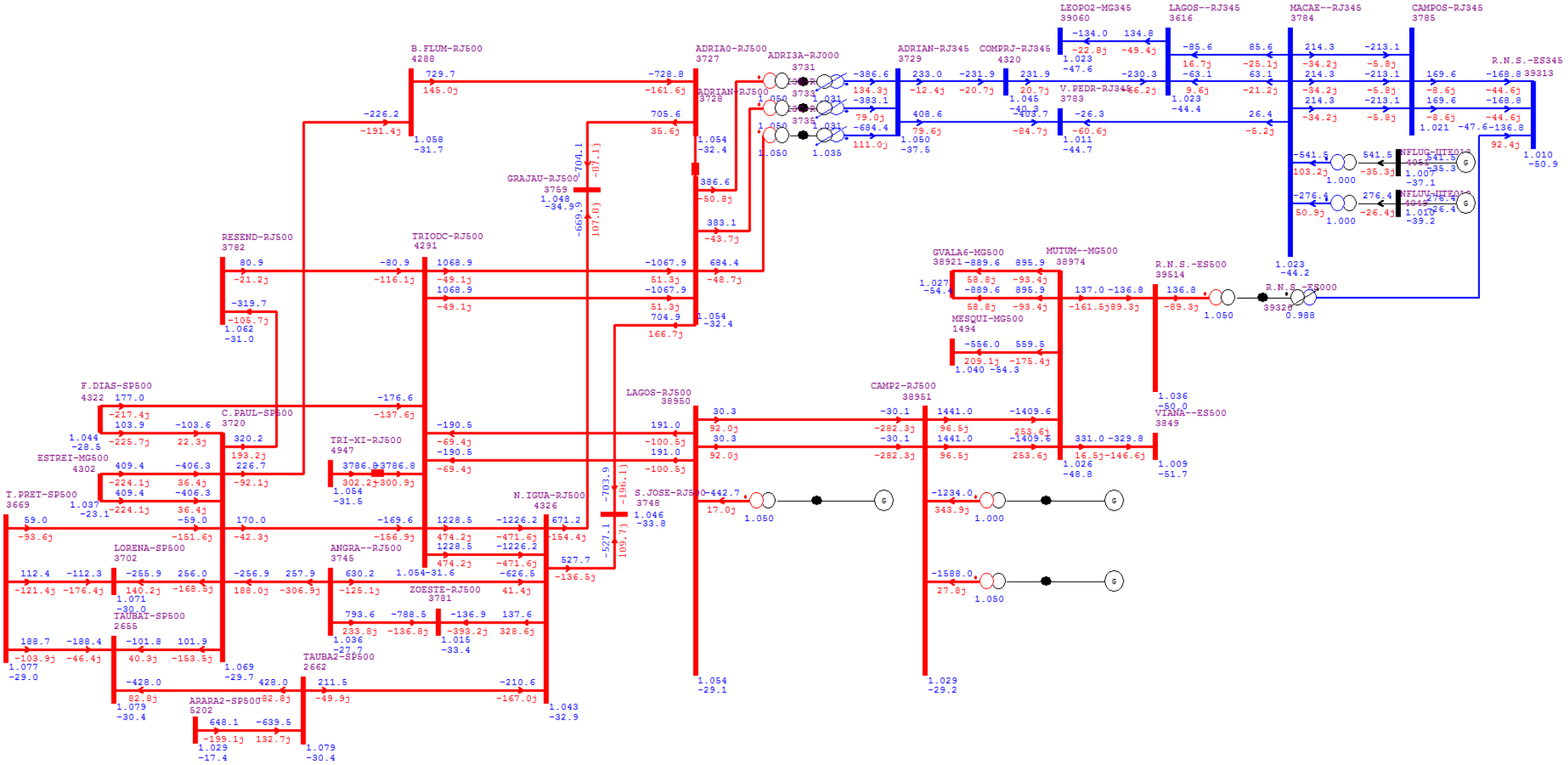


Figura 7-1 - Alternativa 4 - Condição Normal - Cenário 1 – 2023

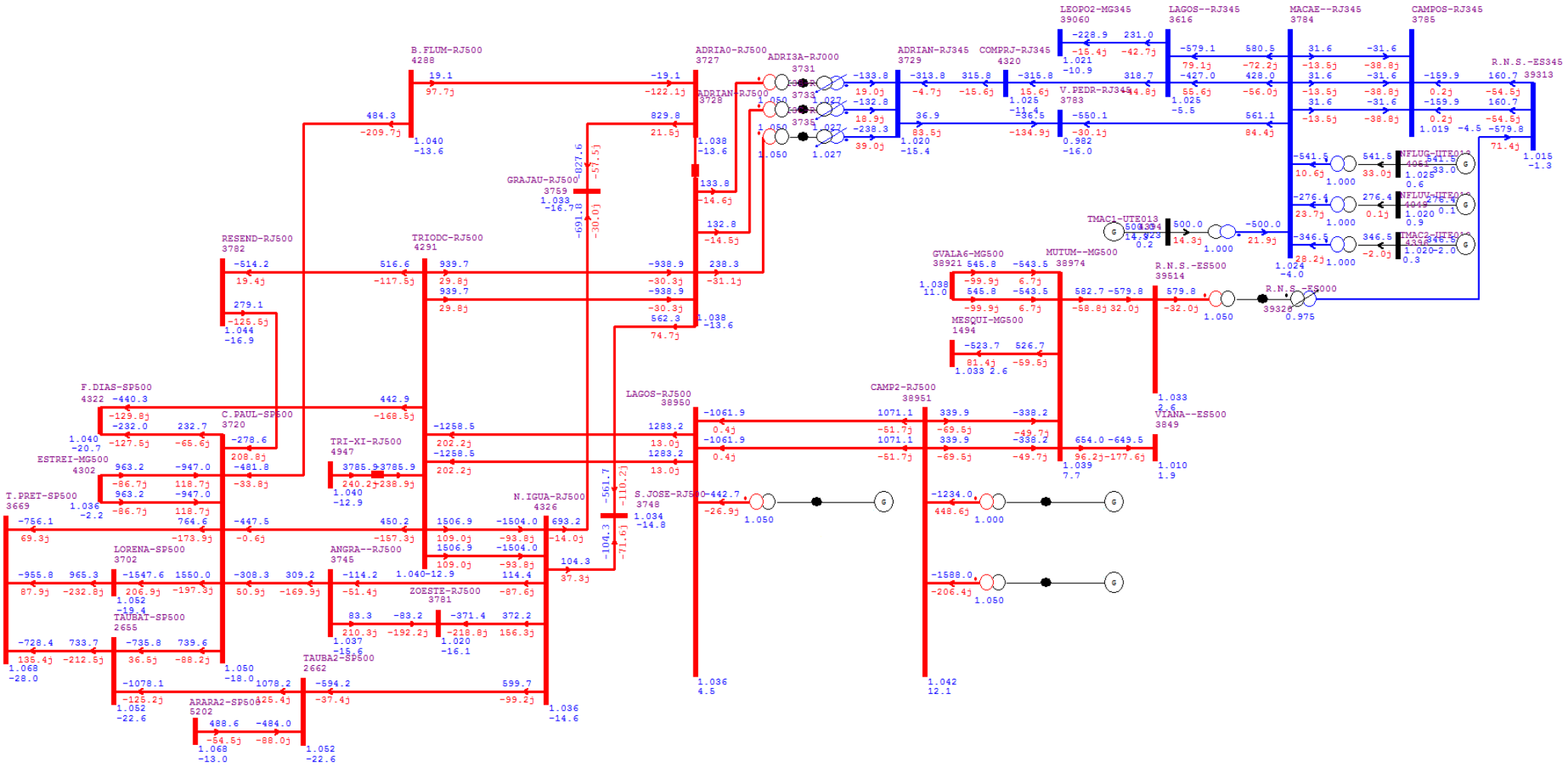


Figura 7-2 - Alternativa 4 - Condição Normal - Cenário 2 - 2023

7.1 Flexibilidade Frente a Cenários de Contratação

O cronograma referencial de entrada das UTEs, para realização dos estudos de fluxo de potência, foi definido no item 4, com base em dados levantados junto ao banco de dados de geração do AEGE e contatos de empreendedores. Todavia, no atual modelo de contratação a entrada das usinas é dependente de diversas variáveis, como demanda declarada pelas distribuidoras, realização de leilões, viabilidade de empreendimentos e definição de políticas energéticas.

Consequentemente, a influência que essa premissa referencial de entrada da geração teve na caracterização da rede planejada deve ser adequadamente quantificada e identificada a robustez dessa alternativa caso se concretize um montante de geração diferente do assumido inicialmente. A análise registrada nesta seção visa abordar esta questão e demonstrar a flexibilidade da solução proposta frente a diferentes cenários de contratação.

Para chegar ao universo de possibilidades de entrada da geração térmica foi considerada a distribuição de módulos de geração cadastrados ou indicados em quatro diferentes locais da rede em questão. No estado do Rio de Janeiro estes locais são as regiões de Macaé e de Campos dos Goytacazes, enquanto no Espírito Santo, foram consideradas as regiões de Rio Novo do Sul e João Neiva.

Considerando as UTEs já contratadas no certame A-6 de dezembro de 2017, as possibilidades para cada região são dadas por simples análise combinatória e constam na Tabela 7-1, uma vez que a potência instalada é uma quantidade discreta (dividida em módulos) e dessa forma somente pode assumir um número finito de valores. Foram utilizadas ainda algumas considerações simplificadoras para redução do número das combinações de entrada de geração, como em regiões com módulos de potência semelhante não foi levada em conta a ordem no agrupamento e que para usinas já contratadas, com previsão de entrada em operação em 2023, há certeza de conexão.

Tabela 7-1 - Possíveis combinações de entrada de geração para cada região considerada.

Região		Macaé		Campos		R.N. do Sul		J. Neiva	
		% do Total	Potência [MW]	% do Total	Potência [MW]	% do Total	Potência [MW]	% do Total	Potência [MW]
Combinações	1	20%	466	46%	2971	0%	0	0%	0
	2	40%	920	56%	3601	50%	440	100%	1623
	3	60%	1386	64%	4088	100%	880		
	4	80%	1840	73%	4643				
	5	100%	2294	74%	4718				
	6			83%	5273				
	7			90%	5760				
	8			100%	6390				
Total [MW]		2294		6390		880		1623	

Por método de contagem das combinações possíveis em cada região chega-se a 240 possibilidades de evolução da potência instalada no conjunto RJ-ES. Considerando que, na região Campos as combinações 4 e 5 possuem potência instalada semelhante e que do ponto de vista da distribuição de fluxos ambos podem ser considerados como um único cenário, o número de possibilidades se reduz a 210.

Dessa forma, esses 210 cenários de possível concretização do potencial de geração térmica foram avaliados para dois momentos distintos da rede. Um primeiro momento onde as obras iniciais do horizonte determinativo (2023-2024) estão concretizadas e em um momento posterior quando toda a rede planejada está em operação, isto é, as obras também previstas no horizonte indicativo (2025-2029).

A Figura 7-3 apresenta o resultado dessa avaliação para a rede neste primeiro momento (horizonte determinativo), já a Figura 7-4 mostra os resultados para a rede do horizonte indicativo.

Nestas figuras, cada ponto indica uma das 210 possibilidades de entrada da geração térmica, enquanto o eixo das ordenadas mostra a potência total instalada nas regiões consideradas, para cada possibilidade.

Cada cenário foi avaliado quanto à adequabilidade da rede frente à potência instalada. O critério utilizado se baseou no nível de carregamento das linhas de transmissão responsáveis pelo escoamento da geração. Verificou-se que, para a rede planejada na alternativa 4, um carregamento até 40% acima do SIL (*Surge Impedance Loading*) das linhas de transmissão recomendadas, a rede opera com perfil de tensão satisfatório e distribuição de fluxos adequada. Dessa forma, os pontos foram coloridos de acordo com este critério: azul para cenários onde esta condição é atendida e vermelho quando não se atende. Todavia, é importante notar que os cenários referentes a pontos vermelhos não necessariamente violam os critérios operativos da rede básica, apenas indicam estarem mais próximos de uma condição operativa degradada, que se acentua em condições de contingência. Este fato assume maior importância em razão do sistema proposto se conectar a SE Terminal Rio, que contará com a estação conversora de parte do sistema de transmissão em corrente contínua da usina de Belo Monte.

Por se tratar sempre de linhas de transmissão com dois circuitos (circuito duplo) este critério tem sensibilidade quanto à perda de um dos circuitos, já que limitando o carregamento total aos níveis acima estabelecidos a falha de um dos circuitos pode ser suportada pelo circuito remanescente, sem violação de seu limite térmico de curta duração. Outro ponto importante é a sensibilidade locacional deste critério, pois no cenário onde a geração se concretiza em apenas um local da rede, o carregamento das linhas próximas já viola nível máximo determinado e, portanto, este cenário é considerado como não atendendo ao critério (ponto vermelho).

Dessas figuras pode-se concluir que a rede recomendada no horizonte determinativo (primeiro momento) atende a maioria das combinações de entrada de geração até uma potência instalada de cerca de 4.500MW. Os pontos vermelhos abaixo da linha de 4.500MW correspondem a combinações com características locacionais desfavoráveis para o sistema, como comentado acima.

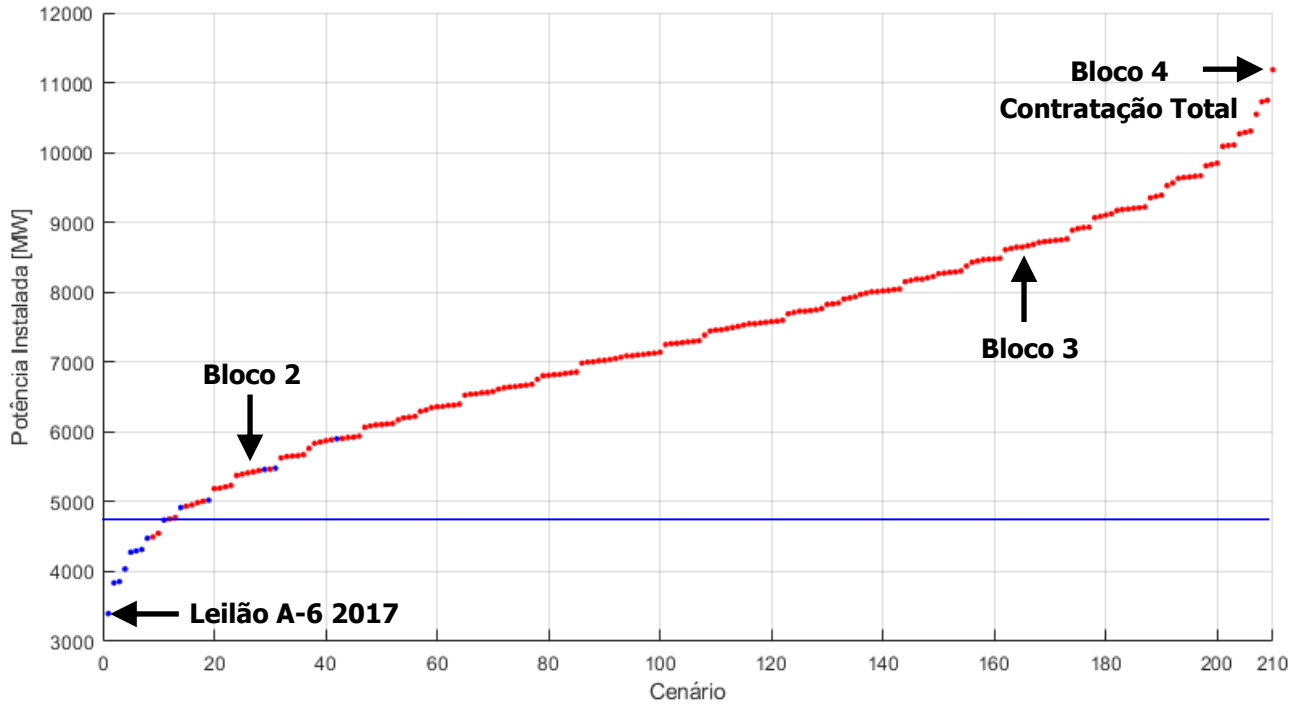


Figura 7-3 - Desempenho da recomendação inicial frente às 210 possibilidades de entrada de geração

As setas na Figura 7-3 mostram os cenários de contratação usados como premissa de entrada da geração referencial para definição da rede. É possível notar que quanto mais em curto prazo se analisa, mais improvável é que grandes montantes de contratação se realizem (pontos mais à direita da figura). Sendo assim é possível inferir que a curto e médio prazo a rede planejada no horizonte indicativo é capaz de atender cerca de 2.000MW adicionais, na região norte do Rio de Janeiro, aos 3.480MW já contratados no leilão A-6 de 2017. No estado do Espírito Santo esta margem é ainda maior, considerando que os aproveitamentos conectados a subestação de João Neiva não influenciam fortemente o carregamento dos circuitos planejados no Rio de Janeiro.

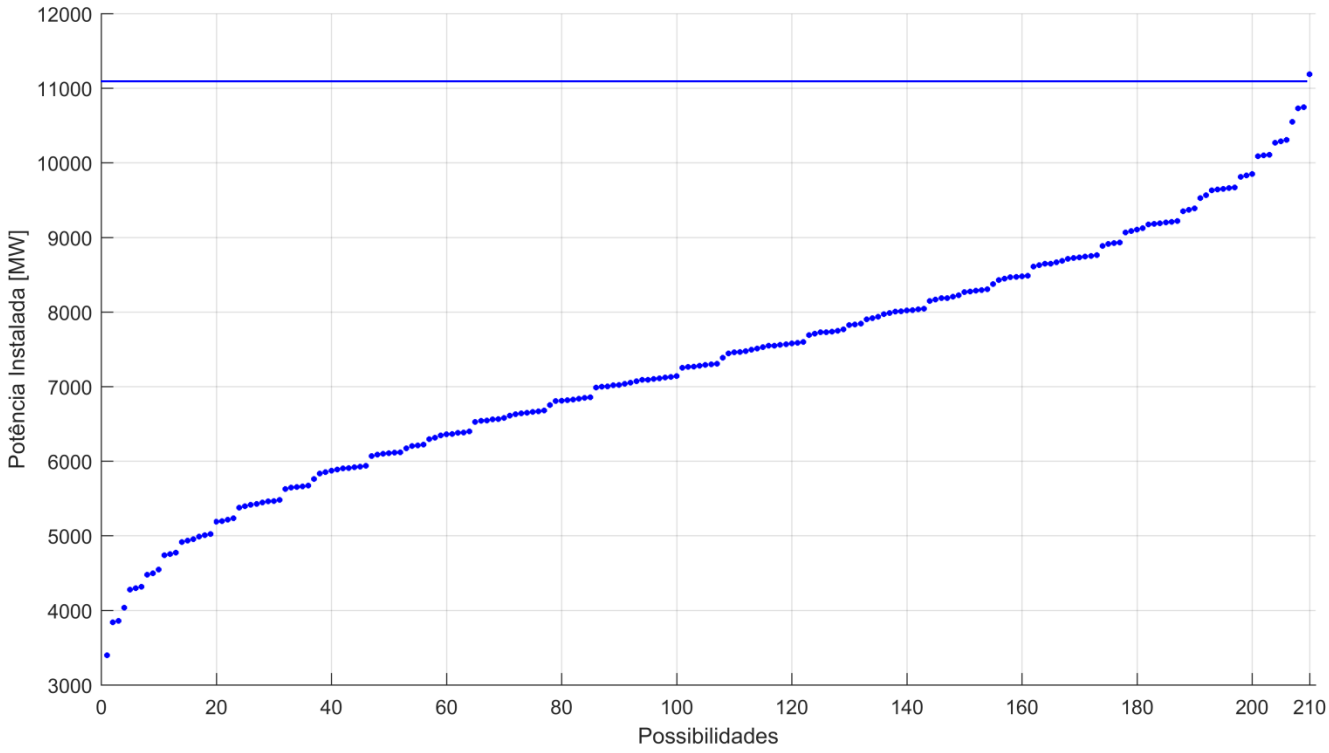


Figura 7-4 - Desempenho da recomendação total frente às 210 possibilidades de entrada de geração

A Figura 7-4, por sua vez mostra o desempenho da rede do horizonte indicativo dimensionada para o escoamento do potencial total, e como se pode verificar, esta é capaz de atender o cenário de 100% de concretização do potencial.

Assim sendo, caso sejam verificados níveis de contratação maiores em prazos mais curtos, é possível antecipar obras previstas para o horizonte indicativo, de maneira a acomodar projetos que venham a ser integrados ao sistema e que não foram considerados inicialmente no dimensionamento da rede.

De forma a detalhar a análise no curto e médio prazo, foi ampliada a região da Figura 7-3 que trata dos cenários intermediários, em termos de potência instalada, entre os cenários de entrada de geração de 2023 e 2025 adotados como premissa inicial. A Figura 7-5 apresenta este detalhamento e destaca ainda a composição de geração de quatro cenários específicos.

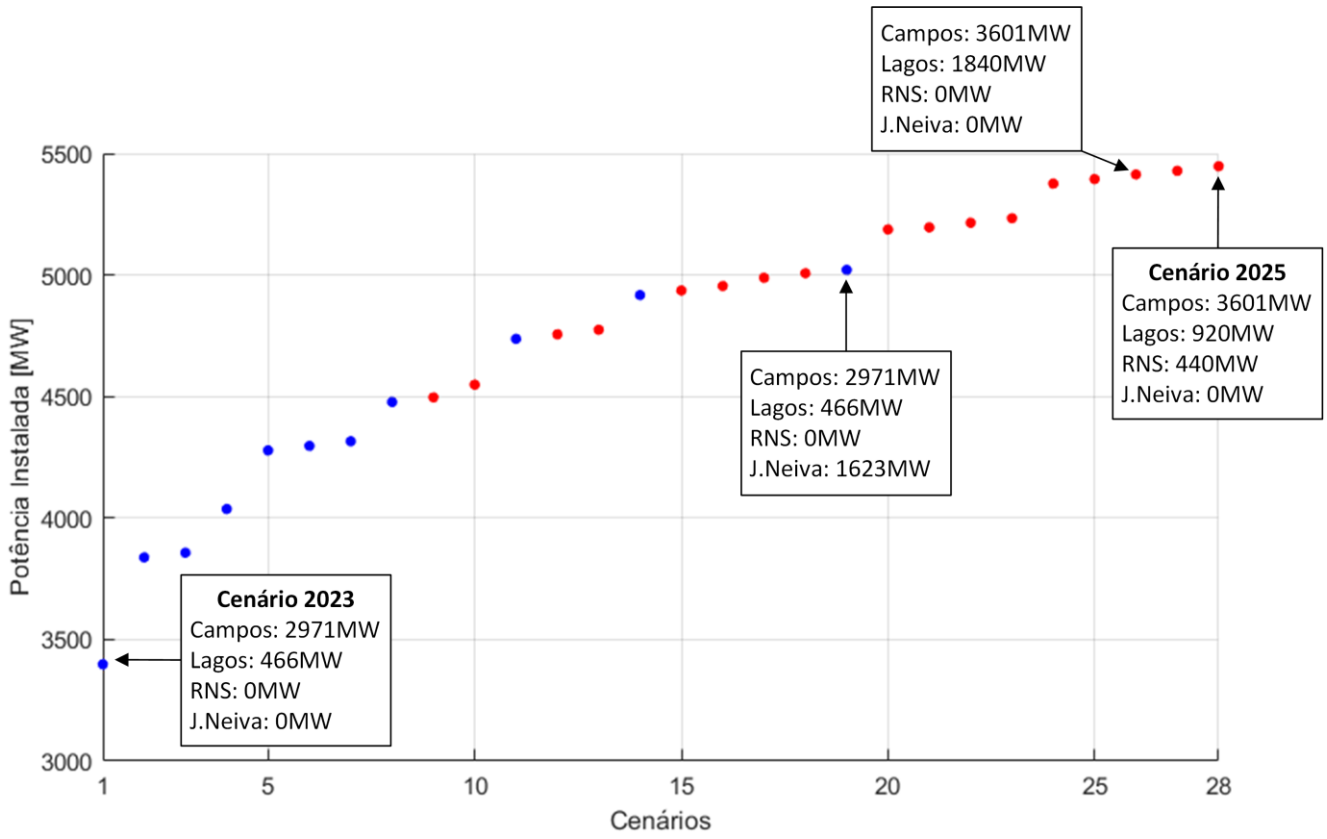


Figura 7-5 - Desempenho da recomendação inicial para o intervalo de cenários entre 2023 e 2025.

Os cenários 1 e 28 correspondem respectivamente a potência instalada considerada para o ano de 2023 e 2025. Estão destacados ainda os cenários 19 e 26, com potências instaladas totais próximas e de valores intermediários entre os cenários 1 e 28.

Fica evidente que a questão locacional da entrada de geração assume importância na distribuição do fluxo nas LT's planejadas. No cenário 19 o carregamento das LT's consideradas atende ao critério estabelecido, uma vez que a geração adicional entra no barramento de J.Neiva, no Espírito Santo. Quando novos módulos de geração térmica são adicionados ao barramento de Lagos, no cenário 26, o critério deixa de ser atendido, devido à solicitação elevada dos circuitos que conectam essa subestação a região metropolitana do Rio de Janeiro.

As Figura 7-6 e Figura 7-7 mostram a distribuição de fluxo do cenário 26 para ambas as condições de despacho apresentadas na seção 4.2.

Pode-se verificar que neste cenário o critério proposto é violado, contudo o sistema opera com condições razoáveis em condição normal ainda que com tensões baixas no 500kV do Rio de Janeiro. No entanto, em condição de contingência simples, mostrada na Figura 7-8, a redução da tensão no barramento da subestação Terminal Rio atinge níveis que possivelmente provocariam falhas de comutação na estação inversora, que agravariam ainda mais a condição do sistema.

Este caso apresentado na Figura 7-8 foi ainda utilizado nos estudos do relatório R2 [7] para definição das características técnicas do sistema recomendado. Este caso foi escolhido por apresentar o maior fluxo de potência em contingência e ser o caso mais grave para a ocorrência de rejeição dupla dos circuitos recomendados, antes de ser necessária a instalação da LT 500kV Lagos - Resende CD.

Para potências instaladas superiores a considerada para o ano 2025 (cenário 28), a presença do LT 500kV Lagos - Resende CD reduz a solicitação do circuito duplo Lagos - Term.Rio para condições onde a região nordeste exporta geração. Em condições onde a região nordeste atua como importadora de geração o circuito duplo Campos 2-Mutum apresenta o maior carregamento, contudo, o escoamento de potência se dá sem violar os critérios de planejamento para contingências.

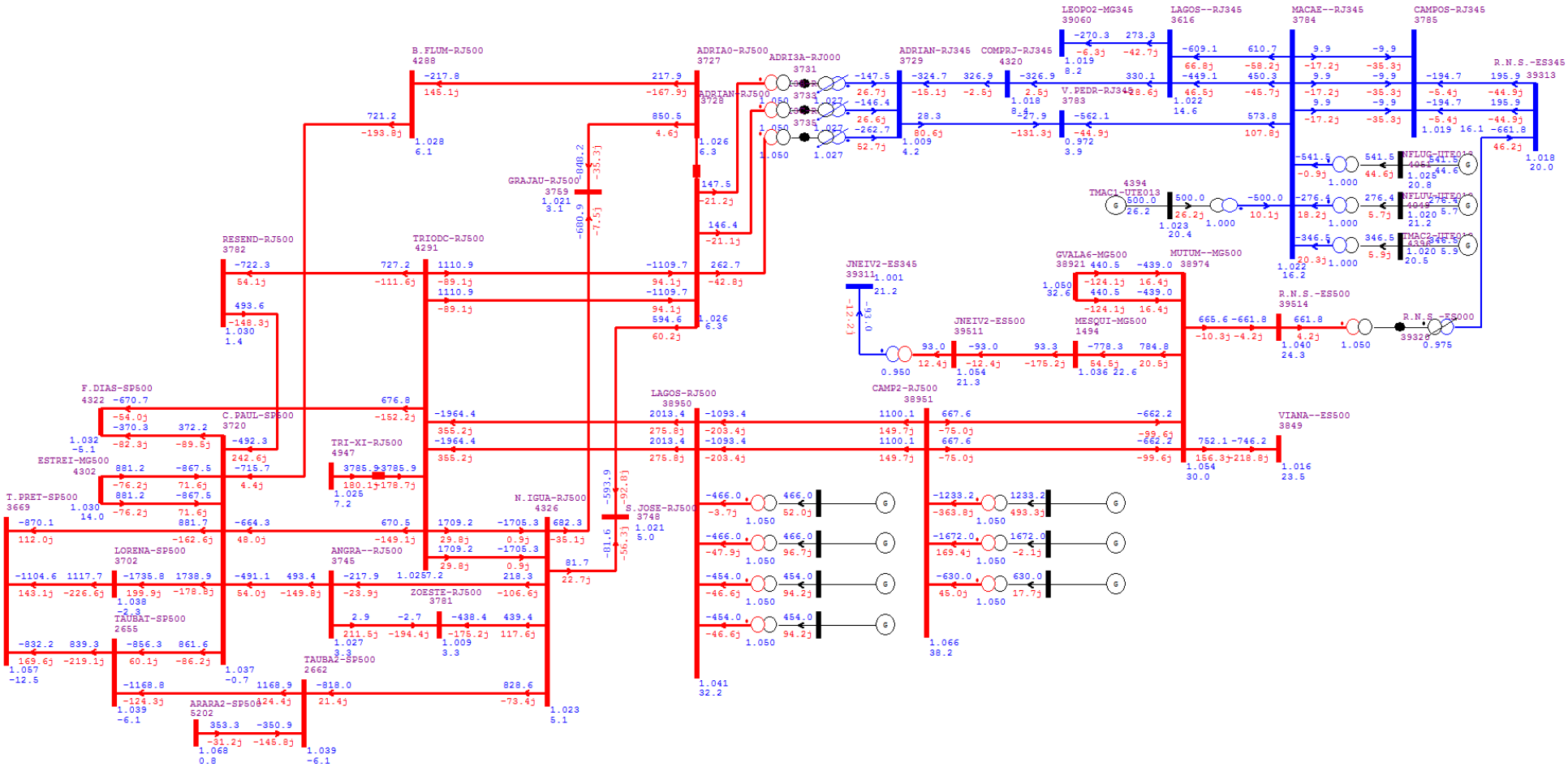


Figura 7-6 Condição Normal – Cenário 26 – Nordeste Exportador.

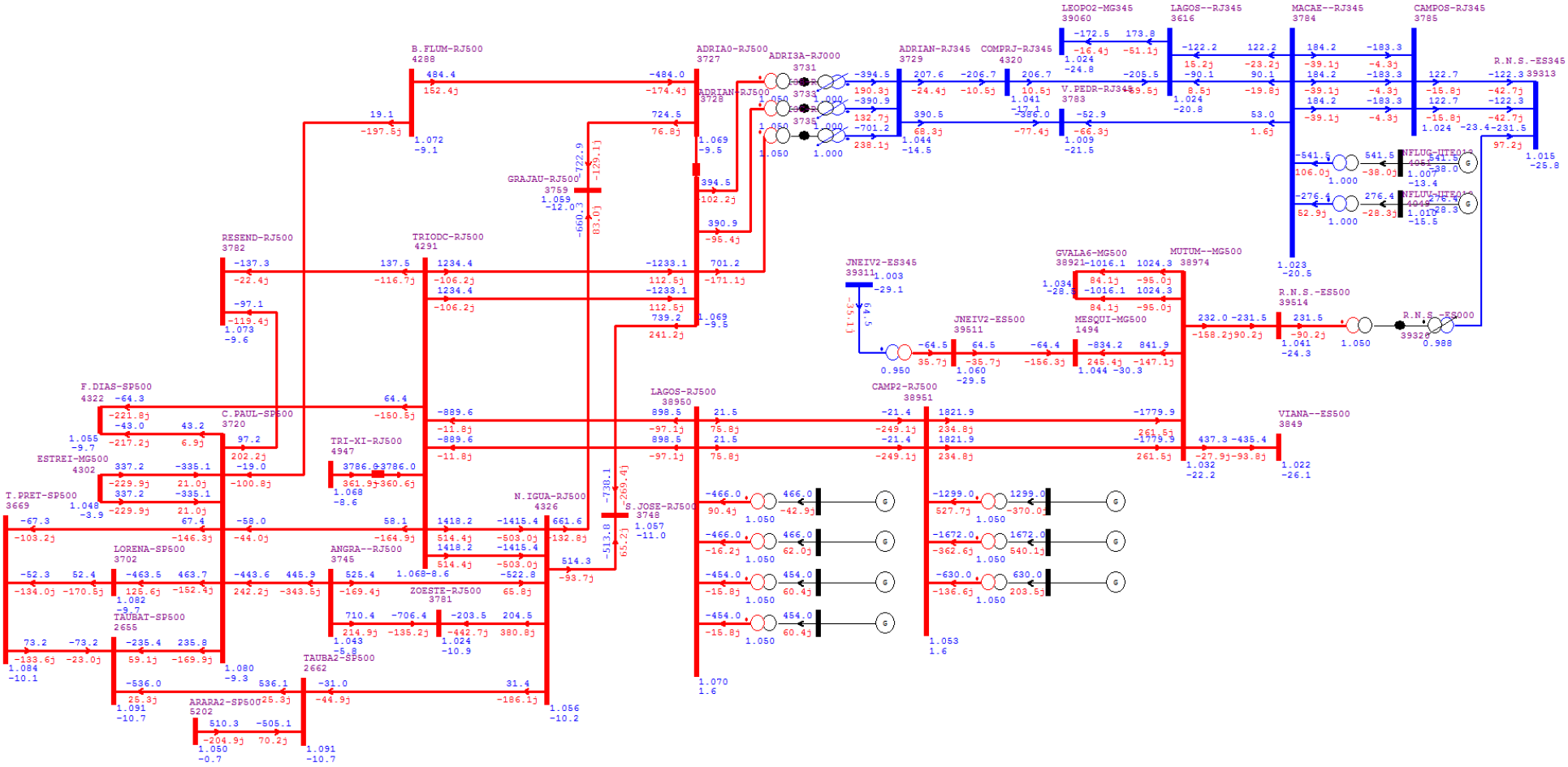


Figura 7-7 Condição Normal – Cenário 26 – Nordeste Importador.

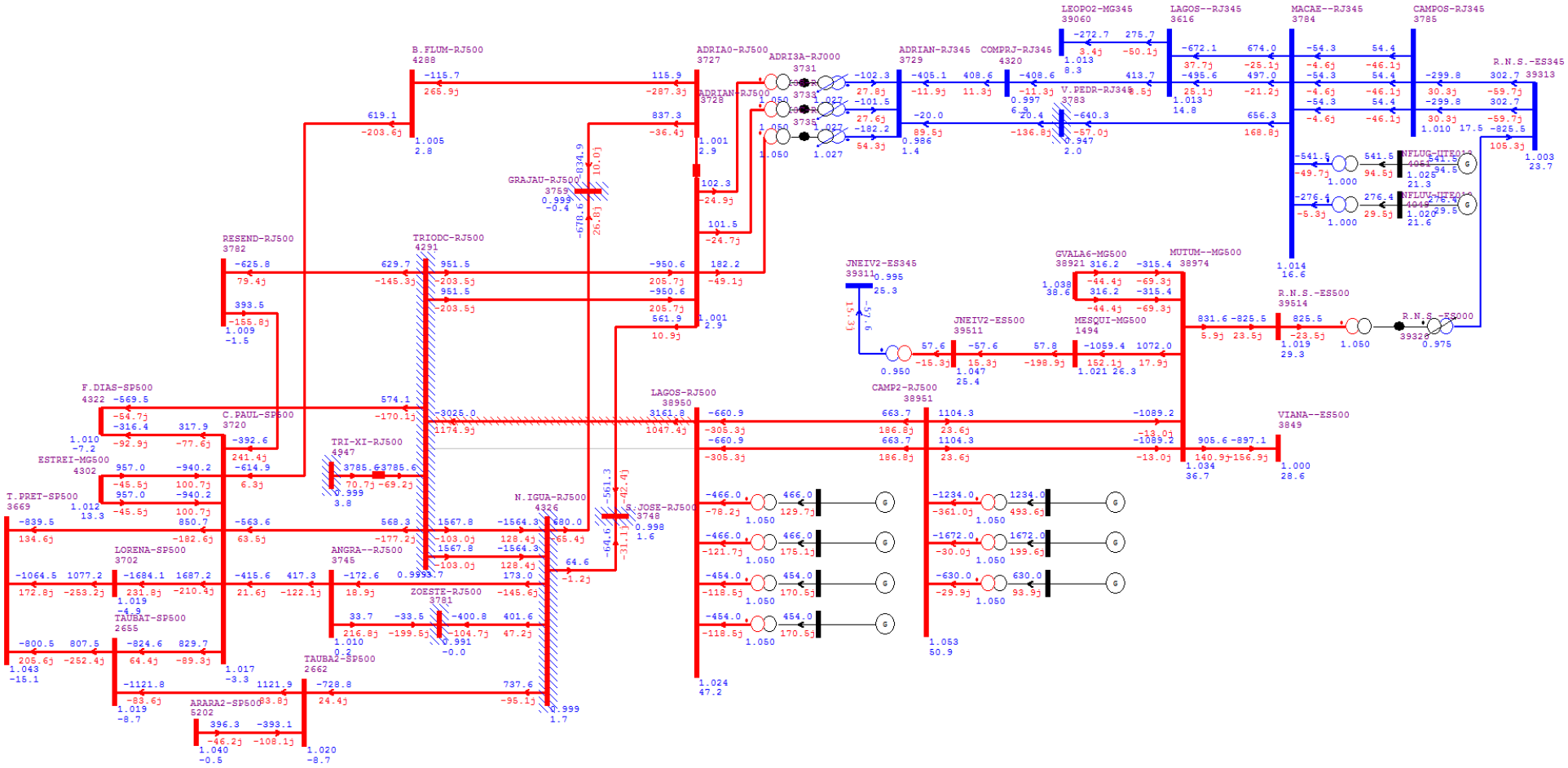


Figura 7-8 Condição Emergência – Cenário 26 – Nordeste Exportador.

8 ANÁLISE DO DESEMPENHO DINÂMICO

Esse capítulo apresenta os resultados dos estudos de estabilidade eletromecânica referentes à alternativa vencedora, realizados com o objetivo de demonstrar que o sistema recomendado está apto a operar sem violar critérios de segurança. Nas análises com perdas simples ou múltiplas não foram identificados valores proibitivos de tensões, temporárias ou sustentadas e da frequência do sistema, que venham a comprometer os equipamentos em operação.

Para essa avaliação em regime dinâmico, foram selecionados os dois cenários mais severos: cenário 1 e cenário 2, descritos em 4.2. O primeiro cenário, no patamar de carga pesada, permite estudar o desempenho em que o sistema estudado exporta energia para a região Nordeste. Por outro lado, no segundo cenário observa-se a exportação de energia da região Nordeste para a região Sudeste, que, somada à energia gerada pelas novas usinas termelétricas, proporciona elevado carregamento no sistema recomendado, principalmente nos circuitos em 500 kV entre Campos, Lagos e Terminal Rio.

Os dois cenários foram aplicados na análise de desempenho que abarcou todo o horizonte deste estudo. Os anos 2023, 2025, 2027 e 2029 são os períodos em que foi considerado expansão da rede de transmissão, enquanto o parque térmico tem os anos 2023, 2025 e 2029 como marcos de grande expansão da geração. Deste modo, por serem os três principais estágios de evolução do sistema estudado, foram escolhidos os anos 2023, 2025 e 2029 para as análises de desempenho dinâmico. O primeiro estágio considera a implantação de novas linhas de transmissão em 500 kV, mas tem apenas 30% do novo parque gerador. O segundo estágio apresenta um novo circuito duplo em 500 kV entre Lagos e Resende, e contempla 5,95 GW de novas termelétricas. O terceiro e último estágio contempla os terceiros circuitos da LT 500 kV Terminal Rio-Lagos e da LT 500 kV Lagos-Campos 2. Todo esse reforço justifica-se pelo total de 11.227 MW de novas usinas termelétricas na região do Rio de Janeiro e Espírito Santo.

Deve ser ressaltado que o compensador estático de potência reativa - CER da SE 345 Campos (100/-60 Mvar) esteve desligado durante as simulações. Essa premissa, nas avaliações em regime dinâmico, com princípio conservador, foi motivada pelo início da discussão acerca da inserção deste equipamento no Plano de Modernização de Instalações - PMI e dos altos custos associados à modernização, de modo a assegurar que, independentemente da presença desse CER na rede proposta, esta teria um desempenho adequado. Outras análises espefícias podem ser necessárias para avaliar a necessidade de se manter este equipamento em operação até a entrada da rede recomendada.

Esse capítulo está divido em três partes. Nas duas primeiras partes apresenta-se o desempenho do sistema frente às contingências simples e múltiplas, em que é aplicado curto-circuito monofásico com abertura de um ou dois elementos da rede de transmissão no mesmo instante em que é extinto o

curto-circuito. O bloqueio dos dois polos do elo CCAT Xingu-Terminal Rio também foi uma das contingências múltiplas analisadas. A seguir é apresentado o desempenho do sistema frente a rejeições de carga, em que são abertos os terminais do mesmo lado de um circuito duplo, após curto-circuito monofásico.

8.1 Contingências Simples

Nesse item é apresentado o desempenho do sistema recomendado frente às piores contingências simples para os anos 2023, 2025 e 2029.

8.1.1 Ano 2023

A Figura 8-1 apresenta o diagrama esquemático da rede planejada com os fluxos de potência nos dois cenários analisados para o ano 2023.

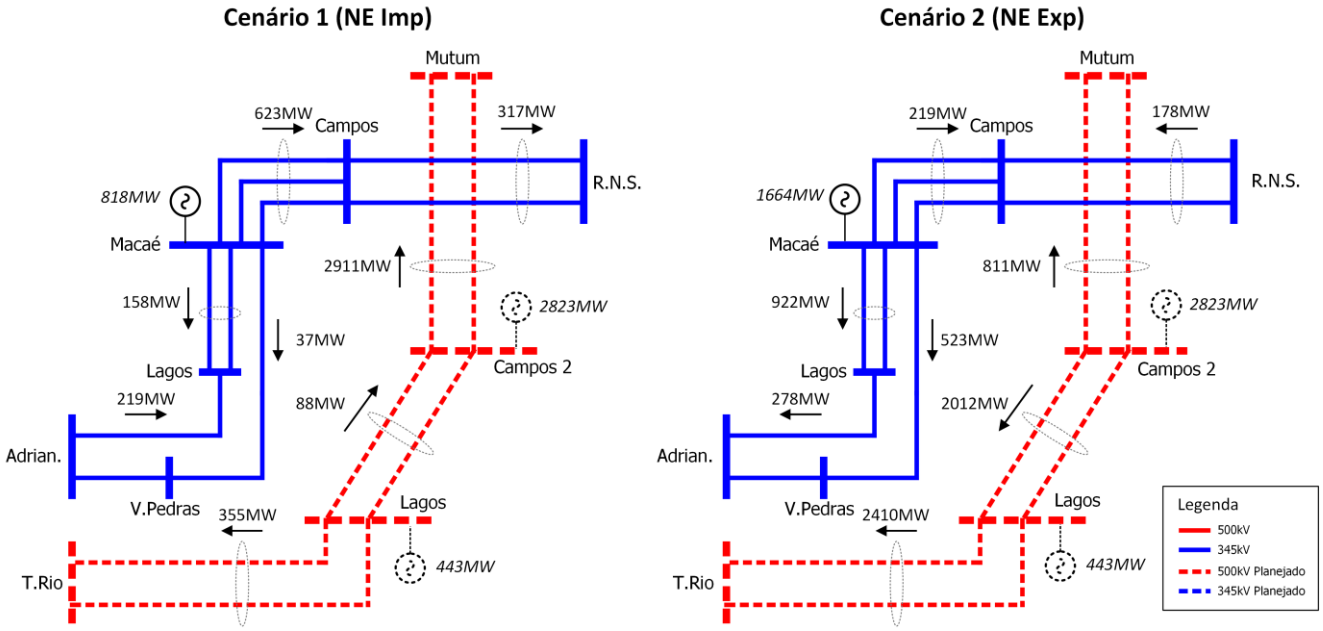


Figura 8-1 – Diagramas esquemáticos com fluxo de potência ativa dos cenários 1 e 2 do ano 2023.

No cenário 2, de elevada importação da região Sudeste pelas interligações com as regiões Norte e Nordeste, o carregamento da interligação Nordeste-Sudeste é de 5.000 MW, sendo que o recebimento do total do Sudeste é de 14.500 MW. A contingência simples que mais perturbou o sistema foi o curto-circuito monofásico no início da LT 500 kV Terminal Rio-Lagos, com sua subsequente abertura. Durante o curto-circuito há interrupção da injeção de potência da estação conversora Terminal Rio na rede de 500 kV do Rio de Janeiro. Essa energia rejeitada pelo elo de corrente contínua é transmitida temporariamente pela interligação em corrente alternada, o que causa perturbação em todo sistema interligado. Contudo, observa-se na Figura 8-2 que as oscilações de tensão são bem amortecidas.

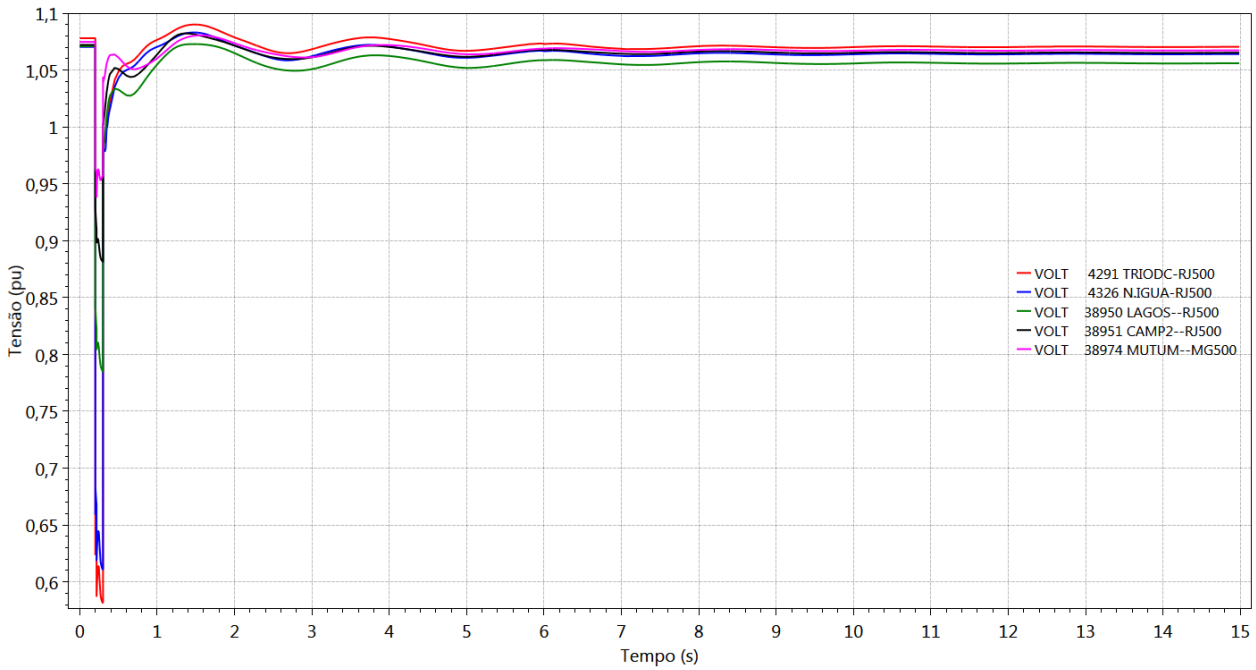


Figura 8-2 – Tensão no sistema em 500 kV – CC 1F e abertura da LT 500 kV T.Rio-Lagos C1. Cenário 2, ano 2023.

Observa-se na Figura 8-3 que durante o bloqueio dos 4.000 MW do elo CCAT Xingu-Terminal Rio, durante o curto-circuito próximo à SE Terminal Rio, não há grandes variações de fluxo de potência na rede planejada. O único circuito que recebe mais carregamento, após a eliminação do curto-circuito e abertura da LT 500 Terminal Rio-Lagos C1, foi o circuito 2 da mesma linha de transmissão, sendo este carregamento, 2.133 MVA, inferior a sua capacidade nominal, 3.400 MVA.

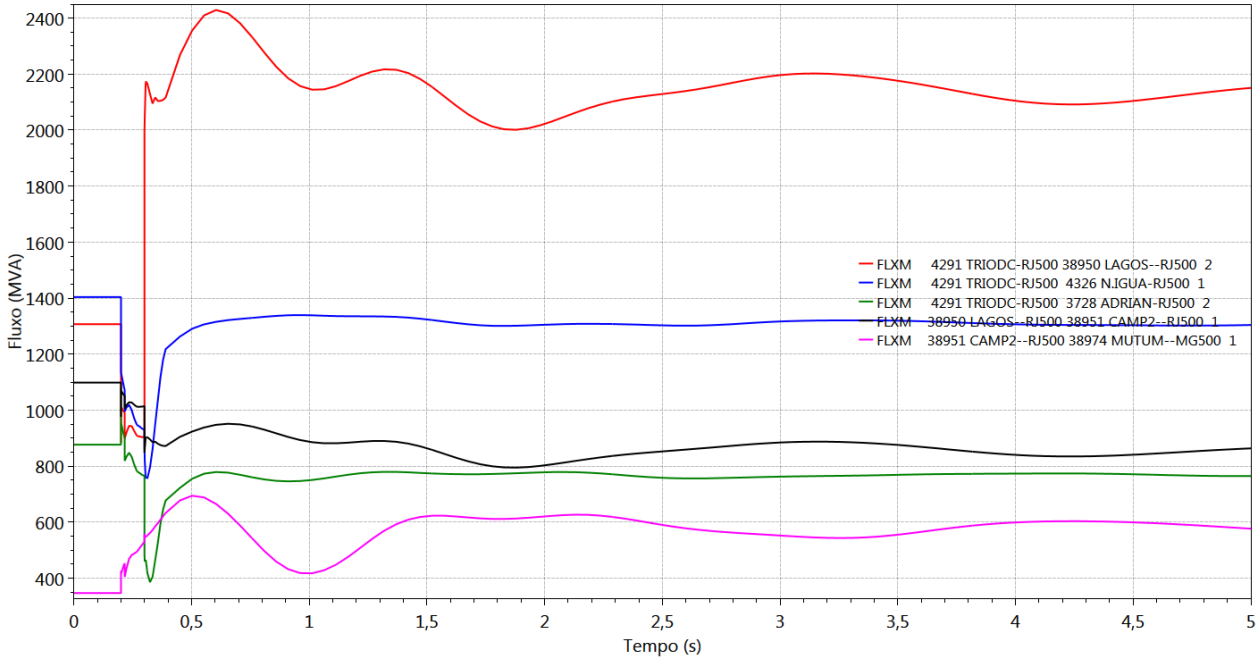


Figura 8-3 – Fluxo na rede em 500 kV – CC 1F e abertura da LT 500 kV T.Rio-Lagos C1. Cenário 2, ano 2023.

Uma importante constatação sobre o cenário 2 é que o sistema mantém desempenho satisfatório, frente às contingências simuladas, ainda que todas as novas termelétricas estivessem desligadas, fato que demonstra flexibilidade e robustez do sistema planejado.

No cenário 1, apesar do baixo carregamento nos circuitos em 500 kV entre Terminal Rio e Campos 2, o curto-circuito monofásico na LT 500 kV Terminal Rio-Lagos C1 também se apresentou como um dos eventos mais severos. Outra contingência importante para o ano 2023, nesse mesmo cenário, foi a perda da LT 500 kV Campos 2-Mutum C1, após curto-circuito monofásico. Os dois circuitos entre Campos 2 e Mutum são os mais carregados, contudo, observa-se pelo perfil de tensão, apresentado na Figura 8-4, que o sistema se estabiliza dentro das margens de segurança operativa.

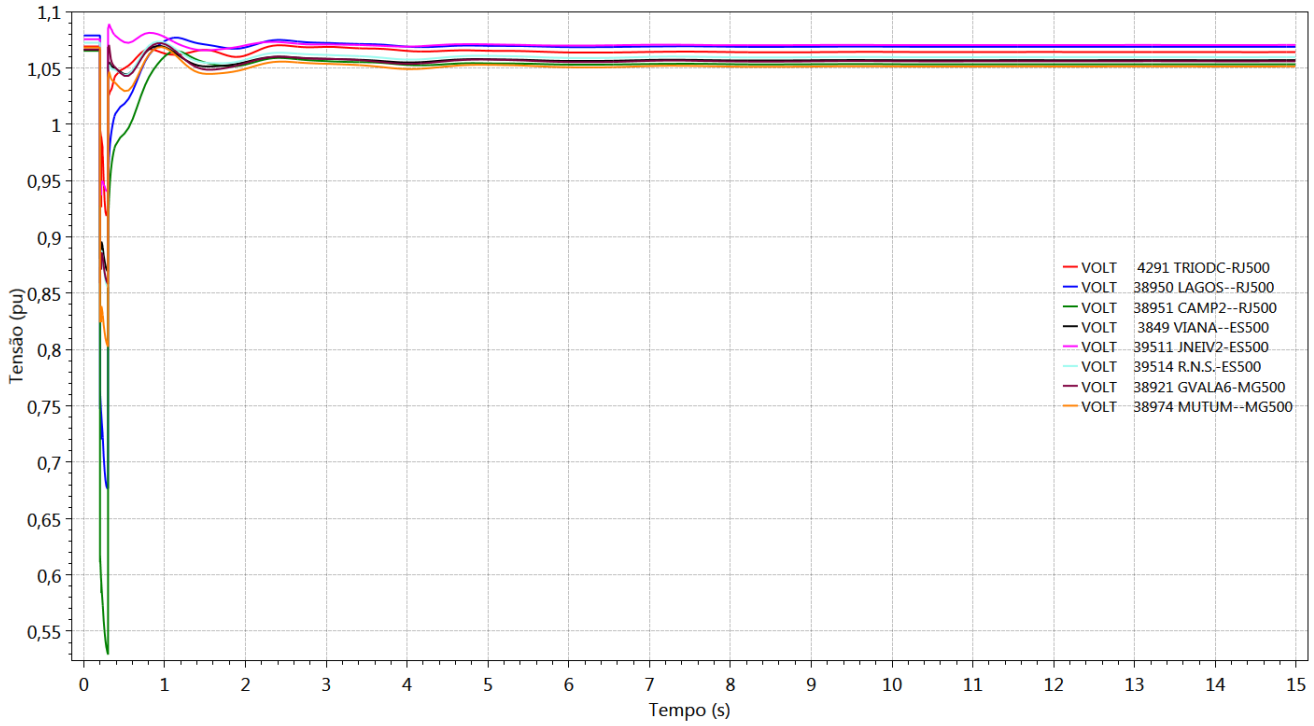


Figura 8-4 – Tensão no sistema em 500 kV – CC 1F e abertura da LT 500 kV Campos 2-Mutum C1. Cenário 1, ano 2023.

8.1.2 Ano 2025

A análise de estabilidade eletromecânica do ano 2025 tem como fator favorável uma rede mais robusta, pois conta com o circuito duplo da LT 500 kV Terminal Rio-Resende. Nessa seção apresenta-se o resultado das simulações realizadas para verificar se a rede opera de forma segura com a geração adicional de 2,48 GW em referência à capacidade instalada de 2023, totalizando 5,95 MW de novas usinas termelétricas no Rio de Janeiro e Espirito Santo.

A Figura 8-5 apresenta o diagrama esquemático da rede planejada para o ano 2025, com os fluxos de potência nos dois cenários analisados.

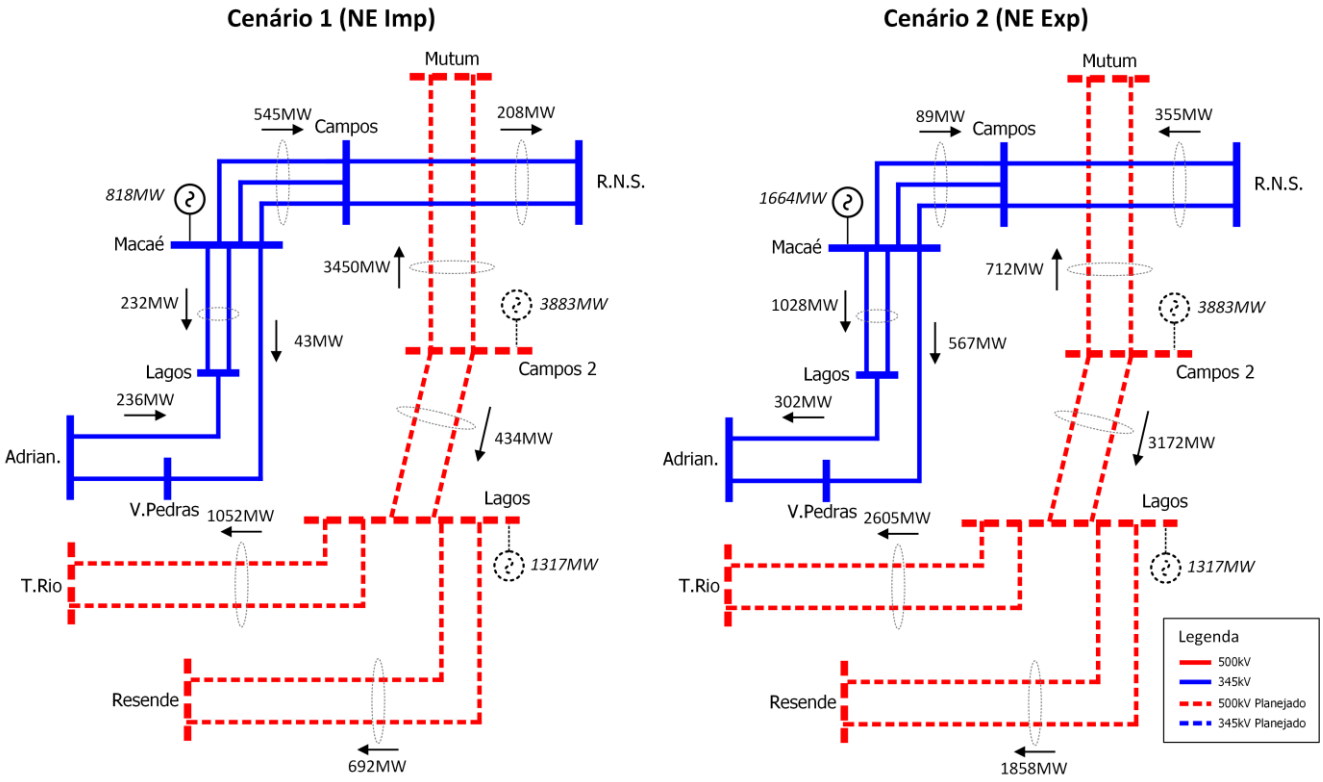


Figura 8-5 – Diagramas esquemáticos com fluxo de potência ativa dos cenários 1 e 2 do ano 2025.

No cenário 2 do ano 2025 continua a ser marcante a característica de elevada importação da região Sudeste pelas interligações com as regiões Norte e Nordeste, sendo que o carrgamento da interligação Nordeste-Sudeste é de 6.500 MW.

A contingência simples que mais perturbou o sistema continua sendo o curto-circuito monofásico no início da LT 500 kV Terminal Rio-Lagos C1, com sua subsequente abertura. O reforço oferecido pelo circuito duplo da LT 500 kV Lagos-Resende não é capaz de anular o impacto causado no SIN pela falha da comutação do elo CCAT Xingu-Terminal Rio. Contudo, observa-se na Figura 8-6 que as oscilações de tensão são bem amortecidas.

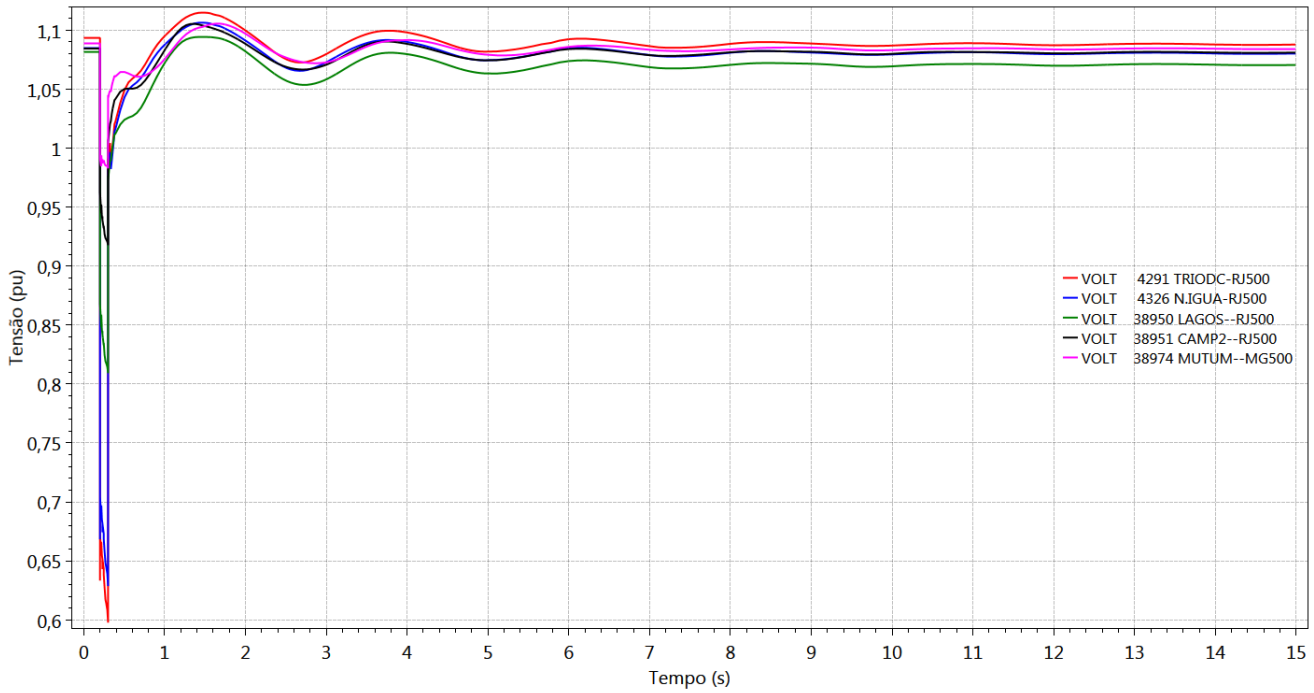


Figura 8-6 – Tensão na rede em 500 kV – CC 1F e abertura da LT 500 kV T.Rio-Lagos C1. Cenário 2, ano 2025.

No cenário 1, a perda da LT 500 kV Campos 2-Mutum C1 mostrou-se a contingência mais severa. Os dois circuitos entre Campos 2 e Mutum são os mais carregados neste cenário, contudo, observa-se pelo perfil de tensão, apresentado na Figura 8-7, que o sistema se estabiliza dentro das margens de segurança operativa.

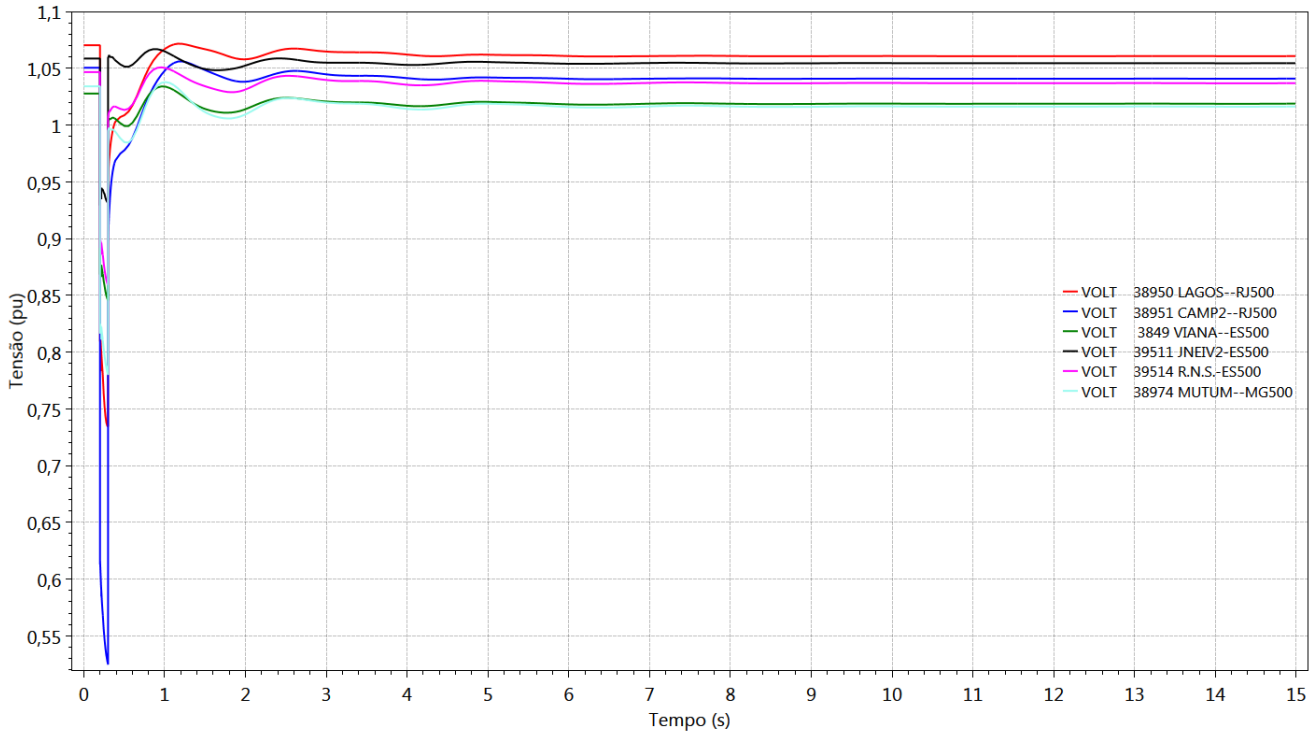


Figura 8-7 – Tensão na rede em 500 kV – CC 1F e abertura da LT 500 kV Campos 2-Mutum C1. Cenário 1, ano 2025.

8.1.3 Ano 2029

Entre as três configurações do sistema estudado, o ano 2029 apresenta a rede de transmissão planejada, para escoamento dos 11.227 MW de novas usinas termelétricas no Rio de Janeiro e Espírito Santo, em sua forma completa. Os resultados mostrados nessa seção indicam que o desempenho elétrico do sistema foi adequado como nas configurações anteriores.

A Figura 8-8 apresenta o diagrama esquemático da rede planejada com os fluxos de potência nos dois cenários analisados para o ano 2029. Ressalta-se que além dos reforços em 500 kV (Terminal Rio-Lagos-Campos 2), esse sistema também contemplou o seccionamento da LT 345kV V.Pedras-Macaé na SE Lagos.

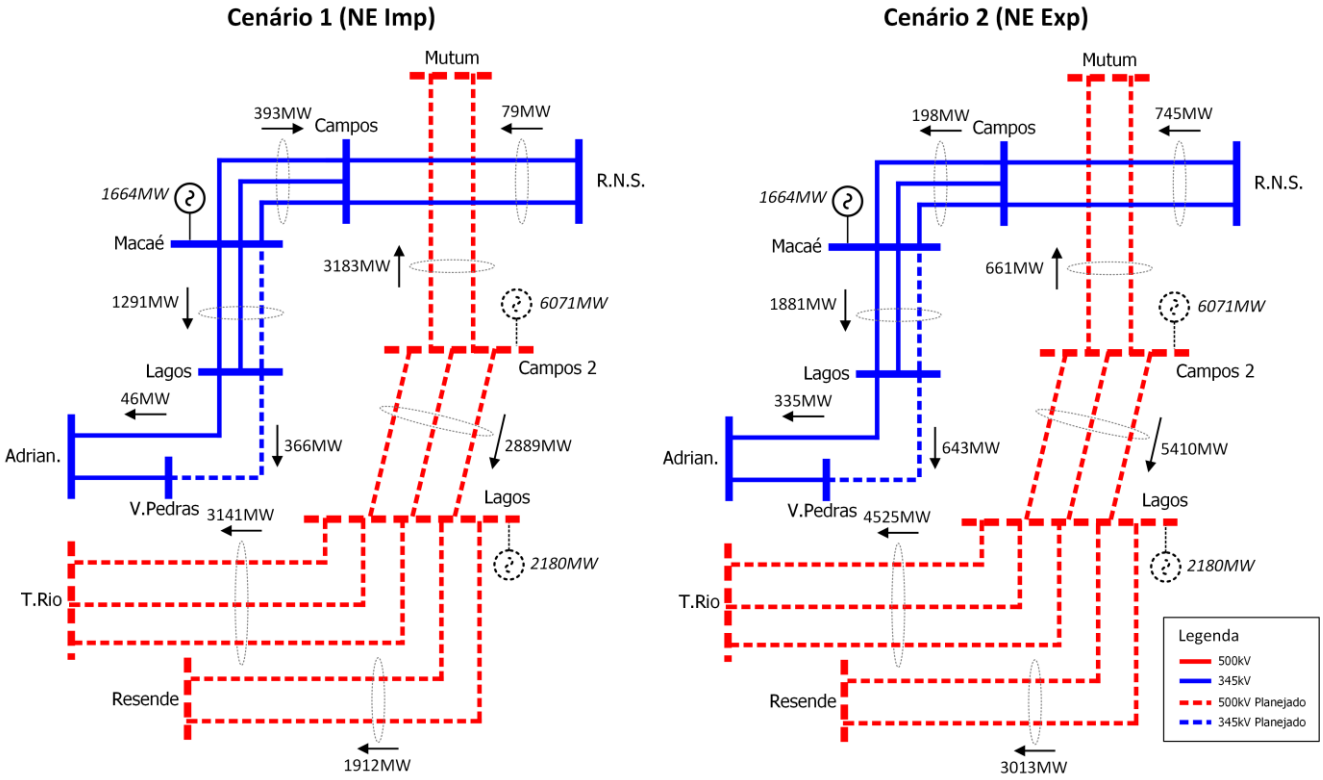


Figura 8-8 – Diagramas esquemáticos com fluxo de potência ativa dos cenários 1 e 2 do ano 2029.

No cenário 2, de elevada importação da região Sudeste pelas interligações com as regiões Norte e Nordeste, a contingência simples que mais perturbou o sistema foi o curto-circuito monofásico no início da LT 500 kV Terminal Rio-Lagos C1. Contudo, observa-se na Figura 8-9 que as oscilações de tensão são bem amortecidas e o sistema mostrou-se seguro frente a essa contingência.

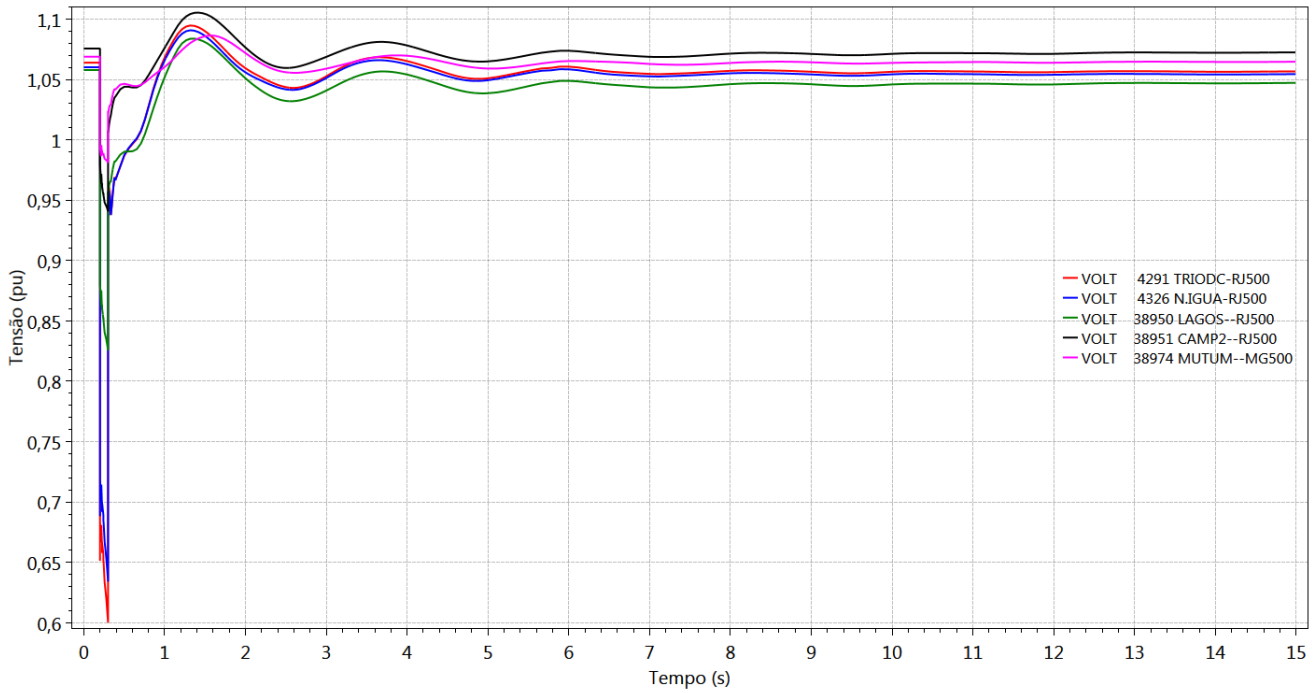


Figura 8-9 – Tensão no sistema em 500 kV – CC 1F e abertura da LT 500 kV T.Rio-Lagos C1. Cenário 2, ano 2029.

No cenário 1, a perda da LT 500 kV Campos 2-Mutum C1 mostrou-se a contingência mais severa. Os dois circuitos entre Campos 2 e Mutum são os mais carregados neste cenário, contudo, observa-se pelo perfil de tensão, apresentado na Figura 4-10, que o sistema se estabiliza dentro das margens de segurança operativa.

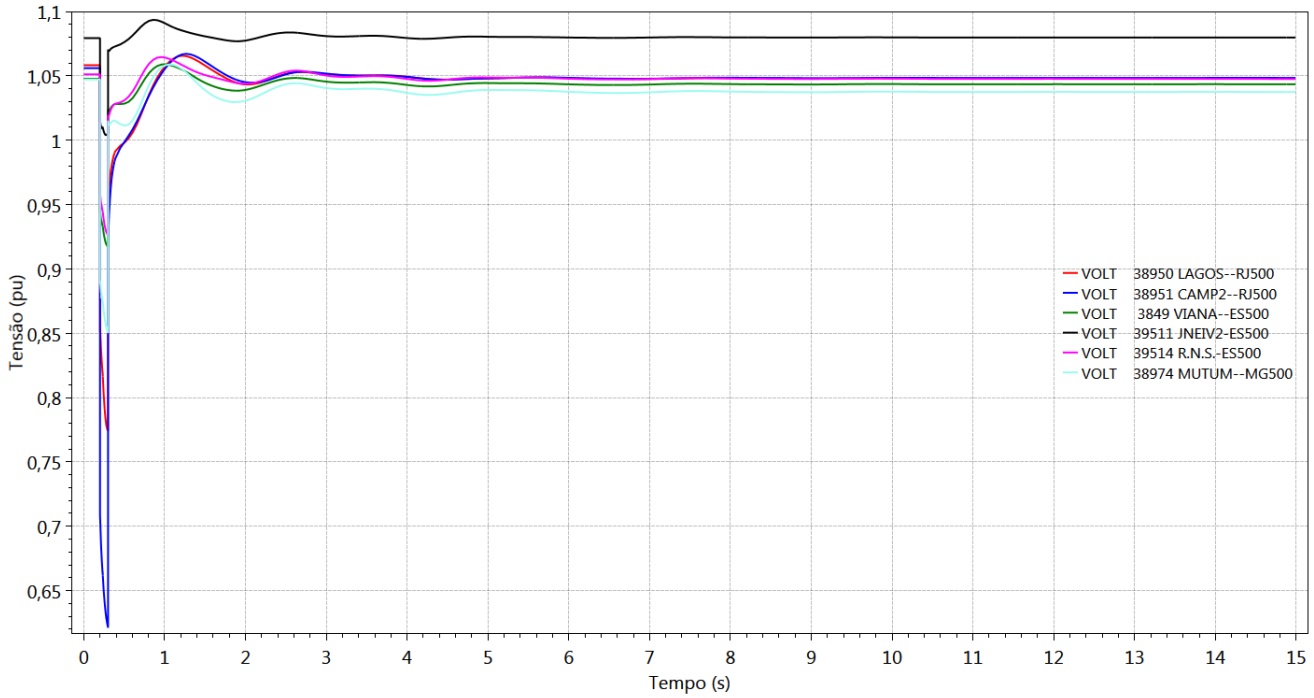


Figura 8-10 – Tensão no sistema em 500 kV – CC 1F e abertura da LT 500 kV Campos 2-Mutum C1. Cenário 1, ano 2029.

8.2 Contingências Múltiplas

Uma das características do sistema recomendado nesse relatório é a presença de circuitos duplos, o que torna necessário a avaliação de sua segurança na ocorrência de perdas duplas. Com este intuito, foram simuladas contingências duplas na rede planejada de modo a assegurar que mesmo após essas perturbações o sistema seja estável e seguro. Cabe ressaltar que nesses casos é admitida a possibilidade de atuação de esquemas especiais de proteção de modo a se evitar a perda de sincronismo ou violação de qualquer critério de segurança.

As perdas duplas simuladas tiveram mais impacto nos anos 2023 e 2025, visto que no ano 2029 é prevista a presença de circuitos paralelos aos circuitos duplos, com exceção do trecho Campos 2-Mutum. A seguir é apresentado o desempenho do sistema frente às emergências mais severas de cada trecho.

8.2.1 Ano 2023

No cenário 2, de importação do Sudeste, a pior contingência dupla foi da LT 500 kV Terminal Rio-Lagos. Contudo, não foi necessário esquema especial de proteção para estabilizar o sistema dentro das margens de segurança. A Figura 8-11 apresenta o perfil de tensão da rede em 500 kV próximo ao evento.

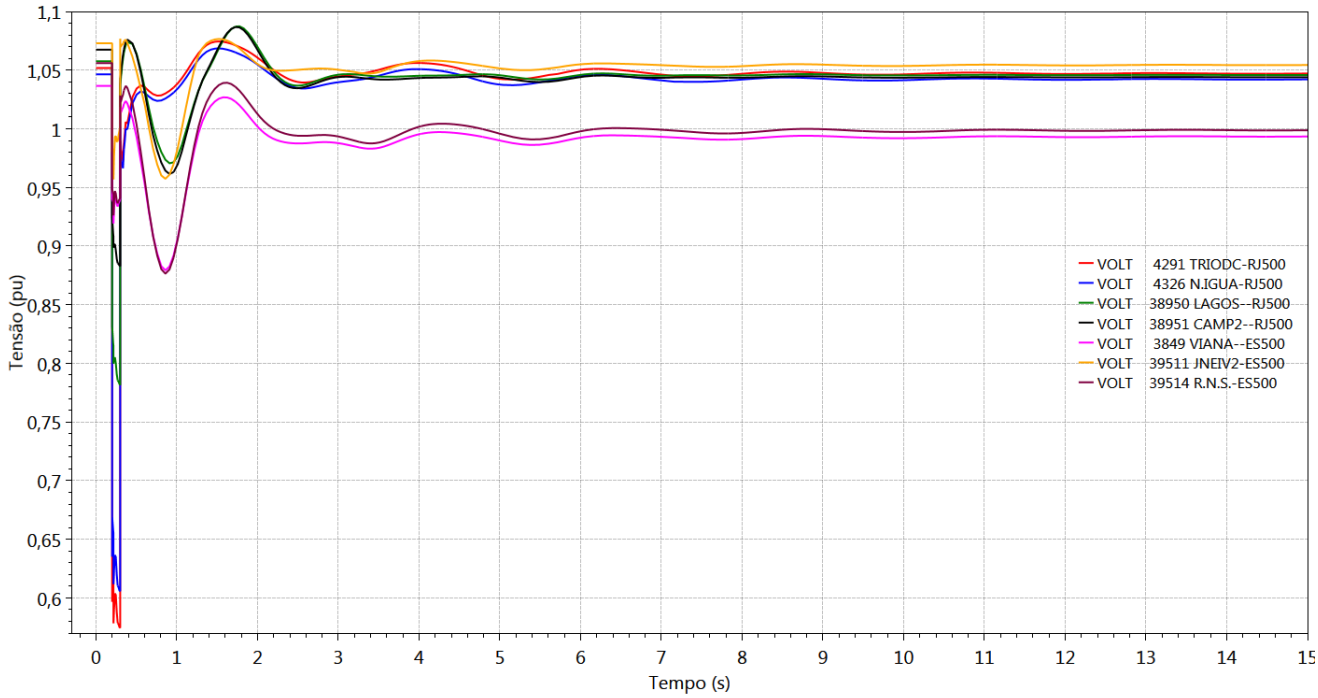


Figura 8-11 – Tensão no sistema em 500 kV – CC 1F e abertura dupla LT 500 kV T.Rio-Lagos. Cenário 2, ano 2023.

Na Figura 8-12 observa-se a variação de frequência das termelétricas do Rio de Janeiro e Espirito Santo após a perda dupla da LT 500 Terminal Rio-Lagos. Apesar da grande rejeição de carga visto pelos

geradores conectados na SE 500 kV Lagos e na SE 500 kV Campos 2, o desempenho do sistema atende aos critérios referente a variação de frequência e se mostrou adequado.

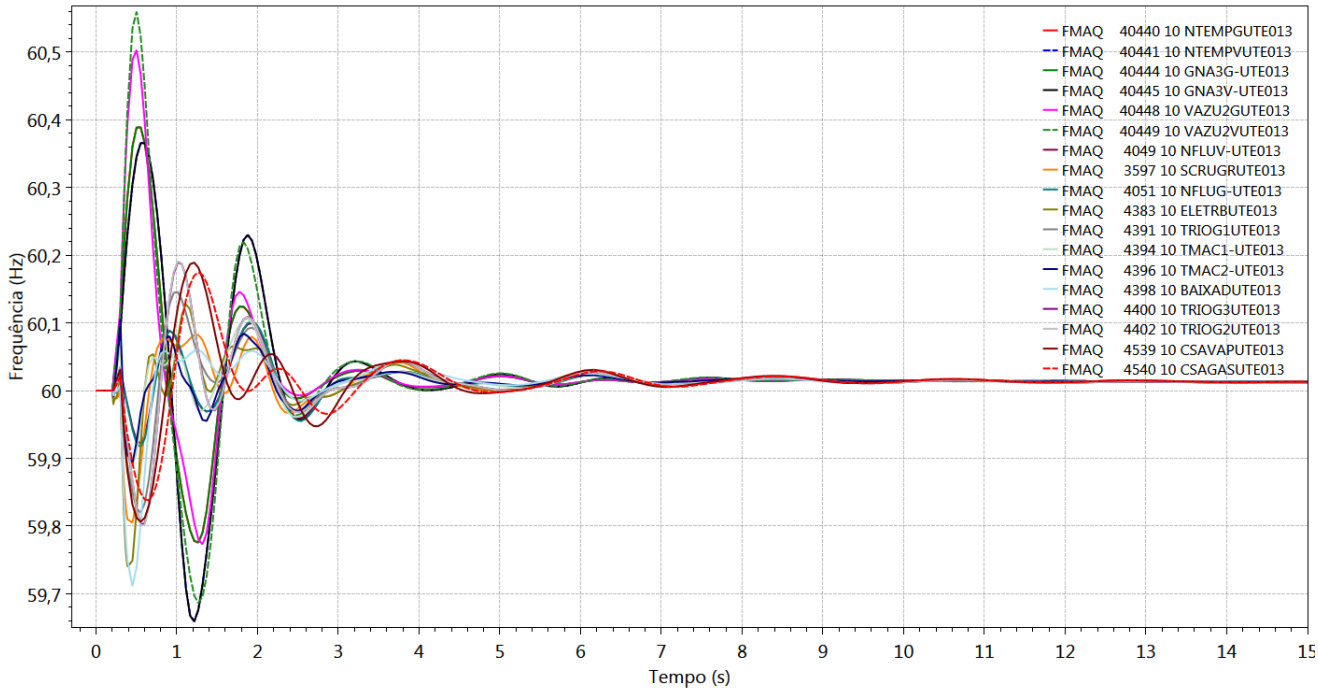


Figura 8-12 – Frequência termelétricas – CC 1F e abertura dupla LT 500 kV T.Rio-Lagos. Cenário 2, ano 2023.

No cenário 1, de exportação do Sudeste, a pior contingência dupla foi da LT 500 kV Campos 2-Mutum. Para evitar oscilação de tensão abaixo de 80% na SE 500 kV Lagos, foi desligada, após a perda dupla, uma máquina de 430 MW das termelétricas conectada na SE 500 kV Campos 2. Observa-se na Figura 8-13 o perfil de tensão durante a contingência dupla descrita anteriormente. Ressalta-se que sem o desligamento de geradores, o desempenho também é adequado frente aos critérios dos Procedimentos de Rede – ONS.

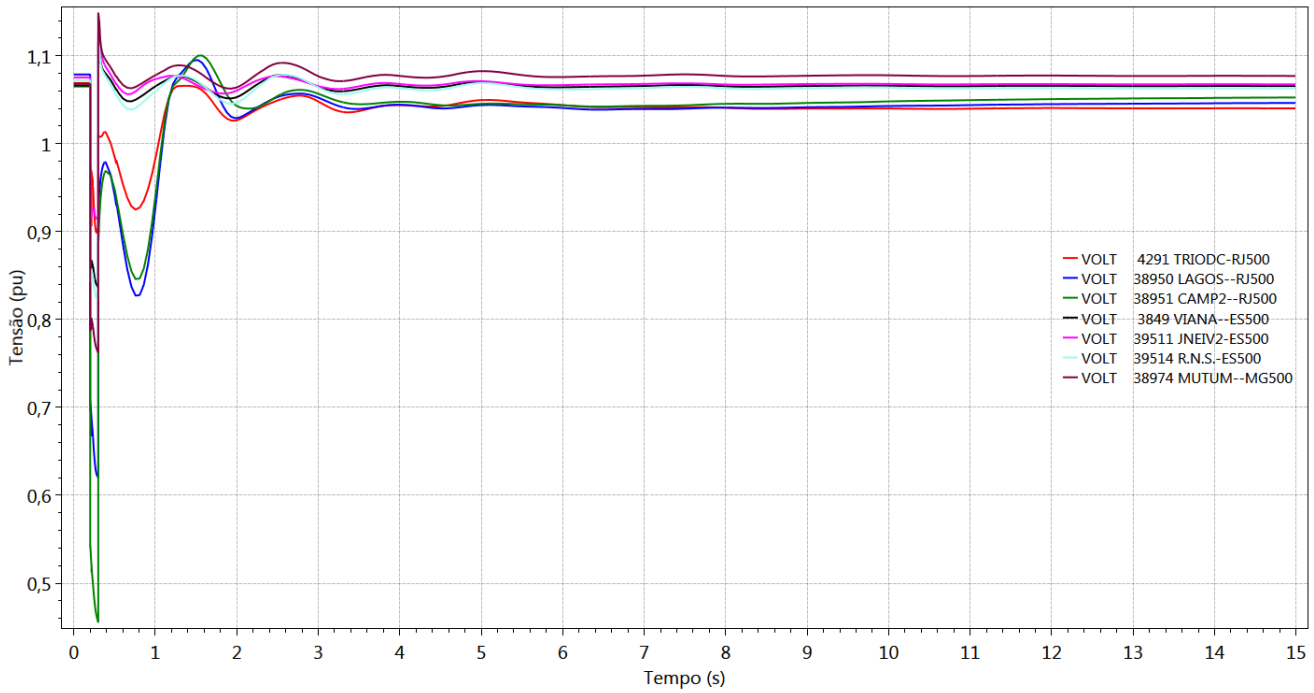


Figura 8-13 – Tensão no sistema em 500 kV – CC 1F e abertura dupla da LT 500 kV Campos 2-Mutum. Cenário 1, ano 2023.

A Figura 8-14 apresenta a variação de frequência das termelétricas do Rio de Janeiro e Espirito Santo após a perda dupla da LT 500 Campos 2-Mutum. Apesar da grande rejeição de carga visto pelos geradores conectados na SE 500 kV Lagos e na SE 500 kV Campos 2, o desempenho do sistema atende aos critérios referente a variação de frequência e se mostrou adequado.

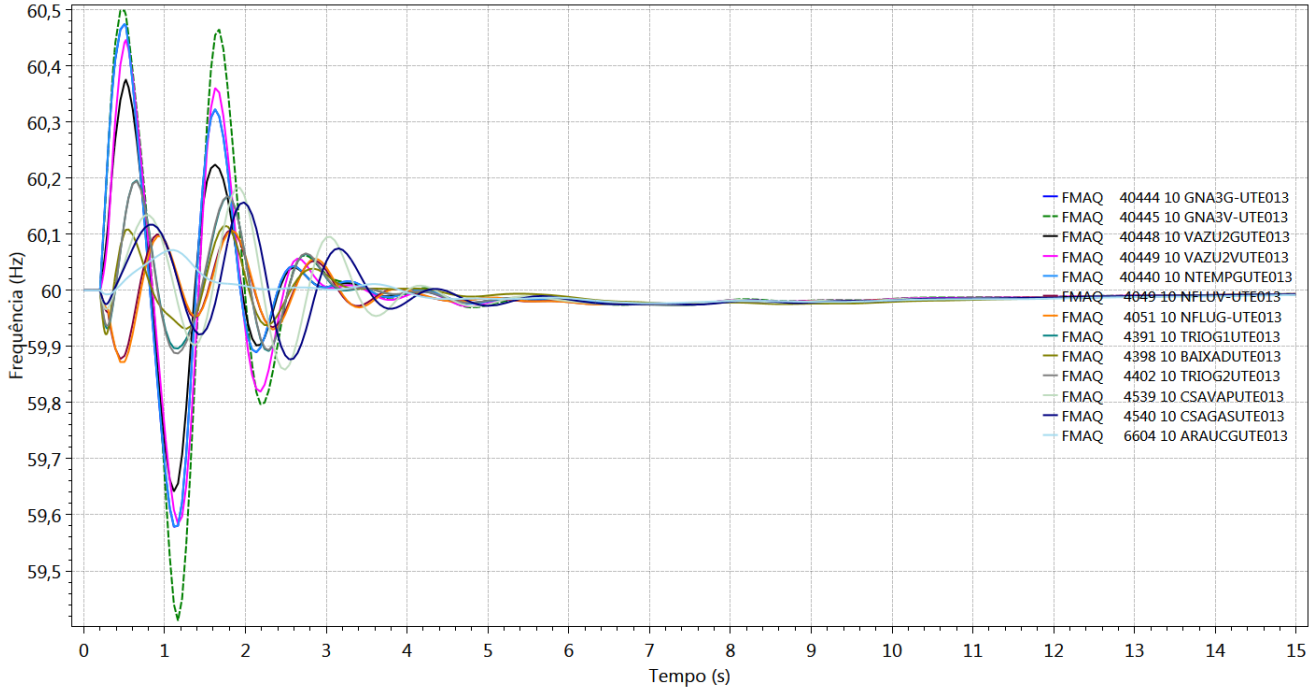


Figura 8-14 – Frequência termelétricas – CC 1F e abertura dupla LT 500 kV Campos 2-Mutum. Cenário 1, ano 2023.

O bloqueio do elo CCAT Xingu-Terminal Rio teve maior impacto no cenário 2 em que as regiões Norte e Nordeste são exportadoras. Dentre os três estágios de evolução da rede, o ano 2023 é aquele em que o sistema se encontra menos robusto, por isso, foi neste ano que se observou o pior desempenho frente o bloqueio do elo CCAT Xingu-Terminal Rio. Para estabilizar o sistema foi necessário a atuação de SEP para corte de 7 máquinas na usina de Belo Monte. O perfil de tensão em barras importantes do sistema em 500 kV, apresentadas na Figura 8-15, demonstram um desempenho adequado.

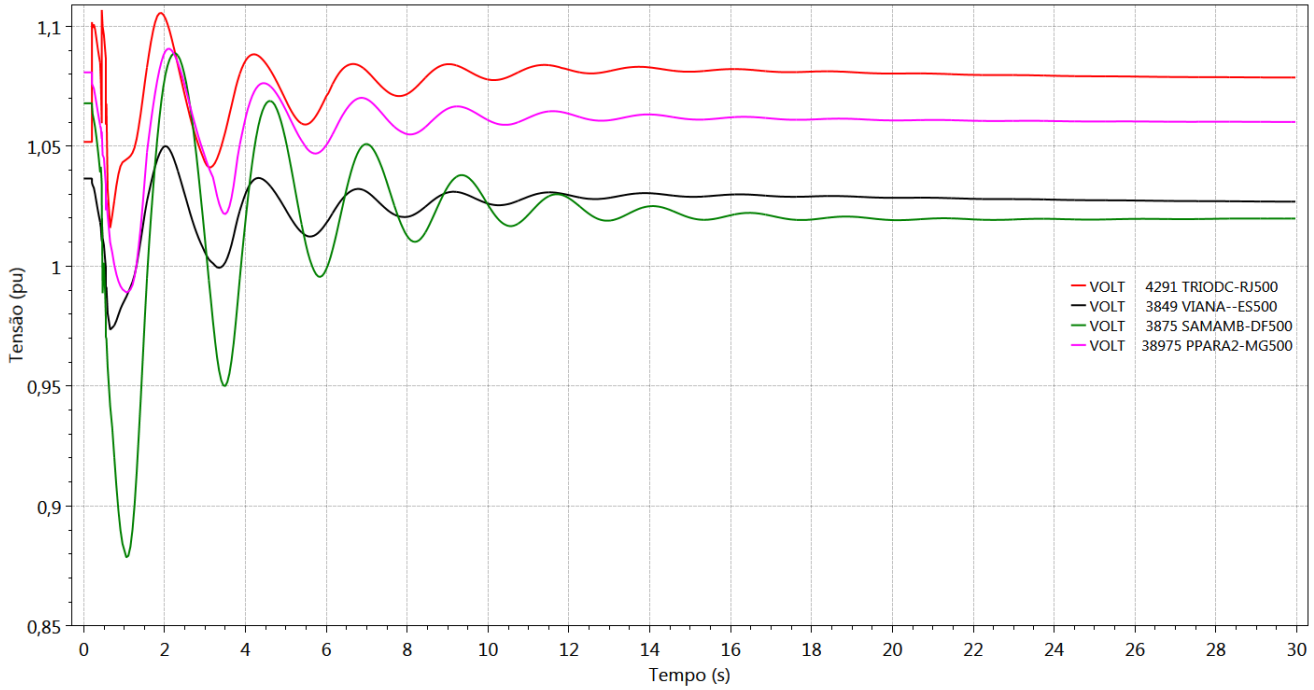


Figura 8-15 – Tensão no sistema em 500 kV – Bloqueio do elo CCAT Xingu-Terminal Rio. Cenário 2, ano 2023.

8.2.2 Ano 2025

Com a entrada do circuito duplo da LT 500 kV Lagos-Resende, a perda dupla da LT 500 kV Terminal Rio-Lagos deixa de ser a pior contingência. Para esse horizonte, espera-se que a pior perda dupla seja da LT 500 kV Lagos-Campos 2, em que foi necessário o desligamento de duas máquinas conectadas na SE 500 kV Campos 2, equivalente a 970 MW. Na **Erro! Fonte de referência não encontrada.** presenta-se o perfil de tensão da rede em 500 kV próximo a este evento.

Cabe ressaltar que, com a ajuste dos reguladores das novas termelétricas a época de seu comissionamento, o desempenho de sistema pode ser melhorado nessa contingência.

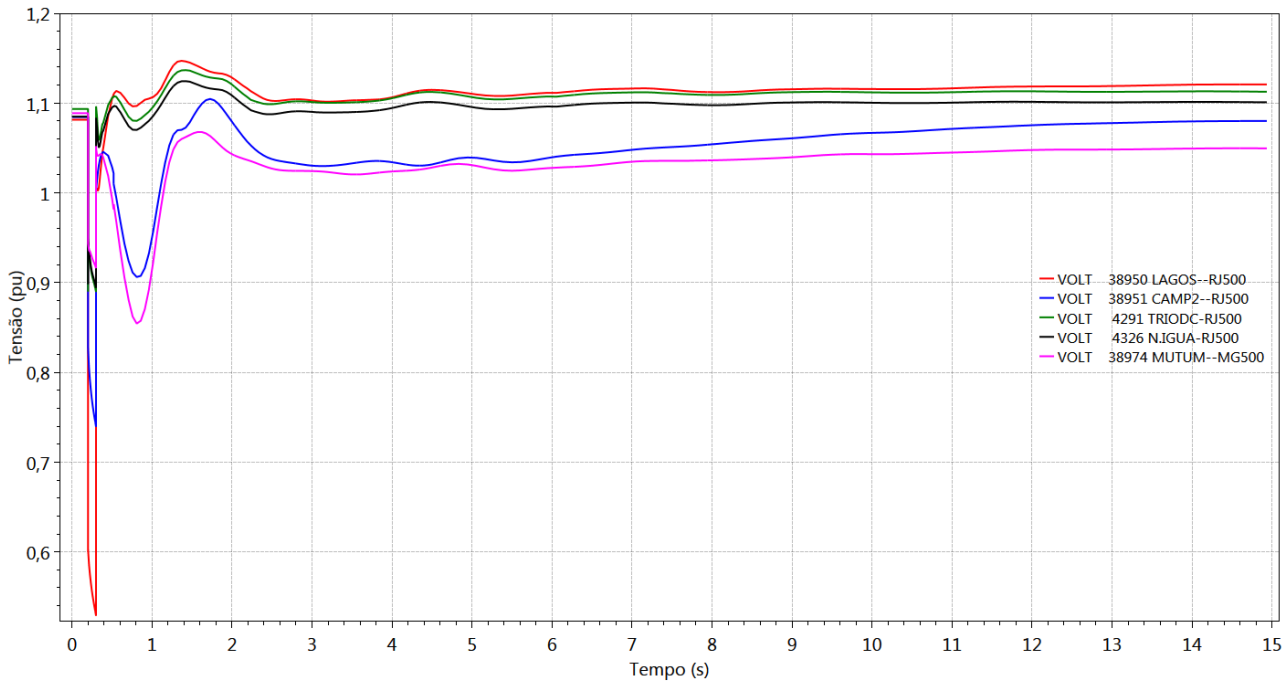


Figura 8-16 – Tensão no sistema em 500 kV – CC 1F e abertura dupla LT 500 kV Lagos-Campos 2. Cenário 2, ano 2025.

