

Empresa de Pesquisa Energética

Estudos para Expansão da Transmissão

Relatório R1

Estudo de Atendimento à Grande Vitória

AGOSTO DE 2026

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Colaboradores

Coordenação Geral
Reinaldo da Cruz Garcia

Coordenação Executiva
Thiago Dourado Martins
Marcos Vinícius Farinha

Coordenação Técnica
Lucas Simões de Oliveira

Equipe Técnica
Fabiano Schmidt

Lucas Alves de Melo Vale (estagiário)

Paula Vieira Machado

Thiago Lima Soares Mourão

Tiago Veiga Madureira

Suporte Administrativo
Renata Cardozo Rios

VALOR PÚBLICO

DE ACORDO COM O ART. 4º, ALÍNEA VII, DA LEI Nº 10.847/2004, COMPETE À EPE A ELABORAÇÃO DE ESTUDOS NECESSÁRIOS PARA O DESENVOLVIMENTO DOS PLANOS DE EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE CURTO, MÉDIO E LONGO PRAZOS. A PORTARIA MME Nº 215/2020 INSTITUIU QUE ESSES ESTUDOS DEVEM SER REALIZADOS NO ÂMBITO DOS GRUPOS DE ESTUDOS DE TRANSMISSÃO (GET), SOB COORDENAÇÃO DA EPE E DEFINIDOS CONFORME ÁREAS DE ABRANGÊNCIA GEOGRÁFICA.

O PROCESSO DE OUTORGA DAS EXPANSÕES DA REDE SE INICIA COM A ELABORAÇÃO DOS ESTUDOS DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA E SOCIOAMBIENTAL DE ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO, DENOMINADOS ESTUDOS R1, QUE SÃO ELABORADOS NO ÂMBITO DOS GETS. NESSES ESTUDOS, A EPE RECOMENDA AS AMPLIAÇÕES E REFORÇOS QUE COMPÕEM A ALTERNATIVA MAIS ATRATIVA PARA ATENDER ÀS NECESSIDADES SISTÊMICAS.

O PRESENTE RELATÓRIO R1 REFERE-SE AO ESTUDO PARA A ELIMINAÇÃO DE RESTRIÇÕES NO SISTEMA DE 345 KV DA REGIÃO METROPOLITANA DE VITÓRIA, EM CENÁRIOS DE ELEVADA EXPORTAÇÃO DE ENERGIA DA REGIÃO NORDESTE PARA A REGIÃO SUDESTE. ESTE RELATÓRIO CONTEMPLA OS ASPECTOS TÉCNICOS, ECONÔMICOS E AMBIENTAIS, COM RECOMENDAÇÃO DE EXPANSÃO MAIS ADEQUADA PARA A REGIÃO METROPOLITANA DE VITÓRIA.

Ministro de Estado
Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo

Gustavo Cerqueira Ataíde

Secretária Nacional de Transição Energética e Planejamento
Mariana de Assis Espécie

Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Reinaldo da Cruz Garcia

Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

-

Diretor de Gestão Corporativa

Carlos Eduardo Cabral Carvalho

http://www.epe.gov.br

Empresa de Pesquisa Energética	*Contrato*	*Data de assinatura*

Projeto

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

Área de estudo

Análise Técnico-Econômica

Subárea de estudo

GET Sudeste/Centro Oeste

Produto (Nota Técnica ou Relatório)

EPE-DEE-RE-009/2026 **Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de Vitória**

Revisões	*Data*	*Descrição sucinta*
rev0	05/08/2026	Emissão Original

SUMÁRIO

SUMÁRIO 5
1 INTRODUÇÃO 10
2 CONCLUSÕES 13
3 RECOMENDAÇÕES 16
3.1 Recomendações Gerais 16
3.2 Recomendações para o relatório R2 20
3.3 Recomendações para os relatórios R3 e R5 20
3.4 Recomendações para o relatório R4 20
4 SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE 21
5 CRITÉRIOS UTILIZADOS 22
5.1 Limites Operativos 22
5.1.1 Tensão Nominal 22
5.1.2 Carregamento 22
5.2 Cenários de Intercâmbio Energético 22
5.3 Carga 23
5.4 Cálculo Econômico 23
6 DIAGNÓSTICO 24
6.1 Cenário analisado 24
6.1.1 Cenário de geração 24
6.1.2 Carga 25
6.1.3 Compensação reativa 25
6.1.4 Transformação 345/138 kV da SE Vitória 26
6.2 Desempenho elétrico 27
6.2.1 Desempenho elétrico das Linhas de Rede Básica 27
6.2.2 Desempenho elétrico dos transformadores de Rede Básica e Fronteira 28
6.2.3 Desempenho elétrico da Rede de Distribuição 31
7 ALTERNATIVAS ANALISADAS 35
7.1 Obras comuns 35
7.2 Expansão da rede existente 36
7.2.1 Alternativa 0-A 36
7.2.2 Alternativa 0-B 36
7.3 Novos pontos de suprimento 37
7.3.1 Fronteira nas proximidades da SE Vitória 37
7.3.2 Fronteira na região do Balneário de Carapebus 47
7.3.3 Fronteira na região da Barra do Jucu 60
8 ANÁLISE DE DESEMPENHO DAS ALTERNATIVAS 65
8.1 Alternativa 4 65
8.2 Alternativa 5 68
8.3 Alternativa 6 71
8.4 Alternativa 8 74
9 ANÁLISE ECONÔMICA 78
10 ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO 81
10.1 Energização 81
10.1.1 LT 500 kV João Neiva 2/Serra 81
10.1.2 LT 500 kV Viana 2/Serra 83
10.2 Rejeição 84
10.2.1 LT 500 kV João Neiva 2 – Serra 84
10.2.2 LT 500 kV Viana 2 - Serra 86
11 REDE DE DISTRIBUIÇÃO 88
11.1 Acesso da Distribuidora 88

11.2 LT 138 kV Pitanga - Civit 88
12 MODULAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO DE SERRA 500/138 kV 90
12.1 Alternativa referencial “A” – Bancos de 400 MVA 90
12.2 Alternativa “B” – Bancos de 600 MVA 91
12.3 Recomendação 93
13 AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS 95
13.1 Dados e Premissas 95
13.2 Critérios Para Análises Elétricas e Comparações Econômicas 96
13.3 Avaliações Econômicas 97
13.3.1 Seleção dos cabos condutores – LT 1 97
13.3.2 Seleção dos cabos condutores – LT 2 97
13.4 Características Técnicas da Solução de Referência 97
13.4.1 Características elétricas – LT 1 97
13.4.2 Características construtivas – LT 1 98
13.4.3 Características elétricas – LT 2 99
13.4.4 Características construtivas – LT 2 100
13.4.5 Estimativas iniciais para faixa de segurança 101
14 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO 102
15 REFERÊNCIAS 108
16 EQUIPE TÉCNICA 110
17 ANEXOS 111
17.1 Fichar PET/PELP 111
17.2 Consultas de viabilidade de expansão às concessionárias 114
17.2.1 SE 345/138 kV Viana – Seccionamento da LT 345 kV Rio Novo do Sul/Vitória em Viana 114
17.2.2 SE 345/138 kV Viana – LT 138 kV Viana/Cariacica 120
17.2.3 SE 500/345 kV Viana 2 – Ampliação da Transformação de Viana 2 500/345 kV, Seccionamento da LT 345 kV Rio Novo do Sul/Vitória em Viana 2 e LT 345 kV Viana 2/Vitória 125
17.2.4 SE 345/138 kV Vitória 137
17.2.5 SE Cariacica 138 kV 142
17.2.6 SE Serra 500/138 kV 148
17.3 Custos das alternativas 5
17.3.1 Alternativa 4 5
17.3.2 Alternativa 4 – Após Detalhamento e Otimização da Alternativa Vencedora 7
17.3.3 Alternativa 5 5
17.3.4 Alternativa 6 7
17.3.5 Alternativa 8 9