Na Figura 8-17 observa-se a variação de frequência das termelétricas do Rio de Janeiro e Espirito Santo após a perda dupla da LT 500 Lagos-Campos 2. Os geradores conectados na SE 500 kV Lagos percebem a contingência dupla como um aumento de carga e desaceleram, enquanto os geradores conectados na SE 500 kV Campos 2 e demais termelétricas do Espirito Santo veem este evento como rejeição de carga e aceleram. Entretanto, o desempenho do sistema atende aos critérios referente a variação de frequência e se mostrou adequado.

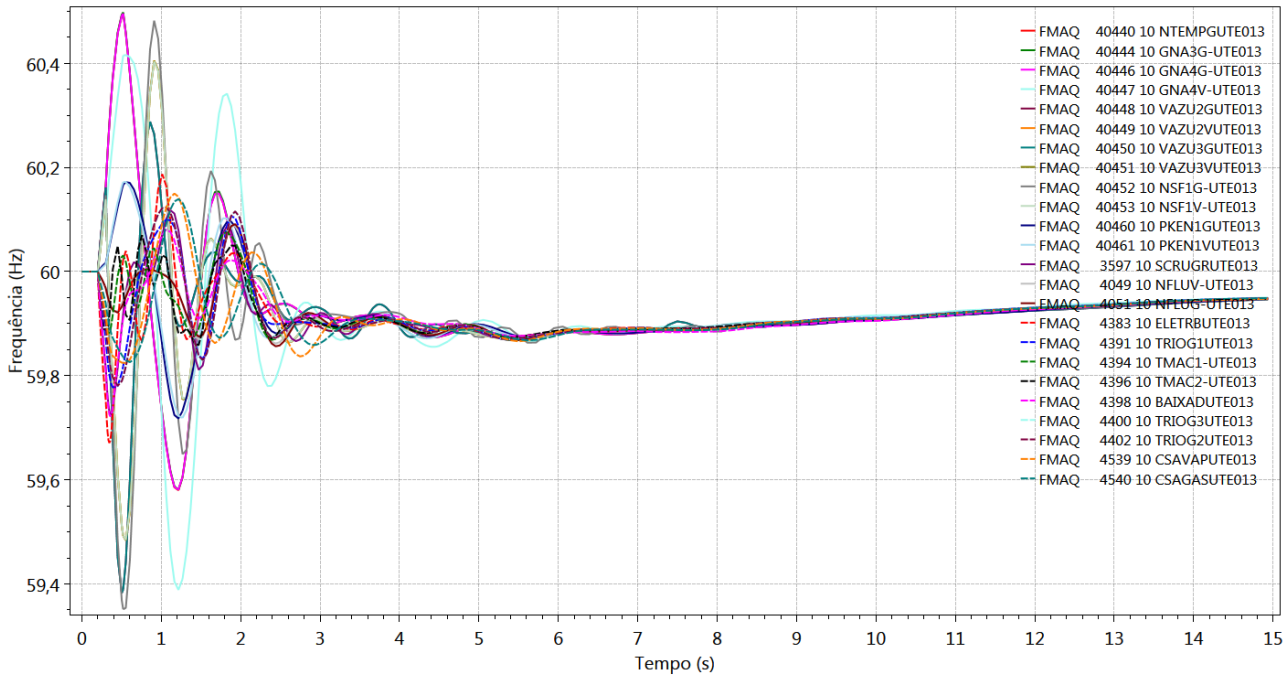


Figura 8-17 – Frequência UTE – CC 1F e abertura dupla LT 500 kV Lagos-Campos 2. Cenário 2, ano 2025.

No cenário 1, de exportação do Sudeste, o trecho mais carregado está entre as subestações Campos 2 e Mutum. Contudo, a perda dupla mais severa foi da LT 500 kV Lagos-Campos 2. Para evitar oscilação de tensão abaixo de 80% na rede de 500 kV próximo à falta, foi desligada, após a perda dupla, uma máquina de 430 MW das termelétricas conectada na SE 500 kV Campos 2. Observa-se na Figura 8-18 o perfil de tensão durante a contingência dupla descrita anteriormente. Ressalta-se que sem o desligamento de geradores, o desempenho também é adequado frente aos critérios dos Procedimentos de Rede – ONS.

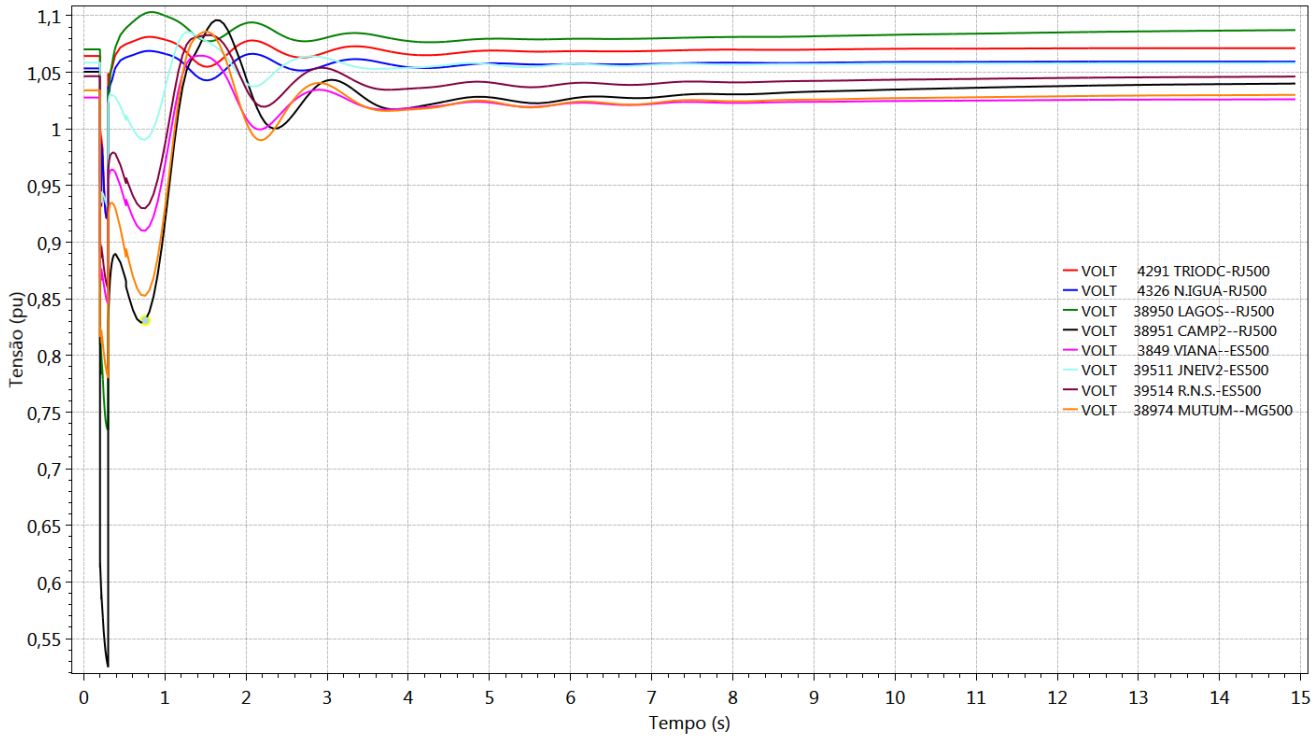


Figura 8-18 – Tensão no sistema em 500 kV – CC 1F e abertura dupla da LT 500 kV Lagos-Campos 2. Cenário 1, ano 2025.

A Figura 8-19 apresenta a variação de frequência das termelétricas do Rio de Janeiro e Espirito Santo após a perda dupla da LT 500 Lagos-Campos 2. Apesar da grande rejeição de carga visto pelas usinas conectadas na SE 500 kV Campos 2, o desempenho do sistema atende aos critérios referente a variação de frequência e se mostrou adequado.

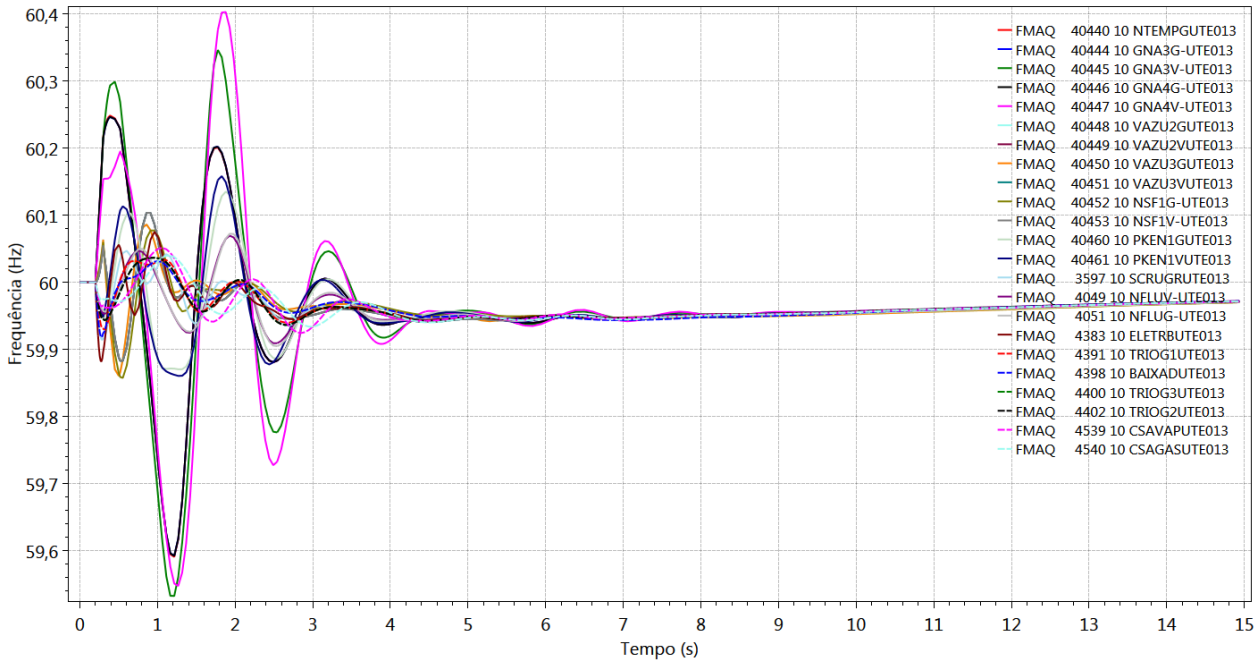


Figura 8-19 – Frequência termelétricas – CC 1F e abertura dupla da LT 500 kV Lagos-Campos 2. Cenário 1, ano 2025.

8.2.3 Ano 2029

Para o ano 2029, a única perda dupla que impacta significativamente o sistema é aquela que ocorre na LT 500 kV Campos 2-Mutum, visto que os outros trechos contam com três circuitos. Desse modo, apresenta-se na Figura 8-20 o perfil de tensão das barras em 500 kV da região afetada por essa perda dupla.

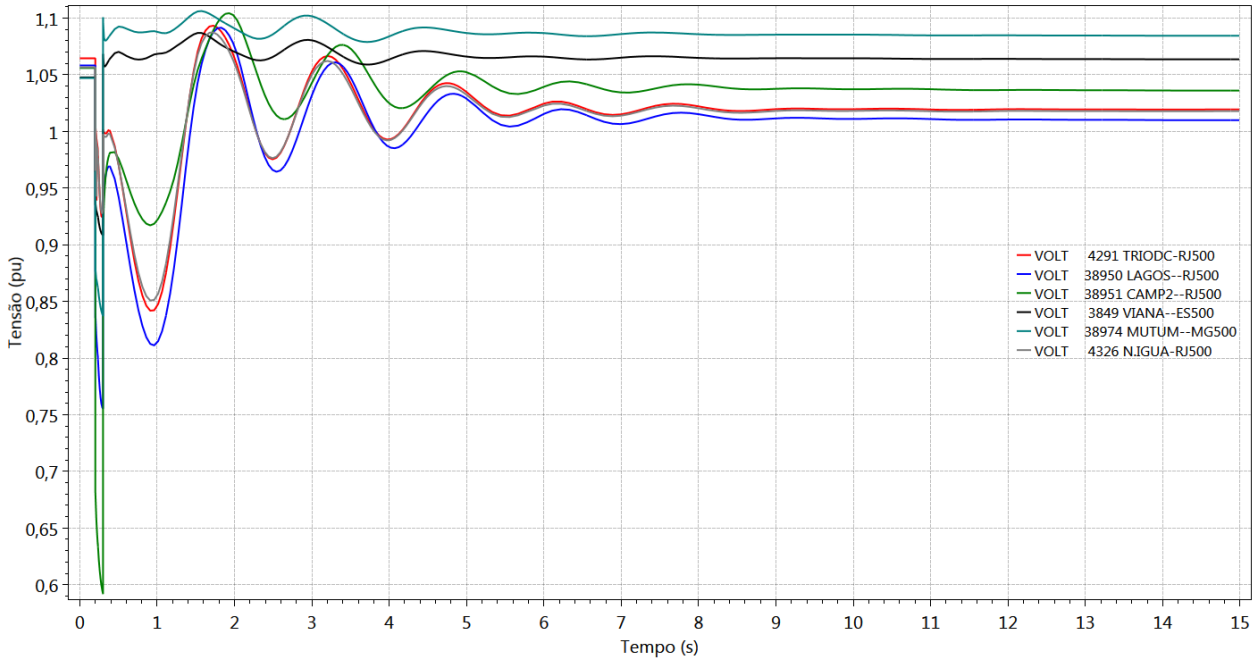


Figura 8-20 – Tensão no sistema em 500 kV – CC 1F e abertura dupla da LT 500 kV Campos 2-Mutum. Cenário 1, ano 2029.

A Figura 8-21 apresenta a variação de frequência após a perda dupla da LT 500 Campos 2-Mutum. Apesar da grande rejeição de carga visto pelas máquinas da área Rio e da tomada de carga pelos geradores do Espírito Santo, o desempenho do sistema atende aos critérios referente a variação de frequência e se mostrou adequado.

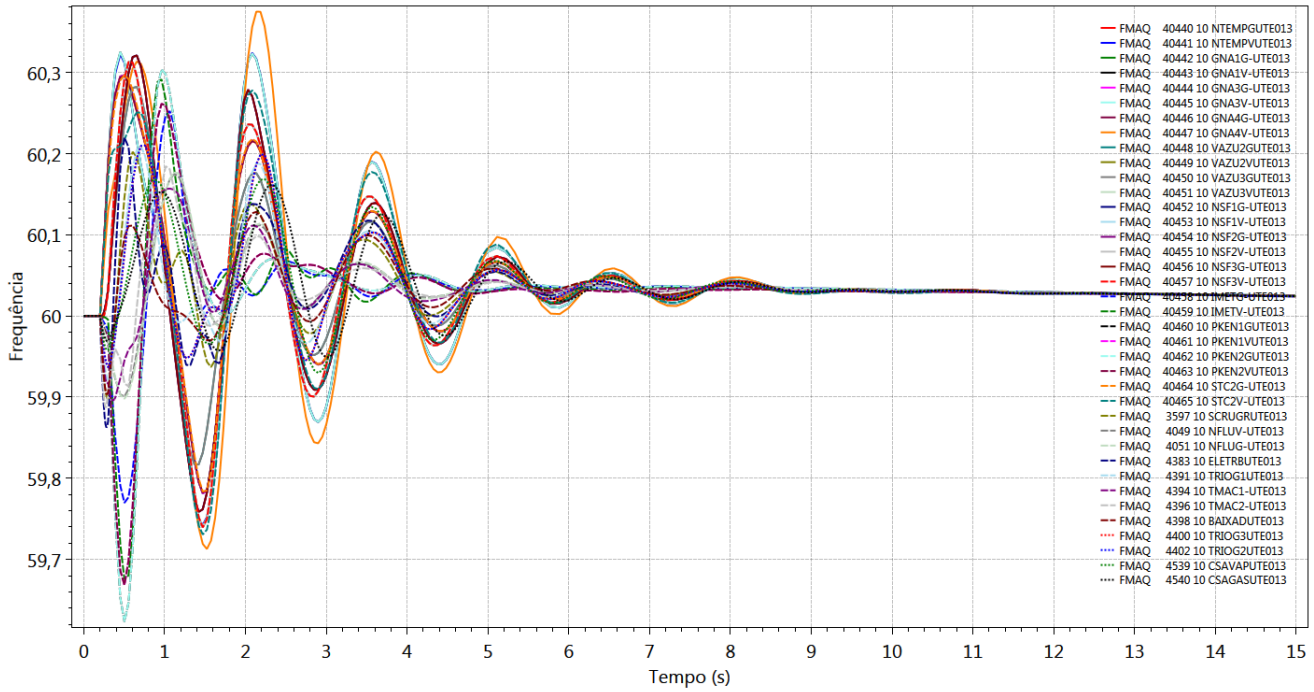


Figura 8-21 – Frequência termelétricas – CC 1F e abertura dupla LT 500 kV Campos 2-Mutum. Cenário 1, ano 2029.

8.1 Rejeição de Carga

Além das perdas simples e duplas, foi analisado o desempenho do sistema planejado frente a rejeições de carga, em que são abertos os terminais adjacentes de um circuito duplo, após curto-circuito monofásico. O desempenho dinâmico é similar ao apresentado no item 8.2. Registra-se na Tabela 8-1 apenas os valores de máxima tensão do terminal aberto, durante o transitório, após o instante da abertura.

Ressalta-se que foram incluídos na Tabela 8-1 os resultados obtidos do cenário de carga leve, cenário 4, descrito no item 4.2.4, em que todas as novas termelétricas estão desligadas e o sistema apresenta carregamento reduzido. Outra condição estudada foi o cenário 2, de recebimento do Sudeste, contudo com as termelétricas da região RJ-ES também desligadas.

Dos resultados apresentados, conclui-se que este tipo de contingência não expõe o sistema a condições de risco, e os níveis de sobretensão temporária estão dentro dos limites operativos.

Tabela 8-1 – Máxima tensão verificada no terminal aberto no instante da rejeição dupla.

Linha de Transmissão	TRI-LAG		LAG-CAM2		CAM2-MUT	
Terminal	TRI	LAG	LAG	CAM2	CAM2	MUT
2023 – CEN 4	1,23	1,21	1,16	1,11	1,15	1,20
2023 – CEN 2	1,17	1,14	1,09	1,13	1,20	1,11
2023 - CEN 2 sem UTE	1,26	1,14	1,26	1,15	1,21	1,20
2025 - CEN 2	1,13	1,15	1,16	1,17	1,22	1,13
2023 - CEN 1	1,17	1,12	1,98	1,16	1,27	1,15
2029 – CEN 1	1,12	1,11	1,11	1,14	1,22	1,12

9 ANÁLISE ECONÔMICA

O detalhamento do plano de obras e investimentos de cada alternativa está apresentado nas tabelas do Anexo 5 – Plano de Obras das Alternativa. Ressalta-se que estes valores foram utilizados apenas para comparação de alternativas, não servindo como base para orçamentos. A Tabela 9-1 apresenta a composição dos valores de investimentos totais das alternativas analisadas. A Tabela 9-2 e a Tabela 9-3 apresentam a composição e o custo total levando-se em consideração os investimentos (rendimentos necessários) e o diferencial de perdas. Utilizou-se a margem percentual de 5% no custo total para configurar o empate econômico entre alternativas.

Tabela 9-1 - Custos de investimentos das alternativas

Alternativa	VP do total de investimentos		
	Custos (R$ x 1000)	(%)	Ordem
1	3.946.384	114%	4º
1A	4.334.294	126%	7º
2	3.583.427	104%	2º
2A	4.187.220	121%	6º
3	5.299.002	154%	9º
4	3.787.400	110%	3º
4A	4.346.102	126%	8º
5	**3.452.077**	**100%**	**1º**
5A	4.024.748	117%	5º

Tabela 9-2 - Composição dos custos totais das alternativas analisadas

Alternativa	Rendimentos Necessários			Perdas		
	Custos (R$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R$ x 1000)	Diferencial	Ordem
1	1.836.111	110,8%	4º	722.116	597.528	6º
1A	2.018.551	121,9%	7º	481.659	357.072	3º
2	1.692.255	102,2%	2º	1.262.238	1.137.650	9º
2A	1.965.693	118,7%	6º	632.578	507.990	5º
3	2.508.716	151,4%	9º	**124.588**	**0**	**1º**
4	1.765.206	106,6%	3º	779.881	655.293	7º
4A	2.030.979	122,6%	8º	317.808	193.220	2º
5	**1.656.512**	**100,0%**	**1º**	1.234.853	1.110.265	8º
5A	1.915.150	115,6%	5º	595.908	471.321	4º

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

Alternativa	Rendimentos Necessários + Perdas		
	Custos (R$ x 1000)	(%)	Ordem
1	2.433.639	109,4%	5º
1A	2.375.623	106,8%	2º
2	2.829.904	127,2%	9º
2A	2.473.683	111,2%	6º
3	2.508.716	112,8%	7º
4	**2.420.499**	**108,8%**	**4º**
4A	**2.224.199**	**100,0%**	**1º**
5	2.766.777	124,4%	8º
5A	2.386.471	107,3%	3º

Os dados das Tabelas 9-2 e 9-3 foram sumarizados na Figura 9-1, da qual é possível constatar os seguintes pontos:

- Não há grandes diferenças de custos totais entre uma ou duas subestações coletoras, ao se comparar as alternativas 1/4 ou 1A/4A ou 2/5 ou 2A/5A;
- A alternativa 3, de nível de tensão em 765 kV, embora possua os maiores investimentos, possui, em contrapartida, as menores perdas elétricas;
- As alternativas com uso de linhas de maior capacidade (1A, 2A, 4A e 5A) possuem maiores investimentos e perdas menores que suas correspondentes com linhas convencionais de menor capacidade, em circuito duplo (1, 2, 4, e 5);
- As alternativas com conexão para o Rio de Janeiro têm menos perdas que as que incorporam conexão adicional em Minas Gerais (1, 2 ou 4, 5);
- As perdas tiveram um impacto de cerca de 9% nos custos totais da alternativa vencedora.
- A alternativa 4A resultou com o menor custo total porém trás consigo um maior custo fundiário e ambiental, devido à maior faixa de passagem das linhas.

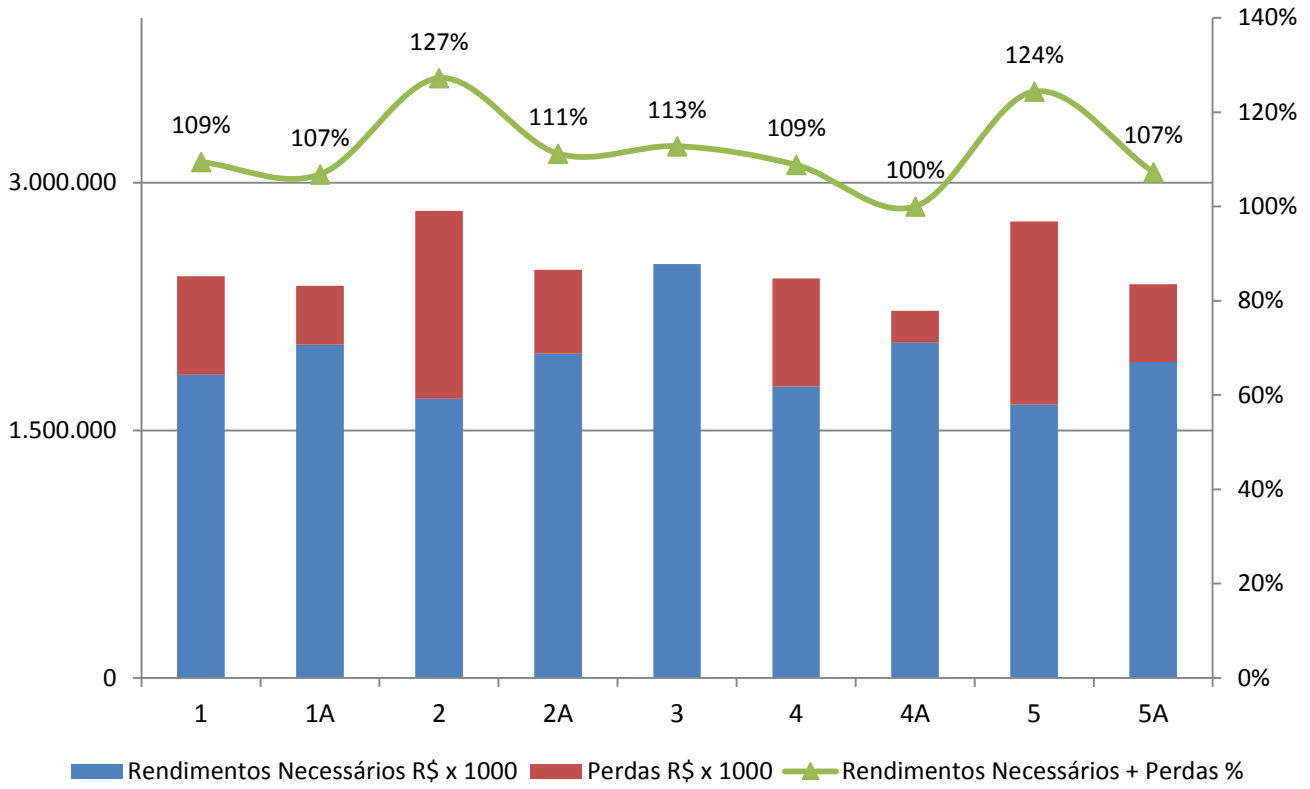


Figura 9-1 - Gráfico de comparação econômica de alternativas

A Tabela 9-4 apresenta uma descrição sucinta de cada alternativa apresentada na Figura 9-1.

Tabela 9-4 - Alternativas e suas descrições

Alternativa	Descrição
1	Única SE Coletora, Conexão com RJ/MG e cabos 4x954 MCM por fase, torres CD
1A	Única SE Coletora, Conexão com RJ/MG e cabos 6x795 MCM por fase
2	Única SE Coletora, Conexão com RJ e cabos 4x954 MCM por fase, torres CD
2A	Única SE Coletora, Conexão com RJ e cabos 6x795 MCM por fase
3	Única SE Coletora, Conexão com RJ em 765 kV
4	Duas SEs Coletoras, Conexão com RJ e cabos 4x954 MCM* por fase, torres CD
4A	Duas SEs Coletoras, Conexão com RJ e cabos 6x795 MCM por fase
5	Duas SEs Coletoras, Conexão com RJ/MG e cabos 4x954 MCM por fase, torres CD
5A	Duas SEs Coletoras, Conexão com RJ/MG, cabos 6x795 MCM por fase

*A análise de otimização das linhas de transmissão, realizada no relatório R2 [7], recomendou o aumento da bitola do condutor para feixes de 4 condutores tipo CAA de bitola 1113 MCM, "Bluejay".

Após interações com o MME, tendo em vista a premente necessidade de entrada dos empreendimentos em operação em 2023 e as particularidades da região de estudo, optou-se por orientar a seleção das alternativas privilegiando aquelas que consideram a utilização de torres de circuito duplo (CD). Nessa condição, a alternativa 4 passou a ser a recomendada, por ser a mais atraente do ponto de vista econômico dentre as outras com CD. Abaixo estão sintetizados alguns critérios que fundamentam essa decisão:

Complexidade socioambiental: Os empreendimentos relacionados no estudo estão situados em locais com presença de diversas unidades de conservação, áreas urbanizadas e trechos com presença de remanescentes de vegetação nativa. As alternativas de variante 'A' consideram a utilização de circuitos simples, que, em comparação ao circuito duplo, implicam adoção de faixa de servidão de maior largura e, consequentemente, geram maior impacto socioambiental.

Potenciais atrasos no processo de licenciamento ambiental: O maior impacto socioambiental traz consigo o potencial de um licenciamento mais complexo, que muitas vezes acarreta em solicitações dos órgãos licenciadores e de empreendedores para que haja uma mudança de projeto, alterando as torres de circuitos simples para torres de circuito duplo. Essas solicitações, além de comprometer a data de entrada em operação dos empreendimentos, são extremamente complexas devido ao processo de alteração contratual entre a Aneel e o empreendedor, além da mudança de desempenho do sistema planejado.

Maior custo e complexidade fundiária: As obras situam-se em locais que, por diversas especificidades, apresentam elevado custo fundiário. As alternativas de variante "A", que apresentam faixa de servidão de maior largura, implicam maiores custos fundiários. Além disto, aumenta-se o número de propriedades atingidas, além de maior probabilidade de inviabilização de pequenas propriedades e, consequentemente, o esforço de negociação entre transmissoras e proprietários, fato que pode levar a atrasos na entrada dos empreendimentos.

Deste modo, recomenda-se a implantação do plano de obras da **alternativa 4**, pois quando comparada com as demais alternativas possui as seguintes vantagens: (i) Possui o menor custo global ao se consideradar apenas torres em circuitos duplos (investimentos e perdas elétricas), (ii) cria 2 subestações em 500 kV próximo às maiores cidades da região Norte Fluminense e próximo aos *hubs* de geração termelétrica, (iii) facilita a expansão das novas subestações para atendimento às cargas, (iv) minimiza problemas ambientais e fundiários ao evitar a construção de linhas com maior faixa de passsagem.

Já considerando o aumento da bitola do condutor para feixes de 4 condutores tipo CAA de bitola 1113 MCM, "Bluejay" indicada no Relatório R2, tem-se os seguintes valores de investimentos associados à Alternativa 4, conforme se pode deduzir dos dados apresentados no Anexo 15:

- Total de investimentos das instalações recomendadas para a Alternativa 4 no ano 2023, que corresponde a uma primeira etapa de expansão: da ordem de R$ 1,9 bilhões, referentes a aproximadamente 1.100 km de novas linhas de transmissão em 500 kV e a novas subestações ou expansões de subestações existentes;

- Considerando esta primeira etapa e sua expansão até o ano 2029: o custo total dos investimentos atinge o valor acumulado de cerca de R$ 4,3 bilhões, contemplando a instalação de 2.320 km de linhas de transmissão em 500 kV, três novas subestações de rede básica e 6.600 MVA em novas transformações.

10 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

Os níveis de curto-circuito das subestações de fronteira que suprem a área Rio de Janeiro, bem como em algumas subestações de distribuição da Light, têm atingindo valores próximos ao limite tecnológico de capacidade nominal de interrupção de disjuntores, atualmente em 63 kA.

Deste modo, é fundamental considerar os fatores limitantes das correntes de curto-circuito durante o planejamento da evolução dos sistemas de transmissão e distribuição da área Rio. E para isso foi criado o grupo de trabalho denominado "Soluções para redução dos níveis de curto-circuito no Rio de Janeiro", contando com a participação da EPE, ONS, Furnas e Light.

Para este estudo, que ocorre paralelamente aos estudos do referido grupo de trabalho, foram feitas simulações ainda mais detalhadas, que podem servir como diagnóstico adicional para as soluções estruturais de curto-circuito e que demonstram a eficácia das medidas operativas pré-existentes na rede planejada e a influência das novas obras propostas.

Um dos principais pontos de influência para o curto-circuito é a interligação de linhas 138 kV do sistema da Light em Cascadura. Embora essa interligação aumente a confiabilidade do suprimento nas fronteiras da região metropolitana do Rio, sobretudo ao se considerar possíveis perdas duplas das linhas de 500 kV que chegam à SE Grajaú e à SE São José.

A interação entre as fronteiras que atendem a área Rio está representada na Figura 10-1. Se, por um lado o fechamento do sistema da Light promoveria redução no carregamento das fronteiras, uma vez que haveria conexão dos dois grandes grupos de transformações, o grupo de São José e Nova Iguaçu com o grupo de Zona Oeste, Jacarepaguá e Grajaú, por outro lado este fechamento aumentaria de modo considerável as correntes de curto-circuito, já elevadas, na SE Cascadura.

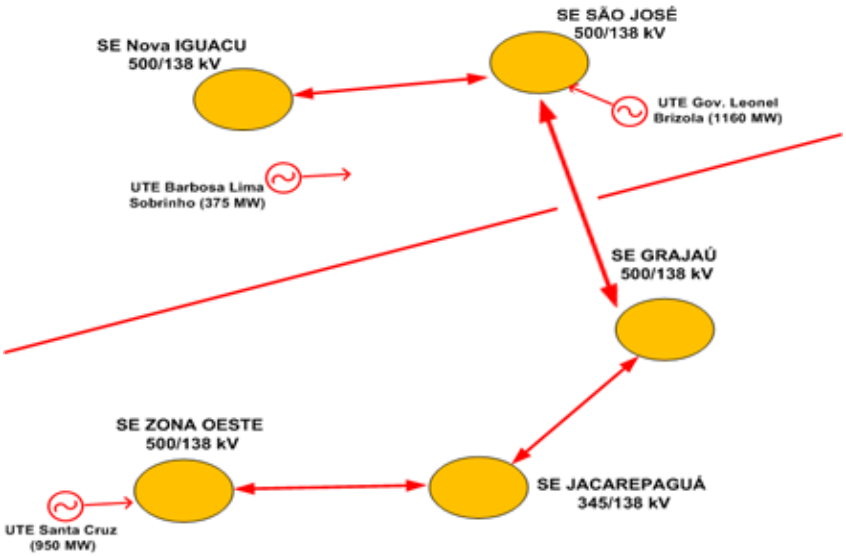


Figura 10-1 - Fronteiras que atendem a região metropolitana do Rio de Janeiro

O estudo EPE-DEE-RE-014/2017 – "Atendimento à Região Metropolitana do Rio de Janeiro" de maio de 2017 [5], recomendou, dentre outras obras: o 2° Banco de Autotransformadores 500/138 kV em Zona Oeste, o 3° Banco de Autotransformadores 500/138 kV em Nova Iguaçu e o 5° Banco de Autotransformadores 500/138 kV em São José.

Embora algumas dessas obras estejam sob análise do Grupo de Trabalho, as mesmas foram consideradas como implantadas para simulações de curto-circuito, de modo a mapear o cenário mais restritivo. A Tabela 10-1 contém os principais recursos operativos utilizados para reduzir os níveis de curto-circuito nas subestações, com a condição base destacada em negrito. Existem assim 16 combinações de abertura de barramento e linhas, 4 opções de expansão dos Trafos da SE Nova Iguaçu, além da presença ou ausência das obras recomendadas nesse relatório.

Tabela 10-1 - Condições operativas com influência nos níveis de curto-circuito

Elemento	Possibilidades			
Barramento da SE Nova Iguaçu		**Aberto**	Fechado	
Barramento da SE São José		**Aberto**	Fechado	
Barramento da SE Cascadura		Aberto	**Fechado**	
Barramento da SE Jacarepaguá		Aberto	**Fechado**	
Loop de LT 500 kV Adrianópolis		Aberto	**Fechado**	
Sistema Light – Linhas Cascadura		**Aberto**	Fechado	
Síncrono de Grajaú		**Ligado**	Desligado	
Trafos da SE Nova Iguaçu	2 Trafos	**3° TR Barra 01**	3° TR Barra 02	4 Trafos

Estas combinações resultam em 1024 possibilidades topológicas para cada ano do estudo, as quais tiveram seus níveis de curto-circuito máximo calculados para os barramentos das subestações localizadas nas regiões analisadas. Os principais resultados são apresentados na Tabela 10-1 e na Tabela 10-2 e a análise completa encontra-se no Anexo 4 – Resultados de Curto Circuito.

É importante destacar que os níveis de curto-circuito elevados são condições pré-existentes e que as medidas operativas já existentes mantêm as correntes de curto abaixo do limite tecnológico de interrupção, atualmente de 63 kA.

Constatou-se que os níveis de curto-circuito não deverão ser incrementados de forma significativa com a expansão da rede de acordo com a alternativa recomendada. Dessa forma, prevê-se que a solução que venha a ser estabelecida para a redução dos níveis de curto-circuito, atualmente em estudo pelo citado Grupo de Trabalho, não deverá se modificar substancialmente em função da expansão recomendada, a qual deverá ser incorporada nas análises deste Grupo.

Tabela 10-2 - Influência das obras recomendadas para o ano de 2023 nas principais subestações das áreas analisadas

Nome	2023 - 3ϕ (kA)			2023 - 1ϕ (kA)		
	Sem UTEs	Com UTEs	Δ(%)	Sem UTEs	Com UTEs	Δ(%)
138 kV						
Adrianópolis	30,8	31,5	2%	34,3	35,0	2%
Campos	25,7	25,9	1%	27,4	27,3	0%
Cascadura 1	46,5	48,3	4%	32,1	32,7	2%
Cascadura 2	46,6	48,3	4%	32,1	32,7	2%
Comendador Soares	43,0	44,6	4%	24,7	25,1	2%
Grajaú A/B	49,0	50,5	3%	50,8	52,0	2%
Jacarepaguá 1	44,6	46,0	3%	44,1	45,0	2%
Jacarepaguá 2	44,6	46,0	3%	44,1	45,0	2%
Lagos	31,7	31,7	0%	33,7	33,7	0%
Leopoldo	38,6	39,5	2%	33,9	34,3	1%
Nova Iguaçu Light	33,2	34,2	3%	18,3	18,5	1%
Nova Iguaçu LTTE - A	57,0	59,9	5%	52,0	53,8	4%
Nova Iguaçu LTTE - B	46,5	48,1	4%	40,5	41,5	2%
São José A	48,6	50,6	4%	45,8	47,2	3%
São José B	45,2	46,9	4%	42,3	43,4	3%
Zona Oeste	45,9	47,2	3%	39,1	39,8	2%
345 kV						
Adrianópolis	29,1	30,9	6%	27,3	28,6	5%
Campos	15,6	15,9	1%	13,0	13,1	1%
Lagos	20,1	20,2	1%	18,8	18,8	0%
Macaé	23,1	23,3	1%	25,8	25,9	0%
500 kV						
Adrianópolis	27,4	31,6	15%	21,6	23,8	10%
Campos 2		25,6	-		28,5	-
Grajaú	18,6	19,6	5%	16,3	16,9	3%
Lagos		19,8	-		13,9	-
Mutum	12,5	18,9	51%	10,3	13,4	30%
Nova Iguaçu LTTE	31,1	35,5	14%	27,1	29,5	9%
São José	23,9	26,3	10%	20,7	22,1	7%
Zona Oeste	17,6	18,4	5%	13,7	14,1	3%

Tabela 10-3 - Influência das obras recomendadas até o ano de 2029 nas principais subestações das áreas analisadas

Nome	2029 - 3ϕ (kA)			2029 - 1ϕ (kA)		
	Sem UTEs	Com UTEs	Δ(%)	Sem UTEs	Com UTEs	Δ(%)
138 kV						
Adrianópolis	31,1	32,2	4%	34,3	35,4	3%
Campos	26,3	26,3	0%	27,6	27,7	0%
Cascadura 1	47,1	50,0	6%	32,3	33,4	3%
Cascadura 2	47,1	50,0	6%	32,3	33,4	3%
Comendador Soares	43,5	46,1	6%	24,9	25,5	3%
Grajaú A/B	49,7	52,2	5%	51,2	53,0	3%
Jacarepaguá 1	45,4	47,6	5%	44,4	45,8	3%
Jacarepaguá 2	45,4	47,6	5%	44,4	45,8	3%
Lagos	32,9	33,0	0%	35,4	35,3	0%
Leopoldo	38,9	40,4	4%	34,1	34,9	2%
Nova Iguaçu Light	33,5	34,9	4%	18,4	18,7	2%
Nova Iguaçu LTTE - A	58,0	62,7	8%	52,7	55,7	6%
Nova Iguaçu LTTE - B	47,0	49,8	6%	40,9	42,6	4%
São José A	49,2	52,4	7%	46,1	48,4	5%
São José B	45,7	48,4	6%	42,7	44,6	4%
Zona Oeste	47,2	49,3	4%	40,1	41,2	3%
345 kV						
Adrianópolis	29,7	32,9	11%	27,6	29,8	8%
Campos	16,4	16,5	1%	13,4	13,4	0%
Lagos	22,1	22,3	1%	21,2	21,3	0%
Macaé	23,5	23,7	1%	26,2	26,2	0%
500 kV						
Adrianópolis	28,4	36,2	28%	22,1	26,0	18%
Campos 2	-	48,4	-	-	55,3	-
Grajaú	19,0	20,7	9%	16,6	17,4	5%
Lagos	-	40,6	-	-	38,1	-
Mutum	14,9	22,6	52%	11,5	14,8	29%
Nova Iguaçu LTTE	32,6	40,8	25%	28,1	32,7	17%
São José	24,6	28,9	18%	21,1	23,6	12%
Zona Oeste	18,5	19,9	7%	14,3	14,9	4%

11 DEFINIÇÃO DA COMPENSAÇÃO SHUNT

Nesse capítulo, serão definidos os detalhes da compensação shunt necessária para os reforços recomendados. O resultado final dessa análise consistirá na recomendação dos seguintes itens:

1) Necessidade ou não de reatores de linha, e definição dos valores, em Mvar;

2) Definição da forma de conexão dos reatores de linha: fixos ou manobráveis;

3) Montante de compensação shunt nas barras e a modulação dos reatores de barra.

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

4) Análise em regime permanente e em contingência, nos cenários de carregamento máximo e de carregamento mínimo, de forma a manter os critérios de limite de tensão;

5) Análise de energização e rejeição de carga, de forma a atender os critérios de tensão máxima de terminal aberto e delta de tensão após chaveamento.

Foram consideradas como premissas as análises contidas no relatório R2 [7], que identificaram algumas restrições quanto à faixa de aplicação de compensações shunt para as LTs recomendadas, em razão da ocorrência de ressonância no circuito paralelo na mesma torre.

11.1 Análise em Regime Normal e em Contingência

A etapa seguinte consiste no dimensionamento do montante de compensação shunt para os barramentos de 500 kV, de forma que:

6) Em regime normal, as tensões estejam dentro dos limites do "Submódulo 23.3 Diretrizes e Critérios Para Estudos Elétricos";

7) Na contingência simples de qualquer linha de transmissão, reator de barra ou perda de carga de grandes consumidores livres, não haja violação dos níveis de tensão em emergência;

8) Ao manobrar reatores de barra, o delta de tensão não seja maior que 5% da tensão nominal do barramento em carga;

9) Seja possível controlar a tensão nos cenários de alto carregamento das novas LTs, desligando reatores de barra e mantendo os reatores fixos das linhas de transmissão.

Para atendimento a essas condições, os valores mínimos de compensação reativa a ser instalada em barras de 500 kV que compõem a nova interligação foi o indicado pela Tabela 11-2 e Tabela 11-3.

As análises indicaram que foi possível manter, no cenário de carga pesada combinado a altos valores de carregamentos nas LTs, perfis de tensão adequados para a malha de 500 kV. O desligamento dos reatores de barra foi suficiente para efetuar esse controle, indicando que não há necessidade de se recomendar que os reatores de linha sejam manobráveis em nenhum dos circuitos.

Adicionalmente, verificou-se que a contingência de qualquer reator de barra não acarreta variações de tensão maiores que 5%.

11.2 Análise de Energização e Rejeição de Carga

O relatório [7] indicou, no capítulo de ressonância paralela, que uma grande faixa de aplicação de compensação shunt não apresentou resultados satisfatórios. Dos valores simulados, o único valor que teve resultados satisfatórios foi o de 50 Mvar de compensação em cada extremidade para a LT 500 kV Terminal Rio – Lagos C1 e C2 e de 60 Mvar em cada extremidade, no caso da LT 500 kV Campos 2 – Mutum. Não foi prevista compensação shunt para a LT 500 kV Lagos – Campos 2 C1/C2/C3, em face de seu comprimento mais curto, em torno dos 100 km.

No que se refere às LTs referenciais, cuja implantação está atrelada a contratação térmica futura, verificou-se, numa avaliação preliminar de ressonância paralela, que foram satisfatórios apenas valores abaixo de 80 Mvar em cada extremidade para a LT 500 kV Lagos – Resende C1 e C2 e abaixo de 70 Mvar para a LT 500 kV Resende – Tijuco Preto 2 C1 e C2.

Diante dessa restrição quanto aos valores de compensação *shunt*, o intuito dessa etapa é verificar se tais montantes são suficientes para as manobras de rejeição e energização, assim como definir a modulação da compensação *shunt* de barra. Assim, foi analisada a energização inicial dos eixos de transmissão que compõem a alternativa recomendada com os valores limites de compensação *shunt* definidos no relatório [7]. Já nas análises de rejeição foram considerados todos os eixos energizados e feita a abertura de cada um dos terminais de todos os circuitos, um a um.

Para as análises de energização, utilizou-se apenas o caso de carga leve e foram consideradas todas as térmicas desligadas, de forma a simular o pior cenário de suporte de reativo para a malha de 500 kV planejada. Nessa condição, é verificada maior dificuldade para se controlar as sobretensões decorrentes das manobras. Já para a rejeição, foram simulados cenários em que se observam altos carregamentos nas linhas recomendadas, com todo o parque térmico despachado.

Para verificar possíveis violações de tensão no terminal aberto, a tensão no terminal emissor foi ajustada em 1,10 pu, de forma a simular o pior cenário possível de tensão. A Tabela 11-1 mostra os

resultados obtidos para a análise de tensão de terminal aberto para todas as LTs 500 kV indicadas neste estudo.

Tabela 11-1 - Tensão de Terminal Aberto (pu)

Linha de Transmissão	Compr. (km)	Tensão (pu)			
		Terminal Emissor	Terminal Aberto		
			Sem Compensação Shunt	Com Compensação Shunt	
				(pu)	Compensação (%)
LTs determinativas - para licitação imediata					
LT 500 kV Terminal Rio - Lagos C1 ou C2	214	1,100	1,144	1,130	29,8%
LT 500 kV Campos 2 - Mutum C1 ou C2	230	1,100	1,151	1,133	33,2%
LT 500 kV Lagos - Campos 2 C1 ou C2	100	1,100	1,109	-	0,0%
LTs indicativas *					
LT 500 kV Lagos - Campos 2 C3	100	1,100	1,109	-	0,0%
LT 500 kV Lagos - Resende C1 ou C2	288	1,100	**1,181**	1,151	35,2%
LT 500 kV Resende - Tijuco Preto C1 ou C2	246	1,100	1,158	1,136	36,2%
LT 500 kV Terminal Rio – Lagos C3	214	1,100	1,143	1,127	35,5%

* Os circuitos em questão são dependentes da evolução de contratação térmica futura.

A utilização de compensação shunt de aproximadamente 30% nos circuitos de configuração 4x1113 MCM por fase foi suficiente para que, mesmo nas linhas de maior comprimento, fosse atendido o critério de tensão de terminal aberto com folga (máximo de 1,20 pu, 500 kV), considerando o maior valor possível de tensão possível para o terminal emissor.

Numa segunda etapa, visando identificar o impacto no valor de tensão da barra emissora após o fechamento do disjuntor emissor, foi utilizada tensão de pré-energização entre 1,042 e 1,080 pu para o sistema de 500 kV. Além disso, as unidades geradoras e os compensadores estáticos próximos aos eixos foram ajustados de forma a deixar uma folga para consumo de potência reativa, auxiliando no controle de tensão durante as manobras, com exceção das usinas térmicas novas para as quais o presente sistema está sendo definido. De forma conservativa, elas foram consideradas desligadas, com o intuito de simular o pior cenário de suporte de reativos no sequenciamento de manobras dos eixos recomendados. Os itens seguintes ilustram os valores de tensão para energização dos eixos principais, separadamente.

11.2.1 Obras determinativas (2023)

11.2.1.1 Eixo Terminal Rio – Lagos – Campos 2 – Mutum

Energização por Terminal Rio

A Figura 11-1 mostra o sequenciamento de manobras para energização do eixo Terminal Rio – Lagos – Campos 2 – Mutum, a partir da SE Terminal Rio, utilizando os recursos de controle de tensão definidos nas etapas anteriores.


TRIODC-RJ500 4291
LAGOS-RJ500 38950
CAMP2-RJ500 38951
MUTUM--MG500 38974
1.070
1.054
-222.0
TRIODC-RJ500 4291
LAGOS-RJ500 38950
CAMP2-RJ500 38951
MUTUM--MG500 38974
0.2
-0.0
-281.7j
0.0j
58.9
62.2
1.086
1.115
1.054
-222.2
TRIODC-RJ500 4291
LAGOS-RJ500 38950
CAMP2-RJ500 38951
MUTUM--MG500 38974
0.4
0.0
64.8j
-314.4j
56.8
52.4
1.066
1.024
-314.4
1.053
-222.0
TRIODC-RJ500 4291
LAGOS-RJ500 38950
CAMP2-RJ500 38951
MUTUM--MG500 38974
0.1
-0.0
0.0
-0.0
-107.3j
-163.9j
-179.4j
0.0j
57.9
57.2
1.076
1.070
-343.3
1.079
1.054
-222.1
TRIODC-RJ500 4291
LAGOS-RJ500 38950
CAMP2-RJ500 38951
MUTUM--MG500 38974
0.7
-0.1
0.1
0.0
108.2j
-350.6j
43.3j
-199.6j
56.6
51.2
1.064
1.012
-307.3
-199.6
0.999
1.053
-221.9
TRIODC-RJ500 4291
LAGOS-RJ500 38950
CAMP2-RJ500 38951
MUTUM--MG500 38974
0.4
-0.4
0.4
-0.3
0.3
-161.1j
-114.4j
-238.0j
54.1j
-295.4j
58.2
58.7
72.4
76.8
1.132
-21.9
1.079
1.084
-352.4
-241.3
1.098
1.054
-222.1
TRIODC-RJ500 4291
LAGOS-RJ500 38950
CAMP2-RJ500 38951
MUTUM--MG500 38974
359.1
-357.6
357.6
-356.9
356.9
-355.3
-28.8j
-208.4j
-121.0j
-38.1j
-182.4j
-57.5j
57.5
54.9
66.2
67.4
1.072
1.048
-329.4
-220.5
1.050
1.060
-224.8
TRIODC-RJ500 4291
LAGOS-RJ500 38950
CAMP2-RJ500 38951
MUTUM--MG500 38974
361.2
-359.6
359.6
-358.9
358.9
-357.3
-7.4j
-235.3j
-100.4j
-61.9j
-161.8j
-81.0j
59.1
55.9
67.1
67.7
0.2
1.117
-22.5
-282.3j
59.1
62.4
1.087
1.058
-335.6
-223.7
1.058
1.062
-225.8
TRIODC-RJ500 4291
LAGOS-RJ500 38950
CAMP2-RJ500 38951
MUTUM--MG500 38974
213.2
-212.7
425.4
-424.5
424.5
-422.4
-116.6j
-149.9j
-48.7j
-114.8j
-115.0j
-122.2j
58.7
58.1
68.9
68.1
213.2
-212.7
-116.6j
-149.9j
58.7
58.1
1.084
1.078
-348.4
-229.8
1.072
1.066
-227.1
TRIODC-RJ500 4291
LAGOS-RJ500 38950
CAMP2-RJ500 38951
MUTUM--MG500 38974
210.5
-210.0
419.9
-419.0
419.0
-416.9
-54.1j
-204.4j
-94.6j
-63.0j
-160.3j
-71.9j
58.0
55.9
67.0
67.6
210.5
-210.0
-54.1j
-204.4j
58.0
55.9
1.077
1.058
-503.3
-223.4
1.057
1.062
-225.5
TRIODC-RJ500 4291
LAGOS-RJ500 38950
CAMP2-RJ500 38951
MUTUM--MG500 38974
213.4
-212.9
425.7
-424.7
424.7
-422.6
-119.5j
-147.3j
-46.5j
-117.2j
-112.9j
-124.5j
58.8
58.2
1.088
-24.9
69.0
68.1
213.4
-212.9
0.0
-119.5j
-147.3j
-182.4j
58.8
58.2
1.084
1.079
-523.5
-230.1
1.073
1.066
-227.2
TRIODC-RJ500 4291
LAGOS-RJ500 38950
CAMP2-RJ500 38951
MUTUM--MG500 38974
229.6
-229.0
229.0
-228.7
457.4
-454.9
-77.8j
-182.3j
-73.0j
-98.8j
-141.2j
-86.2j
58.2
56.7
67.7
67.8
229.6
-229.0
229.0
-228.7
-77.8j
-182.3j
-73.0j
-98.8j
58.2
56.7
1.079
1.065
-510.6
-338.7
1.063
1.063
-226.0
TRIODC-RJ500 4291
LAGOS-RJ500 38950
CAMP2-RJ500 38951
MUTUM--MG500 38974
235.2
-234.6
234.6
-234.3
468.4
-465.8
-164.3j
-105.7j
-163.1j
-19.0j
-28.5j
-208.7j
59.4
59.7
72.4
69.0
235.2
-234.6
234.6
-234.3
0.3
1.132
-26.5
-164.3j
-105.7j
-163.1j
-19.0j
-295.6j
59.4
59.7
72.4
76.9
1.090
1.093
-537.6
-362.2
1.099
1.072
-229.8
TRIODC-RJ500 4291
LAGOS-RJ500 38950
CAMP2-RJ500 38951
MUTUM--MG500 38974
289.2
-288.3
288.3
-287.9
287.9
-286.9
-123.3j
-136.8j
-125.6j
-49.1j
-126.6j
-137.3j
58.9
58.3
70.3
69.6
289.2
-288.3
288.3
-287.9
287.9
-286.9
-123.3j
-136.8j
-125.6j
-49.1j
-126.6j
-137.3j
58.9
58.3
70.3
69.6
1.085
1.080
-524.9
-351.4
1.082
1.077
-232.1

Figura 11-1 - Energização Eixo Terminal Rio - Mutum: por SE Terminal Rio

Comprova-se, assim, que a energização desse eixo é factível, mesmo no cenário mais crítico de carga leve e sem nenhuma térmica conectada às SEs Lagos e SE Campos 2.

Foram utilizados os reatores de barra das SEs Lagos e Campos 2 para efetuar o controle de tensão durante o sequenciamento de manobras para energização do eixo, sendo atendidos todos os critérios de tensão de pré-energização. Neste caso, por não estarem em carga, foi permitida uma variação de tensão nos barramentos de 500 kV de Lagos e Campos 2 de mais de 5%, contanto que o valor de tensão fosse mantido entre 1,0 e 1,1 pu. Para os sequenciamentos de manobra ocorridos após o barramento em carga (após fechamento em carga de um dos circuitos) o limite de 5% foi atendido em todos os casos.

Energização por Mutum

A Figura 11-2 mostra o sequenciamento de manobras para energização do eixo Terminal Rio – Lagos – Campos 2 – Mutum, a partir da SE Mutum, utilizando os recursos de controle de tensão definidos nas etapas anteriores.



Figura 11-2 - Energização Eixo Terminal Rio - Mutum: por SE Mutum

Comprova-se, assim, que a energização desse eixo é factível, mesmo no cenário mais crítico de carga leve e sem nenhuma térmica conectada às SEs Lagos e SE Campos 2.

Foram utilizados os reatores de barra das SEs Lagos e Campos 2 para efetuar o controle de tensão durante o sequenciamento de manobras para energização do eixo, sendo atendidos todos os critérios de tensão de pré-energização. Neste caso, por não estarem em carga, foi permitida uma variação de tensão nos barramentos de 500 kV de Lagos e Campos 2 de mais de 5%, contanto que o valor de tensão fosse mantido entre 1,0 e 1,1 pu tanto no período pré-manobra quanto pós-manobra. Para os sequenciamentos de manobra ocorridos após o barramento em carga (após fechamento em carga de um dos circuitos) o limite de 5% foi atendido em todos os casos.

Abertura de Terminal

A Figura 11-3 mostra a rejeição de um dos circuitos que compõem a LT 500 kV Mutum – Campos 2, em cada um de seus terminais.

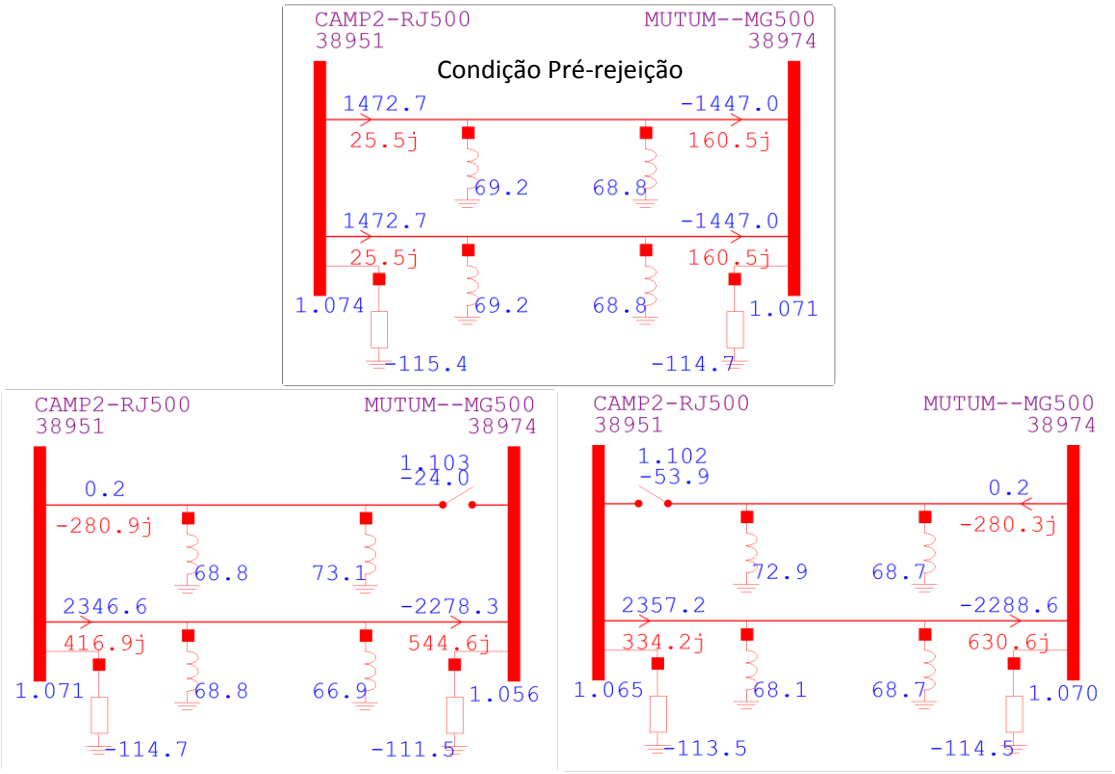


Figura 11-3 - Rejeição da LT 500 kV Mutum – Campos 2: por terminal

A Figura 11-4 mostra a rejeição de um dos circuitos que compõem a LT 500 kV Campos 2 - Lagos, em cada um de seus terminais.

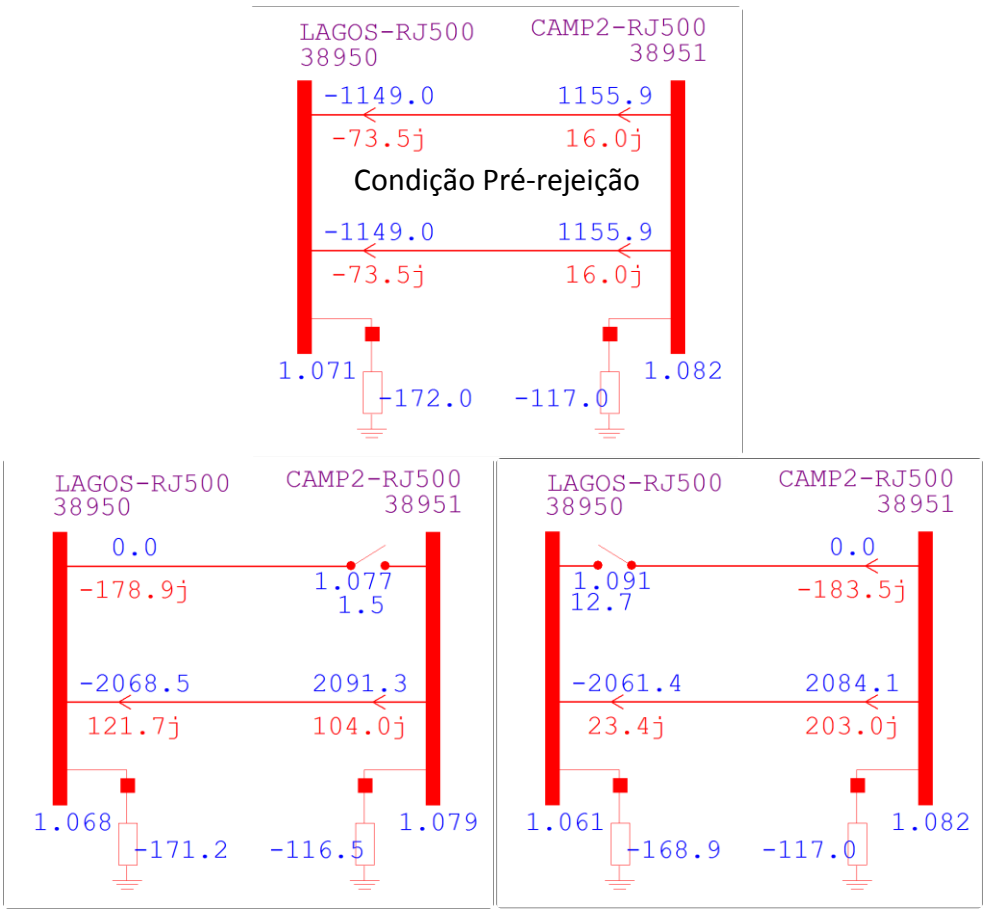


Figura 11-4 - Rejeição da LT 500 kV Campos 2 - Lagos: por terminal

A Figura 11-5 mostra a rejeição de um dos circuitos que compõem a LT 500 kV Lagos – Terminal Rio, em cada um de seus terminais.

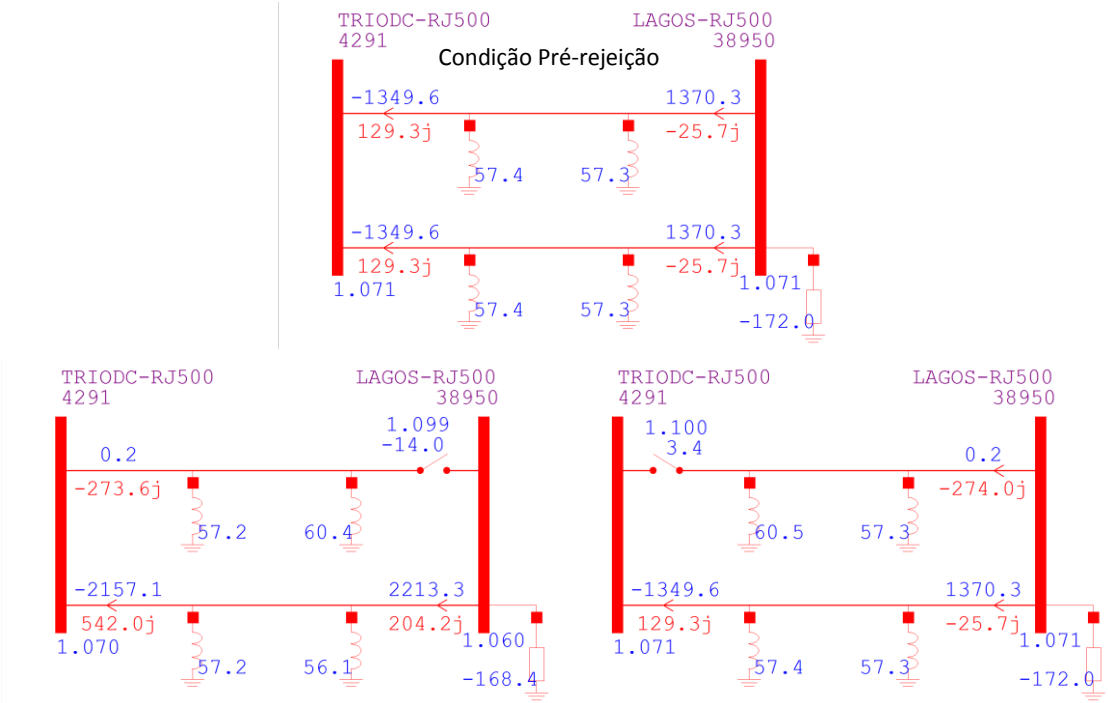


Figura 11-5 - Rejeição da LT 500 kV Lagos – Terminal Rio: por terminal

Verifica-se que em todos os casos são respeitados os limites de tensão.

11.2.2 Obras indicativas dependentes de contração térmica adicional

11.2.2.1 LT 500 kV Lagos – Resende C1 e C2

Energização por Lagos

A Figura 11-6 mostra o sequenciamento de manobras para energização da LT Lagos – Resende C1 e C2, a partir da SE Lagos, utilizando os recursos de controle de tensão definidos nas etapas anteriores.

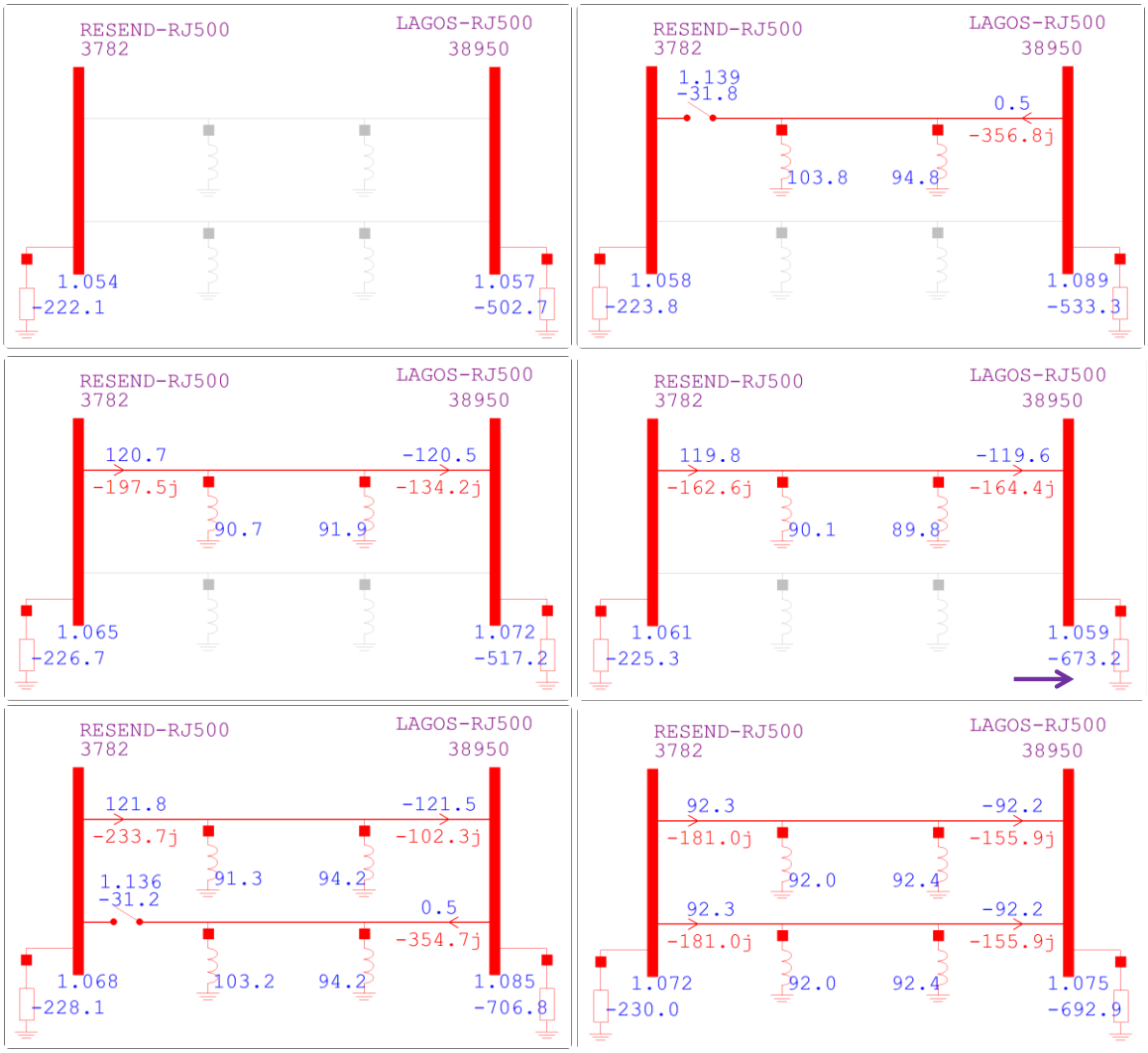


Figura 11-6 - Energização LT Lagos – Resende C1 e C2: por SE Lagos

Comprova-se, assim, que a energização desta LT é factível, mesmo no cenário mais crítico de carga leve e sem nenhuma térmica conectada às SEs Lagos e SE Campos 2.

Energização por Resende

A Figura 11-7 mostra o sequenciamento de manobras para energização da LT Lagos – Resende C1 e C2, a partir da SE Resende, utilizando os recursos de controle de tensão definidos nas etapas anteriores.

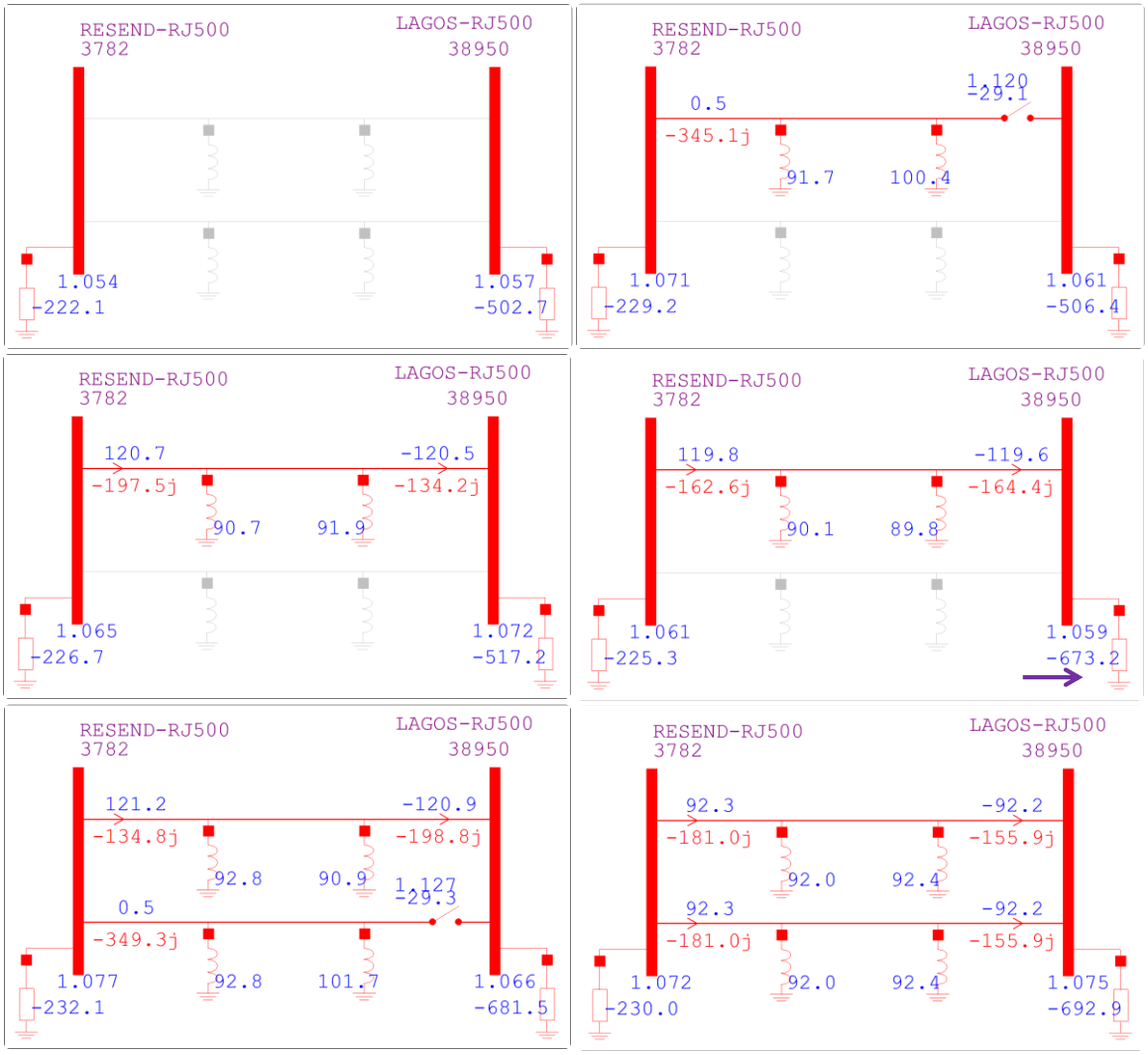


Figura 11-7 - Energização LT Lagos – Resende C1 e C2: por SE Resende

Comprova-se, assim, que energização desse eixo é factível, mesmo no cenário mais crítico de carga leve e sem nenhuma térmica conectada às SEs Lagos e SE Campos 2.

Abertura de Terminal

A Figura 11-8 ilustra a rejeição de um dos circuitos que compõem a LT Lagos - Resende, em cada um de seus terminais, a partir de uma configuração inicial, dada pela primeira figura do conjunto.

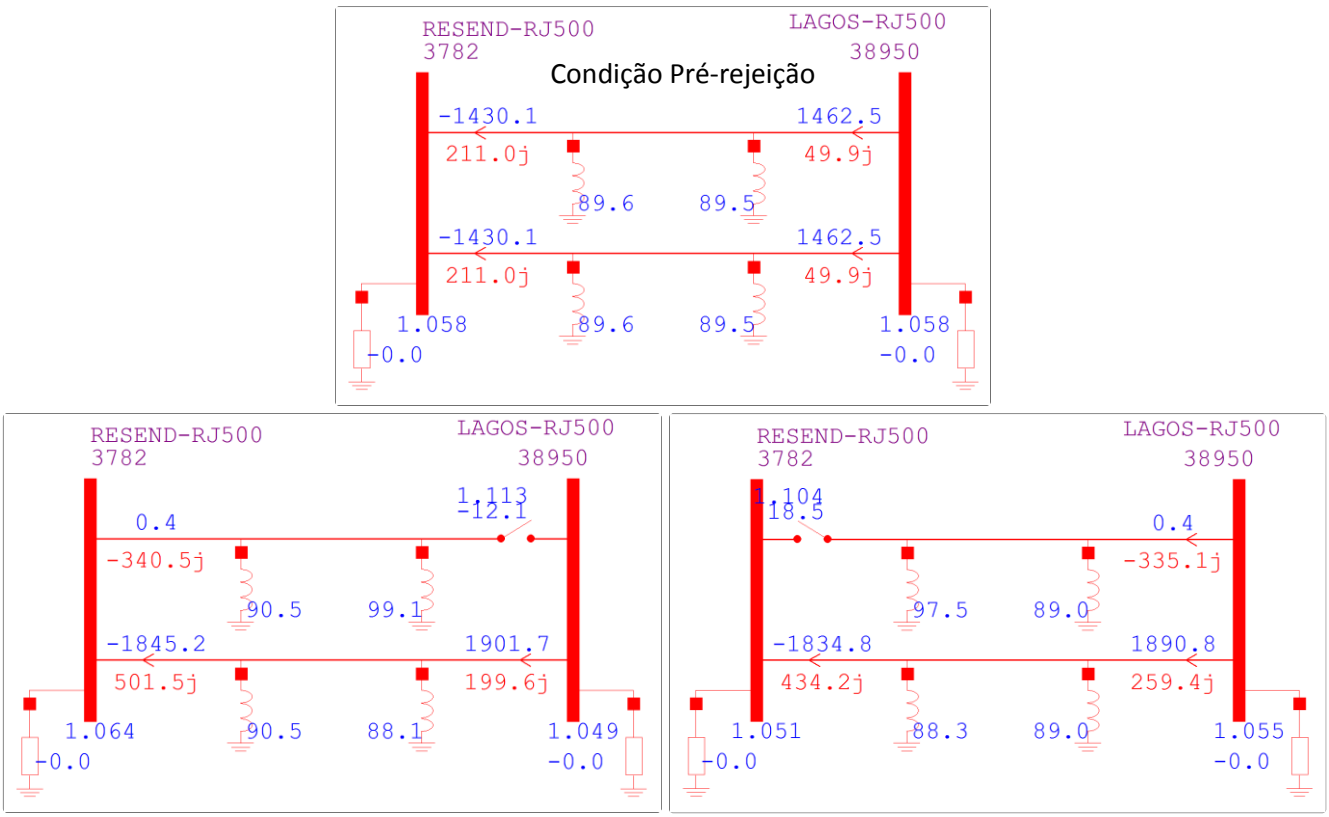


Figura 11-8 - Rejeição circuito LT Lagos - Resende: por terminal

11.2.2.2 LT 500 kV Lagos – Campos 2 C3

Energização por Campos 2

A Figura 11-9 mostra o sequenciamento de manobras para energização da LT 500 kV Lagos – Campos 2 C3, a partir da SE Campos 2, utilizando os recursos de controle de tensão definidos nas etapas anteriores.

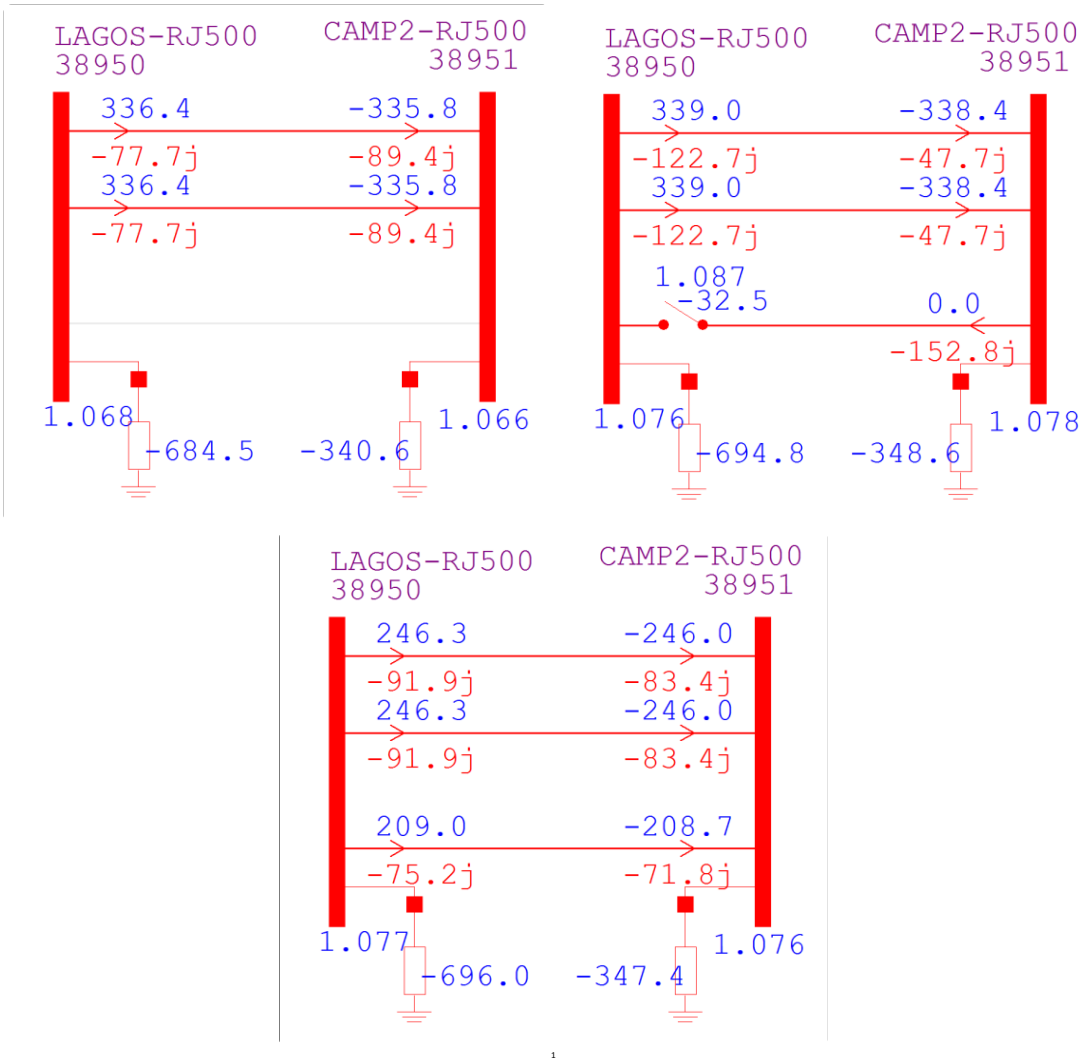


Figura 11-9 - Energização LT 500 kV Campos 2 – Lagos C3: por SE Campos 2

Comprova-se, assim, que energização dessa LT é factível, mesmo no cenário mais crítico de carga leve e sem nenhuma térmica conectada às SEs Lagos e SE Campos 2.

Energização por Lagos

A Figura 11-10 mostra o sequenciamento de manobras para energização da LT 500 kV Campos 2 – Lagos C3, a partir da SE Lagos, utilizando os recursos de controle de tensão definidos nas etapas anteriores.

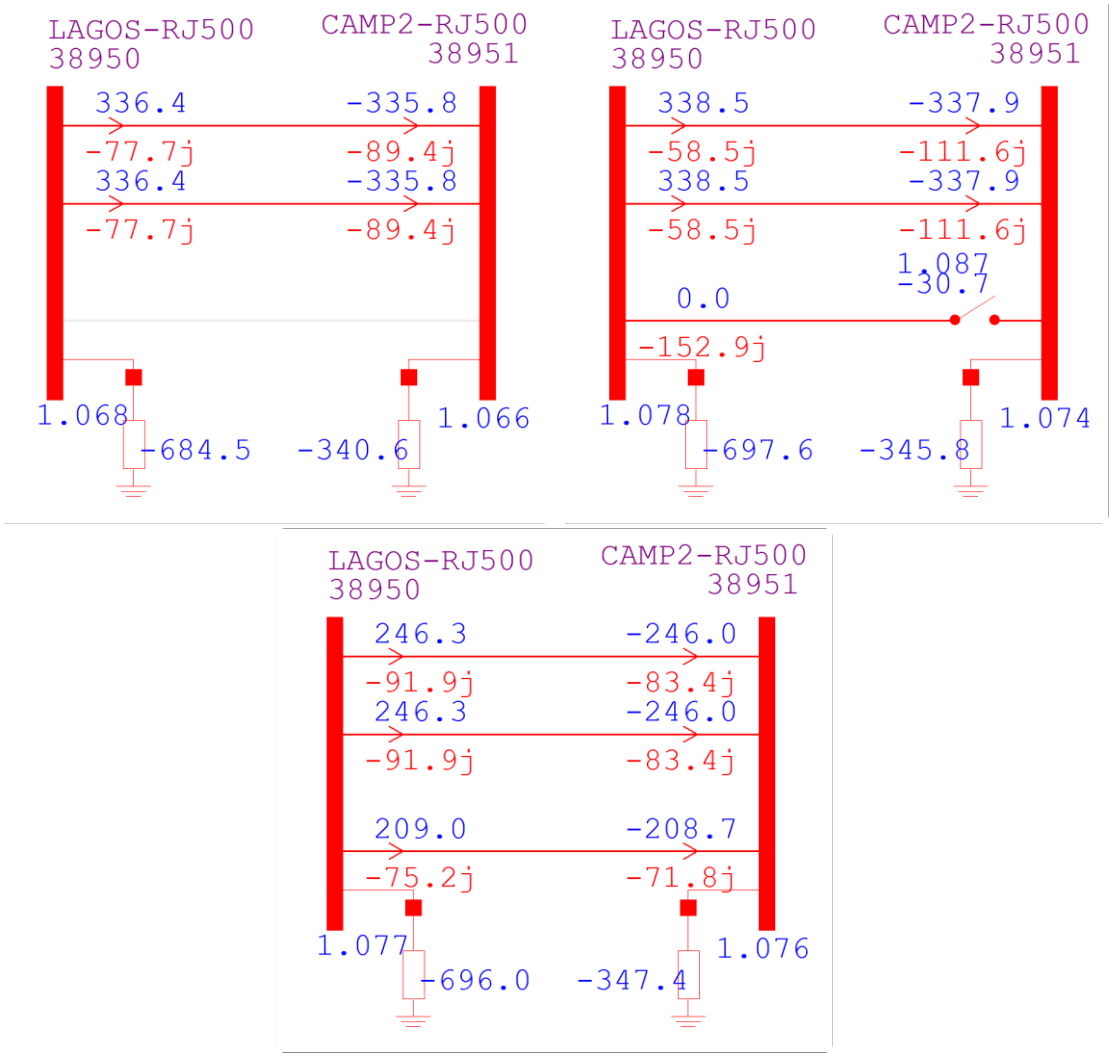


Figura 11-10 - Energização LT 500 kV Campos 2 – Lagos C3: por SE Lagos

Comprova-se, assim, que energização desse eixo é factível, mesmo no cenário mais crítico de carga leve e sem nenhuma térmica conectada às SEs Lagos e SE Campos 2.

Abertura de Terminal

A Figura 11-11 mostra a rejeição da LT 500 kV Campos 2 – Lagos C3, em cada um de seus terminais, a partir de uma configuração inicial, dada pela primeira figura do conjunto.

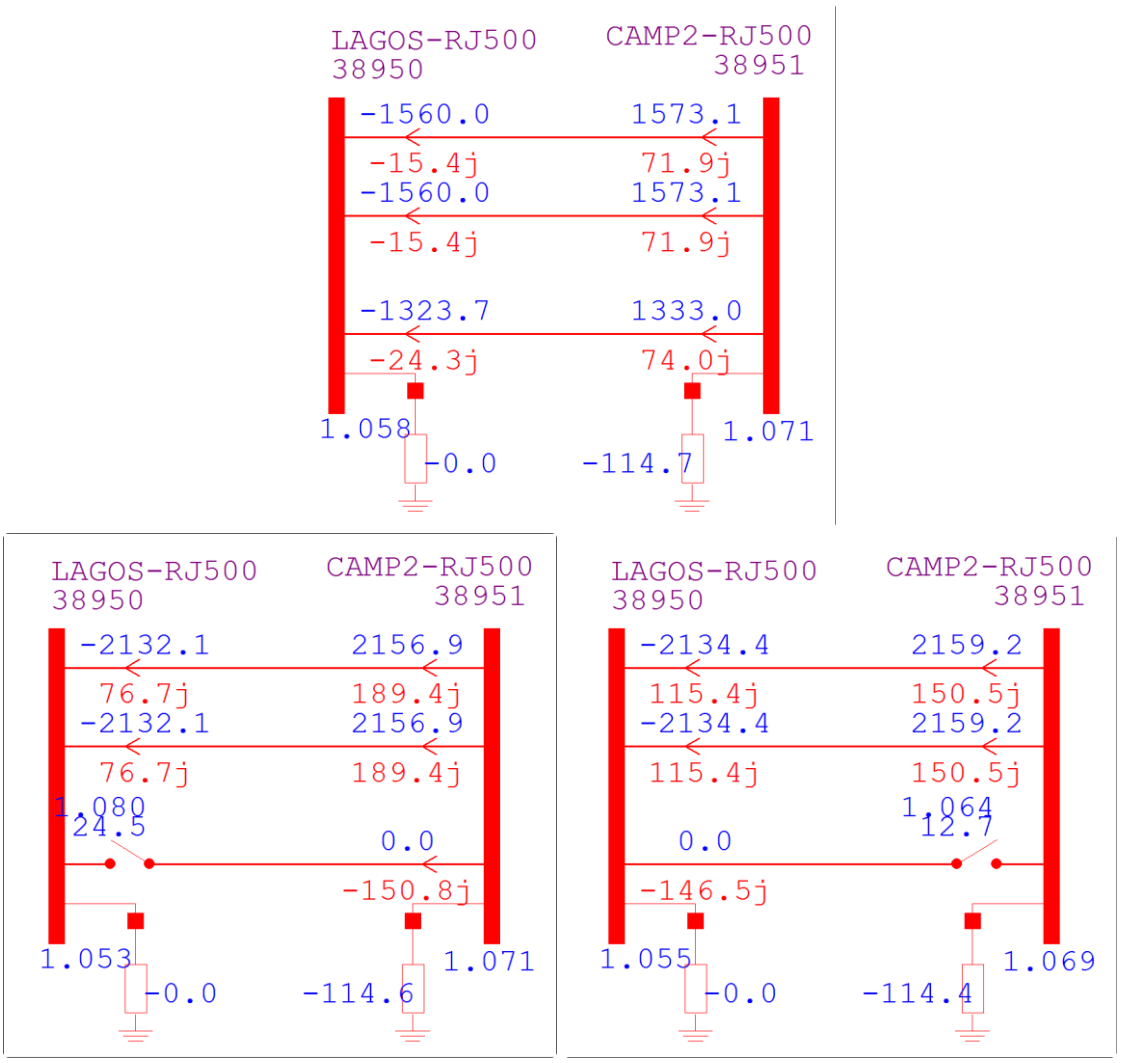


Figura 11-11 - Rejeição circuito LT 500 kV Campos 2 – Lagos C3: por terminal

11.2.2.3 LT 500 kV Resende – Tijuco Preto 2

Energização por Resende

A Figura 11-12 mostra o sequenciamento de manobras para energização da LT Resende – Tijuco Preto 2 C1 e C2, a partir da SE Resende, utilizando os recursos de controle de tensão definidos nas etapas anteriores.

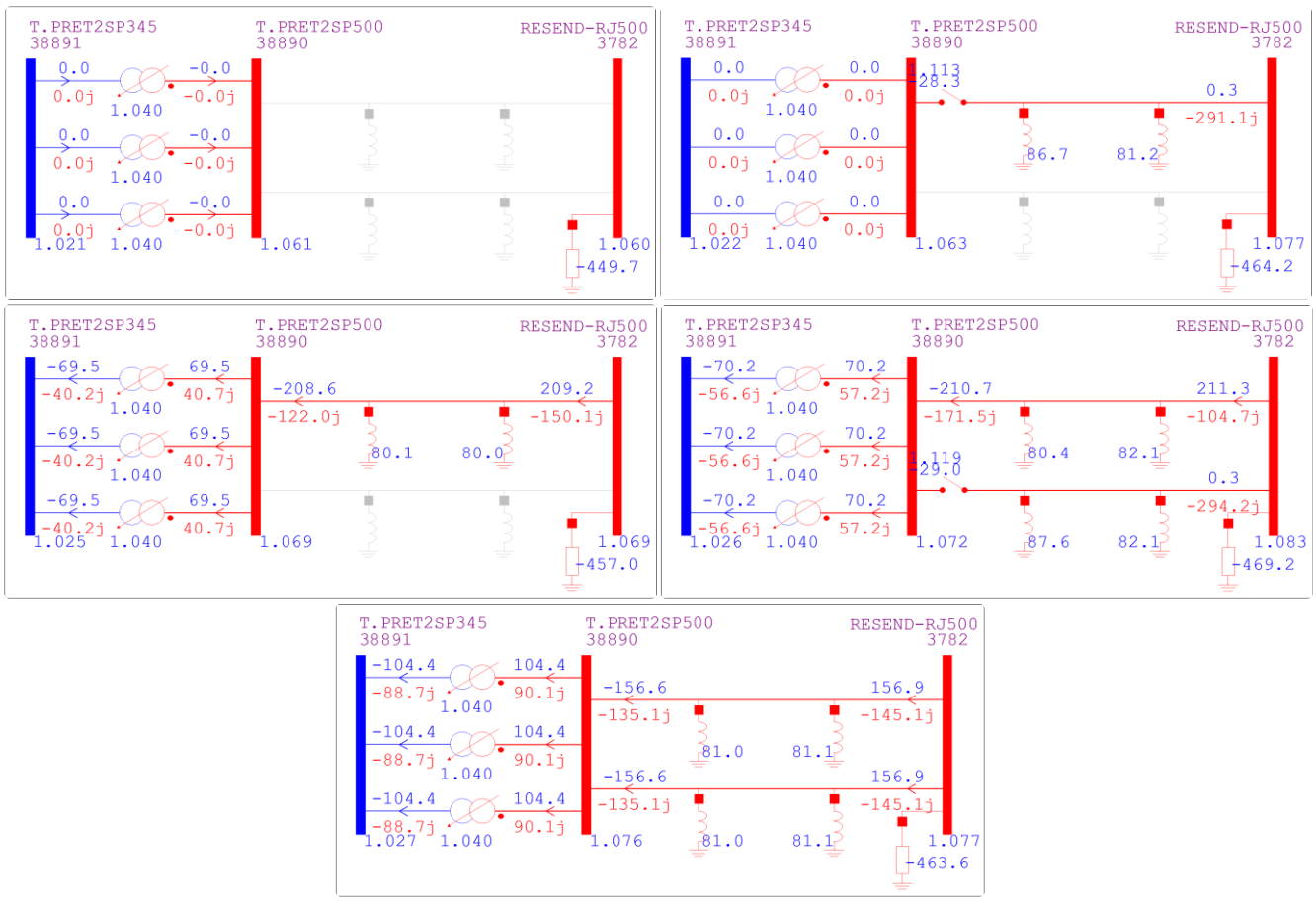


Figura 11-12 - Energização LT Resende – Tijuco Preto 2 C1 e C2: por SE Resende

Comprova-se, assim, que energização dessa LT é factível, mesmo no cenário mais crítico de carga leve e sem nenhuma térmica conectada às SEs Lagos e SE Campos 2.

Energização por Tijuco Preto 2

A Figura 11-13 mostra o sequenciamento de manobras para energização da LT Resende – Tijuco Preto 2 C1 e C2, a partir da SE Tijuco Preto 2, utilizando os recursos de controle de tensão definidos nas etapas anteriores.

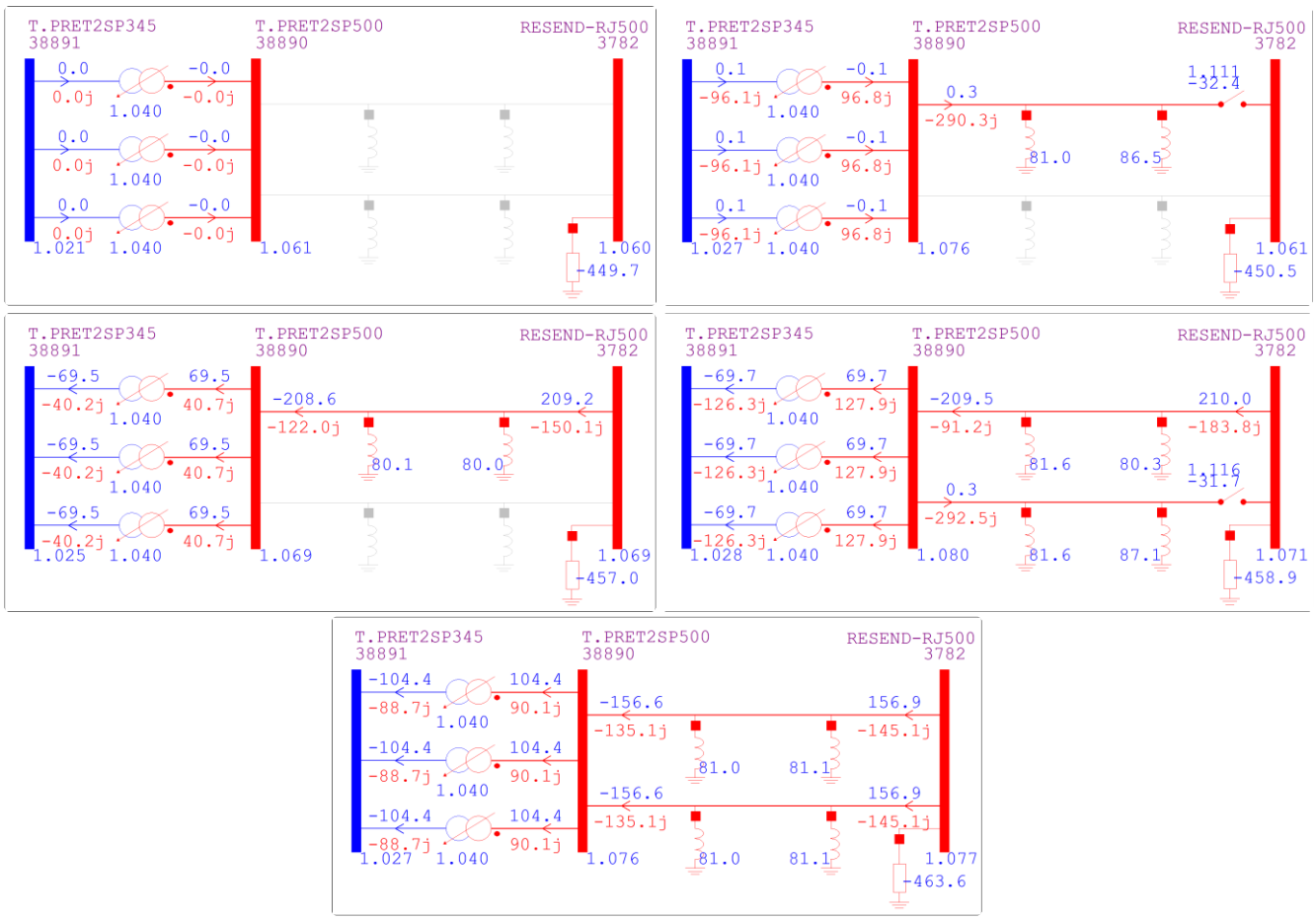


Figura 11-13 - Energização LT Resende – Tijuco Preto 2 C1 e C2: por SE Tijuco Preto 2

Comprova-se, assim, que energização desse eixo é factível, mesmo no cenário mais crítico de carga leve e sem nenhuma térmica conectada às SEs Lagos e SE Campos 2.