Lista de Figuras

Figura 1-1 – Configuração da transformação 345/138 kV da SE Vitória e conexão com a SE Pitanga 11
Figura 3-1 - Representação esquemática das obras recomendadas. 16
Figura 3-2 - Diagrama Unifilar da SE Serra 500/138 kV 17
Figura 4-1 - Diagrama Esquemático do sistema de 500 kV e de 345 kV da região de Vitória 21
Figura 6-1 - LT 345 kV Viana 2 - Viana em regime normal e na contingência de um circuito paralelo. 27
Figura 6-2 - LT 345 kV Viana - Vitória em regime normal e na contingência da LT 345 kV Rio Novo do Sul - Vitória. 28
Figura 6-3 - LT 345 kV Viana - Vitória em regime normal e na contingência da LT 500 kV Mutum - Rio Novo do Sul. 28
Figura 6-4 – Transformação 500/345 kV da SE Viana 2 em regime normal e na contingência de um dos bancos em paralelo. 29
Figura 6-5 - Transformação 345/138 kV da SE Vitória em regime normal e na contingência do banco de maior potência, AT 05. 30
Figura 6-6 - Transformação 345/138 kV da SE Viana em regime normal e na contingência do banco de maior potência, AT 04. 31
Figura 6-7 – LT 138 kV Viana – Ceasa em regime normal e na contingência da LT 345 kV Viana - Vitória. 31
Figura 6-8– LT 138 kV Ceasa – Alto Lage em regime normal e na contingência da LT 345 kV Viana - Vitória. 32
Figura 6-9 - LT 138 kV Alto Lage – Piracema em regime normal e na contingência da LT 345 kV Viana - Vitória. 32
Figura 6-10 – LT 138 kV Piracema – Carapina em regime normal e na contingência da LT 345 kV Viana - Vitória. 33
Figura 7-1 - Sistema de Distribuição da SE Pitanga 138 kV 38
Figura 7-2 - Sistema elétrico da região da SE Vitória 345/138 kV, com as principais possibilidades de conexão 39
Figura 7-3 - Conexão da SE Serra ao Sistema através de João Neiva 2 500 kV 40
Figura 7-4 - Conexão da SE Serra ao Sistema através de Viana 2 500 kV 42
Figura 7-5 - Conexão da SE Serra ao Sistema através de Rio Novo do Sul 500 kV 44
Figura 7-6 - Conexão da SE Serra ao Sistema através do seccionamento da LT 500 kV João Neiva 2 – Viana 2 C1 45
Figura 7-7 - Sistema de Distribuição da EDP-ES 47
Figura 7-8 - Sistema elétrico da região de Carapebus, com principais possibilidades de conexão em 500 kV 48
Figura 7-9 - Sistema elétrico da região de Carapebus, com principais possibilidades de conexão em 345 kV 49
Figura 7-10 - Conexão da SE Carapebus ao Sistema através de João Neiva 2 500 kV 50
Figura 7-11 - Conexão da SE Carapebus ao Sistema através de João Neiva 2 500 kV 52
Figura 7-12 - Conexão da SE Carapebus ao Sistema através de Rio Novo do Sul 500 kV 54
Figura 7-13 - Conexão da SE Carapebus ao Sistema através do seccionamento da LT 500 kV João Neiva 2 – Viana 2 C1 55
Figura 7-14 - Conexão da SE Carapebus ao Sistema através de Vitória 345 kV 57
Figura 7-15 - Conexão da SE Carapebus ao Sistema através de João Neiva 2 345 kV 58
Figura 7-16 - Conexão da SE Carapebus ao Sistema através de Viana 2 345 kV 59
Figura 7-17 - Sistema de Distribuição da área Sul da Região Metropolitana de Vitória 60
Figura 7-18 - Sistema elétrico da região da Barra do Jucu, com as principais possibilidades de conexão em 500 e 345 kV 61
Figura 7-19 - Conexão da SE Barra do Jucu ao Sistema através de Viana 2 500 kV 62
Figura 7-20 - Conexão da SE Barra do Jucu ao Sistema através de Viana 345 kV 63
Figura 7-21 - Conexão da SE Barra do Jucu ao Sistema através de Viana 2 345 kV 64
Figura 8-1 - Caso dimensionador, Alternativa 4, 2032 65
Figura 8-2 - Caso dimensionador, emergência de um banco de transformadores de Viana 2 500/345 kV, Alternativa 4, 2032 66
Figura 8-3 - Caso dimensionador, emergência de um banco de transformadores de Vitória 345/138 kV, Alternativa 4, 2032 66
Figura 8-4 - Caso dimensionador, emergência da LT 500 kV João Neiva 2/ Serra, Alternativa 4, 2032 67
Figura 8-5 - Caso dimensionador, emergência da LT 500 kV Viana 2/ Serra, Alternativa 4, 2032 67
Figura 8-6 - Caso base, emergência da LT 345 kV Viana - Vitória, Alternativa 4, 2032 68
Figura 8-7 - Caso dimensionador, Alternativa 5, 2032 68
Figura 8-8 - Caso dimensionador, emergência de um banco de transformadores de Viana 2 500/345 kV, Alternativa 5, 2032 69
Figura 8-9 - Caso dimensionador, emergência de um banco de transformadores de Vitória 345/138 kV, Alternativa 5, 2032 69
Figura 8-10 - Caso dimensionador, emergência da LT 500 kV João Neiva 2/ Carapebus com a LT 138 kV Viana/ Carapebus, Alternativa 5, 2032 70
Figura 8-11- Caso dimensionador, emergência da LT 500 kV João Neiva 2/ Carapebus sem a LT 138 kV Viana/ Carapebus, Alternativa 5, 2032 70
Figura 8-12 - Caso base, emergência da LT 345 kV Viana - Vitória, Alternativa 5, 2032 71
Figura 8-13 - Caso dimensionador, Alternativa 6, 2032 71
Figura 8-14 - Caso dimensionador, emergência de um banco de transformadores de Viana 2 500/345 kV, Alternativa 6, 2032 72

Figura 8-15 - Caso dimensionador, emergência de um banco de transformadores de Vitória 345/138 kV, Alternativa 6, 2032 72
Figura 8-16 - Caso dimensionador, emergência da LT 500 kV João Neiva 2/ Carapebus com a LT 138 kV Viana/ Carapebus, Alternativa 6, 2032 73
Figura 8-17 - Caso dimensionador, emergência da LT 500 kV João Neiva 2/ Carapebus sem a LT 138 kV Viana/ Carapebus, Alternativa 5, 2032 73
Figura 8-18 - Caso base, emergência da LT 345 kV Viana - Vitória, Alternativa 8, 2032..... 74
Figura 8-19 - Caso dimensionador, Alternativa 8, 2032 74
Figura 8-20 - Caso dimensionador, emergência de um banco de transformadores de Viana 2 500/345 kV, Alternativa 8, 2032 75
Figura 8-21 - Caso dimensionador, emergência de um banco de transformadores de Vitória 345/138 kV, Alternativa 8, 2032 75
Figura 8-22 - Caso dimensionador, emergência da LT 500 kV João Neiva 2/Carapebus, Alternativa 8, 2032..... 76
Figura 8-23 - Caso dimensionador, emergência da LT 500 kV Viana 2/Carapebus, Alternativa 8, 2032 76
Figura 8-24 - Caso base, emergência da LT 345 kV Viana - Vitória, Alternativa 8, 2032..... 77
Figura 9-1 – Comparação econômica entre as alternativas, rendimentos necessários e perdas elétricas 79
Figura 10-1 - Ponto de operação considerado para a análise de energização da LT 500 kV João Neiva 2 – Serra..... 81
Figura 10-2 - Ponto de operação pré energização da LT 500 kV João Neiva 2 – Serra 82
Figura 10-3 - Energização da LT 500 kV João Neiva 2 - Serra pelo terminal de João Neiva 2 82
Figura 10-4 - Energização da LT 500 kV João Neiva 2 - Serra pelo terminal de Serra 82
Figura 10-5 - Ponto de operação considerado para a análise de energização da LT 500 kV Viana 2 – Serra 83
Figura 10-6 - Ponto de operação pré energização da LT 500 kV Viana 2 – Serra 83
Figura 10-7 - Energização da LT 500 kV Viana 2 - Serra pelo terminal de Viana 2..... 84
Figura 10-8 - Energização da LT 500 kV Viana 2 - Serra pelo terminal de Serra 84
Figura 10-9 - Ponto de operação pré rejeição da LT 500 kV João Neiva 2 – Serra 85
Figura 10-10 - Rejeição da LT 500 kV João Neiva 2 - Serra pelo terminal de João Neiva 2..... 85
Figura 10-11 - Rejeição da LT 500 kV João Neiva 2 - Serra pelo terminal de Serra 85
Figura 10-12 - Ponto de operação pré rejeição da LT 500 kV Viana 2 – Serra..... 86
Figura 10-13 - Rejeição da LT 500 kV Viana 2 - Serra pelo terminal de Viana 2 86
Figura 10-14 - Rejeição da LT 500 kV Viana 2 - Serra pelo terminal de Serra..... 87
Figura 11-1 – Configuração futura da SE Pitanga 88
Figura 12-1 – Alternativa vencedora, operação normal, Serra com 2 bancos de 400 MVA, 2028 90
Figura 12-2 - Alternativa vencedora, operação normal, Serra com 3 bancos de 400 MVA, 2039..... 90
Figura 12-3 - Alternativa vencedora, emergência de um dos bancos, Serra com 3 bancos de 400 MVA, 2039 91
Figura 12-4 - Alternativa B, emergência de um dos bancos, Serra com 3 bancos de 600 MVA, 2030 92
Figura 12-5 - Alternativa B, operação normal, Serra com 3 bancos de 600 MVA, 2039..... 92
Figura 12-6 - Alternativa B, emergência de um dos bancos, Serra com 3 bancos de 600 MVA, 2039 92
Figura 13-1 - Dados técnicos básicos dos novos trechos de seccionamento – LT 1 98
Figura 13-2 - Dados técnicos básicos dos novos trechos de seccionamento – LT 2 100