Abertura de Terminal

A Figura 11-14 mostra a rejeição de um dos circuitos que compõem a LT Resende – Tijuco Preto 2, em cada um de seus terminais, a partir de uma configuração inicial, dada pela primeira figura do conjunto.

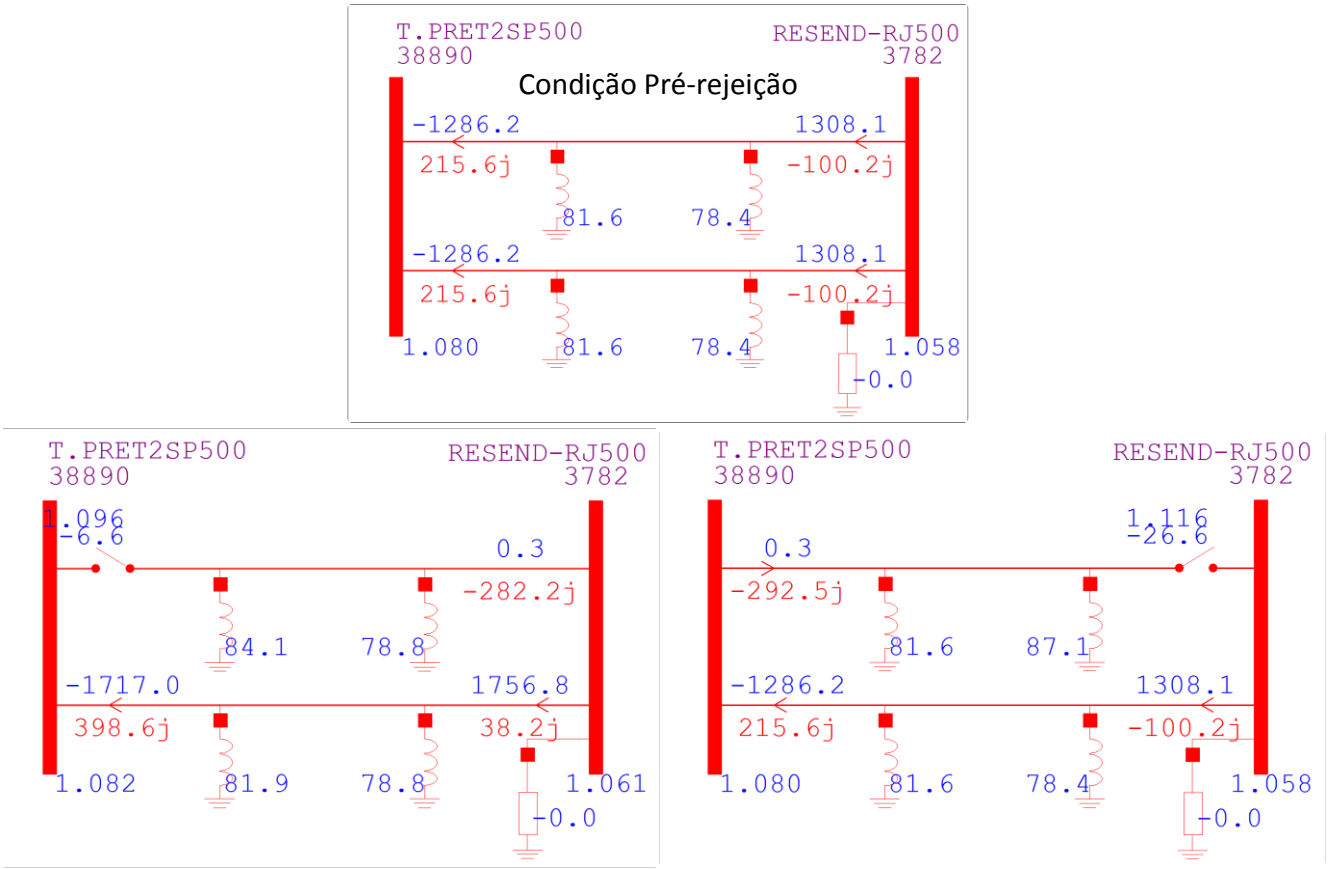


Figura 11-14 – Rejeição circuito LT Resende – Tijuco Preto 2: por terminal

11.2.2.4 LT 500 kV Lagos – Terminal Rio C3

Energização por Lagos

A Figura 11-12 mostra o sequenciamento de manobras para energização da LT Lagos – Terminal Rio C3, a partir da SE Lagos, utilizando os recursos de controle de tensão definidos nas etapas anteriores.

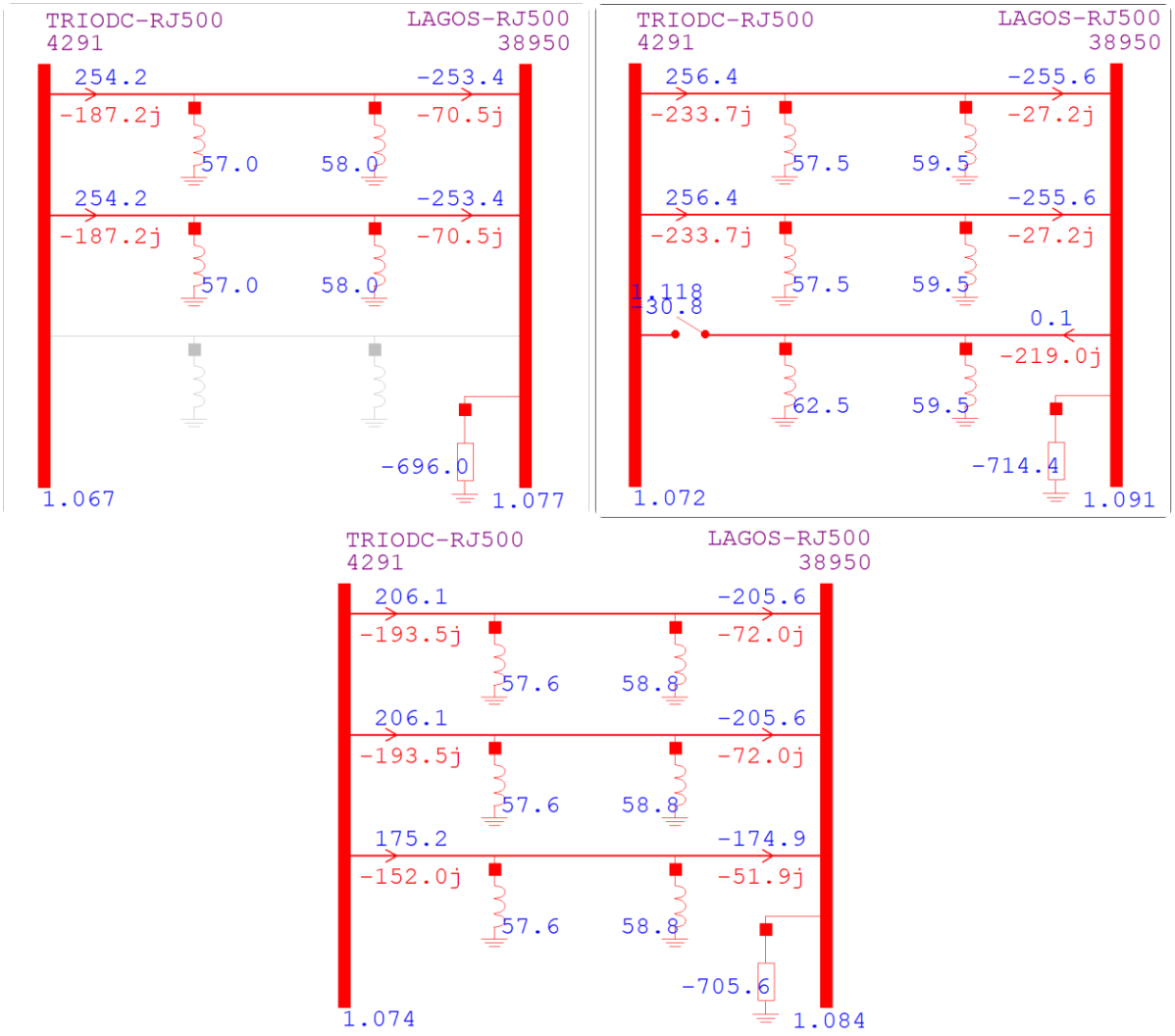


Figura 11-15 - Energização LT Lagos – Terminal Rio C3: por SE Lagos

Comprova-se, assim, que energização dessa LT é factível, mesmo no cenário mais crítico de carga leve e sem nenhuma térmica conectada às SEs Lagos e SE Campos 2.

Energização por Terminal Rio

A Figura 11-16 mostra o sequenciamento de manobras para energização da LT Lagos – Terminal Rio C3, a partir da SE Terminal Rio, utilizando os recursos de controle de tensão definidos nas etapas anteriores.

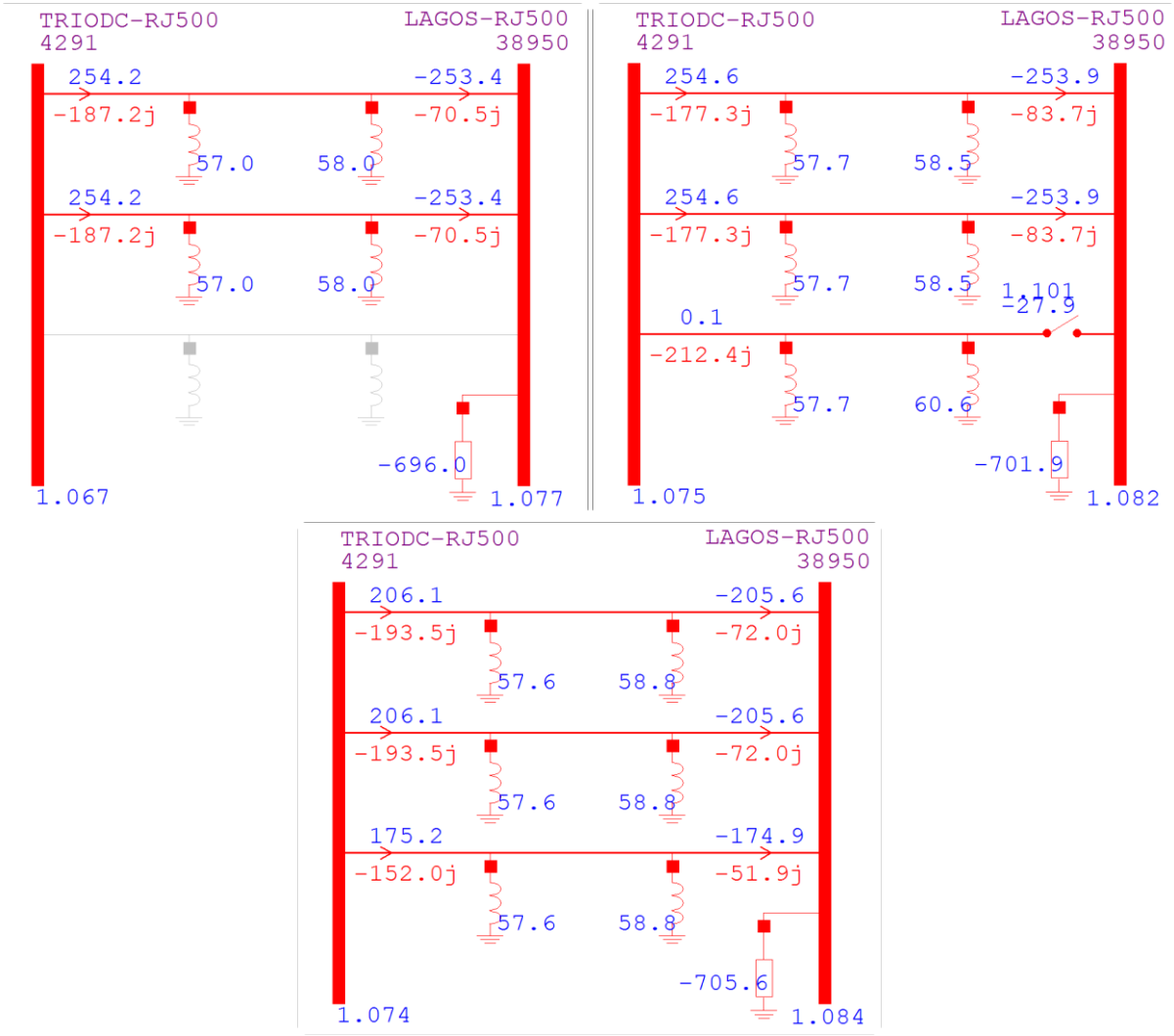


Figura 11-16 - Energização LT Lagos – Terminal Rio C3: por SE Terminal Rio

Comprova-se, assim, que energização desse eixo é factível, mesmo no cenário mais crítico de carga leve e sem nenhuma térmica conectada às SEs Lagos e SE Campos 2.

Abertura de Terminal

A Figura 11-14 mostra a rejeição de um dos circuitos que compõem a LT Lagos Terminal Rio C3, em cada um de seus terminais, a partir de uma configuração inicial, dada pela primeira figura do conjunto.

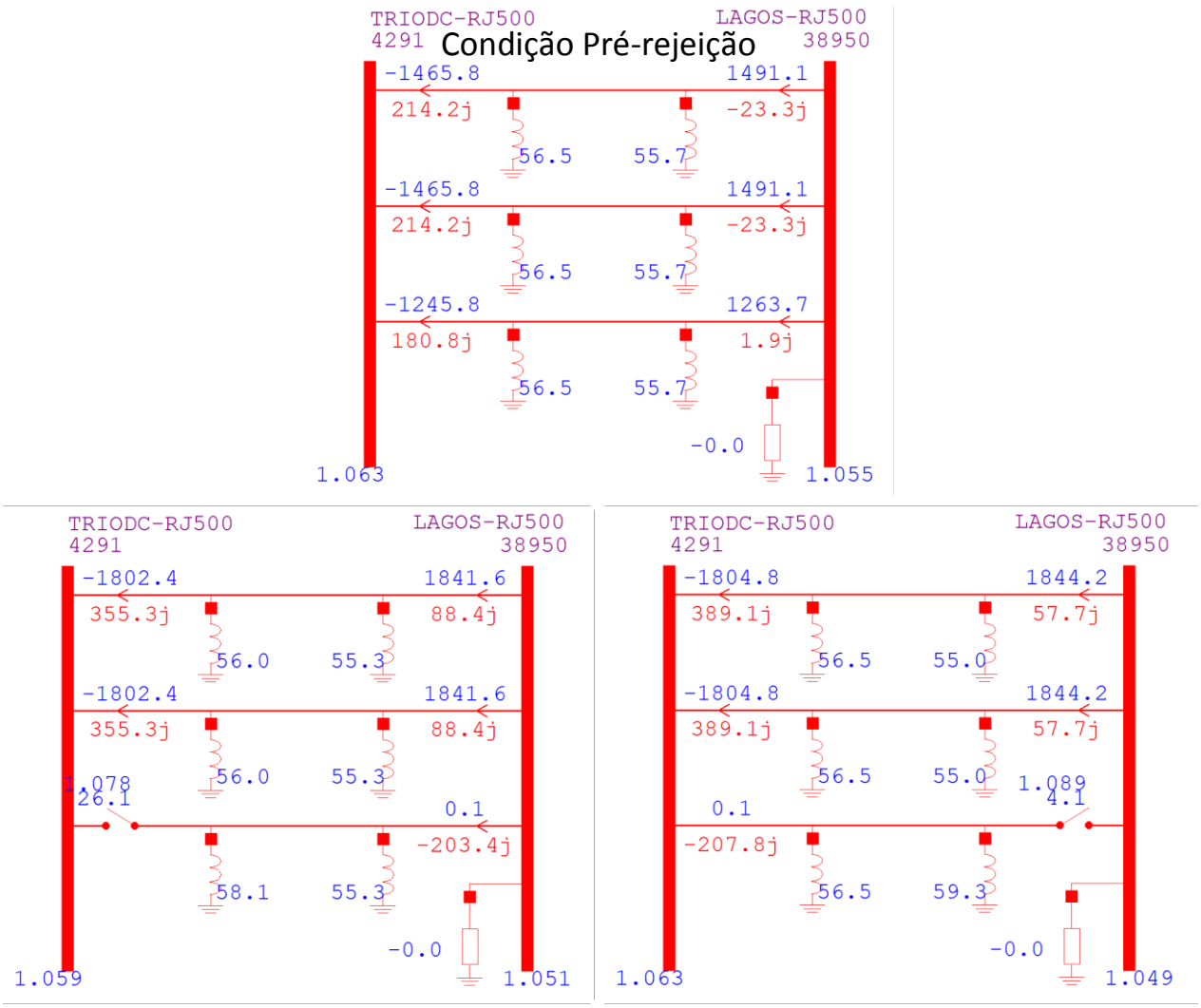


Figura 11-17 – Rejeição circuito LT Lagos – Terminal Rio C3: por terminal

11.2.3 Resultado da Análise de Compensação Reativa

As Tabelas 11-2 e 11-3 mostram a configuração final da alocação de reatores de linha e de barra, respectivamente, resultantes das etapas realizadas.

Tabela 11-2 – Reatores de linha recomendados

Linha de Transmissão	Reator de Linha Base 500 kV (Mvar)		Tipo (Fixo/ Manobr.)	Percentual Final de Compensação da LT
	De	Para		
LTs determinativas - para licitação imediata				
LT 500 kV Terminal Rio - Lagos C1	50	50	F	29,8%
LT 500 kV Terminal Rio - Lagos C2	50	50	F	29,8%
LT 500 kV Campos 2 - Mutum C1	60	60	F	33,2%
LT 500 kV Campos 2 - Mutum C2	60	60	F	33,2%
LT 500 kV Lagos - Campos 2 C1	-	-	-	0,0%
LT 500 kV Lagos - Campos 2 C2	-	-	-	0,0%
LTs indicativas *				
LT 500 kV Lagos - Campos 2 C3	-	-	-	0,0%
LT 500 kV Lagos - Resende C1	80	80	F	35,2%
LT 500 kV Lagos - Resende C2	80	80	F	35,2%
LT 500 kV Resende - Tijuco Preto C1	70	70	F	36,2%
LT 500 kV Resende - Tijuco Preto C2	70	70	F	36,2%
LT 500 kV Terminal Rio – Lagos C3	50	50	F	35,5%
TOTAL	**1140 Mvar**			

* Os circuitos em questão são dependentes da evolução de contratação térmica futura e sujeitos a reavaliação.

Tabela 11-3 – Reatores de barra recomendados

Subestação	Reator de Barra Manobrável	
	Unidades	Mvar
500 kV Lagos	1º, 2º, 3º e 4º*	150
500 kV Campos 2	1º, 2º e 3º	100
500 kV Resende	1º* e 2*	200
TOTAL	**1100 Mvar**	

* Os reatores em questão são dependentes da evolução de contratação térmica futura e sujeitos a reavaliação.

Verificam-se valores de compensação shunt nas linhas de transmissão em torno de 30-35%, sendo que para os circuitos da LT 500 kV Lagos - Campos 2 não foi observada necessidade de compensação *shunt*.

12 AVALIAÇÃO SOCIOAMBIENTAL

A avaliação socioambiental da alternativa selecionada encontra-se na Nota Técnica DEA 008/2018-rev2 - Análise socioambiental do estudo para escoamento do potencial termelétrico dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, que está incorporada ao final do texto deste relatório.

13 REFERÊNCIAS

[1] EPE-DEE-RE-001/2005 - Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica, de 16 de maio de 2005.

[2] Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão – Volume 2 – CCPE – novembro/2002.

[3] Base de Referência de Preços ANEEL – junho/2017

[4] Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro – Metodologia e Cálculo – 2017, de 09 de junho de 2017.

[5] Relatório Técnico Interno da GET1, Nº RGET1 – 029 / 2017, Viabilidade Técnica da Conexão da Usina Térmica Novo Tempo na SE Campos 345 kV de Furnas, de 03 de agosto de 2017.

[6] EPE-DEE-RE-014/2017 – Atendimento à Região Metropolitana do Rio de Janeiro, 08 de maio de 2017

[7] EPE-DEE-RE-050/2018-rev0 – Detalhamento de Alternativa de Referência: Relatório R2 - Expansão do sistema de transmissão para escoamento do potencial termelétrico dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo.

[8] EPE-DEE-RE-029/2018 – Expansão do sistema de transmissão para escoamento do potencial termelétrico dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo

14 FICHAS PET/PELP

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	UF: **RJ**
SE 500 kV CAMPOS 2 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2023**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Nova subestação 500 kV para escoamento da geração termelétrica

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

4 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	38.164,00
3 CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	25.484,88
Reator de Barra 500 kV, (9+1R) x 33,3 Mvar 1Φ	48.449,10
MIG (Terreno Rural)	11.978,74
MIM - 500 kV	8.721,91

Total de Investimentos Previstos: **132.798,63**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[3] - Base de Referência de Preços ANEEL – junho/2017

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	UF: **RJ**
SE 500 kV LAGOS (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2023**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Novo pátio 500 kV para escoamento da geração termelétrica

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

5 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	47.705,00
3 CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	25.484,88
Reator de Barra 500 kV, (9+1R) x 50 Mvar 1Φ	55.476,40
MIM - 500 kV	10.902,39
MIG (Terreno Rural)	12.107,43

Total de Investimentos Previstos: **151.676,10**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[3] - Base de Referência de Preços ANEEL – junho/2017

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	UF: **RJ**
LT 500 kV TERMINAL RIO - LAGOS, C1 e C2 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2023**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Interligação da região metropolitana do Rio de Janeiro com a região Norte Fluminense

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Duplo 500 kV, 4 x 1113 MCM (BLUEJAY), 214 km	523.131,56
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	20.764,86
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	20.764,86
2 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	4.185,86
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 16,66 Mvar 1Φ	25.532,99
2 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	4.185,86
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 16,66 Mvar 1Φ	25.532,99
2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	19.082,00
MIM - 500 kV	4.360,96
MIG-A	2.132,18

Total de Investimentos Previstos: **649.674,12**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[3] - Base de Referência de Preços ANEEL – junho/2017

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	UF: **RJ**
LT 500 kV LAGOS - CAMPOS 2, C1 e C2 (CD) (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2023**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Interligação entre os polos de geração termelétrica do estado do Rio de Janeiro

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Duplo 500 kV, 4 x 1113 MCM (BLUEJAY), 100 km	244.454,00
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	20.764,86
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	20.764,86

Total de Investimentos Previstos: **285.983,72**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[3] - Base de Referência de Preços ANEEL – junho/2017

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	UF: **RJ**
LT 500 kV CAMPOS 2 - MUTUM, C1 e C2 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2023**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Interligação da região Norte Fluminense com a SE Mutum

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Duplo 500 kV, 4 x 1113 MCM (BLUEJAY), 230 km	562.244,20
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	20.764,86
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	20.764,86
2 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	4.185,86
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ	27.744,29
2 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	4.185,86
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ	27.744,29
2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	19.082,00
MIM - 500 kV	4.360,96
MIG-A	2.132,18

Total de Investimentos Previstos: **693.209,36**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[3] - Base de Referência de Preços ANEEL – junho/2017

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	UF: **RJ**
SE 500 kV RESENDE (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2025**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Ampliação indicativa para escoamento do potencial termelétrico do Rio de Janeiro e Espírito Santo

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	9.541,00
1 CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	8.494,96
1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 66,67 Mvar 1Φ	24.180,40
MIM - 500 kV	2.180,48
MIG-A	2.132,18

Total de Investimentos Previstos: **46.529,02**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[3] - Base de Referência de Preços ANEEL – junho/2017

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	UF: **RJ**
SE 500 kV RESENDE (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2027**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Ampliação indicativa para escoamento do potencial termelétrico do Rio de Janeiro e Espírito Santo

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

1 CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	8.494,96
2° Reator de Barra 500 kV, 3 x 66,67 Mvar 1Φ	18.135,30
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	9.541,00
MIM - 500 kV	2.180,48

Total de Investimentos Previstos: **38.351,74**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[3] - Base de Referência de Preços ANEEL – junho/2017

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	UF: **RJ**
LT 500 kV RESENDE - LAGOS, C1 e C2 (CD) (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2025**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Interligação indicativa para escoamento do potencial termelétrico do Rio de Janeiro e Espírito Santo

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 288 km	643.826,88
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	20.764,86
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	20.764,86
2 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	4.185,86
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 33,33 Mvar 1Φ	33.925,22
2 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	4.185,86
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 33,33 Mvar 1Φ	33.925,22
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	9.541,00
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	9.541,00
MIM - 500 kV	2.180,48
MIM - 500 kV	2.180,48
MIG-A	2.132,18
MIG-A	2.132,18

Total de Investimentos Previstos: **789.286,08**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[3] - Base de Referência de Preços ANEEL – junho/2017

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	UF: **SP**
SE 500/345 kV TIJUCO PRETO 2 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2027**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Reforço da interligação Rio de Janeiro - São Paulo

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

3 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	28.623,00
6 IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	33.497,16
1°, 2° e 3° ATF 500/345 kV, (9+1R) x 500 MVA 1Φ	179.642,00
3 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	27.376,98
3 CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	17.527,32
MIG (Terreno Rural)	15.675,09
MIM - 500 kV	6.541,43
MIM - 345 kV	7.242,57

Total de Investimentos Previstos: **316.125,55**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[3] - Base de Referência de Preços ANEEL – junho/2017

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	UF: **RJ**
LT 500 kV RESENDE - TIJUCO PRETO, C1 e C2 (CD) (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2027**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Reforço da interligação Rio de Janeiro - São Paulo

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 225 km	502.989,75
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	20.764,86
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	20.764,86
2 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	4.185,86
2 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	4.185,86
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 30 Mvar 1Φ	32.651,36
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 30 Mvar 1Φ	32.651,36
2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	19.082,00
MIM - 500 kV	4.360,96
MIG-A	2.132,18

Total de Investimentos Previstos: **643.769,05**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[3] - Base de Referência de Preços ANEEL – junho/2017

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	UF: **RJ**
LT 500 kV LAGOS - CAMPOS 2, C3 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2027**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Interligação indicativa necessária caso o potencial termelétrico da região se concretize

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 4 x 1113 MCM (BLUEJAY), 100 km	140.588,00
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	10.382,43
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	10.382,43
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	9.541,00
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	9.541,00
MIM - 500 kV	2.180,48
MIM - 500 kV	2.180,48
MIG-A	2.132,18
MIG-A	2.132,18

Total de Investimentos Previstos: **189.060,18**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[3] - Base de Referência de Preços ANEEL – junho/2017

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	UF: **RJ**
LT 500 kV TERMINAL RIO - LAGOS, C3 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2029**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Interligação indicativa necessária caso o potencial termelétrico da região se concretize

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 4 x 1113 MCM (BLUEJAY), 214 km	300.858,32
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	10.382,43
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	10.382,43
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2.092,93
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2.092,93
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 16,67 Mvar 1Φ	10.945,80
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 16,67 Mvar 1Φ	10.945,80
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	9.541,00
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	9.541,00
MIM - 500 kV	2.180,48
MIM - 500 kV	2.180,48
MIG-A	2.132,18
MIG-A	2.132,18

Total de Investimentos Previstos: **375.407,96**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[3] - Base de Referência de Preços ANEEL – junho/2017

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	UF: **SP**
SECC LT 345 kV TIJUCO PRETO - LESTE, C1 e C2 (CD), NA SE TIJUCO PRETO 2 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2027**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Integração da Nova SE Tijuco Preto 2 à rede existente

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Duplo 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km	5.394,02
Circuito Duplo 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km	5.394,02
Circuito Duplo 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km	5.394,02
6 EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	41.914,74

Total de Investimentos Previstos: **58.096,80**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[3] - Base de Referência de Preços ANEEL – junho/2017

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	UF: **RJ**
SECC LT 345 kV VENDA DAS PEDRAS - MACAÉ, C1, NA SE LAGOS (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2029**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Balanceamento de fluxo entre os circuitos da SE Macaé e Lagos

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 5 km	5.358,15
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 5 km	5.358,15
2 EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	13.971,58
2 IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	11.165,72
MIG-A	2.117,78
MIM - 345 kV	2.414,19

Total de Investimentos Previstos: **40.385,57**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[3] - Base de Referência de Preços ANEEL – junho/2017

15 ANEXOS

15.1 Anexo 1 - Parâmetros Elétricos

Tabela 15-1 – Características das LTs da alternativa 4A.

Linha de Transmissão	Circ.	Tensão (kV)	Compr. (km)	Condutor	Normal (MVA)	Emerg. (MVA)	SIL (MW)
LT Terminal Rio - Lagos C1 e C2	CD	500	214		2800	3400	1200
LT Lagos - Campos 2 C1 e C2	CD	500	100		2800	3400	1200
LT Campos 2 - Mutum C1, C2	CD	500	230		2800	3400	1200
(1) Terminal Rio - Lagos C3	CS	500	214	4x1113	2800	3400	1200
(1) LT Lagos - Campos 2 C3	CS	500	230		2800	3400	1200
(1) LT Lagos - Resende C1 e C2	CD	500	288		2800	3400	1200
(1) LT Resende - Tijuco Preto 2 C1 e C2	CD	500	246		2800	3400	1200

(1) Circuitos recomendados de forma indicativa e dependentes de contratação adicional de potencial térmico e sujeitos a reavaliação futura.

Tabela 15-2 - Parâmetros elétricos das LTs da alternativa 4 (base de 100 MVA)

Linha de Transmissão	Parâmetros da Torre de Referência								
	Parâmetros Distribuídos (por km)						Parâmetros Concentrados		
	R1 (Ω/km)	X1 (Ω/km)	B1 (µS/km)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)	B0 (µS/km)	R1(%)	X1(%)	B1(Mvar)
LT Terminal Rio - Lagos C1 e C2, CD	0,0151	0,2686	6,2355	0,3110	1,3992	3,3316	0,126	2,270	335,75
LT Lagos - Campos 2 C1 e C2, CD							0,060	1,071	156,11
LT Campos 2 - Mutum C1, C2, CD							0,135	2,435	361,21
(1) Terminal Rio - Lagos C3, CS	0,0150	0,2677	6,2566	0,3256	1,3441	3,5179	0,125	2,262	336,88
(1) LT Lagos - Campos 2 C3, CS							0,060	1,071	156,11
(1) LT Lagos - Resende C1 e C2, CD	0,0151	0,2686	6,2355	0,3110	1,3992	3,3316	0,166	3,023	454,23
(1) LT Resende - Tijuco Preto 2 C1 e C2 , CD							0,144	2,599	386,76

(1) Circuitos recomendados de forma indicativa e dependentes de contratação adicional de potencial térmico e sujeitos a reavaliação futura.

Tabela 15-3 - Parâmetros elétricos das UTEs consideradas nas simulações (base de 100MVA).

UTEs	X''_d	X_{tr}
UTE NOVO TEMPO	1.1778	0.7852
UTE NOVO TEMPO II GNA	0.9151	0.6100
UTE PORTO DO AÇU III	0.9151	0.6100
UTE PORTO DO AÇU IV	1.3697	0.9132
VALE AZUL 2	3.2833	2.1888
VALE AZUL 3	3.2833	2.1888
UTE N. SENHORA DE FÁTIMA 1	3.3700	2.2467
UTE N. SENHORA DE FÁTIMA 2	3.3700	2.2467
UTE N. SENHORA DE FÁTIMA 3	3.3700	2.2467
UTE IMETAME	0.9427	0.6285
UTE P. KENNEDY 1	3.4773	2.3182
UTE P. KENNEDY 2	3.4773	2.3182
UTE SANTA CRUZ NOVA	2.4286	1.6190

Avaliação e estimativa dos parâmetros elétricos para as linhas de 6x795MCM

Usualmente, a estrutura de torre típica representa um percentual elevado da quantidade de torres utilizadas em toda a extensão da linha de transmissão. No entanto, devido a diversas questões, como por exemplo, relevo acidentado e restrições ambientais, o percentual de torres típicas pode reduzir significativamente. Em termos práticos, isso acaba por alterar os parâmetros elétricos equivalentes da linha de transmissão, podendo, em princípio, modificar as conclusões das análises realizadas. Nesse sentido, é necessário levar em consideração nos estudos elétricos eventuais modificações nesses parâmetros quando da implantação efetiva da linha de transmissão.

Na alternativa recomendada neste estudo, utilizou-se uma estrutura de referência com a silhueta típica ilustrada na Figura 15-1, a qual possui 6 subcondutores 795 MCM por fase. Essa configuração apresenta uma potência natural da ordem de 1.670 MW e já foi implantada em projetos anteriores. As coordenadas dos feixes estão dispostas na Tabela 15-4. Já a disposição geométrica dos feixes das fases central e laterais é apresentada na Figura 15-2. Por fim, os parâmetros elétricos unitários para a estrutura de referência estão sumarizados na Tabela 15-5.

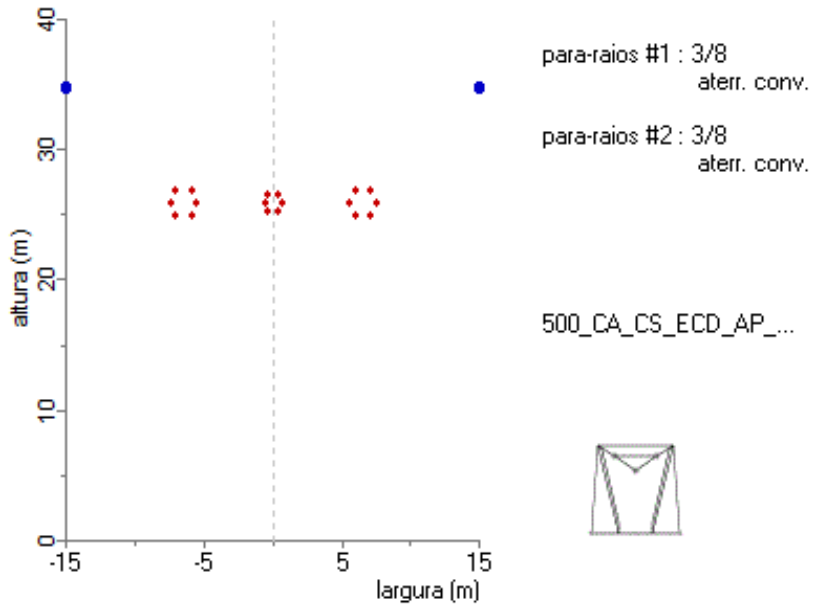


Figura 15-1 - Silhueta típica da torre de referência

Tabela 15-4 - Coordenadas do centro do feixe da torre de referência

Elemento	X(m)	Y(m)
Feixe A	-6,5	26,00
Feixe B	0,00	26,00
Feixe C	6,50	26,00
Pára-raios 1	-15,00	35,00
Pára-raios 2	15,00	35,00

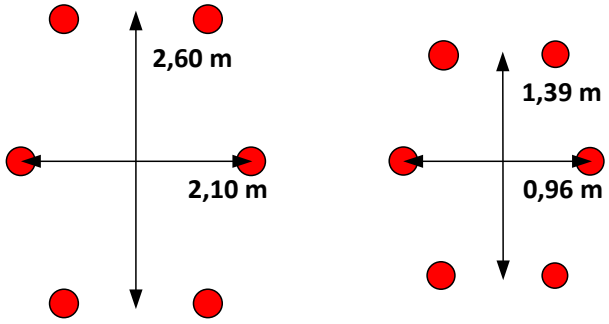


Figura 15-2 - Detalhe da disposição geométrica das fases laterais (à esquerda) e central (à direita) do feixe da torre de referência

Tabela 15-5 - Parâmetros elétricos unitários da torre de referência

Circuito tipo	Cabo condutor por fase	Parâmetros de seq. pos/zero (50° C)			
		Seq.	R (Ω/km)	X (Ω/km)	B (µS/km)
Circuito Simples, 6 subcondutores por fase	6x795 MCM	+	0,0139	0,1920	8,6638
		0	0,3216	1,4003	3,2557

Na definição das alternativas, foram utilizados parâmetros elétricos equivalentes que representavam 95 % do SIL da estrutura de referência. Esses parâmetros foram estimados através da simulação de uma família de torres consideradas factíveis de serem implantadas. Similarmente, na definição da compensação reativa shunt, utilizaram-se parâmetros que resultaram em 90 % do SIL da estrutura de referência. Nesta definição buscou-se segurança com relação a problemas de ressonância.

Nas simulações realizadas verificou-se que o desempenho do sistema é considerado adequado quando o SIL médio da linha de transmissão é maior ou igual a 1.510 MW. Na Figura Figura 15-3 estão ilustradas as curvas de nível do SIL em função da reatância longitudinal equivalente e da susceptância transversal equivalente. Os pontos em verde, amarelo e vermelho representam os pares dos parâmetros utilizados para SILs de 100 %, 95 % e 90 % de 1.670 MW, respectivamente. Ressalta-se que foram avaliadas poucas combinações de parâmetros à direita e abaixo da curval de nível referente à um SIL médio de 1.510 MW. Portanto, quando da etapa do projeto básico, os desempenhos das linhas de transmissão e do sistema deverão ser avaliados novamente a partir da nova configuração de parâmetros encontrada. Além disso, deve-se buscar obter um SIL médio o mais próximo possível do SIL da torre de referência, isto é, 1.670 MW.

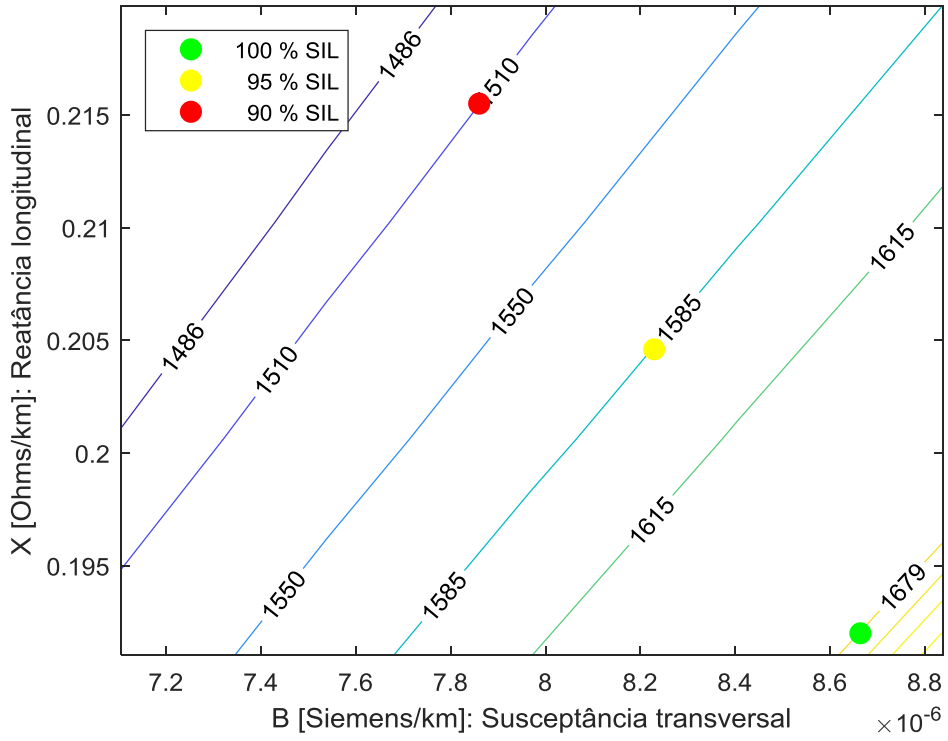


Figura 15-3 - Curvas de nível da potência natural em função dos parâmetros elétricos equivalentes

15.2 Anexo 2 – Diagramas de Fluxos de Potência

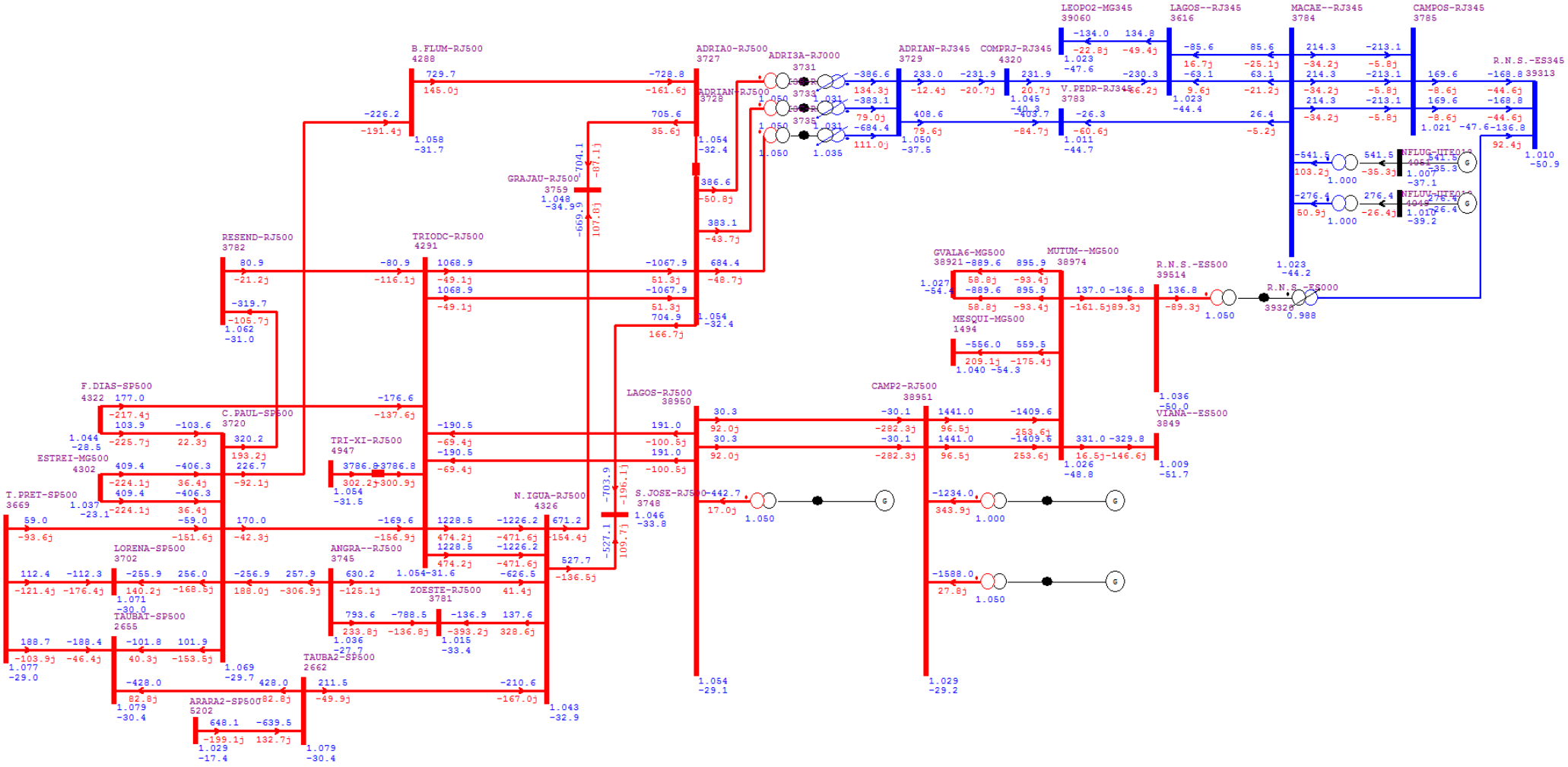


Figura 15-4 - Alternativa 4 - Condição Normal - Cenário 1 - 2023

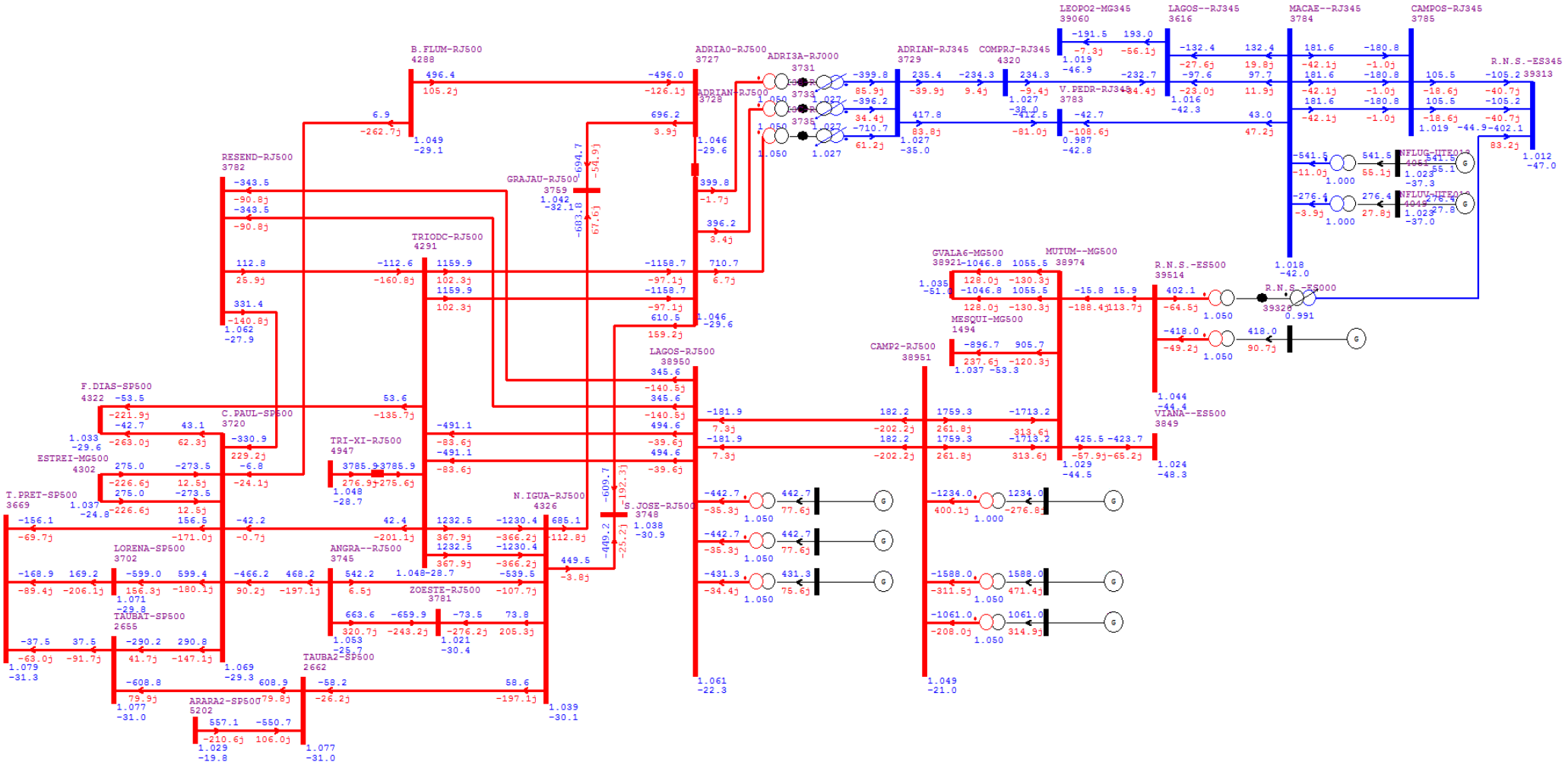


Figura 15-5 - Alternativa 4 - Condição Normal - Cenário 1 - 2025

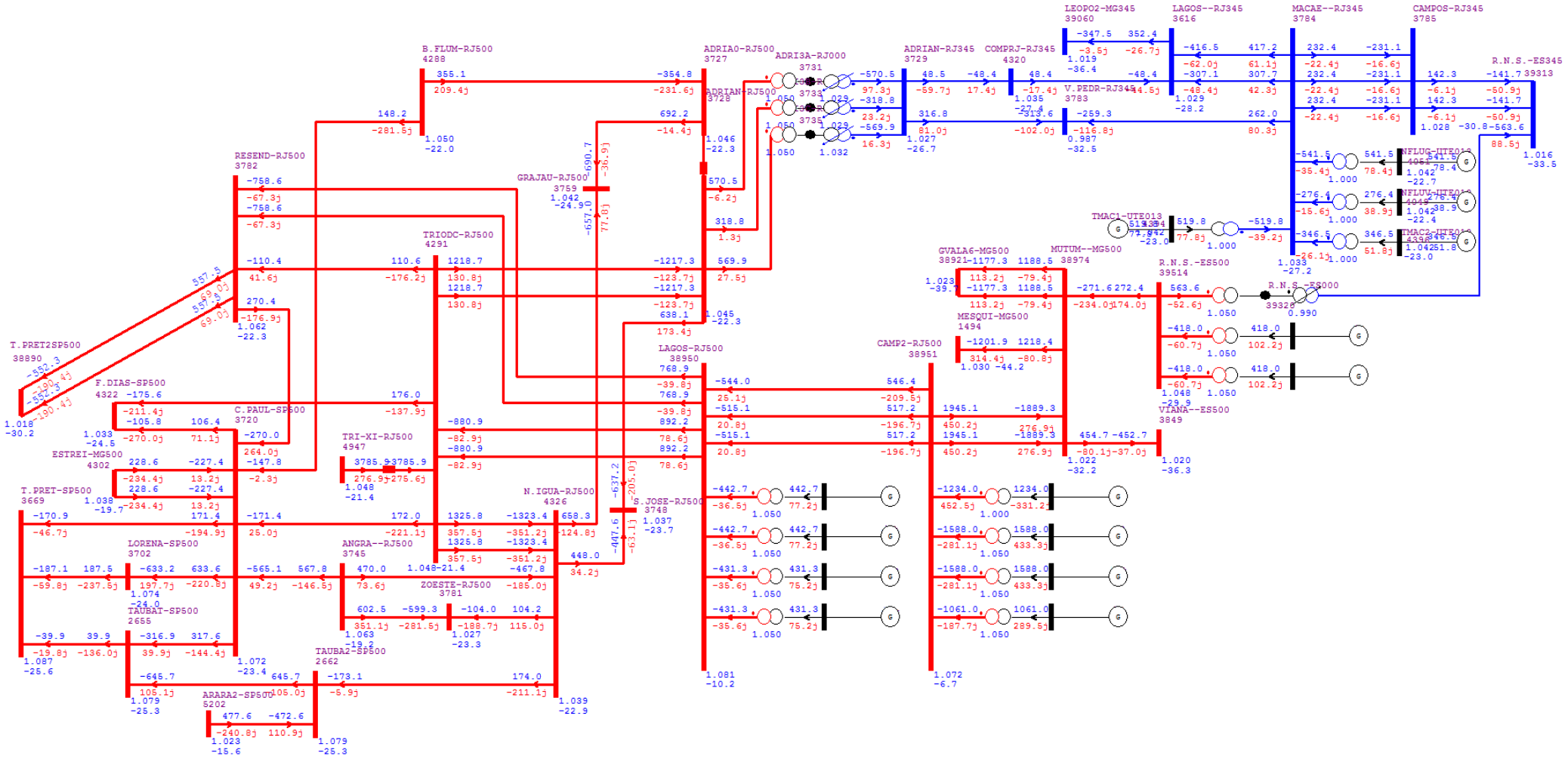


Figura 15-6 - Alternativa 4 - Condição Normal - Cenário 1 - 2027

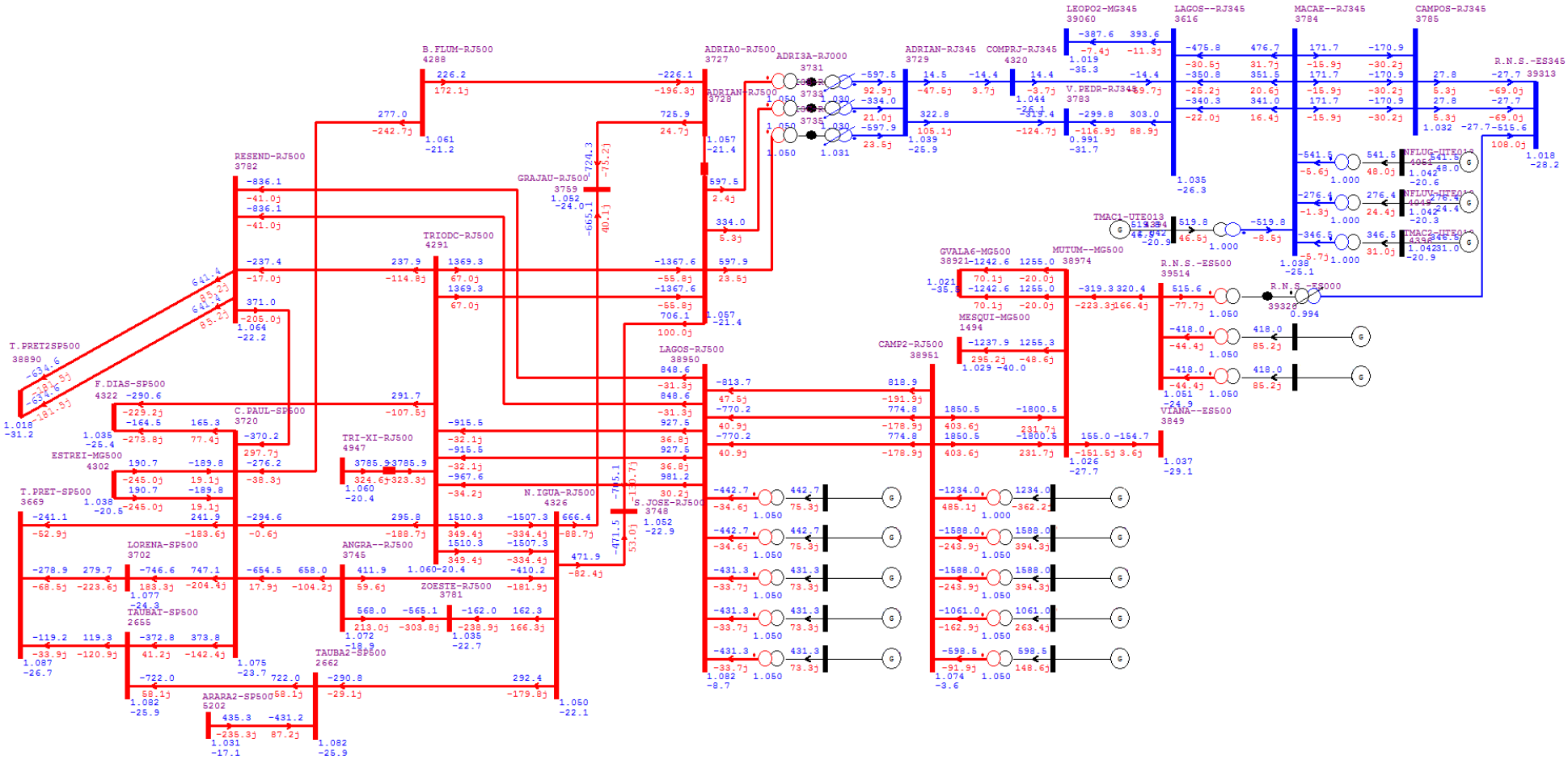


Figura 15-7 - Alternativa 4 - Condição Normal - Cenário 1 - 2029

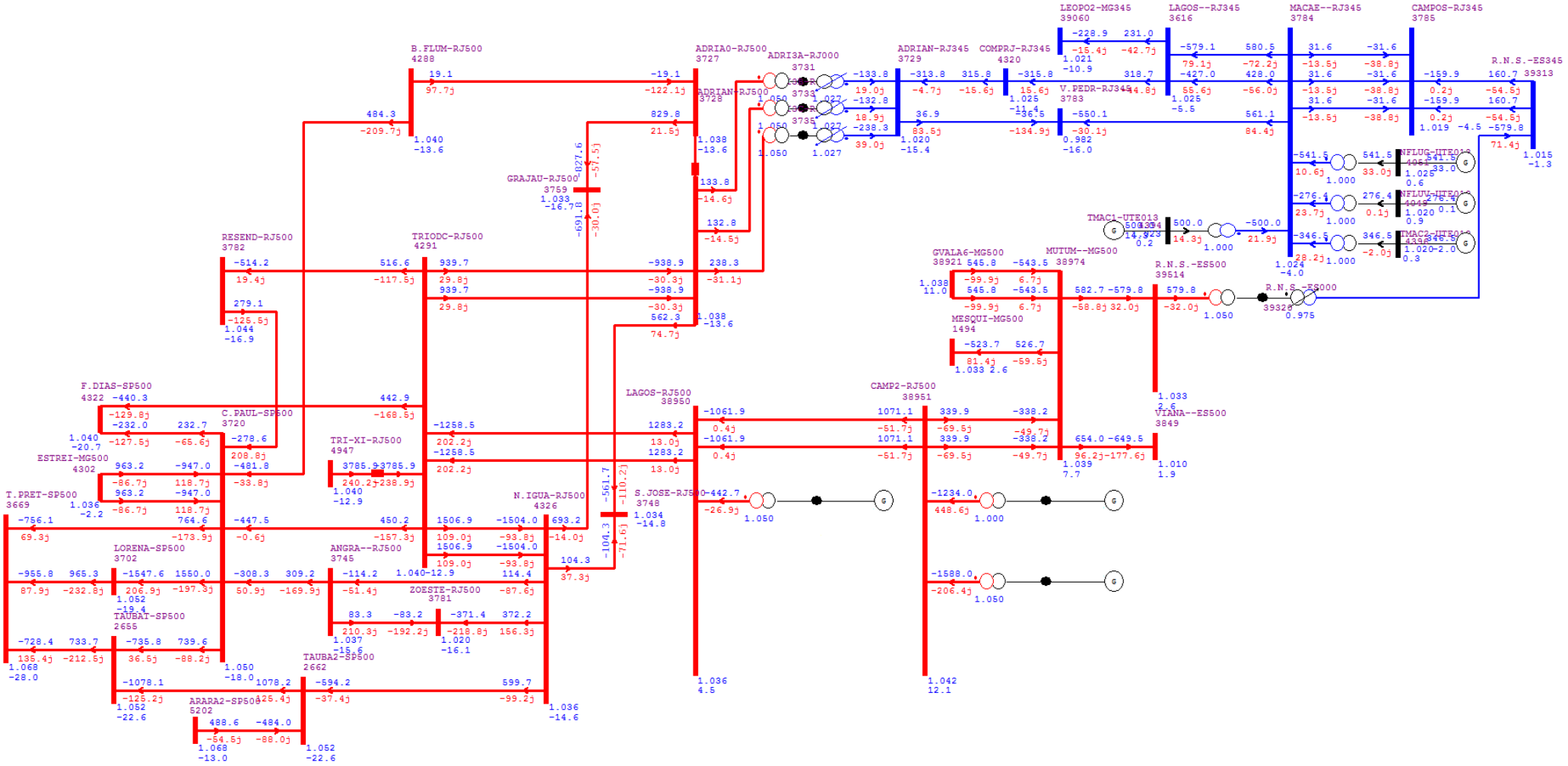


Figura 15-8 - Alternativa 4 - Condição Normal - Cenário 2 - 2023

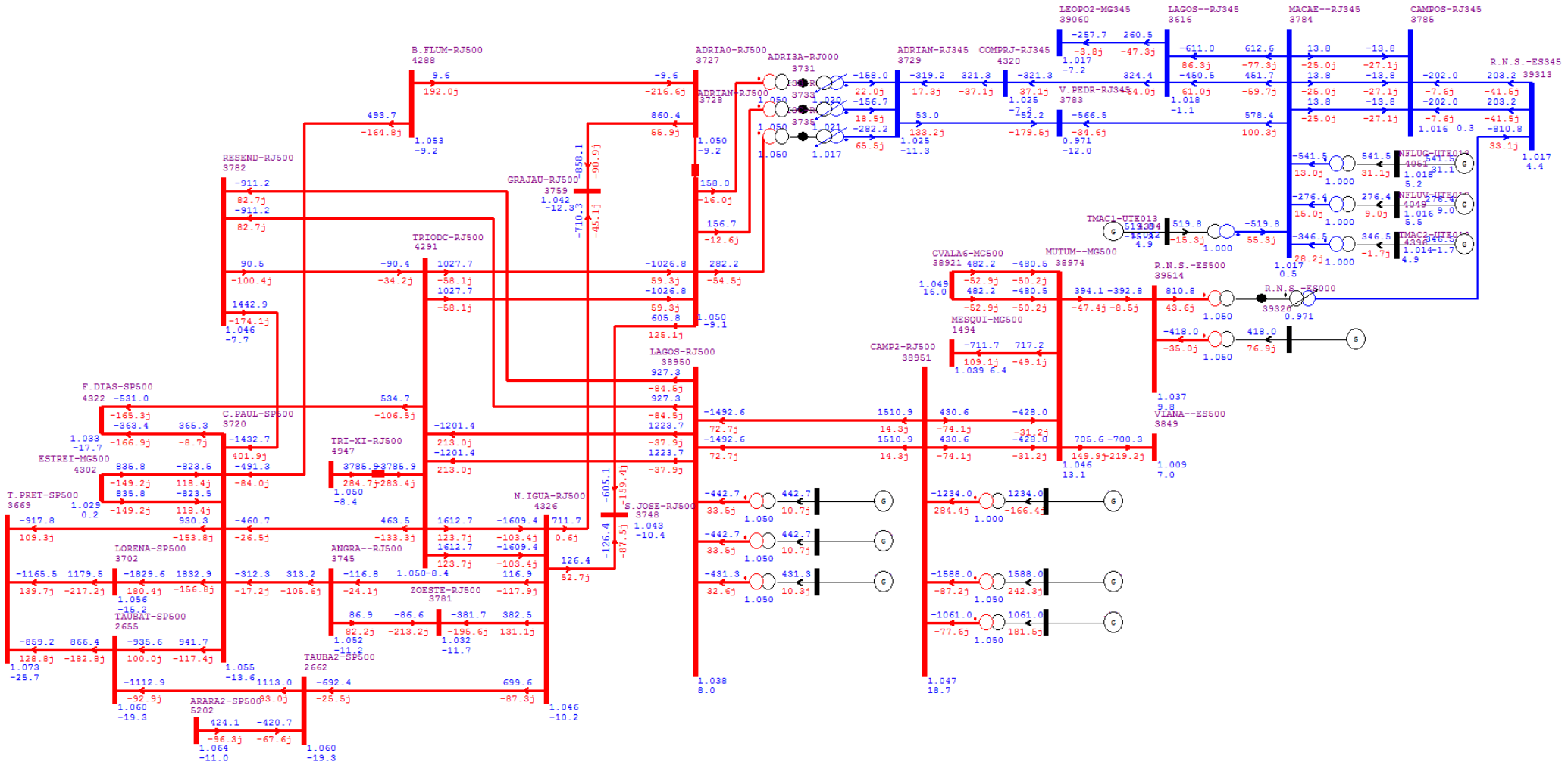


Figura 15-9 - Alternativa 4 - Condição Normal - Cenário 2 - 2025

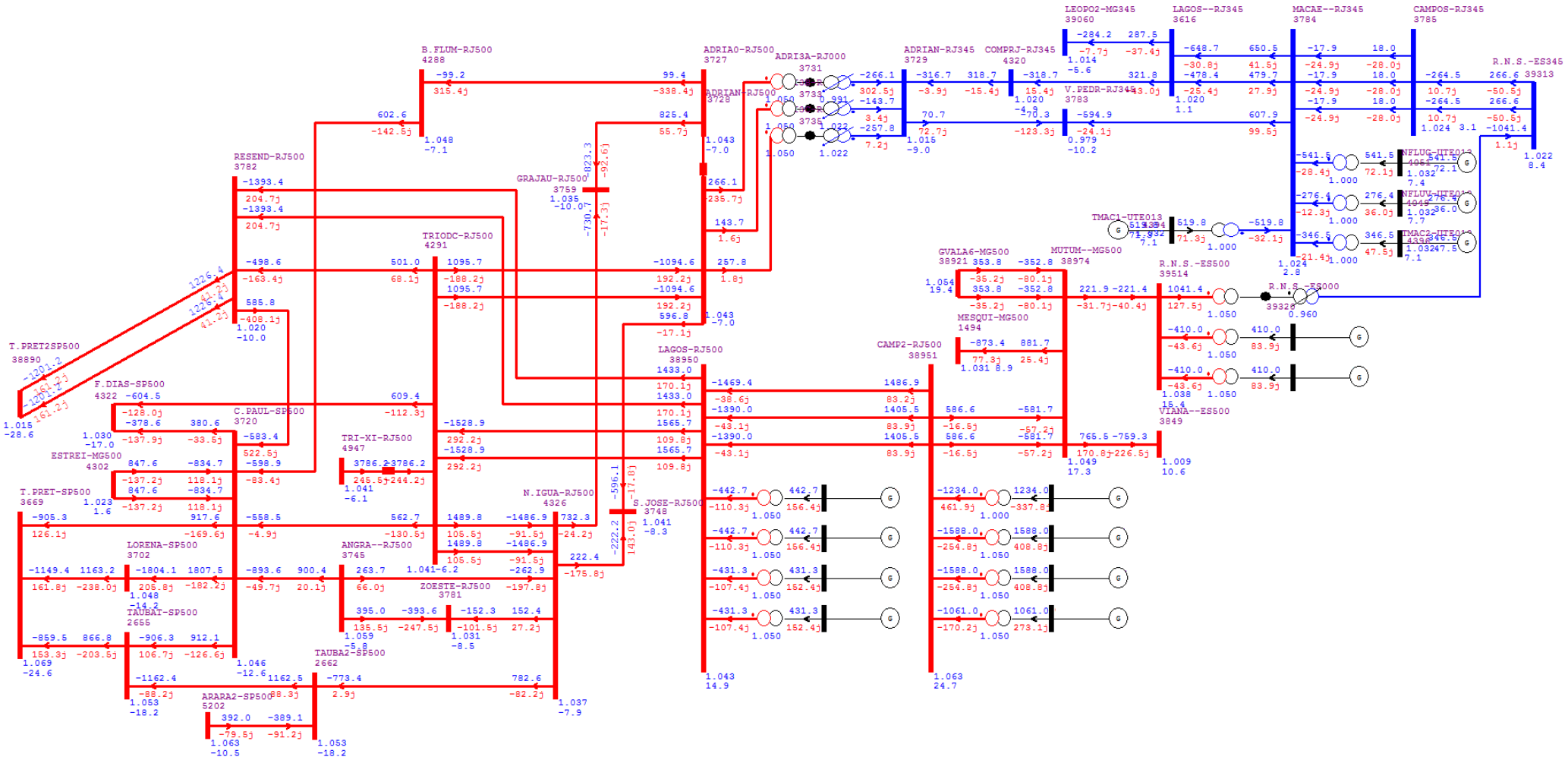


Figura 15-10 - Alternativa 4 - Condição Normal - Cenário 2 - 2027

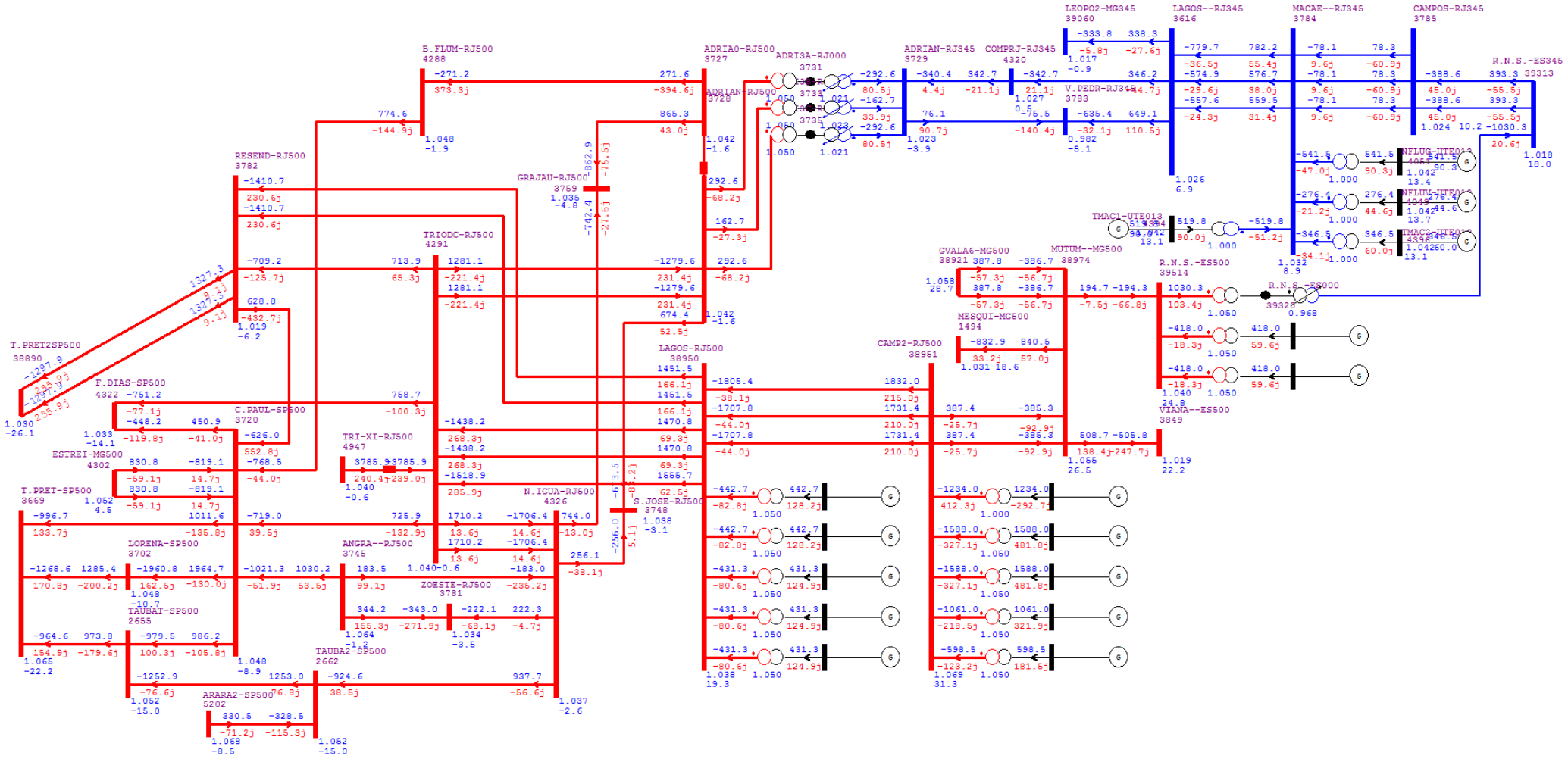


Figura 15-11 - Alternativa 4 - Condição Normal - Cenário 2 - 2029

15.3 Anexo 3 – Tabelas de Fluxos de Potência

Tabela 15-6 - Análise de contingências simples selecionadas – Alt4 – Cenário 1 - 2023.

BARRA	CONTINGÊNCIAS > / LINHAS E TRAFOS	NC/LIM / NC LIM.	LT 500kV TRIODC-LAGOS - C1	LT 500kV LAGOS-CAMPOS2 - C1	LT 500kV CAMPOS-MUTUM - C1	LT 500kV TRIODC-ADRIAN - C1	LT 500kV TRIODC-N.IGUA - C1	LT 500kV F.DIAS-TRIODC - C1	LT 500kV RESEND-TRIODC - C1	LT 500kV ADRIAN-GRAJAU - C1	LT 500kV ADRIAN-S.JOSE - C1	LT 500kV C.PAUL-TRIODC - C1	ATF 500/345 RNS - C1	ATF 500/345 ADRIAN - C1	ATF 500/345 N.IGUA - C1	ATF 500/138 S.JOSE - C1	LT 345kV ADRIAN-V.PEDR - C1	LT 345kV LAGOS-MACAE - C1	LT 345kV MACAE-CAMPOS - C1	LT 345kV CAMPOS-RNS - C1
			MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
3782	RESEND-RJ500	1	85 -24	78 -36	21 -9	63 -30	51 -39	105 -23		73 -24	72 -29	112 -20	79 -33	73 -30	71 -33	78 -33	74 -27	79 -34	78 -34	76 -35
4291	TRIODC-RJ500	2337	4%	3%	1%	3%	3%	4%		3%	3%	5%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
4291	TRIODC-RJ500	2	1059 -46	1075 -27	1184 -32	1860 -46	1268 45	1046 -50	1059 -45	831 -43	804 -106	1044 -51	1082 -30	1009 -18	1085 -26	1068 -30	1048 -21	1073 -30	1067 -29	1063 -31
3728	ADRIAN-RJ500	2337	43%	43%	48%	75%	51%	43%	43%	34%	33%	43%	44%	41%	44%	43%	42%	43%	43%	43%
4291	TRIODC-RJ500	2	1211 414	1225 442	1317 407	1340 437	1971 715	1194 404	1209 412	1456 465	1481 522	1195 401	1229 437	1272 431	1203 436	1226 439	1224 440	1223 438	1220 438	1217 438
4326	N.IGUA-RJ500	3116	39%	39%	42%	43%	64%	38%	39%	46%	48%	38%	40%	41%	39%	40%	40%	39%	39%	39%
4291	TRIODC-RJ500	2	-311 -28	-196 -66	-482 -6	-185 -61	-183 -56	-195 -74	-191 -69	-188 -67	-187 -62	-193 -75	-205 -56	-184 -61	-189 -59	-189 -59	-173 -65	-190 -58	-183 -59	-179 -57
38950	LAGOS-RJ500	3395	9%	6%	14%	5%	5%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	5%	6%	6%	5%	6%	5%	5%
3728	ADRIAN-RJ500	1	707 185	711 192	736 184	590 190	903 262	705 181	708 184	831 204		706 181	714 191	745 187	734 201	689 192	747 212	711 191	710 192	707 191
3748	S.JOSE-RJ500	3403	20%	20%	21%	17%	26%	20%	20%	24%		20%	21%	21%	21%	20%	22%	20%	20%	20%
3727	ADRIA0-RJ500	1	703 26	704 34	714 20	634 30	816 72	701 21	703 25		783 58	701 21	704 32	730 30	699 32	705 33	703 29	704 33	703 33	703 34
3759	GRAJAU-RJ500	3403	20%	20%	20%	18%	23%	20%	20%		22%	20%	20%	20%	19%	20%	20%	20%	20%	20%
4326	N.IGUA-RJ500	1	673 -141	673 -137	677 -142	740 -139	562 -181	674 -144	674 -142	1282 -44	598 -165	674 -144	674 -138	670 -137	678 -137	672 -138	666 -141	673 -137	672 -137	672 -137
3759	GRAJAU-RJ500	2337	28%	28%	28%	31%	24%	28%	28%	53%	25%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%
3748	S.JOSE-RJ500	1	-538 45	-541 46	-557 36	-652 52	-357 105	-542 45	-541 45	-428 55	-1159 -128	-542 44	-545 45	-523 42	-589 33	-509 44	-576 20	-541 46	-539 45	-535 47
4326	N.IGUA-RJ500	2337	22%	22%	23%	27%	15%	22%	22%	18%	48%	22%	22%	21%	24%	21%	24%	22%	22%	22%
38951	CAMP2-RJ500	2	1476 108	1434 81	2290 477	1445 99	1447 100	1435 93	1440 96	1443 97	1443 98	1438 95	1426 107	1447 99	1442 97	1442 97	1457 104	1440 97	1448 101	1452 107
38974	MUTUM--MG500	3395	42%	41%	68%	41%	42%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	42%	41%	41%	42%	41%	42%	42%
38950	LAGOS-RJ500	2	65 67	47 173	-264 123	35 98	37 102	24 87	29 91	32 93	33 97	27 87	15 102	36 98	31 99	31 99	47 96	30 100	37 100	41 102
38951	CAMP2-RJ500	3395	3%	5%	8%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
1494	MESQUI-MG500	1	-578 224	-551 218	-347 220	-557 210	-558 210	-548 206	-553 208	-556 209	-555 209	-551 208	-582 228	-556 209	-555 209	-555 209	-545 210	-556 209	-549 209	-544 213
38974	MUTUM--MG500	2337	26%	24%	17%	25%	25%	24%	24%	24%	24%	24%	26%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%
38921	GVALA6-MG500	2	-897 66	-886 66	-799 101	-889 59	-890 59	-885 58	-888 59	-889 59	-889 59	-887 59	-897 69	-889 59	-889 58	-889 58	-883 62	-889 58	-886 60	-884 64
38974	MUTUM--MG500	3000	29%	29%	26%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%
38974	MUTUM--MG500	1	343 9	328 10	225 -17	333 16	334 16	331 17	331 17	332 16	333 17	331 17	393 -3	335 16	331 17	332 17	349 16	330 17	339 17	345 20
3849	VIANA--ES500	2337	14%	14%	10%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	16%	14%	14%	14%	15%	14%	14%	14%
38974	MUTUM--MG500	1	151 -166	134 -165	20 -173	140 -161	140 -161	139 -160	138 -160	138 -161	140 -161	139 -160	0 -75	143 -162	137 -161	138 -161	171 -158	135 -160	153 -157	165 -143
39514	R.N.S.-ES500	2400	9%	9%	7%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	3%	9%	9%	9%	10%	9%	9%	9%
3784	MACAE--RJ345	1	34 -5	24 -10	-38 8	29 -7	28 -6	30 0	27 -3	27 -3	27 -4	29 0	11 -5	33 -11	26 -8	26 -8	203 80	30 -11	39 -14	44 -12
3783	V.PEDR-RJ345	1075	3%	2%	4%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	1%	3%	3%	3%	20%	3%	4%	4%
3729	ADRIAN-RJ345	1	405 81	411 83	451 89	408 82	410 83	408 81	409 82	409 82	419 85	408 81	420 83	399 84	412 83	414 83		408 83	402 85	398 82
3783	V.PEDR-RJ345	1075	37%	37%	41%	37%	37%	37%	37%	37%	38%	37%	38%	36%	37%	37%		37%	36%	36%
3784	MACAE--RJ345	2	209 -33	216 -31	263 -31	213 -32	213 -33	213 -34	214 -33	214 -33	214 -33	213 -34	228 -37	211 -32	214 -32	214 -32	191 -44	217 -33	294 -30	196 -29
3785	CAMPOS-RJ345	1075	19%	20%	24%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	21%	19%	20%	20%	18%	20%	27%	18%
3785	CAMPOS-RJ345	2	161 -5	172 -5	246 -2	167 -7	167 -7	167 -8	169 -8	169 -8	167 -7	168 -8	192 -24	164 -6	170 -7	169 -7	137 -13	172 -8	153 -12	262 6
39313	R.N.S.-ES345	1075	15%	16%	23%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	18%	15%	15%	15%	13%	16%	14%	24%
3616	LAGOS--RJ345	2	-66 10	-61 12	-28 2	-63 11	-63 10	-63 8	-62 9	-62 9	-63 10	-62 8	-51 8	-64 12	-62 11	-62 11	-17 7	-136 29	-80 17	-78 14
3784	MACAE--RJ345	1075	6%	6%	3%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	5%	6%	6%	6%	2%	13%	8%	7%
1494	MESQUI-MG500	1	-16 -161	-13 -161	11 -170	-13 -161	-13 -160	-11 -161	-13 -161	-13 -161	-13 -161	-12 -161	2 -165	-12 -161	-13 -160	-13 -160	-2 -162	-14 -160	-8 -161	-4 -161
39511	JNEIV2-ES500	3200	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
39514	R.N.S.-ES500	1	151 -95	134 -94	20 -101	140 -89	140 -89	139 -88	138 -88	138 -88	140 -89	138 -88		143 -90	137 -88	138 -89	170 -87	134 -88	153 -86	164 -72
39320	R.N.S.-ES000	1260	14%	13%	8%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%		13%	13%	13%	15%	12%	13%	14%

Tabela 15-7 - Análise de contingências simples selecionadas – Alt4 – Cenário 1 - 2025.

BARRA	CONTINGÊNCIAS > / LINHAS E TRAFOS	NC/LIM / NC LIM.	LT 500kV TRIODC-LAGOS - C1	LT 500kV LAGOS-CAMPOS2 - C1	LT 500kV CAMPOS-MUTUM - C1	LT 500kV TRIODC-ADRIAN - C1	LT 500kV TRIODC-N.IGUA - C1	LT 500kV F.DIAS-TRIODC - C1	LT 500kV RESEND-TRIODC - C1	LT 500kV ADRIAN-GRAJAU - C1	LT 500kV ADRIAN-S.JOSE - C1	LT 500kV C.PAUL-TRIODC - C1	ATF 500/345 RNS - C1	ATF 500/345 ADRIAN - C1	ATF 500/345 N.IGUA - C1	ATF 500/138 S.JOSE - C1	LT 345kV ADRIAN-V.PEDR - C1	LT 345kV LAGOS-MACAE - C1	LT 345kV MACAE-CAMPOS - C1	LT 345kV CAMPOS-RNS - C1
			MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
3782	RESEND-RJ500	1	213 6	108 8	175 8	95 10	86 5	103 21		106 18	106 12	103 29	126 11	104 14	106 8	110 9	101 18	111 9	108 9	107 9
4291	TRIODC-RJ500	2337	9%	4%	7%	4%	3%	4%		4%	4%	4%	5%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
4291	TRIODC-RJ500	2	1125 71	1159 97	1282 85	2018 173	1359 160	1171 76	1149 71	925 89	931 22	1169 65	1189 100	1098 129	1174 102	1160 98	1138 108	1165 99	1159 99	1158 98
3728	ADRIAN-RJ500	2337	46%	47%	53%	82%	56%	48%	47%	38%	38%	48%	49%	45%	48%	47%	47%	47%	47%	47%
4291	TRIODC-RJ500	2	1190 319	1222 349	1322 309	1354 364	1977 570	1235 322	1212 318	1457 372	1451 432	1233 309	1242 347	1279 326	1211 346	1229 351	1229 354	1227 350	1225 350	1224 350
4326	N.IGUA-RJ500	3116	38%	39%	42%	43%	63%	39%	38%	46%	46%	39%	39%	40%	38%	39%	39%	39%	39%	39%
4291	TRIODC-RJ500	2	-674 -35	-479 -68	-721 -20	-484 -72	-481 -70	-486 -82	-504 -81	-488 -78	-487 -73	-486 -86	-518 -68	-485 -75	-489 -70	-489 -71	-477 -79	-491 -71	-486 -71	-485 -71
38950	LAGOS-RJ500	3395	19%	14%	20%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	15%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%
3728	ADRIAN-RJ500	1	608 186	614 193	644 185	484 179	808 248	617 186	613 186	735 203		616 184	625 194	651 177	635 200	597 190	654 216	616 194	615 194	613 193
3748	S.JOSE-RJ500	3403	18%	18%	19%	14%	24%	18%	18%	21%		18%	18%	19%	19%	18%	19%	18%	18%	18%
3727	ADRIA0-RJ500	1	692 4	695 12	706 -3	619 1	808 43	696 4	694 4		764 36	696 1	697 10	722 1	691 11	697 12	695 8	695 12	695 12	695 12
3759	GRAJAU-RJ500	3403	19%	19%	20%	17%	23%	20%	19%		21%	20%	20%	20%	19%	19%	19%	19%	19%	19%
4326	N.IGUA-RJ500	1	688 -101	688 -96	694 -103	761 -89	577 -131	688 -100	688 -100	1291 -15	622 -122	688 -102	690 -96	684 -93	692 -94	687 -96	680 -99	688 -96	687 -96	687 -95
3759	GRAJAU-RJ500	2337	29%	28%	29%	31%	24%	29%	29%	53%	26%	29%	29%	28%	29%	28%	28%	28%	28%	28%
3748	S.JOSE-RJ500	1	-460 -77	-461 -78	-486 -88	-583 -84	-278 -32	-461 -78	-462 -78	-351 -70	-997 -257	-461 -78	-475 -81	-443 -87	-502 -89	-434 -74	-498 -106	-462 -79	-460 -79	-458 -78
4326	N.IGUA-RJ500	2337	19%	19%	20%	24%	12%	19%	19%	15%	43%	19%	20%	19%	21%	18%	21%	19%	19%	19%
3782	RESEND-RJ500	2	-445 -69	-335 -86	-500 -55	-345 -88	-346 -87	-344 -91	-326 -88	-343 -89	-343 -88	-344 -91	-358 -85	-342 -88	-344 -87	-342 -87	-337 -90	-343 -87	-341 -88	-340 -87
38950	LAGOS-RJ500	3395	13%	10%	14%	10%	10%	10%	9%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
38951	CAMP2-RJ500	2	1810 292	1778 267	2723 812	1764 265	1764 266	1762 264	1762 264	1761 263	1761 264	1761 263	1716 262	1765 265	1759 263	1760 263	1779 273	1758 262	1765 266	1766 270
38974	MUTUM--MG500	3395	52%	51%	80%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	49%	50%	50%	50%	51%	50%	50%	50%
38950	LAGOS-RJ500	2	-131 0	-326 59	-576 48	-177 15	-176 16	-178 7	-178 9	-179 10	-179 13	-179 5	-224 14	-175 13	-181 15	-180 15	-162 12	-182 15	-175 15	-174 16
38951	CAMP2-RJ500	3395	4%	9%	16%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	6%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
1494	MESQUI-MG500	1	-927 259	-908 253	-617 239	-897 238	-898 239	-898 239	-896 238	-896 238	-895 238	-897 238	-971 264	-896 238	-895 237	-895 237	-886 239	-897 237	-891 237	-889 240
38974	MUTUM--MG500	2337	40%	39%	28%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	42%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%
38921	GVALA6-MG500	2	-1057 134	-1049 134	-924 180	-1046 128	-1047 128	-1047 129	-1046 128	-1046 128	-1046 128	-1046 129	-1072 132	-1046 128	-1046 128	-1046 128	-1040 132	-1046 128	-1043 129	-1043 131
38974	MUTUM--MG500	3000	34%	34%	31%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	35%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%
38974	MUTUM--MG500	1	444 -67	432 -66	285 -102	428 -57	428 -57	426 -57	427 -57	427 -57	427 -57	427 -57	612 -59	430 -57	426 -56	426 -56	446 -57	424 -56	433 -56	435 -54
3849	VIANA--ES500	2337	19%	18%	13%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	26%	18%	18%	18%	19%	18%	18%	18%
38974	MUTUM--MG500	1	7 -200	-7 -197	-167 -219	-11 -187	-11 -187	-14 -187	-12 -187	-13 -187	-12 -187	-14 -187	-415 -126	-8 -189	-14 -186	-13 -187	21 -187	-18 -186	-1 -185	1 -178
39514	R.N.S.-ES500	2400	8%	8%	11%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	18%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	7%
3784	MACAE--RJ345	1	56 58	47 54	-37 81	47 56	46 57	43 61	46 60	45 59	45 58	44 62	3 62	50 43	43 54	44 55	229 151	50 54	54 49	55 52
3783	V.PEDR-RJ345	1075	7%	7%	8%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	6%	6%	6%	6%	25%	7%	7%	7%
3729	ADRIAN-RJ345	1	410 79	416 81	470 91	415 80	418 81	418 80	417 80	417 80	426 84	418 80	444 85	408 86	420 82	422 82		415 81	411 83	411 81
3783	V.PEDR-RJ345	1075	38%	39%	44%	39%	39%	39%	39%	39%	40%	39%	41%	38%	39%	39%		38%	38%	38%
3784	MACAE--RJ345	2	172 -42	179 -42	244 -42	180 -43	180 -43	182 -43	180 -43	181 -43	181 -43	181 -44	219 -46	178 -40	182 -42	181 -43	157 -53	186 -42	249 -44	170 -38
3785	CAMPOS-RJ345	1075	16%	17%	23%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	21%	17%	17%	17%	15%	17%	23%	16%
3785	CAMPOS-RJ345	2	91 -16	101 -16	204 -18	102 -18	103 -18	105 -19	103 -19	104 -19	103 -19	105 -19	166 -32	100 -17	105 -19	104 -19	70 -24	108 -19	91 -22	162 -13
39313	R.N.S.-ES345	1075	8%	9%	19%	9%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	15%	9%	10%	10%	7%	10%	9%	15%
1494	MESQUI-MG500	1	-85 -164	-83 -163	-47 -173	-81 -162	-81 -162	-82 -162	-81 -162	-81 -162	-81 -162	-82 -162	-32 -170	-80 -162	-82 -162	-81 -162	-70 -164	-83 -162	-77 -162	-76 -162
39511	JNEIV2-ES500	3200	6%	6%	5%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	5%	6%	6%	6%	5%	6%	5%	5%
39514	R.N.S.-ES500	1	424 -68	410 -67	250 -69	406 -63	406 -63	403 -62	405 -62	404 -62	405 -62	403 -62		409 -65	403 -62	404 -62	439 -58	399 -62	416 -59	419 -44
39320	R.N.S.-ES000	1260	33%	32%	20%	31%	31%	31%	31%	31%	31%	31%		31%	31%	31%	34%	31%	32%	32%

Tabela 15-8 - Análise de contingências simples selecionadas – Alt4 – Cenário 1 - 2029.

BARRA	CONTINGÊNCIA > / LINHAS E TRAFOS	NC/LIM / NC LIM.	LT 500kV TRIODC-LAGOS - C1	LT 500kV LAGOS-CAMPOS2 - C1	LT 500kV CAMPOS-MUTUM - C1	LT 500kV TRIODC-ADRIAN - C1	LT 500kV TRIODC-N.IGUA - C1	LT 500kV F.DIAS-TRIODC - C1	LT 500kV RESEND-TRIODC - C1	LT 500kV ADRIAN-GRAJAU - C1	LT 500kV ADRIAN-S.JOSE - C1	LT 500kV C.PAUL-TRIODC - C1	ATF 500/345 RNS - C1	ATF 500/345 ADRIAN - C1	ATF 500/345 N.IGUA - C1	ATF 500/138 S.JOSE - C1	LT 345kV ADRIAN-V.PEDR -C1	LT 345kV LAGOS-MACAE - C1	LT 345kV MACAE-CAMPOS - C1	LT 345kV CAMPOS-RNS - C1	LT 345kV V.PEDR-LAGOS - C2
			MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
3782	RESEND-RJ500	1	-112 -38	-240 -33	-225 -22	-258 -29	-271 -32	-286 -20		-244 -21	-245 -26	-290 -8	-224 -31	-249 -25	-245 -32	-240 -31	-245 -23	-238 -31	-242 -32	-240 -33	-223 5
4291	TRIODC-RJ500	2337	5%	10%	9%	10%	11%	12%		10%	10%	12%	9%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	9%
4291	TRIODC-RJ500	2	1318 25	1358 52	1508 38	2377 104	1613 117	1411 46	1402 45	1126 43	1105 -2	1417 35	1409 54	1274 91	1385 59	1369 56	1352 67	1377 57	1369 56	1372 55	1396 120
3728	ADRIAN-RJ500	2337	53%	55%	62%	**96%**	65%	57%	57%	45%	45%	57%	57%	51%	56%	55%	55%	55%	55%	55%	57%
4291	TRIODC-RJ500	2	1452 290	1492 333	1606 273	1655 345	2419 549	1546 315	1534 316	1742 367	1761 404	1549 300	1524 328	1580 313	1484 333	1507 337	1507 341	1506 335	1502 336	1504 335	1516 330
4326	N.IGUA-RJ500	3116	45%	46%	50%	51%	75%	48%	47%	54%	55%	48%	47%	49%	46%	47%	47%	47%	46%	47%	47%
4291	TRIODC-RJ500	2	-1155 41	-894 -17	-1101 28	-909 -24	-906 -23	-901 -36	-892 -35	-913 -29	-912 -26	-901 -41	-944 -14	-908 -27	-914 -22	-914 -21	-907 -29	-917 -21	-912 -21	-914 -20	-925 -46
38950	LAGOS-RJ500	3395	32%	25%	31%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	26%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	26%
3728	ADRIAN-RJ500	1	702 132	709 142	741 128	558 131	947 196	719 137	717 138	836 157		718 134	724 141	766 126	735 153	692 143	743 166	713 142	712 143	712 142	717 151
3748	S.JOSE-RJ500	3403	20%	20%	21%	16%	27%	20%	20%	24%		20%	20%	22%	21%	20%	21%	20%	20%	20%	21%
3727	ADRIA0-RJ500	1	721 19	724 33	735 7	636 24	861 62	729 25	728 27		803 53	729 22	727 30	765 22	720 32	726 33	726 30	725 33	725 34	725 33	728 15
3759	GRAJAU-RJ500	3403	20%	20%	21%	18%	24%	20%	20%		22%	20%	20%	21%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%
4326	N.IGUA-RJ500	1	670 -82	669 -74	676 -87	755 -71	534 -109	668 -79	668 -78	1297 20	594 -97	668 -80	673 -75	664 -72	674 -73	669 -75	663 -78	670 -74	669 -74	669 -74	675 -80
3759	GRAJAU-RJ500	2337	28%	27%	28%	31%	22%	27%	27%	53%	25%	27%	28%	27%	28%	27%	27%	27%	27%	27%	28%
3748	S.JOSE-RJ500	1	-483 -7	-483 -4	-512 -19	-629 -6	-262 34	-483 -7	-484 -6	-371 4	-1107 -142	-483 -8	-503 -6	-459 -14	-534 -19	-456 -6	-515 -34	-487 -6	-485 -5	-485 -4	-496 -46
4326	N.IGUA-RJ500	2337	20%	20%	21%	26%	11%	20%	20%	15%	46%	20%	20%	19%	22%	19%	21%	20%	20%	20%	20%
3782	RESEND-RJ500	2	-969 0	-818 -37	-977 9	-839 -39	-842 -39	-846 -41	-868 -35	-836 -40	-836 -40	-849 -39	-851 -33	-835 -40	-837 -39	-835 -39	-832 -41	-836 -39	-834 -39	-835 -39	-840 -42
38950	LAGOS-RJ500	3395	27%	23%	27%	23%	23%	24%	24%	23%	23%	24%	24%	23%	23%	23%	23%	23%	23%	23%	23%
38951	CAMP2-RJ500	2	1922 452	1898 432	2804 963	1856 407	1857 409	1861 412	1851 405	1852 405	1853 405	1858 409	1787 403	1860 409	1850 404	1851 404	1866 412	1846 402	1856 407	1851 408	1829 394
38974	MUTUM--MG500	3395	54%	54%	82%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	50%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	51%
38950	LAGOS-RJ500	2	-723 24	-1095 119	-1058 53	-766 46	-765 46	-762 39	-769 40	-768 42	-768 44	-765 37	-810 47	-763 44	-769 46	-769 47	-759 44	-772 46	-766 47	-769 48	-783 29
38951	CAMP2-RJ500	3395	20%	30%	29%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	22%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%
1494	MESQUI-MG500	1	-1279 326	-1266 321	-925 297	-1239 296	-1240 297	-1247 301	-1239 296	-1238 296	-1237 295	-1244 299	-1326 337	-1238 297	-1237 295	-1236 295	-1231 296	-1239 295	-1232 295	-1235 298	-1247 295
38974	MUTUM--MG500	2337	55%	54%	40%	53%	53%	53%	53%	53%	53%	53%	57%	53%	53%	53%	53%	53%	53%	53%	53%
38921	GVALA6-MG500	2	-1256 78	-1251 77	-1107 134	-1242 71	-1243 71	-1246 71	-1242 70	-1242 70	-1241 70	-1244 71	-1272 75	-1241 71	-1241 70	-1241 70	-1238 73	-1243 69	-1239 71	-1240 72	-1246 68
38974	MUTUM--MG500	3000	41%	41%	37%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	42%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%
38974	MUTUM--MG500	1	183 -167	173 -165	-1 -186	158 -151	158 -151	157 -153	154 -151	156 -150	157 -150	156 -152	392 -168	162 -152	155 -150	156 -150	170 -151	150 -149	162 -149	158 -146	134 -149
3849	VIANA--ES500	2337	10%	10%	8%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	18%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	8%
38974	MUTUM--MG500	1	-285 -246	-298 -242	-488 -254	-314 -223	-314 -223	-319 -226	-320 -222	-317 -222	-315 -222	-318 -224	-829 -123	-307 -225	-318 -221	-317 -222	-292 -223	-327 -220	-306 -220	-315 -213	-358 -218
39514	R.N.S.-ES500	2400	15%	16%	23%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	34%	16%	16%	16%	15%	16%	15%	16%	17%
3729	ADRIAN-RJ345	1	312 102	317 103	382 102	320 102	324 103	326 102	325 102	323 102	332 105	325 102	357 101	306 108	325 103	327 103		327 106	318 105	322 103	481 268
3783	V.PEDR-RJ345	1075	30%	30%	36%	30%	31%	31%	31%	31%	31%	31%	33%	29%	31%	31%		31%	30%	30%	51%
3783	V.PEDR-RJ345	2	-317 -132	-309 -122	-208 -166	-303 -126	-301 -128	-295 -132	-296 -130	-300 -130	-300 -129	-297 -135	-247 -138	-311 -112	-299 -125	-299 -125	-441 -207	-292 -122	-308 -120	-302 -123	
3616	LAGOS--RJ345	1075	33%	31%	26%	31%	31%	31%	31%	31%	31%	31%	27%	31%	31%	31%	49%	30%	31%	31%	
3784	MACAE--RJ345	2	158 -14	164 -14	241 -13	169 -15	170 -15	173 -15	173 -16	171 -16	171 -16	173 -16	221 -20	165 -15	172 -15	171 -15	155 -22	182 -15	235 -8	169 -13	202 -13
3785	CAMPOS-RJ345	1075	14%	15%	22%	15%	15%	16%	16%	15%	15%	16%	20%	15%	15%	15%	14%	16%	21%	15%	18%
3785	CAMPOS-RJ345	2	6 8	15 8	139 1	24 4	25 4	30 4	30 3	27 4	25 4	29 3	108 -12	18 7	27 4	26 4	3 0	37 3	15 -1	43 16	66 2
39313	R.N.S.-ES345	1075	1%	2%	13%	2%	2%	3%	3%	2%	2%	3%	10%	2%	3%	2%	0%	3%	1%	4%	6%
1494	MESQUI-MG500	1	-791 -120	-790 -119	-748 -129	-785 -116	-786 -116	-789 -116	-787 -116	-786 -116	-785 -116	-788 -116	-725 -141	-784 -117	-786 -116	-785 -116	-778 -119	-788 -115	-782 -117	-784 -116	-798 -113
39511	JNEIV2-ES500	3200	24%	24%	23%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	23%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	25%
39514	R.N.S.-ES500	1	549 -78	536 -80	344 -84	520 -75	520 -75	515 -75	514 -75	517 -75	519 -75	516 -75		527 -77	516 -75	517 -75	543 -68	507 -74	528 -68	519 -47	475 -75
39320	R.N.S.-ES000	1260	42%	41%	27%	40%	40%	39%	39%	39%	40%	39%		40%	39%	39%	41%	39%	40%	39%	36%

Tabela 15-9 - Análise de contingências simples selecionadas – Alt4 – Cenário 2 - 2023.