Lista de Tabelas

Tabela 2-1 – Resultado da avaliação das alternativas 14
Tabela 3-1 – Plano de Obras – Linhas de Transmissão 16
Tabela 3-2 – Plano de Obras - Subestações - Rede Básica 16
Tabela 3-3 - Plano de Obras - Linhas de Transmissão – Distribuição 17
Tabela 3-4 - Equipamentos terminais superados – Intervenções em Vitória 18
Tabela 3-5 - Equipamentos terminais superados – Intervenções em Viana 18
Tabela 3-6 - Equipamentos terminais superados - Substituições 19
Tabela 5-1 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão 22
Tabela 5-2 - Premissas adotadas para os parâmetros econômicos 23
Tabela 5-3 - Tempo de permanência (%) para cada patamar de carga 23
Tabela 6-1 - Cargas prospectivas 25
Tabela 6-2 - Compensação reativa adicional 25
Tabela 6-3 - Compensação reativa referencial entre 2030 e 2033 26
Tabela 6-4 - Compensação reativa referencial entre 2034 e 2039 26
Tabela 7-1 - Capacidade de transmissão das LTs 345 kV Rio Novo do Sul-Vitória 35
Tabela 7-2 - Plano de obras - Alt 4 - Subestações 46
Tabela 7-3 - Plano de obras - Alt 4 – Linhas de Transmissão 46
Tabela 7-4 - Plano de obras - Alt 5 - Subestações 51
Tabela 7-5 - Plano de obras - Alt 5 – Linhas de Transmissão 51
Tabela 7-6 - Plano de obras - Alt 6 - Subestações 53
Tabela 7-7 - Plano de obras - Alt 6 – Linhas de Transmissão 53
Tabela 7-8 - Plano de Obras 56
Tabela 7-9 - Plano de Obras 56
Tabela 9-1 - Custos de investimentos das alternativas 78
Tabela 9-2 – Composição dos custos totais das alternativas analisadas 78
Tabela 9-3 - Custos totais (Rendimentos Necessários e Perdas Elétricas) das alternativas 78
Tabela 12-1 - Custos da alternativa de referência “A” 91
Tabela 12-2 - Custos da alternativa “B” 93
Tabela 13-1 Relação das LT avaliadas e agrupamentos 95
Tabela 13-2 Dados do ambiente 95
Tabela 13-3 Dados para avaliação econômica 96
Tabela 13-4 Dados do sistema – Fluxos para cálculo de perdas 96
Tabela 13-5 Dados do sistema – Fluxos máximos observados para diferentes condições de operação 96
Tabela 13-6 Configurações com menor custo total – LT 2 97
Tabela 13-7 Características elétricas básicas do novo trecho de seccionamento – LT 1 98
Tabela 13-8 Coordenadas da silhueta típica do novo trecho de seccionamento – LT 1 99
Tabela 13-9 Características elétricas básicas dos novos trechos de seccionamento – LT 2 99
Tabela 13-10 Coordenadas da silhueta típica da LT 2 100
Tabela 13-11 Estimativas iniciais para faixa de segurança 101
Tabela 14-1 - Níveis de curto-circuito trifásico nas subestações da região de interesse, 2 bancos em Serra 500/138 kV 102
Tabela 14-2 - Níveis de curto-circuito monofásico nas subestações da região de interesse, 2 bancos em Serra 500/138 kV 103
Tabela 14-3 - Níveis de curto-circuito trifásico nas subestações da região de interesse, 3 bancos em Serra 500/138 kV 104
Tabela 14-4 - Níveis de curto-circuito monofásico nas subestações da região de interesse, 3 bancos em Serra 500/138 kV 105
Tabela 14-5 - Níveis de curto-circuito trifásico nas subestações da região de interesse, 4 bancos em Serra 500/138 kV 106
Tabela 14-6 - Níveis de curto-circuito monofásico nas subestações da região de interesse, 4 bancos em Serra 500/138 kV 107

1 INTRODUÇÃO

Este estudo recomenda a implantação de uma nova subestação de 500/138 kV (SE Serra), contígua à SE Vitória e em terreno já disponível na concessão da transmissora Axia, com investimento total estimado em R$ 689,008 milhões, para eliminar as restrições identificadas no sistema de transmissão da Região Metropolitana de Vitória diante do novo perfil de intercâmbio entre as regiões Nordeste e Sudeste.

Nos últimos anos, a matriz elétrica brasileira registrou um grande crescimento da participação das fontes renováveis, impulsionada inicialmente pela geração eólica e, mais recentemente, pela expansão da geração fotovoltaica. A região Nordeste concentrou a maior parte dessa nova capacidade instalada, com destaque para as usinas eólicas no estado da Bahia e no litoral do Rio Grande do Norte e do Ceará. Diante desse cenário, o submercado Nordeste, antes tradicionalmente importador de energia, passou a exportar para as demais regiões do Brasil. Com o objetivo de atender a esse novo panorama, foram ampliadas as interligações dessa região com o Sudeste, onde se localizam os maiores centros de carga do país.

Conforme verificado nas análises do Diagnóstico Regional do PDE 2033 [1] e do PDE 2034 [2], em cenários de elevada exportação de energia do Nordeste para o Sudeste, podem ser observadas sobrecargas no sistema 345 kV da região Metropolitana de Vitória, em parte pela existência de restrições em equipamentos terminais na SE Vitória, e também pelo fluxo passante de potência ativa vindo da região Nordeste em direção ao estado do Rio de Janeiro. Destacam-se, nesse cenário, sobrecargas na LT 345 kV Viana – Vitória, no sistema de Distribuição em 138 kV entre Viana - Ceasa – Alto Lage – Piracema - Carapina e nas transformações 500/345 kV das SEs João Neiva 2 e Viana 2, tanto em condições normais de operação quanto em contingências.

A Subestação Vitória, responsável pelo atendimento à grande parte das cargas da capital capixaba possui uma transformação 345/138 kV, composta inicialmente por bancos de 225 MVA e, mais recentemente, também por bancos de 400 MVA, conforme a Figura 1-1.

As fases dos bancos 1, 2 e 3 da SE Vitória, de 75 MVA, encontram-se com a vida útil regulatória vencida e cadastradas para substituição no SGPMR. Conforme recomendações do estudo [3], os bancos 1 e 2 serão substituídos por um único banco de 400 MVA, conforme Figura 1-1. Por sua vez, a fase A do banco 3 foi declarada indisponível permanentemente após uma falha interna, sendo substituída pela fase reserva disponível. Com isso, atualmente a SE não possui fase reserva para os bancos de 225 MVA. Por fim, o banco 4, com final de vida útil regulatória previsto para 2038, não admite sobrecarga por estar contaminado por enxofre corrosivo. Nesse contexto de mudança de modulação da transformação, da presença de bancos em final de vida útil regulatória e de restrições operativas, torna-se essencial avaliar o desempenho dessa transformação nos próximos anos.

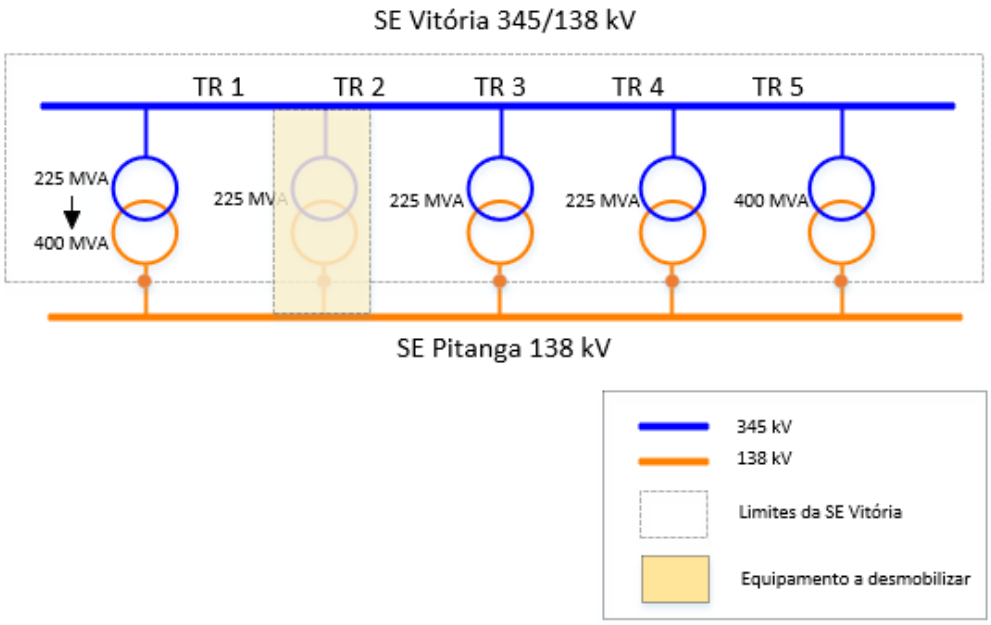


Figura 1-1 – Configuração da transformação 345/138 kV da SE Vitória e conexão com a SE Pitanga

A SE Vitória 345/138 kV não possui barramento em 138 kV e a conexão do enrolamento secundário dos transformadores é feita diretamente na SE Pitanga, da EDP-ES, contígua à SE Vitória.