BARRA	CONTINGÊNCIA > / LINHAS E TRAFOS	NC/LIM / NC LIM.	LT 500kV TRIODC-LAGOS - C1	LT 500kV LAGOS-CAMPOS2 - C1	LT 500kV CAMPOS-MUTUM - C1	LT 500kV TRIODC-ADRIAN - C1	LT 500kV TRIODC-N.IGUA - C1	LT 500kV F.DIAS-TRIODC - C1	LT 500kV RESEND-TRIODC - C1	LT 500kV ADRIAN-GRAJAU - C1	LT 500kV ADRIAN-S.JOSE - C1	LT 500kV C.PAUL-TRIODC - C1	ATF 500/345 RNS - C1	ATF 500/345 ADRIAN - C1	ATF 500/345 N.IGUA - C1	ATF 500/138 S.JOSE - C1	LT 345kV ADRIAN-V.PEDR - C1	LT 345kV LAGOS-MACAE - C1	LT 345kV MACAE-CAMPOS - C1	LT 345kV CAMPOS-RNS - C1
			MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
3782	RESEND-RJ500	1	-457 28	-488 13	-526 25	-528 18	-548 21	-581 32		-520 25	-519 19	-604 37	-510 19	-516 17	-519 18	-515 16	-514 17	-514 16	-514 16	-512 16
4291	TRIODC-RJ500	2337	19%	20%	22%	22%	23%	24%		21%	21%	25%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%
4291	TRIODC-RJ500	2	844 0	895 39	963 19	1631 64	1179 54	1004 1	1021 13	656 20	726 2	1012 5	976 23	919 39	949 35	938 36	940 36	944 36	940 37	950 33
3728	ADRIAN-RJ500	2337	35%	37%	40%	67%	49%	42%	42%	27%	30%	42%	40%	38%	39%	39%	39%	39%	39%	39%
4291	TRIODC-RJ500	2	1421 52	1466 97	1524 81	1609 104	2431 170	1575 64	1593 75	1781 126	1712 137	1579 66	1527 86	1523 97	1492 101	1508 98	1507 100	1508 97	1506 98	1511 95
4326	N.IGUA-RJ500	3116	44%	45%	47%	50%	75%	49%	49%	55%	53%	49%	47%	47%	46%	47%	47%	47%	47%	47%
4291	TRIODC-RJ500	2	-1978 593	-1132 203	-1317 242	-1254 202	-1250 197	-1239 180	-1244 187	-1255 196	-1256 202	-1245 185	-1308 232	-1256 204	-1258 203	-1258 205	-1258 204	-1262 207	-1258 205	-1269 211
38950	LAGOS-RJ500	3395	59%	33%	38%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	38%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%
3728	ADRIAN-RJ500	1	543 64	554 80	568 74	457 72	800 95	576 66	578 70	707 89		574 67	576 76	576 79	580 81	552 76	568 90	564 80	564 80	567 79
3748	S.JOSE-RJ500	3403	16%	16%	16%	13%	23%	16%	17%	20%		16%	16%	16%	17%	16%	16%	16%	16%	16%
3727	ADRIA0-RJ500	1	821 7	825 20	831 16	768 13	966 32	836 10	837 14		892 33	836 11	832 18	838 20	826 20	830 21	829 20	830 20	829 20	830 20
3759	GRAJAU-RJ500	3403	23%	23%	24%	22%	27%	24%	24%		25%	24%	24%	24%	23%	23%	23%	23%	23%	23%
4326	N.IGUA-RJ500	1	692 -16	693 -8	694 -11	753 -6	558 -21	691 -17	690 -14	1415 79	634 -22	691 -15	697 -10	693 -8	697 -10	693 -8	693 -9	694 -8	694 -8	695 -8
3759	GRAJAU-RJ500	2337	29%	29%	29%	31%	23%	29%	29%	59%	26%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%
3748	S.JOSE-RJ500	1	-96 -83	-102 -90	-110 -84	-205 -89	118 -76	-102 -78	-101 -81	24 -73	-600 -169	-102 -80	-123 -84	-101 -89	-141 -85	-89 -83	-112 -98	-108 -88	-107 -89	-112 -87
4326	N.IGUA-RJ500	2337	5%	6%	6%	9%	6%	5%	5%	3%	26%	5%	6%	6%	7%	5%	6%	6%	6%	6%
38951	CAMP2-RJ500	2	604 -46	464 -71	553 -53	343 -68	348 -67	360 -69	354 -68	342 -69	341 -68	353 -69	286 -70	341 -68	340 -68	339 -68	339 -67	335 -69	340 -67	328 -67
38974	MUTUM--MG500	3395	17%	13%	16%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	8%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	9%
38950	LAGOS-RJ500	2	-800 -96	-1863 182	-1123 7	-1058 2	-1053 0	-1042 -10	-1047 -5	-1059 -3	-1059 1	-1048 -8	-1114 1	-1060 2	-1061 2	-1061 3	-1062 2	-1066 2	-1061 3	-1073 2
38951	CAMP2-RJ500	3395	23%	54%	32%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	32%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	31%
1494	MESQUI-MG500	1	-698 122	-604 105	-476 98	-522 81	-525 82	-541 84	-535 83	-522 81	-521 81	-535 83	-644 93	-521 81	-521 81	-520 81	-520 81	-526 80	-520 82	-531 83
38974	MUTUM--MG500	2337	30%	26%	20%	22%	22%	23%	23%	22%	22%	22%	27%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%
38921	GVALA6-MG500	2	472 -64	511 -79	562 -85	546 -98	544 -98	537 -96	540 -97	546 -98	546 -99	540 -97	502 -90	546 -99	546 -99	547 -99	546 -98	544 -99	547 -98	542 -96
38974	MUTUM--MG500	3000	15%	17%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	16%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%
38974	MUTUM--MG500	1	749 96	699 92	631 77	657 97	659 97	658 96	657 97	656 96	657 97	657 96	921 141	657 97	655 97	656 97	656 97	649 97	656 98	643 99
3849	VIANA--ES500	2337	31%	29%	26%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	38%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%
38974	MUTUM--MG500	1	686 -45	632 -55	558 -73	587 -57	588 -57	582 -58	583 -58	585 -57	586 -57	583 -58	0 -77	586 -57	584 -57	584 -57	584 -55	571 -59	585 -53	554 -47
39514	R.N.S.-ES500	2400	28%	26%	23%	24%	24%	23%	24%	24%	24%	24%	3%	24%	24%	24%	24%	23%	24%	22%
3784	MACAE--RJ345	1	613 106	586 89	548 83	563 85	563 88	554 91	556 88	562 90	561 86	556 90	504 74	564 83	561 84	561 83	565 171	589 87	562 82	543 79
3783	V.PEDR-RJ345	1075	57%	54%	50%	52%	52%	51%	51%	52%	52%	51%	46%	52%	52%	52%	54%	54%	52%	50%
3729	ADRIAN-RJ345	1	7 91	23 89	45 81	35 84	38 84	41 80	40 82	37 83	44 85	40 81	72 74	33 85	38 84	40 85		23 90	36 86	48 82
3783	V.PEDR-RJ345	1075	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	9%	8%	9%	8%	8%	9%		8%	8%	9%
3784	MACAE--RJ345	2	-7 -7	13 -9	42 -12	30 -12	30 -12	34 -13	33 -13	31 -13	31 -12	33 -13	85 -15	30 -12	32 -12	31 -12	31 -17	49 -16	43 -6	49 -8
3785	CAMPOS-RJ345	1075	1%	1%	4%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	8%	3%	3%	3%	3%	5%	4%	5%
3785	CAMPOS-RJ345	2	-224 17	-190 9	-143 2	-161 1	-162 1	-154 0	-156 0	-160 0	-161 1	-156 0	-71 -8	-161 1	-159 0	-160 1	-159 -1	-146 -2	-161 -3	-244 21
39313	R.N.S.-ES345	1075	21%	17%	13%	15%	15%	14%	14%	15%	15%	14%	7%	15%	15%	15%	15%	13%	15%	22%
3616	LAGOS--RJ345	2	-455 50	-440 55	-419 56	-427 56	-427 55	-426 53	-426 54	-426 54	-426 55	-426 53	-382 57	-427 56	-426 56	-426 56	-424 58	-923 137	-429 57	-411 57
3784	MACAE--RJ345	1075	42%	40%	38%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	35%	39%	39%	39%	39%	85%	39%	38%
1494	MESQUI-MG500	1	125 -187	137 -183	154 -181	148 -179	148 -179	141 -180	143 -179	148 -179	148 -179	143 -180	230 -181	148 -179	148 -179	148 -179	148 -179	143 -179	149 -179	138 -179
39511	JNEIV2-ES500	3200	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	9%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
39514	R.N.S.-ES500	1	682 -40	628 -39	555 -43	584 -31	585 -31	579 -31	580 -31	582 -31	583 -31	580 -31		583 -31	581 -31	582 -31	581 -28	568 -30	582 -27	551 -15
39320	R.N.S.-ES000	1260	53%	49%	43%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%		45%	45%	45%	45%	44%	45%	43%

Tabela 15-10 - Análise de contingências simples selecionadas – Alt4 – Cenário 2 - 2025.

BARRA	LINHAS E TRAFOS	CONTINGÊNCIA >	NC/LIM	LT 500kV TRIODC-LAGOS - C1	LT 500kV LAGOS-CAMPOS2 - C1	LT 500kV CAMPOS-MUTUM - C1	LT 500kV TRIODC-ADRIAN - C1	LT 500kV TRIODC-N.IGUA - C1	LT 500kV F.DIAS-TRIODC - C1	LT 500kV RESEND-TRIODC - C1	LT 500kV ADRIAN-GRAJAU - C1	LT 500kV ADRIAN-S.JOSE - C1	LT 500kV C.PAUL-TRIODC - C1	ATF 500/345 RNS - C1	ATF 500/345 ADRIAN - C1	ATF 500/345 N.IGUA - C1	ATF 500/138 S.JOSE - C1	LT 345kV ADRIAN-V.PEDR - C1	LT 345kV LAGOS-MACAE - C1	LT 345kV MACAE-CAMPOS - C1	LT 345kV CAMPOS-RNS - C1
			NC	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar
			LIM.	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
3782	RESEND-RJ500	1	335 -174	60 -103	103 -112	76 -102	57 -102	16 -99		84 -95	85 -102	10 -96	119 -112	87 -104	85 -104	89 -105	90 -104	92 -105	90 -104	97 -106
4291	TRIODC-RJ500	2337	16%	5%	6%	5%	5%	4%		5%	5%	4%	7%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
4291	TRIODC-RJ500	2	932 -67	972 -42	1054 -65	1785 -82	1283 -28	1105 -69	1018 -58	733 -75	798 -102	1101 -72	1077 -65	1003 -45	1038 -48	1026 -50	1028 -51	1032 -49	1029 -48	1040 -51
3728	ADRIAN-RJ500	2337	38%	40%	43%	73%	52%	45%	42%	30%	33%	45%	44%	41%	42%	42%	42%	42%	42%	42%
4291	TRIODC-RJ500	2	1518 80	1565 110	1631 91	1724 105	2601 189	1695 90	1600 96	1896 148	1833 166	1684 83	1638 93	1631 107	1597 109	1613 108	1613 111	1613 107	1611 108	1617 105
4326	N.IGUA-RJ500	3116	47%	48%	50%	53%	80%	52%	49%	58%	56%	52%	50%	50%	49%	49%	49%	49%	49%	49%
4291	TRIODC-RJ500	2	-1632 430	-1083 211	-1250 245	-1195 213	-1189 209	-1172 193	-1214 221	-1198 208	-1199 214	-1176 196	-1251 244	-1199 216	-1200 216	-1201 218	-1201 217	-1204 219	-1201 217	-1211 222
38950	LAGOS-RJ500	3395	48%	31%	36%	34%	34%	33%	35%	34%	34%	34%	36%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	35%
3728	ADRIAN-RJ500	1	589 121	595 134	613 126	491 133	861 149	622 122	606 127	756 148		619 121	625 126	622 131	625 135	595 126	614 147	608 132	608 133	612 131
3748	S.JOSE-RJ500	3403	17%	17%	18%	14%	24%	18%	17%	22%		18%	18%	18%	18%	17%	18%	17%	17%	18%
3727	ADRIA0-RJ500	1	851 45	855 54	862 50	793 52	1006 67	868 47	859 51		927 73	866 46	863 51	870 54	856 54	861 55	860 54	860 54	860 54	860 54
3759	GRAJAU-RJ500	3403	24%	24%	24%	22%	28%	24%	24%		26%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%
4326	N.IGUA-RJ500	1	713 2	710 8	713 4	777 5	567 -6	709 0	713 5	1459 123	648 -10	710 1	717 5	711 8	716 7	712 8	711 6	713 7	712 7	714 7
3759	GRAJAU-RJ500	2337	29%	29%	29%	32%	23%	29%	29%	60%	27%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%
3748	S.JOSE-RJ500	1	-126 -106	-121 -114	-134 -106	-238 -102	110 -98	-125 -101	-130 -108	6 -90	-662 -231	-125 -103	-154 -105	-123 -111	-166 -112	-111 -103	-137 -125	-131 -111	-130 -111	-136 -110
4326	N.IGUA-RJ500	2337	7%	7%	7%	11%	6%	7%	7%	4%	29%	7%	8%	7%	8%	6%	8%	7%	7%	7%
3782	RESEND-RJ500	2	-1142 172	-830 84	-943 100	-912 83	-915 82	-919 77	-894 62	-911 81	-911 83	-925 81	-937 97	-910 83	-911 83	-910 84	-910 83	-912 84	-910 83	-915 86
38950	LAGOS-RJ500	3395	33%	23%	27%	26%	26%	26%	25%	26%	26%	26%	27%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%
38951	CAMP2-RJ500	2	577 -60	625 -62	685 -51	434 -72	438 -72	451 -72	434 -73	433 -73	432 -72	440 -73	348 -68	432 -72	430 -73	430 -73	430 -72	425 -74	430 -72	414 -73
38974	MUTUM--MG500	3395	16%	18%	19%	12%	12%	13%	12%	12%	12%	13%	10%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%
38950	LAGOS-RJ500	2	-1348 -14	-2576 436	-1577 92	-1488 73	-1485 71	-1472 62	-1488 65	-1490 69	-1490 74	-1482 63	-1572 84	-1490 75	-1492 75	-1492 76	-1492 75	-1498 76	-1492 75	-1508 77
38951	CAMP2-RJ500	3395	39%	75%	45%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	45%	42%	42%	42%	42%	43%	42%	43%
1494	MESQUI-MG500	1	-805 132	-839 145	-647 120	-711 109	-714 109	-731 112	-711 109	-711 109	-709 109	-720 110	-874 134	-710 109	-709 109	-709 108	-709 109	-714 108	-709 109	-721 110
38974	MUTUM--MG500	2337	34%	35%	27%	30%	30%	31%	30%	30%	30%	30%	37%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
38921	GVALA6-MG500	2	443 -33	427 -24	506 -42	482 -51	481 -51	473 -49	482 -51	482 -51	483 -52	478 -50	423 -36	483 -52	483 -52	483 -52	483 -51	481 -52	483 -51	478 -50
38974	MUTUM--MG500	3000	14%	14%	16%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	14%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
38974	MUTUM--MG500	1	760 150	774 146	674 131	708 151	710 151	708 150	708 150	707 150	708 150	707 150	1069 224	708 151	706 150	707 150	707 151	700 150	707 151	690 152
3849	VIANA--ES500	2337	32%	32%	28%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	45%	30%	30%	30%	30%	29%	30%	29%
38974	MUTUM--MG500	1	455 -49	469 -53	360 -65	398 -46	399 -46	391 -47	397 -47	396 -46	397 -46	392 -47	-415 -60	397 -46	395 -46	395 -46	395 -44	381 -47	395 -44	358 -40
39514	R.N.S.-ES500	2400	18%	19%	15%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	17%	16%	16%	16%	16%	15%	16%	14%
3784	MACAE--RJ345	1	610 114	615 107	561 98	581 100	581 103	569 104	580 102	579 105	579 102	573 105	498 84	581 99	578 99	579 99	584 218	608 103	579 97	556 93
3783	V.PEDR-RJ345	1075	57%	57%	52%	54%	54%	53%	54%	54%	54%	53%	46%	54%	54%	54%	57%	56%	54%	52%
3729	ADRIAN-RJ345	1	34 139	32 142	63 130	51 135	54 134	58 131	52 134	53 133	61 136	56 131	102 121	49 136	55 134	56 135		39 140	53 136	67 132
3783	V.PEDR-RJ345	1075	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	14%	13%	13%	13%		13%	13%	13%
3784	MACAE--RJ345	2	-9 -21	-14 -19	27 -24	12 -24	12 -24	18 -25	13 -24	13 -24	13 -24	16 -25	90 -23	12 -24	14 -24	14 -24	14 -30	32 -28	19 -20	36 -18
3785	CAMPOS-RJ345	1075	2%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	8%	3%	3%	3%	3%	4%	3%	4%
3785	CAMPOS-RJ345	2	-240 2	-247 5	-179 -8	-203 -6	-204 -6	-195 -8	-203 -6	-202 -7	-203 -6	-197 -7	-76 -7	-203 -6	-201 -6	-202 -6	-201 -11	-187 -10	-201 -10	-308 14
39313	R.N.S.-ES345	1075	22%	23%	17%	19%	19%	18%	19%	19%	19%	18%	7%	19%	19%	19%	19%	17%	19%	28%
1494	MESQUI-MG500	1	102 -165	95 -167	121 -161	113 -160	113 -160	105 -160	113 -160	113 -160	113 -159	109 -160	229 -164	113 -160	113 -159	113 -159	113 -159	108 -160	113 -159	101 -159
39511	JNEIV2-ES500	3200	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	9%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
39514	R.N.S.-ES500	1	871 47	885 45	777 34	814 44	815 44	808 43	813 44	813 44	814 44	809 44		814 44	812 44	812 44	811 48	798 44	811 48	775 58
39320	R.N.S.-ES000	1260	67%	68%	60%	62%	63%	62%	62%	62%	62%	62%		62%	62%	62%	62%	61%	62%	60%

Tabela 15-11 - Análise de contingências simples selecionadas – Alt4 – Cenário 2 - 2029.

BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	CONTINGÊNCIA >	LT 500kV TRIODC-LAGOS - C1	LT 500kV LAGOS-CAMPOS2 - C1	LT 500kV CAMPOS-MUTUM - C1	LT 500kV TRIODC-ADRIAN - C1	LT 500kV TRIODC-N.IGUA - C1	LT 500kV F.DIAS-TRIODC - C1	LT 500kV RESEND-TRIODC - C1	LT 500kV ADRIAN-GRAJAU - C1	LT 500kV ADRIAN-S.JOSE - C1	LT 500kV C.PAUL-TRIODC - C1	ATF 500/345 RNS - C1	ATF 500/345 ADRIAN - C1	ATF 500/345 N.IGUA - C1	ATF 500/138 S.JOSE - C1	LT 345kV ADRIAN-V.PEDR -C1	LT 345kV LAGOS-MACAE - C1	LT 345kV MACAE-CAMPOS - C1	LT 345kV CAMPOS-RNS - C1	LT 345kV V.PEDR-LAGOS - C2
		NC		MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar
		LIM.		%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
3782	RESEND-RJ500	1		-512 -203	-711 -128	-707 -136	-726 -124	-744 -123	-826 -127		-714 -122	-715 -128	-832 -112	-681 -140	-715 -129	-715 -130	-711 -132	-710 -129	-707 -131	-709 -132	-698 -135	-673 -106
4291	TRIODC-RJ500	2337		23%	30%	30%	31%	32%	35%		31%	31%	35%	29%	31%	31%	30%	30%	30%	30%	30%	29%
4291	TRIODC-RJ500	2		1191 -247	1242 -214	1308 -227	2222 -357	1554 -205	1386 -228	1373 -193	989 -230	1027 -238	1394 -229	1351 -235	1235 -197	1294 -209	1279 -210	1280 -206	1289 -208	1285 -210	1307 -217	1341 -166
3728	ADRIAN-RJ500	2337		50%	52%	55%	**93%**	65%	58%	57%	42%	43%	58%	56%	51%	54%	53%	53%	54%	53%	54%	56%
4291	TRIODC-RJ500	2		1623 -60	1676 -18	1726 -27	1848 -28	2751 0	1818 -29	1804 9	1991 28	1954 27	1820 -32	1744 -32	1744 -16	1690 -7	1710 -8	1710 -6	1710 -10	1709 -9	1720 -15	1732 -23
4326	N.IGUA-RJ500	3116		50%	52%	53%	57%	85%	56%	56%	62%	60%	56%	54%	54%	52%	53%	53%	53%	53%	53%	54%
4291	TRIODC-RJ500	2		-1804 472	-1377 285	-1473 294	-1432 267	-1427 263	-1404 243	-1382 258	-1435 265	-1436 269	-1408 248	-1489 305	-1435 270	-1437 272	-1438 273	-1437 271	-1441 274	-1440 274	-1454 283	-1463 266
38950	LAGOS-RJ500	3395		53%	40%	43%	41%	41%	41%	40%	41%	41%	41%	43%	41%	41%	41%	41%	42%	41%	42%	42%
3728	ADRIAN-RJ500	1		661 45	670 60	682 56	533 81	944 61	696 50	694 64	825 77		694 50	698 54	703 57	699 67	661 62	687 74	678 62	678 63	685 61	688 56
3748	S.JOSE-RJ500	3403		19%	19%	19%	15%	27%	20%	20%	23%		20%	20%	20%	20%	19%	19%	19%	19%	19%	20%
3727	ADRIA0-RJ500	1		857 26	862 38	866 36	782 48	1018 42	875 31	873 42		939 52	874 32	867 36	883 38	860 40	865 41	865 40	865 40	864 40	865 40	868 25
3759	GRAJAU-RJ500	3403		24%	24%	24%	22%	29%	25%	25%		26%	25%	25%	25%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	25%
4326	N.IGUA-RJ500	1		746 -11	744 -4	746 -6	825 -15	592 -6	741 -12	741 -4	1494 104	673 -16	742 -10	751 -6	743 -2	750 -4	744 -3	744 -5	746 -3	745 -3	747 -3	756 -6
3759	GRAJAU-RJ500	2337		31%	31%	31%	34%	24%	31%	31%	62%	28%	31%	31%	31%	31%	31%	31%	31%	31%	31%	31%
3748	S.JOSE-RJ500	1		-259 -22	-256 -28	-266 -24	-396 -1	-7 -36	-255 -17	-257 -25	-125 -11	-855 -88	-255 -21	-294 -21	-250 -30	-307 -31	-238 -27	-272 -42	-265 -29	-263 -28	-275 -25	-286 -48
4326	N.IGUA-RJ500	2337		11%	11%	11%	16%	2%	11%	11%	5%	36%	11%	12%	10%	13%	10%	11%	11%	11%	11%	12%
3782	RESEND-RJ500	2		-1593 342	-1362 238	-1433 248	-1413 232	-1416 232	-1429 226	-1491 255	-1411 230	-1411 231	-1437 237	-1435 251	-1410 230	-1411 231	-1410 231	-1410 231	-1411 232	-1411 232	-1416 237	-1418 237
38950	LAGOS-RJ500	3395		48%	40%	42%	41%	42%	42%	44%	41%	41%	42%	42%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	42%	42%
38951	CAMP2-RJ500	2		530 -14	519 -18	606 4	393 -24	396 -24	419 -23	388 -26	389 -24	389 -24	405 -24	273 -7	392 -24	387 -24	387 -24	388 -24	379 -25	382 -24	353 -25	334 -33
38974	MUTUM--MG500	3395		15%	14%	17%	11%	11%	12%	11%	11%	11%	11%	8%	11%	11%	11%	11%	10%	11%	10%	9%
38950	LAGOS-RJ500	2		-1615 -116	-2396 144	-1760 -35	-1703 -43	-1701 -45	-1686 -58	-1706 -50	-1706 -45	-1706 -42	-1695 -53	-1779 -33	-1704 -41	-1707 -40	-1707 -40	-1707 -41	-1712 -40	-1710 -40	-1729 -38	-1740 -53
38951	CAMP2-RJ500	3395		46%	69%	50%	48%	48%	48%	49%	48%	48%	48%	51%	48%	48%	48%	48%	49%	49%	49%	50%
1494	MESQUI-MG500	1		-921 51	-916 52	-770 53	-832 33	-835 33	-862 36	-837 33	-832 33	-830 33	-849 35	-1024 83	-831 33	-830 32	-829 32	-829 33	-834 32	-831 33	-849 32	-849 27
38974	MUTUM--MG500	2337		38%	38%	32%	35%	35%	36%	35%	35%	35%	35%	43%	35%	34%	34%	34%	35%	35%	35%	35%
38921	GVALA6-MG500	2		349 -39	350 -40	411 -41	388 -56	386 -55	373 -52	385 -55	388 -56	388 -56	379 -54	315 -29	388 -56	388 -56	389 -56	389 -56	387 -56	388 -56	379 -54	378 -57
38974	MUTUM--MG500	3000		11%	11%	13%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	10%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%
38974	MUTUM--MG500	1		562 136	556 135	478 114	513 139	514 139	514 137	506 138	511 139	511 139	512 138	966 217	513 139	510 139	510 139	511 140	502 138	506 140	477 141	459 133
3849	VIANA--ES500	2337		24%	23%	20%	22%	22%	22%	21%	21%	21%	21%	40%	22%	21%	21%	21%	21%	21%	20%	19%
38974	MUTUM--MG500	1		254 -13	246 -14	163 -34	200 -6	200 -6	192 -9	188 -8	197 -7	198 -6	193 -8	-829 29	201 -6	196 -6	196 -6	197 -4	180 -7	188 -4	124 0	102 -12
39514	R.N.S.-ES500	2400		10%	10%	7%	8%	8%	8%	7%	8%	8%	8%	33%	8%	8%	8%	8%	7%	7%	5%	4%
3729	ADRIAN-RJ345	1		58 98	62 98	86 88	73 93	77 92	83 88	82 90	77 91	85 93	81 89	141 73	68 95	78 92	80 92		84 96	79 92	103 85	419 207
3783	V.PEDR-RJ345	1075		10%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	14%	11%	11%	11%		12%	11%	12%	43%
3783	V.PEDR-RJ345	2		-664 -33	-658 -25	-619 -37	-638 -29	-637 -33	-623 -42	-626 -32	-635 -35	-635 -32	-627 -39	-534 -56	-640 -24	-634 -30	-635 -29	-652 -119	-622 -26	-630 -29	-593 -39	
3616	LAGOS--RJ345	1075		64%	63%	59%	61%	61%	59%	59%	60%	60%	60%	51%	61%	60%	60%	66%	59%	60%	56%	
3784	MACAE--RJ345	2		-100 14	-96 14	-64 8	-79 10	-79 10	-73 8	-73 9	-77 9	-77 10	-74 9	21 8	-80 11	-77 10	-77 10	-78 4	-60 6	-105 23	-34 14	-10 0
3785	CAMPOS-RJ345	1075		9%	9%	6%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	2%	7%	7%	7%	7%	6%	10%	3%	1%
3785	CAMPOS-RJ345	2		-425 56	-419 55	-367 43	-391 46	-391 46	-380 43	-380 44	-388 45	-390 46	-383 44	-225 45	-392 47	-388 45	-388 46	-390 41	-373 40	-381 37	-590 108	-301 24
39313	R.N.S.-ES345	1075		39%	39%	34%	36%	36%	35%	35%	36%	36%	35%	21%	36%	36%	36%	36%	34%	35%	55%	27%
1494	MESQUI-MG500	1		-623 -158	-624 -156	-605 -153	-612 -150	-613 -150	-623 -151	-617 -150	-613 -150	-612 -150	-619 -150	-467 -186	-611 -150	-612 -150	-612 -150	-611 -150	-618 -149	-615 -149	-635 -147	-644 -146
39511	JNEIV2-ES500	3200		20%	20%	19%	19%	19%	20%	19%	19%	19%	19%	15%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	20%	20%
39514	R.N.S.-ES500	1		1089 116	1081 113	999 91	1035 105	1036 105	1028 103	1024 101	1032 104	1034 105	1029 103		1037 105	1031 104	1032 104	1033 109	1016 102	1023 109	960 124	938 86
39320	R.N.S.-ES000	1260		84%	83%	77%	79%	79%	79%	78%	79%	79%	79%		80%	79%	79%	79%	78%	79%	74%	72%

15.4 Anexo 4 – Resultados de Curto Circuito

Tabela 15-12 - Níveis de curto-circuito 3ϕ e 1ϕ em 2023

Nome	2023 - 3ϕ (kA)			2023 - 1ϕ (kA)		
	Sem UTEs	Com UTEs	Δ(%)	Sem UTEs	Com UTEs	Δ(%)
138 kV						
Adrianópolis	30,8	31,5	2%	34,3	35,0	2%
Bernardino Melo	38,0	39,3	3%	20,7	21,0	1%
Cachoeira Paulista	17,9	17,9	1%	19,5	19,6	0%
Campos	25,7	25,9	1%	27,4	27,3	0%
Cascadura 1	46,5	48,3	4%	32,1	32,7	2%
Cascadura 2	46,6	48,3	4%	32,1	32,7	2%
Comendador Soares	43,0	44,6	4%	24,7	25,1	2%
Eletrobolt	46,6	47,7	2%	40,5	41,1	1%
Fontes	39,1	39,6	1%	37,0	37,3	1%
Grajaú A/B	49,0	50,5	3%	50,8	52,0	2%
Jacarepaguá 1	44,6	46,0	3%	44,1	45,0	2%
Jacarepaguá 2	44,6	46,0	3%	44,1	45,0	2%
Lagos	31,7	31,7	0%	33,7	33,7	0%
Leopoldo	38,6	39,5	2%	33,9	34,3	1%
Madureira	44,6	46,2	4%	30,8	31,4	2%
Nilo Peçanha	39,2	39,7	1%	37,2	37,5	1%
Nova Iguaçu Light	33,2	34,2	3%	18,3	18,5	1%
Nova Iguaçu LTTE - A	57,0	59,9	5%	52,0	53,8	4%
Nova Iguaçu LTTE - B	46,5	48,1	4%	40,5	41,5	2%
São José A	48,6	50,6	4%	45,8	47,2	3%
São José B	45,2	46,9	4%	42,3	43,4	3%
ZIN	40,2	41,1	2%	29,8	30,2	1%
Zona Oeste	45,9	47,2	3%	39,1	39,8	2%
345						
Adrianópolis	29,1	30,9	6%	27,3	28,6	5%
Campos	15,6	15,9	1%	13,0	13,1	1%
Lagos	20,1	20,2	1%	18,8	18,8	0%
Macaé	23,1	23,3	1%	25,8	25,9	0%
500						
Adrianópolis	27,4	31,6	15%	21,6	23,8	10%
Cachoeira Paulista	34,0	35,3	4%	24,9	25,4	2%
Campos 2	-	25,6	-		28,5	-
Grajaú	18,6	19,6	5%	16,3	16,9	3%
Lagos	-	19,8	-		13,9	-
Mutum	12,5	18,9	51%	10,3	13,4	30%
Nova Iguaçu LTTE	31,1	35,5	14%	27,1	29,5	9%
São José	23,9	26,3	10%	20,7	22,1	7%
Zona Oeste	17,6	18,4	5%	13,7	14,1	3%

Tabela 15-13 - Níveis de curto-circuito 3ϕ e 1ϕ em 2029

Nome	2029 - 3ϕ (kA)			2029 - 1ϕ (kA)		
	Sem UTEs	Com UTEs	Δ(%)	Sem UTEs	Com UTEs	Δ(%)
138 kV						
Adrianópolis	31,1	32,2	4%	34,3	35,4	3%
Bernardino Melo	38,4	40,3	5%	20,9	21,3	2%
Cachoeira Paulista	17,9	18,2	1%	19,6	19,8	1%
Campos	26,3	26,3	0%	27,6	27,7	0%
Cascadura 1	47,1	50,0	6%	32,3	33,4	3%
Cascadura 2	47,1	50,0	6%	32,3	33,4	3%
Comendador Soares	43,5	46,1	6%	24,9	25,5	3%
Eletrobolt	46,9	48,8	4%	40,8	41,7	2%
Fontes	39,3	40,1	2%	37,1	37,6	1%
Grajaú A/B	49,7	52,2	5%	51,2	53,0	3%
Jacarepaguá 1	45,4	47,6	5%	44,4	45,8	3%
Jacarepaguá 2	45,4	47,6	5%	44,4	45,8	3%
Lagos	32,9	33,0	0%	35,4	35,3	0%
Leopoldo	38,9	40,4	4%	34,1	34,9	2%
Madureira	45,1	47,7	6%	31,1	32,0	3%
Nilo Peçanha	39,4	40,2	2%	37,4	37,8	1%
Nova Iguaçu Light	33,5	34,9	4%	18,4	18,7	2%
Nova Iguaçu LTTE - A	58,0	62,7	8%	52,7	55,7	6%
Nova Iguaçu LTTE - B	47,0	49,8	6%	40,9	42,6	4%
São José A	49,2	52,4	7%	46,1	48,4	5%
São José B	45,7	48,4	6%	42,7	44,6	4%
ZIN	41,0	42,4	4%	30,3	30,8	2%
Zona Oeste	47,2	49,3	4%	40,1	41,2	3%
345						
Adrianópolis	29,7	32,9	11%	27,6	29,8	8%
Campos	16,4	16,5	1%	13,4	13,4	0%
Lagos	22,1	22,3	1%	21,2	21,3	0%
Macaé	23,5	23,7	1%	26,2	26,2	0%
500						
Adrianópolis	28,4	36,2	28%	22,1	26,0	18%
Cachoeira Paulista	35,1	39,7	13%	25,4	27,6	8%
Campos 2	-	48,4	-	-	55,3	-
Grajaú	19,0	20,7	9%	16,6	17,4	5%
Lagos	-	40,6	-	-	38,1	-
Mutum	14,9	22,6	52%	11,5	14,8	29%
Nova Iguaçu LTTE	32,6	40,8	25%	28,1	32,7	17%
São José	24,6	28,9	18%	21,1	23,6	12%
Zona Oeste	18,5	19,9	7%	14,3	14,9	4%

Tabela 15-14 - Evolução dos níveis de curto-circuito - Ano Inicial e Horizonte

Nome	3ϕ (kA)			1ϕ (kA)		
	2023	2029	Δ(%)	2023	2029	Δ(%)
138 kV						
Adrianópolis	31,5	32,2	2%	35,0	35,4	1%
Bernardino Melo	39,3	40,3	3%	21,0	21,3	1%
Cachoeira Paulista	17,9	18,2	1%	19,6	19,8	1%
Campos	25,9	26,3	2%	27,3	27,7	1%
Cascadura 1	48,3	50,0	4%	32,7	33,4	2%
Cascadura 2	48,3	50,0	4%	32,7	33,4	2%
Comendador Soares	44,6	46,1	3%	25,1	25,5	2%
Eletrobolt	47,7	48,8	2%	41,1	41,7	2%
Fontes	39,6	40,1	1%	37,3	37,6	1%
Grajaú A/B	50,5	52,2	3%	52,0	53,0	2%
Jacarepaguá 1	46,0	47,6	4%	45,0	45,8	2%
Jacarepaguá 2	46,0	47,6	3%	45,0	45,8	2%
Lagos	31,7	33,0	4%	33,7	35,3	5%
Leopoldo	39,5	40,4	2%	34,3	34,9	2%
Madureira	46,2	47,7	3%	31,4	32,0	2%
Nilo Peçanha	39,7	40,2	1%	37,5	37,8	1%
Nova Iguaçu Light	34,2	34,9	2%	18,5	18,7	1%
Nova Iguaçu LTTE - A	59,9	62,7	5%	53,8	55,7	3%
Nova Iguaçu LTTE - B	48,1	49,8	3%	41,5	42,6	3%
São José A	50,6	52,4	4%	47,2	48,4	2%
São José B	46,9	48,4	3%	43,4	44,6	3%
ZIN	41,1	42,4	3%	30,2	30,8	2%
Zona Oeste	47,2	49,3	4%	39,8	41,2	4%
345						
Adrianópolis	30,9	32,9	6%	28,6	29,8	4%
Campos	15,9	16,5	4%	13,1	13,4	2%
Lagos	20,2	22,3	10%	18,8	21,3	13%
Macaé	23,3	23,7	2%	25,9	26,2	1%
500						
Adrianópolis	31,6	36,2	15%	23,8	26,0	9%
Cachoeira Paulista	35,3	39,7	12%	25,4	27,6	9%
Campos 2	25,6	48,4	-	28,5	55,3	-
Grajaú	19,6	20,7	6%	16,9	17,4	3%
Lagos	19,8	40,6	-	13,9	38,1	-
Mutum	18,9	22,6	20%	13,4	14,8	10%
Nova Iguaçu LTTE	35,5	40,8	15%	29,5	32,7	11%
São José	26,3	28,9	10%	22,1	23,6	7%
Zona Oeste	18,4	19,9	8%	14,1	14,9	6%

15.5 Anexo 5 – Plano de Obras das Alternativas

15.5.1 Alternativa Recomendada (Alt 4) – Incorporando resultados do relatório R2

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						4.631.775,24	**4.004.928,76**	**411.428,71**	**1.874.134,47**
SE 500 kV CAMPOS 2 (Nova)						**132.798,63**	**132.798,63**	**11.796,16**	**73.689,30**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	4,0	1,0	9541,00	38.164,00	38.164,00	3.390,01	21.177,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2023	3,0	1,0	8494,96	25.484,88	25.484,88	2.263,76	14.141,43
Reator de Barra 500 kV, (9+1R) x 33,3 Mvar 1Φ		2023	10,0	1,0	4844,91	48.449,10	48.449,10	4.303,61	26.884,16
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG (Terreno Rural)		2023	1,0	1,0	11978,74	11.978,74	11.978,74	1.064,04	6.646,94
MIM - 500 kV		2023	1,0	1,0	8721,91	8.721,91	8.721,91	774,74	4.839,74
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
SE 500 kV LAGOS (Ampliação/Adequação)						**151.676,10**	**151.676,10**	**13.473,00**	**84.164,31**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	5,0	1,0	9541,00	47.705,00	47.705,00	4.237,51	26.471,27
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2023	3,0	1,0	8494,96	25.484,88	25.484,88	2.263,76	14.141,43
Reator de Barra 500 kV, (9+1R) x 50 Mvar 1Φ		2023	10,0	1,0	5547,64	55.476,40	55.476,40	4.927,83	30.783,58
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIM - 500 kV		2023	1,0	1,0	10902,39	10.902,39	10.902,39	968,43	6.049,68
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG (Terreno Rural)		2023	1,0	1,0	12107,43	12.107,43	12.107,43	1.075,47	6.718,35
LT 500 kV TERMINAL RIO - LAGOS, C1 e C2 (Nova)						**649.674,12**	**649.674,12**	**57.708,88**	**360.500,93**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 1113 MCM (BLUEJAY), 214 km		2023	214,0	1,0	2444,54	523.131,56	523.131,56	46.468,43	290.283,10
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2023	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	4.185,86	371,82	2.322,71
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 16,66 Mvar 1Φ	Terminal Rio	2023	7,0	1,0	3647,57	25.532,99	25.532,99	2.268,03	14.168,13
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2023	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	4.185,86	371,82	2.322,71
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 16,66 Mvar 1Φ	Lagos	2023	7,0	1,0	3647,57	25.532,99	25.532,99	2.268,03	14.168,13
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2023	2,0	1,0	9541,00	19.082,00	19.082,00	1.695,01	10.588,51
MIM - 500 kV	Terminal Rio	2023	1,0	1,0	4360,96	4.360,96	4.360,96	387,37	2.419,87
MIG-A	Terminal Rio	2023	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	2.132,18	189,40	1.183,14
LT 500 kV LAGOS - CAMPOS 2, C1 e C2 (CD) (Nova)						**285.983,72**	**285.983,72**	**25.403,20**	**158.690,94**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 1113 MCM (BLUEJAY), 100 km		2023	100,0	1,0	2444,54	244.454,00	244.454,00	21.714,22	135.646,31

EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Campos 2	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
LT 500 kV CAMPOS 2 - MUTUM, C1 e C2 (Nova)						**693.209,36**	**693.209,36**	**61.576,01**	**384.658,42**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 1113 MCM (BLUEJAY), 230 km		2023	230,0	1,0	2444,54	562.244,20	562.244,20	49.942,71	311.986,51
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Campos 2	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Mutum	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Campos 2	2023	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	4.185,86	371,82	2.322,71
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ	Campos 2	2023	7,0	1,0	3963,47	27.744,29	27.744,29	2.464,45	15.395,17
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Mutum	2023	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	4.185,86	371,82	2.322,71
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ	Mutum	2023	7,0	1,0	3963,47	27.744,29	27.744,29	2.464,45	15.395,17
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Mutum	2023	2,0	1,0	9541,00	19.082,00	19.082,00	1.695,01	10.588,51
MIM - 500 kV	Mutum	2023	1,0	1,0	4360,96	4.360,96	4.360,96	387,37	2.419,87
MIG-A	Mutum	2023	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	2.132,18	189,40	1.183,14
SE 500 kV RESENDE (Ampliação/Adequação)						**84.880,76**	**68.080,81**	**7.539,74**	**28.446,20**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2025	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	8.179,87	847,50	3.782,93
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2025	1,0	1,0	8494,96	8.494,96	7.283,06	754,59	3.368,19
1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 66,67 Mvar 1Φ		2025	4,0	1,0	6045,10	24.180,40	20.730,80	2.147,88	9.587,34
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIM - 500 kV		2025	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.869,41	193,69	864,54
MIG-A		2025	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	1.828,00	189,40	845,39
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2027	1,0	1,0	8494,96	8.494,96	6.244,05	754,59	2.214,53
2° Reator de Barra 500 kV, 3 x 66,67 Mvar 1Φ		2027	3,0	1,0	6045,10	18.135,30	13.329,99	1.610,91	4.727,64
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2027	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	7.012,92	847,50	2.487,22
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIM - 500 kV		2027	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.602,72	193,69	568,42
LT 500 kV RESENDE - LAGOS, C1 e C2 (CD) (Nova)						**789.286,08**	**676.685,60**	**70.110,26**	**312.945,77**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 1113 MCM (BLUEJAY), 288 km		2025	288,0	1,0	2235,51	643.826,88	551.977,78	57.189,49	255.272,33
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2025	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	17.802,52	1.844,49	8.233,10
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Resende	2025	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	17.802,52	1.844,49	8.233,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2025	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	3.588,70	371,82	1.659,66
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 33,33 Mvar 1Φ	Lagos	2025	7,0	1,0	4846,46	33.925,22	29.085,41	3.013,49	13.451,08
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Resende	2025	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	3.588,70	371,82	1.659,66
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 33,33 Mvar 1Φ	Resende	2025	7,0	1,0	4846,46	33.925,22	29.085,41	3.013,49	13.451,08
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Resende	2025	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	8.179,87	847,50	3.782,93
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2025	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	8.179,87	847,50	3.782,93
MIM - 500 kV	Resende	2025	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.869,41	193,69	864,54
MIM - 500 kV	Lagos	2025	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.869,41	193,69	864,54
MIG-A	Resende	2025	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	1.828,00	189,40	845,39
MIG-A	Lagos	2025	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	1.828,00	189,40	845,39

SE 500/345 kV TIJUCO PRETO 2 (Nova)						**316.125,55**	**232.361,72**	**28.080,62**	**82.409,91**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2027	3,0	1,0	9541,00	28.623,00	21.038,76	2.542,51	7.461,65
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2027	6,0	1,0	5582,86	33.497,16	24.621,41	2.975,47	8.732,28
1°, 2° e 3° ATF 500/345 kV, (9+1R) x 500 MVA 1Φ		2027	10,0	1,0	17964,20	179.642,00	132.042,23	15.957,14	46.830,39
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2027	3,0	1,0	9125,66	27.376,98	20.122,90	2.431,83	7.136,83
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2027	3,0	1,0	5842,44	17.527,32	12.883,10	1.556,91	4.569,15
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			*6,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG (Terreno Rural)		2027	1,0	1,0	15675,09	15.675,09	11.521,66	1.392,38	4.086,30
MIM - 500 kV		2027	1,0	1,0	6541,43	6.541,43	4.808,15	581,06	1.705,27
MIM - 345 kV		2027	1,0	1,0	7242,57	7.242,57	5.323,51	643,34	1.888,05
LT 500 kV RESENDE - TIJUCO PRETO, C1 e C2 (CD) (Nova)						**643.769,05**	**473.189,47**	**57.184,35**	**167.822,41**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 1113 MCM (BLUEJAY), 225 km		2027	225,0	1,0	2235,51	502.989,75	369.712,48	44.679,29	131.123,04
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Resende	2027	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	15.262,79	1.844,49	5.413,14
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Tijuco Preto	2027	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	15.262,79	1.844,49	5.413,14
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Resende	2027	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	3.076,73	371,82	1.091,20
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Tijuco Preto	2027	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	3.076,73	371,82	1.091,20
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 30 Mvar 1Φ	Resende	2027	7,0	1,0	4664,48	32.651,36	23.999,72	2.900,34	8.511,79
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 30 Mvar 1Φ	Tijuco Preto	2027	7,0	1,0	4664,48	32.651,36	23.999,72	2.900,34	8.511,79
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Resende	2027	2,0	1,0	9541,00	19.082,00	14.025,84	1.695,01	4.974,43
MIM - 500 kV	Resende	2027	1,0	1,0	4360,96	4.360,96	3.205,44	387,37	1.136,85
MIG-A	Resende	2027	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	1.567,22	189,40	555,83
LT 500 kV LAGOS - CAMPOS 2, C3 (Nova)						**189.060,18**	**138.964,88**	**16.793,73**	**49.285,59**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 1113 MCM (BLUEJAY), 100 km		2027	100,0	1,0	1405,88	140.588,00	103.336,38	12.488,07	36.649,51
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2027	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	7.631,40	922,24	2.706,57
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Campos 2	2027	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	7.631,40	922,24	2.706,57
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2027	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	7.012,92	847,50	2.487,22
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Campos 2	2027	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	7.012,92	847,50	2.487,22
MIM - 500 kV	Lagos	2027	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.602,72	193,69	568,42
MIM - 500 kV	Campos 2	2027	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.602,72	193,69	568,42
MIG-A	Lagos	2027	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	1.567,22	189,40	555,83
MIG-A	Campos 2	2027	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	1.567,22	189,40	555,83
LT 500 kV TERMINAL RIO - LAGOS, C3 (Nova)						**375.407,96**	**236.570,69**	**33.346,53**	**54.155,03**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 1113 MCM (BLUEJAY), 214 km		2029	214,0	1,0	1405,88	300.858,32	189.591,78	26.724,47	43.400,76
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2029	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	6.542,69	922,24	1.497,73
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2029	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	6.542,69	922,24	1.497,73
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2029	1,0	1,0	2092,93	2.092,93	1.318,90	185,91	301,92
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2029	1,0	1,0	2092,93	2.092,93	1.318,90	185,91	301,92
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 16,67 Mvar 1Φ	Terminal Rio	2029	3,0	1,0	3648,60	10.945,80	6.897,71	972,29	1.579,00
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 16,67 Mvar 1Φ	Lagos	2029	3,0	1,0	3648,60	10.945,80	6.897,71	972,29	1.579,00
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2029	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	6.012,45	847,50	1.376,35

IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2029	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	6.012,45	847,50	1.376,35
MIM - 500 kV	Terminal Rio	2029	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.374,07	193,69	314,55
MIM - 500 kV	Lagos	2029	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.374,07	193,69	314,55
MIG-A	Terminal Rio	2029	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	1.343,64	189,40	307,58
MIG-A	Lagos	2029	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	1.343,64	189,40	307,58
SECC LT 345 kV TIJUCO PRETO - LESTE, C1 e C2 (CD), NA SE TIJUCO PRETO 2 (Nova)						**58.096,80**	**42.702,88**	**5.160,59**	**15.145,10**
Circuito Duplo 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km		2027	2,0	1,0	2697,01	5.394,02	3.964,77	479,14	1.406,15
Circuito Duplo 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km		2027	2,0	1,0	2697,01	5.394,02	3.964,77	479,14	1.406,15
Circuito Duplo 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km		2027	2,0	1,0	2697,01	5.394,02	3.964,77	479,14	1.406,15
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2027	6,0	1,0	6985,79	41.914,74	30.808,59	3.723,18	10.926,64
SECC LT 345 kV VENDA DAS PEDRAS - MACAÉ, C1, NA SE LAGOS (Nova)						**40.385,57**	**25.449,76**	**3.587,35**	**5.825,88**
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 5 km		2029	5,0	1,0	1071,63	5.358,15	3.376,54	475,95	772,95
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 5 km		2029	5,0	1,0	1071,63	5.358,15	3.376,54	475,95	772,95
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2029	2,0	1,0	6985,79	13.971,58	8.804,47	1.241,06	2.015,49
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2029	2,0	1,0	5582,86	11.165,72	7.036,30	991,82	1.610,73
MIG-A		2029	1,0	1,0	2117,78	2.117,78	1.334,56	188,12	305,50
MIM - 345 kV		2029	1,0	1,0	2414,19	2.414,19	1.521,35	214,45	348,26
LT 500 kV VALE AZUL - LAGOS, C1 | Uso Exclusivo (Nova)						**25.584,51**	**25.584,51**	**2.272,61**	**14.196,72**
Circuito Simples 500 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 12 km		2023	12,0	1,0	1266,84	15.202,08	15.202,08	1.350,36	8.435,56
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2023	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	10.382,43	922,24	5.761,16
LT 500 kV GNA - NOVO TEMPO - CAMPOS 2, C1 e C2 (CD) | Uso Exclusivo (Nova)						**82.241,36**	**82.241,36**	**7.305,29**	**45.635,32**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 25 km		2023	25,0	1,0	2459,06	61.476,50	61.476,50	5.460,80	34.113,00
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Campos 2	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
LT 500 kV GNA - CAMPOS 2, C3 | Uso Exclusivo (Nova)						**46.176,43**	**39.588,85**	**4.101,73**	**18.308,59**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 25 km		2025	25,0	1,0	1431,76	35.794,00	30.687,59	3.179,49	14.192,04
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	GNA	2025	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	8.901,26	922,24	4.116,55
LT 500 kV N.S.FÁTIMA - LAGOS, C1 | Uso Exclusivo (Nova)						**33.811,23**	**28.987,68**	**3.003,36**	**13.405,89**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 15 km		2025	15,0	1,0	1561,92	23.428,80	20.086,42	2.081,12	9.289,34
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2025	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	8.901,26	922,24	4.116,55
LT 500 kV S.CRUZ - CAMPOS 2, C1 | Uso Exclusivo (Nova)						**33.607,83**	**21.178,63**	**2.985,30**	**4.848,15**
Circuito Simples 500 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 20 km		2029	20,0	1,0	1161,27	23.225,40	14.635,94	2.063,05	3.350,41
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Campos 2	2029	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	6.542,69	922,24	1.497,73

15.5.2 Alt 1

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						4.583.201,27	**3.946.384,47**	**407.114,01**	**1.836.110,54**
SE 500 kV IBITIOCA (Nova)						**187.067,98**	**175.802,42**	**16.616,77**	**91.294,46**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	3,0	1,0	9541,00	28.623,00	28.623,00	2.542,51	15.882,76
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2023	2,0	1,0	8494,96	16.989,92	16.989,92	1.509,17	9.427,62
Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ		2023	7,0	1,0	5547,64	38.833,48	38.833,48	3.449,48	21.548,50
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
MIG (Terreno Rural)		2023	1,0	1,0	12334,87	12.334,87	12.334,87	1.095,67	6.844,56
MIM - 500 kV		2023	1,0	1,0	10902,39	10.902,39	10.902,39	968,43	6.049,68
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2025	2,0	1,0	9541,00	19.082,00	16.359,74	1.695,01	7.565,86
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2025	1,0	1,0	8494,96	8.494,96	7.283,06	754,59	3.368,19
Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ		2025	3,0	1,0	5547,64	16.642,92	14.268,62	1.478,35	6.598,79
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIM - 500 kV		2025	1,0	1,0	4360,96	4.360,96	3.738,82	387,37	1.729,09
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2029	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	6.012,45	847,50	1.376,35
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIM - 500 kV		2029	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.374,07	193,69	314,55
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	2,0	1,0	9541,00	19.082,00	19.082,00	1.695,01	10.588,51
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*3,0*						
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
SE 500 kV TERMINAL RIO (Ampliação/Adequação)						**37.296,62**	**32.961,66**	**3.312,96**	**15.882,42**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		202	2,0	1,0	9541,00	19.082,00	19.082,00	1.695,01	10.588,51
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2023	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	2.132,18	189,40	1.183,14
MIM - 500 kV		2023	1,0	1,0	4360,96	4.360,96	4.360,96	387,37	2.419,87
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2029	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	6.012,45	847,50	1.376,35
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIM - 500 kV		2029	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.374,07	193,69	314,55

SE 500 kV MUTUM (Ampliação/Adequação)						**25.575,14**	**25.575,14**	**2.271,77**	**14.191,52**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	2,0	1,0	9541,00	19.082,00	19.082,00	1.695,01	10.588,51
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2023	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	2.132,18	189,40	1.183,14
MIM - 500 kV		2023	1,0	1,0	4360,96	4.360,96	4.360,96	387,37	2.419,87
SE 500/138 kV RESENDE (Ampliação/Adequação)						**93.120,02**	**78.401,77**	**8.271,61**	**35.329,53**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2025	2,0	1,0	9541,00	19.082,00	16.359,74	1.695,01	7.565,86
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2025	2,0	1,0	8494,96	16.989,92	14.566,12	1.509,17	6.736,37
Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ		2025	7,0	1,0	5547,64	38.833,48	33.293,45	3.449,48	15.397,17
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2025	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	1.828,00	189,40	845,39
MIM - 500 kV		2025	1,0	1,0	4360,96	4.360,96	3.738,82	387,37	1.729,09
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2027	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	7.012,92	847,50	2.487,22
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIM - 500 kV		2027	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.602,72	193,69	568,42
SE 500/345 kV TIJ.PRETO 2 (Nova)						**315.385,56**	**231.817,80**	**28.014,89**	**82.217,01**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2027	3,0	1,0	9541,00	28.623,00	21.038,76	2.542,51	7.461,65
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2027	6,0	1,0	5582,86	33.497,16	24.621,41	2.975,47	8.732,28
1°, 2° e 3° ATF 500/345 kV, (9+1R) x 500 MVA 1Φ		2027	10,0	1,0	17964,20	179.642,00	132.042,23	15.957,14	46.830,39
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2027	3,0	1,0	9125,66	27.376,98	20.122,90	2.431,83	7.136,83
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2027	3,0	1,0	5842,44	17.527,32	12.883,10	1.556,91	4.569,15
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			*6,0*						
MIG (Terreno Rural)		2027	1,0	1,0	14935,10	14.935,10	10.977,74	1.326,65	3.893,39
MIM - 500 kV		2027	1,0	1,0	6541,43	6.541,43	4.808,15	581,06	1.705,27
MIM - 345 kV		2027	1,0	1,0	7242,57	7.242,57	5.323,51	643,34	1.888,05
LT 500 kV TERMINAL RIO - IBITIOCA, C1 e C2 (Nova)						**770.520,80**	**770.520,80**	**68.443,39**	**427.558,15**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 292 km		2023	292,0	1,0	2235,51	652.768,92	652.768,92	57.983,79	362.218,22
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2023	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	4.185,86	371,82	2.322,71
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2023	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	4.185,86	371,82	2.322,71
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 33,33 Mvar 1Φ	Terminal Rio	2023	7,0	1,0	4846,46	33.925,22	33.925,22	3.013,49	18.824,94
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 33,33 Mvar 1Φ	Ibitioca	2023	7,0	1,0	4846,46	33.925,22	33.925,22	3.013,49	18.824,94
LT 500 kV IBITIOCA - MUTUM, C1 e C2 (Nova)						**667.687,34**	**667.687,34**	**59.308,95**	**370.496,38**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 246 km		2023	246,0	1,0	2235,51	549.935,46	549.935,46	48.849,36	305.156,45
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32

EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Mutum	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2023	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	4.185,86	371,82	2.322,71
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Mutum	2023	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	4.185,86	371,82	2.322,71
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 33,33 Mvar 1Φ	Ibitioca	2023	7,0	1,0	4846,46	33.925,22	33.925,22	3.013,49	18.824,94
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 33,33 Mvar 1Φ	Mutum	2023	7,0	1,0	4846,46	33.925,22	33.925,22	3.013,49	18.824,94
LT 500 kV IBITIOCA - RESENDE, C1 e C2 (Nova)						**936.685,25**	**803.056,63**	**83.203,35**	**371.388,39**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 363 km		2025	363,0	1,0	2235,51	811.490,13	695.721,99	72.082,59	321.749,50
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2025	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	17.802,52	1.844,49	8.233,10
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Resende	2025	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	17.802,52	1.844,49	8.233,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2025	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	3.588,70	371,82	1.659,66
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Resende	2025	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	3.588,70	371,82	1.659,66
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,33 Mvar 1Φ	Ibitioca	2025	7,0	1,0	5378,12	37.646,84	32.276,10	3.344,07	14.926,68
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,33 Mvar 1Φ	Resende	2025	7,0	1,0	5378,12	37.646,84	32.276,10	3.344,07	14.926,68
LT 500 kV RESENDE - TIJ.PRETO 2, C1 e C2 (Nova)						**618.193,91**	**454.390,98**	**54.912,58**	**161.155,30**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 225 km		2027	225,0	1,0	2235,51	502.989,75	369.712,48	44.679,29	131.123,04
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Resende	2027	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	15.262,79	1.844,49	5.413,14
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Tij.Preto 2	2027	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	15.262,79	1.844,49	5.413,14
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Resende	2027	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	3.076,73	371,82	1.091,20
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Tij.Preto 2	2027	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	3.076,73	371,82	1.091,20
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 30 Mvar 1Φ	Resende	2027	7,0	1,0	4664,48	32.651,36	23.999,72	2.900,34	8.511,79
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 30 Mvar 1Φ	Tij.Preto 2	2027	7,0	1,0	4664,48	32.651,36	23.999,72	2.900,34	8.511,79
LT 500 kV TERMINAL RIO - IBITIOCA, C3 (Nova)						**434.096,68**	**273.554,54**	**38.559,69**	**62.621,26**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 292 km		2029	292,0	1,0	1301,60	380.067,20	239.506,81	33.760,39	54.827,16
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2029	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	6.542,69	922,24	1.497,73
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2029	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	6.542,69	922,24	1.497,73
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2029	1,0	1,0	2092,93	2.092,93	1.318,90	185,91	301,92
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2029	1,0	1,0	2092,93	2.092,93	1.318,90	185,91	301,92
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 33,33 Mvar 1Φ	Terminal Rio	2029	3,0	1,0	4846,46	14.539,38	9.162,28	1.291,50	2.097,40
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 33,33 Mvar 1Φ	Ibitioca	2029	3,0	1,0	4846,46	14.539,38	9.162,28	1.291,50	2.097,40
SECC LT 345 kV TIJUCO PRETO - LESTE, C1, C2 e C3 (CS), NA SE TIJ.PRETO 2 (Ampliação/Adequação)						**58.096,80**	**42.702,88**	**5.160,59**	**15.145,10**
Circuito Duplo 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km		2027	2,0	1,0	2697,01	5.394,02	3.964,77	479,14	1.406,15
Circuito Duplo 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km		2027	2,0	1,0	2697,01	5.394,02	3.964,77	479,14	1.406,15
Circuito Duplo 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km		2027	2,0	1,0	2697,01	5.394,02	3.964,77	479,14	1.406,15
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2027	6,0	1,0	6985,79	41.914,74	30.808,59	3.723,18	10.926,64
SECC LT 345 kV V.PEDRAS - MACAÉ, C1, NA SE LAGOS (Ampliação/Adequação)						**40.385,57**	**25.449,76**	**3.587,35**	**5.825,88**
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2029	2,0	1,0	5582,86	11.165,72	7.036,30	991,82	1.610,73
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 5 km		2029	5,0	1,0	1071,63	5.358,15	3.376,54	475,95	772,95
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 5 km		2029	5,0	1,0	1071,63	5.358,15	3.376,54	475,95	772,95
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2029	2,0	1,0	6985,79	13.971,58	8.804,47	1.241,06	2.015,49
MIG-A		2029	1,0	1,0	2117,78	2.117,78	1.334,56	188,12	305,50

MIM - 345 kV		2029	1,0	1,0	2414,19	2.414,19	1.521,35	214,45	348,26
LT 500 kV VALE AZUL - IBITIOCA, C1 | Uso exclusivo (Nova)						**88.504,23**	**88.504,23**	**7.861,60**	**49.110,56**
Circuito Simples 500 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 74 km		2023	74,0	1,0	1055,70	78.121,80	78.121,80	6.939,36	43.349,40
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2023	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	10.382,43	922,24	5.761,16
LT 500 kV GNA+NT - IBITIOCA, C1 e C2 | Uso exclusivo (Nova)						**114.656,28**	**114.656,28**	**10.184,62**	**63.622,20**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 42 km		2023	42,0	1,0	2235,51	93.891,42	93.891,42	8.340,13	52.099,88
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
LT 500 kV GNA - IBITIOCA, C3 | Uso exclusivo (Nova)						**65.049,63**	**55.769,57**	**5.778,19**	**25.791,67**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 42 km		2025	42,0	1,0	1301,60	54.667,20	46.868,31	4.855,95	21.675,12
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2025	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	8.901,26	922,24	4.116,55
LT 500 kV N.S.FÁTIMA - IBITIOCA, C1 | Uso exclusivo (Nova)						**101.494,43**	**87.015,11**	**9.015,49**	**40.241,75**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 70 km		2025	70,0	1,0	1301,60	91.112,00	78.113,85	8.093,25	36.125,20
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2025	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	8.901,26	922,24	4.116,55
LT 500 kV S.CRUZ - IBITIOCA, C1 | Uso exclusivo (Nova)						**29.385,03**	**18.517,55**	**2.610,20**	**4.238,98**
Circuito Simples 500 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 15 km		2029	15,0	1,0	1266,84	19.002,60	11.974,86	1.687,95	2.741,25
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2029	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	6.542,69	922,24	1.497,73

15.5.3 Alt 1A

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						5.030.176,83	**4.334.293,55**	**446.817,70**	**2.018.551,00**
SE 500 kV IBITIOCA (Nova)						**191.977,66**	**175.808,64**	**17.052,88**	**88.574,29**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	3,0	1,0	9541,00	28.623,00	28.623,00	2.542,51	15.882,76
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2023	2,0	1,0	8494,96	16.989,92	16.989,92	1.509,17	9.427,62
Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 66,66 Mvar 1Φ		2023	7,0	1,0	6044,84	42.313,88	42.313,88	3.758,63	23.479,76
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
MIG (Terreno Rural)		2023	1,0	1,0	12272,55	12.272,55	12.272,55	1.090,14	6.809,98
MIM - 500 kV		2023	1,0	1,0	10902,39	10.902,39	10.902,39	968,43	6.049,68
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2027	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	7.012,92	847,50	2.487,22
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2027	1,0	1,0	8494,96	8.494,96	6.244,05	754,59	2.214,53
Reator de Barra 500 kV, 3 x 66,66 Mvar 1Φ		2027	3,0	1,0	6044,84	18.134,52	13.329,41	1.610,84	4.727,44
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIM - 500 kV		2027	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.602,72	193,69	568,42
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	2,0	1,0	9541,00	19.082,00	19.082,00	1.695,01	10.588,51
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*3,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2025	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	8.179,87	847,50	3.782,93
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIM - 500 kV		2025	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.869,41	193,69	864,54
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2029	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	6.012,45	847,50	1.376,35
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIM - 500 kV		2029	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.374,07	193,69	314,55
SE 500 kV TERMINAL RIO (Ampliação/Adequação)						**25.575,14**	**25.575,14**	**2.271,77**	**14.191,52**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	2,0	1,0	9541,00	19.082,00	19.082,00	1.695,01	10.588,51
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2023	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	2.132,18	189,40	1.183,14
MIM - 500 kV		2023	1,0	1,0	4360,96	4.360,96	4.360,96	387,37	2.419,87
SE 500 kV MUTUM (Ampliação/Adequação)						**25.575,14**	**25.575,14**	**2.271,77**	**14.191,52**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	2,0	1,0	9541,00	19.082,00	19.082,00	1.695,01	10.588,51
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2023	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	2.132,18	189,40	1.183,14

MIM - 500 kV		2023	1,0	1,0	4360,96	4.360,96	4.360,96	387,37	2.419,87
SE 500/138 kV RESENDE (Ampliação/Adequação)						**96.600,41**	**71.004,19**	**8.580,77**	**25.182,50**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2027	3,0	1,0	9541,00	28.623,00	21.038,76	2.542,51	7.461,65
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2027	2,0	1,0	8494,96	16.989,92	12.488,10	1.509,17	4.429,06
Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 66,66 Mvar 1Φ		2027	7,0	1,0	6044,84	42.313,88	31.101,96	3.758,63	11.030,69
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
MIG-A		2027	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	1.567,22	189,40	555,83
MIM - 500 kV		2027	1,0	1,0	6541,43	6.541,43	4.808,15	581,06	1.705,27
SE 500/345 kV TIJ.PRETO 2 (Nova)						**315.385,56**	**231.817,80**	**28.014,89**	**82.217,01**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2027	3,0	1,0	9541,00	28.623,00	21.038,76	2.542,51	7.461,65
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2027	6,0	1,0	5582,86	33.497,16	24.621,41	2.975,47	8.732,28
1°, 2° e 3° ATF 500/345 kV, (9+1R) x 500 MVA 1Φ		2027	10,0	1,0	17964,20	179.642,00	132.042,23	15.957,14	46.830,39
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2027	3,0	1,0	9125,66	27.376,98	20.122,90	2.431,83	7.136,83
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2027	3,0	1,0	5842,44	17.527,32	12.883,10	1.556,91	4.569,15
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			*6,0*						
MIG (Terreno Rural)		2027	1,0	1,0	14935,10	14.935,10	10.977,74	1.326,65	3.893,39
MIM - 500 kV		2027	1,0	1,0	6541,43	6.541,43	4.808,15	581,06	1.705,27
MIM - 345 kV		2027	1,0	1,0	7242,57	7.242,57	5.323,51	643,34	1.888,05
LT 500 kV TERMINAL RIO - IBITIOCA, C1 e C2 (Nova)						**1.057.972,91**	**1.057.972,91**	**93.977,02**	**587.063,90**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 292 km		2023	292,0	1,2	1301,60	465.202,25	465.202,25	41.322,72	258.138,41
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 292 km		2023	292,0	1,2	1301,60	465.202,25	465.202,25	41.322,72	258.138,41
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2023	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	4.185,86	371,82	2.322,71
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2023	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	4.185,86	371,82	2.322,71
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	Terminal Rio	2023	7,0	1,0	5547,64	38.833,48	38.833,48	3.449,48	21.548,50
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	Ibitioca	2023	7,0	1,0	5547,64	38.833,48	38.833,48	3.449,48	21.548,50
LT 500 kV IBITIOCA - MUTUM, C1 e C2 (Nova)						**911.402,33**	**911.402,33**	**80.957,53**	**505.732,62**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 246 km		2023	246,0	1,2	1301,60	391.916,97	391.916,97	34.812,98	217.472,77
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 246 km		2023	246,0	1,2	1301,60	391.916,97	391.916,97	34.812,98	217.472,77
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Mutum	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2023	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	4.185,86	371,82	2.322,71
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Mutum	2023	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	4.185,86	371,82	2.322,71
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	Ibitioca	2023	7,0	1,0	5547,64	38.833,48	38.833,48	3.449,48	21.548,50
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	Mutum	2023	7,0	1,0	5547,64	38.833,48	38.833,48	3.449,48	21.548,50
LT 500 kV IBITIOCA - RESENDE, C1 e C2 (Nova)						**1.289.921,80**	**948.131,03**	**114.580,44**	**336.266,22**

Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 363 km		2027	363,0	1,2	1301,60	578.316,50	425.079,89	51.370,37	150.759,76
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 363 km		2027	363,0	1,2	1301,60	578.316,50	425.079,89	51.370,37	150.759,76
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2027	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	15.262,79	1.844,49	5.413,14
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Resende	2027	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	15.262,79	1.844,49	5.413,14
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2027	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	3.076,73	371,82	1.091,20
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Resende	2027	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	3.076,73	371,82	1.091,20
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 63,33 Mvar 1Φ	Ibitioca	2027	7,0	1,0	5956,24	41.693,68	30.646,10	3.703,54	10.869,01
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 63,33 Mvar 1Φ	Resende	2027	7,0	1,0	5956,24	41.693,68	30.646,10	3.703,54	10.869,01
LT 500 kV RESENDE - TIJ.PRETO 2, C1 e C2 (Nova)						**618.193,91**	**454.390,98**	**54.912,58**	**161.155,30**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 225 km		2027	225,0	1,0	2235,51	502.989,75	369.712,48	44.679,29	131.123,04
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Resende	2027	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	15.262,79	1.844,49	5.413,14
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Tij.Preto 2	2027	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	15.262,79	1.844,49	5.413,14
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Resende	2027	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	3.076,73	371,82	1.091,20
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Tij.Preto 2	2027	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	3.076,73	371,82	1.091,20
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 30 Mvar 1Φ	Resende	2027	7,0	1,0	4664,48	32.651,36	23.999,72	2.900,34	8.511,79
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 30 Mvar 1Φ	Tij.Preto 2	2027	7,0	1,0	4664,48	32.651,36	23.999,72	2.900,34	8.511,79
SECC LT 345 kV TIJUCO PRETO - LESTE, C1, C2 e C3 (CS), NA SE TIJ.PRETO 2 (Ampliação/Adequação)						**58.096,80**	**42.702,88**	**5.160,59**	**15.145,10**
Circuito Duplo 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km		2027	2,0	1,0	2697,01	5.394,02	3.964,77	479,14	1.406,15
Circuito Duplo 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km		2027	2,0	1,0	2697,01	5.394,02	3.964,77	479,14	1.406,15
Circuito Duplo 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km		2027	2,0	1,0	2697,01	5.394,02	3.964,77	479,14	1.406,15
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2027	6,0	1,0	6985,79	41.914,74	30.808,59	3.723,18	10.926,64
SECC LT 345 kV V.PEDRAS - MACAÉ, C1, NA SE LAGOS (Ampliação/Adequação)						**40.385,57**	**25.449,76**	**3.587,35**	**5.825,88**
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2029	2,0	1,0	5582,86	11.165,72	7.036,30	991,82	1.610,73
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 5 km		2029	5,0	1,0	1071,63	5.358,15	3.376,54	475,95	772,95
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 5 km		2029	5,0	1,0	1071,63	5.358,15	3.376,54	475,95	772,95
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2029	2,0	1,0	6985,79	13.971,58	8.804,47	1.241,06	2.015,49
MIG-A		2029	1,0	1,0	2117,78	2.117,78	1.334,56	188,12	305,50
MIM - 345 kV		2029	1,0	1,0	2414,19	2.414,19	1.521,35	214,45	348,26
LT 500 kV VALE AZUL - IBITIOCA, C1 | Uso exclusivo (Nova)						**88.504,23**	**88.504,23**	**7.861,60**	**49.110,56**
Circuito Simples 500 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 74 km		2023	74,0	1,0	1055,70	78.121,80	78.121,80	6.939,36	43.349,40
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2023	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	10.382,43	922,24	5.761,16
LT 500 kV GNA+NT - IBITIOCA, C1 e C2 | Uso exclusivo (Nova)						**114.656,28**	**114.656,28**	**10.184,62**	**63.622,20**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 42 km		2023	42,0	1,0	2235,51	93.891,42	93.891,42	8.340,13	52.099,88
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
LT 500 kV GNA - IBITIOCA, C3 | Uso exclusivo (Nova)						**65.049,63**	**55.769,57**	**5.778,19**	**25.791,67**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 42 km		2025	42,0	1,0	1301,60	54.667,20	46.868,31	4.855,95	21.675,12
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2025	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	8.901,26	922,24	4.116,55

LT 500 kV N.S.FÁTIMA - IBITIOCA, C1 | Uso exclusivo (Nova)						**101.494,43**	**87.015,11**	**9.015,49**	**40.241,75**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 70 km		2025	70,0	1,0	1301,60	91.112,00	78.113,85	8.093,25	36.125,20
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2025	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	8.901,26	922,24	4.116,55
LT 500 kV S.CRUZ - IBITIOCA, C1 | Uso exclusivo (Nova)						**29.385,03**	**18.517,55**	**2.610,20**	**4.238,98**
Circuito Simples 500 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 15 km		2029	15,0	1,0	1266,84	19.002,60	11.974,86	1.687,95	2.741,25
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2029	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	6.542,69	922,24	1.497,73

15.5.4 Alt 2

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						4.116.639,02	**3.583.427,26**	**365.670,48**	**1.692.254,59**
SE 500 kV IBITIOCA | Coletora Única (Nova)						**161.867,78**	**152.754,78**	**14.378,30**	**79.701,07**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	5,0	1,0	9541,00	47.705,00	47.705,00	4.237,51	26.471,27
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*7,0*						
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2023	2,0	1,0	8494,96	16.989,92	16.989,92	1.509,17	9.427,62
Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ		2023	7,0	1,0	5547,64	38.833,48	38.833,48	3.449,48	21.548,50
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
MIG (Terreno Rural)		2023	1,0	1,0	12272,55	12.272,55	12.272,55	1.090,14	6.809,98
MIM - 500 kV		2023	1,0	1,0	10902,39	10.902,39	10.902,39	968,43	6.049,68
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2025	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	8.179,87	847,50	3.782,93
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*3,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIM - 500 kV		2025	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.869,41	193,69	864,54
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2027	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	7.012,92	847,50	2.487,22
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIM - 500 kV		2027	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.602,72	193,69	568,42
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2029	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	6.012,45	847,50	1.376,35
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIM - 500 kV		2029	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.374,07	193,69	314,55
LT 500 kV TERMINAL RIO - IBITIOCA, C1 e 2 (Nova)						**770.520,80**	**770.520,80**	**68.443,39**	**427.558,15**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 292 km		2023	292,0	1,0	2235,51	652.768,92	652.768,92	57.983,79	362.218,22
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2023	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	4.185,86	371,82	2.322,71
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2023	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	4.185,86	371,82	2.322,71
Reator de Linha Fixo 500 kV, 2 x 33,33 Mvar 1Φ	Ibitioca	2023	7,0	1,0	4846,46	33.925,22	33.925,22	3.013,49	18.824,94
Reator de Linha Fixo 500 kV, 2 x 33,33 Mvar 1Φ	Terminal Rio	2023	7,0	1,0	4846,46	33.925,22	33.925,22	3.013,49	18.824,94
LT 500 kV IBITIOCA - MUTUM, C1 e 2 (Nova)						**667.687,34**	**667.687,34**	**59.308,95**	**370.496,38**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 246 km		2023	246,0	1,0	2235,51	549.935,46	549.935,46	48.849,36	305.156,45
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Mutum	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2023	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	4.185,86	371,82	2.322,71
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Mutum	2023	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	4.185,86	371,82	2.322,71

Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 33,33 Mvar 1Φ	Ibitioca	2023	7,0	1,0	4846,46	33.925,22	33.925,22	3.013,49	18.824,94
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 33,33 Mvar 1Φ	Mutum	2023	7,0	1,0	4846,46	33.925,22	33.925,22	3.013,49	18.824,94
SE 500 kV T.RIO (Ampliação/Adequação)						**37.296,62**	**34.190,78**	**3.312,96**	**17.247,16**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	2,0	1,0	9541,00	19.082,00	19.082,00	1.695,01	10.588,51
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2023	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	2.132,18	189,40	1.183,14
MIM - 500 kV		2023	1,0	1,0	4360,96	4.360,96	4.360,96	387,37	2.419,87
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2027	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	7.012,92	847,50	2.487,22
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIM - 500 kV		2027	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.602,72	193,69	568,42
SE 500 kV MUTUM (Ampliação/Adequação)						**25.575,14**	**25.575,14**	**2.271,77**	**14.191,52**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	2,0	1,0	9541,00	19.082,00	19.082,00	1.695,01	10.588,51
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2023	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	2.132,18	189,40	1.183,14
MIM - 500 kV		2023	1,0	1,0	4360,96	4.360,96	4.360,96	387,37	2.419,87
SECC LT 345 kV V.PEDRAS - MACAÉ, C1, NA SE LAGOS (Ampliação/Adequação)						**40.385,57**	**25.449,76**	**3.587,35**	**5.825,88**
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 5 km		2029	5,0	1,0	1071,63	5.358,15	3.376,54	475,95	772,95
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 5 km		2029	5,0	1,0	1071,63	5.358,15	3.376,54	475,95	772,95
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2029	2,0	1,0	6985,79	13.971,58	8.804,47	1.241,06	2.015,49
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2029	2,0	1,0	5582,86	11.165,72	7.036,30	991,82	1.610,73
MIG-A		2029	1,0	1,0	2117,78	2.117,78	1.334,56	188,12	305,50
MIM - 345 kV		2029	1,0	1,0	2414,19	2.414,19	1.521,35	214,45	348,26
LT 500 kV IBITIOCA - ITABIRITO 2, C1 (Nova)						**497.503,68**	**426.529,22**	**44.191,97**	**197.256,32**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 330 km		2025	330,0	1,0	1301,60	429.528,00	368.251,03	38.153,87	170.304,50
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Campos 3	2025	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	8.901,26	922,24	4.116,55
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itabirito 2	2025	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	8.901,26	922,24	4.116,55
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2025	1,0	1,0	2092,93	2.092,93	1.794,35	185,91	829,83
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Itabirito 2	2025	1,0	1,0	2092,93	2.092,93	1.794,35	185,91	829,83
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ	Ibitioca	2025	4,0	1,0	5378,12	21.512,48	18.443,48	1.910,90	8.529,53
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ	Itabirito 2	2025	4,0	1,0	5378,12	21.512,48	18.443,48	1.910,90	8.529,53
SE 500/345 kV TIJ.PRETO 2 (Nova)						**315.385,56**	**231.817,80**	**28.014,89**	**82.217,01**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2027	3,0	1,0	9541,00	28.623,00	21.038,76	2.542,51	7.461,65
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2027	6,0	1,0	5582,86	33.497,16	24.621,41	2.975,47	8.732,28
1°, 2° e 3° ATF 500/345 kV, (9+1R) x 500 MVA 1Φ		2027	10,0	1,0	17964,20	179.642,00	132.042,23	15.957,14	46.830,39
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2027	3,0	1,0	9125,66	27.376,98	20.122,90	2.431,83	7.136,83
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2027	3,0	1,0	5842,44	17.527,32	12.883,10	1.556,91	4.569,15
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						

CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*3,0*						
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			*6,0*						
MIG (Terreno Rural)		2027	1,0	1,0	14935,10	14.935,10	10.977,74	1.326,65	3.893,39
MIM - 500 kV		2027	1,0	1,0	6541,43	6.541,43	4.808,15	581,06	1.705,27
MIM - 345 kV		2027	1,0	1,0	7242,57	7.242,57	5.323,51	643,34	1.888,05
LT 500 kV RESENDE - TIJ.PRETO 2, C1 e 2 (Nova)						**618.193,91**	**454.390,98**	**54.912,58**	**161.155,30**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 225 km		2027	225,0	1,0	2235,51	502.989,75	369.712,48	44.679,29	131.123,04
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Resende	2027	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	15.262,79	1.844,49	5.413,14
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Tij.Preto 2	2027	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	15.262,79	1.844,49	5.413,14
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Resende	2027	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	3.076,73	371,82	1.091,20
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Tij.Preto 2	2027	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	3.076,73	371,82	1.091,20
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 30 Mvar 1Φ	Resende	2027	7,0	1,0	4664,48	32.651,36	23.999,72	2.900,34	8.511,79
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 30 Mvar 1Φ	Tij.Preto 2	2027	7,0	1,0	4664,48	32.651,36	23.999,72	2.900,34	8.511,79
SE 500 kV ITABIRITO 2 (Ampliação/Adequação)						**11.673,18**	**10.007,87**	**1.036,90**	**4.628,32**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2025	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	8.179,87	847,50	3.782,93
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2025	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	1.828,00	189,40	845,39
SE 500/138 kV RESENDE (Ampliação/Adequação)						**79.266,36**	**58.263,14**	**7.041,03**	**20.663,73**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2027	2,0	1,0	9541,00	19.082,00	14.025,84	1.695,01	4.974,43
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2027	2,0	1,0	8494,96	16.989,92	12.488,10	1.509,17	4.429,06
Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ		2027	7,0	1,0	5547,64	38.833,48	28.543,77	3.449,48	10.123,39
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIM - 500 kV		2027	1,0	1,0	4360,96	4.360,96	3.205,44	387,37	1.136,85
LT 500 kV TERMINAL RIO - IBITIOCA, C3 (Nova)						**434.096,68**	**319.074,02**	**38.559,69**	**113.163,49**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 292 km		2027	292,0	1,0	1301,60	380.067,20	279.360,74	33.760,39	99.078,69
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2027	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	7.631,40	922,24	2.706,57
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2027	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	7.631,40	922,24	2.706,57
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 33,33 Mvar 1Φ	Terminal Rio	2027	3,0	1,0	4846,46	14.539,38	10.686,88	1.291,50	3.790,23
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 33,33 Mvar 1Φ	Ibitioca	2027	3,0	1,0	4846,46	14.539,38	10.686,88	1.291,50	3.790,23
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2027	1,0	1,0	2092,93	2.092,93	1.538,37	185,91	545,60
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2027	1,0	1,0	2092,93	2.092,93	1.538,37	185,91	545,60
SECC LT 345 kV TIJUCO PRETO - LESTE, C1, C2 e C3 (CS), NA SE TIJUCO PRETO 2 (Ampliação/Adequação)						**58.096,80**	**42.702,88**	**5.160,59**	**15.145,10**
Circuito Duplo 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km		2027	2,0	1,0	2697,01	5.394,02	3.964,77	479,14	1.406,15
Circuito Duplo 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km		2027	2,0	1,0	2697,01	5.394,02	3.964,77	479,14	1.406,15
Circuito Duplo 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km		2027	2,0	1,0	2697,01	5.394,02	3.964,77	479,14	1.406,15
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2027	6,0	1,0	6985,79	41.914,74	30.808,59	3.723,18	10.926,64
LT 500 kV VALE AZUL - IBITIOCA, C1 | Uso exclusivo (Nova)						**88.504,23**	**88.504,23**	**7.861,60**	**49.110,56**

Circuito Simples 500 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 74 km		2023	74,0	1,0	1055,70	78.121,80	78.121,80	6.939,36	43.349,40
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2023	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	10.382,43	922,24	5.761,16
LT 500 kV GNA+NT - IBITIOCA, C1 e C2 | Uso exclusivo (Nova)						**114.656,28**	**114.656,28**	**10.184,62**	**63.622,20**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 42 km		2023	42,0	1,0	2235,51	93.891,42	93.891,42	8.340,13	52.099,88
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
LT 500 kV GNA - IBITIOCA, C3 | Uso exclusivo (Nova)						**65.049,63**	**55.769,57**	**5.778,19**	**25.791,67**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 42 km		2025	42,0	1,0	1301,60	54.667,20	46.868,31	4.855,95	21.675,12
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2025	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	8.901,26	922,24	4.116,55
LT 500 kV N.S.FÁTIMA - IBITIOCA, C1 | Uso exclusivo (Nova)						**101.494,43**	**87.015,11**	**9.015,49**	**40.241,75**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 70 km		2025	70,0	1,0	1301,60	91.112,00	78.113,85	8.093,25	36.125,20
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2025	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	8.901,26	922,24	4.116,55
LT 500 kV S.CRUZ - IBITIOCA, C1 | Uso exclusivo (Nova)						**29.385,03**	**18.517,55**	**2.610,20**	**4.238,98**
Circuito Simples 500 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 15 km		2029	15,0	1,0	1266,84	19.002,60	11.974,86	1.687,95	2.741,25
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2029	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	6.542,69	922,24	1.497,73

15.5.5 Alt 2A

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						4.831.338,64	**4.187.219,80**	**429.155,41**	**1.965.692,96**
SE 500 kV IBITIOCA | Coletora Única (Nova)						**161.867,78**	**152.754,78**	**14.378,30**	**79.701,07**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	5,0	1,0	9541,00	47.705,00	47.705,00	4.237,51	26.471,27
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*7,0*						
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2023	2,0	1,0	8494,96	16.989,92	16.989,92	1.509,17	9.427,62
Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ		2023	7,0	1,0	5547,64	38.833,48	38.833,48	3.449,48	21.548,50
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
MIG (Terreno Rural)		2023	1,0	1,0	12272,55	12.272,55	12.272,55	1.090,14	6.809,98
MIM - 500 kV		2023	1,0	1,0	10902,39	10.902,39	10.902,39	968,43	6.049,68
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2025	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	8.179,87	847,50	3.782,93
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIM - 500 kV		2025	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.869,41	193,69	864,54
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2027	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	7.012,92	847,50	2.487,22
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIM - 500 kV		2027	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.602,72	193,69	568,42
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2029	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	6.012,45	847,50	1.376,35
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIM - 500 kV		2029	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.374,07	193,69	314,55
LT 500 kV TERMINAL RIO - IBITIOCA, C1 e 2 (Nova)						**1.057.973,84**	**1.057.973,84**	**93.977,10**	**587.064,41**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 292 km		2023	292,0	1,2	1593,16	465.202,72	465.202,72	41.322,76	258.138,67
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 292 km		2023	292,0	1,2	1593,16	465.202,72	465.202,72	41.322,76	258.138,67
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2023	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	4.185,86	371,82	2.322,71
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2023	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	4.185,86	371,82	2.322,71
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	Terminal Rio	2023	7,0	1,0	5547,64	38.833,48	38.833,48	3.449,48	21.548,50
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	Ibitioca	2023	7,0	1,0	5547,64	38.833,48	38.833,48	3.449,48	21.548,50
LT 500 kV IBITIOCA - MUTUM, C1 e 2 (Nova)						**911.403,12**	**911.403,12**	**80.957,60**	**505.733,05**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 246 km		2023	246,0	1,2	1593,16	391.917,36	391.917,36	34.813,01	217.472,99
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 246 km		2023	246,0	1,2	1593,16	391.917,36	391.917,36	34.813,01	217.472,99
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Mutum	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2023	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	4.185,86	371,82	2.322,71

CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Mutum	2023	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	4.185,86	371,82	2.322,71
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	Ibitioca	2023	7,0	1,0	5547,64	38.833,48	38.833,48	3.449,48	21.548,50
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	Mutum	2023	7,0	1,0	5547,64	38.833,48	38.833,48	3.449,48	21.548,50
SE 500 kV T.RIO (Ampliação/Adequação)						**37.296,62**	**34.190,78**	**3.312,96**	**17.247,16**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	2,0	1,0	9541,00	19.082,00	19.082,00	1.695,01	10.588,51
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2023	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	2.132,18	189,40	1.183,14
MIM - 500 kV		2023	1,0	1,0	4360,96	4.360,96	4.360,96	387,37	2.419,87
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2027	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	7.012,92	847,50	2.487,22
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIM - 500 kV		2027	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.602,72	193,69	568,42
SE 500 kV MUTUM (Ampliação/Adequação)						**25.575,14**	**25.575,14**	**2.271,77**	**14.191,52**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	2,0	1,0	9541,00	19.082,00	19.082,00	1.695,01	10.588,51
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2023	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	2.132,18	189,40	1.183,14
MIM - 500 kV		2023	1,0	1,0	4360,96	4.360,96	4.360,96	387,37	2.419,87
SECC LT 345 kV V.PEDRAS - MACAÉ, C1, NA SE LAGOS (Ampliação/Adequação)						**40.385,57**	**25.449,76**	**3.587,35**	**5.825,88**
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 5 km		2029	5,0	1,0	1071,63	5.358,15	3.376,54	475,95	772,95
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 5 km		2029	5,0	1,0	1071,63	5.358,15	3.376,54	475,95	772,95
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2029	2,0	1,0	6985,79	13.971,58	8.804,47	1.241,06	2.015,49
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2029	2,0	1,0	5582,86	11.165,72	7.036,30	991,82	1.610,73
MIG-A		2029	1,0	1,0	2117,78	2.117,78	1.334,56	188,12	305,50
MIM - 345 kV		2029	1,0	1,0	2414,19	2.414,19	1.521,35	214,45	348,26
LT 500 kV IBITIOCA - ITABIRITO 2, C1 (Nova)						**593.718,48**	**436.400,81**	**52.738,49**	**154.774,86**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 330 km		2027	330,0	1,2	1593,16	525.742,80	386.436,65	46.700,38	137.054,47
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Campos 3	2027	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	7.631,40	922,24	2.706,57
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itabirito 2	2027	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	7.631,40	922,24	2.706,57
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2027	1,0	1,0	2092,93	2.092,93	1.538,37	185,91	545,60
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Itabirito 2	2027	1,0	1,0	2092,93	2.092,93	1.538,37	185,91	545,60
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ	Ibitioca	2027	4,0	1,0	5378,12	21.512,48	15.812,32	1.910,90	5.608,03
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ	Itabirito 2	2027	4,0	1,0	5378,12	21.512,48	15.812,32	1.910,90	5.608,03
SE 500/345 kV TIJ.PRETO 2 (Nova)						**315.385,56**	**231.817,80**	**28.014,89**	**82.217,01**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2027	3,0	1,0	9541,00	28.623,00	21.038,76	2.542,51	7.461,65
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2027	6,0	1,0	5582,86	33.497,16	24.621,41	2.975,47	8.732,28
1°, 2° e 3° ATF 500/345 kV, (9+1R) x 500 MVA 1Φ		2027	10,0	1,0	17964,20	179.642,00	132.042,23	15.957,14	46.830,39
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2027	3,0	1,0	9125,66	27.376,98	20.122,90	2.431,83	7.136,83
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2027	3,0	1,0	5842,44	17.527,32	12.883,10	1.556,91	4.569,15

EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*3,0*						
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			*6,0*						
MIG (Terreno Rural)		2027	1,0	1,0	14935,10	14.935,10	10.977,74	1.326,65	3.893,39
MIM - 500 kV		2027	1,0	1,0	6541,43	6.541,43	4.808,15	581,06	1.705,27
MIM - 345 kV		2027	1,0	1,0	7242,57	7.242,57	5.323,51	643,34	1.888,05
LT 500 kV RESENDE - TIJ.PRETO 2, C1 e 2 (Nova)						**618.193,91**	**454.390,98**	**54.912,58**	**161.155,30**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 225 km		2027	225,0	1,0	2235,51	502.989,75	369.712,48	44.679,29	131.123,04
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Resende	2027	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	15.262,79	1.844,49	5.413,14
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Tij.Preto 2	2027	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	15.262,79	1.844,49	5.413,14
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Resende	2027	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	3.076,73	371,82	1.091,20
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Tij.Preto 2	2027	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	3.076,73	371,82	1.091,20
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 30 Mvar 1Φ	Resende	2027	7,0	1,0	4664,48	32.651,36	23.999,72	2.900,34	8.511,79
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 30 Mvar 1Φ	Tij.Preto 2	2027	7,0	1,0	4664,48	32.651,36	23.999,72	2.900,34	8.511,79
SE 500 kV ITABIRITO 2 (Ampliação/Adequação)						**13.853,66**	**10.182,85**	**1.230,59**	**3.611,47**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2027	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	7.012,92	847,50	2.487,22
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2027	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	1.567,22	189,40	555,83
MIM - 500 kV		2027	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.602,72	193,69	568,42
SE 500/138 kV RESENDE (Ampliação/Adequação)						**79.266,36**	**58.263,14**	**7.041,03**	**20.663,73**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2027	2,0	1,0	9541,00	19.082,00	14.025,84	1.695,01	4.974,43
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2027	2,0	1,0	8494,96	16.989,92	12.488,10	1.509,17	4.429,06
Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ		2027	7,0	1,0	5547,64	38.833,48	28.543,77	3.449,48	10.123,39
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIM - 500 kV		2027	1,0	1,0	4360,96	4.360,96	3.205,44	387,37	1.136,85
LT 500 kV TERMINAL RIO - IBITIOCA, C3 (Nova)						**519.232,20**	**381.651,17**	**46.122,06**	**135.357,24**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 292 km		2027	292,0	1,2	1593,16	465.202,72	341.937,89	41.322,76	121.272,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2027	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	7.631,40	922,24	2.706,57
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2027	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	7.631,40	922,24	2.706,57
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 33,33 Mvar 1Φ	Terminal Rio	2027	3,0	1,0	4846,46	14.539,38	10.686,88	1.291,50	3.790,23
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 33,33 Mvar 1Φ	Ibitioca	2027	3,0	1,0	4846,46	14.539,38	10.686,88	1.291,50	3.790,23
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2027	1,0	1,0	2092,93	2.092,93	1.538,37	185,91	545,60
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2027	1,0	1,0	2092,93	2.092,93	1.538,37	185,91	545,60
SECC LT 345 kV TIJUCO PRETO - LESTE, C1, C2 e C3 (CS), NA SE TIJUCO PRETO 2 (Ampliação/Adequação)						**58.096,80**	**42.702,88**	**5.160,59**	**15.145,10**
Circuito Duplo 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km		2027	2,0	1,0	2697,01	5.394,02	3.964,77	479,14	1.406,15
Circuito Duplo 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km		2027	2,0	1,0	2697,01	5.394,02	3.964,77	479,14	1.406,15
Circuito Duplo 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km		2027	2,0	1,0	2697,01	5.394,02	3.964,77	479,14	1.406,15
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2027	6,0	1,0	6985,79	41.914,74	30.808,59	3.723,18	10.926,64

LT 500 kV VALE AZUL - IBITIOCA, C1 | Uso exclusivo (Nova)						**88.504,23**	**88.504,23**	**7.861,60**	**49.110,56**
Circuito Simples 500 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 74 km		2023	74,0	1,0	1055,70	78.121,80	78.121,80	6.939,36	43.349,40
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2023	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	10.382,43	922,24	5.761,16
LT 500 kV GNA+NT - IBITIOCA, C1 e C2 | Uso exclusivo (Nova)						**114.656,28**	**114.656,28**	**10.184,62**	**63.622,20**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 42 km		2023	42,0	1,0	2235,51	93.891,42	93.891,42	8.340,13	52.099,88
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
LT 500 kV GNA - IBITIOCA, C3 | Uso exclusivo (Nova)						**65.049,63**	**55.769,57**	**5.778,19**	**25.791,67**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 42 km		2025	42,0	1,0	1301,60	54.667,20	46.868,31	4.855,95	21.675,12
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2025	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	8.901,26	922,24	4.116,55
LT 500 kV N.S.FÁTIMA - IBITIOCA, C1 | Uso exclusivo (Nova)						**101.494,43**	**87.015,11**	**9.015,49**	**40.241,75**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 70 km		2025	70,0	1,0	1301,60	91.112,00	78.113,85	8.093,25	36.125,20
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2025	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	8.901,26	922,24	4.116,55
LT 500 kV S.CRUZ - IBITIOCA, C1 | Uso exclusivo (Nova)						**29.385,03**	**18.517,55**	**2.610,20**	**4.238,98**
Circuito Simples 500 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 15 km		2029	15,0	1,0	1266,84	19.002,60	11.974,86	1.687,95	2.741,25
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2029	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	6.542,69	922,24	1.497,73

15.5.6 Alt 3

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						6.076.165,75	**5.299.001,77**	**539.730,21**	**2.508.715,59**
SE 750/500 kV TERMINAL RIO (Ampliação/Adequação)						**277.798,32**	**277.798,32**	**24.676,11**	**154.148,90**
1°e 2° ATF 750/500 kV, (6+1R) x 900 MVA 1Φ		2023	7,0	1,0	23580,32	165.062,24	165.062,24	14.662,06	91.592,21
CT (Conexão de Transformador) 750 kV, Arranjo DJM		2023	2,0	1,0	14180,15	28.360,30	28.360,30	2.519,17	15.736,99
IB (Interligação de Barras) 750 kV, Arranjo DJM		2023	2,0	1,0	16906,91	33.813,82	33.813,82	3.003,59	18.763,12
EL (Entrada de Linha) 750 kV, Arranjo DJM			*3,0*						
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2023	2,0	1,0	9125,66	18.251,32	18.251,32	1.621,22	10.127,57
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	2,0	1,0	9541,00	19.082,00	19.082,00	1.695,01	10.588,51
IB (Interligação de Barras) 750 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIM - 750 kV		2023	1,0	1,0	4601,66	4.601,66	4.601,66	408,75	2.553,44
MIM - 500 kV		2023	1,0	1,0	4360,96	4.360,96	4.360,96	387,37	2.419,87
MIG-A		2023	1,0	1,0	4266,02	4.266,02	4.266,02	378,94	2.367,19
SE 750/500 kV IBITIOCA (Nova)						**387.861,35**	**387.861,35**	**34.452,73**	**215.222,33**
1° e 2° ATF 750/500 kV, (6+1R) x 1000 MVA 1Φ		2023	7,0	1,0	24035,41	168.247,87	168.247,87	14.945,03	93.359,91
IB (Interligação de Barras) 750 kV, Arranjo DJM		2023	4,0	1,0	16906,91	67.627,64	67.627,64	6.007,19	37.526,24
CT (Conexão de Transformador) 750 kV, Arranjo DJM		2023	2,0	1,0	14180,15	28.360,30	28.360,30	2.519,17	15.736,99
EL (Entrada de Linha) 750 kV, Arranjo DJM			*5,0*						
CRB (Conexão de Reator de Barra) 750 kV, Arranjo DJM		2023	1,0	1,0	13936,87	13.936,87	13.936,87	1.237,98	7.733,50
1° Reator de Barra 750 kV, (3+1R) x 110 Mvar 1Φ		2023	4,0	1,0	7443,82	29.775,28	29.775,28	2.644,86	16.522,15
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	3,0	1,0	9541,00	28.623,00	28.623,00	2.542,51	15.882,76
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2023	2,0	1,0	9125,66	18.251,32	18.251,32	1.621,22	10.127,57
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*3,0*						
IB (Interligação de Barras) 750 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 750 kV, Arranjo DJM			*5,0*						
MIM - 500 kV		2023	1,0	1,0	6541,43	6.541,43	6.541,43	581,06	3.629,81
MIM - 750 kV		2023	1,0	1,0	9203,32	9.203,32	9.203,32	817,51	5.106,88
MIG (Terreno Rural)		2023	1,0	1,0	17294,32	17.294,32	17.294,32	1.536,21	9.596,53
SE 750/500 kV MUTUM (Ampliação/Adequação)						**154.642,69**	**154.642,69**	**13.736,51**	**85.810,46**
1° ATF 750/345 kV, (3+1R) x 1000 MVA 1Φ		2023	4,0	1,0	24035,41	96.141,64	96.141,64	8.540,02	53.348,52
CT (Conexão de Transformador) 750 kV, Arranjo DJM		2023	1,0	1,0	14180,15	14.180,15	14.180,15	1.259,59	7.868,49
IB (Interligação de Barras) 750 kV, Arranjo DJM		2023	1,0	1,0	16906,91	16.906,91	16.906,91	1.501,80	9.381,56
EL (Entrada de Linha) 750 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2023	1,0	1,0	9125,66	9.125,66	9.125,66	810,61	5.063,78

IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	9.541,00	847,50	5.294,25
IB (Interligação de Barras) 750 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIM - 500 kV		2023	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	2.180,48	193,69	1.209,94
MIM - 750 kV		2023	1,0	1,0	2300,83	2.300,83	2.300,83	204,38	1.276,72
MIG-A		2023	1,0	1,0	4266,02	4.266,02	4.266,02	378,94	2.367,19
LT 750 kV TERMINAL RIO - IBITIOCA, C1 e C2 (CD) (Nova)						**1.002.840,68**	**1.002.840,68**	**89.079,76**	**556.471,30**
Circuito Duplo 750 kV, 4 x 1431 MCM (BOBOLINK), 292 km		2023	292,0	1,2	2822,17	824.073,64	824.073,64	73.200,35	457.274,36
EL (Entrada de Linha) 750 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2023	2,0	1,0	16174,46	32.348,92	32.348,92	2.873,47	17.950,25
EL (Entrada de Linha) 750 kV, Arranjo DJM	Campos 3	2023	2,0	1,0	16174,46	32.348,92	32.348,92	2.873,47	17.950,25
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 750 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2023	2,0	1,0	2463,93	4.927,86	4.927,86	437,73	2.734,44
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 750 kV, Arranjo DJM	Campos 3	2023	2,0	1,0	2463,93	4.927,86	4.927,86	437,73	2.734,44
Reator de Linha Fixo 750 kV, (6+1R) x 110 Mvar 1Φ	Terminal Rio	2023	7,0	1,0	7443,82	52.106,74	52.106,74	4.628,51	28.913,77
Reator de Linha Fixo 750 kV, (6+1R) x 110 Mvar 1Φ	Ibitioca	2023	7,0	1,0	7443,82	52.106,74	52.106,74	4.628,51	28.913,77
LT 750 kV IBITIOCA - MUTUM, C1 (Nova)						**584.067,38**	**584.067,38**	**51.881,21**	**324.096,08**
Circuito Simples 750 kV, 4 x 1431 MCM (BOBOLINK), 246 km		2023	246,0	1,0	2010,91	494.683,86	494.683,86	43.941,50	274.497,61
EL (Entrada de Linha) 750 kV, Arranjo DJM	Campos 3	2023	1,0	1,0	16174,46	16.174,46	16.174,46	1.436,74	8.975,13
EL (Entrada de Linha) 750 kV, Arranjo DJM	Mutum	2023	1,0	1,0	16174,46	16.174,46	16.174,46	1.436,74	8.975,13
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 750 kV, Arranjo DJM	Campos 3	2023	1,0	1,0	2463,93	2.463,93	2.463,93	218,86	1.367,22
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 750 kV, Arranjo DJM	Mutum	2023	1,0	1,0	2463,93	2.463,93	2.463,93	218,86	1.367,22
Reator de Linha Fixo 750 kV, 3 x 110 Mvar 1Φ	Campos 3	2023	3,0	1,0	7443,82	22.331,46	22.331,46	1.983,65	12.391,62
Reator de Linha Fixo 750 kV, (3+1R) x 110 Mvar 1Φ	Mutum	2023	4,0	1,0	7443,82	29.775,28	29.775,28	2.644,86	16.522,15
SE 750/525 kV TERMINAL RIO (Ampliação/Adequação)						**124.975,99**	**107.146,77**	**11.101,30**	**49.552,00**
3° ATF 750/500 kV, 3 x 900 MVA 1Φ		2025	3,0	1,0	23580,32	70.740,96	60.648,97	6.283,74	28.048,24
CT (Conexão de Transformador) 750 kV, Arranjo DJM		2025	1,0	1,0	14180,15	14.180,15	12.157,19	1.259,59	5.622,32
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2025	1,0	1,0	9125,66	9.125,66	7.823,78	810,61	3.618,25
IB (Interligação de Barras) 750 kV, Arranjo DJM		2025	1,0	1,0	16906,91	16.906,91	14.494,95	1.501,80	6.703,46
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2025	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	8.179,87	847,50	3.782,93
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
EL (Entrada de Linha) 750 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIM - 500 kV		2025	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.869,41	193,69	864,54
MIM - 750 kV		2025	1,0	1,0	2300,83	2.300,83	1.972,59	204,38	912,26
SE 500/345 kV TIJUCO PRETO 2 (Nova)						**281.689,30**	**207.050,04**	**25.021,74**	**73.432,82**
1° e 2° ATF 500/345 kV, (6+1R) x 500 MVA 1Φ		2027	7,0	1,0	17964,20	125.749,40	92.429,56	11.170,00	32.781,27
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2027	2,0	1,0	9125,66	18.251,32	13.415,27	1.621,22	4.757,89
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2027	2,0	1,0	5842,44	11.684,88	8.588,74	1.037,94	3.046,10
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2027	6,0	1,0	9541,00	57.246,00	42.077,52	5.085,02	14.923,30
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2027	6,0	1,0	5582,86	33.497,16	24.621,41	2.975,47	8.732,28
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*6,0*						
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			*6,0*						
MIM - 500 kV		2027	1,0	1,0	13082,87	13.082,87	9.616,30	1.162,12	3.410,54

MIM - 345 kV		2027	1,0	1,0	7242,57	7.242,57	5.323,51	643,34	1.888,05
MIG (Terreno Rural)		2027	1,0	1,0	14935,10	14.935,10	10.977,74	1.326,65	3.893,39
SECC LT 500 kV TIJUCO PRETO - CACHOEIRA PAULISTA, C1, NA SE TIJUCO PRETO 2 (Nova)						**29.072,09**	**21.368,85**	**2.582,40**	**7.578,72**
Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954 MCM (RAIL), 2,5 km		2027	2,5	1,0	2470,02	6.175,05	4.538,85	548,51	1.609,76
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2027	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	15.262,79	1.844,49	5.413,14
MIG-A		2027	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	1.567,22	189,40	555,83
SECC LT 500 kV TIJUCO PRETO - TAUBATÉ, C1, NA SE TIJUCO PRETO 2 (Nova)						**28.030,26**	**20.603,08**	**2.489,86**	**7.307,13**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2,5 km		2027	2,5	1,0	2906,16	7.265,40	5.340,29	645,37	1.894,00
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2027	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	15.262,79	1.844,49	5.413,14
SECC LT 500 kV TIJUCO PRETO - LORENA, C1, NA SE TIJUCO PRETO 2 (Nova)						**30.162,44**	**22.170,29**	**2.679,25**	**7.862,96**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2,5 km		2027	2,5	1,0	2906,16	7.265,40	5.340,29	645,37	1.894,00
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2027	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	15.262,79	1.844,49	5.413,14
MIG-A		2027	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	1.567,22	189,40	555,83
SECC LT 345 kV TIJUCO PRETO - LESTE, C1, C2 e C3 (CS), NA SE TIJ.PRETO 2 (Ampliação/Adequação)						**58.096,80**	**42.702,88**	**5.160,59**	**15.145,10**
Circuito Duplo 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km		2027	2,0	1,0	2697,01	5.394,02	3.964,77	479,14	1.406,15
Circuito Duplo 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km		2027	2,0	1,0	2697,01	5.394,02	3.964,77	479,14	1.406,15
Circuito Duplo 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km		2027	2,0	1,0	2697,01	5.394,02	3.964,77	479,14	1.406,15
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2027	6,0	1,0	6985,79	41.914,74	30.808,59	3.723,18	10.926,64
SE 750/500 kV IBITIOCA (Ampliação/Adequação)						**162.609,59**	**139.411,51**	**14.444,19**	**64.473,43**
3° ATF 750/500 kV, 3 x 1000 MVA 1Φ		2025	3,0	1,0	24035,41	72.106,23	61.819,47	6.405,01	28.589,56
CT (Conexão de Transformador) 750 kV, Arranjo DJM		2025	1,0	1,0	14180,15	14.180,15	12.157,19	1.259,59	5.622,32
IB (Interligação de Barras) 750 kV, Arranjo DJM		2025	1,0	1,0	16906,91	16.906,91	14.494,95	1.501,80	6.703,46
CRB (Conexão de Reator de Barra) 750 kV, Arranjo DJM		2025	1,0	1,0	13936,87	13.936,87	11.948,62	1.237,98	5.525,86
2° Reator de Barra 750 kV, 3 x 110 Mvar 1Φ		2025	3,0	1,0	7443,82	22.331,46	19.145,63	1.983,65	8.854,25
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2025	1,0	1,0	9125,66	9.125,66	7.823,78	810,61	3.618,25
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2025	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	8.179,87	847,50	3.782,93
MIM - 500 kV		2025	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.869,41	193,69	864,54
MIM - 750 kV		2025	1,0	1,0	2300,83	2.300,83	1.972,59	204,38	912,26
LT 750 kV TERMINAL RIO - TIJUCO PRETO, C1 (Nova)						**881.535,57**	**647.954,96**	**78.304,54**	**229.805,12**
Circuito Simples 750 kV, 4 x 1431 MCM (BOBOLINK), 363 km		2027	363,0	1,0	2010,91	729.960,33	536.542,63	64.840,50	190.291,38
EL (Entrada de Linha) 750 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2027	1,0	1,0	16174,46	16.174,46	11.888,71	1.436,74	4.216,48
EL (Entrada de Linha) 750 kV, Arranjo DJM	Tijuco Preto	2027	1,0	1,0	16174,46	16.174,46	11.888,71	1.436,74	4.216,48
CRL (Conexão de Reator de Linha Man.) 750 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2027	1,0	1,0	8496,30	8.496,30	6.245,03	754,70	2.214,88
CRL (Conexão de Reator de Linha Man.) 750 kV, Arranjo DJM	Tijuco Preto	2027	1,0	1,0	8496,30	8.496,30	6.245,03	754,70	2.214,88
Reator de Linha Fixo 750 kV, (3+1R) x 110 Mvar 1Φ	Terminal Rio	2027	4,0	1,0	7443,82	29.775,28	21.885,72	2.644,86	7.762,04
Reator de Linha Fixo 750 kV, (3+1R) x 110 Mvar 1Φ	Tijuco Preto	2027	4,0	1,0	7443,82	29.775,28	21.885,72	2.644,86	7.762,04
IB (Interligação de Barras) 750 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2027	1,0	1,0	16906,91	16.906,91	12.427,08	1.501,80	4.407,42
MIM - 750 kV	Terminal Rio	2027	1,0	1,0	2300,83	2.300,83	1.691,18	204,38	599,80
MIG-A	Terminal Rio	2027	1,0	1,0	2133,84	2.133,84	1.568,44	189,54	556,26

IB (Interligação de Barras) 750 kV, Arranjo DJM	Tijuco Preto	2027	1,0	1,0	16906,91	16.906,91	12.427,08	1.501,80	4.407,42
MIM - 750 kV	Tijuco Preto	2027	1,0	1,0	2300,83	2.300,83	1.691,18	204,38	599,80
MIG-A	Tijuco Preto	2027	1,0	1,0	2133,84	2.133,84	1.568,44	189,54	556,26
LT 750 kV TERMINAL RIO - IBITIOCA, C3 (Nova)						**673.393,10**	**494.964,03**	**59.815,78**	**175.545,02**
Circuito Simples 750 kV, 4 x 1431 MCM (BOBOLINK), 292 km		2027	292,0	1,0	2010,91	587.185,72	431.599,03	52.158,20	153.071,86
EL (Entrada de Linha) 750 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2027	1,0	1,0	16174,46	16.174,46	11.888,71	1.436,74	4.216,48
EL (Entrada de Linha) 750 kV, Arranjo DJM	Campos 3	2027	1,0	1,0	16174,46	16.174,46	11.888,71	1.436,74	4.216,48
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 750 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2027	1,0	1,0	2463,93	2.463,93	1.811,06	218,86	642,32
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 750 kV, Arranjo DJM	Campos 3	2027	1,0	1,0	2463,93	2.463,93	1.811,06	218,86	642,32
Reator de Linha Fixo 750 kV, 3 x 110 Mvar 1Φ	Terminal Rio	2027	3,0	1,0	7443,82	22.331,46	16.414,29	1.983,65	5.821,53
Reator de Linha Fixo 750 kV, 3 x 110 Mvar 1Φ	Campos 3	2027	3,0	1,0	7443,82	22.331,46	16.414,29	1.983,65	5.821,53
MIG-A	Terminal Rio	2027	1,0	1,0	2133,84	2.133,84	1.568,44	189,54	556,26
MIG-A	Campos 3	2027	1,0	1,0	2133,84	2.133,84	1.568,44	189,54	556,26
LT 750 kV IBITIOCA - MUTUM, C2 (Nova)						**580.891,24**	**498.020,61**	**51.599,08**	**230.318,84**
Circuito Simples 750 kV, 4 x 1431 MCM (BOBOLINK), 246 km		2025	246,0	1,0	2010,91	494.683,86	424.111,68	43.941,50	196.138,29
EL (Entrada de Linha) 750 kV, Arranjo DJM	Campos 3	2025	1,0	1,0	16174,46	16.174,46	13.866,99	1.436,74	6.413,05
EL (Entrada de Linha) 750 kV, Arranjo DJM	Mutum	2025	1,0	1,0	16174,46	16.174,46	13.866,99	1.436,74	6.413,05
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 750 kV, Arranjo DJM	Campos 3	2025	1,0	1,0	2463,93	2.463,93	2.112,42	218,86	976,93
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 750 kV, Arranjo DJM	Mutum	2025	1,0	1,0	2463,93	2.463,93	2.112,42	218,86	976,93
Reator de Linha Fixo 750 kV, 3 x 110 Mvar 1Φ	Campos 3	2025	3,0	1,0	7443,82	22.331,46	19.145,63	1.983,65	8.854,25
Reator de Linha Fixo 750 kV, 3 x 110 Mvar 1Φ	Mutum	2025	3,0	1,0	7443,82	22.331,46	19.145,63	1.983,65	8.854,25
MIG-A	Campos 3	2025	1,0	1,0	2133,84	2.133,84	1.829,42	189,54	846,05
MIG-A	Mutum	2025	1,0	1,0	2133,84	2.133,84	1.829,42	189,54	846,05
SE 750/500 kV IBITIOCA (Ampliação/Adequação)						**126.341,26**	**79.616,42**	**11.222,57**	**18.225,55**
4° ATF 750/500 kV, 3 x 1000 MVA 1Φ		2029	3,0	1,0	24035,41	72.106,23	45.439,16	6.405,01	10.401,79
CT (Conexão de Transformador) 750 kV, Arranjo DJM		2029	1,0	1,0	14180,15	14.180,15	8.935,90	1.259,59	2.045,58
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2029	1,0	1,0	9125,66	9.125,66	5.750,71	810,61	1.316,44
IB (Interligação de Barras) 750 kV, Arranjo DJM		2029	1,0	1,0	16906,91	16.906,91	10.654,22	1.501,80	2.438,93
MIM - 750 kV		2029	1,0	1,0	2300,83	2.300,83	1.449,91	204,38	331,91
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2029	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	6.012,45	847,50	1.376,35
MIM - 500 kV		2029	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.374,07	193,69	314,55
SECC LT 345 kV V.PEDRAS - MACAÉ, C1, NA SE LAGOS (Ampliação/Adequação)						**40.385,57**	**29.684,60**	**3.587,35**	**10.528,00**
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 5 km		2027	5,0	1,0	1071,63	5.358,15	3.938,40	475,95	1.396,80
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 5 km		2027	5,0	1,0	1071,63	5.358,15	3.938,40	475,95	1.396,80
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2027	2,0	1,0	6985,79	13.971,58	10.269,53	1.241,06	3.642,21
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2027	2,0	1,0	5582,86	11.165,72	8.207,14	991,82	2.910,76
MIG-A		2027	1,0	1,0	2117,78	2.117,78	1.556,63	188,12	552,08
MIM - 345 kV		2027	1,0	1,0	2414,19	2.414,19	1.774,50	214,45	629,35
SE 750/500 kV MUTUM (Ampliação/Adequação)						**252.682,52**	**216.634,53**	**22.445,14**	**100.186,65**
2° e 3° ATF 750/500 kV, 6 x 1000 MVA 1Φ		2025	6,0	1,0	24035,41	144.212,46	123.638,94	12.810,02	57.179,11

CT (Conexão de Transformador) 750 kV, Arranjo DJM		2025	2,0	1,0	14180,15	28.360,30	24.314,39	2.519,17	11.244,64
IB (Interligação de Barras) 750 kV, Arranjo DJM		2025	2,0	1,0	16906,91	33.813,82	28.989,90	3.003,59	13.406,92
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2025	2,0	1,0	9541,00	19.082,00	16.359,74	1.695,01	7.565,86
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2025	2,0	1,0	9125,66	18.251,32	15.647,57	1.621,22	7.236,51
MIM - 500 kV		2025	1,0	1,0	4360,96	4.360,96	3.738,82	387,37	1.729,09
MIM - 750 kV		2025	1,0	1,0	4601,66	4.601,66	3.945,18	408,75	1.824,52
LT 500 kV VALE AZUL - IBITIOCA, C1 | Uso exclusivo (Nova)						**88.504,23**	**88.504,23**	**7.861,60**	**49.110,56**
Circuito Simples 500 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 74 km		2023	74,0	1,0	1055,70	78.121,80	78.121,80	6.939,36	43.349,40
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2023	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	10.382,43	922,24	5.761,16
LT 500 kV GNA+NT - IBITIOCA, C1 e C2 | Uso exclusivo (Nova)						**114.656,28**	**114.656,28**	**10.184,62**	**63.622,20**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 42 km		2023	42,0	1,0	2235,51	93.891,42	93.891,42	8.340,13	52.099,88
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
LT 500 kV GNA - IBITIOCA, C3 | Uso exclusivo (Nova)						**65.049,63**	**55.769,57**	**5.778,19**	**25.791,67**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 42 km		2025	42,0	1,0	1301,60	54.667,20	46.868,31	4.855,95	21.675,12
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2025	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	8.901,26	922,24	4.116,55
LT 500 kV N.S.FÁTIMA - IBITIOCA, C1 | Uso exclusivo (Nova)						**101.494,43**	**87.015,11**	**9.015,49**	**40.241,75**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 70 km		2025	70,0	1,0	1301,60	91.112,00	78.113,85	8.093,25	36.125,20
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2025	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	8.901,26	922,24	4.116,55
LT 500 kV S.CRUZ - IBITIOCA, C1 | Uso exclusivo (Nova)						**29.385,03**	**18.517,55**	**2.610,20**	**4.238,98**
Circuito Simples 500 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 15 km		2029	15,0	1,0	1266,84	19.002,60	11.974,86	1.687,95	2.741,25
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ibitioca	2029	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	6.542,69	922,24	1.497,73

15.5.7 Alt 4

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						4.393.042,47	**3.787.399,79**	**390.222,69**	**1.765.206,32**
SE 500 kV CAMPOS 2 (Nova)						**102.577,03**	**100.904,83**	**9.111,65**	**55.062,77**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	3,0	1,0	9541,00	28.623,00	28.623,00	2.542,51	15.882,76
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2023	1,0	1,0	8494,96	8.494,96	8.494,96	754,59	4.713,81
Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ		2023	4,0	1,0	5862,86	23.451,44	23.451,44	2.083,13	13.013,09
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG (Terreno Rural)		2023	1,0	1,0	12023,24	12.023,24	12.023,24	1.067,99	6.671,64
MIM - 500 kV		2023	1,0	1,0	8721,91	8.721,91	8.721,91	774,74	4.839,74
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	9.541,00	847,50	5.294,25
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2025	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	8.179,87	847,50	3.782,93
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIM - 500 kV		2025	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.869,41	193,69	864,54
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
SE 500/345 kV LAGOS (Ampliação/Adequação)						**170.115,81**	**153.946,79**	**15.110,95**	**76.443,26**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	3,0	1,0	9541,00	28.623,00	28.623,00	2.542,51	15.882,76
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2023	2,0	1,0	8494,96	16.989,92	16.989,92	1.509,17	9.427,62
Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 66,66 Mvar 1Φ		2023	7,0	1,0	6044,84	42.313,88	42.313,88	3.758,63	23.479,76
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIM - 500 kV		2023	1,0	1,0	8721,91	8.721,91	8.721,91	774,74	4.839,74
MIG-A		2023	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	2.132,18	189,40	1.183,14
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2025	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	8.179,87	847,50	3.782,93
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIM - 500 kV		2025	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.869,41	193,69	864,54
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2027	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	7.012,92	847,50	2.487,22
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2027	1,0	1,0	8494,96	8.494,96	6.244,05	754,59	2.214,53
Reator de Barra 500 kV, 3 x 66,66 Mvar 1Φ		2027	3,0	1,0	6044,84	18.134,52	13.329,41	1.610,84	4.727,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIM - 500 kV		2027	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.602,72	193,69	568,42
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2029	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	6.012,45	847,50	1.376,35
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						

CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*1,0*						
MIM - 500 kV	2029	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.374,07	193,69	314,55
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2023	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	9.541,00	847,50	5.294,25
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*1,0*						
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*1,0*						
SE 500 kV TERMINAL RIO (Ampliação/Adequação)					**37.296,62**	**32.961,66**	**3.312,96**	**15.882,42**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2023	2,0	1,0	9541,00	19.082,00	19.082,00	1.695,01	10.588,51
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*2,0*						
MIG-A	2023	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	2.132,18	189,40	1.183,14
MIM - 500 kV	2023	1,0	1,0	4360,96	4.360,96	4.360,96	387,37	2.419,87
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2029	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	6.012,45	847,50	1.376,35
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*1,0*						
MIM - 500 kV	2029	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.374,07	193,69	314,55
SE 500 kV MUTUM (Ampliação/Adequação)					**25.575,14**	**25.575,14**	**2.271,77**	**14.191,52**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2023	2,0	1,0	9541,00	19.082,00	19.082,00	1.695,01	10.588,51
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*2,0*						
MIG-A	2023	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	2.132,18	189,40	1.183,14
MIM - 500 kV	2023	1,0	1,0	4360,96	4.360,96	4.360,96	387,37	2.419,87
SE 500/138 kV RESENDE (Ampliação/Adequação)					**67.982,14**	**56.850,09**	**6.038,68**	**25.362,55**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2025	2,0	1,0	9541,00	19.082,00	16.359,74	1.695,01	7.565,86
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	2025	1,0	1,0	8494,96	8.494,96	7.283,06	754,59	3.368,19
Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	2025	4,0	1,0	5547,64	22.190,56	19.024,83	1.971,13	8.798,38
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*2,0*						
MIM - 500 kV	2025	1,0	1,0	4360,96	4.360,96	3.738,82	387,37	1.729,09
MIG-A	2025	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	1.828,00	189,40	845,39
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2027	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	7.012,92	847,50	2.487,22
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*2,0*						
MIM - 500 kV	2027	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.602,72	193,69	568,42
SE 500/345 kV TIJ.PRETO 2 (Nova)					**315.385,56**	**231.817,80**	**28.014,89**	**82.217,01**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2027	3,0	1,0	9541,00	28.623,00	21.038,76	2.542,51	7.461,65
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	2027	6,0	1,0	5582,86	33.497,16	24.621,41	2.975,47	8.732,28
1°, 2° e 3° ATF 500/345 kV, (9+1R) x 500 MVA 1Φ	2027	10,0	1,0	17964,20	179.642,00	132.042,23	15.957,14	46.830,39
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2027	3,0	1,0	9125,66	27.376,98	20.122,90	2.431,83	7.136,83
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	2027	3,0	1,0	5842,44	17.527,32	12.883,10	1.556,91	4.569,15
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*2,0*						

EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			*6,0*						
MIG (Terreno Rural)		2027	1,0	1,0	14935,10	14.935,10	10.977,74	1.326,65	3.893,39
MIM - 500 kV		2027	1,0	1,0	6541,43	6.541,43	4.808,15	581,06	1.705,27
MIM - 345 kV		2027	1,0	1,0	7242,57	7.242,57	5.323,51	643,34	1.888,05
LT 500 kV TERMINAL RIO - LAGOS, C1 e C2 (Nova)						**593.603,30**	**593.603,30**	**52.728,26**	**329.387,51**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 214 km		2023	214,0	1,0	2235,51	478.399,14	478.399,14	42.494,97	265.461,30
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2023	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	4.185,86	371,82	2.322,71
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 30 Mvar 1Φ	Terminal Rio	2023	7,0	1,0	4664,48	32.651,36	32.651,36	2.900,34	18.118,08
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2023	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	4.185,86	371,82	2.322,71
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 30 Mvar 1Φ	Lagos	2023	7,0	1,0	4664,48	32.651,36	32.651,36	2.900,34	18.118,08
LT 500 kV LAGOS - CAMPOS 2, C1 e C2 (Nova)						**267.316,23**	**267.316,23**	**23.745,01**	**148.332,44**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 101 km		2023	101,0	1,0	2235,51	225.786,51	225.786,51	20.056,04	125.287,81
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	CAMPOS 2	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
LT 500 kV CAMPOS 2 - MUTUM, C1 e C2 (Nova)						**631.919,18**	**631.919,18**	**56.131,76**	**350.648,81**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 230 km		2023	230,0	1,0	2235,51	514.167,30	514.167,30	45.672,16	285.308,87
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	CAMPOS 2	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Mutum	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	CAMPOS 2	2023	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	4.185,86	371,82	2.322,71
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 33,33 Mvar 1Φ	CAMPOS 2	2023	7,0	1,0	4846,46	33.925,22	33.925,22	3.013,49	18.824,94
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Mutum	2023	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	4.185,86	371,82	2.322,71
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 33,33 Mvar 1Φ	Mutum	2023	7,0	1,0	4846,46	33.925,22	33.925,22	3.013,49	18.824,94
LT 500 kV LAGOS - RESENDE, C1 e C2 (Nova)						**761.578,76**	**652.931,04**	**67.649,09**	**301.960,03**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 288 km		2025	288,0	1,0	2235,51	643.826,88	551.977,78	57.189,49	255.272,33
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2025	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	17.802,52	1.844,49	8.233,10
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Resende	2025	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	17.802,52	1.844,49	8.233,10
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2025	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	3.588,70	371,82	1.659,66
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 33,33 Mvar 1Φ	Lagos	2025	7,0	1,0	4846,46	33.925,22	29.085,41	3.013,49	13.451,08
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Resende	2025	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	3.588,70	371,82	1.659,66
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 33,33 Mvar 1Φ	Resende	2025	7,0	1,0	4846,46	33.925,22	29.085,41	3.013,49	13.451,08
LT 500 kV RESENDE - TIJ.PRETO 2, C1 e C2 (Nova)						**618.193,91**	**454.390,98**	**54.912,58**	**161.155,30**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 225 km		2027	225,0	1,0	2235,51	502.989,75	369.712,48	44.679,29	131.123,04
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Resende	2027	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	15.262,79	1.844,49	5.413,14
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Tij.Preto 2	2027	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	15.262,79	1.844,49	5.413,14
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Resende	2027	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	3.076,73	371,82	1.091,20
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 30 Mvar 1Φ	Resende	2027	7,0	1,0	4664,48	32.651,36	23.999,72	2.900,34	8.511,79
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Tij.Preto 2	2027	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	3.076,73	371,82	1.091,20
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 30 Mvar 1Φ	Tij.Preto 2	2027	7,0	1,0	4664,48	32.651,36	23.999,72	2.900,34	8.511,79

LT 500 kV TERMINAL RIO - LAGOS, C3 (Nova)						**331.480,00**	**208.888,63**	**29.444,52**	**47.818,14**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 214 km		2029	214,0	1,0	1301,60	278.542,40	175.528,96	24.742,21	40.181,55
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2029	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	6.542,69	922,24	1.497,73
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2029	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	6.542,69	922,24	1.497,73
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2029	1,0	1,0	2092,93	2.092,93	1.318,90	185,91	301,92
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 30 Mvar 1Φ	Terminal Rio	2029	3,0	1,0	4664,48	13.993,44	8.818,24	1.243,00	2.018,64
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2029	1,0	1,0	2092,93	2.092,93	1.318,90	185,91	301,92
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 30 Mvar 1Φ	Lagos	2029	3,0	1,0	4664,48	13.993,44	8.818,24	1.243,00	2.018,64
LT 500 kV LAGOS - CAMPOS 2, C3 (Nova)						**152.226,46**	**111.890,99**	**13.521,89**	**39.683,50**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 101 km		2027	101,0	1,0	1301,60	131.461,60	96.628,20	11.677,40	34.270,37
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2027	1	1,0	10382,43	10.382,43	7.631,40	922,24	2.706,57
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	CAMPOS 2	2027	1	1,0	10382,43	10.382,43	7.631,40	922,24	2.706,57
SECC LT 345 kV TIJUCO PRETO - LESTE, C1, C2 e C3 (CS), NA SE TIJ.PRETO 2 (Ampliação/Adequação)						**58.096,80**	**42.702,88**	**5.160,59**	**15.145,10**
Circuito Duplo 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km		2027	2,0	1,0	2697,01	5.394,02	3.964,77	479,14	1.406,15
Circuito Duplo 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km		2027	2,0	1,0	2697,01	5.394,02	3.964,77	479,14	1.406,15
Circuito Duplo 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km		2027	2,0	1,0	2697,01	5.394,02	3.964,77	479,14	1.406,15
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2027	6,0	1,0	6985,79	41.914,74	30.808,59	3.723,18	10.926,64
SECC LT 345 kV V.PEDRAS - MACAÉ, C1, NA SE LAGOS (Ampliação/Adequação)						**40.385,57**	**25.449,76**	**3.587,35**	**5.825,88**
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2029	2,0	1,0	5582,86	11.165,72	7.036,30	991,82	1.610,73
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 5 km		2029	5,0	1,0	1071,63	5.358,15	3.376,54	475,95	772,95
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 5 km		2029	5,0	1,0	1071,63	5.358,15	3.376,54	475,95	772,95
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2029	2,0	1,0	6985,79	13.971,58	8.804,47	1.241,06	2.015,49
MIG-A		2029	1,0	1,0	2117,78	2.117,78	1.334,56	188,12	305,50
MIM - 345 kV		2029	1,0	1,0	2414,19	2.414,19	1.521,35	214,45	348,26
LT 500 kV VALE AZUL - LAGOS, C1 | Uso exclusivo (Nova)						**25.584,51**	**25.584,51**	**2.272,61**	**14.196,72**
Circuito Simples 500 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 12 km		2023	12,0	1,0	1266,84	15.202,08	15.202,08	1.350,36	8.435,56
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2023	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	10.382,43	922,24	5.761,16
LT 500 kV GNA+NT - LAGOS, C1 e C2 | Uso exclusivo (Nova)						**82.241,36**	**82.241,36**	**7.305,29**	**45.635,32**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 25 km		2023	25,0	1,0	2459,06	61.476,50	61.476,50	5.460,80	34.113,00
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
LT 500 kV GNA - LAGOS, C3 | Uso exclusivo (Nova)						**46.176,43**	**39.588,85**	**4.101,73**	**18.308,59**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 25 km		2025	25,0	1,0	1431,76	35.794,00	30.687,59	3.179,49	14.192,04
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2025	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	8.901,26	922,24	4.116,55
LT 500 kV N.S.FÁTIMA - LAGOS, C1 | Uso exclusivo (Nova)						**33.811,23**	**28.987,68**	**3.003,36**	**13.405,89**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 15 km		2025	15,0	1,0	1561,92	23.428,80	20.086,42	2.081,12	9.289,34
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2025	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	8.901,26	922,24	4.116,55

LT 500 kV S.CRUZ - LAGOS, C1 | Uso exclusivo (Nova)						**31.496,43**	**19.848,09**	**2.797,75**	**4.543,56**
Circuito Simples 500 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 20 km		2029	20,0	1,0	1055,70	21.114,00	13.305,40	1.875,50	3.045,83
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2029	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	6.542,69	922,24	1.497,73

15.5.8 Alt 4A

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						5.031.407,11	**4.346.101,76**	**446.926,98**	**2.030.978,81**
SE 500 kV CAMPOS 2 (Nova)						**138.237,84**	**136.565,64**	**12.279,31**	**74.850,77**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	4,0	1,0	9541,00	38.164,00	38.164,00	3.390,01	21.177,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2023	2,0	1,0	8494,96	16.989,92	16.989,92	1.509,17	9.427,62
Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ		2023	7,0	1,0	5547,64	38.833,48	38.833,48	3.449,48	21.548,50
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG (Terreno Rural)		2023	1,0	1,0	12085,57	12.085,57	12.085,57	1.073,53	6.706,22
MIM - 500 kV		2023	1,0	1,0	10902,39	10.902,39	10.902,39	968,43	6.049,68
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	9.541,00	847,50	5.294,25
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2025	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	8.179,87	847,50	3.782,93
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIM - 500 kV		2025	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.869,41	193,69	864,54
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
SE 500/345 kV LAGOS (Ampliação/Adequação)						**258.525,79**	**220.454,34**	**22.964,18**	**101.182,31**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	4,0	1,0	9541,00	38.164,00	38.164,00	3.390,01	21.177,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2023	2,0	1,0	8494,96	16.989,92	16.989,92	1.509,17	9.427,62
Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 66,66 Mvar 1Φ		2023	7,0	1,0	6044,84	42.313,88	42.313,88	3.758,63	23.479,76
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIM - 500 kV		2023	1,0	1,0	8721,91	8.721,91	8.721,91	774,74	4.839,74
MIG-A		2023	1,0	1,0	4249,96	4.249,96	4.249,96	377,51	2.358,28
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2027	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	7.012,92	847,50	2.487,22
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIM - 500 kV		2027	1,0	1,0	4360,96	4.360,96	3.205,44	387,37	1.136,85
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2027	1,0	1,0	8494,96	8.494,96	6.244,05	754,59	2.214,53
Reator de Barra 500 kV, 3 x 66,66 Mvar 1Φ		2027	3,0	1,0	6044,84	18.134,52	13.329,41	1.610,84	4.727,44
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2025	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	8.179,87	847,50	3.782,93
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
1° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 1200 MVA 1Φ		2027	4,0	1,0	16980,43	67.921,72	49.924,49	6.033,31	17.706,33

IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2027	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	7.012,92	847,50	2.487,22
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2027	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	4.103,57	495,91	1.455,38
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2027	1,0	1,0	9125,66	9.125,66	6.707,63	810,61	2.378,94
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2027	1,0	1,0	5842,44	5.842,44	4.294,37	518,97	1.523,05
SE 500 kV TERMINAL RIO (Ampliação/Adequação)						**25.575,14**	**25.575,14**	**2.271,77**	**14.191,52**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	2,0	1,0	9541,00	19.082,00	19.082,00	1.695,01	10.588,51
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2023	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	2.132,18	189,40	1.183,14
MIM - 500 kV		2023	1,0	1,0	4360,96	4.360,96	4.360,96	387,37	2.419,87
SE 500 kV MUTUM (Ampliação/Adequação)						**25.575,14**	**25.575,14**	**2.271,77**	**14.191,52**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	2,0	1,0	9541,00	19.082,00	19.082,00	1.695,01	10.588,51
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2023	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	2.132,18	189,40	1.183,14
MIM - 500 kV		2023	1,0	1,0	4360,96	4.360,96	4.360,96	387,37	2.419,87
SE 500/138 kV RESENDE (Ampliação/Adequação)						**69.970,93**	**51.430,72**	**6.215,34**	**18.240,53**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2027	3,0	1,0	9541,00	28.623,00	21.038,76	2.542,51	7.461,65
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2027	1,0	1,0	8494,96	8.494,96	6.244,05	754,59	2.214,53
Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 66,66 Mvar 1Φ		2027	4,0	1,0	6044,84	24.179,36	17.772,55	2.147,79	6.303,25
MIM - 500 kV		2027	1,0	1,0	6541,43	6.541,43	4.808,15	581,06	1.705,27
MIG-A		2027	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	1.567,22	189,40	555,83
SE 500/345 kV TIJ.PRETO 2 (Nova)						**315.385,56**	**231.817,80**	**28.014,89**	**82.217,01**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2027	3,0	1,0	9541,00	28.623,00	21.038,76	2.542,51	7.461,65
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2027	6,0	1,0	5582,86	33.497,16	24.621,41	2.975,47	8.732,28
1°, 2° e 3° ATF 500/345 kV, (9+1R) x 500 MVA 1Φ		2027	10,0	1,0	17964,20	179.642,00	132.042,23	15.957,14	46.830,39
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2027	3,0	1,0	9125,66	27.376,98	20.122,90	2.431,83	7.136,83
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2027	3,0	1,0	5842,44	17.527,32	12.883,10	1.556,91	4.569,15
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			*6,0*						
MIG (Terreno Rural)		2027	1,0	1,0	14935,10	14.935,10	10.977,74	1.326,65	3.893,39
MIM - 500 kV		2027	1,0	1,0	6541,43	6.541,43	4.808,15	581,06	1.705,27
MIM - 345 kV		2027	1,0	1,0	7242,57	7.242,57	5.323,51	643,34	1.888,05
LT 500 kV TERMINAL RIO - LAGOS, C1 e C2 (Nova)						**807.066,92**	**807.066,92**	**71.689,68**	**447.837,41**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 214 km		2023	214,0	1,2	1301,60	340.935,90	340.935,90	30.284,46	189.183,63
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 214 km		2023	214,0	1,2	1301,60	340.935,90	340.935,90	30.284,46	189.183,63
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32

EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2023	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	4.185,86	371,82	2.322,71
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,33 Mvar 1Φ	Terminal Rio	2023	7,0	1,0	5378,12	37.646,84	37.646,84	3.344,07	20.890,04
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2023	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	4.185,86	371,82	2.322,71
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,33 Mvar 1Φ	Lagos	2023	7,0	1,0	5378,12	37.646,84	37.646,84	3.344,07	20.890,04
LT 500 kV LAGOS - CAMPOS 2, C1 e C2 (Nova)						**363.347,72**	**363.347,72**	**32.275,25**	**201.619,84**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 101 km		2023	101,0	1,2	1301,60	160.909,00	160.909,00	14.293,13	89.287,60
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 101 km		2023	101,0	1,2	1301,60	160.909,00	160.909,00	14.293,13	89.287,60
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	CAMPOS 2	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
LT 500 kV CAMPOS 2 - MUTUM, C1 e C2 (Nova)						**860.421,26**	**860.421,26**	**76.429,01**	**477.443,47**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 230 km		2023	230,0	1,2	1301,60	366.426,43	366.426,43	32.548,72	203.328,20
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 230 km		2023	230,0	1,2	1301,60	366.426,43	366.426,43	32.548,72	203.328,20
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	CAMPOS 2	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Mutum	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	CAMPOS 2	2023	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	4.185,86	371,82	2.322,71
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	CAMPOS 2	2023	7,0	1,0	5547,64	38.833,48	38.833,48	3.449,48	21.548,50
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Mutum	2023	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	4.185,86	371,82	2.322,71
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	Mutum	2023	7,0	1,0	5547,64	38.833,48	38.833,48	3.449,48	21.548,50
LT 500 kV LAGOS - RESENDE, C1 e C2 (Nova)						**1.049.640,72**	**771.517,26**	**93.236,89**	**273.628,00**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 288 km		2027	288,0	1,2	1301,60	458.829,62	337.253,47	40.756,66	119.611,05
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 288 km		2027	288,0	1,2	1301,60	458.829,62	337.253,47	40.756,66	119.611,05
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2027	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	15.262,79	1.844,49	5.413,14
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Resende	2027	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	15.262,79	1.844,49	5.413,14
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2027	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	3.076,73	371,82	1.091,20
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ	Lagos	2027	7,0	1,0	5862,86	41.040,02	30.165,64	3.645,48	10.698,61
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Resende	2027	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	3.076,73	371,82	1.091,20
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ	Resende	2027	7,0	1,0	5862,86	41.040,02	30.165,64	3.645,48	10.698,61
LT 500 kV RESENDE - TIJ.PRETO 2, C1 e C2 (Nova)						**618.193,91**	**454.390,98**	**54.912,58**	**161.155,30**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 225 km		2027	225,0	1,0	2235,51	502.989,75	369.712,48	44.679,29	131.123,04
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Resende	2027	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	15.262,79	1.844,49	5.413,14
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Tij.Preto 2	2027	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	15.262,79	1.844,49	5.413,14
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Resende	2027	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	3.076,73	371,82	1.091,20
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 30 Mvar 1Φ	Resende	2027	7,0	1,0	4664,48	32.651,36	23.999,72	2.900,34	8.511,79
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Tij.Preto 2	2027	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	3.076,73	371,82	1.091,20
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 30 Mvar 1Φ	Tij.Preto 2	2027	7,0	1,0	4664,48	32.651,36	23.999,72	2.900,34	8.511,79
SECC LT 345 kV TIJUCO PRETO - LESTE, C1, C2 e C3 (CS), NA SE TIJ.PRETO 2 (Ampliação/Adequação)						**58.096,80**	**42.702,88**	**5.160,59**	**15.145,10**
Circuito Duplo 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km		2027	2,0	1,0	2697,01	5.394,02	3.964,77	479,14	1.406,15
Circuito Duplo 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km		2027	2,0	1,0	2697,01	5.394,02	3.964,77	479,14	1.406,15
Circuito Duplo 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km		2027	2,0	1,0	2697,01	5.394,02	3.964,77	479,14	1.406,15

EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2027	6,0	1,0	6985,79	41.914,74	30.808,59	3.723,18	10.926,64
LT 500 kV LAGOS - CAMPOS 2, C3 (Nova)						**181.673,86**	**133.535,71**	**16.137,62**	**47.360,07**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 101 km		2027	101,0	1,2	1301,60	160.909,00	118.272,92	14.293,13	41.946,93
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2027	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	7.631,40	922,24	2.706,57
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	CAMPOS 2	2027	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	7.631,40	922,24	2.706,57
SECC LT 345 kV V.PEDRAS - MACAÉ, C1, NA SE LAGOS (Ampliação/Adequação)						**40.385,57**	**25.449,76**	**3.587,35**	**5.825,88**
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2029	2,0	1,0	5582,86	11.165,72	7.036,30	991,82	1.610,73
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 5 km		2029	5,0	1,0	1071,63	5.358,15	3.376,54	475,95	772,95
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 5 km		2029	5,0	1,0	1071,63	5.358,15	3.376,54	475,95	772,95
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2029	2,0	1,0	6985,79	13.971,58	8.804,47	1.241,06	2.015,49
MIG-A		2029	1,0	1,0	2117,78	2.117,78	1.334,56	188,12	305,50
MIM - 345 kV		2029	1,0	1,0	2414,19	2.414,19	1.521,35	214,45	348,26
LT 500 kV VALE AZUL - LAGOS, C1 | Uso exclusivo (Nova)						**25.584,51**	**25.584,51**	**2.272,61**	**14.196,72**
Circuito Simples 500 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 12 km		2023	12,0	1,0	1266,84	15.202,08	15.202,08	1.350,36	8.435,56
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2023	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	10.382,43	922,24	5.761,16
LT 500 kV GNA+NT - LAGOS, C1 e C2 | Uso exclusivo (Nova)						**82.241,36**	**82.241,36**	**7.305,29**	**45.635,32**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 25 km		2023	25,0	1,0	2459,06	61.476,50	61.476,50	5.460,80	34.113,00
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
LT 500 kV GNA - LAGOS, C3 | Uso exclusivo (Nova)						**46.176,43**	**39.588,85**	**4.101,73**	**18.308,59**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 25 km		2025	25,0	1,0	1431,76	35.794,00	30.687,59	3.179,49	14.192,04
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2025	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	8.901,26	922,24	4.116,55
LT 500 kV N.S.FÁTIMA - LAGOS, C1 | Uso exclusivo (Nova)						**33.811,23**	**28.987,68**	**3.003,36**	**13.405,89**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 15 km		2025	15,0	1,0	1561,92	23.428,80	20.086,42	2.081,12	9.289,34
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2025	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	8.901,26	922,24	4.116,55
LT 500 kV S.CRUZ - LAGOS, C1 | Uso exclusivo (Nova)						**31.496,43**	**19.848,09**	**2.797,75**	**4.543,56**
Circuito Simples 500 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 20 km		2029	20,0	1,0	1055,70	21.114,00	13.305,40	1.875,50	3.045,83
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2029	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	6.542,69	922,24	1.497,73

15.5.9 Alt 5

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						3.918.419,01	**3.452.077,13**	**348.063,10**	**1.656.511,79**
SE 500 kV CAMPOS 2 | Coletora Região Açu (Nova)						**102.577,03**	**100.904,83**	**9.111,65**	**55.062,77**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	4,0	1,0	9541,00	38.164,00	38.164,00	3.390,01	21.177,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*6,0*						
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2023	1,0	1,0	8494,96	8.494,96	8.494,96	754,59	4.713,81
Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ		2023	4,0	1,0	5862,86	23.451,44	23.451,44	2.083,13	13.013,09
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG (Terreno Rural)		2023	1,0	1,0	12023,24	12.023,24	12.023,24	1.067,99	6.671,64
MIM - 500 kV		2023	1,0	1,0	8721,91	8.721,91	8.721,91	774,74	4.839,74
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2025	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	8.179,87	847,50	3.782,93
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIM - 500 kV		2025	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.869,41	193,69	864,54
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
SE 500/345 kV LAGOS | Coletora Região Macaé (Ampliação/Adequação)						**129.934,43**	**128.262,23**	**11.541,74**	**70.243,25**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	4,0	1,0	9541,00	38.164,00	38.164,00	3.390,01	21.177,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*5,0*						
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2023	2,0	1,0	8494,96	16.989,92	16.989,92	1.509,17	9.427,62
Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 66,66 Mvar 1Φ		2023	7,0	1,0	6044,84	42.313,88	42.313,88	3.758,63	23.479,76
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG (Terreno Rural)		2023	1,0	1,0	12023,24	12.023,24	12.023,24	1.067,99	6.671,64
MIM - 500 kV		2023	1,0	1,0	8721,91	8.721,91	8.721,91	774,74	4.839,74
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2025	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	8.179,87	847,50	3.782,93
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIM - 500 kV		2025	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.869,41	193,69	864,54
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
LT 500 kV T.RIO - LAGOS, C1 e 2 (Nova)						**593.603,30**	**593.603,30**	**52.728,26**	**329.387,51**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 214 km		2023	214,0	1,0	2235,51	478.399,14	478.399,14	42.494,97	265.461,30
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	T.Rio	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	T.Rio	2023	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	4.185,86	371,82	2.322,71
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2023	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	4.185,86	371,82	2.322,71
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 30 Mvar 1Φ	T.Rio	2023	7,0	1,0	4664,48	32.651,36	32.651,36	2.900,34	18.118,08
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 30 Mvar 1Φ	Lagos	2023	7,0	1,0	4664,48	32.651,36	32.651,36	2.900,34	18.118,08

LT 500 kV LAGOS - CAMPOS 2, C1 e 2 (Nova)						**267.316,23**	**267.316,23**	**23.745,01**	**148.332,44**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 101 km		2023	101,0	1,0	2235,51	225.786,51	225.786,51	20.056,04	125.287,81
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	CAMPOS 2	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
LT 500 kV CAMPOS 2 - MUTUM, C1 e 2 (Nova)						**631.919,18**	**631.919,18**	**56.131,76**	**350.648,81**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 230 km		2023	230,0	1,0	2235,51	514.167,30	514.167,30	45.672,16	285.308,87
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	CAMPOS 2	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Mutum	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	CAMPOS 2	2023	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	4.185,86	371,82	2.322,71
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Mutum	2023	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	4.185,86	371,82	2.322,71
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 33,33 Mvar 1Φ	CAMPOS 2	2023	7,0	1,0	4846,46	33.925,22	33.925,22	3.013,49	18.824,94
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 33,33 Mvar 1Φ	Mutum	2023	7,0	1,0	4846,46	33.925,22	33.925,22	3.013,49	18.824,94
SE 500 kV T.RIO (Ampliação/Adequação)						**37.296,62**	**34.190,78**	**3.312,96**	**17.247,16**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	2,0	1,0	9541,00	19.082,00	19.082,00	1.695,01	10.588,51
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2023	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	2.132,18	189,40	1.183,14
MIM - 500 kV		2023	1,0	1,0	4360,96	4.360,96	4.360,96	387,37	2.419,87
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2027	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	7.012,92	847,50	2.487,22
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIM - 500 kV		2027	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.602,72	193,69	568,42
SE 500 kV MUTUM (Ampliação/Adequação)						**25.575,14**	**25.575,14**	**2.271,77**	**14.191,52**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	2,0	1,0	9541,00	19.082,00	19.082,00	1.695,01	10.588,51
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2023	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	2.132,18	189,40	1.183,14
MIM - 500 Kv		2023	1,0	1,0	4360,96	4.360,96	4.360,96	387,37	2.419,87
SECC LT 345 kV V.PEDRAS - MACAÉ, C1, NA SE LAGOS (Ampliação/Adequação)						**40.385,57**	**35.363,31**	**3.587,35**	**16.833,32**
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 5 km		2023	5,0	1,0	1071,63	5.358,15	5.358,15	475,95	2.973,21
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 5 km		2023	5,0	1,0	1071,63	5.358,15	5.358,15	475,95	2.973,21
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2023	2,0	1,0	6985,79	13.971,58	13.971,58	1.241,06	7.752,76
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2029	2,0	1,0	5582,86	11.165,72	7.036,30	991,82	1.610,73
MIG-A		2023	1,0	1,0	2117,78	2.117,78	2.117,78	188,12	1.175,15
MIM - 345 kV		2029	1,0	1,0	2414,19	2.414,19	1.521,35	214,45	348,26
LT 500 kV CAMPOS 2 - ITABIRITO 2, C1 (Nova)						**507.916,48**	**435.456,52**	**45.116,92**	**201.384,92**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 338 km		2025	338,0	1,0	1301,60	439.940,80	377.178,33	39.078,81	174.433,09
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	CAMPOS 2	2025	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	8.901,26	922,24	4.116,55
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itabirito 2	2025	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	8.901,26	922,24	4.116,55
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	CAMPOS 2	2025	1,0	1,0	2092,93	2.092,93	1.794,35	185,91	829,83

CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Itabirito 2	2025	1,0	1,0	2092,93	2.092,93	1.794,35	185,91	829,83
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ	CAMPOS 2	2025	4,0	1,0	5378,12	21.512,48	18.443,48	1.910,90	8.529,53
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ	Itabirito 2	2025	4,0	1,0	5378,12	21.512,48	18.443,48	1.910,90	8.529,53
LT 500 kV T.RIO - LAGOS, C3 (Nova)						**331.480,00**	**243.647,70**	**29.444,52**	**86.412,62**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 214 km		2027	214,0	1,0	1301,60	278.542,40	204.736,98	24.742,21	72.612,46
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	T.Rio	2027	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	7.631,40	922,24	2.706,57
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2027	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	7.631,40	922,24	2.706,57
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	T.Rio	2027	1,0	1,0	2092,93	2.092,93	1.538,37	185,91	545,60
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2027	1,0	1,0	2092,93	2.092,93	1.538,37	185,91	545,60
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 30 Mvar 1Φ	T.Rio	2027	3,0	1,0	4664,48	13.993,44	10.285,60	1.243,00	3.647,91
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 30 Mvar 1Φ	Lagos	2027	3,0	1,0	4664,48	13.993,44	10.285,60	1.243,00	3.647,91
SE 500/345 kV TIJ.PRETO 2 (Nova)						**315.385,56**	**231.817,80**	**28.014,89**	**82.217,01**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2027	3,0	1,0	9541,00	28.623,00	21.038,76	2.542,51	7.461,65
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2027	3,0	1,0	9125,66	27.376,98	20.122,90	2.431,83	7.136,83
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2027	6,0	1,0	5582,86	33.497,16	24.621,41	2.975,47	8.732,28
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2027	3,0	1,0	5842,44	17.527,32	12.883,10	1.556,91	4.569,15
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			*6,0*						
MIG (Terreno Rural)		2027	1,0	1,0	14935,10	14.935,10	10.977,74	1.326,65	3.893,39
MIM - 500 kV		2027	1,0	1,0	6541,43	6.541,43	4.808,15	581,06	1.705,27
MIM - 345 kV		2027	1,0	1,0	7242,57	7.242,57	5.323,51	643,34	1.888,05
1°, 2° e 3° ATF 500/345 kV, (9+1R) x 500 MVA 1Φ		2027	10,0	1,0	17964,20	179.642,00	132.042,23	15.957,14	46.830,39
LT 500 kV RESENDE - TIJ.PRETO 2, C1 e 2 (Nova)						**618.193,91**	**454.390,98**	**54.912,58**	**161.155,30**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 225 km		2027	225,0	1,0	2235,51	502.989,75	369.712,48	44.679,29	131.123,04
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Resende	2027	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	15.262,79	1.844,49	5.413,14
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Tij.Preto 2	2027	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	15.262,79	1.844,49	5.413,14
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Resende	2027	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	3.076,73	371,82	1.091,20
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Tij.Preto 2	2027	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	3.076,73	371,82	1.091,20
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 30 Mvar 1Φ	Resende	2027	7,0	1,0	4664,48	32.651,36	23.999,72	2.900,34	8.511,79
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 30 Mvar 1Φ	Tij.Preto 2	2027	7,0	1,0	4664,48	32.651,36	23.999,72	2.900,34	8.511,79
SE 500 kV ITABIRITO (Ampliação/Adequação)						**13.853,66**	**11.877,28**	**1.230,59**	**5.492,87**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2025	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	8.179,87	847,50	3.782,93
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2025	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	1.828,00	189,40	845,39
MIM - 500 kV		2025	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.869,41	193,69	864,54
SE 500/138 kV RESENDE (Ampliação/Adequação)						**25.575,14**	**18.798,49**	**2.271,77**	**6.667,11**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2027	2,0	1,0	9541,00	19.082,00	14.025,84	1.695,01	4.974,43
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						

MIG-A		2027	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	1.567,22	189,40	555,83
MIM - 500 kV		2027	1,0	1,0	4360,96	4.360,96	3.205,44	387,37	1.136,85
SECC LT 345 kV TIJUCO PRETO - LESTE, C1, C2 e C3 (CS), NA SE TIJUCO PRETO 2 (Nova)						**58.096,80**	**42.702,88**	**5.160,59**	**15.145,10**
Circuito Duplo 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km		2027	2,0	1,0	2697,01	5.394,02	3.964,77	479,14	1.406,15
Circuito Duplo 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km		2027	2,0	1,0	2697,01	5.394,02	3.964,77	479,14	1.406,15
Circuito Duplo 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km		2027	2,0	1,0	2697,01	5.394,02	3.964,77	479,14	1.406,15
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2027	6,0	1,0	6985,79	41.914,74	30.808,59	3.723,18	10.926,64
LT 500 kV VALE AZUL - LAGOS, C1 | Uso exclusivo (Nova)						**25.584,51**	**25.584,51**	**2.272,61**	**14.196,72**
Circuito Simples 500 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 12 km		2023	12,0	1,0	1266,84	15.202,08	15.202,08	1.350,36	8.435,56
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2023	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	10.382,43	922,24	5.761,16
LT 500 kV GNA+NT - LAGOS, C1 e C2 | Uso exclusivo (Nova)						**82.241,36**	**82.241,36**	**7.305,29**	**45.635,32**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 25 km		2023	25,0	1,0	2459,06	61.476,50	61.476,50	5.460,80	34.113,00
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
LT 500 kV GNA - LAGOS, C3 | Uso exclusivo (Nova)						**46.176,43**	**39.588,85**	**4.101,73**	**18.308,59**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 25 km		2025	25,0	1,0	1431,76	35.794,00	30.687,59	3.179,49	14.192,04
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2025	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	8.901,26	922,24	4.116,55
LT 500 kV N.S.FÁTIMA - LAGOS, C1 | Uso exclusivo (Nova)						**33.811,23**	**28.987,68**	**3.003,36**	**13.405,89**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 15 km		2025	15,0	1,0	1561,92	23.428,80	20.086,42	2.081,12	9.289,34
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2025	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	8.901,26	922,24	4.116,55
LT 500 kV S.CRUZ - LAGOS, C1 | Uso exclusivo (Nova)						**31.496,43**	**19.848,09**	**2.797,75**	**4.543,56**
Circuito Simples 500 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 20 km		2029	20,0	1,0	1055,70	21.114,00	13.305,40	1.875,50	3.045,83
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2029	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	6.542,69	922,24	1.497,73

15.5.10 Alt 5A

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						4.597.551,58	**4.024.747,94**	**408.388,71**	**1.915.150,01**
SE 500 kV CAMPOS 2 | Coletora Região Açu (Nova)						**102.577,03**	**100.904,83**	**9.111,65**	**55.062,77**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	4,0	1,0	9541,00	38.164,00	38.164,00	3.390,01	21.177,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*6,0*						
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2023	1,0	1,0	8494,96	8.494,96	8.494,96	754,59	4.713,81
Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ		2023	4,0	1,0	5862,86	23.451,44	23.451,44	2.083,13	13.013,09
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG (Terreno Rural)		2023	1,0	1,0	12023,24	12.023,24	12.023,24	1.067,99	6.671,64
MIM - 500 kV		2023	1,0	1,0	8721,91	8.721,91	8.721,91	774,74	4.839,74
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2025	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	8.179,87	847,50	3.782,93
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIM - 500 kV		2025	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.869,41	193,69	864,54
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
SE 500/345 kV LAGOS | Coletora Região Macaé (Ampliação/Adequação)						**129.934,43**	**128.262,23**	**11.541,74**	**70.243,25**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	4,0	1,0	9541,00	38.164,00	38.164,00	3.390,01	21.177,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*5,0*						
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2023	2,0	1,0	8494,96	16.989,92	16.989,92	1.509,17	9.427,62
Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 66,66 Mvar 1Φ		2023	7,0	1,0	6044,84	42.313,88	42.313,88	3.758,63	23.479,76
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG (Terreno Rural)		2023	1,0	1,0	12023,24	12.023,24	12.023,24	1.067,99	6.671,64
MIM - 500 kV		2023	1,0	1,0	8721,91	8.721,91	8.721,91	774,74	4.839,74
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2025	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	8.179,87	847,50	3.782,93
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIM - 500 kV		2025	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.869,41	193,69	864,54
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
LT 500 kV T.RIO - LAGOS, C1 e 2 (Nova)						**797.076,64**	**797.076,64**	**70.802,27**	**442.293,86**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 214 km		2023	214,0	1,2	1593,16	340.936,24	340.936,24	30.284,49	189.183,82
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 214 km		2023	214,0	1,2	1593,16	340.936,24	340.936,24	30.284,49	189.183,82
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	T.Rio	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	T.Rio	2023	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	4.185,86	371,82	2.322,71
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2023	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	4.185,86	371,82	2.322,71
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 30 Mvar 1Φ	T.Rio	2023	7,0	1,0	4664,48	32.651,36	32.651,36	2.900,34	18.118,08
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 30 Mvar 1Φ	Lagos	2023	7,0	1,0	4664,48	32.651,36	32.651,36	2.900,34	18.118,08

LT 500 kV LAGOS - CAMPOS 2, C1 e 2 (Nova)						**363.348,04**	**363.348,04**	**32.275,27**	**201.620,02**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 101 km		2023	101,0	1,2	1593,16	160.909,16	160.909,16	14.293,15	89.287,69
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 101 km		2023	101,0	1,2	1593,16	160.909,16	160.909,16	14.293,15	89.287,69
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	CAMPOS 2	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
LT 500 kV CAMPOS 2 - MUTUM, C1 e 2 (Nova)						**850.605,48**	**850.605,48**	**75.557,10**	**471.996,74**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 230 km		2023	230,0	1,2	1593,16	366.426,80	366.426,80	32.548,75	203.328,41
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 230 km		2023	230,0	1,2	1593,16	366.426,80	366.426,80	32.548,75	203.328,41
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	CAMPOS 2	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Mutum	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	CAMPOS 2	2023	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	4.185,86	371,82	2.322,71
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Mutum	2023	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	4.185,86	371,82	2.322,71
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 33,33 Mvar 1Φ	CAMPOS 2	2023	7,0	1,0	4846,46	33.925,22	33.925,22	3.013,49	18.824,94
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 33,33 Mvar 1Φ	Mutum	2023	7,0	1,0	4846,46	33.925,22	33.925,22	3.013,49	18.824,94
SE 500 kV T.RIO (Ampliação/Adequação)						**37.296,62**	**34.190,78**	**3.312,96**	**17.247,16**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	2,0	1,0	9541,00	19.082,00	19.082,00	1.695,01	10.588,51
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2023	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	2.132,18	189,40	1.183,14
MIM - 500 kV		2023	1,0	1,0	4360,96	4.360,96	4.360,96	387,37	2.419,87
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2027	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	7.012,92	847,50	2.487,22
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIM - 500 kV		2027	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.602,72	193,69	568,42
SE 500 kV MUTUM (Ampliação/Adequação)						**25.575,14**	**25.575,14**	**2.271,77**	**14.191,52**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	2,0	1,0	9541,00	19.082,00	19.082,00	1.695,01	10.588,51
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2023	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	2.132,18	189,40	1.183,14
MIM - 500 Kv		2023	1,0	1,0	4360,96	4.360,96	4.360,96	387,37	2.419,87
SECC LT 345 kV V.PEDRAS - MACAÉ, C1, NA SE LAGOS (Ampliação/Adequação)						**40.385,57**	**35.363,31**	**3.587,35**	**16.833,32**
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 5 km		2023	5,0	1,0	1071,63	5.358,15	5.358,15	475,95	2.973,21
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 5 km		2023	5,0	1,0	1071,63	5.358,15	5.358,15	475,95	2.973,21
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2023	2,0	1,0	6985,79	13.971,58	13.971,58	1.241,06	7.752,76
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2029	2,0	1,0	5582,86	11.165,72	7.036,30	991,82	1.610,73
MIG-A		2023	1,0	1,0	2117,78	2.117,78	2.117,78	188,12	1.175,15
MIM - 345 kV		2029	1,0	1,0	2414,19	2.414,19	1.521,35	214,45	348,26
LT 500 kV CAMPOS 2 - ITABIRITO 2, C1 (Nova)						**606.463,76**	**445.768,97**	**53.870,62**	**158.097,40**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 338 km		2027	338,0	1,2	1593,16	538.488,08	395.804,81	47.832,51	140.377,00

EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	CAMPOS 2	2027	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	7.631,40	922,24	2.706,57
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itabirito 2	2027	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	7.631,40	922,24	2.706,57
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	CAMPOS 2	2027	1,0	1,0	2092,93	2.092,93	1.538,37	185,91	545,60
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Itabirito 2	2027	1,0	1,0	2092,93	2.092,93	1.538,37	185,91	545,60
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ	CAMPOS 2	2027	4,0	1,0	5378,12	21.512,48	15.812,32	1.910,90	5.608,03
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ	Itabirito 2	2027	4,0	1,0	5378,12	21.512,48	15.812,32	1.910,90	5.608,03
LT 500 kV T.RIO - LAGOS, C3 (Nova)						**393.873,84**	**289.509,03**	**34.986,80**	**102.677,91**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 214 km		2027	214,0	1,2	1593,16	340.936,24	250.598,31	30.284,49	88.877,75
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	T.Rio	2027	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	7.631,40	922,24	2.706,57
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2027	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	7.631,40	922,24	2.706,57
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	T.Rio	2027	1,0	1,0	2092,93	2.092,93	1.538,37	185,91	545,60
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2027	1,0	1,0	2092,93	2.092,93	1.538,37	185,91	545,60
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 30 Mvar 1Φ	T.Rio	2027	3,0	1,0	4664,48	13.993,44	10.285,60	1.243,00	3.647,91
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 30 Mvar 1Φ	Lagos	2027	3,0	1,0	4664,48	13.993,44	10.285,60	1.243,00	3.647,91
SE 500/345 kV TIJ.PRETO 2 (Nova)						**315.385,56**	**231.817,80**	**28.014,89**	**82.217,01**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2027	3,0	1,0	9541,00	28.623,00	21.038,76	2.542,51	7.461,65
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2027	3,0	1,0	9125,66	27.376,98	20.122,90	2.431,83	7.136,83
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2027	6,0	1,0	5582,86	33.497,16	24.621,41	2.975,47	8.732,28
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2027	3,0	1,0	5842,44	17.527,32	12.883,10	1.556,91	4.569,15
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			*6,0*						
MIG (Terreno Rural)		2027	1,0	1,0	14935,10	14.935,10	10.977,74	1.326,65	3.893,39
MIM - 500 kV		2027	1,0	1,0	6541,43	6.541,43	4.808,15	581,06	1.705,27
MIM - 345 kV		2027	1,0	1,0	7242,57	7.242,57	5.323,51	643,34	1.888,05
1°, 2° e 3° ATF 500/345 kV, (9+1R) x 500 MVA 1Φ		2027	10,0	1,0	17964,20	179.642,00	132.042,23	15.957,14	46.830,39
LT 500 kV RESENDE - TIJ.PRETO 2, C1 e 2 (Nova)						**618.193,91**	**454.390,98**	**54.912,58**	**161.155,30**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 225 km		2027	225,0	1,0	2235,51	502.989,75	369.712,48	44.679,29	131.123,04
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Resende	2027	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	15.262,79	1.844,49	5.413,14
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Tij.Preto 2	2027	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	15.262,79	1.844,49	5.413,14
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Resende	2027	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	3.076,73	371,82	1.091,20
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Tij.Preto 2	2027	2,0	1,0	2092,93	4.185,86	3.076,73	371,82	1.091,20
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 30 Mvar 1Φ	Resende	2027	7,0	1,0	4664,48	32.651,36	23.999,72	2.900,34	8.511,79
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 30 Mvar 1Φ	Tij.Preto 2	2027	7,0	1,0	4664,48	32.651,36	23.999,72	2.900,34	8.511,79
SE 500 kV ITABIRITO (Ampliação/Adequação)						**13.853,66**	**10.182,85**	**1.230,59**	**3.611,47**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2027	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	7.012,92	847,50	2.487,22
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2027	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	1.567,22	189,40	555,83
MIM - 500 kV		2027	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	1.602,72	193,69	568,42
SE 500/138 kV RESENDE (Ampliação/Adequação)						**25.575,14**	**18.798,49**	**2.271,77**	**6.667,11**

IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2027	2,0	1,0	9541,00	19.082,00	14.025,84	1.695,01	4.974,43
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2027	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	1.567,22	189,40	555,83
MIM - 500 kV		2027	1,0	1,0	4360,96	4.360,96	3.205,44	387,37	1.136,85
SECC LT 345 kV TIJUCO PRETO - LESTE, C1, C2 e C3 (CS), NA SE TIJUCO PRETO 2 (Nova)						**58.096,80**	**42.702,88**	**5.160,59**	**15.145,10**
Circuito Duplo 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km		2027	2,0	1,0	2697,01	5.394,02	3.964,77	479,14	1.406,15
Circuito Duplo 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km		2027	2,0	1,0	2697,01	5.394,02	3.964,77	479,14	1.406,15
Circuito Duplo 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km		2027	2,0	1,0	2697,01	5.394,02	3.964,77	479,14	1.406,15
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2027	6,0	1,0	6985,79	41.914,74	30.808,59	3.723,18	10.926,64
LT 500 kV VALE AZUL - LAGOS, C1 | Uso exclusivo (Nova)						**25.584,51**	**25.584,51**	**2.272,61**	**14.196,72**
Circuito Simples 500 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 12 km		2023	12,0	1,0	1266,84	15.202,08	15.202,08	1.350,36	8.435,56
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2023	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	10.382,43	922,24	5.761,16
LT 500 kV GNA+NT - LAGOS, C1 e C2 | Uso exclusivo (Nova)						**82.241,36**	**82.241,36**	**7.305,29**	**45.635,32**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 25 km		2023	25,0	1,0	2459,06	61.476,50	61.476,50	5.460,80	34.113,00
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2023	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
LT 500 kV GNA - LAGOS, C3 | Uso exclusivo (Nova)						**46.176,43**	**39.588,85**	**4.101,73**	**18.308,59**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 25 km		2025	25,0	1,0	1431,76	35.794,00	30.687,59	3.179,49	14.192,04
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2025	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	8.901,26	922,24	4.116,55
LT 500 kV N.S.FÁTIMA - LAGOS, C1 | Uso exclusivo (Nova)						**33.811,23**	**28.987,68**	**3.003,36**	**13.405,89**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 15 km		2025	15,0	1,0	1561,92	23.428,80	20.086,42	2.081,12	9.289,34
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2025	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	8.901,26	922,24	4.116,55
LT 500 kV S.CRUZ - LAGOS, C1 | Uso exclusivo (Nova)						**31.496,43**	**19.848,09**	**2.797,75**	**4.543,56**
Circuito Simples 500 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 20 km		2029	20,0	1,0	1055,70	21.114,00	13.305,40	1.875,50	3.045,83
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Lagos	2029	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	6.542,69	922,24	1.497,73

15.6 Anexo 6 - Definição da Subestação Receptora da Interligação Sudeste Nordeste

Para conexão do parque gerador com o sistema de 500 kV ao Norte de Campos, foram analisadas 2 possibilidades de conexão:

- Rio Novo do Sul, a 127 km de Campos;
- Mutum, a 246 km de Campos

Para essa análise, foi utilizado o cenário de Carga Pesada com Norte Úmido com o Nordeste importador de energia.

Através das análises, foi verificado que apesar da distância a partir de Campos ser maior, a conexão com Mutum é melhor pois a tendência do fluxo de potência é seguir em direção ao Nordeste. Sendo assim, a passagem por Rio Novo do Sul representaria apenas um "caminho maior" para a potência chegar no seu destino final.

A alternativa de conexão em Rio Novo do Sul demandaria alguns reforços que não são necessários se Mutum for escolhida como conexão de Campos:

- 2° Banco de Transformadores 500/345 kV em Rio Novo do Sul em 2023 devido sobrecarga na mesma transformação no caso de perda da LT 500 kV Rio Novo do Sul - Mutum

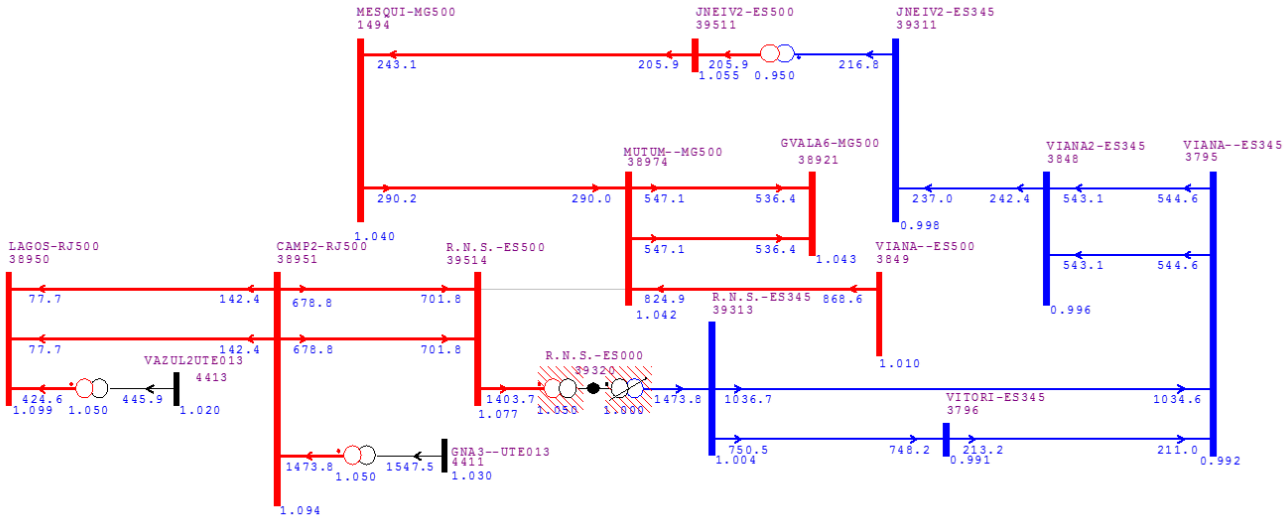


Figura 15-12 - Sobrecarga na transformação de Rio Novo do Sul 500/345 kV após perda da LT 500 kV Rio Novo do Sul - Mutum.

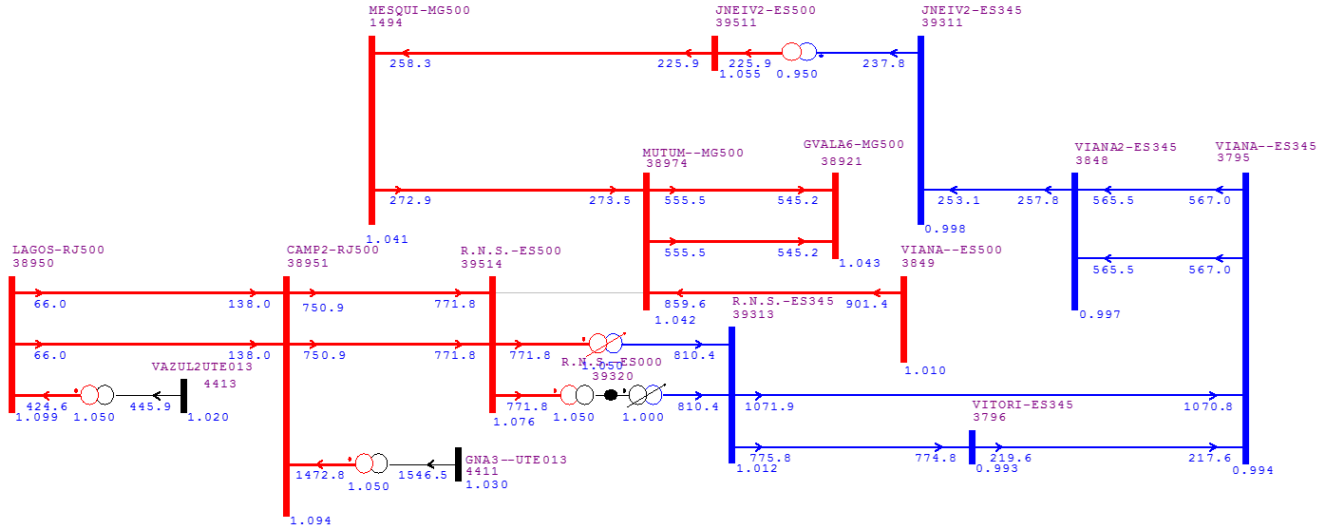


Figura 15-13 - Contingência da LT 500 kV Rio Novo do Sul - Mutum com 2° Banco de Transformadores em Rio Novo do Sul 500 - 345 kV.

Após a contratação do 2° bloco de geração, a LT 500 kV Rio Novo do Sul - Mutum passa a operar em sobrecarga em regime normal de operação.

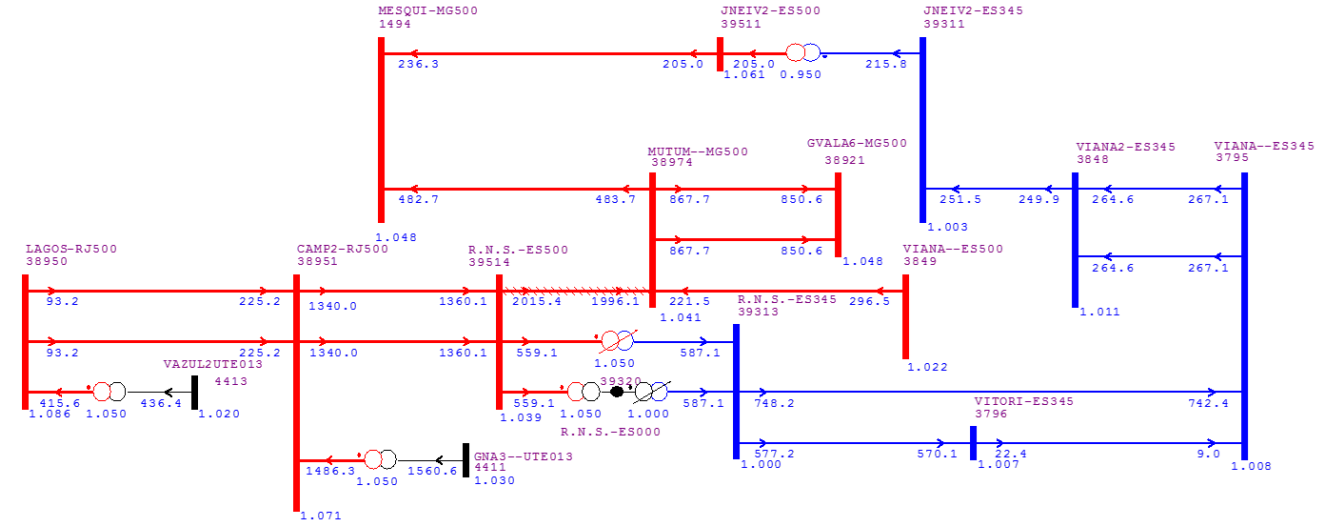


Figura 15-14 - Sobrecarga em operação normal na LT 500 kV Rio Novo do Sul - Mutum.

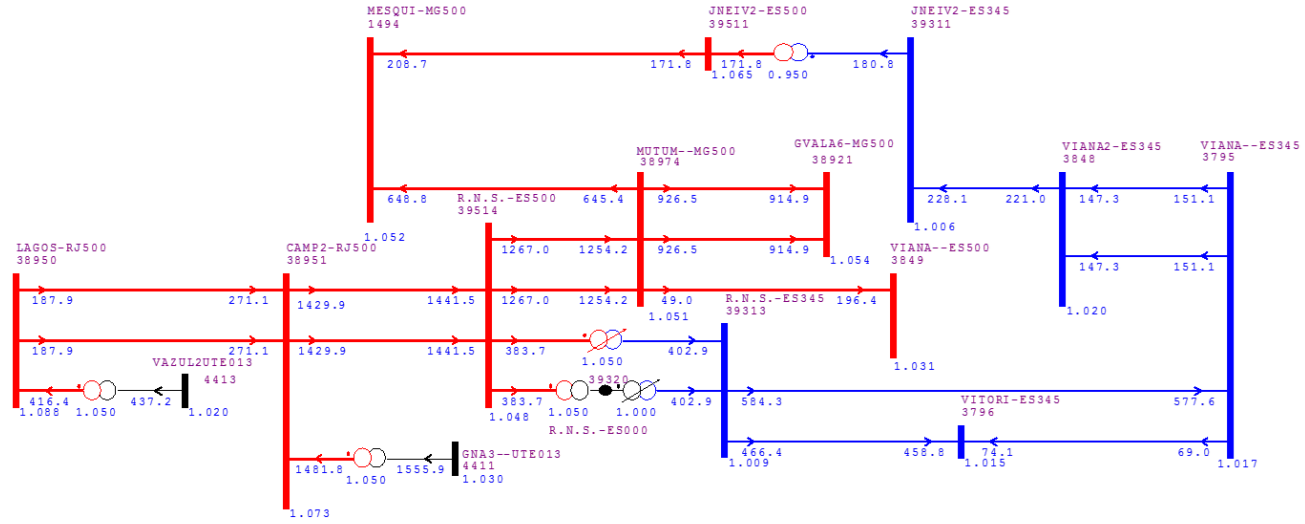


Figura 15-15 - Sistema após a entrada da LT 500 kV Rio Novo do Sul - Mutum C2

A alternativa de conexão de Campos com Mutum não apresenta os problemas citados como pode ser observado

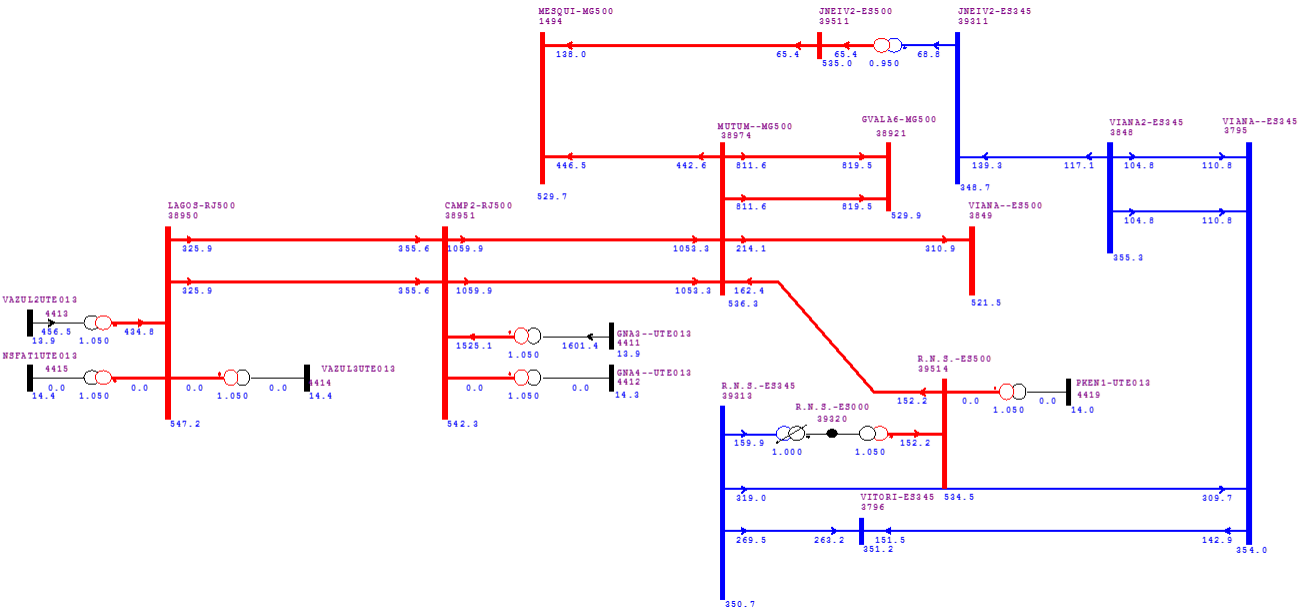


Figura 15-16 - Sistema de escoamento da geração térmica de Macaé com a LT 500 kV Campos - Mutum em 2023

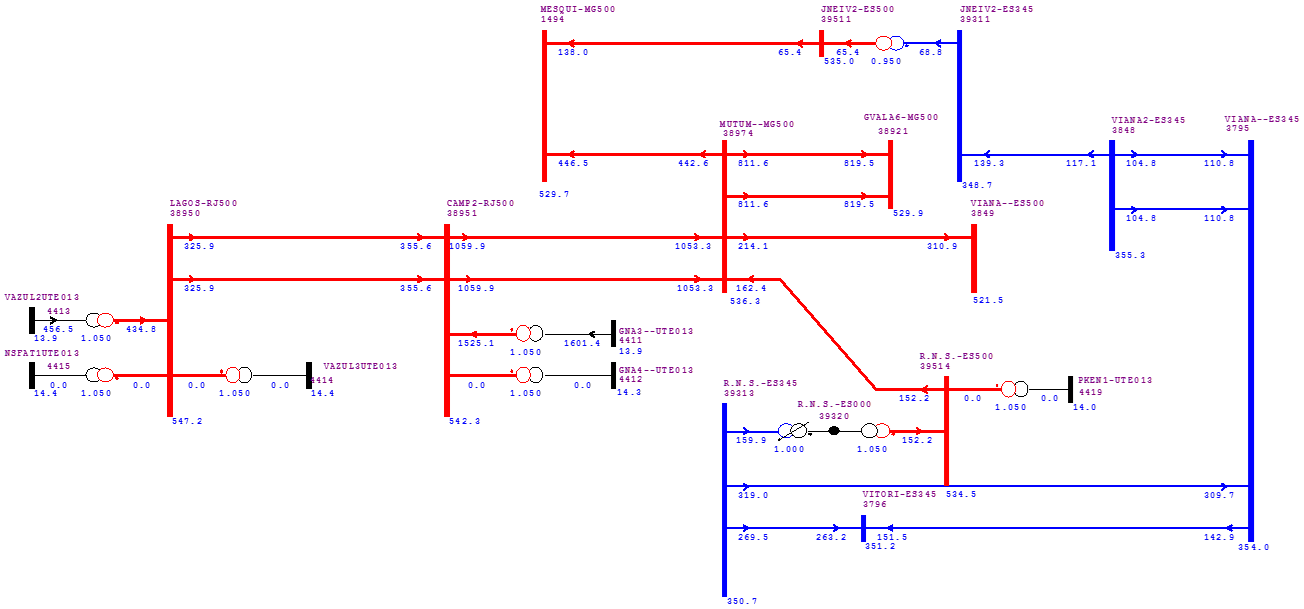


Figura 15-17 - Sistema de escoamento da geração térmica de Macaé com a LT 500 kV Campos - Mutum em 2025.

15.7 Anexo 7 – Consultas de Viabilidade de Expansão

XINGU RIO
TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.

Rio de Janeiro, 5 de fevereiro de 2018.
XRTE/133/18

Para
Empresa de pesquisa Energética – EPE
Av. Rio Branco, 1, 11º Andar
Centro
Rio de Janeiro - RJ
CEP: 20.090-003

Atenção de: **Ilmo. Sr. José Carlos Bressane**
Superintendente de Transmissão de Energia

Assunto: Resposta ao Ofício 0103/EPE/2018

Prezado Senhor

Em resposta ao Ofício 0103/EPE/2018, datado de 22 de janeiro de 2018, seguem as informações solicitadas por Vossa Senhoria.

Estamos a sua disposição para eventuais esclarecimentos.

Atenciosamente,

Paulo César Vaz Esmeraldo
Vice-presidente

Empresa de Pesquisa Energética

Ofício nº 0103 /EPE/2018

Rio de Janeiro, 22 de janeiro de 2018.

A Sua Senhoria o Senhor
Paulo Cesar Vaz Esmeraldo
Vice-presidente
Xingu Rio Transmissora de Energia
Avenida Presidente Vargas nº 955, 13º Andar - Centro
CEP 20071-004, Rio de Janeiro – RJ

Assunto: **Consulta sobre a viabilidade de expansão da SE Terminal Rio**

Senhor Vice-Presidente,

Estudos de expansão da transmissão de energia elétrica estão sendo desenvolvidos no âmbito da EPE com o intuito de propor soluções para o escoamento da geração térmica do estado do Rio de Janeiro. Visando a definição das alternativas a serem analisadas, encaminhamos os formulários anexos que tratam da viabilidade de expansão da subestação Terminal Rio.

2. Os formulários solicitam um levantamento de informações pelas áreas de Engenharia e Projetos da Xingu Rio Transmissora de Energia S.A quanto à viabilidade da implantação das obras a serem recomendadas neste estudo. Estas informações servirão de base documental e consultiva para o estudo de forma a dar solidez na recomendação e mitigação de eventuais problemas futuros.

3. É importante mencionar que os dados informados por V.Sa. serão levados ao conhecimento do MME e da ANEEL com o objetivo de tornar o processo da expansão da transmissão mais célere, consistente e transparente em todas a suas etapas.

4. Por fim, solicitamos que as informações requisitadas sejam encaminhadas à EPE em um prazo máximo de 15 dias, contados a partir da data de envio deste ofício, de forma a não comprometer o andamento das atividades subsequentes previstas para o estudo citado.

Atenciosamente,

JOSÉ MARCOS BRESSANE
Superintendente de Transmissão de Energia

epe Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 22/01/2018 Revisão: Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Escoamento da Geração Térmica no Estado do Rio de Janeiro

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Terminal Rio **Concessionária Proprietária:** Xingu Rio Transmissora de Energia S.A

1. Módulos de Manobra

[redacted]	EL	Quantidade: 3	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
[redacted]	IB	Quantidade: 3	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
[redacted]	CRL	Quantidade: 3	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM

2. Módulos de Equipamentos

[redacted]	Reator de Linha	Quantidade: 9 + 1R	Potência (Mvar): 45 (1Φ)	Tensão (kV): 500	Fase: 1Φ

3. Diagrama Unifilar

O diagrama unifilar simplificado da alternativa proposta encontra-se em figura anexa.

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

epe Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 22/01/2018 Revisão: Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

1. Módulos de Manobra

- [X] EL Quantidade: 3 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- [ ] CT Quantidade: ____ Tensão Prim/Sec/Ter (kV)_____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: _____ Ter:_____
- [X] IB Quantidade: 3 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- [ ] CCP Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- [ ] CCS Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- [X] CRL Quantidade: 3 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- [ ] CRB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- [ ] CTA Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- [ ] CC Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

2. Módulos de Equipamentos

- [ ] Transformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec./Ter. (kV)_____ Fase:____
- [ ] Autotransformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. /Ter. (kV)_____ Fase:____
- [ ] Autotransformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. /Ter. (kV)_____ Fase:____
- [X] Reator Quantidade: 9+1 Potência (Mvar): 45 (40) Tensão (kV): 500 Fase: 1Ø
- [ ] Capacitor Shunt Quantidade: ____ Potência (Mvar):____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- [ ] Capacitor Série Quantidade: ____ Potência (Mvar):____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- [ ] Compensador Estático Quantidade: ____ Potência (Mvar):____ Tensão (kV): ____ Fase: ____

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno?
- [ ] Sim Área Prevista:_____
- [X] Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo?
- [X] Sim Equipamentos Necessários: TODOS OS EQUIPAMENTOS
- [ ] Não PREVISTOS NO ARRANJO DJM EM IMPLEMENTAÇÃO

B

epe Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 22/01/2018 Revisão: Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações da EPE

O conjunto de obras indicadas neste documento será recomendado para implantação no ano 2023, 2025 e 2027.

6. Observações da Xingu Rio Transmissora de Energia S.A

A ÁREA LIBERADA PARA A EXPANSÃO DA SE TERMINAL RIO ESTÃO, NO MOMENTO, EM USO POR CANTEIROS E ÁREA DE ARMAZENAMENTO DE EQUIPAMENTOS. ESTAS ÁREAS ESTARÃO LIBERADAS NO MOMENTO DA IMPLANTAÇÃO, LIBERADAS PARA O PROCESSO DE TERRAPLANAGEM (A SER LEALIZADO).
DEVE SER FEITO ESTUDO DE CAPACIDADE DOS BARRAMENTOS DE ACORDO COM A POTÊNCIA DAS LINHAS

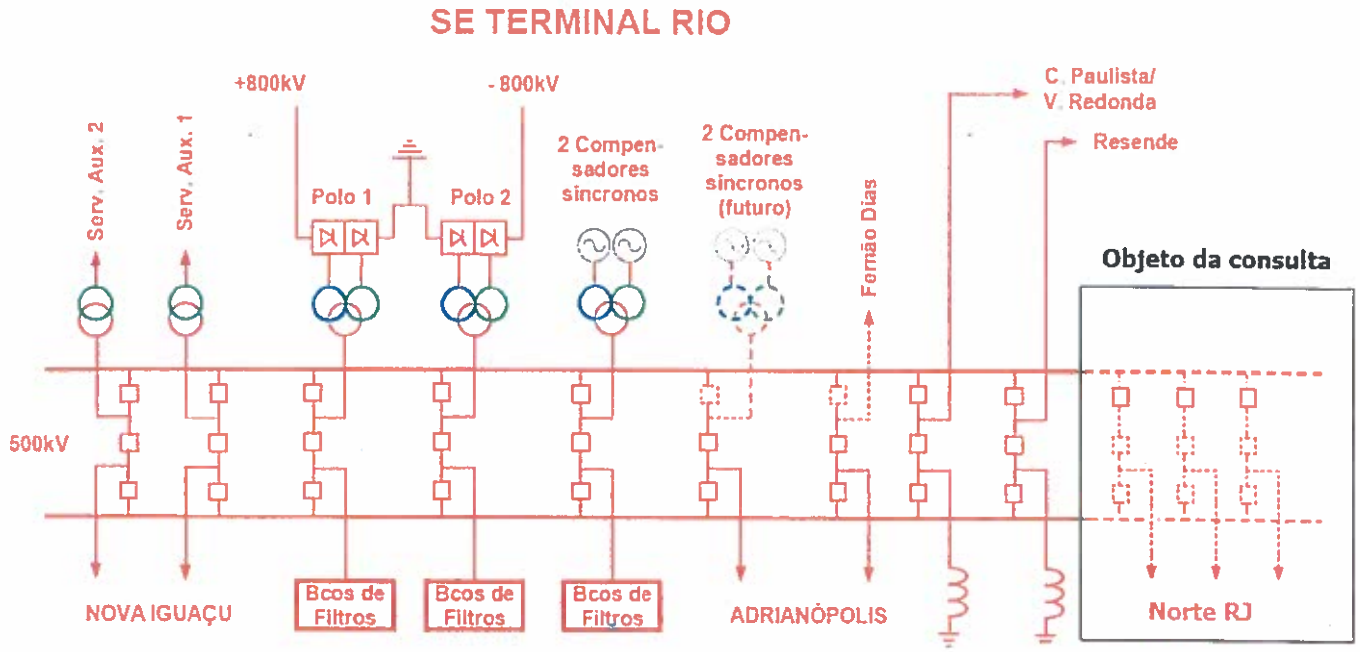
22 de janeiro de 2018
Data da Solicitação

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

Data da Entrega do Formulário

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome:
Cargo:

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA



Transmissora Caminho do Café S.A.

São Paulo, 15 de fevereiro de 2018
TCC-CE-W-18-0004-O

Ilmo. Senhor
José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
Empresa de Pesquisa Energética – EPE
Avenida Rio Branco, 1 – 11º andar.
CEP: 20.090-003
Rio de Janeiro – RJ

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE
RECEBIDO EM
19 FEV. 2018
AS 12:00 H.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE
48002.000680/2018-13

Assunto: Consulta sobre a viabilidade de expansão da Subestação Mutum - TCC
Referência: Ofício nº 0108/EPE/2018

Prezado Senhor,

A **TRANSMISSORA CAMINHO DO CAFÉ S.A** ("TCC"), inscrita sob o CNPJ/MF nº 26.796.760/0001-40, com sede social na Rua Gomes de Carvalho, nº 1996, 16º andar, Conjunto 151, Sala S, Vila Olímpia, Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, CEP: 04547-006, vem, por meio dos seus representantes abaixo assinados, informar o que se segue.

A TCC, em atendimento ao Ofício nº 0108/EPE/2018, o qual solicita que sejam preenchidos os formulários com as informações necessárias aos estudos de expansão da transmissão de energia elétrica que tem por objetivo propor soluções para o escoamento da geração térmica dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, vem pela presente encaminhar, em anexo, as informações requeridas.

Sem mais, renovamos nossos votos de elevada estima e consideração ao passo que que os colocamos à disposição para quaisquer dúvidas que se façam necessárias.

Atenciosamente,

TRANSMISSORA CAMINHO DO CAFÉ S.A

Carlos Manuel da Silva Graça
Diretor de Implantação

EMPRESA TRANSMISSORA CAMINHO DO CAFÉ S.A.
Rua Gomes de Carvalho, 1996 - 15° andar
Conj. 151 - Sala Q - Vila Olímpia
04547-006 - São Paulo - SP
Tel.: (+55 11) 4872-2323

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 22/01/2018 Revisão: Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Escoamento da Geração Térmica nos Estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Mutum **Concessionária Proprietária:** Transmissora Caminho do Café S.A. - TCC

1. Módulos de Manobra

■	EL	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
■	IB	Quantidade: 2*	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM

2. Módulos de Equipamentos

■	Reator de linha	Quantidade: 6	Potência (Mvar): 35 (1Φ)	Tensão (kV): 500	Fase: 1Φ

3.Diagrama Unifilar

O diagrama unifilar simplificado da alternativa proposta encontra-se em figura anexa.

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

Eng. Alberto Buttler Ribeiro
Superintendente de Engenharia

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 22/01/2018 Revisão: Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

1. Módulos de Manobra

- [X] EL Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- [ ] CT Quantidade: ____ Tensão Prim/Sec/Ter (kV)_____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: _____ Ter:_____
- [ ] CT Quantidade: ____ Tensão Prim/Sec/Ter (kV)_____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: _____ Ter:_____
- [X] IB Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- [ ] CCP Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- [ ] CCS Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- [X] CRL Quantidade: 6 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- [ ] CRB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- [ ] CTA Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- [ ] CC Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

2. Módulos de Equipamentos

- [ ] Transformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. /Ter. (kV)_____ Fase:____
- [ ] Autotransformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. /Ter. (kV)_____ Fase:____
- [ ] Autotransformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. /Ter. (kV)_____ Fase:____
- [X] Reator Quantidade: 6 Potência (Mvar): 35 Tensão (kV): 500 Fase: 3
- [ ] Capacitor Shunt Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- Compensador Estático Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____

3. Módulo de Infraestrutura Geral

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

Eng. Alberto Buttler Ribeiro
Superintendente de Engenharia

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? [X] Sim Equipamentos Necessários: TODOS OS EQUIPAMENTOS DO MÓDULO DE MANOBRA (ITEM 1) E MÓDULOS DE EQUIPAMENTOS (ITEM 2). VIDE ARRANJO ANEXO.

[ ] Não _____

5

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações da EPE

*De acordo com os dados do Anexo Técnico do leilão 013/2015 a SE Mutum foi licitada com 4 módulos de interligação de barra, e contém a seguintes linhas e equipamentos:

LT Mesquita
LT Viana 2
LT Governador Valadares 6, C1
LT Governador Valadares 6, C2
LT Rio Novo do Sul, C1
Conexão Reator de Barra 1, 3x33,3 Mvar
Conexão Reator de Barra 2, 3x33,3 Mvar

Ou seja, devido a presença de um *bay* incompleto, a ser confirmado pela transmissora, pode haver redução da quantidade de interligações de barra necessárias.