Adicionalmente, em atendimento às recomendações dos Diagnósticos do PDE 2033 e 2034 [1] [2] e diante de um contexto de aumento de intercâmbio inter-regional, esgotamento da rede existente e fim de vida útil regulatória de equipamentos, surge a necessidade de analisar o desempenho elétrico da rede local.

A região Metropolitana de Vitória está localizada na porção central-litorânea do Espírito Santo conforme destacado na Figura 1-2.

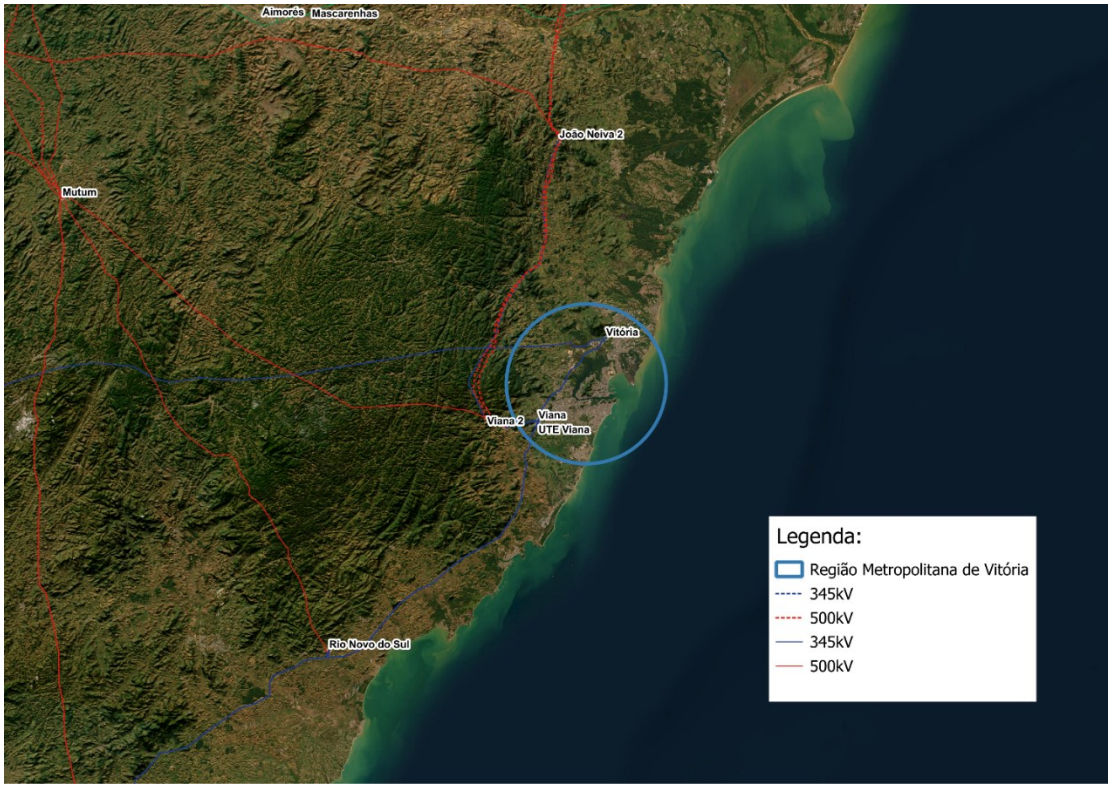


Figura 1-2 - Região Metropolitana de Vitória

Para o presente estudo, as obras foram classificadas conforme a seguinte classificação:

- Obras determinativas: Benefícios sistêmicos já bem definidos e no curto/médio prazo, de tal forma que devam ter seus respectivos processos de outorga iniciados de maneira imediata.

- Obras indicativas: Têm benefícios sistêmicos dependentes da evolução dos carregamentos do sistema de transmissão local, de tal forma que devem permanecer na cesta de obras do planejamento, aguardando o momento adequado para a consolidação e início do processo de outorga, o que deverá ser analisado conjuntamente com o Operador Nacional do Sistema a cada ciclo do POTEE.

Essa discriminação das obras em duas categorias, determinativas e indicativas é condizente com a estratégia de planejamento sob incertezas, que visa selecionar obras cujas respectivas datas de necessidade estão consolidadas e outras cujas respectivas datas de necessidade dependem de uma maior confirmação das condições de contorno utilizadas nas análises, procurando, dessa forma, atender à modicidade tarifária.