O conjunto de obras indicadas neste documento será recomendado para implantação no ano 2023.

6. Observações da Transmissora Caminho do Café S.A.

* PELO ARRANJO PREVISTO, CONFORME DESENHO ANEXO, PODERÃO SER UTILIZADOS 1 OU 2 IB, DEPENDENDO DA LOCALIZAÇÃO DOS BAY'S EL.

22 de janeiro de 2018
Data da Solicitação

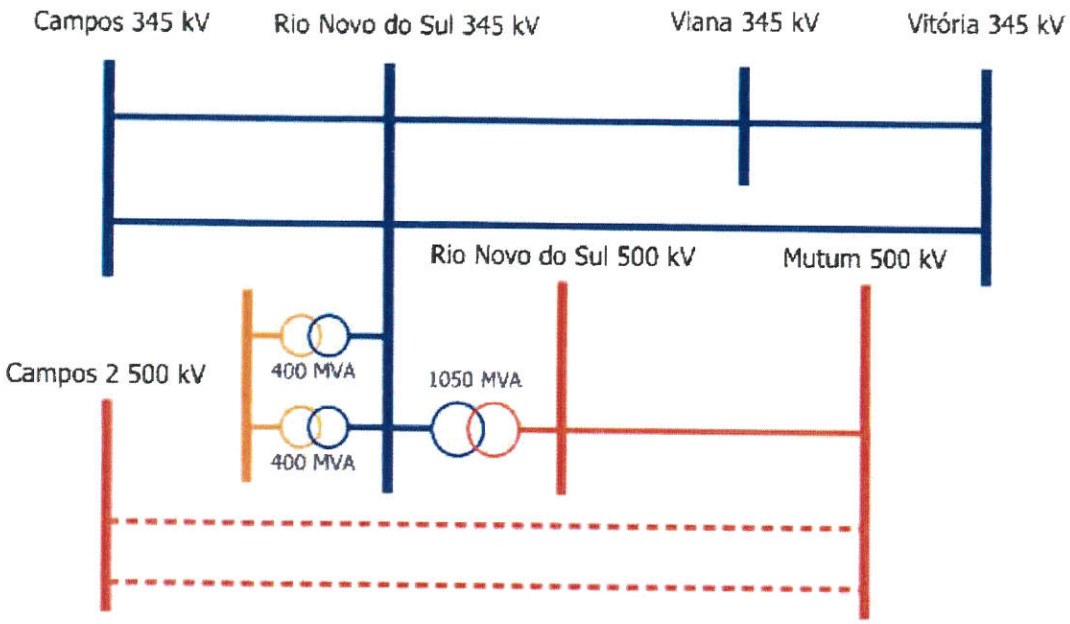
José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

09 FEV. 2018
Data da Entrega do Formulário

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome: Eng. Alberto Buttler Ribeiro
Cargo: Superintendente de Engenharia

epe Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 22/01/2018 Revisão: Página: 4- 4

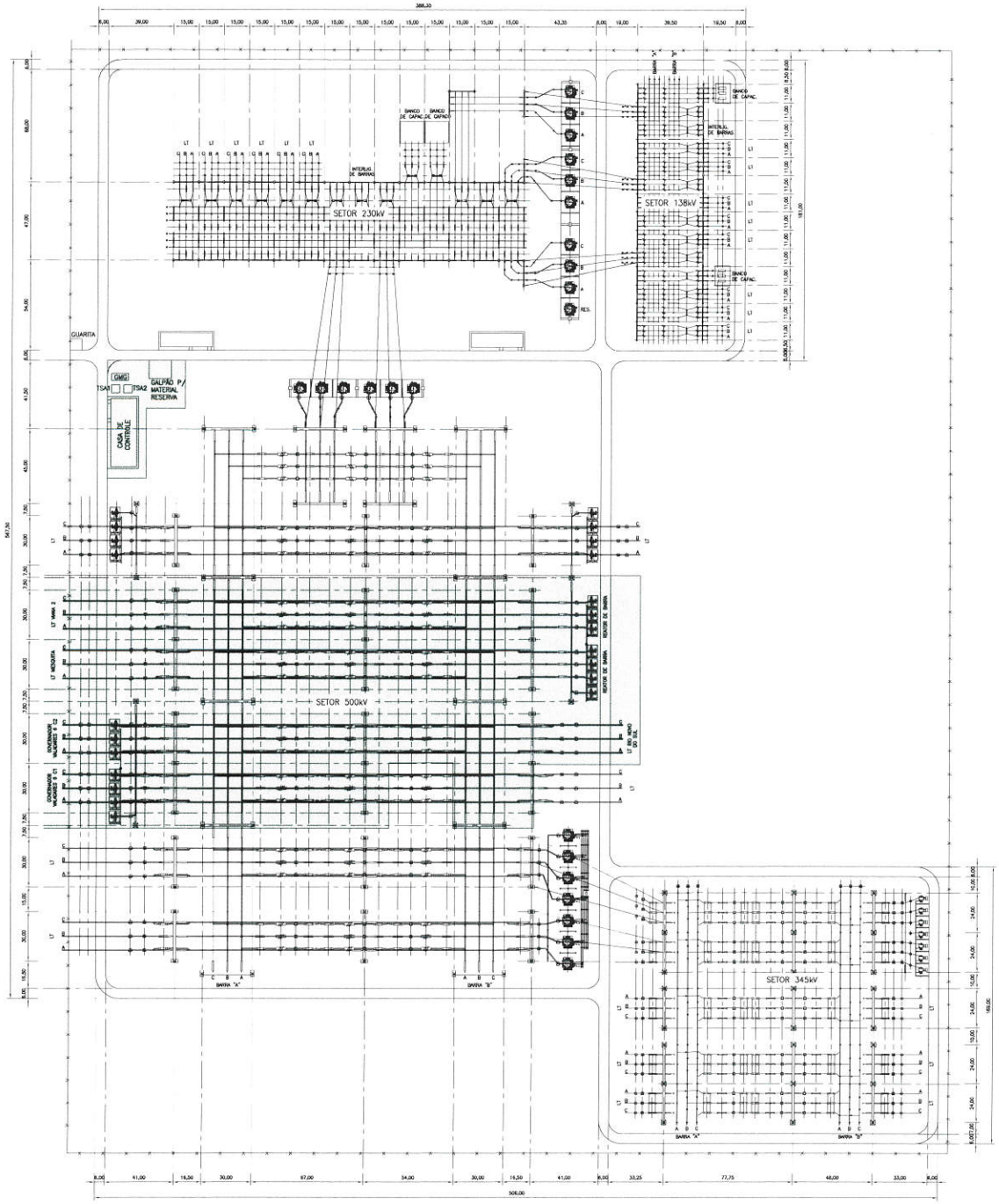
ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA



Legenda

500kV	500kV Planejado
345kV	345kV Planejado
230kV	230kV Planejado
138kV	138kV Planejado

Eng. Alberto Buttler Ribeiro
Superintendente de Engenharia



PLANTA GERAL
ESC. 1:1500

LEGENDA:

- 1ª ETAPA CONFORME RELATÓRIO R1
- FUTURO

NOTAS:

1 – TODAS AS DIMENSÕES E ELEVAÇÕES ESTÃO EM METRO.

DESENHOS DE REFERÊNCIA:

TCC-DE2P-SEC01-2001	ARRANJO GERAL – PLANTA.
TCC-DE2P-SEE06-2030	ARRANJO – SETOR 500kV – PLANTA.
TCC-DE2P-SEE06-2035	ARRANJO – SETOR 500kV – CORTES.
TCC-DE2P-SEE06-2040	ARRANJO – SETOR 500kV – CORTES.
TCC-DU2P-SEE05-2070	DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO – SETOR 500KV.

0A	EMISSÃO INICIAL	GL	TLB	OUT/17
Nº	Revisão	Proj.	Verif.	Data

Empresa Transmissora Capixaba S.A.

PROJETO
SUBESTAÇÃO MUTUM

Título
PROJETO BÁSICO CONSOLIDADO
ARRANJO GERAL
PLANTA

FL 1/1

Escala

DOC. Nº 1581-06-E
DE-S61-2015
NÚMERO DO CLIENTE
TCC-DE2P-SEE06-2015
Revisão 0A

Projetou
GL
Verificação / Aprovação
TLB

GERENTE DE PROJETO:

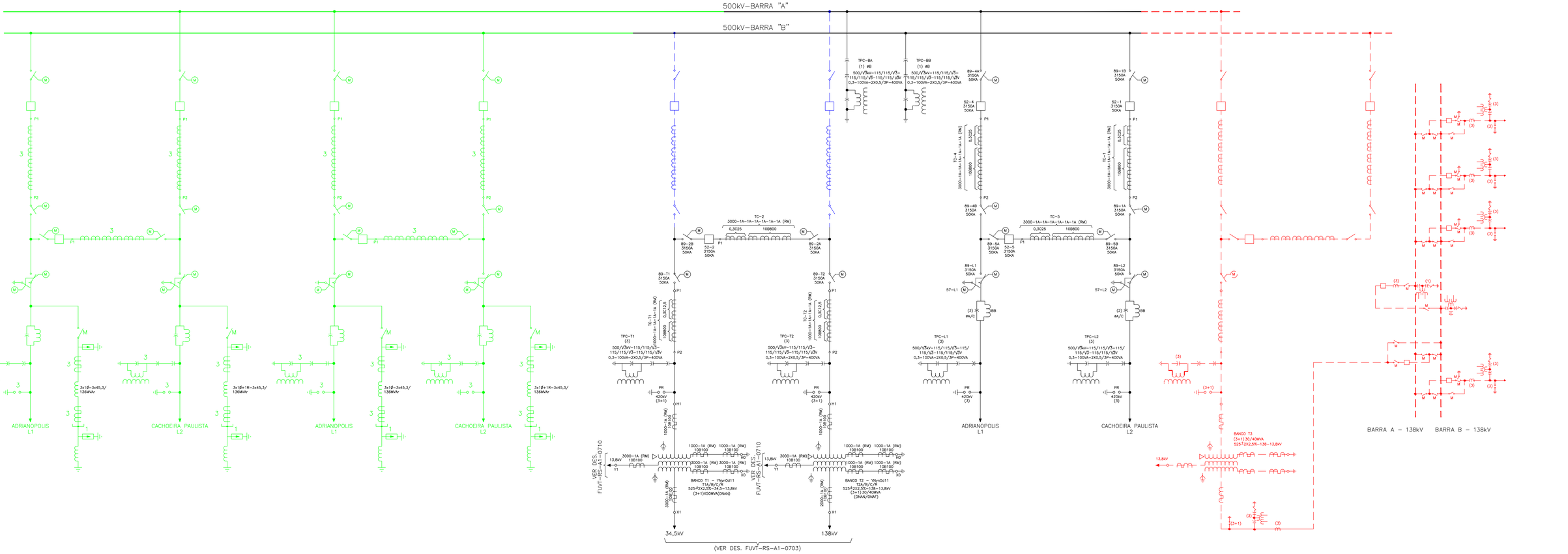
ENG. ELETRICISTA: THIAGO LOPES BENTO
CREA: 260.809.677-0/D-SP

RESPONSÁVEL TÉCNICO:

ENG. CIVIL JOSÉ HENRIQUE RODRIGUES LOPES
CREA:12.545/D-MG

Data
OUT/17

DIREITOS AUTORAIS RESERVADOS – PROIBIDA QUALQUER REPRODUÇÃO SEM AUTORIZAÇÃO EXPRESSA



LEGENDA:

BB – BOBINA DE BLOQUEIO
(M) – MOTORIZADO
PR – PARA–RAIOS
TC – TRANSFORMADOR DE CORRENTE
TPC – TRANSFORMADOR DE POTENCIAL CAPACITIVO
52 – DISJUNTOR TRIPOLAR
89 – CHAVE SECIONADORA TRIPOLAR
57 – CHAVE DE ATERRAMENTO

– – – – – LEILÃO 2017 EM EXECUÇÃO
———— – ESTUDO DE VIABILIDADE – SOLICITAÇÃO SPE
———— – FUTURA INSTALAÇÃO (RESP. VOTORANTIM)

DESENHOS DE REFERÊNCIA:

GPE.E–3037 – EQUIPAMENTO ELÉTRICO–PÁTIO DE MANOBRA–ESTUDO DE VIABILIDADE – SETOR 500kV PLANTA

DESENHO DESENVOLVIDO EM CAD PROIBIDO ALTERAÇÃO MANUAL

REV	APROV. PARA	DESCRIÇÃO	ORIG	ESTUDO	FEITO	VISTO	POR	ORG.	FEITO	VISTO	APROV
					GPE.E		GPE.E				
					FURNAS				PROJETISTA		

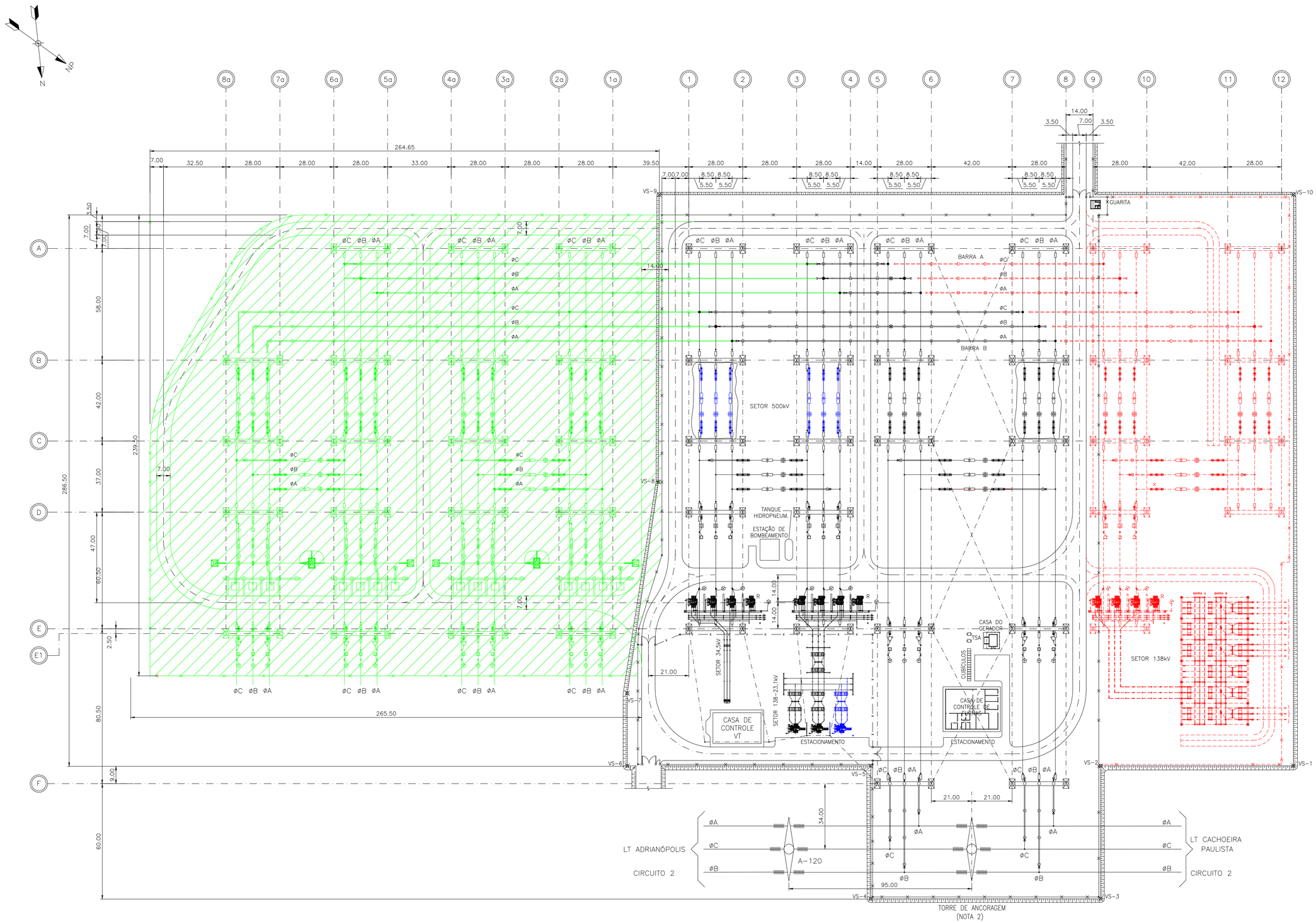
FURNAS | SE RESENDE

ESCALA S/ESC. | ESTUDO DE VIABILIDADE DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

JLC 19/02/18 AUTOR/DESENHO
CBA 19/02/18 AUTOR/PROJETO
VISTO/RESP/CREA

FURNAS–GPE.E

GPE.E–3036



NOTAS:

1 – DIMENSÕES EM METRO.

LEGENDA:

- – PÁRA-RAIOS
- – TRANSFORMADOR DE POTENCIAL CAPACITIVO
- – TRANSFORMADOR MONOFÁSICO
- – TRANSFORMADOR DE CORRENTE
- – PÓLO DE DISJUNTOR
- – PÓLO DE SECIONADOR
- – BOBINA DE BLOQUEIO
- – ISOLADOR DE PEDESTAL (IP)
- – CERCA METÁLICA
- – CABO PÁRA-RAIOS
- VS – VÉRTICE DA ÁREA TERRAPLENADA
- – LEILÃO 2017 EM EXECUÇÃO
- – ESTUDO DE VIABILIDADE – SOLICITAÇÃO SPE
- – ÁREA NECESSÁRIA DE AQUISIÇÃO PARA PÁTIO DE 500kV 63.383m²
- – FUTURA INSTALAÇÃO (RESP. VOTORANTIM)

DESENHOS DE REFERÊNCIA:

GPE.E-3036 – ESTUDO DE VIABILIDADE – DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

REV	APROV. PARA	DESCRIÇÃO	FEITO	VISTO	POR	ORG.	FEITO	VISTO	APROV
				FURNAS				PROJETISTA	
ORIG	ESTUDO			GPE.E		GPE.E			

FURNAS | SE RESENDE

ESCALA 1/1000

EQUIPAMENTO ELÉTRICO-PÁTIO DE MANOBRA
ESTUDO DE VIABILIDADE-SETOR DE 500kV
PLANTA

JLC 19/02/18 AUTOR/DESENHO
CBA 19/02/18 AUTOR/PROJETO
VISTO/RESP/CREA

FURNAS-GPE.E

GPE.E-3037

DESENHO DESENVOLVIDO EM CAD
PROIBIDO ALTERAÇÃO MANUAL

epe
Empresa de Pesquisa Energética

Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 08/02/2018

Revisão:

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Escoamento da Geração Térmica no Estado do Rio de Janeiro

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Resende **Concessionária Proprietária:** FURNAS - Furnas Centrais Elétricas S.A.

1. Módulos de Manobra

[redacted]	EL	Quantidade: 4	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
[redacted]	IB	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
[redacted]	CRL	Quantidade: 4	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM

2. Módulos de Equipamentos

[redacted]	Reator de linha	Quantidade: 12 + 2R	Potência (Mvar): 45 (1Φ)	Tensão (kV): 500	Fase: (1Φ)

3. Diagrama Unifilar

O diagrama unifilar simplificado da alternativa proposta encontra-se em figura anexa.

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

epe	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 08/02/2018 Revisão: Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

1. Módulos de Manobra

- [X] EL Quantidade: 4 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- [ ] CT Quantidade: ____ Tensão Prim/Sec/Ter (kV)_____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: _____ Ter:_____
- [ ] CT Quantidade: ____ Tensão Prim/Sec/Ter (kV)_____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: _____ Ter:_____
- [X] IB Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- [ ] CCP Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- [ ] CCS Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- [X] CRL Quantidade: 4 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- [ ] CRB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- [ ] CTA Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- [ ] CC Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

2. Módulos de Equipamentos

- [ ] Transformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec./Ter. (kV)_____ Fase:____
- [ ] Transformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. /Ter. (kV)_____ Fase:____
- [ ] Autotransformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. /Ter. (kV)_____ Fase:____
- [ ] Autotransformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. /Ter. (kV)_____ Fase:____
- [X] Reator Quantidade: 14 Potência (Mvar): 45 Tensão (kV): 500 Fase: 1ϕ
- [ ] 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? [X] Sim Área Prevista: 63.383 m²
[ ] Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? [X] Sim Equipamentos Necessários: 6 DJ's / 24 SCC / 18 TC's / 4 BBL / 12 TPC / 12 PR / 14 RL /
[ ] Não

epe Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 08/02/2018 Revisão: Página: 3- 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações da EPE

O conjunto de obras indicadas neste documento será recomendado para implantação no ano 2025 e 2027.

6. Observações de FURNAS - Furnas Centrais Elétricas S.A

O ARRANJO FOI ELABORADO, SEM CONHECIMENTO DO TRAÇADO DAS LT's.

08/02/2018
Data da Solicitação

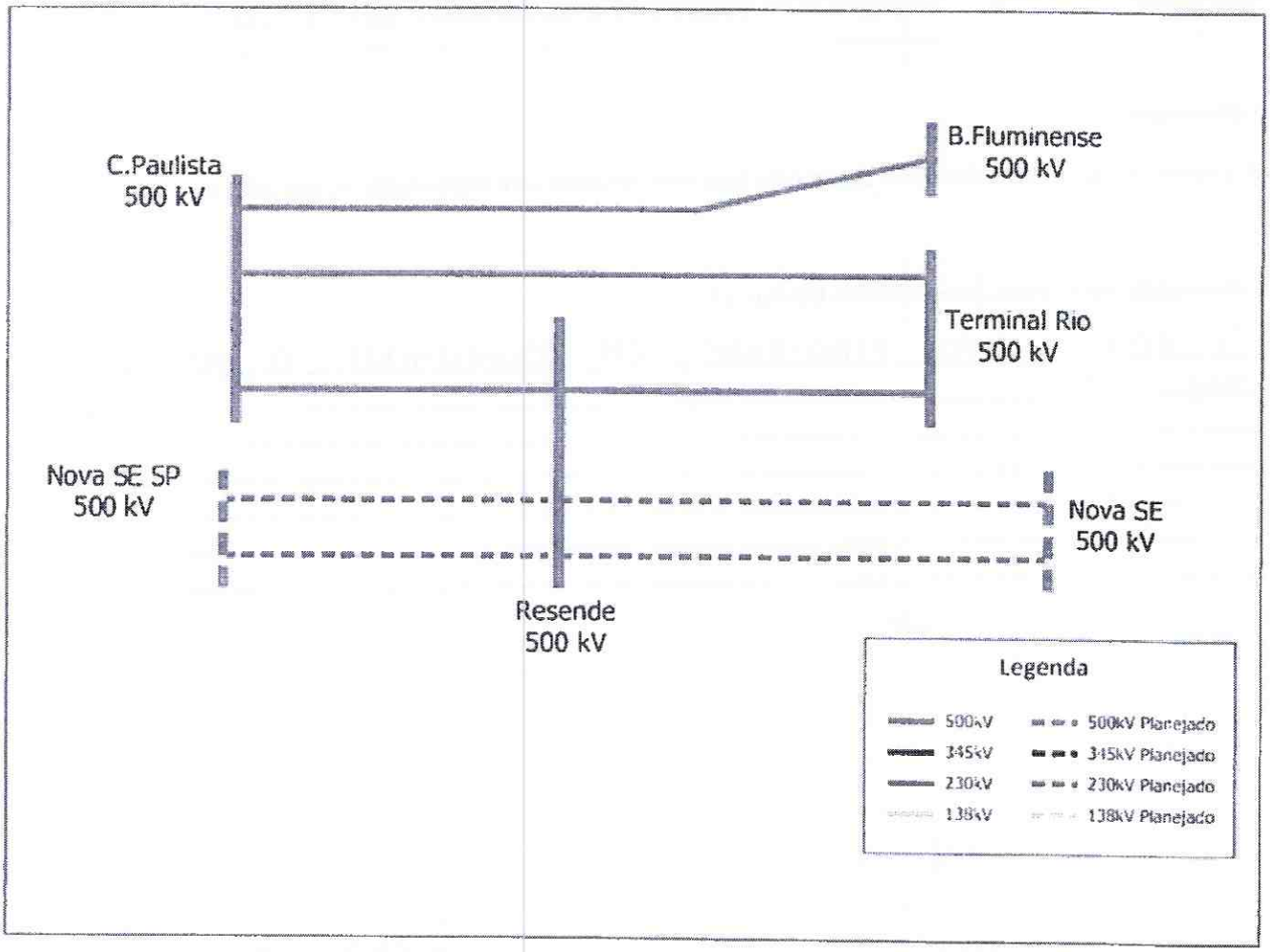
José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

2/3/2018
Data da Entrega do Formulário

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome: Victor Hugo Goes Ricco
Cargo: Superintendência de Empreendimentos de Transmissão
Matr. 19439-1

epe Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 08/02/2018 Revisão: Página: 4- 4

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA



FURNAS

Rio de Janeiro, 06 de março de 2018
N.Ref. ET.E.E.002.2018
S.Ref. Ofício 147/EPE/2018

Ao Senhor
José Marco Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
EPE – Empresa de Energia Elétrica
Avenida Rio Branco 1, 110 andar
Centro
Rio de Janeiro RJ

Assunto: Consulta sobre viabilidade de expansão da SE Resende

Senhor Superintendente

1. Em atenção ao Ofício 147/EPE/2018 de 08/02/2018, referente à viabilidade de expansão da SE Resende, a equipe de engenharia de FURNAS realizou estudos de viabilidade para implantação do escopo apresentado e constatou ser possível a ampliação da subestação.

2. Entretanto, ressalta-se que nestes estudos não foi avaliado as posições para entrada das Linhas de Transmissão, uma vez que hoje ainda não existem os traçados das mesmas. Portanto, por ocasião das definições dos Projetos, as LT's deverão considerar as posições dos pórticos de entradas da subestação ou reavaliar os estudos de arranjo.

3. Seguem em anexo os formulários preenchidos com as informações solicitadas.

4. Seguem também em anexo o diagrama unifilar e arranjo geral da SE com as devidas expansões representadas

5. Ressaltamos que a SE está ainda em processo de transferência para FURNAS e ainda não temos ciência da área que efetivamente será doada.

6. Sendo o que tínhamos a apresentar nesta oportunidade, colocamo-nos à disposição para quaisquer esclarecimentos e/ou informações adicionais que se façam necessários.

Atenciosamente,

Original assinado por
Victor Hugo Goes Ricco
Matr 19439 1

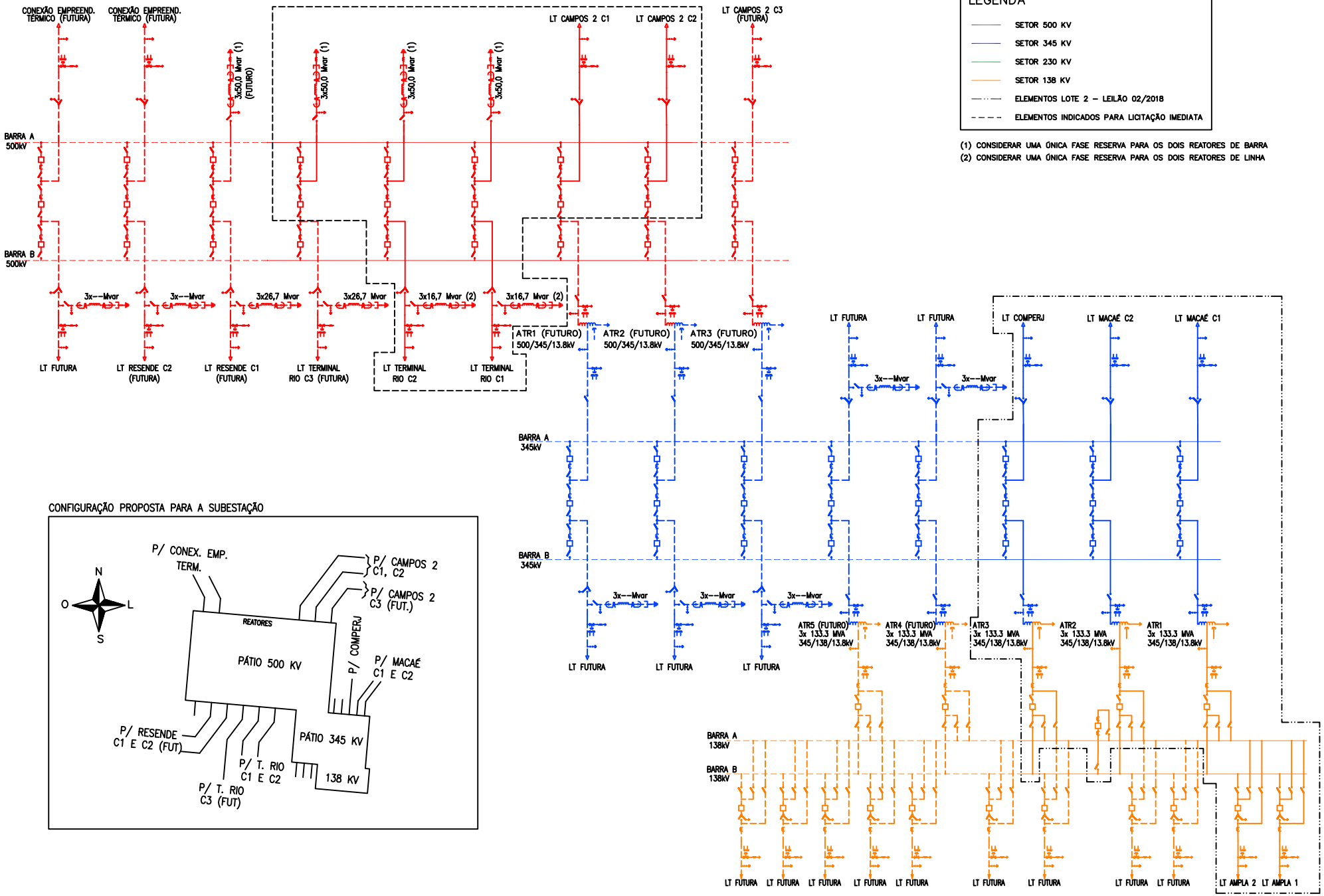
Victor Hugo Goes Ricco
Superintendente de Empreendimentos de Transmissão

ET.E/YRS/so
DE.E/GET.E/GPE.E

15.8 Anexo 8 – Diagramas Unifilares das Subestações

SE 500/345/138 kV LAGOS

CONFIGURAÇÃO FINAL (334.000 m²)

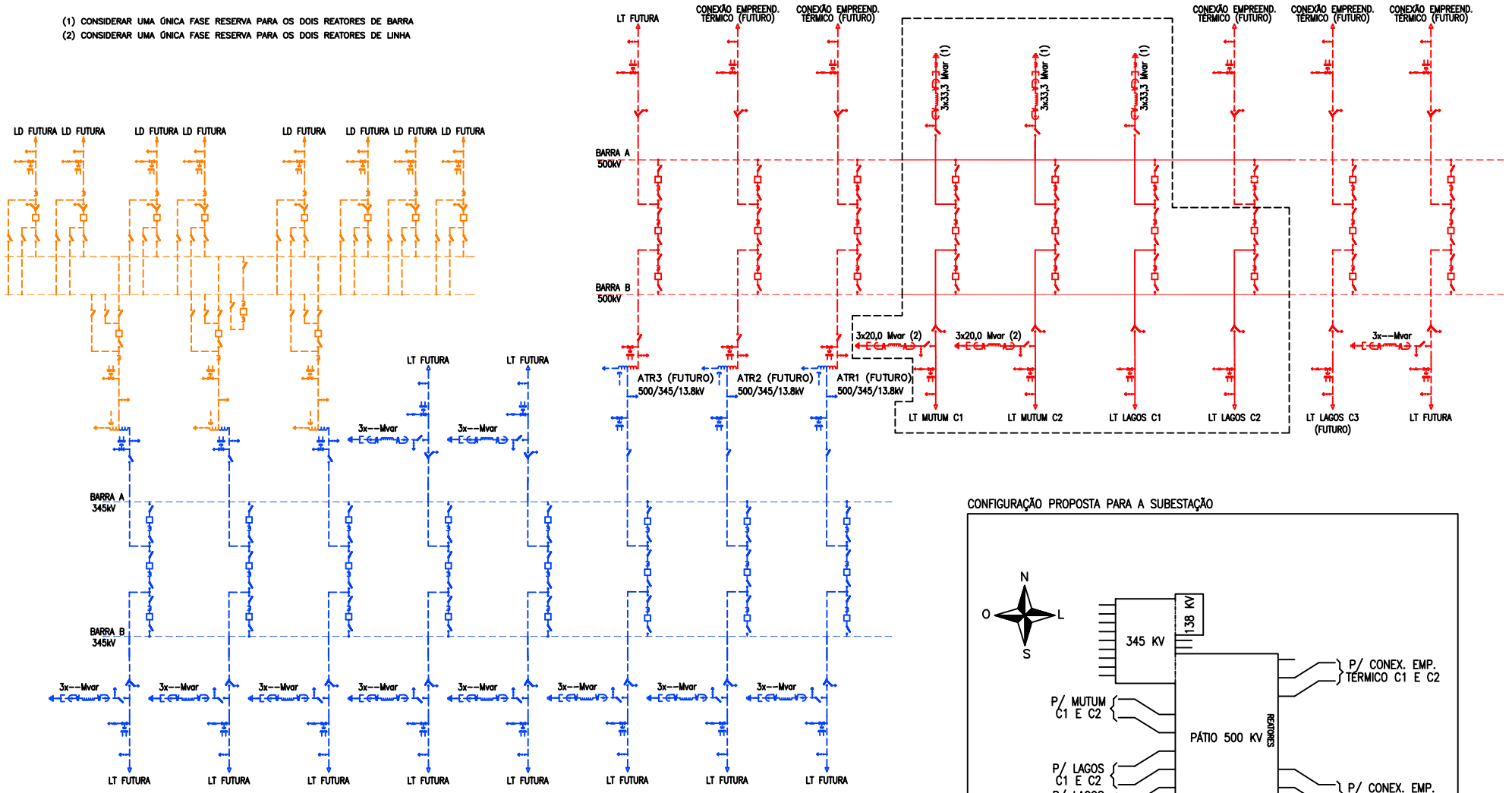


SE 500/345/138 kV CAMPOS 2
CONFIGURAÇÃO FINAL (311.000 m²)

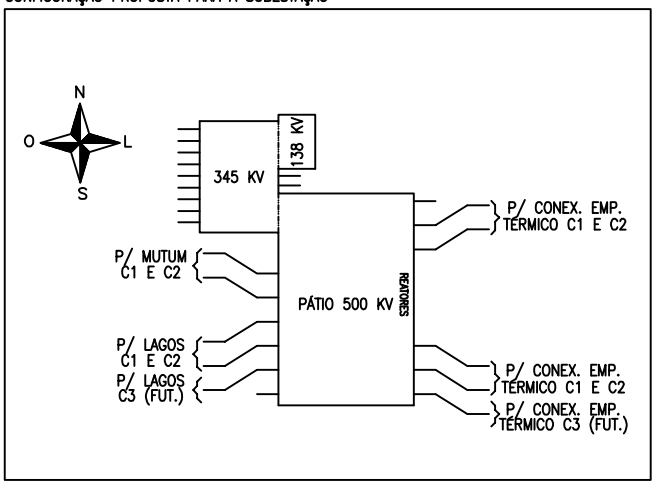
LEGENDA

- SETOR 500 KV
- SETOR 345 KV
- SETOR 230 KV
- SETOR 138 KV
- ELEMENTOS INDICADOS PARA LICITAÇÃO IMEDIATA

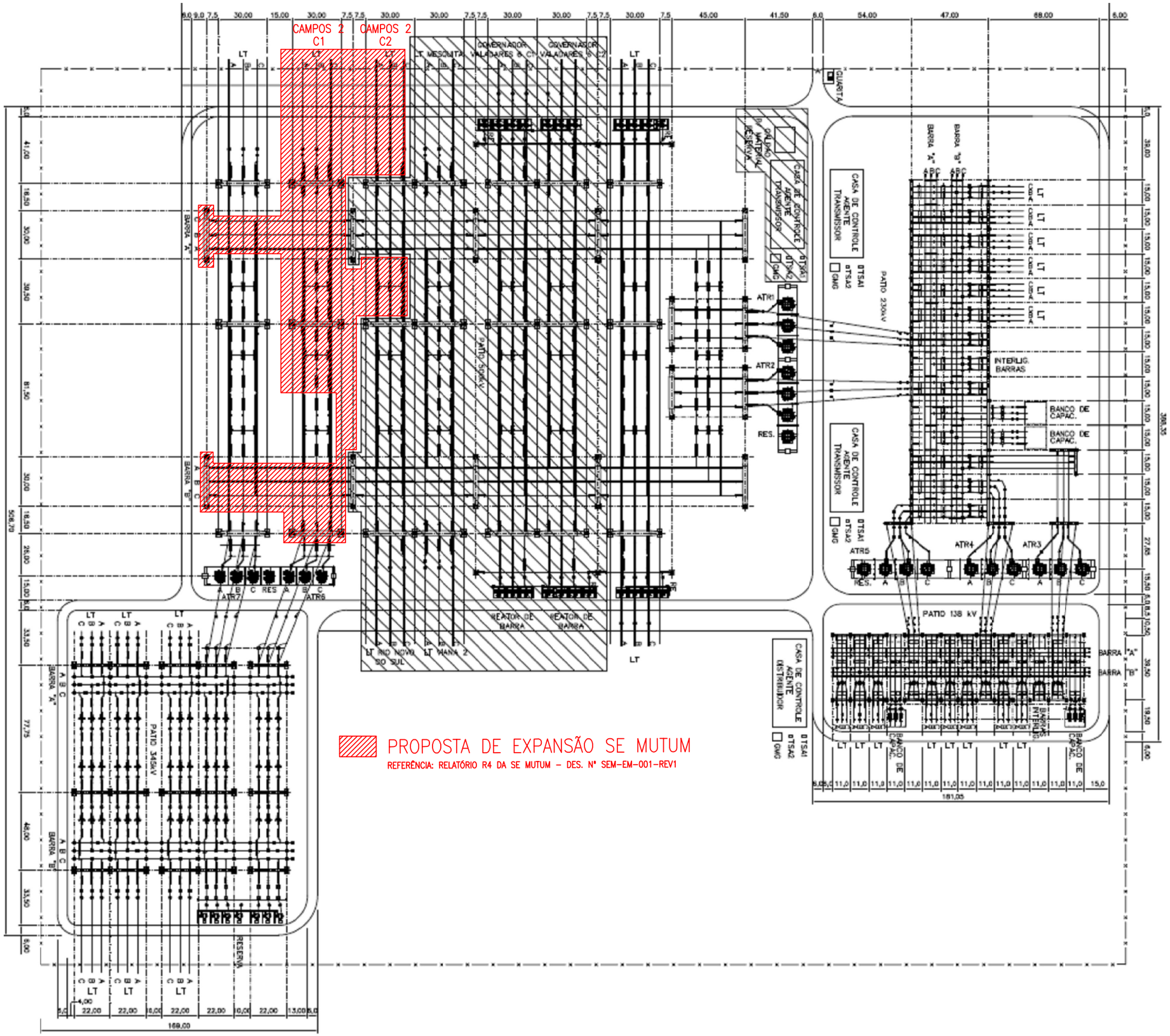
(1) CONSIDERAR UMA ÚNICA FASE RESERVA PARA OS DOIS REATORES DE BARRA
(2) CONSIDERAR UMA ÚNICA FASE RESERVA PARA OS DOIS REATORES DE LINHA



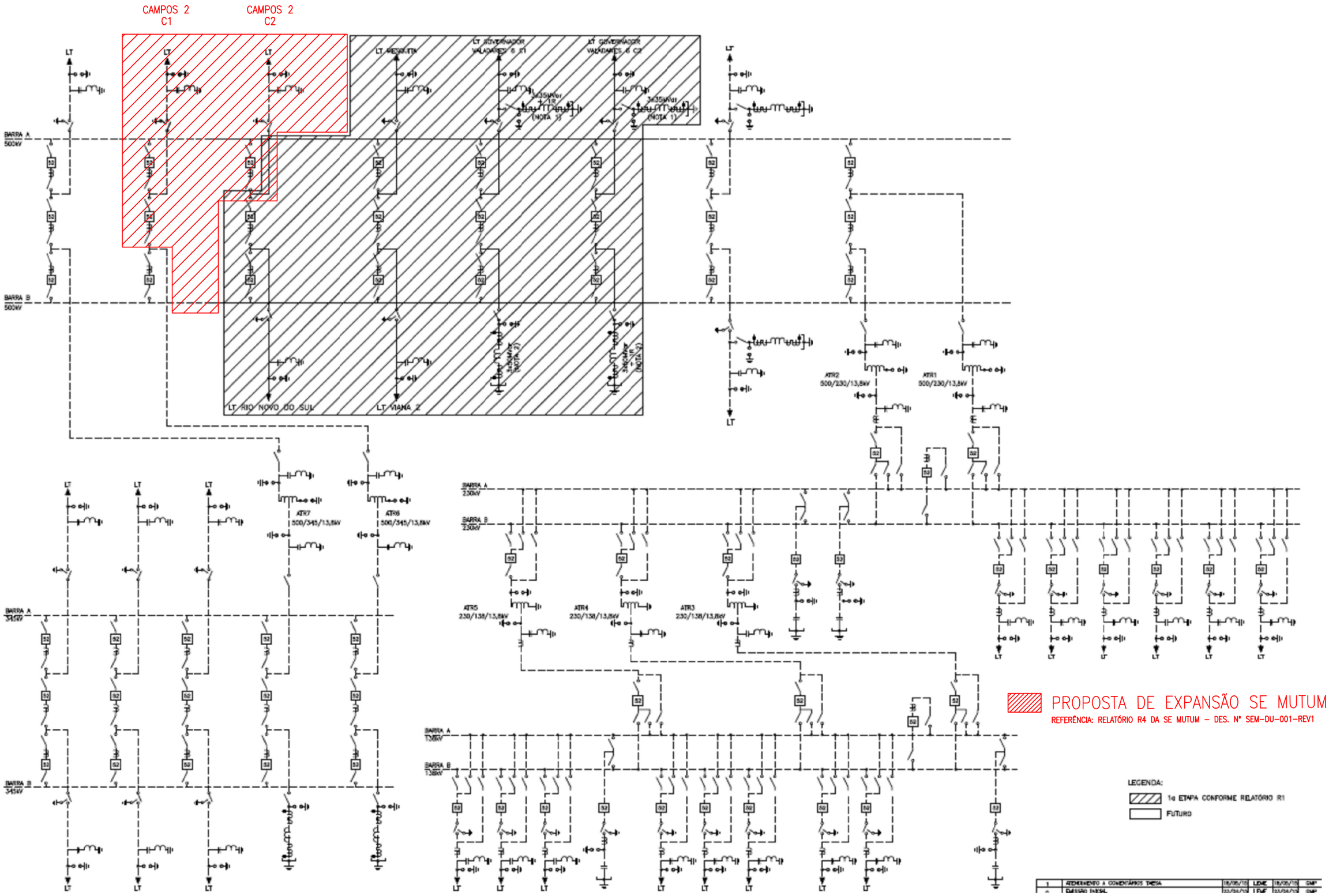
CONFIGURAÇÃO PROPOSTA PARA A SUBESTAÇÃO



SE 500 kV MUTUM (PLANTA)



SE 500 kV MUTUM (UNIFILAR)



Série
MEIO AMBIENTE: TRANSMISSÃO

NOTA TÉCNICA DEA 008/18-REV 02

Análise socioambiental do estudo para escoamento do potencial termelétrico dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo

(Relatório R1)

Rio de Janeiro
Julho de 2018

epe
Empresa de Pesquisa Energética

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
GOVERNO FEDERAL

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

Governo Federal

Série
MEIO AMBIENTE: TRANSMISSÃO

NOTA TÉCNICA DEA 008/18-REV 02
Análise socioambiental do estudo para escoamento do potencial termelétrico dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo (Relatório R1)

Ministério de Minas e Energia

Ministro
Wellington Moreira Franco

Secretário Executivo
Márcio Félix Carvalho Bezerra

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Eduardo Azevedo Rodrigues

Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei n° 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente
Reive Barros dos Santos

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Amilcar Guerreiro

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível
José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa
Álvaro Henrique Matias Pereira

Coordenação Geral
Reive Barros dos Santos
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Coordenação Executiva
Elisângela Almeida

Equipe Técnica
Akel da Silva Saliba (estagiário)
André Cassino Ferreira
Carina Rennó Siniscalchi
Daniel Filipe Silva
Kátia Gisele Matosinho

URL: http://www.epe.gov.br
Sede
Esplanada dos Ministérios Bloco "U" Sala 744
70.065-900 - Brasília – DF
Escritório Central
Av. Rio Branco, nº 01 – 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Rio de Janeiro
Julho de 2018

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

Série

MEIO AMBIENTE: TRANSMISSÃO

NOTA TÉCNICA DEA 008/18-REV 02

Análise socioambiental do estudo para escoamento do potencial termelétrico dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo (Relatório R1)

SUMÁRIO

SIGLÁRIO ____ 6

1. INTRODUÇÃO ____ 8

2. PROCEDIMENTOS ADOTADOS ____ 10

2.1. PROCEDIMENTOS PARA LOCALIZAÇÃO DA SUBESTAÇÃO E DEFINIÇÃO DOS CORREDORES DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO PLANEJADAS 10

2.2. BASE DE DADOS UTILIZADA 11

3. DESCRIÇÃO DA ÁREA DA SUBESTAÇÃO E DOS CORREDORES ____ 13

3.1. LOCALIZAÇÃO DA SUBESTAÇÃO SE 500 KV CAMPOS 2 13

3.1.1. PRINCIPAIS ASPECTOS SOCIOAMBIENTAIS NA REGIÃO PROPOSTA PARA INDICAÇÃO DE TERRENO DA SE CAMPOS 2 16

3.1.2. ESTIMATIVA DE VALOR DO M² DAS ÁREAS DE CULTIVO DE CANA-DE-AÇÚCAR EM CAMPOS 17

3.1.3. INDICAÇÃO DE ALTERNATIVAS DE TERRENO PARA A SE CAMPOS 2 17

3.2. CORREDOR DA LT 500 KV CAMPOS 2 – MUTUM C1/C2 (CD) 19

3.2.1 COMPLEMENTAÇÕES SOLICITADAS REFERENTES A ELEMENTOS DE SOBRECUSTOS 34

3.3. CORREDOR DA LT 500 KV CAMPOS 2 – LAGOS C1/C2 (CD) 37

3.3.1. COMPLEMENTAÇÕES SOLICITADAS REFERENTES A ELEMENTOS DE SOBRECUSTOS 48

3.4. CORREDOR DA LT 500 KV TERMINAL RIO – LAGOS C1/C2 (CD) 51

3.4.1 COMPLEMENTAÇÕES SOLICITADAS REFERENTES A ELEMENTOS DE SOBRECUSTOS 67

4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS ____ 71

5. APÊNDICES

6. ANEXOS

SIGLÁRIO

Anac	Agência Nacional de Aviação Civil
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
APA	Área de Proteção Ambiental
APCB	Área Prioritária para Conservação da Biodiversidade
C1	Primeiro Circuito
C2	Segundo Circuito
CD	Circuito Duplo
Cecav	Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CPRM	Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais
DCMun	Depósito Central de Munição do Exército
DEE	Diretoria de Estudos de Energia Elétrica da EPE
DNPM	Departamento Nacional de Produção Mineral
DOU	Diário Oficial da União
EB	Exército Brasileiro
Eletrobras	Centrais Elétricas Brasileiras SA
Embrapa	Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FCA	Ferrovia Centro Atlântica
FCP	Fundação Cultural Palmares
FSosma	Fundação SOS Mata Atlântica
Funai	Fundação Nacional do Índio
GNA	Gás Natural Açu
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
Inpe	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
ICMBio	Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade
Iema	Instituto Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos
Iphan	Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional
Incra	Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária
Inea	Instituto Estadual do Ambiente do Rio de Janeiro
LT	Linha de Transmissão
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia

MRO	Município de Rio das Ostras
NT	Nota Técnica
PA	Projeto de Assentamento Rural
Parna	Parque Nacional
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
Pemat	Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário
Rebio	Reserva Biológica
Reduc	Refinaria Duque de Caxias
RPPN	Reserva Particular do Patrimônio Natural
SE	Subestação
SIG	Sistema de Informação Geográfica
Sigel	Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico
SMA	Superintendência de Meio Ambiente da EPE
Snuc	Sistema Nacional de Unidades de Conservação
STE	Superintendência de Transmissão de Energia da EPE
Taesa	Transmissora Aliança de Energia Elétrica
UC	Unidade de Conservação
UTE	Usina Termelétrica
US	Uso Sustentável
USGS	United States Geological Survey
ZA	Zona de Amortecimento

1. INTRODUÇÃO

O presente estudo abrange áreas localizadas nos estados do Rio de Janeiro, Espírito Santo e Minas Gerais e tem como objetivo escoar a energia associada à expansão da capacidade instalada de usinas termelétricas (UTEs) no norte do Rio de Janeiro e no Espírito Santo.

No leilão A-6 de 2017, duas UTEs a gás natural venderam energia, a Vale Azul II (466 MW) e a GNA Porto do Açu 2 (1.673 MW), previstas para serem implantadas em Macaé e em São João da Barra, respectivamente. Além disso, em 2017, a UTE Novo Tempo, com 1.388 MW, inicialmente prevista para ser implantada em Pernambuco, obteve autorização para ser construída no litoral norte do RJ. Dessa forma, em 2023, há previsão de um incremento de aproximadamente 3,5 GW de geração térmica do Rio de Janeiro.

Sendo assim, para permitir a integração das referidas usinas térmicas em 2023, os estudos elétricos identificaram, como solução de escoamento desse potencial de geração, a necessidade de implantação de uma nova subestação no município de Campos e de um novo pátio 500 kV na SE Lagos, interligados por três corredores de transmissão. A seguir são apresentados os empreendimentos planejados nesse estudo (Tabela 1 e Tabela 2).

Tabela 1 - Subestação planejada no estudo

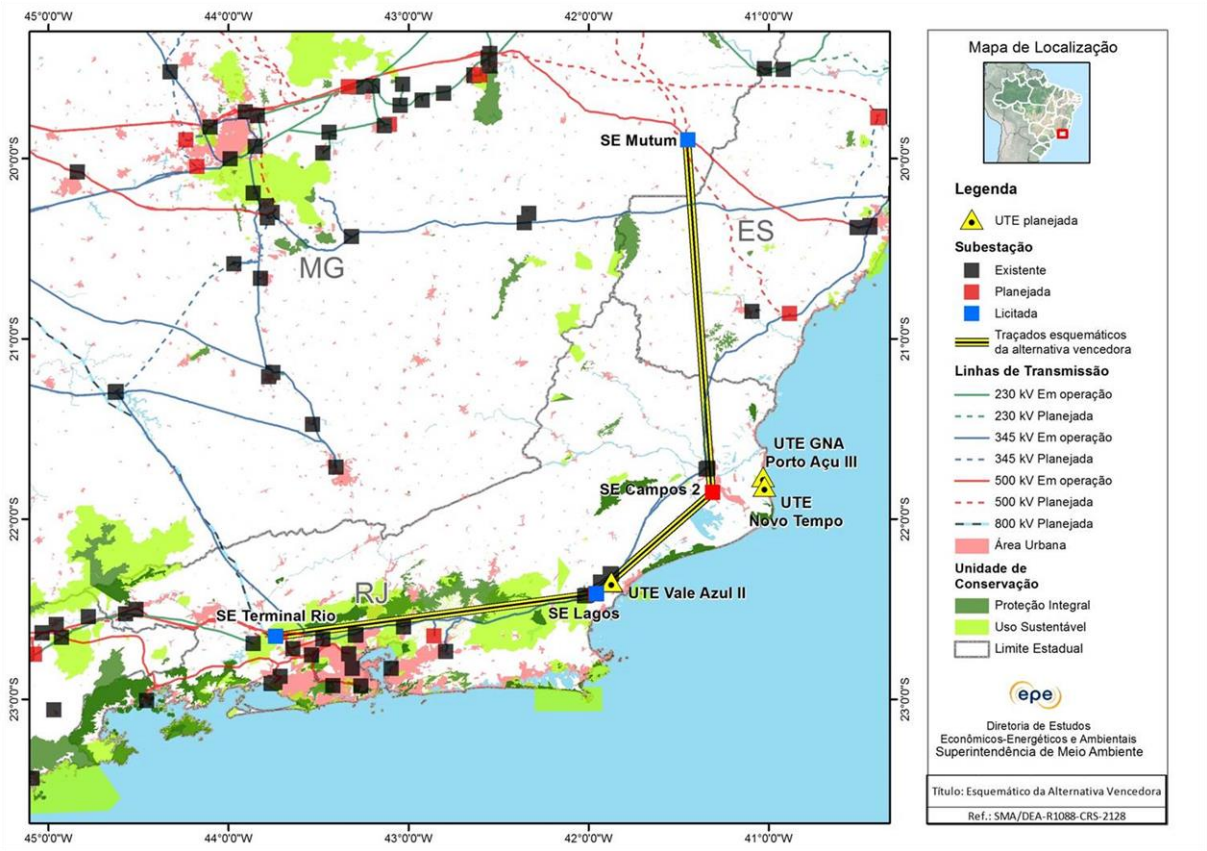
Subestação planejada	Município/UF
SE 500 kV Campos 2	Campos/RJ

Tabela 2 – Linhas de Transmissão planejadas no estudo

LT planejada	Tensão (kV)	N° de circuitos	Extensão do eixo do corredor estudado (km)
Campos 2 – Mutum C1 C2	500	2 (CD)	230
Campos 2 – Lagos C1 C2	500	2 (CD)	100
Terminal Rio – Lagos C1 C2	500	2 (CD)	214

A subestação conversora ± 800 kV Terminal Rio foi arrematada pela Xingu Rio Transmissora de Energia S.A no Leilão 007/2015 da Aneel, e a SE Mutum 500 kV foi arrematada pelo Consórcio Olympus no leilão 03/2015 – 2ª etapa. A SE Lagos foi vendida no Leilão de Transmissão 002/2018 da Aneel, já com a previsão do terreno para o pátio de 500 kV, adjacente ao de 345 kV. Portanto, esta obra não está no escopo desta avaliação socioambiental.

A Figura 1 apresenta o traçado esquemático das interligações que compõem a alternativa vencedora, a localização proposta para a futura SE Campos 2, assim como a localização das UTEs com início de operação previsto para 2023.



Fonte: EPE, 2018a; IBGE, 2016; MMA, 2018; Embrapa, 2017

Figura 1 – Representação esquemática da alternativa vencedora

A estrutura deste relatório contempla: procedimentos utilizados na análise socioambiental (item 2); análise socioambiental da região planejada para implantação da SE Campos 2 e dos corredores das linhas de transmissão da alternativa selecionada, com as respectivas recomendações para o Relatório R3 (item 3); e, ao final, nos apêndices, fichas de verificação a serem apresentadas nos relatórios R3, relativas às recomendações ora apresentadas, além de tabelas síntese dos principais aspectos socioambientais ao longo dos corredores estudados.

A atual revisão do documento foi elaborada em razão das complementações solicitadas pelo MME através do Ofício nº 227/2018/SPE-MME (Anexo 1), de modo a permitir a instrução do primeiro estágio dos procedimentos prévios ao leilão, junto ao Tribunal de Contas da União.

2. PROCEDIMENTOS ADOTADOS

2.1. Procedimentos para localização da subestação e definição dos corredores das linhas de transmissão planejadas

Com o auxílio de imagens de satélite e de ferramentas de Sistema de Informações Geográficas (SIG), foram localizadas as subestações e as linhas de transmissão e distribuição existentes na área de estudo, bem como levantadas áreas promissoras para implantação da subestação planejada para conexão das usinas termelétricas previstas para entrarem em operação no estado do Rio de Janeiro (SE Campos 2).

Visando à minimização de impactos socioambientais, ao delimitar os corredores das linhas planejadas, procurou-se desviá-los das áreas com maior sensibilidade socioambiental, como unidades de conservação (UC), áreas com vegetação nativa, projetos de assentamentos rurais (PA), entorno de aeródromos e áreas urbanas. Da mesma forma, na definição da área proposta para a subestação de conexão das usinas termelétricas, SE Campos 2, foi considerada a proximidade com vias de acesso, afastamento de áreas de expansão urbana, adequabilidade do terreno à construção da SE, com possibilidade de expansão e viabilidade para chegadas de novas linhas de transmissão no futuro.

A caracterização dos corredores é apresentada por trechos, sendo apontadas as principais interferências socioambientais e destacados os motivadores do caminhamento. A descrição é apoiada por figuras com indicação dos temas relevantes (uso do solo, processos minerários, áreas de relevância socioambiental e outros) da área estudada, elaboradas a partir de imagens de satélite e das bases cartográficas indicadas no item a seguir. Ao final, são apresentadas as recomendações para os respectivos Relatórios R3.

De forma a responder as demandas do ofício nº 227/2018/SPE-MME, foram estabelecidas diretrizes referenciais para as LTs 500 kV Campos 2 – Lagos CD e Terminal Rio – Lagos CD. **Cumpre destacar que estas diretrizes são apenas referências para estimativa de extensão das linhas e potenciais sobrecustos, tendo sido estabelecidas a partir de imagens de satélite e dados secundários, sem a realização de trabalho de campo.** Para a LT 500 kV Campos 2 – Mutum CD, foi utilizada diretriz proposta pela Transmissora Aliança de Energia Elétrica (Taesa) no âmbito da elaboração do Relatório R3, a qual considerou dados secundários, além de informações obtidas durante a realização de campo.

Para a estimativa dos potenciais trechos das LTs que podem necessitar de alteamento ou reforço de fundação de torres, foram utilizadas bases georreferenciadas de uso do solo disponíveis nos sítios eletrônicos do Inea/RJ e Iema/ES.

2.2. Base de dados utilizada

Para delimitação dos corredores e da área proposta para a subestação, e para elaboração das figuras e tabelas, foram consultadas e/ou utilizadas informações das seguintes bases de dados:

- Advanced Spaceborne Thermal Emission and Reflection Radiometer – Aster (USGS, 2012);
- Aeródromos Privados e Públicos (Anac, 2017);
- Unidades de Conservação Federais, Estaduais e Municipais (MMA, 2018; Inea, 2018; Eletrobras, 2011);
- Áreas Prioritárias para a Conservação, Uso Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira (MMA, 2007);
- Área Urbana (Embrapa, 2017);
- Base Cartográfica Integrada do Brasil ao Milionésimo Digital, incluindo hidrografia divisão territorial e sistema viário (IBGE, 2016);
- Declividade em Percentual do Relevo Brasileiro (CPRM, 2010);
- Cavidades Naturais Subterrâneas (Cecav, 2018);
- Comunidades Quilombolas certificadas por município (FCP, 2018);
- Rodovia Estadual RJ-244 - planejada (DOU, 2016);
- Dutos de Petróleo e Gás (EPE, 2014);
- Patrimônio Arqueológico (Iphan, 2018a);
- Plano Diretor de Rio das Ostras (MRO, 2006);
- Plano Diretor de Campos (Campos dos Goytacazes, 2007);
- Potencialidade de Ocorrência de Cavernas (Cecav, 2012);
- Processos Minerários (DNPM, 2018);
- Projetos de Assentamento (Incra, 2018);
- Projetos Elétricos Planejados e Existentes (Aneel, 2018);

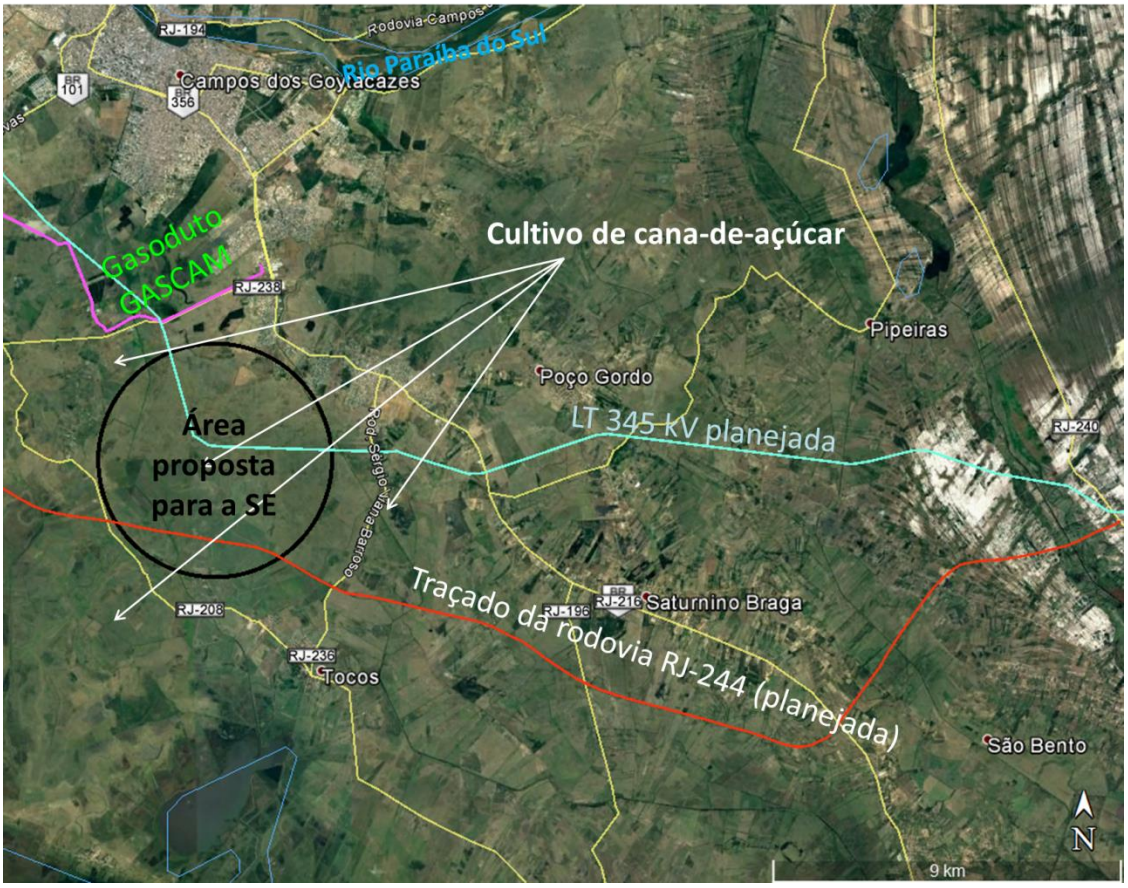
- Remanescentes Florestais da Mata Atlântica (Fsosma e Inpe, 2014);
- Reserva Particular do Patrimônio Natural (ICMBio, 2017);
- Terras Indígenas (Funai, 2018);
- Territórios Quilombolas (Incra, 2017);
- Traçado georreferenciado de linhas de transmissão existentes, planejadas e subestações (EPE, 2018a);
- Uso e Cobertura do Solo do Estado do Rio de Janeiro (Inea, 2010);
- Uso e Cobertura do Solo do Estado do Espírito Santo (Iema, 2012).

3. DESCRIÇÃO DA ÁREA DA SUBESTAÇÃO E DOS CORREDORES

3.1. Localização da subestação SE 500 kV Campos 2

A SE Campos 2 está planejada para conexão das usinas termelétricas que serão implantadas no Porto do Açu, no município fluminense de São João da Barra. Com base na seleção de alternativas locacionais mediante trabalho de escritório, foi identificada região favorável para a implantação desta subestação. A avaliação se baseou na inspeção visual de imagens de satélite disponíveis no software Google Earth Pro e avaliação preliminar de aspectos socioambientais e construtivos.

Assim, sugere-se avaliar in loco, quando da elaboração do Relatório R3, uma área com raio de três quilômetros no entorno do ponto de coordenadas 21°51'6,83"S e 41°18'35,85"O (Figura 2). Caso seja indicada localização da SE fora desse raio, deverá constar no Relatório R3 justificativa fundamentada para tal.



Fonte: EPE, 2014; Google Earth Pro, 2018; MMA, 2018; DOU, 2016; EPE, 2018a

Figura 2 – Região sugerida para a SE Campos 2

Para indicação dessa área, foram determinantes os seguintes aspectos: proximidade com as UTEs a serem implantadas no Porto do Açu, proximidade com vias de acesso com condições

adequadas para transporte de equipamento pesados, proximidade com a rodovia planejada RJ- RJ-244, que faz parte do Corredor Logístico Rodoviário ao Porto do Açu/Distrito Industrial de São João da Barra, área com disponibilidade de terrenos para a implantação da subestação e chegada de linhas, e afastamento da mancha urbana de Campos.

A área referencial para a SE está situada na zona rural do município de Campos dos Goytacazes, em região de cultivo de cana-de-açúcar (Figura 3). Importa destacar que a queimada é uma prática comum na colheita da cana-de-açúcar, e que essa atividade é incompatível com as faixas de segurança de linhas de transmissão e entorno de subestações. A lei Estadual do Rio de Janeiro n° 5990/2011, que dispõe sobre a eliminação gradativa da queima da palha da cana-de-açúcar, prevê até 2020 a eliminação dessa prática para lavouras em áreas passíveis de mecanização, que é o caso em análise. Nesta mesma lei está definido que não é permitida a queima da cana-de-açúcar a menos de 200 metros de subestações de energia elétrica.



Fonte: Google Street View, 2018

Figura 3 – Plantio de cana-de-açúcar às margens da rodovia estadual RJ-208, próximo à área prevista para implantação da SE Campos 2

A região proposta para a subestação possui ótima acessibilidade. O acesso rodoviário à área indicada ocorre por meio das rodovias RJ-208 e RJ-236, localizadas respectivamente a oeste e leste do local proposto para a subestação. Além das rodovias, há estradas vicinais que atendem às propriedades de cultivo de cana-de-açúcar situadas no interior da área.

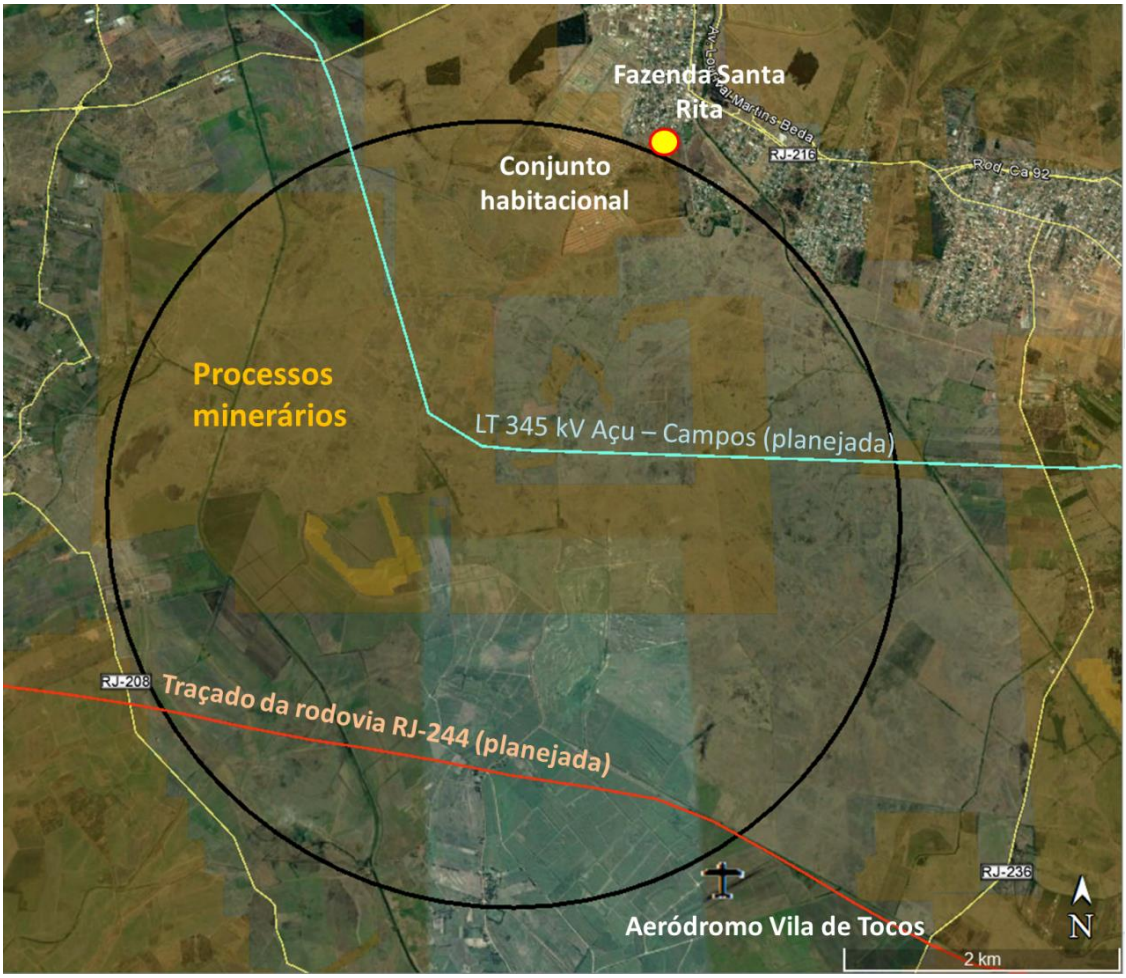
Importa registrar que o traçado da rodovia RJ-244 (planejada), que compõe o Corredor Logístico Rodoviário ao Porto do Açu/Distrito Industrial de São João da Barra, corta a porção

sul da área proposta para seleção de terrenos para implantação da SE Campos 2, por ocasião da elaboração do relatório R3 (DOU, 2016).

No trecho norte há uma LT em 345 kV planejada, para interligação da SE do Porto do Açu à SE Campos.

O aeródromo Vila de Tocos está localizado junto ao limite sul da área proposta para a subestação. Sua pista é de grama e possui comprimento de 700 metros. Em função da grande disponibilidade de terrenos na área proposta e da orientação da pista do aeródromo, não se prevê interferências impeditivas. Contudo, importa registrar a necessidade de avaliar este aspecto de forma detalhada quando da elaboração do Relatório R3.

No extremo norte da área proposta para a subestação verifica-se a presença de um conjunto habitacional e da Fazenda Santa Rita, que consta no cadastro de sítios arqueológicos do Iphan (Figura 4).



Fonte: DNPM, 2018; EPE, 2018a; Google Earth Pro, 2018; IBGE, 2016; DOU, 2016; Iphan,2018a

Figura 4 – Detalhe da região proposta para a subestação Campos 2

O relevo da região é plano, com cotas altimétricas inferiores a 10 metros, o que facilita a seleção de terreno para implantação da nova subestação.

A área proposta para a subestação abrange 13 processos minerários, sendo 10 relativos à substância argila, dois à turfa e um à areia. Os processos referentes à argila encontram-se na fase de licenciamento e se destinam à produção de cerâmica vermelha.

Conforme base de dados utilizada, não foram identificados assentamentos rurais, unidades de conservação, terras indígenas, territórios quilombolas ou cavernas na área proposta para a subestação.

Em consulta ao Plano Diretor do Município de Campos dos Goytacazes (Lei Municipal 7.972, de 31/03/2008), verificou-se que a região proposta para a subestação não se sobrepõe a áreas com restrição ao uso e ocupação do solo.

3.1.1. Principais aspectos socioambientais na região proposta para indicação de terreno da SE Campos 2

Por meio do ofício nº 227/2018/SPE-MME, o MME solicitou à EPE a "*identificação ao longo do corredor das principais interferências socioambientais e do local referencial de subestação, utilizando dados secundários ou outras informações disponíveis quanto: aeródromos, gasodutos, oleodutos, rodovias planejadas, cultivos mecanizados, terras indígenas e quilombolas, cavidades naturais e sítios arqueológicos, assentamentos rurais, áreas industriais, áreas licenciadas para exploração minerária, loteamentos/ condomínios, área de proteção ambientais, cursos d´água e nascentes, áreas alagáveis, áreas de plantio (silvicultura, cana de açúcar) e de pastagem, áreas militares*".

De forma a atender esta solicitação, abaixo estão resumidos os principais aspectos da região proposta para a SE Campos 2 e seu entorno, conforme base de dados consultada.

- O aeródromo Vila de Tocos situa-se a cerca de 300 metros do limite da região proposta.
- Há 13 processos minerários na área proposta, sendo 10 relativos à substância argila, dois à turfa e um à areia.
- A região proposta é circundada por rodovias estaduais – RJ-208, RJ-236, RJ-238 e RJ-216.
- Há uma rodovia planejada (RJ-244) na região proposta.
- Na região proposta predominam propriedades de cultivo de cana-de-açúcar.
- No norte da região proposta há um conjunto habitacional e o sítio arqueológico Fazenda Santa Rita.

- Há uma linha de transmissão planejada (LT 345 kV Açu - Campos) na região proposta.

3.1.2. Estimativa de valor do m² das áreas de cultivo de cana-de-açúcar em Campos

Por meio do ofício nº 227/2018/SPE-MME, o MME solicitou à EPE "*estimativa de valor do m² na região rural de Campos, em função de plantações de cana de açúcar, visando subsidiar a análise fundiária da ANEEL*".

Para estimar o valor da terra nua foram utilizados os valores indicados em publicação nacional bimestral (IEG/FNP, 2018), que apresenta valores de preços de terras consolidados a partir de pesquisas de preços de negócios efetivamente realizados.

No caso do valor da cultura, partindo-se dos preços pagos pelas usinas aos fornecedores de cana-de-açúcar, e considerando-se dados de qualidade (UDOP, 2018) e produtividade dessa cultura (Conab, 2018), estimou-se o valor da tonelada da cana cultivada num horizonte de cinco anos, trazido a valor presente com uma taxa de desconto de 6%.

Finalmente, somando-se o valor da terra nua com o valor da cana cultivada, chegou-se ao valor total final de **3,2 R$/m²** ocupado com plantações de cana-de-açúcar na região rural de Campos dos Goytacazes.

3.1.3. Indicação de alternativas de terreno para a SE Campos 2

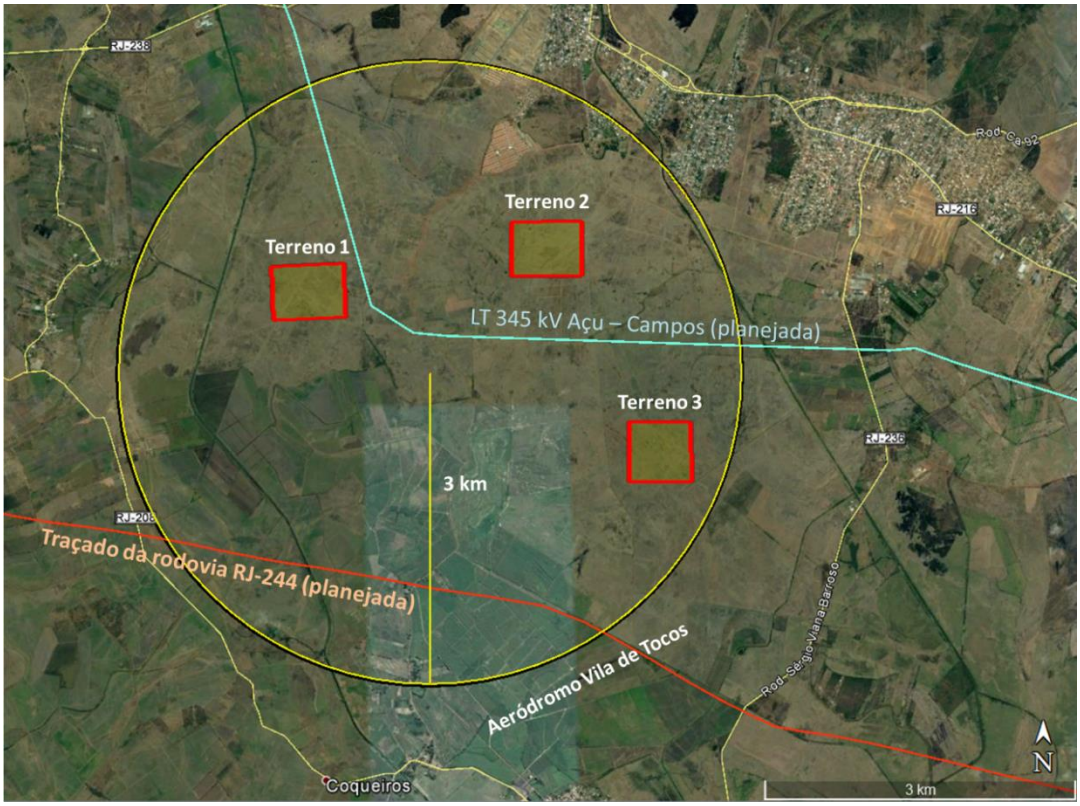
Através do ofício nº 227/2018/SPE-MME, o MME solicitou à EPE "*a avaliação de mais de um terreno disponível para alocação da SE Campos 2, preferencialmente com raio de aproximado de 10 km, buscando alternativas com acesso próximo às rodovias (terreno necessário de aprox. 315 mil m²)*".

A Figura 5 apresenta três possibilidades de terrenos com área de cerca de 350 mil m^2 cada, dentro da área proposta para implantação da SE Campos 2, que possui raio referencial de 3 km[1]. Conforme mapeamento de uso e cobertura do solo elaborado pelo Inea (2010), os três terrenos situam-se em área de cultivo de cana-de-açúcar. **Cumpre destacar que esta avaliação foi realizada com base em imagens de satélite e a partir de dados secundários, sem a realização de trabalho de campo. Portanto, a indicação do terreno mais apropriado deve ser realizada em fases posteriores, com subsídio de informações de campo.**

1 Considerando o raio indicado de 3 km, tem-se uma área de cerca de 28 km^2, que possibilitaria a implantação de aproximadamente 90 subestações de 315 mil m². Portanto, o raio de 3 km mostra-se adequado e permite a avaliação e indicação de terrenos propícios para a implantação da SE Campos 2. Ao se ampliar o raio para 10 km, tem-se uma área de cerca 314 km^2, possibilitando a implantação de aproximadamente 1.000 subestações de 315 mil m², tornando demasiadamente inespecífica a indicação locacional, além de impactar nos cálculos elétricos envolvidos no estudo.

Coordenadas referenciais dos terrenos:

- Terreno 1: 21°50'42,63"S / 41°19'15,51"O
- Terreno 2: 21°50'47,98"S / 41°17'58,03"O
- Terreno 3: 21°51'33.59"S / 41°17'17.24"O



Fonte: EPE, 2018; Google Earth Pro, 2018

Figura 5 – Indicação de possíveis terrenos para implantação da subestação Campos 2

Recomendações para o Relatório R3 da SE Campos 2

Deverão ser estudadas criteriosamente, durante a elaboração do Relatório R3 deste empreendimento, as opções de localização da SE, escolhendo-se a(s) alternativa(s) de terreno mais viável(is) do ponto de vista socioambiental, fundiário e construtivo. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para indicação de local de implantação da SE Campos 2:

- Selecionar terrenos para a SE Campos 2 com as seguintes dimensões: 750 x 415 metros (311.250 m²).

- Avaliar as possíveis interferências da localização da SE Campos 2 e linhas associadas sobre o Aeródromo Vila de Tocos.

- Avaliar a situação dos processos minerários situados na região proposta para indicação de terrenos para a SE Campos 2.

- Atentar para o traçado da rodovia RJ-244 (planejada), que compõe o Corredor Logístico Rodoviário ao Porto do Açu/Distrito Industrial de São João da Barra. Verificar eventuais obras adicionais relacionadas ao Corredor Logístico.

3.2. Corredor da LT 500 kV Campos 2 – Mutum C1/C2 (CD)

A interligação entre as subestações Campos 2 e Mutum será realizada por um circuito duplo de 500 kV. O corredor da LT 500 kV Campos 2 – Mutum C1/C2 (CD) foi elaborado com 10 km de largura, de modo a possibilitar alternativas factíveis de traçado para a implantação da futura LT. Seu eixo possui cerca de 230 km de extensão.

Para facilitar a descrição, a área do corredor foi dividida entre três trechos: sul (entre a SE Campos 2 e a divisa dos estados do RJ e ES), central (entre a referida divisa e o limite entre os municípios capixabas Alegre e Muniz Freire) e norte (entre o referido limite e a SE Mutum).

Os principais norteadores para a definição do caminhamento do corredor foram a minimização da interferência com a área urbana de Campos, o desvio de áreas protegidas e a proximidade com rodovias e linhas de transmissão existentes e planejadas.

Infraestrutura e localização

O corredor abrange 12 municípios dos estados do Rio de Janeiro, Espírito Santo e Minas Gerais, como detalhado na Tabela 3.

Tabela 3 – Municípios atravessados pelo corredor da LT 500 kV Campos 2 – Mutum C1/C2 (CD)

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
RJ	Norte Fluminense	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes
			Cardoso Moreira
ES	Sul Espírito-Santense	Cachoeiro de Itapemirim	Mimoso do Sul
			Muqui
			Jerônimo Monteiro
	Sul Espírito-Santense	Alegre	Alegre
			Muniz Freire
			Ibatiba
	Central Espírito-Santense	Afonso Cláudio	Conceição do Castelo
			Brejetuba
MG	Zona da Mata	Manhuaçu	Lajinha
	Vale do Rio Doce	Aimorés	Mutum

As coordenadas das subestações do corredor da LT 500 kV Campos 2 – Mutum C1/C2 (CD) são apresentadas na Tabela 4 a seguir.

Tabela 4 – Coordenadas das subestações do corredor da LT 500 kV Campos 2 – Mutum C1/C2 (CD)

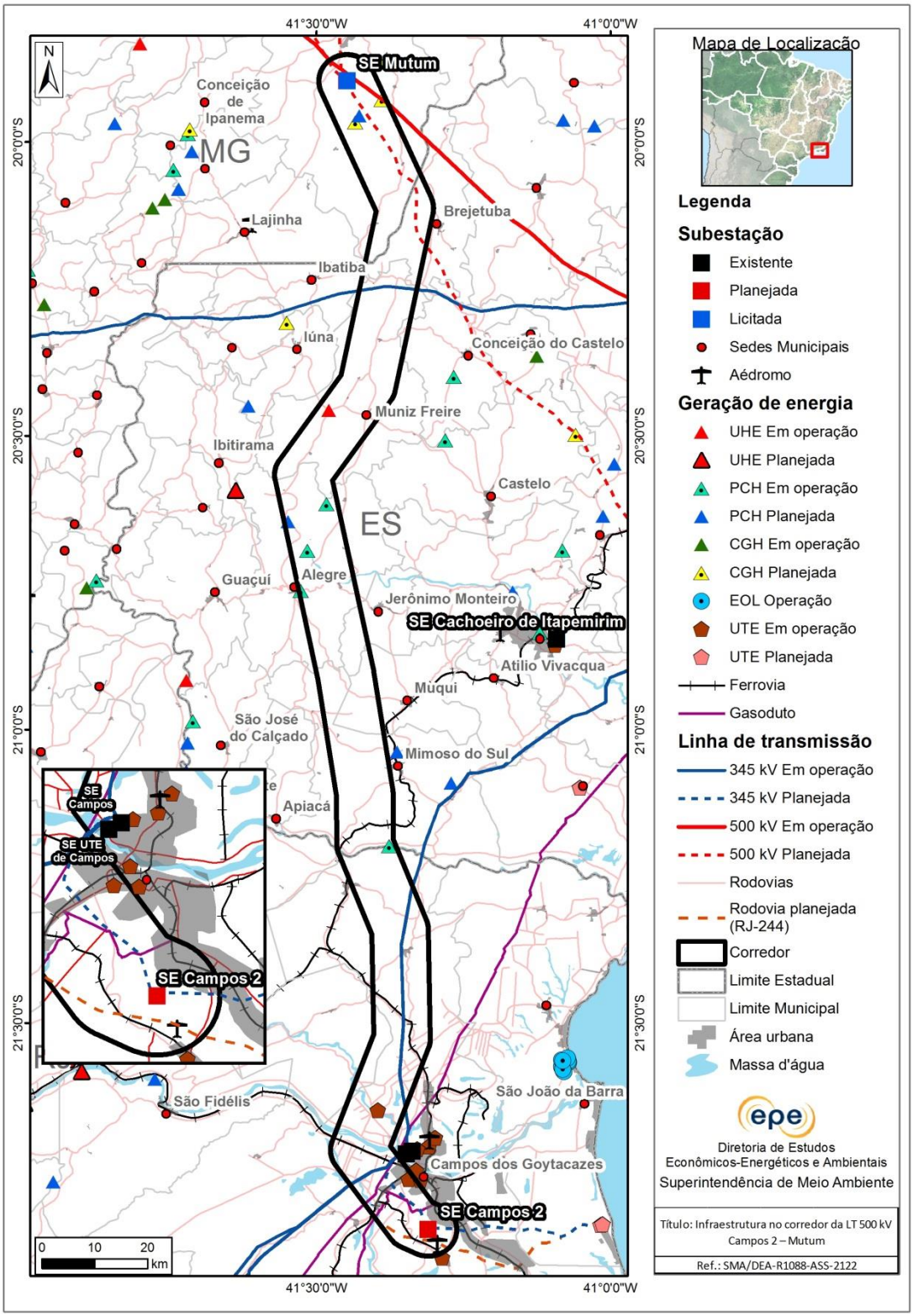
Subestação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Campos 2[1]	Planejada	21°51'06,83"S	41°18'35,85"O	Campos dos Goytacazes	RJ
Mutum	Licitada	19°53'44,64"S	41°26'54,76"O	Mutum	MG

[1] As coordenadas referem-se ao ponto central da área proposta para a subestação, a ser verificada no Relatório R3.

O corredor abrange a área urbana do município de Muniz Freire, trechos das áreas urbanas de Campos dos Goytacazes e Mimoso do Sul, além de distritos e outras pequenas aglomerações, todas com possibilidade de desvio pela linha planejada.

O corredor abrange uma interligação existente em 500 kV (LT 500 kV Mesquita – Viana 2 C1) e quatro em 345 kV (LT 345 kV Campos dos Goytacazes – Macaé Merchant C1/C2/C3; LT 345 kV Padre Fialho – Vitória C1; LT 345 kV Campos dos Goytacazes – Vitória C1; e LT 345 kV Campos dos Goytacazes – Viana C1). Além disso, abrange três interligações planejadas em 500 kV (Seccionamento da LT 500 kV Mesquita – Viana 2, C1, na SE Mutum; LT 500 kV Governador Valadares 6 – Mutum, C1 e C2 (CS); e LT 500 kV Mutum – Rio Novo do Sul, C1) e uma em 345 kV (LT 345 kV Açu – Campos).

Com relação aos empreendimentos de geração de energia, o corredor abrange uma UHE e quatro PCHs em operação, duas PCHs e duas CGH planejadas, além de duas UTEs em operação, sendo uma a óleo diesel e uma a bagaço de cana-de-açúcar (Figura 6). Conforme observado em imagens de satélite, estes empreendimentos não são impeditivos para passagem da futura LT.



Fonte: EPE, 2018a; IBGE, 2016; Embrapa, 2017; Anac, 2017; Aneel, 2018; EPE, 2014; DOU, 2016

Figura 6 – Infraestrutura no corredor da LT 500 kV Campos 2 – Mutum C1/C2 (CD)

A área do corredor possui ótima acessibilidade, contando com diversas rodovias federais (BR-101, BR-262, BR-262, BR-356, BR-482) e estaduais (ES-181, ES-472, ES-484, ES-379, MG-

108, RJ-158, RJ-194, dentre outras). Além disto, há grande número de estradas vicinais e vias secundárias no interior das propriedades rurais situadas no corredor.

Importa registrar que o traçado da rodovia RJ-244 (planejada), que compõe o Corredor Logístico Rodoviário ao Porto do Açu/Distrito Industrial de São João da Barra, situa-se no extremo sul do corredor (DOU, 2016).

O aeródromo Vila dos Tocos situa-se no extremo sul do corredor, em área onde não se prevê a passagem da futura linha de transmissão.

Vegetação e uso do solo

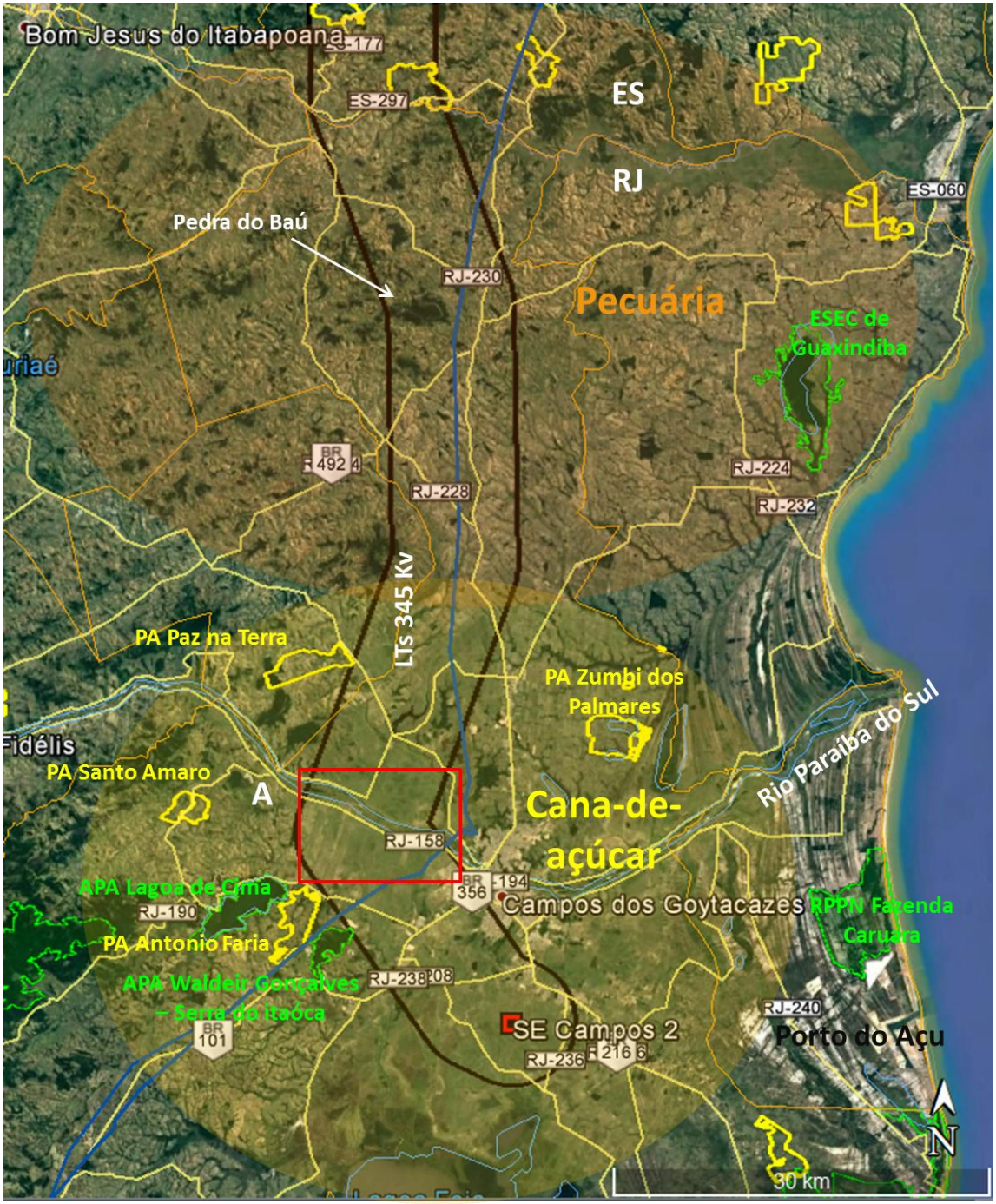
O corredor está localizado no bioma Mata Atlântica e se sobrepõe a áreas de vegetação nativa abrangidas pelo polígono da lei da Mata Atlântica (Lei n° 11.428, de 22 de dezembro de 2006, que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa no bioma Mata Atlântica, regulamentada pelo Decreto nº 6.660/08) que estão predominantemente associadas às áreas de relevo montanhoso, especialmente nos trechos central e norte. No trecho sul a presença de mata nativa é escassa, havendo predomínio de áreas de criação de gado e de cultivo de cana-de-açúcar.

Importa destacar que a queimada é uma prática comum na colheita da cana-de-açúcar, e que essa atividade é incompatível com as faixas de segurança de linhas de transmissão. A lei Estadual do Rio de Janeiro n° 5990/2011, que dispõe sobre a eliminação gradativa da queima da plana da cana-de-açúcar, prevê até 2020 a eliminação dessa prática para lavouras em áreas passíveis de mecanização, que é o caso em análise. Nesta mesma lei está definido que não é permitido a queima da cana-de-açúcar a menos de 50 metros das faixas de servidão das linhas de transmissão de alta tensão.

A partir da área proposta para a SE Campos 2, o corredor segue para noroeste, de forma a minimizar a interferência com o núcleo urbano de Campos (Figura 7). O corredor atravessa áreas com intenso cultivo de cana-de-açúcar, como pode ser observado na Figura 8.

A Figura 9 exibe o trecho em que o corredor se sobrepõe ao rio Paraíba do Sul. Quando da elaboração do R3 deve ser avaliada *in loco* a melhor solução para sua travessia.

Após a área urbana de Campos, o corredor segue para norte, acompanhando a rodovia BR-101 e as linhas de 345 kV Campos dos Goytacazes – Vitória e Campos dos Goytacazes – Viana. Neste segmento há predomínio da atividade pecuária, com alguns fragmentos de vegetação nativa, como na área da Pedra do Baú (Figura 7).



Fonte: Cecav, 2018; EPE, 2018a; Google Earth Pro, 2018; Incra, 2018; MMA, 2018

Figura 7 – Trecho sul do corredor da LT 500 kV Campos 2 – Mutum C1/C2 (CD), com destaque para a área A



Fonte: Google Earth Pro, 2018

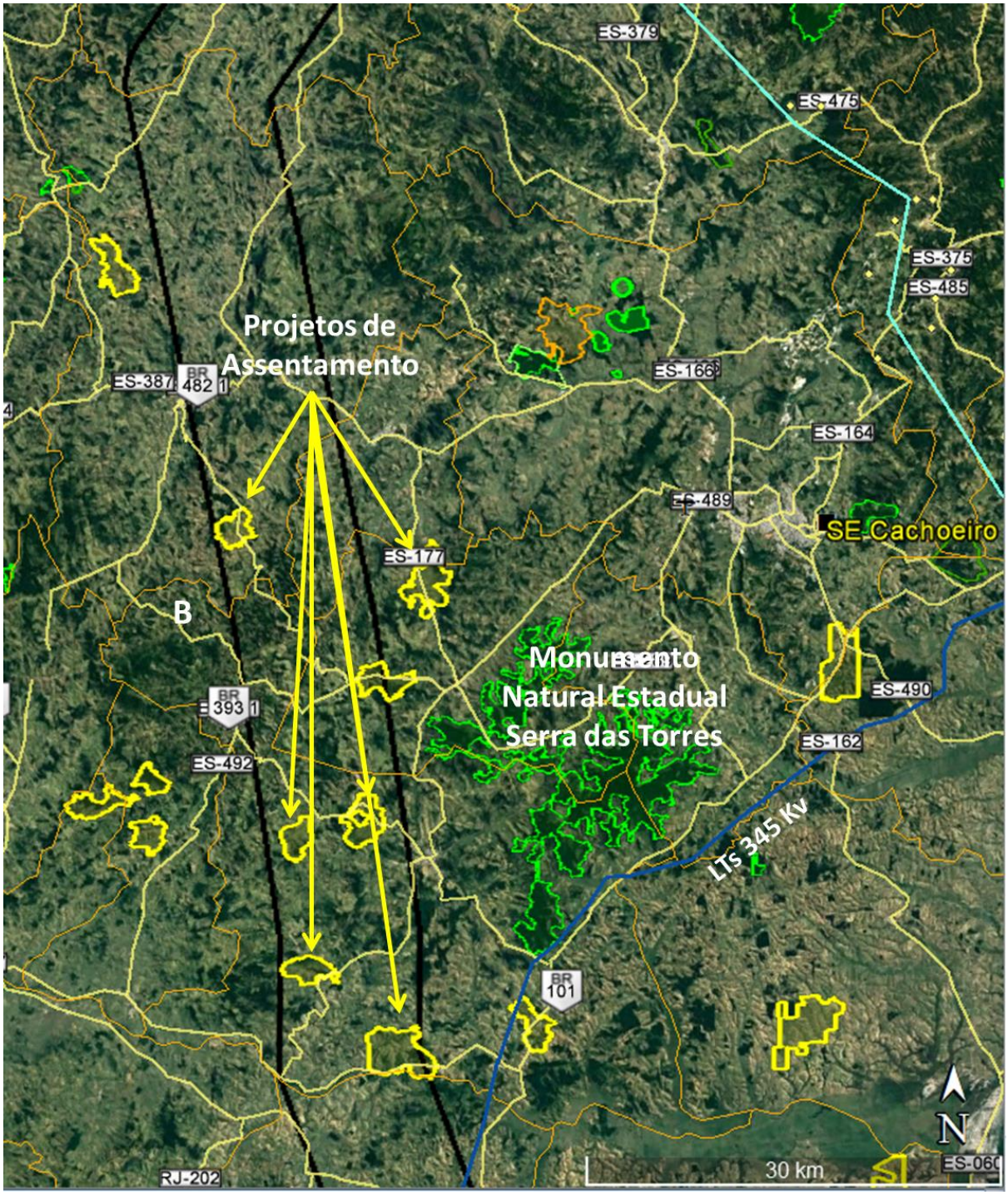
Figura 8 – Plantio de cana-de-açúcar às margens da RJ-208, no município de Campos



Fonte: Google Earth Pro, 2018

Figura 9 (recorte A) – Travessia do rio Paraíba do Sul

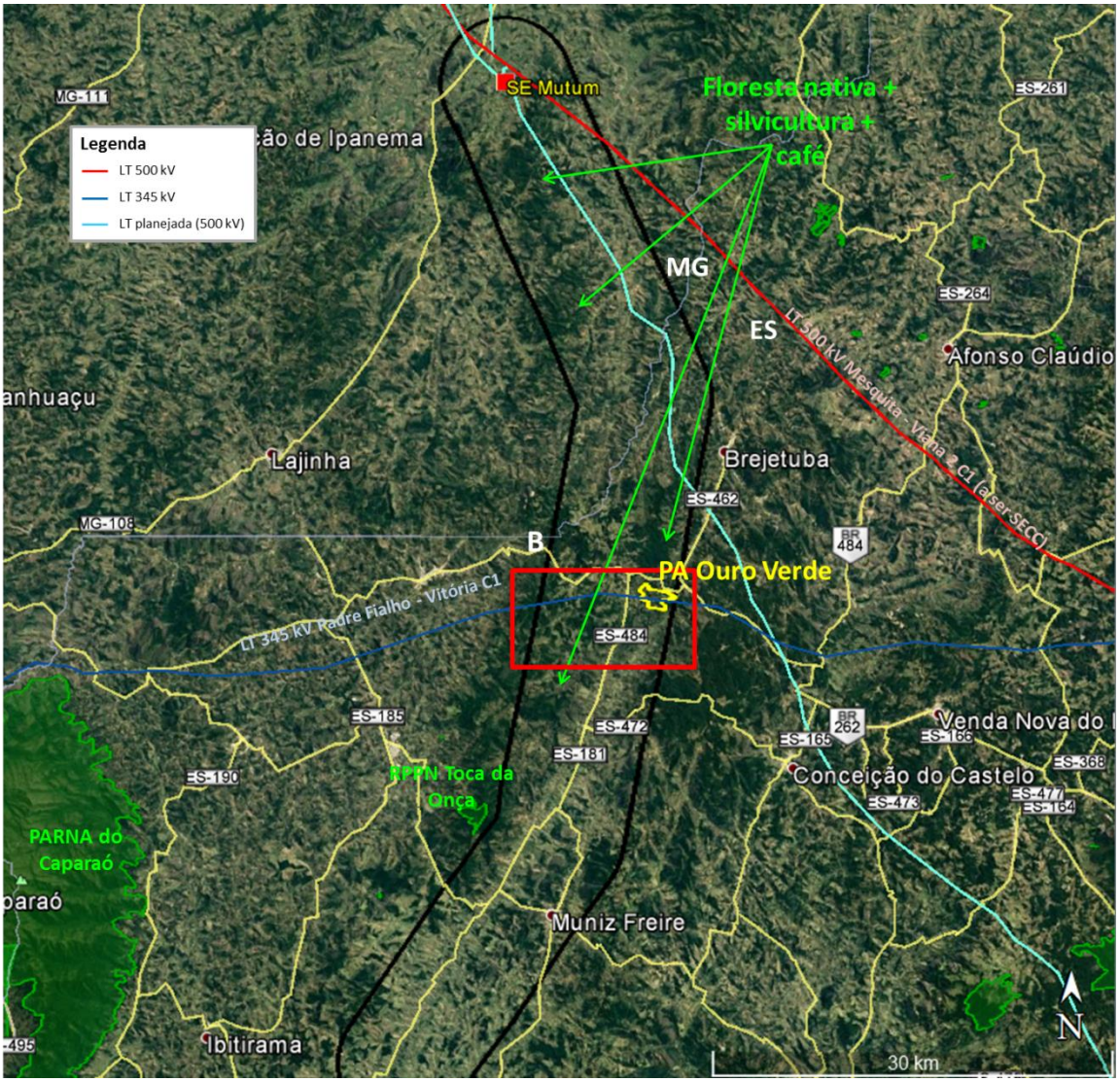
Após cruzar o limite entre os estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, o corredor segue no sentido norte. Neste trecho, o corredor abrange seis projetos de assentamento, conforme base de dados do Incra (2018). Como visto na Figura 10, há possibilidade da futura LT evitar interferência direta com os assentamentos.



Fonte: Google Earth Pro, 2018; MMA, 2018; Incra, 2018; Incra, 2017; IBGE, 2016

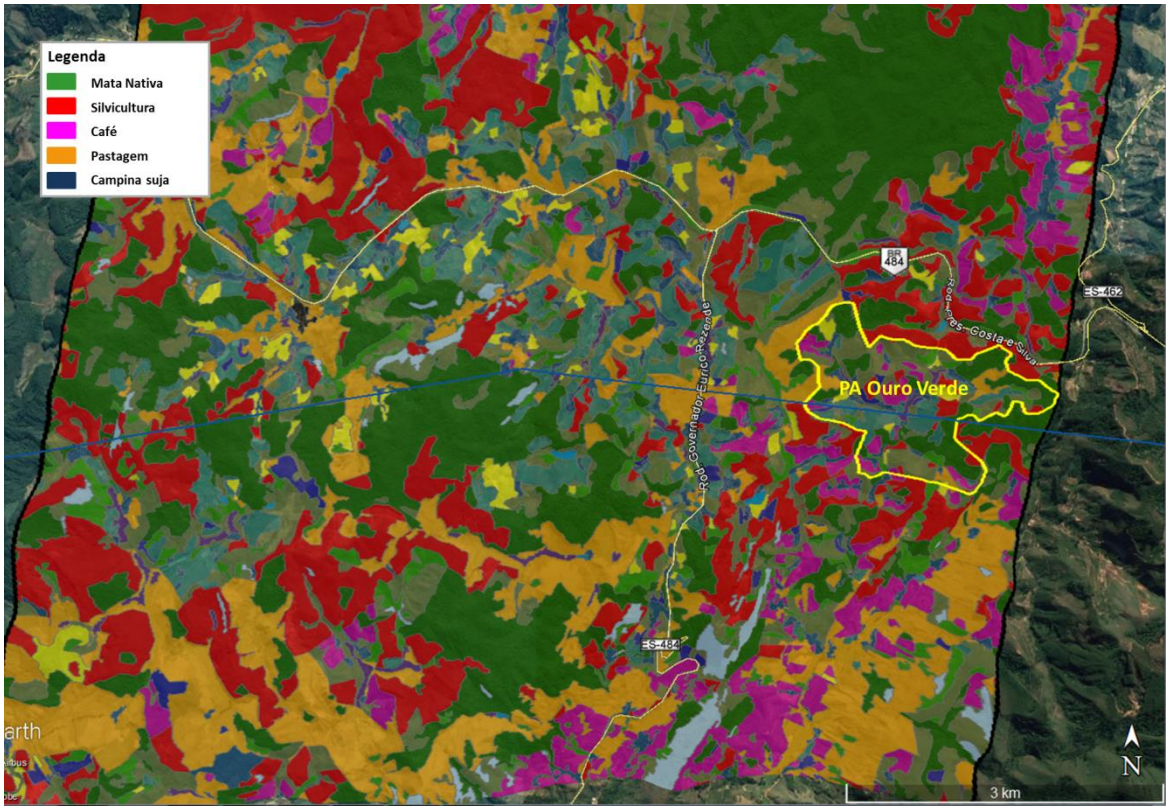
Figura 10 – Trecho central do corredor da LT 500 kV Campos 2 – Mutum C1/C2 (CD)

No trecho norte encontram-se os maiores fragmentos florestais do corredor, que ocorrem entremeados por áreas de silvicultura e de cultivo de café (Figura 11 e Figura 12). A presença dos remanescentes florestais associa-se, em geral, às áreas de maior declividade (Figura 13), com a presença de serras de elevada beleza cênica, como pode ser observado na chegada a SE Mutum.



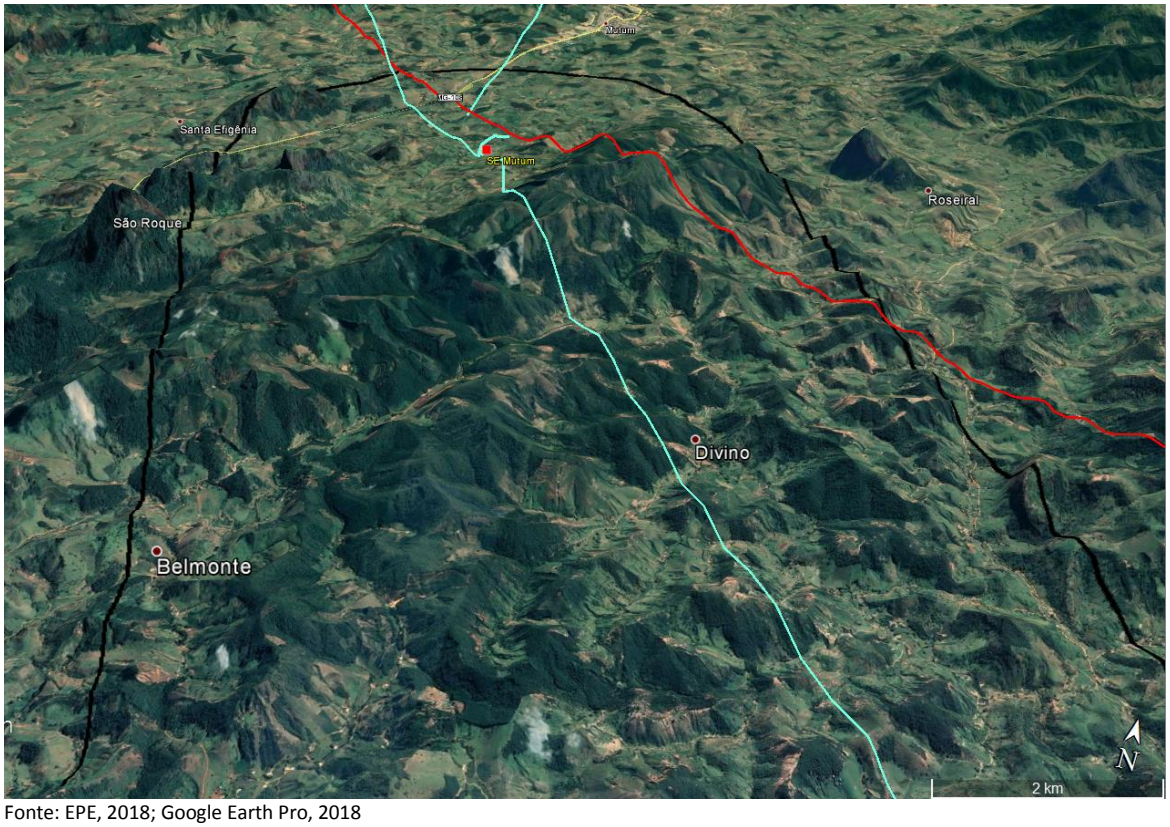
Fonte: Google Earth Pro, 2018; EPE, 2018a; Incra, 2018; IBGE, 2016

Figura 11 – Trecho norte do corredor da LT 500 kV Campos 2 – Mutum C1/C2 (CD), com destaque para a área B



Fonte: Iema, 2012; Google Earth Pro, 2018

Figura 12 (recorte B) – Uso do solo no trecho norte do corredor, onde há presença de vegetação nativa, áreas de silvicultura e de cultivo de café



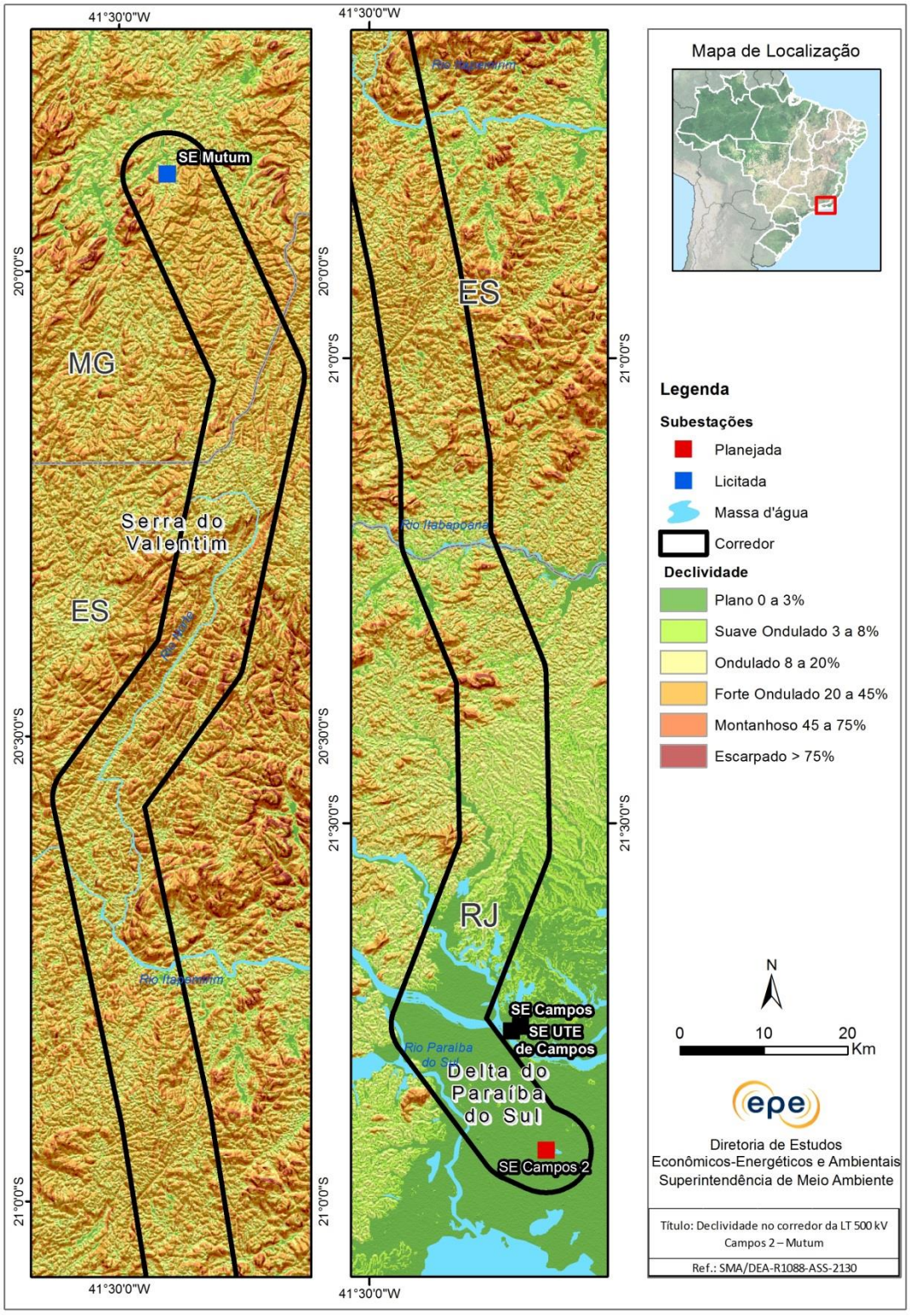
Fonte: EPE, 2018; Google Earth Pro, 2018

Figura 13 – Relevo acidentado nas proximidades da SE Mutum

Meio físico e processos minerários

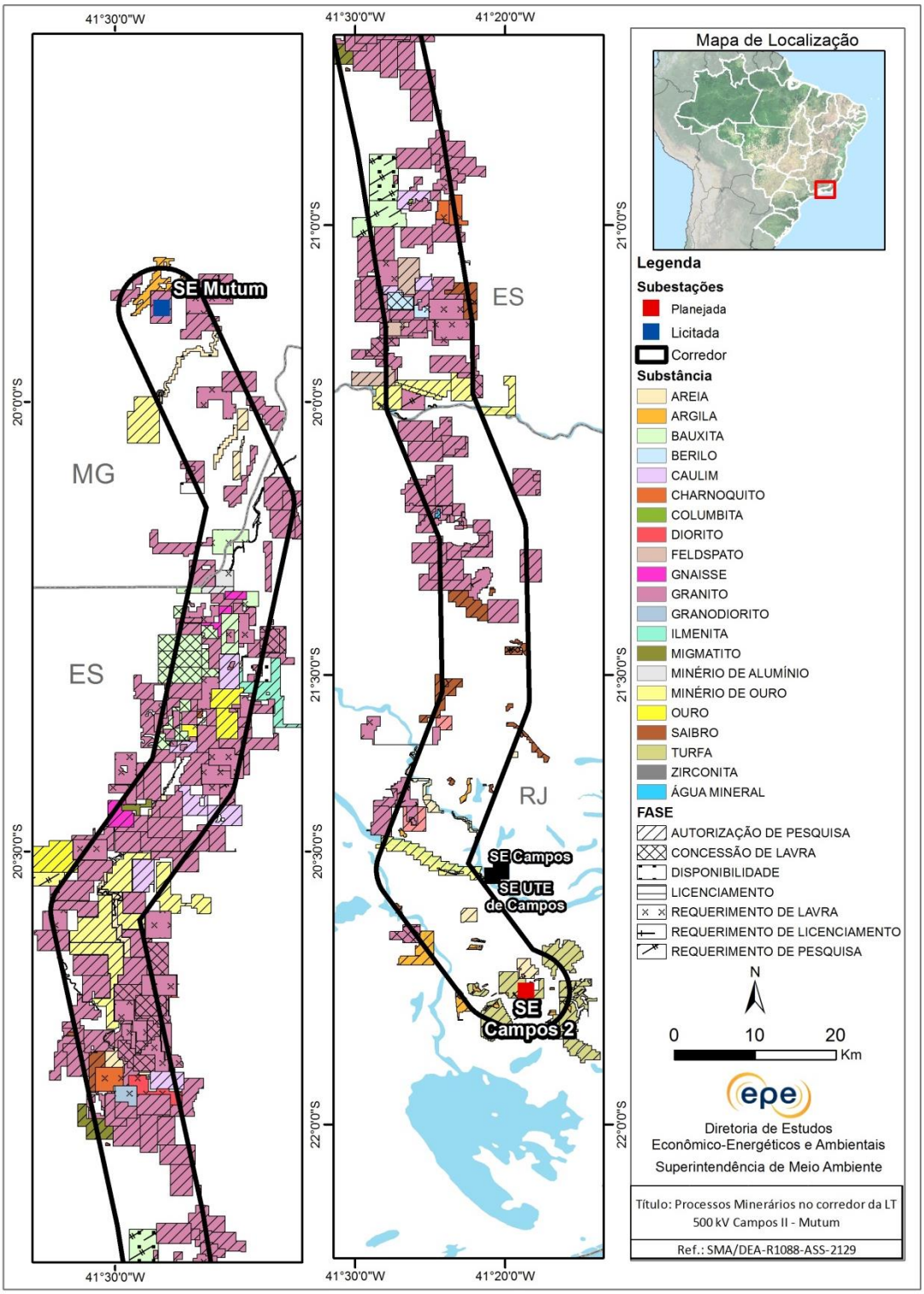
O extremo sul do corredor situa-se em região marcadamente plana, no domínio de planície fluvial adjacente ao delta do rio Paraíba do Sul. Nesse trecho, são registradas as menores altitudes do corredor, abaixo de 10 metros. Na medida em que avança para norte, o corredor atravessa regiões de colinas, morros e serras, onde há locais de acentuada declividade (Figura 14). As maiores altitudes do corredor são registradas na Serra do Valentim (> 1.200 metros), situada no munícipio de Muniz Freire.

O corredor se sobrepõe a 411 processos minerários registrados no DNPM (Figura 15). Dentre esses, mais da metade (55%) encontra-se na fase de autorização de pesquisa. Dos 26 processos na fase de concessão de lavra, 12 referem-se à extração de granito e 10 à exploração de bauxita, situados no estado do Espírito Santo.



Fonte: EPE, 2018a; IBGE, 2016; USGS, 2012; CPRM, 2010

Figura 14 – Declividade no corredor da LT 500 kV Campos 2 – Mutum C1/C2 (CD)



Fonte: DNPM, 2018; EPE, 2018a; IBGE, 2016

Figura 15 – Processos minerários no corredor da LT 500 kV Campos 2 – Mutum C1/C2 (CD)

Áreas com restrições legais e áreas prioritárias para conservação da biodiversidade

O corredor se sobrepõe a sete projetos de assentamento rural, todos no estado do Espírito Santo (Figura 16 e Tabela 5). Como mencionado, há possibilidade de passagem da futura LT evitando-se a interferência direta com essas áreas.

O limite do corredor tangencia a Área de Proteção Ambiental Waldeir Gonçalves – Serra do Itaoca, no município de Campos.

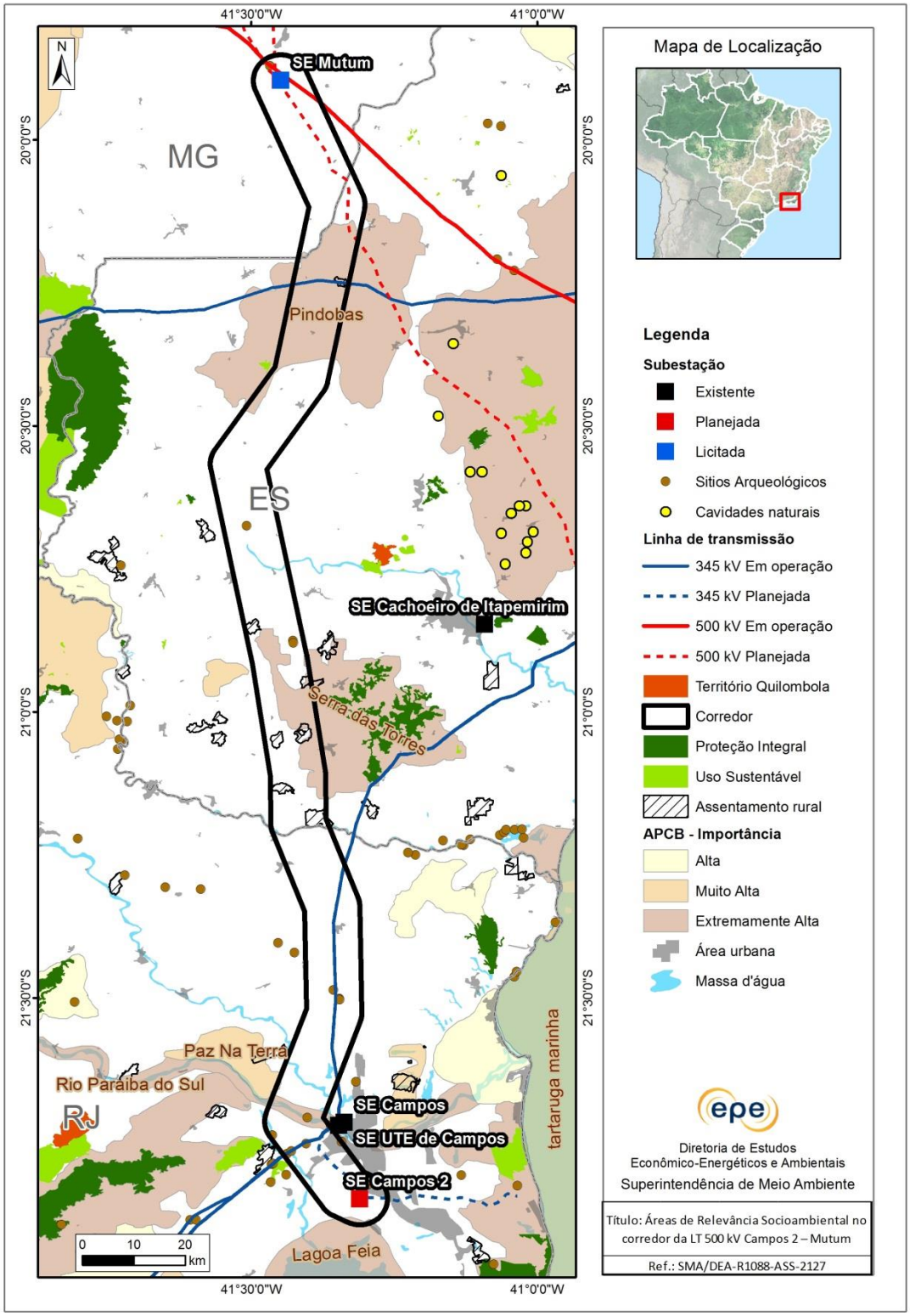
Tabela 5 – Projetos de assentamento no corredor da LT 500 kV Campos 2 – Mutum C1/C2 (CD)

Projeto de Assentamento	Nome do Município
Paraíso	Campos dos Goytacazes
União	Mimoso do Sul
Palestrina	Mimoso do Sul
Cachoeira das Garças	Mimoso do Sul
Ernesto Che Guevara	Mimoso do Sul
Ouro Verde	Muniz Freire
Monte Alegre	Muqui

Conforme base de dados da Fundação Cultural Palmares (2018), verifica-se que existem sete comunidades quilombolas certificadas em municípios sobrepostos pelo corredor, sendo seis em Campos e uma em Mutum (Tabela 6).

Tabela 6 – Comunidades quilombolas certificadas no corredor da LT 500 kV Campos 2 – Mutum C1/C2 (CD)

Comunidade quilombola	Município
Conceição de Imbé	Campos dos Goytacazes
Cambucá	
Aleluia	
Batatal	
Sossego	
Lagoa Feia	
Caravelas	Mutum



Fonte: Cecav, 2018; Eletrobras, 2011; EPE, 2018a; IBGE, 2016; Incra, 2017; Incra, 2018; Iphan, 2018a; MMA, 2018; Embrapa, 2017

Figura 16 – Áreas de relevância socioambiental no corredor da LT 500 kV Campos 2 – Mutum C1/C2 (CD)

O corredor abrange cinco APCBs, sendo três com prioridade de conservação extremamente alta e duas muito alta, conforme detalhado na Tabela 7.

Tabela 7 – APCBs no corredor da LT 500 kV Campos 2 – Mutum C1/C2 (CD)

Nome da APCB	Prioridade de conservação	Ação Prioritária
Rio Paraíba do Sul	Extremamente alta	Recuperação
Serra das Torres		Criação de UC
Pindobas		Criação de UC
Paz na Terra	Muito alta	Criação de Mosaico/Corredor
Lagoa Feia		Recuperação

Conforme base de dados do Cecav (2018), não há cavidades naturais na área do corredor. Contudo, destaca-se que o corredor abrange áreas com alto potencial de ocorrência de cavernas (Cecav, 2012), especialmente nos trechos central e norte.

A Tabela 8 apresenta o número de sítios arqueológicos relacionados no Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos do Iphan nos municípios abrangidos pelo corredor (Iphan, 2018b). A tabela também apresenta quantos desses sítios constam na base de dados georreferenciados do órgão, e quantos são sobrepostos pelo corredor (Iphan, 2018a).

Tabela 8 – Sítios Arqueológicos nos municípios abrangidos pelo corredor da LT 500 kV Campos 2 – Mutum C1/C2 (CD)

UF	Município	Sítios Arqueológicos		
		Cadastrados	Georreferenciados	Georreferenciados na área do corredor
RJ	Campos dos Goytacazes	31	27	9
ES	Muqui	1	0	0
	Jerônimo Monteiro	2	2	2
	Alegre	2	1	1
	Muniz Freire	2	0	0
MG	Mutum	1	1	1
	Total	**39**	**26**	**13**

O corredor abrange diversos locais de relevante valor paisagístico e histórico/arquitetônico e outras áreas de turismo e lazer (feições peculiares do relevo, como a Serra do Bauzinho, no município de Campos, e o maciço rochoso da Pedra Invejada e Pedra do Gaspar, no município de Mutum; cachoeiras; sedes de antigas fazendas, como o Solar da Baronesa, no município de Campos; arredores do morro da Itaoca, no município de Campos, onde é praticado voo de parapente; e outros).

De acordo com a base de dados consultada, não há registro de terras indígenas na área do corredor.

Por meio do ofício nº 227/2018/SPE-MME, o MME solicitou a "*identificação ao longo do corredor das principais interferências socioambientais e do local referencial de subestação,*

utilizando dados secundários ou outras informações disponíveis quanto: aeródromos, gasodutos, oleodutos, rodovias planejadas, cultivos mecanizados, terras indígenas e quilombolas, cavidades naturais e sítios arqueológicos, assentamentos rurais, áreas industriais, áreas licenciadas para exploração minerária, loteamentos/condomínios, área de proteção ambientais, cursos d´água e nascentes, áreas alagáveis, áreas de plantio (silvicultura, cana de açúcar) e de pastagem, áreas militares".

O **Apêndice A** apresenta a tabela síntese dos principais aspectos socioambientais ao longo do corredor da LT 500 kV Campos 2 – Mutum CD.

3.2.1 Complementações solicitadas referentes a elementos de sobrecustos

Através do ofício nº 227/2018/SPE-MME, o MME solicitou as seguintes complementações à versão original desta nota técnica, com suporte da Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (Taesa), para o caso da LT 500 kV Campos 2 – Mutum CD:

i) "*apresentar a extensão do eixo central do corredor estudo para a linha de transmissão, ressalvadas as situações de interferência em áreas legalmente protegidas, que será considerado como traçado referencial da LT*"

ii) indicar "*potenciais trechos de linha de transmissão que podem necessitar de alteamento de torres (ex: travessia de mata nativa, de outras linhas de transmissão existentes ou de rios) ou de reforço de fundação (ex: travessia em áreas alagáveis, substrato rochoso)*"; e

iii) "*outras medidas que sejam relevantes para o contexto regional a que se insere o empreendimento, tais como existência de legislação específica ou quaisquer naturezas que gerem sobrecustos ou complicadores de licenciamentos ambiental*".

Para atendimento a estas solicitações, a Taesa estabeleceu a diretriz referencial da LT, de cerca de **240 km**, desviando de áreas legalmente protegidas e, quando possível, de outros elementos que podem elevar a complexidade ambiental e fundiária do empreendimento, tais como fragmentos de mata nativa, afloramentos rochosos, aglomerados urbanos, dentre outros.

Para estimativa de potenciais trechos que possam gerar sobrecustos, foi realizada análise da interferência da diretriz referencial com classes de uso e cobertura do solo de mapeamentos elaborados pelo Inea/RJ (2010) e Iema/ES (2012), além de classificação realizada internamente na EPE para o trecho do corredor situado no estado de Minas Gerais. A tabela abaixo apresenta a extensão e percentual da diretriz em classes de uso e cobertura do solo, com destaque em negrito para as classes que podem gerar sobrecustos.

Tabela 9 – Interferência da diretriz referencial nas classes de uso e cobertura do solo

Classe de uso e cobertura	Extensão (km)	Percentual (%)
Floresta*	**21,6**	**9,0**
Vegetação secundária em estágio inicial*	**4,8**	**2,0**
Agricultura (café)**	**9,4**	**3,9**
Agricultura (cana-de-açúcar)**	**34,3**	**14,3**
Agricultura**	**1,5**	**0,6**
Reflorestamento**	**3,8**	**1,6**
Ocupação urbana de média intensidade**	**0,1**	**0,1**
Afloramento rochoso***	**1,3**	**0,5**
Áreas úmidas***	**2,0**	**0,8**
Pastagem	148,3	61,8
Macega	10,1	4,2
Solo exposto	0,4	0,2
Água	1,7	0,7
Outros	0,6	0,3
TOTAL	239,9	100

* Elementos que podem gerar sobrecustos relativos a alteamento de torres; ** elementos que podem gerar sobrecustos fundiários; *** elementos que podem gerar sobrecustos relativos a adoção de fundações especiais.
Fonte: Inea, 2010; Iema, 2012.

As travessias de linhas de transmissão podem gerar sobrecustos de alteamento das torres. A diretriz referencial da LT 500 kV Campos 2 – Mutum CD atravessa quatro LTs existentes de 345 kV, sendo que três destas seguem paralelas (LT 345 kV Campos dos Goytacazes - Macaé Marchant C1, C2 e C3). Outro fator que pode implicar alteamento são as travessias de corpos d´água. Os principais rios atravessados pela diretriz referencial da LT 500 kV Campos 2 – Mutum CD são: rio Paraíba do Sul, rio Muriaé, rio Itabapoana e rio Norte.

Recomendações para o Relatório R3

Deverão ser estudadas, durante a elaboração do Relatório R3 deste empreendimento, as opções de traçado para a futura LT, escolhendo-se a alternativa mais viável do ponto de vista socioambiental, fundiário e construtivo. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para a definição da diretriz da LT planejada, quando da elaboração do referido relatório:

- Desviar, na medida do possível, dos remanescentes de vegetação nativa sobrepostos pelo corredor, observando-se a presença de Áreas de Preservação Permanente e que o corredor está inserido no polígono de abrangência da Lei da Mata Atlântica (Lei nº 11.428/06, regulamentada pelo Decreto nº 6.660/08), que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa no bioma Mata Atlântica.

- Evitar sobreposição com os seis projetos de assentamentos presentes no corredor, sempre que possível.
- Desviar o traçado dos pequenos núcleos urbanos existentes ao longo do corredor.
- Evitar interferência com áreas de silvicultura, atentando-se para os locais onde há concentração desta atividade nos trechos central e norte do corredor.
- Evitar interferência com os 13 sítios arqueológicos georreferenciados na área do corredor.
- Buscar obter junto ao Iphan a localização dos sítios arqueológicos não georreferenciados e cadastrados por esse Instituto que se localizam nos municípios de Campos dos Goytacazes, Muqui, Alegre e Muniz Freire, de forma a evitar interferência sobre os mesmos.
- Buscar obter junto ao Incra e à Fundação Cultural Palmares (FCP) a existência de demarcação das sete comunidades quilombolas nos municípios interceptados pelo corredor e evitar interferência direta com essas áreas.
- Buscar obter informações sobre a existência de cavernas não relacionadas na base de dados do Cecav, em especial nos trechos central e norte do corredor.
- Identificar, por meio de entrevistas (não sistemáticas), *software* Google Earth, *websites* de prefeituras municipais e outros recursos da Internet, os locais de relevante valor paisagístico e histórico/arquitetônico e outras áreas de turismo e lazer na área do corredor (feições peculiares do relevo, cachoeiras, sedes de antigas fazendas e outros); relacionar e mapear esses locais; e desviar a diretriz da LT dessas áreas.
- Avaliar a melhor alternativa de local para a travessia do rio Paraíba do Sul.
- Atentar para o traçado da rodovia RJ-244 (planejada), que compõe o Corredor Logístico Rodoviário ao Porto do Açu/Distrito Industrial de São João da Barra. Verificar eventuais obras adicionais relacionadas ao Corredor Logístico.
- Se possível, evitar interferência nas APCBs indicadas para criação de unidade de conservação e de mosaico/corredor.

3.3. Corredor da LT 500 kV Campos 2 – Lagos C1/C2 (CD)

A interligação entre as subestações Campos 2 e Lagos será realizada por um circuito duplo de 500 kV. O corredor da LT 500 kV Campos 2 – Lagos C1/C2 (CD) foi elaborado com 10 km de largura, de modo a possibilitar alternativas factíveis de traçado para a implantação das futuras LTs. Seu eixo possui cerca de 100 km de extensão.

Para facilitar a descrição, a área do corredor foi dividida em dois trechos: norte (entre a SE Campos 2 e a rodovia estadual RJ-196) e sul (entre a rodovia estadual RJ-196 e a SE Lagos).

Os principais norteadores para a definição do caminhamento do corredor foram a proximidade com rodovias e com as LTs 345 kV Campos dos Goytacazes – Macaé Merchant C1, C2 e C3.

Infraestrutura e localização

O corredor abrange sete municípios do estado do Rio de Janeiro, como detalhado na Tabela 10, e alguns distritos e povoados, com possibilidade de desvio pela LT planejada.

Tabela 10 – Municípios atravessados pelo corredor da LT 500 kV Campos 2 – Lagos C1/C2 (CD)

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
RJ	Norte Fluminense	Macaé	Carapebus
			Conceição de Macabu
			Macaé
			Quissamã
		Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes
	Baixadas	Bacia do São João	Rio das Ostras
	Centro Fluminense	Santa Maria Madalena	Santa Maria Madalena

As coordenadas das subestações do corredor da LT 500 kV Campos 2 – Lagos C1/C2 (CD) são apresentadas na Tabela 11 a seguir.

Tabela 11 – Coordenadas das subestações do corredor da LT 500 kV Campos 2 – Lagos C1/C2 (CD)

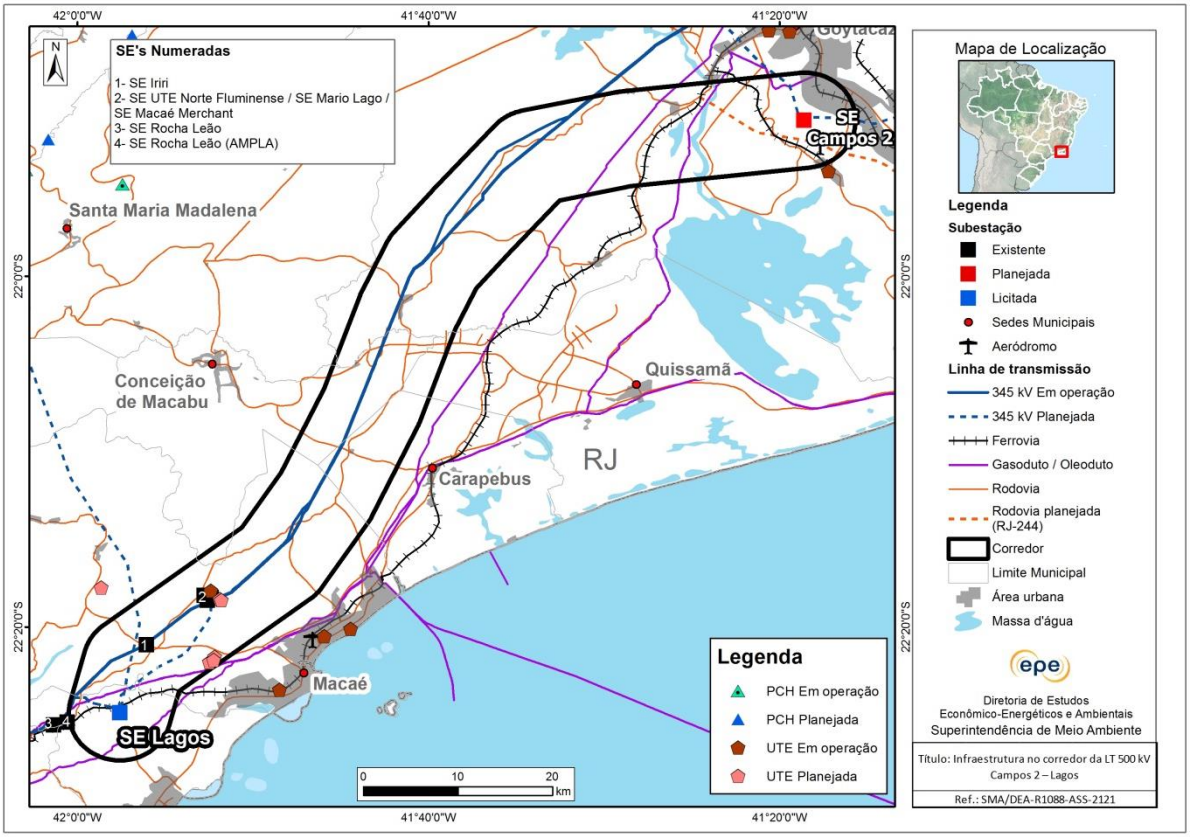
Subestação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Campos 2[1]	Planejada	21°51'6,83"S	41°18'35,85"O	Campos dos Goytacazes	RJ
Lagos	Licitada	22°24'53,34''S	41°57'34,47"O	Rio das Ostras	

[1] As coordenadas referem-se ao ponto central da área proposta para a subestação, a ser verificada no Relatório R3.

O corredor abrange os três circuitos da LT 345 kV Campos dos Goytacazes - Macaé Merchant, a LT 345 kV Macaé Merchant - Venda das Pedras C1 e a LT 345 kV Adrianópolis - Macaé Merchant C1. Além disto, abrange as linhas planejadas LT 345 kV Lagos - Macaé

Merchant C1, LT 345 kV Açu – Campos, o seccionamento planejado da LT 345 kV Comperj - Macaé C1 na SE Lagos e a LT em estudo em 345 kV Leopoldina 2 – Lagos. Com relação aos empreendimentos de geração de energia, o corredor abrange uma UTE em operação e quatro planejadas, todas situadas em Macaé, no trecho sul do corredor (Figura 17).

Importa registrar que o traçado da rodovia RJ-244 (planejada), que compõe o Corredor Logístico Rodoviário ao Porto do Açu/Distrito Industrial de São João da Barra, situa-se no extremo norte do corredor (DOU, 2016).



Fonte: EPE, 2018a; IBGE, 2016; Anac, 2017; Aneel, 2018; EPE, 2014; DOU, 2016

Figura 17 – Infraestrutura no corredor da LT 500 kV Campos 2 – Lagos C1/C2 (CD)

A área do corredor possui ótima acessibilidade, abrangendo a rodovia BR-101 e as rodovias estaduais RJ-106, RJ-168, RJ-180, RJ-182, RJ-196, RJ-208, RJ-216, RJ-236. Além disto, há grande número de estradas vicinais e vias secundárias no interior das propriedades rurais situadas no corredor. O aeródromo Vila dos Tocos situa-se no extremo norte do corredor.

No extremo sul, o corredor abrange gasodutos e oleodutos da Petrobras, que interligam o terminal de Cabiúnas, em Macaé, e a Reduc, em Duque de Caxias. Para realização da travessia da futura LT com os dutos, será necessária consulta e estabelecimento de Contrato de Permissão de Travessia junto à Petrobras.

A Ferrovia Centro Atlântica (FCA) cruza o corredor nas proximidades da área de implantação da SE Lagos. Conforme informações coletadas em trabalho de campo realizado em janeiro de 2016, no âmbito do estudo do atendimento à região de Campos (EPE, 2016), a ferrovia encontra-se desativada neste trecho.

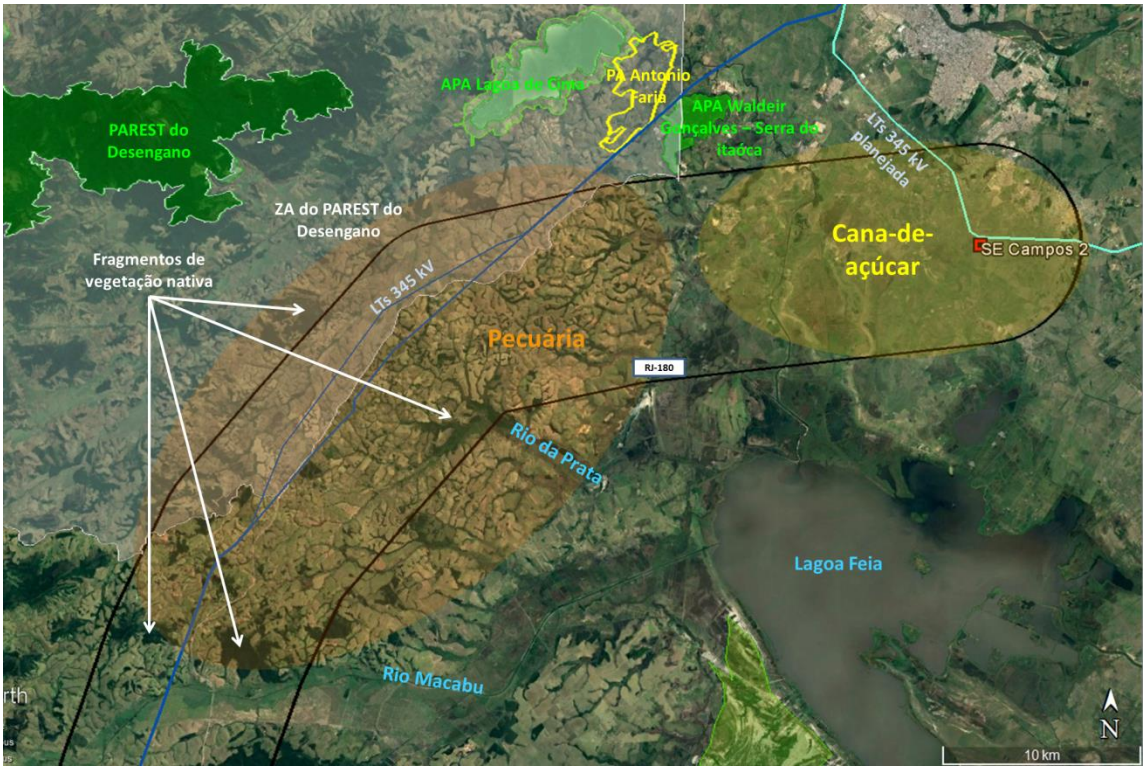
Vegetação e uso do solo

O corredor está localizado no bioma Mata Atlântica e se sobrepõe a áreas de vegetação nativa abrangidos pelo polígono da lei da Mata Atlântica (Lei n° 11.428, de 22 de dezembro de 2006, que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa no bioma Mata Atlântica, regulamentada pelo Decreto nº 6.660/08), que estão predominantemente associadas às áreas de relevo montanhoso, especialmente no trecho sul do corredor.

A partir da área proposta para a SE Campos 2, o corredor segue para oeste, de forma a contornar a Lagoa Feia. Até a rodovia RJ-180, o corredor cruza áreas planas, com o predomínio de propriedades de cultivo de cana-de-açúcar. A partir da rodovia, há uma alteração no padrão de relevo, passando-se a uma região com presença de colinas, onde nota-se o predomínio da atividade pecuária. Neste trecho o corredor abrange parte da Zona de Amortecimento (ZA) do Parque Estadual (Parest) do Desengano.

Importa destacar que a queimada é uma prática comum na colheita da cana-de-açúcar, e que essa atividade é incompatível com as faixas de segurança de linhas de transmissão. A lei Estadual do Rio de Janeiro n° 5990/2011, que dispõe sobre a eliminação gradativa da queima da palha da cana-de-açúcar, prevê até 2020 a eliminação dessa prática para lavouras em áreas passíveis de mecanização, que é o caso em análise. Nesta mesma lei está definido que não é permitida a queima da cana-de-açúcar a menos de 50 metros das faixas de servidão das linhas de transmissão de alta tensão.

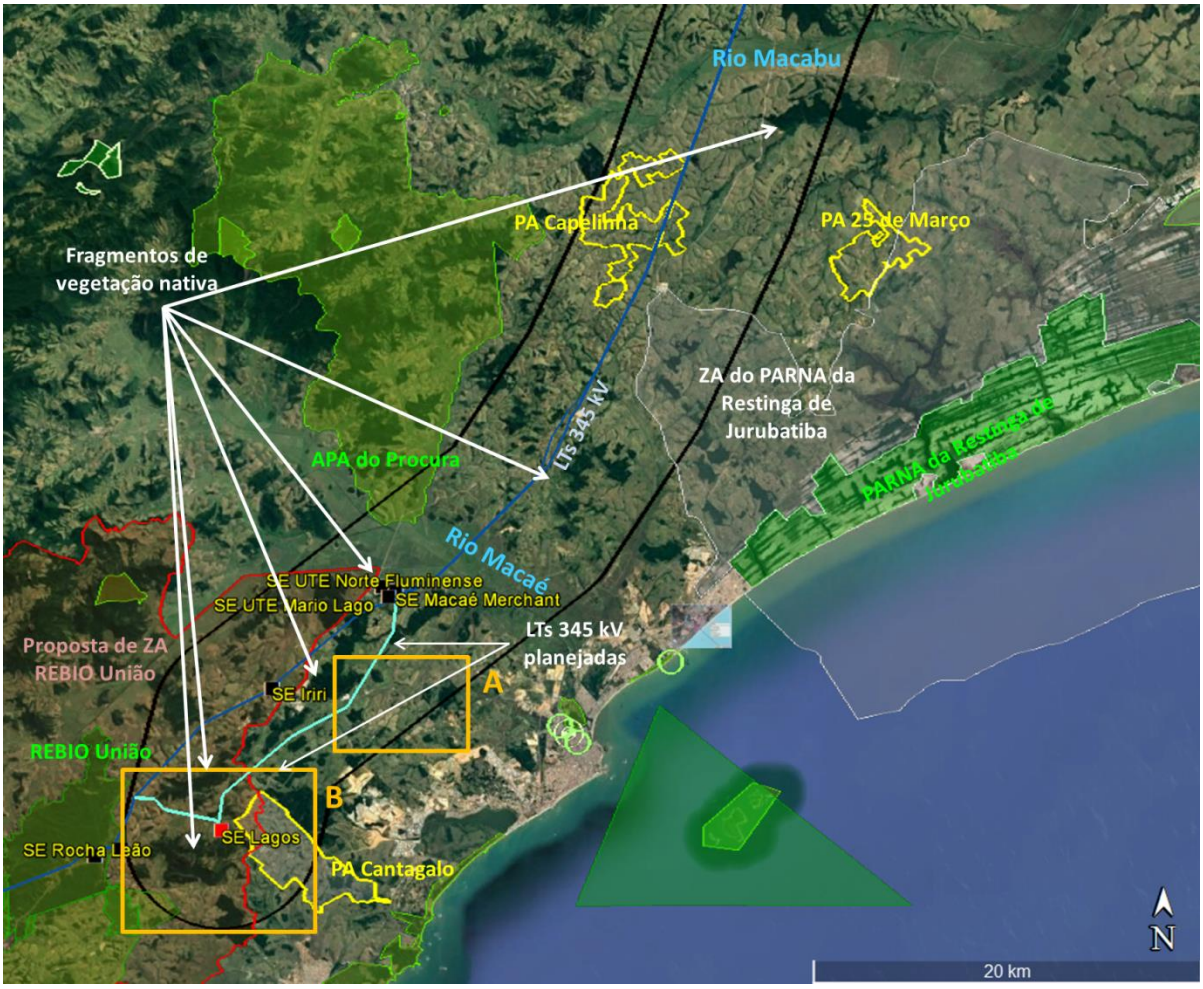
O corredor segue na direção sul, acompanhando a rodovia BR-101 e as linhas de 345 kV. Embora a região apresente uma paisagem bastante modificada, há ainda locais com pequenos fragmentos de vegetação nativa, como observado na Figura 18.



Fonte: EPE, 2018a; Google Earth Pro, 2018; Incra, 2018; Inea, 2018; MMA, 2018

Figura 18 – Trecho norte do corredor da LT 500 kV Campos 2 – Lagos C1/C2 (CD)

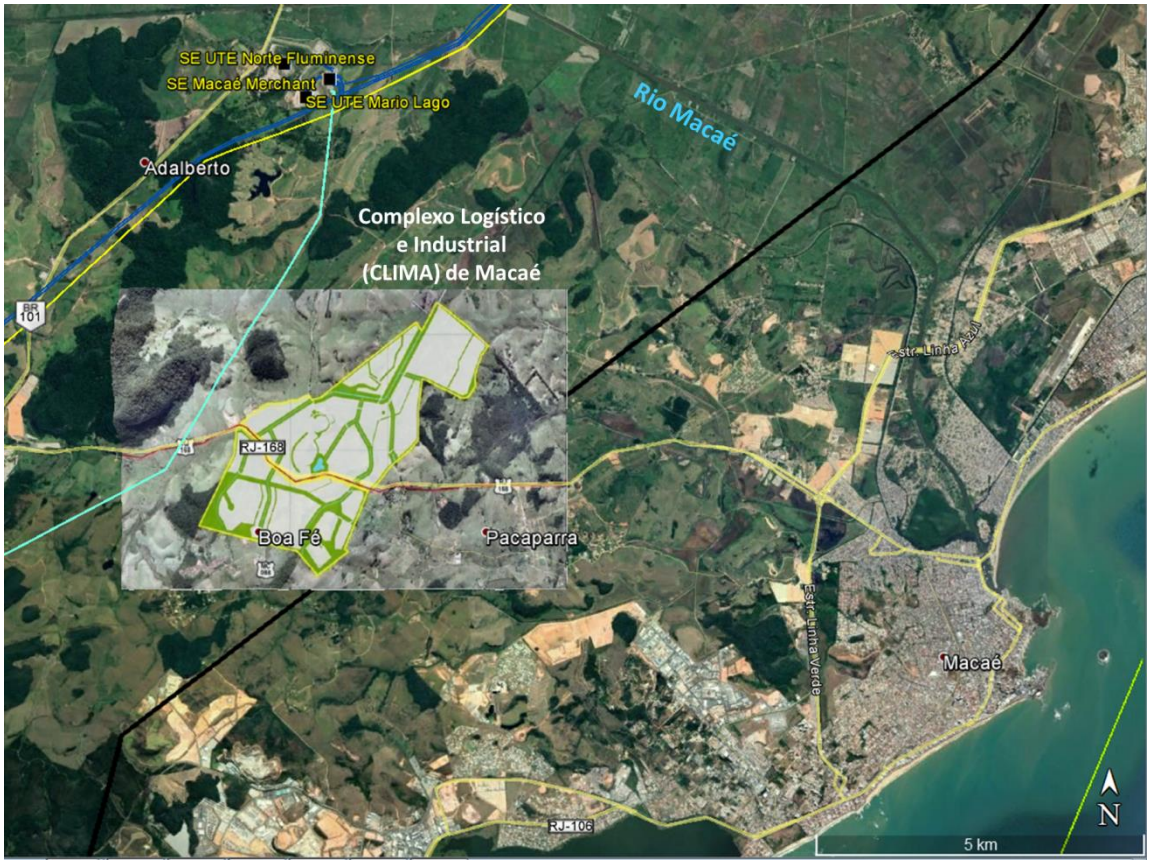
Após cruzar o rio Macabu, o corredor abrange o projeto de assentamento Capelinha, no município Conceição de Macabu, porém mantendo possibilidade de desvio pela LT planejada (Figura 19). Em seguida, o corredor cruza trechos da Zona de Amortecimento (ZA) do Parque Nacional (Parna) da Restinga de Jurubatiba e da APA municipal do Procura, onde também há possibilidade de desvio pela futura LT.



Fonte: Google Earth Pro, 2018; MMA, 2018; Incra, 2018; Inea, 2018; IBGE, 2016; EPE, 2018a; ICMBio, 2008; Masterplan, 2015; MRO, 2006

Figura 19 – Trecho sul do corredor da LT 500 kV Campos 2 – Lagos C1/C2 (CD), com destaque para as áreas A e B

Após cruzar trecho retificado do rio Macaé, o corredor abrange o Complexo Logístico e Industrial (CLIMA) de Macaé, empreendimento planejado às margens da rodovia RJ-168, que prevê a instalação de indústrias e empresas de logística ligadas ao setor de óleo e gás (Figura 20).

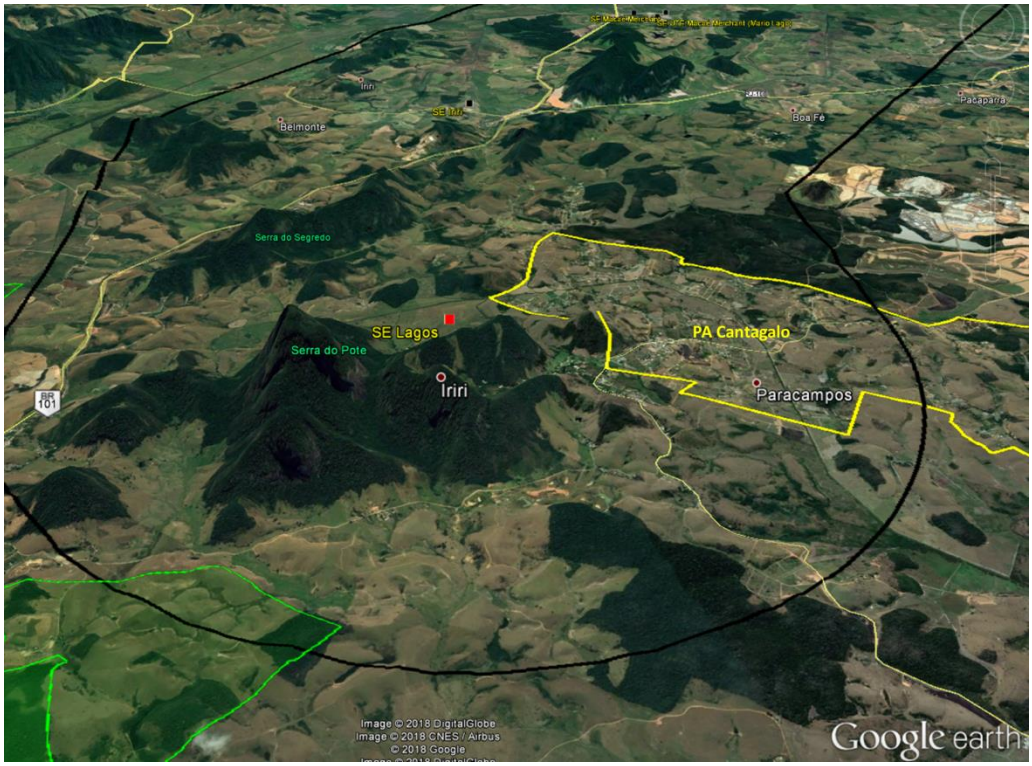


Fonte: Google Earth Pro, EPE, 2018a; Masterplan, 2015

Figura 20 (Recorte A) – Complexo Logístico e Industrial de Macaé

Um trecho da proposta de Zona de Amortecimento (ZA) da Reserva Biológica (Rebio) União é abrangido pelo corredor (ICMBio, 2008). Na chegada à SE Lagos não há possibilidade de desvio desta área.

No extremo sul do corredor situam-se as regiões de maior declividade, com a presença de serras que abrigam remanescentes florestais (Figura 21 e Figura 22).



Fonte: Google Earth Pro, 2018; MMA, 2018; Incra, 2018; EPE, 2018a

Figura 21 (Recorte B) – Região de colinas e serras na chegada à área de implantação da SE Lagos

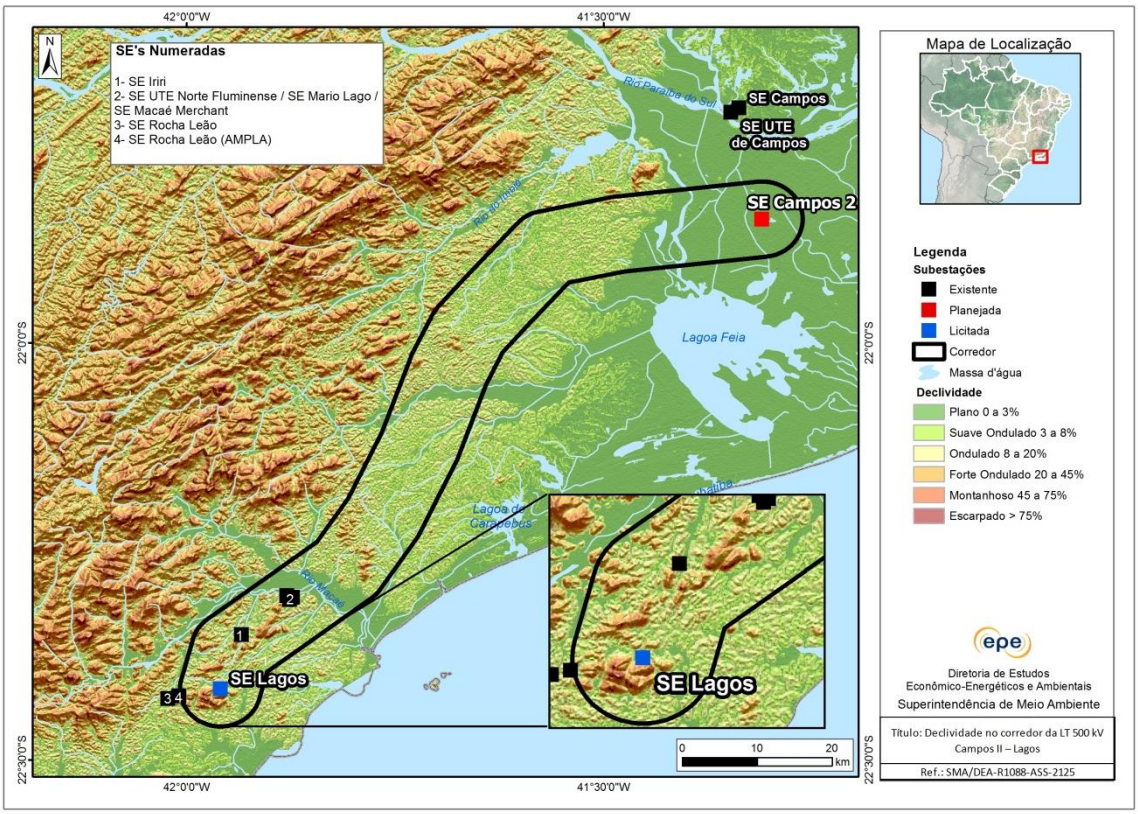


Fonte: EPE, 2016

Figura 22 – Foto panorâmica, com visada de leste para oeste, na parte central da área de implantação da SE Lagos

Meio físico e processos minerários

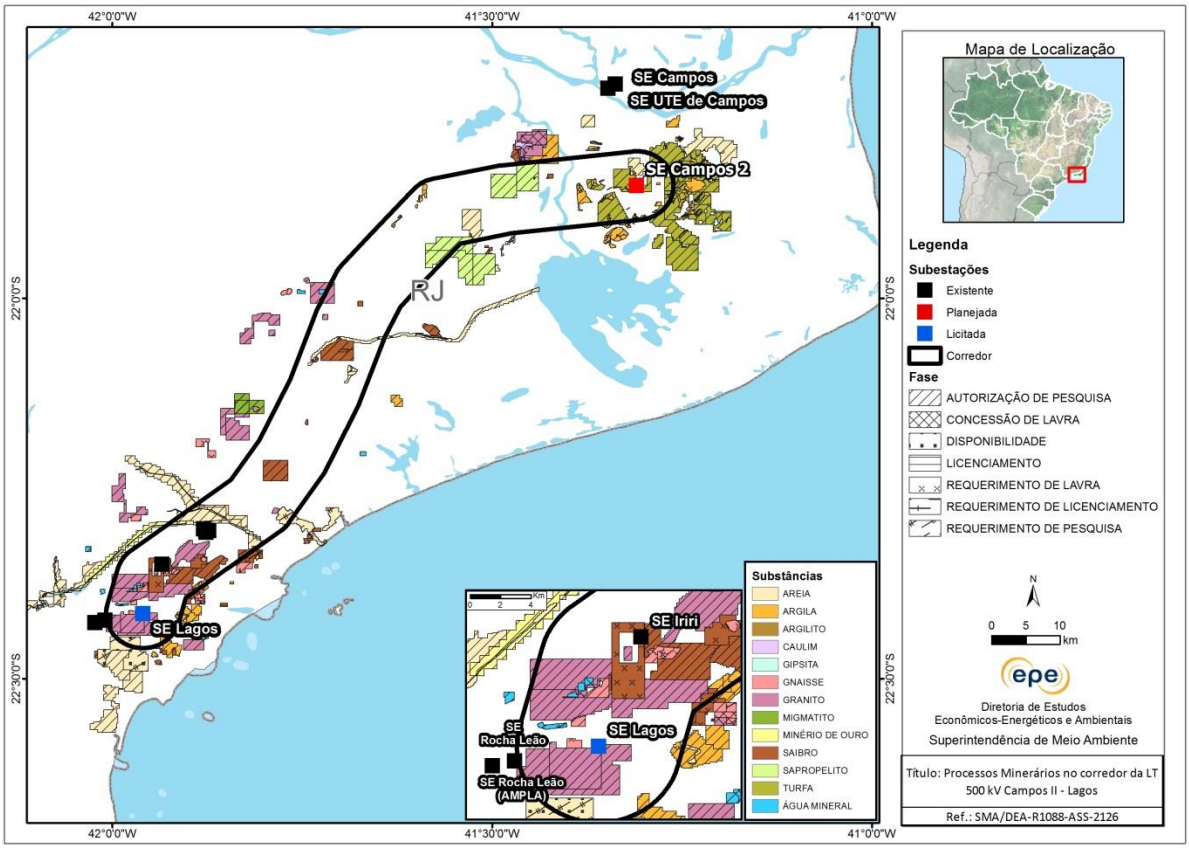
O extremo leste do corredor situa-se em região marcadamente plana, no domínio de planície fluvial adjacente ao delta do rio Paraíba do Sul. Neste trecho são registradas as menores altitudes do corredor, abaixo de 10 metros. Nas proximidades do local de implantação da SE Lagos, extremo sul do corredor, são encontradas as maiores altitudes, superiores a 500 metros. É também neste local onde se situam as maiores declividades (Figura 23).



Fonte: EPE, 2018a; IBGE, 2016; USGS, 2012; CPRM, 2010

Figura 23 – Declividade no corredor da LT 500 kV Campos 2 – Lagos C1/C2 (CD)

O corredor se sobrepõe a 162 processos minerários registrados no DNPM (Figura 24). Dentre esses, metade encontra-se na fase inicial de autorização de pesquisa. Na fase de concessão de lavra há apenas três processos, sendo dois referentes à exploração de água mineral, situados no extremo sul do corredor, e um relativo à extração de saibro, localizado no trecho norte do corredor. Considerando o total de processos minerários abrangidos pelo corredor, as substâncias mais representativas são a argila (39%) e a areia (23%).



Fonte: DNPM, 2018; EPE, 2018a; IBGE, 2016

Figura 24 – Processos minerários no corredor da LT 500 kV Campos 2 – Lagos C1/C2 (CD)

Áreas com restrições legais e áreas prioritárias para conservação da biodiversidade

O corredor se sobrepõe a dois projetos de assentamento rural, estando um adjacente à área de implantação da SE Lagos (PA Cantagalo), e outro na porção central do corredor, no município de Conceição de Macabu (PA Capelinha), ambos com possibilidade de desvio pela futura LT (Tabela 12 e Figura 25).

Tabela 12 – Projetos de assentamento no corredor da LT 500 kV Campos 2 – Lagos C1/C2 (CD)

Projeto de Assentamento	Nome do Município
Cantagalo	Conceição de Macabu
Capelinha	Rio das Ostras

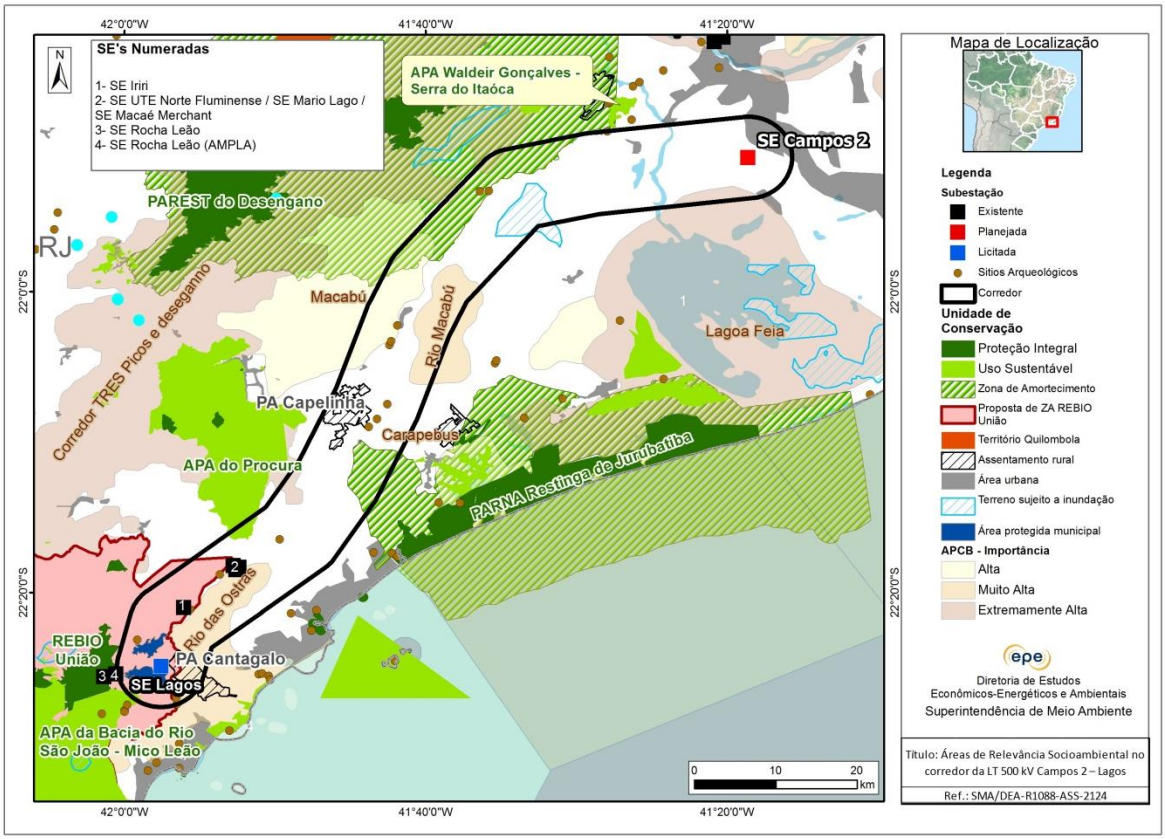
Trechos das Zonas de Amortecimento (ZA) do Parest do Desengano e do Parna Restinga de Jurubatiba são abrangidos pelo corredor, porém mantendo possibilidade de desvio pelo traçado da LT planejada.

O corredor se insere parcialmente nos limites propostos para a ZA da Rebio União, não havendo referências no Plano de Manejo dessa UC a restrições quanto à implantação de empreendimentos elétricos (ICMBio, 2008). Entretanto, deve-se observar, conforme consta nesse documento, que durante o processo de licenciamento de empreendimentos novos

localizados na ZA da Rebio, deverá ser observado o grau de comprometimento da conectividade dos fragmentos da vegetação nativa e de seus corredores ecológicos.

Na altura de Conceição de Macabu, o corredor abrange pequeno trecho de uma unidade de conservação municipal – APA do Procura. A sudoeste da área de implantação da SE Lagos, o corredor abrange pequeno trecho da APA da Bacia do Rio São João - Mico Leão, em área onde não se prevê a passagem da LT planejada.

Na chegada à SE Lagos, em Rio das Ostras, o corredor abrange também pequenas parcelas de áreas protegidas municipais, não categorizadas no Snuc. Estas áreas fazem parte do macrozoneamento definido no Plano Diretor do município, integrando a zona denominada Área Protegida (MRO, 2006). Os locais integrantes desta macrozona tratam-se em sua maior parte de áreas de preservação permanente definidas no Código Florestal (lei 12.651/2012), mas também contemplam outras áreas protegidas por lei federal ou estadual. O plano diretor remete o uso dessa zona ao código florestal e demais normas federais pertinentes. Estes fragmentos de vegetação nativa poderão ser desviados pelo traçado da futura LT.



Fonte: Cecav, 2018; Eletrobras, 2011; EPE, 2018a; IBGE, 2016; Incra, 2018; Incra, 2017; Inea, 2018; Iphan, 2018a; Embrapa, 2017; MMA, 2018; ICMBio, 2008, MRO, 2006

Figura 25 – Áreas de relevância socioambiental no corredor da LT 500 kV Campos 2 – Lagos C1/C2 (CD)

Conforme base de dados da Fundação Cultural Palmares (2018), verifica-se que existem sete comunidades quilombolas certificadas em municípios sobrepostos pelo corredor, sendo seis em Campos e uma em Quissamã (Tabela 13).

Tabela 13 – Comunidades quilombolas certificadas no corredor da LT 500 kV Campos 2 – Lagos C1/C2 (CD)

Comunidade quilombola	Município
Conceição de Imbé	Campos dos Goytacazes
Cambucá	
Aleluia	
Batatal	
Sossego	
Lagoa Feia	
Machadinha	Quissamã

O corredor abrange cinco APCBs, sendo duas com prioridade de conservação extremamente alta, duas muito alta, e uma alta, conforme detalhado na Tabela 14.

Tabela 14 – APCBs no corredor da LT 500 kV Campos 2 – Lagos C1/C2 (CD)

Nome da APCB	Prioridade de conservação	Ação Prioritária
Corredor Três Picos e Desengano	Extremamente Alta	Criação de UC
Rio das Ostras		Criação de Mosaico/Corredor
Lagoa Feia	Muito Alta	Recuperação
Rio Macabu		Criação de Mosaico/Corredor
Macabu	Alta	Criação de UC

Conforme base de dados do Cecav (2018), não há cavidades naturais na área do corredor. Entretanto, é importante enfatizar que a região próxima à SE Lagos apresenta alta potencialidade de cavernas (Cecav, 2012).

A Tabela 15 apresenta o número de sítios arqueológicos relacionados no Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos do Iphan nos municípios abrangidos pelo corredor (Iphan, 2018b). A tabela também apresenta quantos desses sítios constam na base de dados georreferenciados do órgão, e quantos são sobrepostos pelo corredor (Iphan, 2018a).

Tabela 15 – Sítios Arqueológicos nos municípios abrangidos pelo corredor da LT 500 kV Campos 2 – Lagos C1/C2 (CD)

Município	Sítios Arqueológicos		
	Cadastrados	Georreferenciados	Georreferenciados na área do corredor
Campos dos Goytacazes	31	27	4
Carapebus	7	5	3

Município	Sítios Arqueológicos		
	Cadastrados	Georreferenciados	Georreferenciados na área do corredor
Conceição de Macabu	4	3	3
Quissamã	5	5	0
Macaé	24	10	3
Rio das Ostras	16	16	2
Santa Maria Madalena	9	7	0
Total	**96**	**73**	**15**

O corredor abrange locais de relevante valor paisagístico e áreas de turismo e lazer (feições peculiares do relevo, cachoeiras e piscinas naturais formadas nos rios, trechos de corredeiras, sedes de antigas fazendas; arredores do morro da Itaoca, no município de Campos, onde é praticado voo de parapente; e outros).

De acordo com a base de dados consultada, não há registro de terras indígenas na área do corredor.

Por meio do ofício nº 227/2018/SPE-MME, o MME solicitou a "*identificação ao longo do corredor das principais interferências socioambientais e do local referencial de subestação, utilizando dados secundários ou outras informações disponíveis quanto: aeródromos, gasodutos, oleodutos, rodovias planejadas, cultivos mecanizados, terras indígenas e quilombolas, cavidades naturais e sítios arqueológicos, assentamentos rurais, áreas industriais, áreas licenciadas para exploração minerária, loteamentos/condomínios, área de proteção ambientais, cursos d´água e nascentes, áreas alagáveis, áreas de plantio (silvicultura, cana de açúcar) e de pastagem, áreas militares*".

O **Apêndice B** apresenta a tabela síntese dos principais aspectos socioambientais ao longo do corredor da LT 500 kV Campos 2 – Lagos CD.

3.1.1. Complementações solicitadas referentes a elementos de sobrecustos

Através do ofício nº 227/2018/SPE-MME, o MME solicitou à EPE:

i) "*apresentar a extensão do eixo central do corredor estudo para a linha de transmissão, ressalvadas as situações de interferência em áreas legalmente protegidas, que será considerado como traçado referencial da LT*"

ii) indicar "*potenciais trechos de linha de transmissão que podem necessitar de alteamento de torres (ex: travessia de mata nativa, de outras linhas de transmissão existentes ou de rios) ou de reforço de fundação (ex: travessia em áreas alagáveis, substrato rochoso)*"; e

iii) "*outras medidas que sejam relevantes para o contexto regional a que se insere o empreendimento, tais como existência de legislação específica ou quaisquer*

naturezas que gerem sobrecustos ou complicadores de licenciamentos ambiental".

Para atendimento a estas solicitações, foi estabelecida uma diretriz referencial, de **102 km**, desviando de áreas legalmente protegidas e, quando possível, de outros elementos que podem elevar a complexidade ambiental e fundiária do empreendimento, tais como fragmentos de mata nativa, afloramentos rochosos, aglomerados urbanos, dentre outros. **Cumpre destacar que a diretriz é apenas uma referência para estimativa de extensão de linha e possíveis sobrecustos, tendo sido estabelecida a partir de imagens de satélite e dados secundários, sem a realização de trabalho de campo. Portanto, a definição do traçado definido deve ser realizada em etapas futuras, com subsídio de informações de campo.**

Para estimativa dos sobrecustos, foi realizada análise da interferência da diretriz referencial com classes de uso e cobertura do solo de mapeamento elaborado pelo Inea/RJ (2010). A tabela abaixo apresenta a extensão e percentual da diretriz em classes de uso e cobertura, com destaque em negrito para as classes que podem gerar sobrecustos.

Tabela 16 – Interferência da diretriz referencial nas classes de uso e cobertura do solo

Classe de uso e cobertura	Extensão (km)	Percentual (%)
Floresta*	**2,1**	**2**
Vegetação sec. em estágio inicial*	**0,2**	**0,2**
Agricultura (cana-de-açúcar)**	**4,5**	**4,4**
Áreas úmidas***	**0,2**	**0,2**
Pastagem	94,8	92,9
Água	0,2	0,2
Total	102	100

* Elementos que podem gerar sobrecustos relativos a alteamento de torres; ** elemento que pode gerar sobrecustos fundiários; *** elemento que pode gerar sobrecustos relativos a adoção de fundações especiais.
Fonte: Inea, 2010.

As travessias de linhas de transmissão podem gerar sobrecustos de alteamento das torres. A diretriz referencial da LT 500 kV Lagos – Campos II CD não apresenta travessias de LTs existentes, seguindo paralelamente às LTs 345 kV Campos dos Goytacazes – Macaé Merchant C1, C2 e C3. Outro fator que pode gerar implicar em alteamento são as travessias de corpos d´água. Os principais rios atravessados pela diretriz referencial da LT 500 kV Campos 2 – Lagos CD são: lagoa Feia e rio Macaé.

Recomendações para o Relatório R3

Deverão ser estudadas, durante a elaboração do Relatório R3 deste empreendimento, as opções de traçado para a futura LT, escolhendo-se a alternativa mais viável do ponto de vista socioambiental, fundiário e construtivo. A seguir, são apresentadas as principais

recomendações para a definição da diretriz da LT planejada, quando da elaboração do referido relatório:

- Para definição do melhor local para conexão dos circuitos planejados na SE Lagos, interagir com a equipe de elaboração do R4 e considerar que nessa mesma subestação se conectarão um circuito duplo em 500 kV que seguem para a SE Terminal Rio, um circuito exclusivo da UTE Vale Azul II também em 500 kV, dois circuitos em 345 kV, um para a SE Leopoldina 2 (EPE, 2018b) e outro para SE Macaé Merchant, além do seccionamento da LT 345 kV Comperj - Macaé, C1, na SE Lagos.

- Evitar interferência direta com os dois projetos de assentamento abrangidos pelo corredor.

- Entrar em contato com o órgão gestor da Rebio União, a fim de se estimar os sobrecustos resultantes das eventuais compensações e exigências requisitadas para a implantação da LT planejada na zona de amortecimento dessa unidade de conservação.

- Desviar, sempre que possível, das áreas protegidas apontadas pelo Plano Diretor de Rio das Ostras (considerando sua eventual atualização), assim como evitar interferência com as APPs, onde há presença de vegetação nativa, priorizando-se as áreas já antropizadas e atentando-se para a Lei da Mata Atlântica.

- Evitar interferência com os 15 sítios arqueológicos georreferenciados na área do corredor.

- Buscar obter junto ao Iphan a localização dos sítios arqueológicos não georreferenciados e cadastrados por esse Instituto que se localizam nos municípios de Campos dos Goytacazes, Carapebus, Conceição de Macabu, Quissamã, Macaé, Rio das Ostras e Santa Maria Madalena, de forma a evitar interferência sobre os mesmos.

- Buscar obter junto ao Incra e à Fundação Cultural Palmares (FCP) a existência de demarcação das sete comunidades quilombolas nos municípios interceptados pelo corredor e evitar interferência direta com essas áreas.

- Buscar obter informações sobre a existência de cavernas não relacionadas na base de dados do Cecav, em função da elevada potencialidade espeleológica na região da SE Lagos. Caso aplicável, evitar interferência com as cavernas.

- Identificar, por meio de entrevistas (não sistemáticas), *software* Google Earth, *websites* de prefeituras municipais e outros recursos da Internet, os locais de relevante valor paisagístico e áreas de turismo e lazer na área do corredor (feições peculiares do relevo,

cachoeiras e piscinas naturais formadas nos rios, trechos de corredeiras, sedes de antigas fazendas, e outros); relacionar e mapear esses locais; e desviar a diretriz da LT dessas áreas.

- Evitar interferência com a zona de proteção do Aeródromo Vila de Tocos, situado no extremo norte do corredor.
- Se possível, evitar interferência nas APCBs indicadas para criação de unidade de conservação e de mosaico/corredor.
- Atentar para o traçado da rodovia RJ-244 (planejada), que compõe o Corredor Logístico Rodoviário ao Porto do Açu/Distrito Industrial de São João da Barra. Verificar eventuais obras adicionais relacionadas ao Corredor Logístico.

3.4. Corredor da LT 500 kV Terminal Rio – Lagos C1/C2 (CD)

A interligação entre as SEs Terminal Rio e Lagos está prevista para ser construída por meio de um circuito duplo de 500 kV. Devido à complexidade socioambiental da região, foram consideradas duas alternativas de corredor, descritas a seguir (Figura 26).

Alternativas de corredor

Do ponto de vista socioambiental, alguns aspectos se destacam, neste caso, para a avaliação das alternativas de corredor: padrão de relevo, unidades de conservação de proteção integral e de uso sustentável, presença de grandes fragmentos florestais de mata atlântica e áreas urbanas densamente povoadas. Tendo em vista os aspectos mencionados, dois corredores, com largura de 10 km, foram propostos: Alternativas Norte e Sul.

O corredor da “Alternativa Norte” possui eixo com aproximadamente 218 km de extensão e segue inicialmente, partindo da SE Terminal Rio, sentido nordeste por aproximadamente 80 km em área com relevo predominantemente forte ondulado (20 a 45%) e montanhoso (45 a 75%), na região serrana do Estado do Rio de Janeiro. Posteriormente, o corredor flexiona sentido oeste (por 60 km) e depois sudeste (por 72 km) em direção à SE Lagos, de modo a evitar as áreas urbanas de Petrópolis, Teresópolis e Nova Friburgo e as Unidades de Conservação de Proteção Integral da Reserva Biológica do Tinguá, do Parque Natural Municipal Montanhas de Teresópolis, Parque Nacional da Serra dos Órgãos e Reserva Biológica União.

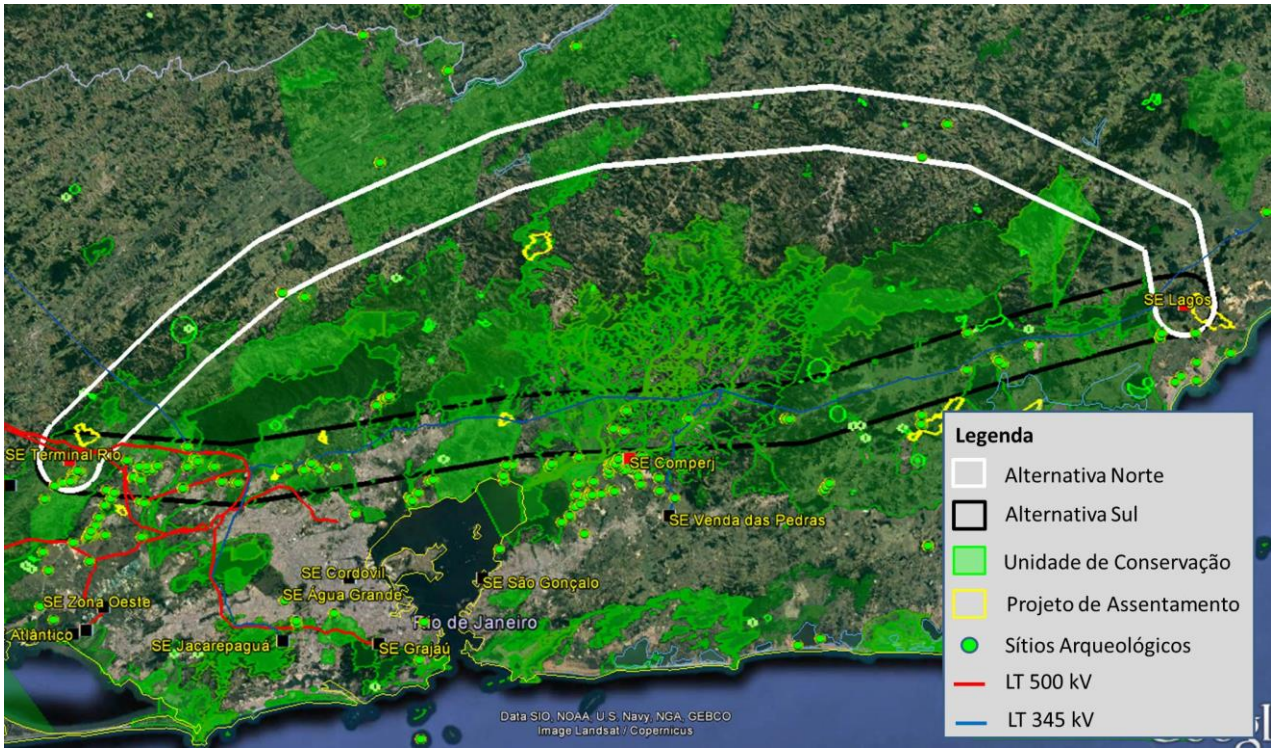
No trecho inicial de 15 km, saindo da SE Terminal Rio para o sentido nordeste, o corredor está inserido inteiramente na Área de Proteção Ambiental (APA) do Rio Guandu (assim como a SE Terminal Rio). Além disso, próximo à saída de SE Terminal Rio, estão presentes a área

urbana de Paracambi, o Depósito Central de Munição do Exército (DCMun) e o Projeto de Assentamento Sabugo. No trecho intermediário, o corredor atravessa áreas de relevo acidentado (o que pode acarretar dificuldades na implantação da linha de transmissão) e unidades de conservação municipais. A presença de pequenos núcleos urbanos, pequenas propriedades agrícolas e alguns fragmentos florestais de mata atlântica, associados principalmente a encostas, podem exigir maior atenção na definição do traçado final da LT.

No trecho final, na chegada à SE Lagos, o corredor atravessa região de transição de relevo mais acidentado para mais aplainado, onde estão presentes alguns fragmentos de vegetação nativa, a Reserva Biológica União, algumas unidades de conservação municipais pautadas pelo plano diretor de Rio das Ostras e o Projeto de Assentamento Cantagalo (aspectos que podem ser evitados pelo traçado sem se evadir dos limites do corredor).

Diferentemente da Alternativa Norte, que foi concebida de modo a evitar as unidades de conservação e as áreas urbanas densamente povoadas da região, a "Alternativa Sul" tem corredor delineado passando pelas regiões citadas, seguindo o eixo de linhas de transmissão existentes (p. ex. LT 500 kV Adrianópolis – Cachoeira Paulista e LT 500 kV Adrianópolis – Venda das Pedras). Esta alternativa possui eixo com aproximadamente 190 km, seguindo sentido oeste a partir da SE Terminal Rio, em área de relevo predominantemente suave ondulado (3 a 8%) e ondulado (8 a 20%), na região da Baixada Fluminense.

A metade inicial desta alternativa de corredor atravessa uma região de elevada complexidade do ponto de vista socioambiental, caracterizada pela presença de áreas urbanas muito adensadas dos municípios de Queimados, Nova Iguaçu, Duque de Caxias e Magé. Além disso, existem oito APAs e quatro UCs de Proteção Integral ocupando quase a totalidade da área do corredor, bem como uma grande quantidade de processos minerários em diferentes fases e substâncias, diversos sítios arqueológicos e o Depósito Central de Munição do Exército (DCMun). Se o traçado escolhido acompanhar paralelamente as LTs existentes, ainda assim haverá interferência em UCs de proteção Integral e áreas urbanas (com agravante de faixas de servidão parcialmente ocupadas).



Fonte: Eletrobras, 2011; EPE, 2018a; Google Earth Pro, 2018; Funai, 2018; MMA, 2018; Inea, 2018

Figura 26 – Alternativas de corredor para a interligação LT 500 kV Terminal Rio – Lagos C1/C2 (CD)

Apesar de algumas características em comum, verifica-se que há diferentes graus de interferência das alternativas de corredores com os aspectos socioambientais mencionados ao longo da descrição. Tendo em vista essas questões, verifica-se que a Alternativa Norte apresenta menos complexidade para a passagem da linha de transmissão planejada, apesar da maior extensão e da travessia de região serrana. A Alternativa Sul apresenta grande complexidade socioambiental e fundiária e seriam necessários esforços de planejamento, gerenciamento, licenciamento ambiental e diligências para liberação fundiária muito maiores para viabilizar a implantação da linha de transmissão, implicando maiores custos e prazos de execução.

Descrição do corredor selecionado

Como mencionado anteriormente, o corredor selecionado para a LT 500 kV Terminal Rio – Lagos C1/C2 (CD) foi elaborado com 10 km de largura e seu eixo possui aproximadamente 218 km de extensão.

Infraestrutura e Localização

O corredor da LT 500 kV Terminal Rio – Lagos C1/C2 (CD) localiza-se no estado do Rio de Janeiro, englobando 24 municípios nas mesorregiões Baixadas, Centro Fluminense, Norte Fluminense, Metropolitana do Rio de Janeiro e Sul Fluminense (Tabela 17).

Tabela 17 – Municípios atravessados pelo corredor da LT 500 kV Terminal Rio – Lagos C1/C2 (CD)

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
RJ	Baixadas	Bacia de São João	Rio das Ostras
	Centro Fluminense	Cantagalo-Cordeiro	Cordeiro
		Nova Friburgo	Bom Jardim
			Duas Barras
			Nova Friburgo
			Sumidouro
		Santa Maria Madalena	Trajano de Morais
		Três Rios	Areal
			Paraíba do Sul
			Sapucaia
			Três Rios
	Metropolitana do Rio de Janeiro	Itaguaí	Seropédica
		Rio de Janeiro	Itaguaí
		Serrana	Petrópolis
			São José do Vale do Rio Preto
			Teresópolis
		Vassouras	Engenheiro Paulo de Frontin
			Mendes
			Miguel Pereira
			Paracambi
			Paty do Alferes
			Vassouras
	Norte Fluminense	Macaé	Macaé
	Sul Fluminense	Vale do Paraíba Fluminense	Piraí

As coordenadas das subestações referentes à interligação planejada são apresentadas na Tabela 18 a seguir.

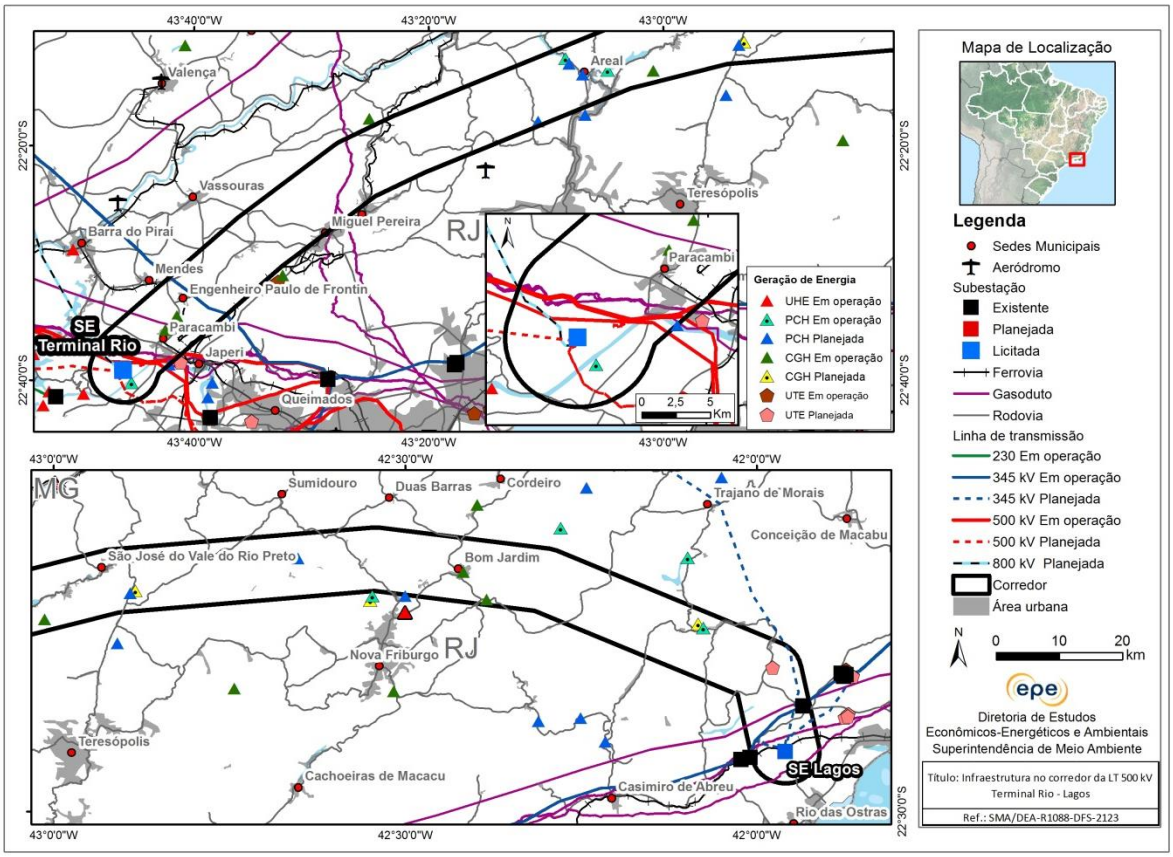
Tabela 18 – Coordenadas das subestações do corredor da LT 500 kV Terminal Rio – Lagos C1/C2 (CD)

Subestação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Terminal Rio	Licitada	22°39'11,41"S	43°46'3,46"O	Paracambi	RJ
Lagos	Licitada	22°24'53''S	41°57'35"O	Rio das Ostras	

O corredor abrange a área urbana de alguns municípios: Paracambi, Engenheiro Paulo de Frontin, Miguel Pereira, Paty do Alferes, Areal, São José do Vale do Rio Preto, Sumidouro, Duas Barras, Bom Jardim e Trajano de Moraes. Todas são áreas urbanas pequenas com possibilidade de desvio pela LT planejada (Figura 27).

Algumas linhas de transmissão existentes e planejadas interceptam o corredor em suas extremidades. As linhas existentes são: LT 500 kV Adrianópolis – Cachoeira Paulista C1, LT 500 kV Adrianópolis – Resende C1, LT 500 kV UTE Baixada Fluminense C1 – Cachoeira Paulista, LT 345 kV Adrianópolis – Itutinga C1 e C2, LT 345 kV Adrianópolis – Macaé Merchant C1 e LT 345 kV Macaé Merchant – Venda das Pedras C1. As linhas planejadas são: LT 800 kV CC Xingu – Terminal Rio, LT 500 kV Fernão Dias – Terminal Rio C1, LT 500 kV Taubaté – Nova Iguaçu C1, LT 500 kV Nova Iguaçu – Terminal Rio C1 e C2, LT 345 kV Lagos – Macaé Merchant C1, Seccionamento LT 345 kV Comperj – Macaé C1 na SE Lagos e a LT em estudo 345 kV Leopoldina 2 – Lagos C1.

Na área do corredor existem cinco PCHs existentes e cinco planejadas; cinco CGHs existentes e duas planejadas; e uma UTE planejada.



Fonte: Embrapa, 2017; IBGE, 2016; EPE, 2018a; Aneel, 2018; Anac, 2017; EPE, 2014

Figura 27 – Infraestrutura no corredor da LT 500 kV Terminal Rio – Lagos C1/C2 (CD)

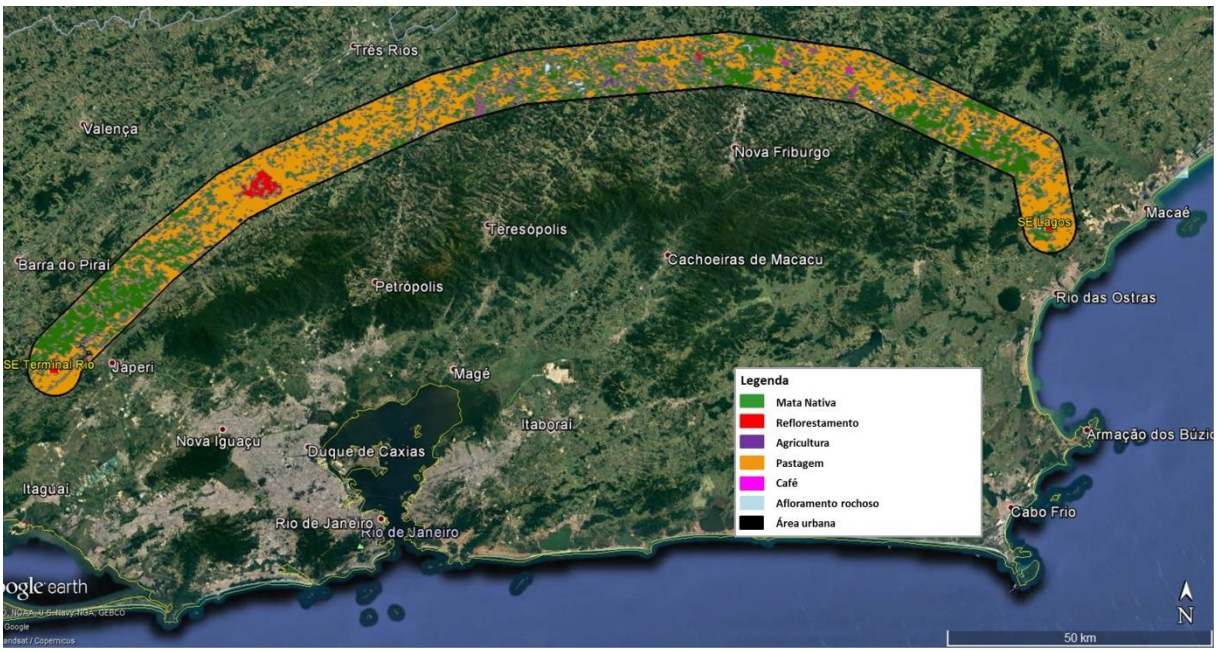
A região do corredor é servida por alguns eixos rodoviários, sendo os mais importantes as rodovias RJ-121, RJ-125, RJ-127, RJ-129, RJ-134, RJ-146, BR-040, BR-492 e BR-101. Há também muitas estradas vicinais e vias rurais não pavimentadas, que atendem principalmente as propriedades da região.

Não foram detectados aeródromos dentro dos limites do corredor.

Vegetação e uso do solo

O corredor está localizado no bioma Mata Atlântica e se sobrepõe a áreas de vegetação nativa abrangidos pelo polígono da lei da Mata Atlântica (Lei n° 11.428, de 22 de dezembro de 2006, que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa no bioma Mata Atlântica, regulamentada pelo Decreto nº 6.660/08) que estão predominantemente associadas às áreas de relevo montanhoso.

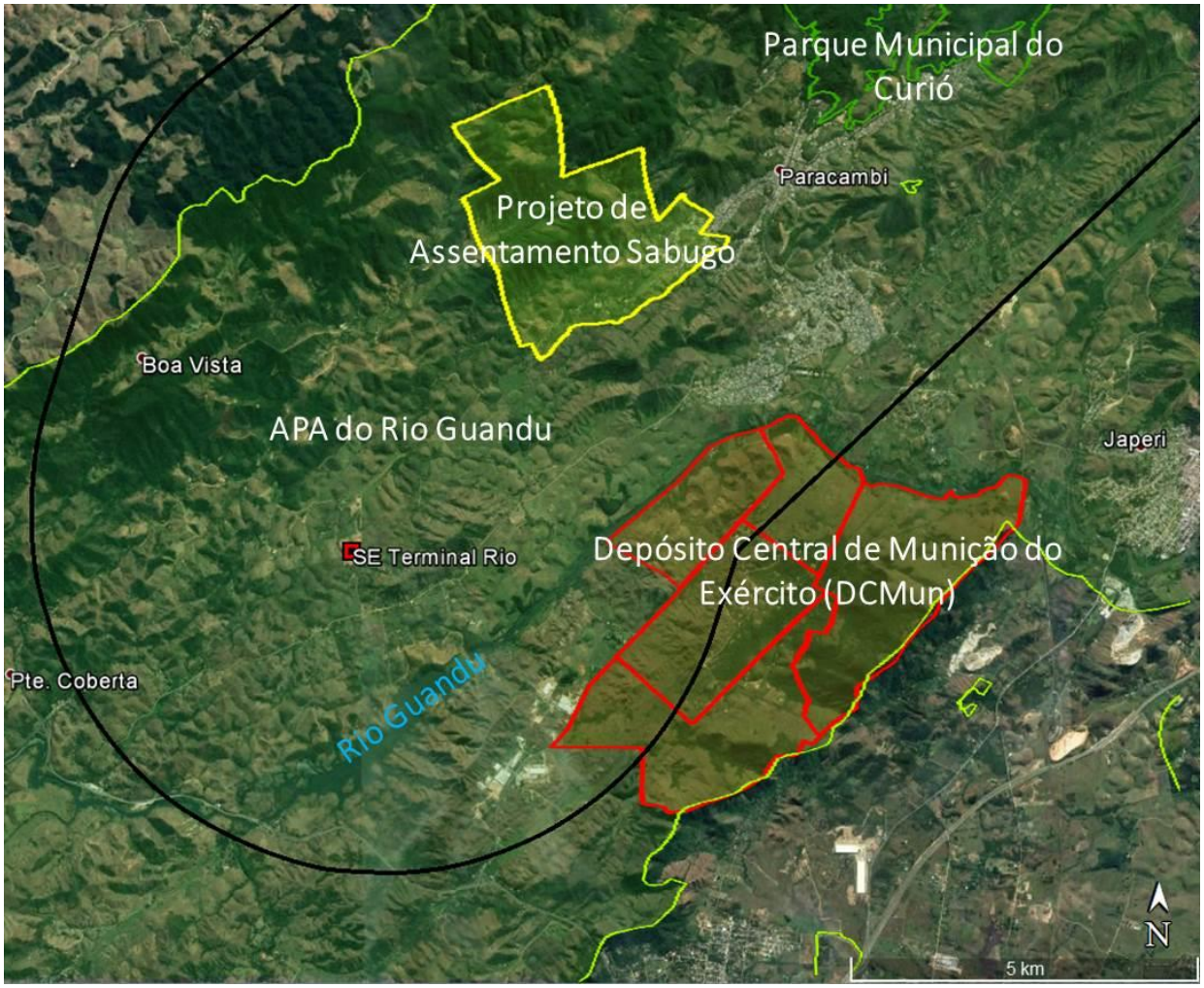
Conforme classificação do uso do solo realizada pelo Inea (2010), representada na Figura 28, o corredor atravessa grandes extensões de pastagens (59,2%) associadas à presença de importantes fragmentos de vegetação nativa (31,3%) nas áreas de maior declividade. Em menor grau, pode-se também encontrar áreas de produção agrícola (2,3%), especialmente na região central do corredor, reflorestamento (1,2%), no município de Paty do Alferes, e pequenos núcleos de área urbana por todo o corredor (0,5%).



Fonte: Inea, 2010; Google Earth Pro, 2018

Figura 28 – Características gerais do uso do solo do corredor da LT 500 kV Terminal Rio – Lagos C1/C2 (CD)

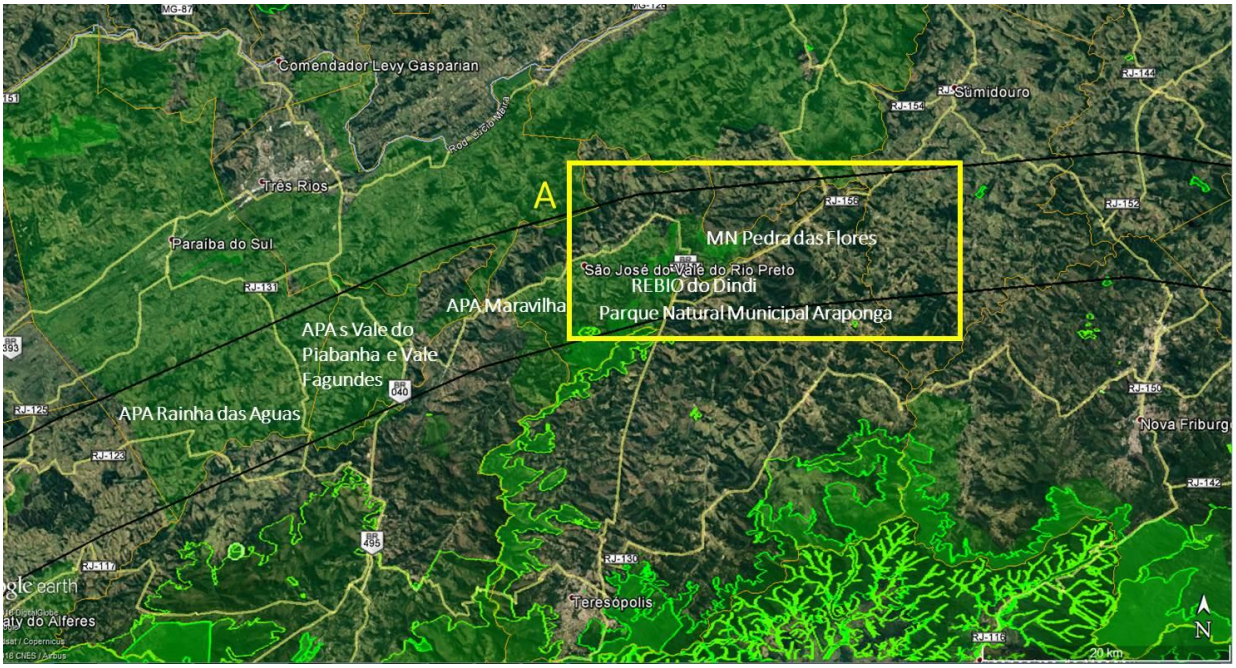
Conforme mencionado anteriormente, a região inicial do corredor, ao redor da SE Terminal Rio, está inteiramente inserida na Área de Proteção Integral (APA) do Rio Guandu, onde também se encontram: a área urbana de Paracambi, o Parque Municipal do Curió, o Projeto de Assentamento Sabugo e o Depósito Central de Munição do Exército (DCMun) (Figura 29).



Fonte: IBGE, 2016; EPE, 2017; Google Earth Pro, 2016; EB, 2015; MMA, 2018

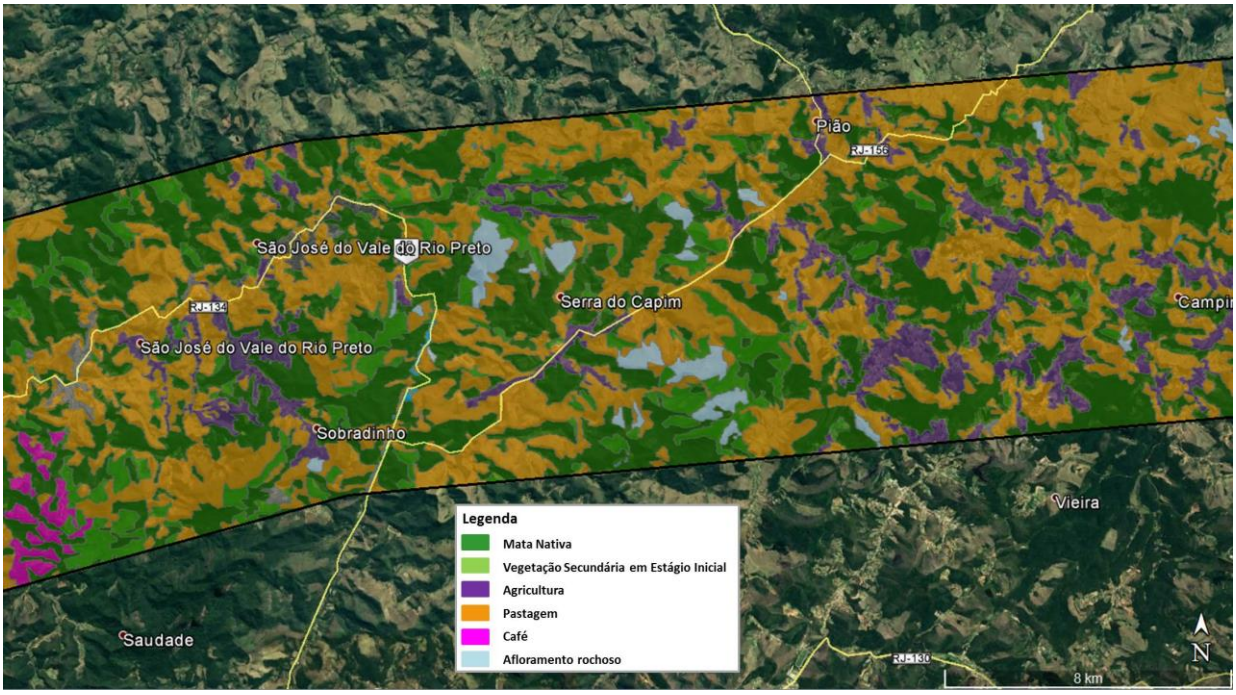
Figura 29 – Características gerais do uso do solo no trecho próximo à SE Terminal Rio

As Figuras 30 e 31 exibem a porção central do corredor, que apresenta trechos com significativa presença de vegetação nativa, especialmente na altura dos municípios de São José do Vale do Rio Preto, Teresópolis e Nova Friburgo, onde situam-se unidades de conservação municipais de uso sustentável (APAs Rainha das Águas, Vale do Piabanha e Vale Fagundes) e de proteção integral (Rebio do Dindi, Monumento Natural Pedra das Flores e Parque Natural Municipal Araponga). Cabe mencionar que é possível estabelecer o traçado da futura LT evitando interferência direta com as UCs de proteção integral. Neste trecho do corredor também são atravessadas áreas com presença de agricultura, especialmente hortigranjeira.



Fonte: IBGE, 2016; EPE, 2017; Google Earth Pro, 2016; EB, 2015; MMA, 2018; Inea, 2018.

Figura 30 – Trecho central do corredor, com destaque para a área A

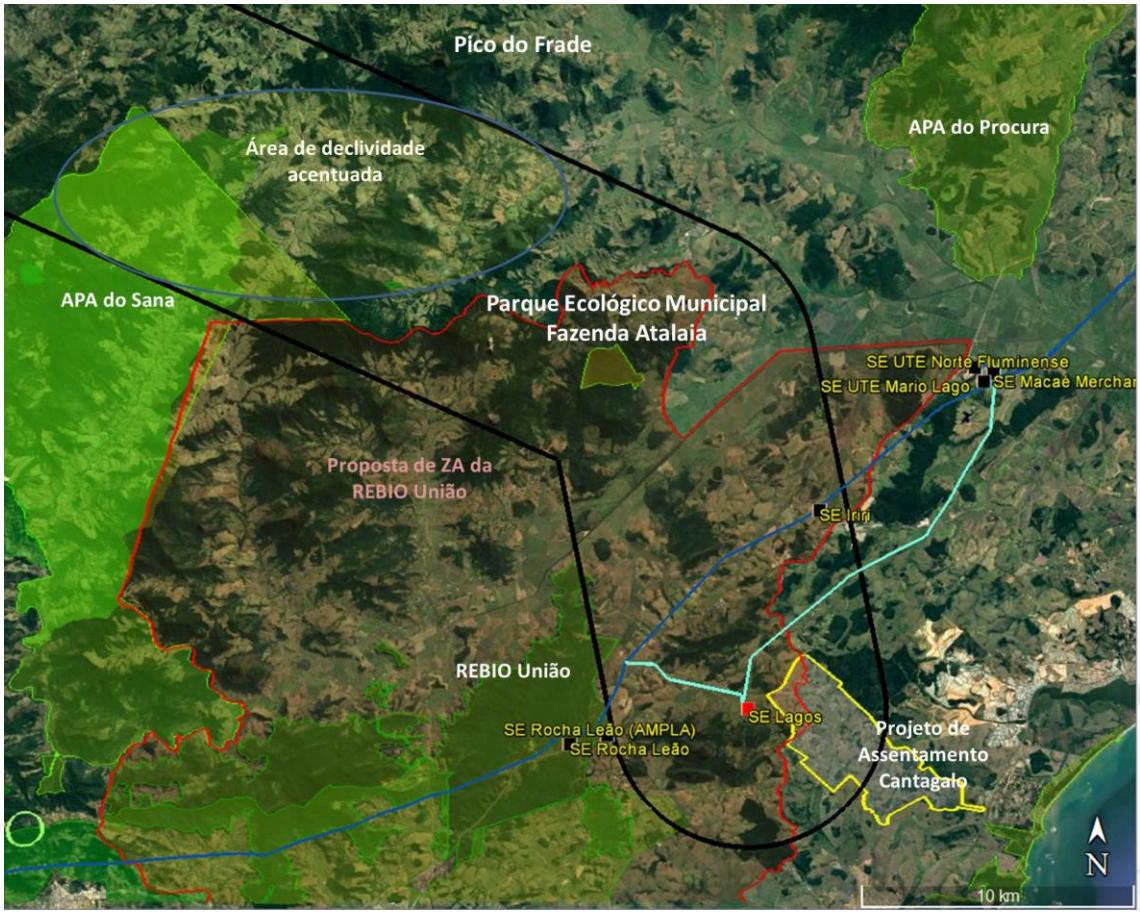


Fonte: Google Earth Pro, 2018; Inea, 2010.

Figura 31 (recorte A) – Uso do solo em porção do trecho central do corredor. Nota-se a presença de presença de áreas de agricultura, especialmente hortigranjeira

No trecho leste do corredor, ao redor da SE Lagos, há uma zona de transição de relevo mais acidentado (Pico do Frade próximo ao limite do corredor) para mais aplainado, onde estão presentes alguns fragmentos de vegetação nativa, parte da Reserva Biológica União (e também a proposta de sua área de amortecimento), Projeto de Assentamento Cantagalo, dutos, traçado de ferrovia abandonada (FCA), UCs municipais Serra do Pote, Serra do

Segredo e Pedra Redonda. É importante destacar que as áreas protegidas municipais não são categorizadas no SNUC, mas fazem parte do macrozoneamento definido no Plano Diretor do município, integrando a zona denominada Área Protegida (MRO, 2006). Os locais integrantes dessa macrozona tratam-se em sua maior parte de áreas de preservação permanente definidas no Código Florestal (lei 12.651/2012), mas também contemplam outras áreas protegidas por lei federal ou estadual (Figura 32).

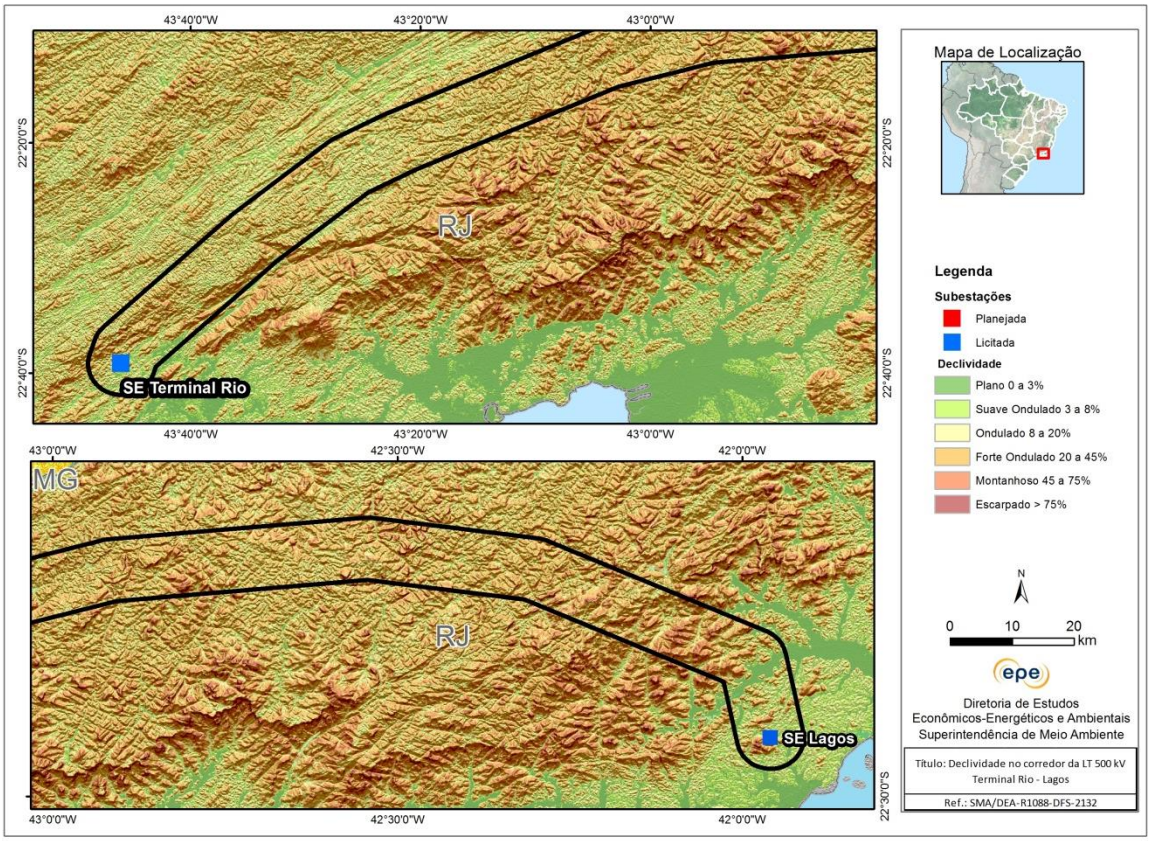


Fonte: MMA, 2018; IBGE, 2016; EPE, 2018a; Google Earth Pro 2018; Incra, 2018

Figura 32 – Características gerais do uso do solo no trecho próximo à SE Lagos

Meio Físico e Processos Minerários

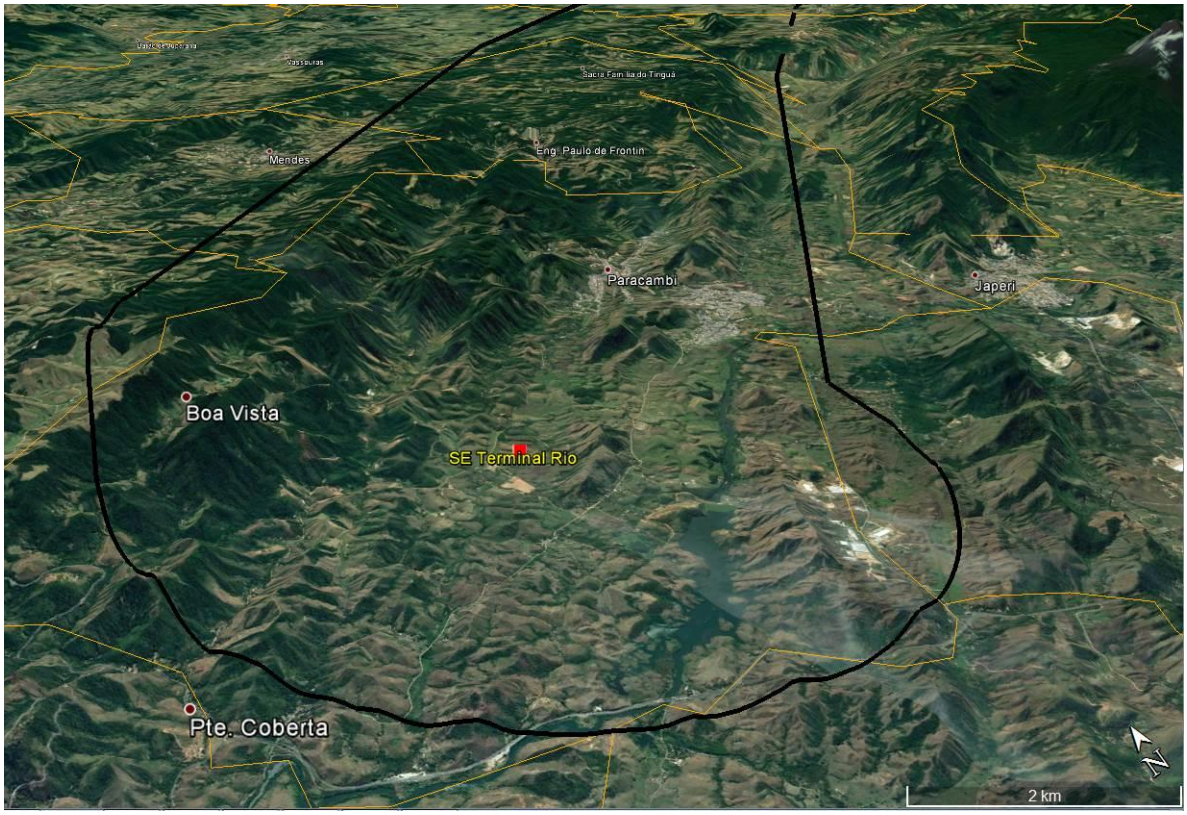
As unidades de relevo predominantes no corredor são as de domínio de Morros e Serras Baixas e o Montanhoso (Figura 33). Em menor grau, nas regiões de ambas as subestações, pode-se encontrar os domínios de Escarpas Serranas, Planícies Fluviais ou Flúvio-Lacustres, de Colinas Amplas e Suaves e de Colinas Dissecadas e Morros Baixos. Como já mencionado, com exceção das regiões próximas a ambas as subestações, a declividade é caracterizada pela predominância de áreas variando entre forte ondulado (20 a 45%) e montanhoso (45 a 75%).



Fonte: EPE, 2018a; CPRM, 2010; IBGE, 2016

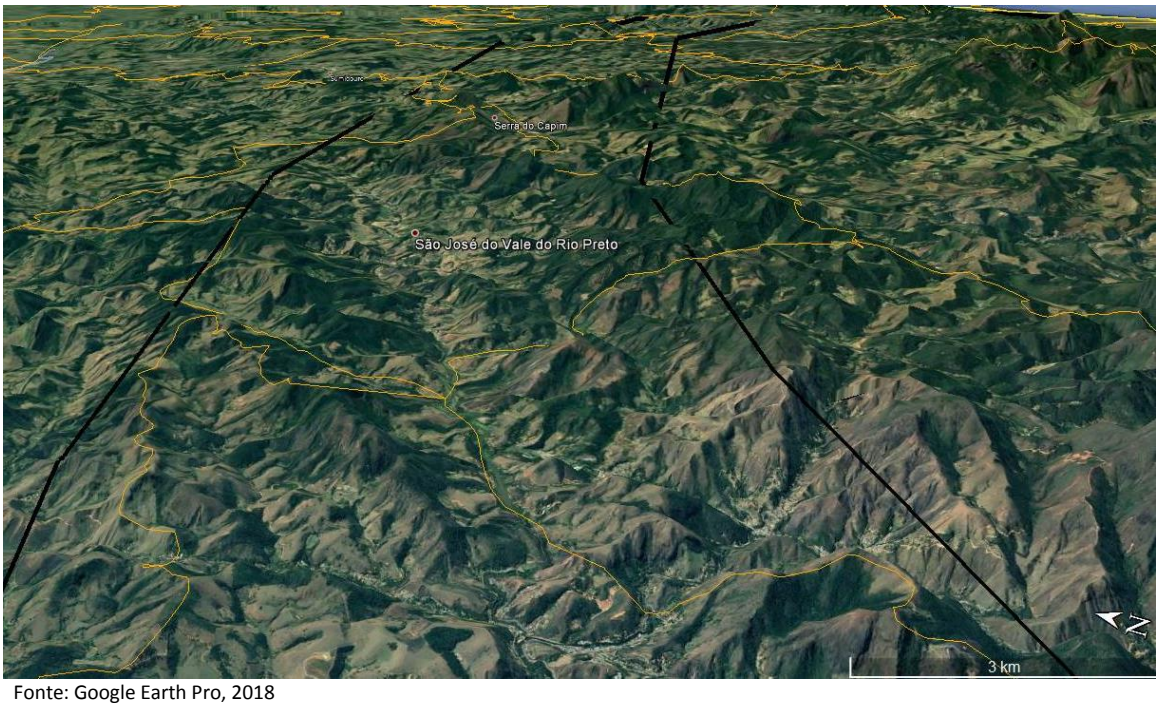
Figura 33 – Declividade no corredor da LT 500 kV Terminal Rio – Lagos C1/C2 (CD)

Em toda a extensão do corredor existem consideráveis variações de altitude. A maior parte de sua extensão está localizada em áreas com altitudes variando de 500 a 800 m, sendo que as cotas mais baixas estão localizadas nas proximidades de ambas as subestações (ao redor de 100 m na SE Terminal Rio e 30 m na SE Lagos). Já as altitudes mais elevadas estão localizadas no município de Teresópolis e Sumidouro (variando entre 1.000 e 1.200 m). As Figuras 34, 35 e 36, extraídas do Google Earth Pro, ilustram as variações de altitude ao longo do corredor.



Fonte: EPE, 2018a; Google Earth Pro, 2018

Figura 34 – Variação de altitude na região da SE Terminal Rio



Fonte: Google Earth Pro, 2018

Figura 35 – Variação de altitude na região central do corredor

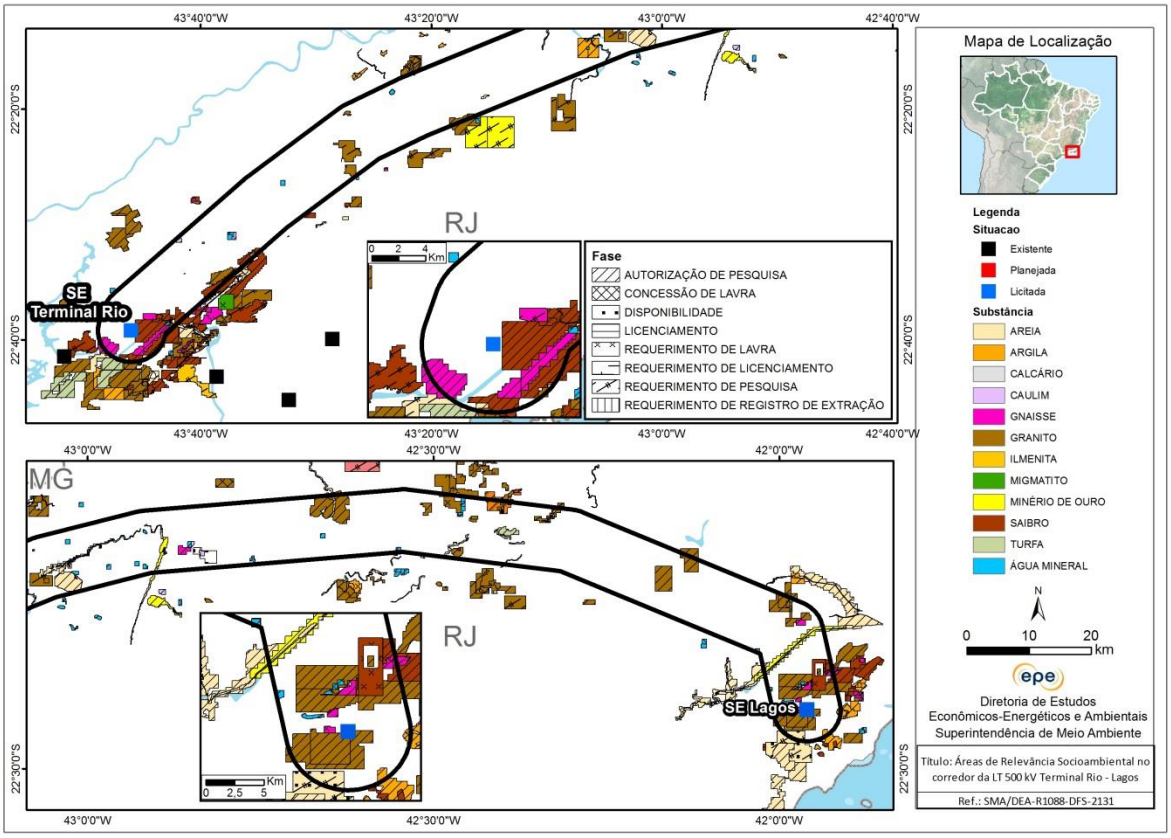


Fonte: EPE, 2018a; Google Earth Pro, 2018

Figura 36 – Variação de altitude na região da SE Lagos

Dadas as características geomorfológicas da área, o corredor não abrange rios de grande caudal, sendo comuns apenas cursos d´água de menor porte. Sendo assim, não se vislumbram grandes travessias de rios pela futura LT.

Há 185 processos minerários registrados no DNPM presentes no corredor, em sua maioria, para água mineral, areia e granito, sendo 25 requerimentos de pesquisa, 105 autorizações de pesquisa, 19 requerimentos de lavra, seis disponibilidades, 10 requerimentos de licenciamento, oito licenciamentos, e 11 concessões de lavras (Figura 37). Dos processos em fase de concessão de lavra, oito referem-se a exploração de água mineral.



Fonte: EPE, 2018a; DNPM, 2018; IBGE, 2016

Figura 37 – Processos minerários abrangidos pelo corredor da LT 500 kV Terminal Rio – Lagos C1/C2 (CD)

Áreas com restrições legais e áreas prioritárias para conservação da biodiversidade

Ao longo de sua extensão, o corredor abrange 37 Unidades de Conservação, sendo 12 de uso sustentável e 25 de proteção integral (Tabela 19). Importa registrar que 17 das UCs são municipais e seus limites foram obtidos no sítio eletrônico do Inea. É possível estabelecer o traçado da futura LT evitando-se a interferência direta com as unidades de proteção integral (Figura 38).

Cabe mencionar que, conforme Decreto Estadual nº 40.909/2007, no território do estado do Rio de Janeiro, as RPPNs são categorizadas como unidades de conservação de proteção integral.

Tabela 19 – Unidades de conservação no corredor da LT 500 kV Terminal Rio – Lagos C1/C2 (CD)

Unidade de Conservação	Grupo
APA Avelar	Uso Sustentável
APA Bemposta	
APA da Bacia do Rio São João - Mico Leão	
APA do Rio Guandu	
APA do Sana	
APA Itaguaí Itingussu Espigão Taquara	

Unidade de Conservação	Grupo
APA Maravilha	
APA Nossa Senhora de Aparecida	
APA Rainha das Aguas	
APA Vale da Lagoa do Morro Grande	
APA Vale do Piabanha	
APA Vale Fagundes	
Estação Ecológica Monte das Flores	
Monumento Natural Pedra das Flores	
Parque Ecológico Municipal Fazenda Atalaia	
Parque Natural Municipal Araponga	
Parque Natural Municipal do Curió	
Parque Natural Municipal Rocha Negra	
Parque Natural Municipal Vereda Sertãozinho	
Reserva Biológica do Dindi	
Reserva Biológica União	
Reserva Particular do Patrimônio Natural Alto da Boa Vista - Resgate VIII	
Reserva Particular do Patrimônio Natural Estela	
Reserva Particular do Patrimônio Natural Fazenda Miosótis	
Reserva Particular do Patrimônio Natural Gaia	Proteção Integral
Reserva Particular do Patrimônio Natural Grota do Sossego	
Reserva Particular do Patrimônio Natural Jornalista Antenor Novaes	
Reserva Particular do Patrimônio Natural Mário e Alba Corral	
Reserva Particular do Patrimônio Natural Nossa Senhora Aparecida	
Reserva Particular do Patrimônio Natural Reserva Serra do Caramandu	
Reserva Particular do Patrimônio Natural Rica Paulo de Frontin	
Reserva Particular do Patrimônio Natural Santa Clara	
Reserva Particular do Patrimônio Natural Sete Flechas	
Reserva Particular do Patrimônio Natural Sítio Picada	
Reserva Particular do Patrimônio Natural Sítio São Pedro	
Reserva Particular do Patrimônio Natural Vale do Sossego	
Reserva Particular do Patrimônio Natural do Sítio Santa Cruz	

Como já mencionado, na chegada à SE Lagos, em Rio das Ostras, o corredor abrange também pequenas parcelas de áreas protegidas municipais, não categorizadas no Sistema Nacional de Unidades de Conservação. Estas áreas fazem parte do macrozoneamento definido no Plano Diretor do município, integrando a zona denominada Área Protegida (MRO, 2006). Os locais integrantes desta macrozona tratam-se em sua maior parte de áreas de preservação permanente definidas no Código Florestal (Lei 12.651/2012), mas também contemplam outras áreas protegidas por lei federal ou estadual. O plano diretor remete o

uso dessa zona ao código florestal e demais normas federais pertinentes. Estes fragmentos de vegetação nativa poderão ser desviados pelo traçado da futura LT.

Existem dois projetos de assentamento (PA) na extensão do corredor: o PA Sabugo, localizado próximo à SE Terminal Rio, e o PA Cantagalo, ao lado da SE Lagos. É importante enfatizar que ambos podem ser desviados pela futura linha de transmissão.

Conforme já mencionado, no corredor proposto não há sobreposição de terras indígenas e quilombolas.

Conforme base de dados da Fundação Cultural Palmares (2018), verifica-se que existem duas comunidades quilombolas certificadas, sendo uma em Areal (Boa Esperança) e outra em Petrópolis (Tapera).

O corredor abrange nove APCBs, sendo três com prioridade extremamente alta e seis muito alta, conforme detalhado na Tabela 20. Não há possibilidade de desvio das APCBs Mendes, Teresópolis, Rio Grande e Corredor Três Picos e Desengano.

Tabela 20 – APCBs no corredor da LT 500 kV Terminal Rio – Lagos C1/C2 (CD)

Nome	Prioridade de Conservação	Ação Prioritária
Corredor Três Picos e Desengano	Extremamente Alta	Mosaico/Corredor
Rio das Ostras		Cria UC - US
Santa Rita da Floresta		Mosaico/Corredor
Borda do Tinguá	Muito Alta	Recuperação
Mendes		Mosaico/Corredor
Paquequer		Mosaico/Corredor
Rio Grande		Mosaico/Corredor
Serra de Paracambi		Mosaico/Corredor
Teresópolis		Cria UC - US

Conforme base de dados do Cecav (2018), não há cavidades naturais na extensão do corredor. Entretanto, é importante enfatizar que a região próxima à SE Lagos apresenta alta potencialidade de cavernas (Cecav, 2012).

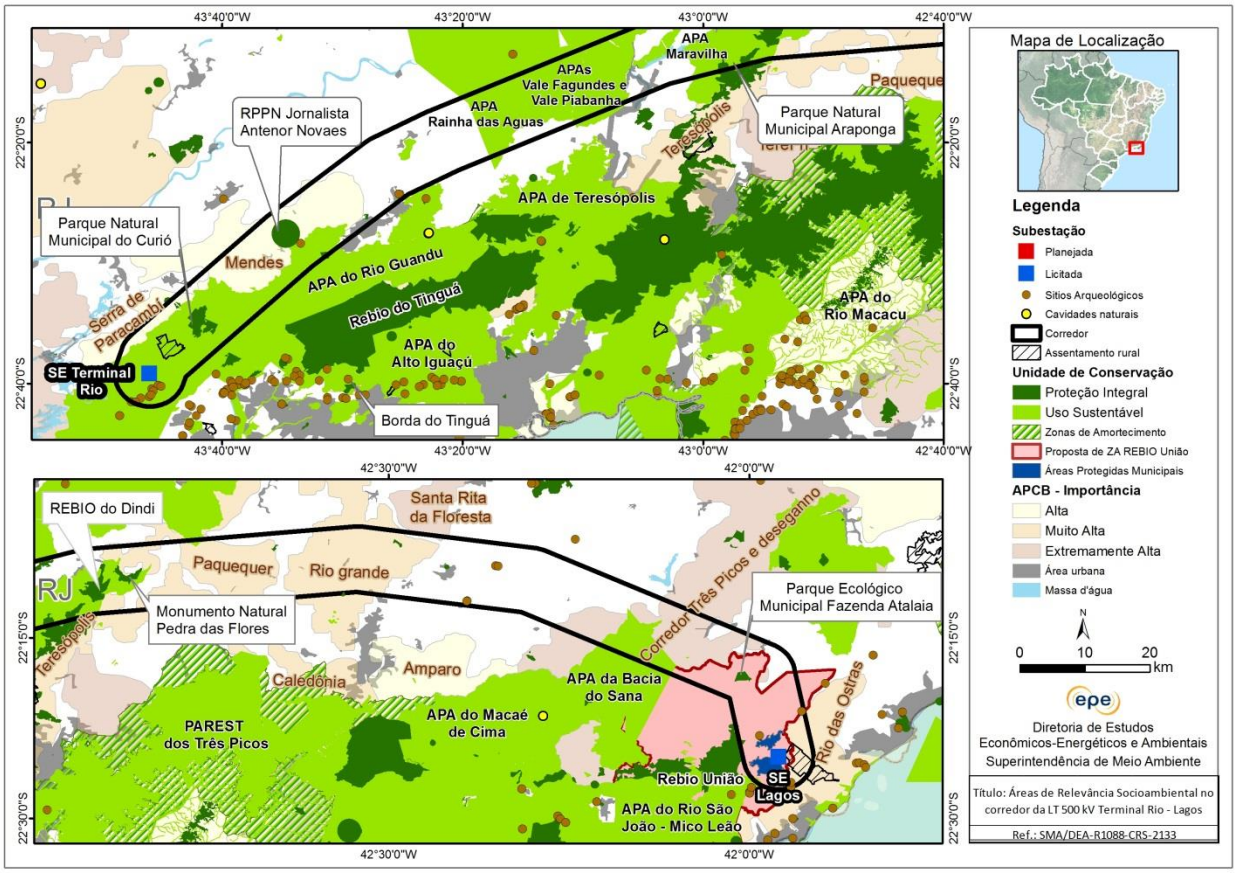
A Tabela 21 apresenta o número de sítios arqueológicos relacionados no Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos do Iphan nos municípios abrangidos pelo corredor (Iphan, 2018b). A tabela também apresenta quantos desses sítios constam na base de dados georreferenciados do órgão, e quantos são sobrepostos pelo corredor (Iphan, 2016a).

Tabela 21 – Sítios Arqueológicos nos municípios abrangidos pelo corredor da LT 500 kV Terminal Rio – Lagos C1/C2 (CD)

Município	Sítios Arqueológicos		
	Cadastrados	Georreferenciados	Georreferenciados no Corredor
Rio das Ostras	16	16	3
Cordeiro	3	3	0
Bom Jardim	4	3	3
Duas Barras	2	1	0
Sumidouro	1	0	0
Trajano de Morais	2	1	0
Paraíba do Sul	4	2	0
Sapucaia*	9	13	0
Três Rios	5	5	0
Seropédica	39	38	0
Itaguaí	9	8	0
Petrópolis	12	12	0
Engenheiro Paulo de Frontin	1	0	0
Paracambi	8	7	7
Paty do Alferes	3	3	2
Vassouras	4	3	1
Macaé	24	10	1
Piraí*	2	3	1
Total	**148**	**128**	**18**

* Encontrados mais registros georreferenciados do que na lista de sítios.

O corredor abrange trechos da região serrana do estado do Rio de Janeiro, um dos roteiros turísticos mais importantes do estado (trechos dos municípios de Teresópolis, Miguel Pereira, Engenheiro Paulo de Frontin e outros; trechos de municípios em que se desenvolveu a cafeicultura em território fluminense no século XIX, como Trajano de Morais, na região Serrana e Paty do Alferes, na região do Vale do Paraíba, onde se encontram fazendas históricas; e o distrito macaense de Glicério, onde tem lugar a Copa Brasileira de Canoagem, entre outros. Nesse sentido, o corredor se sobrepõe a diversos locais de relevante valor paisagístico e histórico/arquitetônico e outras áreas de turismo e lazer (feições peculiares do relevo, como serras escarpadas e maciços rochosos; cachoeiras e piscinas naturais formadas nos rios; trechos de corredeiras, sedes de antigas fazendas etc.).



Fonte: Embrapa, 2017, IBGE, 2016; Inea, 2018; Eletrobras, 2011; MMA, 2018; EPE, 2018a; Iphan, 2018a; Incra, 2018; ICMBio, 2017

Figura 38 – Áreas de relevância socioambiental no corredor da LT 500 kV Terminal Rio – Lagos C1/C2 (CD)

Por meio do ofício nº 227/2018/SPE-MME, o MME solicitou a "*identificação ao longo do corredor das principais interferências socioambientais e do local referencial de subestação, utilizando dados secundários ou outras informações disponíveis quanto: aeródromos, gasodutos, oleodutos, rodovias planejadas, cultivos mecanizados, terras indígenas e quilombolas, cavidades naturais e sítios arqueológicos, assentamentos rurais, áreas industriais, áreas licenciadas para exploração minerária, loteamentos/condomínios, área de proteção ambientais, cursos d´água e nascentes, áreas alagáveis, áreas de plantio (silvicultura, cana de açúcar) e de pastagem, áreas militares".*

O **Apêndice C** apresenta a tabela síntese dos principais aspectos socioambientais ao longo do corredor da LT 500 kV Terminal Rio – Lagos CD.

3.4.1 Complementações solicitadas referentes a elementos de sobrecustos

Através do ofício nº 227/2018/SPE-MME, o MME solicitou à EPE:

i) "*apresentar a extensão do eixo central do corredor estudo para a linha de transmissão, ressalvadas as situações de interferência em áreas legalmente protegidas, que será considerado como traçado referencial da LT*"

ii) indicar "*potenciais trechos de linha de transmissão que podem necessitar de alteamento de torres (ex: travessia de mata nativa, de outras linhas de*

transmissão existentes ou de rios) ou de reforço de fundação (ex: travessia em áreas alagáveis, substrato rochoso)"; e

iii) "*outras medidas que sejam relevantes para o contexto regional a que se insere o empreendimento, tais como existência de legislação específica ou quaisquer naturezas que gerem sobrecustos ou complicadores de licenciamentos ambiental*".

Para atendimento a estas solicitações, foi estabelecida uma diretriz referencial de **233 km**, desviando de áreas legalmente protegidas e, quando possível, de outros elementos que podem elevar a complexidade ambiental e fundiária do empreendimento, tais como fragmentos de mata nativa, afloramentos rochosos, aglomerados urbanos, dentre outros. **Cumpre destacar que a diretriz é apenas uma referência para estimativa de extensão de linha e possíveis sobrecustos, tendo sido estabelecida a partir de imagens de satélite e dados secundários, sem a realização de trabalho de campo. Portanto, a definição do traçado definido deve ser realizada em etapas futuras, com subsídio de informações de campo.**

Para estimativa dos sobrecustos, foi realizada análise da interferência da diretriz referencial com classes de uso e cobertura do solo de mapeamento elaborado pela Inea/RJ (2010). A Tabela 22 apresenta a extensão e percentual da diretriz em classes de uso, com destaque em negrito para as classes que podem gerar sobrecustos.

Tabela 22 – Interferência da diretriz referencial nas classes de uso e cobertura do solo

Classe de uso e cobertura	Extensão (km)	Percentual (%)
Floresta*	**41,5**	**17,8**
Vegetação secundária em estágio inicial*	**4,1**	**1,8**
Agricultura (café)**	**0,5**	**0,2**
Agricultura**	**3,6**	**1,5**
Reflorestamento**	**1,4**	**0,6**
Ocupação urbana de baixa / média intensidade**	**1,7**	**0,7**
Afloramento rochoso***	**0,1**	**0,04**
Pastagem	180,0	77,2
Água	0,2	0,1
Total	233,1	100,0

* Elementos que podem gerar sobrecustos relativos a alteamento de torres; ** elementos que podem gerar sobrecustos fundiários; *** elemento que pode gerar sobrecustos relativos a adoção de fundações especiais.
Fonte: Inea, 2010.

As travessias de linhas de transmissão podem gerar sobrecustos de alteamento das torres. A diretriz referencial da LT 500 kV Terminal Rio – Lagos CD atravessa quatro LTs existentes de 500 kV, sendo que três destas seguem paralelas (LT 500 kV Adrianópolis – Cachoeira Paulista C1, LT 500 kV Adrianópolis – Resende C1 e LT 500 kV UTE Baixada Fluminense – Cachoeira Paulista C1) e quatro LTs existentes de 345 kV. Outro fator que pode demandar alteamento

são as travessias de corpos d´água. Os principais rios atravessados pela diretriz referencial da LT 500 kV Terminal Rio – Lagos CD são: rio Piabanha e rio Macaé.

Recomendações para o Relatório R3

Deverão ser estudadas criteriosamente, durante a elaboração do Relatório R3 deste empreendimento, as opções de traçado para a futura LT, escolhendo-se a alternativa mais viável do ponto de vista socioambiental, fundiário e construtivo. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para a definição da diretriz da LT planejada, quando da elaboração do referido relatório:

- Desviar a diretriz de traçado das 25 unidades de conservação de proteção integral situadas no corredor. Importa registrar que as RPPNs são categorizadas como UCs de proteção integral no estado do Rio de Janeiro, conforme Decreto Estadual nº 40.909/2007.

- Buscar junto ao ICMBio, Inea ou prefeituras os limites das RPPNs Jornalista Antenor Novaes e Gaia, situadas, respectivamente, nos municípios de Engenheiro Paulo de Frontin e Bom Jardim.

- Para definição do melhor local para conexão dos circuitos planejados na SE Lagos, interagir com a equipe de elaboração do R4 e considerar que nessa mesma subestação se conectarão um circuito duplo em 500 kV que seguem para a SE planejada Campos 2, uma LT exclusiva da UTE Vale Azul II também em 500 kV, dois circuitos em 345 kV, um para a SE Leopoldina 2 (EPE, 2018b) e outro para a SE Macaé Merchant, além do seccionamento da LT 345 kV Comperj – Macaé, C1, na SE Lagos.

- Desviar, na medida do possível, dos remanescentes de vegetação nativa sobrepostos pelo corredor, observando-se a presença de Áreas de Preservação Permanente e que o corredor está inserido no polígono de abrangência da Lei da Mata Atlântica (Lei nº 11.428/06, regulamentada pelo Decreto nº 6.660/08), que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa no bioma Mata Atlântica.

- Entrar em contato com o órgão gestor da Rebio União, a fim de se estimar os sobrecustos resultantes das eventuais compensações e exigências para a implantação da LT planejada na zona de amortecimento dessa unidade de conservação.

- Não sobrepor o traçado ao Depósito Central de Munição do Exército (DCMun) e afastar, na medida do possível, dessa área militar.

- Evitar sobreposição com os dois projetos de assentamentos presentes no corredor, sempre que possível.
- Evitar interferência com os 18 sítios arqueológicos situados no corredor.
- Buscar obter junto ao Iphan a localização dos sítios arqueológicos não georreferenciados e cadastrados por esse Instituto que se localizam nos municípios abrangidos pelo corredor, de forma a evitar interferência sobre os mesmos.
- Minimizar interferências com processos minerários, especialmente aqueles em estágio mais avançado.
- Desviar o traçado dos pequenos núcleos urbanos existentes ao longo do corredor.
- Evitar interferências com habitações e benfeitorias que se localizam nas propriedades rurais distribuídas ao longo do corredor.
- Buscar obter informações sobre a existência de cavernas não relacionadas na base de dados do Cecav, em função da elevada potencialidade espeleológica na região da SE Lagos. Caso aplicável, evitar interferência com as cavernas.
- Buscar obter junto ao Incra e à Fundação Cultural Palmares (FCP) a existência de demarcação das duas comunidades quilombolas certificadas em Areal e Petrópolis e evitar interferência direta com as mesmas com essas áreas.
- Identificar, por meio de entrevistas (não sistemáticas), software Google Earth, websites de prefeituras municipais e outros recursos da Internet, locais de relevante valor paisagístico e histórico/arquitetônico e outras áreas de turismo e lazer na área do corredor (feições peculiares do relevo, como serras escarpadas e maciços rochosos; cachoeiras e piscinas naturais formadas nos rios; trechos de corredeiras, sedes de antigas fazendas, regiões de sítios de lazer etc.); relacionar e mapear esses locais; e desviar a diretriz da LT dessas áreas.
- Estudar criteriosamente o traçado nas APCBs indicadas para criação de unidade de conservação e de mosaico/corredor.

4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANAC. Agência Nacional de Aviação Civil, 2017. Lista de Aeródromos Privados e Lista de Aeródromos Públicos. Disponível em: http://www.anac.gov.br/assuntos/setor-regulado/aerodromos. Acesso em: dezembro de 2017.

ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica, 2018. Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico - SIGEL. Disponível em: https://sigel.aneel.gov.br/Down/. Acesso em: março de 2018.

Campos dos Goytacazes. Plano Diretor do Município de Campos dos Goytacazes. Câmara Municipal de Campos dos Goytacazes, RJ, 2007.

CECAV. Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas, 2012. Mapa brasileiro de potencialidade de ocorrência de cavernas no Brasil, na escala 1:2.500.000. Disponível em: http://www.icmbio.gov.br/cecav/projetos-e-atividades/potencialidade-de-ocorrencia-de-cavernas.html. Acesso em: dezembro de 2017.

_____. Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas, 2018. Base de Dados Geoespacializados de Cavidades Naturais Subterrâneas Brasileiras. Disponível em: http://www.icmbio.gov.br/cecav/canie.html. Acesso em: janeiro de 2018.

CONAB. Companhia Nacional de Abastecimento. Acompanhamento da safra brasileira de cana-de-açúcar. – v. 1 – Brasília : Conab, 2018. Disponível em: https://www.conab.gov.br/info-agro/safras/cana/boletim-da-safra-de-cana-de-acucar/item/download/17026_e0504d08aca77ee13e86c2e7e7f43424. Acesso em: julho de 2018.

CPRM. Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais, 2010. Mapa de Declividade em Percentual do Relevo Brasileiro. Disponível em: http://www.cprm.gov.br/publique/Gestao-Territorial/Geodiversidade/Mapa-de-Declividade-em-Percentual-do-Relevo-Brasileiro-3497.html Acesso em: dezembro de 2017.

RIO DE JANEIRO (Estado). Decreto nº 40.909, de 17 de agosto de 2007. Dispõe sobre a Reserva Particular do Patrimônio Natural – RPPN – como unidade de conservação de proteção integral no território do Estado do Rio de Janeiro, estabelece critérios e procedimentos administrativos para a sua criação e estímulos e incentivos para a sua implementação e determina outras providências.

RIO DE JANEIRO (Estado). Lei no 5.990, de 20 de junho de 2011. Dispõe sobre a eliminação gradativa da queima da palha da cana-de-açúcar e dá outras providências.

DNPM. Departamento Nacional de Produção Mineral, 2018. Processos Minerários (arquivos vetoriais). Disponível em: http://www.dnpm.gov.br/assuntos/ao-minerador/sigmine. Acesso em: março de 2018.

DOU. Diário Oficial da União, 2016. Figura da rodovia RJ-244 (planejada). Ano XLII – N° 100 – Parte I. Rio de Janeiro, 03 de junho de 2016.

EB. Exército Brasileiro, 2015. Diretoria de Patrimônio Imobiliário e Meio Ambiente – DPIMA. Base Cartográfica do Depósito Central de Munição (DCMun) [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por <carina.siniscalchi@epe.gov.br em 24 de maio de 2015.

ELETROBRAS. Centrais Elétricas Brasileiras, 2011. Mapoteca de Unidades de Conservação. [DE/EG/EGA]. Rio de Janeiro, versão: fevereiro de 2011.

EMBRAPA. Empresa Brasilieira de Pesquisa Agropecuária. Identificação, mapeamento e quantificação das áreas urbanas do Brasil. Disponível em: http://www.sgte.embrapa.br/produtos/dados/COT04_Areas_Urbanas_Brasil.zip. Acesso em: julho de 2017.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética, 2014. Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário – PEMAT 2022. Disponível em: http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-da-malha-de-transporte-dutoviario-pemat/plano-decenal-de-expansao-da-malha-de-transporte-dutoviario-pemat-2022. Acesso em: março de 2018.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética, 2016. Nota técnica 06/2016 – Análise socioambiental do atendimento à região de Campos (Relatório R1).

___. Empresa de Pesquisa Energética, 2018a. Base Georreferenciada de Linhas de Transmissão e Subestações. Disponível em: https://gisepeprd.epe.gov.br/webmapepe/. Acesso em: janeiro de 2018.

___. Empresa de Pesquisa Energética, 2018b. Nota técnica 010/2018 – Análise socioambiental do estudo para atendimento à Zona da Mata Mineira e Região da Mantiqueira (Relatório R1).

FCP. Fundação Cultural Palmares, 2018. Certidões expedidas às comunidades remanescentes de quilombos atualizadas até a Portaria n° 45/2018, publicada no DOU de 05/03/2018. Disponível em: http://www.palmares.gov.br/comunidades-remanescentes-de-quilombos-crqs. Acesso em: março de 2018.

FSOSMA e Inpe. Fundação SOS Mata Atlântica & Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2014. Atlas dos Remanescentes Florestais de Mata Atlântica 2012/2013. Disponível em: http://mapas.sosma.org.br/. Acesso em: maio de 2016.

FUNAI. Fundação Nacional do Índio, 2018. Base Cartográfica Delimitação das Terras Indígenas do Brasil. Disponível em: http://www.funai.gov.br/index.php/shape. Acesso em: fevereiro de 2018.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2016. Base Cartográfica Integrada ao Milionésimo. Disponível em: www.ibge.gov.br. Acesso em: dezembro de 2017.

ICMBio. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade. Base de dados de Reserva Particular do Patrimônio Natural (RPPN). Disponível em: http://sistemas.icmbio.gov.br/simrppn/publico/. Acesso em: novembro de 2017.

____. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, 2008. Reserva Biológica União: Plano de Manejo – Encarte 2-Análise da Região da Unidade de Conservação. Rio de Janeiro, 2008. Disponível em: http://www.icmbio.gov.br/portal/images/stories/imgsunidades-coservacao/ENCARTE% 202_rebio.pdf. Acesso em: janeiro de 2018.

IEMA. Instituto Estadual do Meio Ambiente e Recursos Hídricos do Espírito Santo. Mapeamento do Uso e Cobertura do Solo 2012-2015, escala 1:25.000. Disponível em: https://geobases.es.gov.br/links-para-mapes121. Acesso em: julho de 2018.

IEG/FNP. Análise do Mercado de Terras, Relatório Bimestral, Edição 82, 2018.

INCRA. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2018. Mapa de Projetos de Assentamento. Disponível em: http://acervofundiario.incra.gov.br/i3geo/ogc/index.php#. Acesso em: janeiro de 2018.

_____. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2017. Mapa de Terras Quilombolas. Disponível em: http://acervofundiario.incra.gov.br/i3geo/ogc/index.php#. Acesso em: dezembro de 2017.

INEA. Instituto Estadual do Ambiente do Rio de Janeiro, 2018. GeoINEA: Base de Dados Geoespaciais. Unidades de Conservação Estaduais e Municipais. Disponível em: < https://inea.maps.arcgis.com/apps/MapSeries/index.html?appid=00cc256c620a4393b3d04d2c34acd9ed>. Acesso em: julho de 2018.

____. Instituto Estadual do Ambiente do Rio de Janeiro, 2010. Mapeamento de uso e cobertura do solo do estado do Rio de Janeiro 2010, escala 1:100.000. Disponível em: http://www.inea.rj.gov.br/Portal/MegaDropDown/EstudosePublicacoes/EstadodoAmbiente/index.htm&lang.

IPHAN. Instituto Nacional do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2018a. Sítios Arqueológicos Georreferenciados. Disponível em: http://portal.iphan.gov.br/pagina/detalhes/1227. Acesso em: julho de 2018.

_____. Instituto Nacional do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2018b. Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos CNSA / SGPA. Disponível em: http://portal.iphan.gov.br/sgpa/?consulta=cnsa. Acesso em: março de 2018.

Masterplan Consultoria de Projetos e Meio Ambiente, 2015. Relatório de Impacto Ambiental para Implantação do Empreendimento CLIMA - Complexo Logístico & Industrial de Macaé, RJ. Rio de Janeiro, 2015.

MMA. Ministério do Meio Ambiente, 2007. Mapa das Áreas Prioritárias para a Conservação, Uso Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira – Probio. Disponível em: http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm. Acesso: dezembro de 2017.

_____. Ministério do Meio Ambiente, 2018. Mapa de Unidades de Conservação Federais e Estaduais. Disponível em: http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm. Acesso em: janeiro de 2018.

MRO. Município de Rio das Ostras, 2006. Lei complementar n°004/2006 – Dispõe sobre Plano Diretor, o sistema e o processo de planejamento e gestão do desenvolvimento urbano do Município de Rio das Ostras. Disponível em: http://www.riodasostras.rj.gov.br/. Acesso em: janeiro de 2018.

UDOP. União dos Produtores de Bioenergia. Valores de ATR e Preço da Tonelada de Cana-de-Açúcar - Consecana do Estado de São Paulo, 2018. Disponível em: http://www.udop.com.br/cana/tabela_consecana_saopaulo.pdf. Acesso em: julho de 2018.

USGS. United States Geological Survey, 2012. Advanced Spaceborne Thermal Emission and Reflection Radiometer (ASTER). Disponível em http://gdex.cr.usgs.gov/gdex/. Acesso em: junho de 2012.

5. APÊNDICES

APÊNDICE A – Síntese dos principais aspectos socioambientais ao longo do corredor da LT 500 kV Campos 2 – Mutum CD

<table>
<tr><th colspan="3">Infraestruturas</th></tr>
<tr><td colspan="2">■ Linhas de Transmissão Existentes
Quantidade: 7
Identificação: LT 345 kV Campos dos Goytacazes - Macaé Marchant C1,
LT 345 kV Campos dos Goytacazes - Macaé Marchant C2,
LT 345 kV Campos dos Goytacazes - Viana C1,
LT 345 kV Campos dos Goytacazes - Vitória C1,
LT 345 kV Padre Fialho - Vitória C1,
LT 345 kV Campos dos Goytacazes - Macaé Marchant C3, e
LT 500 kV Mesquita - Viana 2 C1
Fonte dos dados: EPE (2018a)</td><td>■ Linhas de Transmissão Planejadas
Quantidade: 5
Identificação: LT 500 kV Mutum - Rio Novo do Sul, C1
LT 500 kV Governador Valadares 6 - Mutum, C1
SECC LT 500 kV Mesquita - Viana 2, C1, na SE Mutum
SECC LT 500 kV Mesquita - Viana 2, C1, na SE Mutum
LT 345 kV Açu - Campos, C1 e C2 (CD)
Fonte dos dados: EPE (2018a)</td></tr>
<tr><td>■ Rodovias Existentes
Quantidade: 26
Identificação: BR-101, BR-262, BR-356, BR-356, BR-393, BR-482, BR-484, BR-492, ES-177, ES-181 ES-289, ES-297, ES-379, ES-391, ES-472, ES-484, MG-108, RJ-158, RJ-204, RJ-204, RJ-208, RJ-216, RJ-228, RJ-230, RJ-236
Fonte dos dados: IBGE (2016)</td><td>■ Rodovias Planejadas
Quantidade: 2
Identificação: RJ-194 e RJ-244
Fonte dos dados: IBGE (2016) e DOU (2016)</td><td>■ Ferrovias
Quantidade: 1
Identificação: Ferrovia Centro Atlântica S.A.
Fonte dos dados: IBGE (2016)</td></tr>
<tr><td>■ Dutos
Quantidade: 2
Identificação: Gascam e Gascav
Fonte dos dados: EPE (2014)</td><td>■ Aeródromos
Quantidade: 1
Identificação: Vila de Tocos
Fonte dos dados: Anac (2017)</td><td>□ Áreas Militares
Quantidade: -
Identificação:
Fonte dos dados: IBGE (2016)</td></tr>
</table>

Principais Cursos d´Água	Cavidades Naturais Subterrâneas
Quantidade: 5 Identificação: Rios Paraíba do Sul, Itapemirim, Muriaé, Itabapoana, Norte Fonte dos dados: IBGE (2016)	Quantidade: - Identificação/Município: Fonte dos dados: Cecav (2018)
Unidades de Conservação (UCs)	
□ Uso Sustentável Quantidade: - Identificação (Esfera): Fonte dos dados: MMA (2018), ICMBio (2017) e Eletrobras (2011)	□ Proteção Integral Quantidade: - Identificação (Esfera): Fonte dos dados: MMA (2018), ICMBio (2017) e Eletrobras (2011)
Sobreposição e Proximidade com Terras Indígenas	
□ Sobreposição a terras indígenas Quantidade: - Identificação: Fonte dos dados: Funai (2018)	□ Proximidade (limites estabelecidos no Anexo I da Portaria 60/2015) Quantidade: - Identificação: Fonte dos dados: Funai (2018)
Sobreposição ou Proximidade com Terras Quilombolas / Comunidades Remanescentes de Quilombos Certificadas	
□ Sobreposição a terras quilombolas (RTID) Quantidade: - Identificação: Fonte dos dados: Incra (2017)	□ Proximidade com terras quilombolas (limites estabelecidos no Anexo I da Portaria 60/2015) Quantidade: - Identificação: Fonte dos dados: Incra (2017)

□ Interferência direta em comunidades remanescentes de quilombos certificadas

Quantidade: 7 não georreferenciadas. a verificar se há sobreposição com o corredor

Município/Identificação: Campos dos Goytacazes: Conceição de Imbé, Cambucá, Aleluia, Batatal, Sossego e Lagoa Feia; Mutum: Caravelas

Fonte dos dados: FCP (2018)

Projetos de Assentamento

Quantidade: 7

Identificação (Município): PA Paraíso (Campos dos Goytacazes); PAs União, Palestrina, Cachoeira das Garças e Ernesto Che Guevara (Mimoso do Sul); PAs Ouro Verde (Muniz Freire) e Monte Alegre (Muqui).

Fonte dos dados: Incra (2018)

Sítios Arqueológicos Georreferenciados

Quantidade: 13

Identificação/Município: Campos dos Goytacazes: Campos dos Goytacazes 5, Campos dos Goytacazes 2, Campos dos Goytacazes 4, Sítio da Cancela, São Marcos, Usina Santa Cruz, Curral Velho, Fazenda Santa Rita, Sambaqui do Rio Preto; Alegre: Santa Fé 2; Jerônimo Monteiro: Gironda 1 e Sítio Gironda 2; e Mutum: Ambrósio

Fonte dos dados: (Iphan, 2018a)

Processos Minerários

Tabela da sobreposição do corredor com processos minerários nas fases de concessão de lavra, requerimento de lavra e autorização de pesquisa, por substância

	Fase		
Substância	Concessão de Lavra	Requerimento De Lavra	Autorização de pesquisa
Água mineral	1	1	
Areia	1	1	22
Argila			16
Bauxita	10	3	1
Berilo	1	1	
Caulim			9

Charnoquito		3	
Columbita	1		
Dado não cadastrado			
Diorito		1	1
Feldspato		1	2
Gnaisse		1	6
Granito	12	43	127
Granito ornamental		3	
Granodiorito		1	
Ilmenita			1
Migmatito		1	1
Minério de alumínio		1	1
Minério de ouro			11
Ouro		1	3
Saibro			17
Turfa			6
Zirconita			1
TOTAL	**26**	**62**	**225**

Fonte de dados: DNPM (2018)

APÊNDICE B – Síntese dos principais aspectos socioambientais ao longo do corredor da LT 500 kV Campos 2 – Lagos CD

<table>
<tr><th colspan="3">Infraestruturas</th></tr>
<tr><td colspan="2">■ Linhas de Transmissão Existentes
Quantidade: 9
Identificação: LT 345 kV UTE Norte Fluminense - Macaé Merchant C1,
LT 345 kV UTE Norte Fluminense - Macaé Merchant C2,
LT 345 kV UTE Mário Lago (Macaé Merchant) - Macaé Merchant C1,
LT 345 kV UTE Mário Lago (Macaé Merchant) - Macaé Merchant C2,
LT 345 kV Campos dos Goytacazes - Macaé Marchant C1,
LT 345 kV Campos dos Goytacazes - Macaé Marchant C2,
LT 345 kV Adrianópolis - Macaé Merchant C1,
LT 345 kV Macaé Merchant - Venda das Pedras C1 e
LT 345 kV Campos dos Goytacazes - Macaé Marchant C3
Fonte dos dados: EPE (2018a)</td><td>■ Linhas de Transmissão Planejadas
Quantidade: 4
Identificação: SECC LT 345 kV Comperj - Macaé, C1, na SE Lagos, LT 345 kV
Lagos - Macaé Merchant, C1, LT 345 kV Açu - Campos, C1 e C2 (CD) e
LT 345 kV Leopoldina 2 - Lagos
Fonte dos dados: EPE (2018a)</td></tr>
<tr><td>■ Rodovias Existentes
Quantidade: 9
Identificação: BR-101, RJ-106, RJ-168, RJ-180,
RJ-182, RJ-196, RJ-208, RJ-216, RJ-236
Fonte dos dados: IBGE (2015)</td><td>■ Rodovias Planejadas
Quantidade: 1
Identificação: RJ-244
Fonte dos dados: DOU (2016)</td><td>■ Ferrovias
Quantidade: 1
Identificação: Ferrovia Centro Atlântica S.A.
Fonte dos dados: IBGE (2016)</td></tr>
<tr><td>■ Dutos
Quantidade: 7
Identificação: Gascam, Gascav, Gasduc – I,
Gasduc – II, Gasduc-III, Osduc-I e Osduc-II
Fonte dos dados: EPE (2014)</td><td>■ Aeródromos
Quantidade: 1
Identificação: Vila de Tocos
Fonte dos dados: Anac (2017)</td><td>□ Áreas Militares
Quantidade: -
Identificação:
Fonte dos dados: IBGE (2016)</td></tr>
</table>

Principais Cursos d´Água	Cavidades Naturais Subterrâneas
Quantidade: 2 Identificação: Rio do Urubu e rio Macaé Fonte dos dados: IBGE (2009)	Quantidade: - Identificação/Município: Fonte dos dados: CECAV (2018)
Unidades de Conservação (UCs)	
□ Uso Sustentável Quantidade: 4 Identificação: APA do Procura, APA da Bacia do Rio São João Áreas Protegidas Municipais de Rio das Ostras (Serra do Pote e Serra do Segredo) Fonte dos dados: MMA (2018), ICMBio (2017), Eletrobras (2011), Inea (2018) e MRO (2006).	□ Proteção Integral Quantidade: - Identificação (Esfera): Fonte dos dados: MMA (2018), ICMBio (2017) e Eletrobras (2011) e Inea (2018)
Sobreposição e Proximidade com Terras Indígenas	
□ Sobreposição a terras indígenas Quantidade: - Identificação: Fonte dos dados: Funai (2018)	□ Proximidade (limites estabelecidos no Anexo I da Portaria 60/2015) Quantidade: - Identificação: Fonte dos dados: Funai (2018)
Sobreposição ou Proximidade com Terras Quilombolas / Comunidades Remanescentes de Quilombos Certificadas	
□ Sobreposição a terras quilombolas (RTID) Quantidade: - Identificação: Fonte dos dados: Incra (2017)	□ Proximidade com terras quilombolas (limites estabelecidos no Anexo I da Portaria 60/2015) Quantidade: - Identificação: Fonte dos dados: Incra (2017)

□ Interferência direta em comunidades remanescentes de quilombos certificadas

Quantidade: 7 não georreferenciados. A verificar se há sobreposição com o corredor

Município/Identificação: Campos dos Goytacazes: Conceição de Imbé, Cambucá, Aleluia, Batatal, Sossego e Lagoa Feia; Quissamã: Machadinha

Fonte dos dados: FCP (2018)

Projetos de Assentamento

Quantidade: 2

Identificação (Município): PA Cantagalo (Conceição de Macabu) e PA Capelinha (Rio das Ostras)

Fonte dos dados: Incra (2018)

Sítios Arqueológicos Georreferenciados

Quantidade: 15

Identificação/Município: Campos dos Goytacazes: Lannes, Doze Irmãos, Sítio Arqueológico do KM 101, Fazenda Santa Rita; Carapebus: Capelinha do Amparo, Sítio Arqueológico do Km 135 da BR 101 e Sítio Arqueológico do Km 132; Conceição de Macabu: Macabu I, Macabu II e Sítio Fazenda Saco; Macaé: Jaqueira, Angilito e Sítio Sapê; Rio das Ostras: Coqueiro e Sítio da Jaqueira

Fonte dos dados: (Iphan, 2018a)

Processos Minerários

Tabela da sobreposição do corredor com processos minerários nas fases de concessão de lavra, requerimento de lavra e autorização de pesquisa, por substância

	Fase		
Substância	Concessão de Lavra	Requerimento De Lavra	Autorização de pesquisa
Água mineral	1	2	1
Areia			24
Argila			23
Gnaisse		4	4
Granito	1	1	10

Minério de ouro			1
Saibro	1	5	8
Sapropelito			4
Turfa			6
TOTAL	**3**	**12**	**81**

Fonte de dados: DNPM (2018)

APÊNDICE C - Indicação dos principais aspectos socioambientais ao longo do corredor da LT 500 kV Terminal Rio - Lagos CD

<table>
<tr><th colspan="3">Infraestruturas</th></tr>
<tr><td colspan="2">■ Linhas de Transmissão Existentes
Quantidade: 8
Identificação: LT 500 kV Taubaté - Nova Iguaçu, C1, LT 500 kV Adrianópolis - Cachoeira Paulista C1, LT 500 kV Adrianópolis - Resende C1, LT 500 kV UTE Baixada Fluminense - Cachoeira Paulista C1, LT 345 kV Adrianópolis - Itutinga C1 LT 345 kV Adrianópolis - Itutinga C2, LT 345 kV Adrianópolis - Macaé Merchant C1 e LT 345 kV Macaé Merchant - Venda das Pedras C1
Fonte dos dados: EPE (2018a)</td><td>■ Linhas de Transmissão Planejadas
Quantidade: 9
Identificação: LT 345 kV Lagos - Macaé Merchant, C1, LT 345 kV Leopoldina 2 – Lagos, LT 500 kV Fernão Dias - Terminal Rio, C1, LT 500 kV Nova Iguaçu - Terminal Rio, C1 e C2 (CD), LT 800 kV CC Xingu - Terminal Rio,
Secc. LT 345 kV Comperj - Macaé, C1, na SE Lagos,
Secc. LT 500 kV Adrianópolis - Cachoeira Paulista C1, na SE Terminal Rio,
Secc. LT 500 kV Adrianópolis - Resende C1, na SE Terminal Rio e
Secc. LT 500 kV Cachoeira Paulista - Adrianópolis, C1 e C2, na SE Terminal Rio
Fonte dos dados: EPE (2018a)</td></tr>
<tr><td>■ Rodovias Existentes
Quantidade: 22
Identificação: BR-040, BR-101, BR-116, BR-492, BR-493, RJ-114, RJ-115, RJ-116, RJ-117, RJ-121, RJ-123, RJ-125, RJ-127, RJ-129, RJ-134, RJ-146, RJ-148, RJ-150, RJ-152, RJ-156, RJ-162, RJ-168
Fonte dos dados: IBGE (2016)</td><td>■ Rodovias Planejadas
Quantidade: 1
Identificação: RJ-093
Fonte dos dados: IBGE (2016)</td><td>■ Ferrovias
Quantidade: 2
Identificação: Ferrovia Centro Atlântica S.A.e MRS – Logística S.A.
Fonte dos dados: IBGE (2016)</td></tr>
<tr><td>■ Dutos
Quantidade: 12
Identificação: Campinas - Rio, Gasbel, Gasduc I, Gasduc II, Gasduc III, Gasvol, Orbel I,
Orbel II, Osduc I, Osduc II, Osrio 16 e Osvol 10
Fonte dos dados: EPE (2014)</td><td>□ Aeródromos
Quantidade: -
Identificação:
Fonte dos dados: Anac (2017)</td><td>■ Áreas Militares
Quantidade: 1
Identificação: Depósito Central de Munição (DCMun)
Fonte dos dados: EB (2015)</td></tr>
</table>

Principais Cursos d´Água	Cavidades Naturais Subterrâneas
Quantidade: 5 Identificação: Rios Piabanha, Preto, Macaé, Guandu e Piraí Fonte dos dados: IBGE (2016)	Quantidade: - Identificação/Município: Fonte dos dados: CECAV (2018)

Unidades de Conservação (UCs)	
■ Uso Sustentável Quantidade: 12 Identificação: APA da Bacia do Sana, APA Vale Fagundes, APA Vale do Piabanha, APA Vale da Lagoa do Morro Grande, APA Itaguaí Itingussu Espigão Taquara, APA Maravilha, APA Bemposta, APA Nossa Senhora de Aparecida, APA Rainha das Águas, APA Nossa Senhora de Aparecida, APA da Bacia do Rio São João - Mico Leão e APA Avelar Fonte dos dados: MMA (2018), ICMBio (2017), Eletrobras (2011) e Inea (2018)	■ Proteção Integral Quantidade: 25 Identificação: Estação Ecológica Monte das Flores, Monumento Natural Pedra das Flores, Parque Ecológico Municipal Fazenda Atalaia, Parque Natural Municipal Araponga, Parque Natural Municipal do Curió, Parque Natural Municipal Rocha Negra, Parque Natural Municipal Vereda Sertãozinho, Reserva Biológica da União, Reserva Biológica do Dindi, RPPN Alto da Boa Vista - Resgate VIII, RPPN Gaia, RPPN Jornalista Antenor Novaes, RPPN Nossa Senhora Aparecida, RPPN Reserva Serra do Caramandu, RPPN do Sítio Santa Cruz, RPPN Sete Flechas, RPPN Sítio São Pedro, RPPN Rica Paulo de Frontin, RPPN Estela, RPPN Mario e Alba Corral, RPPN Grota do Sossego, RPPN Santa Clara, RPPN Sítio Picada, RPPN Fazenda Miosótis e RPPN Vale do Sossego Fonte dos dados: MMA (2018), ICMBio (2017), Eletrobras (2011) e Inea (2018) Obs.: Conforme Decreto Estadual nº 40.909/2007, no território do estado do Rio de Janeiro, as RPPNs são categorizadas como unidades de conservação de proteção integral.

Sobreposição e Proximidade com Terras Indígenas	
□ Sobreposição a terras indígenas Quantidade: - Identificação: Fonte dos dados: Funai (2018)	□ Proximidade (limites estabelecidos no Anexo I da Portaria 60/2015) Quantidade: - Identificação: Fonte dos dados: Funai (2018)

Sobreposição ou Proximidade com Terras Quilombolas / Comunidades Remanescentes de Quilombos Certificadas	
□ Sobreposição a terras quilombolas (RTID) Quantidade: - Identificação: Fonte dos dados: Incra (2017)	□ Proximidade com terras quilombolas (limites estabelecidos no Anexo I da Portaria 60/2015) Quantidade: - Identificação: Fonte dos dados: Incra (2017)
□ Interferência direta em comunidades remanescentes de quilombos certificadas Quantidade: 2 não georreferenciados. A verificar se há sobreposição com o corredor Município/Identificação: Areal: Boa Vista e em Petrópolis: Tapera Fonte dos dados: FCP (2018)	
Projetos de Assentamento	
Quantidade: 2 Identificação (Município): PA Sabugo (Paracambi) e PA Cantagalo (Rio das Ostras) Fonte dos dados: Incra (2018)	
Sítios Arqueológicos Georreferenciados	
Quantidade: 18 Identificação/Município: Bom Jardim: Fazenda Boa Vista, Sítio dos Tardim e Sítio Histórico Aconchego; Macaé: Jaqueira; Paracambi: Coroado I, Coroado II, Ribeirão das Lajes I, Ribeirão das Lajes II, Ribeirão das Lajes III e Ribeirão das Lajes IV; Paty dos Alferes: Capela de N. S. da Conceição do Caminho Novo e Fazenda Freguesia; Piraí: Cacaria; Rio das Ostras: Coqueiro, Sítio da Jaqueira e Sítio do Salgado; e Vassouras: Pedra de João Moleque. Fonte dos dados: (Iphan, 2018a)	
Processos Minerários	
Tabela da sobreposição do corredor com processos minerários nas fases de concessão de lavra, requerimento de lavra e autorização de pesquisa, por substância	

	Fase		
Substância	Concessão de Lavra	Requerimento De Lavra	Autorização de pesquisa
Água mineral	8	4	17
Areia	1	2	34
Areia p/ vidro			
Argila			3
Caulim		2	2
Gipsita			
Gnaisse		3	11
Granito	1	7	21
Minério de ouro	1		4
Saibro		1	10
Turfa			2
TOTAL	**11**	**19**	**104**

Fonte de dados: DNPM (2018)

APÊNDICE D – TABELA DE COMPARAÇÃO DA SE 500 kV CAMPOS 2 – RELATÓRIO R1 / RELATÓRIO R3

SE 500 kV Campos 2	
Tabela 1 – Comparação da localização da SE (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da localização da SE (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
No caso de localização da SE Campos 2 em local diferente do indicado no Relatório R1, indicar justificativa(s):	
1. Anexar mapa indicando a localização proposta para a SE Campos 2 no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram essa localização. 2. Coordenadas da localização proposta para a SE Campos 2: 3. Anexar arquivo kmz da localização da subestação	
Pontos notáveis verificados no Relatório R3, não identificados no Relatório R1	
Recomendações do Relatório R1 e atendimento no Relatório R3	
Recomendações do R1	**Foi atendida a recomendação? Em caso negativo, favor justificar.**
1. Selecionar terrenos para a SE Campos 2 com as seguintes dimensões: 750 x 415 metros (311.250 m²).	
2. Avaliar as possíveis interferências da localização da SE Campos 2 e linhas associadas sobre o Aeródromo Vila de Tocos.	
3. Avaliar a situação dos processos minerários situados na região proposta para indicação de terrenos para a SE Campos 2.	
4. Atentar para o traçado da rodovia RJ-244 (planejada) que compõe o Corredor Logístico Rodoviário ao Porto do Açu/Distrito Industrial de São João da Barra. Verificar eventuais obras adicionais relacionadas ao Corredor Logístico.	

APÊNDICE E – Tabela de comparação da LT 500 kV Campos 2 - Mutum C1 C2

LT 500 kV Campos 2 - Mutum C1 C2	
Tabela 1 - Comparação da diretriz da LT (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da diretriz da linha de transmissão (R3) com o corredor estudado no R1	
Extensão do eixo do corredor (R1): 230 km	Extensão da diretriz da LT (R3):
Variação da extensão e principal(ais) motivos:	
A diretriz está inteiramente inserida no corredor?	
No caso de não inserção da diretriz do R3 no corredor do R1, informar os motivos:	
1 - Anexar o mapa contendo o corredor estudado no Relatório R1 e a diretriz proposta no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram a diretriz. 2 - Encaminhar arquivo digital da diretriz definida no R3 (formato KML ou *shapefile*).	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	**Foi atendida a recomendação? Em caso negativo, favor justificar.**
1. Desviar, na medida do possível, dos remanescentes de vegetação nativa sobrepostos pelo corredor, observando-se a presença de Áreas de Preservação Permanente e que o corredor está inserido no polígono de abrangência da Lei da Mata Atlântica (Lei nº 11.428/06, regulamentada pelo Decreto nº 6.660/08), que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa no bioma Mata Atlântica.	
2. Evitar sobreposição com os seis projetos de assentamentos presentes no corredor, sempre que possível.	
3. Desviar o traçado dos pequenos núcleos urbanos existentes ao longo do corredor.	
4. Evitar interferência com áreas de silvicultura, atentando-se para os locais onde há concentração desta atividade nos trechos central e norte do corredor.	
5. Evitar interferência com os 13 sítios arqueológicos georreferenciados na área do corredor.	
6. Buscar obter junto ao Iphan a localização dos sítios arqueológicos não georreferenciados e cadastrados por esse Instituto que se localizam nos municípios de Campos dos Goytacazes, Muqui, Alegre e Muniz Freire, de forma a evitar interferência sobre os	

mesmos.	
7. Buscar obter junto ao Incra e à Fundação Cultural Palmares (FCP) a existência de demarcação das sete comunidades quilombolas nos municípios interceptados pelo corredor e evitar interferência direta com essas áreas.	
8. Buscar obter informações sobre a existência de cavernas não relacionadas na base de dados do Cecav, em especial nos trechos central e norte do corredor.	
9. Identificar, por meio de entrevistas (não sistemáticas), software Google Earth, websites de prefeituras municipais e outros recursos da Internet, os locais de relevante valor paisagístico e histórico/arquitetônico e outras áreas de turismo e lazer na área do corredor (feições peculiares do relevo, cachoeiras, sedes de antigas fazendas e outros); relacionar e mapear esses locais; e desviar a diretriz da LT dessas áreas.	
10. Avaliar a melhor alternativa de local para a travessia do rio Paraíba do Sul.	
11. Atentar para o traçado da rodovia RJ-244 (planejada), que compõe o Corredor Logístico Rodoviário ao Porto do Açu/Distrito Industrial de São João da Barra. Verificar eventuais obras adicionais relacionadas ao Corredor Logístico.	
12. Se possível, evitar interferência nas APCBs indicadas para criação de unidade de conservação e de mosaico/corredor.	

APÊNDICE F – Tabela de comparação da LT 500 kV Campos 2 - Lagos C1 C2

LT 230 kV Campos 2 - Lagos C1 C2	
Tabela 1 - Comparação da diretriz da LT (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da diretriz da linha de transmissão (R3) com o corredor estudado no R1	
Extensão do eixo do corredor (R1): 100 km	Extensão da diretriz da LT (R3):
Variação da extensão e principal(ais) motivos:	
A diretriz está inteiramente inserida no corredor?	
No caso de não inserção da diretriz do R3 no corredor do R1, informar os motivos:	
1 - Anexar o mapa contendo o corredor estudado no Relatório R1 e a diretriz proposta no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram a diretriz. 2 - Encaminhar arquivo digital da diretriz definida no R3 (formato KML ou *shapefile*).	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	**Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.**
1. Para definição do melhor local para conexão dos circuitos planejados na SE Lagos, interagir com a equipe de elaboração do R4 e considerar que nessa mesma subestação se conectarão dois circuitos em 500 kV que seguem para a SE Terminal Rio, um circuito exclusivo da UTE Vale Azul II também em 500 kV, dois circuitos em 345 kV, um para a SE Leopoldina 2 (em estudo pela EPE) e outro para SE Macaé Merchant, além do seccionamento da LT 345 kV Comperj - Macaé, C1, na SE Lagos.	
2. Evitar interferência direta com os dois projetos de assentamento abrangidos pelo corredor.	
3. Entrar em contato com o órgão gestor da Rebio União, a fim de se estimar os sobrecustos resultantes das eventuais compensações e exigências requisitadas para a implantação da LT planejada na zona de amortecimento dessa unidade de conservação.	
4. Desviar, sempre que possível, das áreas protegidas apontadas pelo Plano Diretor de Rio das Ostras (considerando sua eventual atualização), assim como evitar interferência com as APPs, onde há presença de vegetação nativa, priorizando-se as áreas já antropizadas e atentando-se para a Lei da	

Mata Atlântica.	
5. Evitar interferência com os 15 sítios arqueológicos georreferenciados na área do corredor.	
6. Buscar obter junto ao Iphan a localização dos sítios arqueológicos não georreferenciados e cadastrados por esse Instituto que se localizam nos municípios de Campos dos Goytacazes, Carapebus, Conceição de Macabu, Quissamã, Macaé, Rio das Ostras e Santa Maria Madalena, de forma a evitar interferência sobre os mesmos.	
7. Buscar obter junto ao Incra e à Fundação Cultural Palmares (FCP) a existência de demarcação das sete comunidades quilombolas nos municípios interceptados pelo corredor e evitar interferência direta com essas áreas.	
8. Buscar obter informações sobre a existência de cavernas não relacionadas na base de dados do Cecav, em função da elevada potencialidade espeleológica na região da SE Lagos. Caso aplicável, evitar interferência com as cavernas.	
9. Identificar, por meio de entrevistas (não sistemáticas), software Google Earth, websites de prefeituras municipais e outros recursos da Internet, os locais de relevante valor paisagístico e áreas de turismo e lazer na área do corredor (feições peculiares do relevo, cachoeiras e piscinas naturais formadas nos rios, trechos de corredeiras, sedes de antigas fazendas, e outros); relacionar e mapear esses locais; e desviar a diretriz da LT dessas áreas.	
10. Evitar interferência com a zona de proteção do Aeródromo Vila de Tocos, situado no extremo norte do corredor.	
11. Se possível, evitar interferência nas APCBs indicadas para criação de unidade de conservação e de mosaico/corredor.	
12. Atentar para o traçado da rodovia RJ-244 (planejada), que compõe o Corredor Logístico Rodoviário ao Porto do Açu/Distrito Industrial de São João da Barra. Verificar eventuais obras adicionais relacionadas ao Corredor Logístico.	

APÊNDICE G – Tabela de comparação da LT 500 kV Terminal Rio – Lagos C1 C2

LT 500 kV Terminal Rio – Lagos C1 C2	
Tabela 1 - Comparação da diretriz da LT (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da diretriz da linha de transmissão (R3) com o corredor estudado no R1	
Extensão do eixo do corredor (R1): 214 km	Extensão da diretriz da LT (R3):
Variação da extensão e principal(ais) motivos:	
A diretriz está inteiramente inserida no corredor?	
No caso de não inserção da diretriz do R3 no corredor do R1, informar os motivos:	
1 - Anexar o mapa contendo o corredor estudado no Relatório R1 e a diretriz proposta no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram a diretriz. 2 - Encaminhar arquivo digital da diretriz definida no R3 (formato KML ou *shapefile*).	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	**Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.**
1. Desviar a diretriz de traçado das 25 unidades de conservação de proteção integral situadas no corredor. Importa registrar que as RPPNs são categorizadas como UCs de proteção integral no estado do Rio de Janeiro, conforme Decreto Estadual no 40.909/2007.	
2. Buscar junto ao ICMBio, Inea ou prefeituras os limites das RPPNs Jornalista Antenor Novaes e Gaia, situadas, respectivamente, nos municípios de Engenheiro Paulo de Frontin e Bom Jardim.	
3. Para definição do melhor local para conexão dos circuitos planejados na SE Lagos, interagir com a equipe de elaboração do R4 e considerar que nessa mesma subestação se conectarão dois circuitos em 500 kV que seguem para a SE planejada Campos 2, uma LT exclusiva da UTE Vale Azul II também em 500 kV, dois circuitos em 345 kV, um para a SE Leopoldina 2 (em estudo pela EPE) e outro para a SE Macaé Merchant, além do seccionamento da LT 345 kV Comperj – Macaé, C1, na SE Lagos.	
4. Desviar, na medida do possível, dos remanescentes de vegetação nativa sobrepostos pelo corredor, observando-se a presença de Áreas de Preservação Permanente e que o corredor está inserido	

no polígono de abrangência da Lei da Mata Atlântica (Lei nº 11.428/06, regulamentada pelo Decreto nº 6.660/08), que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa no bioma Mata Atlântica.	
5. Entrar em contato com o órgão gestor da Rebio União, a fim de se estimar os sobrecustos resultantes das eventuais compensações e exigências para a implantação da LT planejada na zona de amortecimento dessa unidade de conservação.	
6. Não sobrepor o traçado ao Depósito Central de Munição do Exército (DCMun) e afastar, na medida do possível, dessa área militar.	
7. Evitar sobreposição com os dois projetos de assentamentos presentes no corredor, sempre que possível.	
8. Evitar interferência com os 18 sítios arqueológicos situados no corredor.	
9. Buscar obter junto ao Iphan a localização dos sítios arqueológicos não georreferenciados e cadastrados por esse Instituto que se localizam nos municípios abrangidos pelo corredor, de forma a evitar interferência sobre os mesmos.	
10. Minimizar interferências com processos minerários, especialmente aqueles em estágio mais avançado.	
11. Desviar o traçado dos pequenos núcleos urbanos existentes ao longo do corredor.	
12. Evitar interferências com habitações e benfeitorias que se localizam nas propriedades rurais distribuídas ao longo do corredor.	
13. Buscar obter informações sobre a existência de cavernas não relacionadas na base de dados do Cecav, em função da elevada potencialidade espeleológica na região da SE Lagos. Caso aplicável, evitar interferência com as cavernas.	
14. Buscar obter junto ao Incra e à Fundação Cultural Palmares (FCP) a existência de demarcação das duas comunidades quilombolas certificadas em Areal e Petrópolis e evitar interferência direta com as mesmas com essas áreas.	
15. Identificar, por meio de entrevistas (não sistemáticas), software Google Earth, websites de prefeituras municipais e outros	

recursos da Internet, locais de relevante valor paisagístico e histórico/arquitetônico e outras áreas de turismo e lazer na área do corredor (feições peculiares do relevo, como serras escarpadas e maciços rochosos; cachoeiras e piscinas naturais formadas nos rios; trechos de corredeiras, sedes de antigas fazendas, regiões de sítios de lazer etc.); relacionar e mapear esses locais; e desviar a diretriz da LT dessas áreas.	
16. Estudar criteriosamente o traçado nas APCBs indicadas para criação de unidade de conservação e de mosaico/corredor.	

6. ANEXOS

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Esplanada dos Ministérios - Bloco U, Brasília/DF, CEP 70065-900
Telefone: (61) 2032-5019/5762/5802 / spe@mme.gov.br

Ofício nº 227/2018/SPE-MME

Ao Senhor,
REIVE BARROS DOS SANTOS
Presidente
Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Avenida Rio Branco, 1 – 11º andar
20090-003 – Rio de Janeiro - RJ

Assunto: Elaboração de relatórios técnicos de Detalhamento de Alternativa de Referência (R2), Caracterização da Rede Existente (R4), bem como, Nota Técnica sobre Caracterização e Análise Socioambiental, para preparação do edital de leilão referente aos empreendimentos de transmissão para escoamento do potencial termelétrico dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo.

Caso responda este Ofício, indicar expressamente o Processo nº 48340.001788/2018-84.

Senhor Presidente,

1. Refiro-me ao Ofício nº 0473/EPE/2018, de 2 de maio de 2018, nos quais a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) apresenta suas justificativas para corroborar a indicação ao Poder Concedente das obras de transmissão inerentes ao escoamento do potencial termelétrico dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo.

2. Tendo em vista a urgência que o assunto requer, para que estes empreendimentos sejam inclusos na programação de licitações do ano de 2018, buscando oficializar as tratativas recentes, solicito que a EPE desenvolva os relatórios relacionados na tabela abaixo, incluindo uma revisão da Nota Técnica sobre a Caracterização e Análise Socioambiental que acompanhou o relatório R1, EPE-DEE-RE-029/2018, denominado "*Expansão do sistema de transmissão para escoamento do potencial termelétrico dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo*", de 2 de abril de 2018, com o suporte das concessionárias de transmissão Xingu Rio Transmissora de Energia S.A. (XRTE) e Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A (TAESA) bem como obtenha o Termo de Referência para os estudos necessários para o licenciamento ambiental dos empreendimentos.

Empreendimentos – Linhas de Transmissão	**UF**	**Relatórios**
LT 500 kV Terminal Rio-Lagos - C1 e C2, em circuito duplo	RJ	R2 Complementação da Nota Técnica DEA 008-2018 Termo de Referência (TR) para Lic. Ambiental
LT 500 kV Lagos-Campos 2 – C1 e C2, em circuito duplo	RJ	R2

		Complementação da Nota Técnica DEA 008-2018 TR para Lic. Ambiental
LT 500 kV Campos 2 – Mutum C1 e C2, em circuito duplo	RJ-ES-MG	R2 Complementação da Nota Técnica DEA 008-2018 TR para Lic. Ambiental
Empreendimentos – Subestações	**UF**	**Relatório**
SE 500 kV – Lagos – 4 EL em 500 kV provenientes das subestações Terminal Rio e Campos 2, com reatores de linha fixos 500 kV (Terminal Rio)– 136 Mvar – (6+1) x (-45,33 Mvar); reatores de barra – 200 Mvar - (6+1) x (-66,7 Mvar)	RJ	R4 (Revisão)
SE 500 kV – Campos 2 – 4 EL em 500 kV provenientes das subestações Lagos e Mutum, com reatores de linha fixos 500 kV (Mutum)– 150 Mvar – (6+1) x (-50 Mvar); reatores de barra – 150 Mvar - (6+1) x (-50 Mvar)	RJ	R4

3. Tendo em vista a discussão técnica ocorrida em 17 de maio de 2018, entre a equipe técnica da EPE e da SPE-MME, a qual solicitamos uma avaliação adicional no referido relatório R1 quanto a configuração de circuito duplo diversa daquelas já consideradas no estudo, cuja revisão encontra-se em andamento pela EPE por meio do Ofício nº 0537/EPE/2018, de 30 de maio de 2018, informo que solicitamos à XRTE e à TAESA a elaboração dos relatórios técnicos R3, R4 e de Custos Fundiários para a linha de transmissão em 500 kV, com circuito duplo, em função do exíguo prazo para sua elaboração, o que permitirá a redução dos impactos ambientais, dos custos fundiários (item não financiável com impacto direto na atratividade do lote), a mitigação dos custos de transação na discussão da alternativa tecnológica, conforme a legislação ambiental vigente, bem como a redução do prazo originalmente indicado por esta Secretaria de 60 (sessenta) meses para 48 (quarenta e oito) meses, a depender ainda da manifestação do Governo do Estado do Rio de Janeiro quanto à realização de um plano de gestão diferenciada para a implantação do projeto, incluindo a emissão do termo de referência para licenciamento ambiental das obras, as quais se encontram localizadas inteiramente naquela unidade federada.

4. Nesse sentido, recomendamos a interação com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a XRTE, buscando os elementos que guiaram a análise quanto à mudança na configuração de dois circuitos simples, em 500 kV, entre às Subestações Terminal Rio e Nova Iguaçu, para a uma nova configuração de circuito duplo, como por exemplo, critérios de reforços em fundações e/ou estruturas (% de acréscimo de concreto e aço), resistência a ventos e reforços necessários à configuração de subcondutores/fase.

5. A indicação dos parâmetros elétricos e de desempenho mecânico/elétrico dessas novas linhas são fundamentais para a que a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) possa realizar a elaboração dos anexos técnicos e contratos de concessão, sem direcionar para uma solução específica,

permitindo aos potenciais proponentes da licitação a otimização e inovação nas suas propostas ou até mesmo a proposição de outras soluções equivalentes.

6. Quanto a necessidade da complementação da Nota Técnica DEA 008-2018 de modo a permitir a instrução do primeiro estágio junto ao Tribunal de Contas da União, são apresentados abaixo principais aspectos:

- avaliação de mais de um terreno disponível para alocação da SE Campos 2, preferencialmente com raio de aproximado de 10 km, buscando alternativas com acesso próximo às rodovias (terreno necessário de aprox. 315 mil m²);
- estimativa de valor do m² na região rural de Campos, em função de plantações de cana de açúcar, visando subsidiar a análise fundiária da ANEEL;
- apresentar a extensão do eixo central do corredor estudo para a linha de transmissão, ressalvadas as situações de interferência em áreas legalmente protegidas, que será considerado como traçado referencial da LT;
- identificação ao longo do corredor das principais interferências socioambientais e do local referencial de subestação, utilizando dados secundários ou outras informações disponíveis quanto: aeródromos, gasodutos, oleodutos, rodovias planejadas, cultivos mecanizados, terras indígenas e quilombolas, cavidades naturais e sítios arqueológicos, assentamentos rurais, áreas industriais, áreas licenciadas para exploração minerária, loteamentos/ condomínios, área de proteção ambientais, cursos d´água e nascentes, áreas alagáveis, áreas de plantio (silvicultura, cana de açúcar) e de pastagem, áreas militares;
- indicação dos potenciais trechos de linha de transmissão que podem necessitar de alteamento de torres (ex: travessia de mata nativa, de outras linhas de transmissão existentes ou de rios) ou de reforço de fundação (ex: travessia em áreas alagáveis, substrato rochoso); e
- outras medidas que sejam relevantes para o contexto regional a que se insere o empreendimento, tais como existência de legislação específica ou quaisquer naturezas que gerem sobrecustos ou complicadores de licenciamentos ambiental.

7. Os Termos de Referência para elaboração dos estudos necessários ao licenciamento ambiental tanto no Instituto Estadual do Ambiente (INEA) e Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) para compor o Edital de Licitação são necessários até 31 de outubro de 2018.

8. Ressalto que a data estipulada pela ANEEL para recebimento dos relatórios para que possa incluí-los no segundo leilão de 2018 é 27 de julho próximo, para tanto solicito o máximo de empenho para o envio dos relatórios técnicos antes da data mencionada, preferencialmente, até 20 de julho.

Atenciosamente,

(assinado digitalmente)
EDUARDO AZEVEDO RODRIGUES
Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Documentos Anexos:
I - Ofício 0423/EPE/2018 (SEI nº 0157290).
II - Ofício 0473/EPE/2018 (SEI nº 0165152).
III - Relatório EPE-DEE-RE-029/2018-rev.0 (SEI nº 0153488).
IV - Nota Técnica NT-DEA-008-2018-rev0 (SEI nº 0153497).

Com cópia para:
Romeu Donizete Rufino – Diretor-Geral da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL
Luiz Eduardo Barata – Diretor Geral – Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS

e Desenvolvimento Energético, em 01/06/2018, às 09:51, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0171891** e o código CRC **41D0DB47**.

Referência: Caso responda este Ofício, indicar expressamente o Processo nº 48340.001788/2018-84 SEI nº 0171891