2 CONCLUSÕES

As análises realizadas confirmaram os problemas identificados nos Diagnósticos [1] [2] e reforçaram a necessidade de reforços na rede elétrica que atende a Região Metropolitana de Vitória. Os principais problemas encontrados foram:

- Sobrecargas na LT 345 kV Viana – Vitória em condições de emergência da LT 345 kV Rio Novo do Sul – Vitória ou da LT 500 kV Mutum – Rio Novo do Sul;
- Sobrecargas na transformação 500/345 kV de Viana 2 em condições de emergência do banco paralelo;
- Sobrecargas na transformação 345/138 kV de Vitória em condições de emergência de um dos bancos de 400 MVA da Subestação;
- Sobrecargas na transformação 345/138 kV de Viana em condições de emergência do banco de 400 MVA da Subestação.

Foram estudadas alternativas para solucionar os problemas identificados, possibilitar a evolução adequada do sistema de interesse e equilibrar a solução desses problemas com a modicidade tarifária e o mínimo impacto socioambiental possível.

Nesse contexto, foram elaboradas alternativas e variantes associadas a cada uma delas, comparando soluções com ou sem novos pontos de Rede Básica e, em alguns casos, com reforços no Sistema de Distribuição. As soluções podem ser divididas em dois grandes eixos: o primeiro considera a ampliação do sistema existente, sem novas fronteiras, e o segundo inclui a entrada de um novo ponto de suprimento para a região.

As alternativas 0-A e 0-B, baseadas apenas na expansão da malha existente, foram consideradas pouco robustas, apesar de atenderem adequadamente em um horizonte temporal limitado. Adicionalmente, essas alternativas dependem da implantação de Entradas de Linha na SE Cariacica 138 kV, obra considerada inviável pela Distribuidora EDP-ES, conforme indicado na carta [4] e na resposta à consulta de viabilidade [5]. Considerando que os reforços no Sistema de Distribuição seriam indispensáveis para o desempenho dessas alternativas e que, ainda assim, elas apresentam menor robustez em relação às demais soluções avaliadas, optou-se por seu descarte por possuir uma equivalência técnica-econômica.

As alternativas 1, 2 e 4 que preveem a implantação de um novo ponto de suprimento nas proximidades da SE Vitória 345/138 kV, se mostram competitivas. Em termos socioambientais, a construção de uma SE em área adjacente à SE Vitória é favorecida pela disponibilidade de terrenos já sob concessão da transmissora Axia na SE Vitória. A consulta de viabilidade realizada junto à Axia indicou a possibilidade de implantação da nova instalação na área proposta, conforme Seção 17.2.6. No entanto, as alternativas 1 e 2 também dependem da implantação de entradas de linha na SE Cariacica 138 kV, consideradas inviáveis pela Distribuidora EDP-ES conforme resposta à consulta de viabilidade apresentada na Seção 17.2.5.

O suprimento da nova fronteira a partir de duas subestações distintas, conforme previsto nas Alternativas 4 e 8, por meio do seccionamento da LT 500 kV João Neiva 2/Viana 2 C1 apresenta vantagens em termos de atendimento ao critério N-1, uma vez que propiciam duas fontes de suprimento para a fronteira.

As alternativas 5 e 6, que consideram a entrada de novo ponto de suprimento na região do balneário de Carapebus, se mostraram competitivas. No entanto, a expansão do sistema para essa região seria desafiadora devido à limitação de terrenos, custos de implantação de trechos de circuitos subterrâneos e complicações logísticas.

Análises preliminares identificaram que as soluções que consideravam a criação de um novo ponto de suprimento em Carapebus 345 kV (Alternativas 9,10 e 11) ou em Barra do Jucu 500 (Alternativa 12) ou 345 kV (Alternativas 13 e 14) foram descartadas, pois não eram competitivas economicamente quando comparadas às demais, uma vez que apresentavam diferencial de perdas elétricas elevado e alto custo de equipamentos. Pelos mesmos motivos, as alternativas 3 e 7, que contemplavam novas conexões em Rio Novo do Sul 500 kV também foram descartadas.

A Tabela 2-1 apresenta uma síntese do processo de avaliação das alternativas estudadas.

Tabela 2-1 – Resultado da avaliação das alternativas

Alternativa	Situação	Motivo
0-A	Descartada	Inviabilidade de implantação
0-B	Descartada	Inviabilidade de implantação
1	Descartada	Inviabilidade de implantação
2	Descartada	Inviabilidade de implantação
3	Descartada	Desempenho técnico-econômico inferior
4	Vencedora	Menor Custo Global
5	Não selecionada	3° menor Custo Global
6	Não selecionada	2° menor Custo Global
7	Descartada	Desempenho técnico-econômico inferior
8	Não selecionada	4° menor Custo Global
9	Descartada	Desempenho técnico-econômico inferior
10	Descartada	Desempenho técnico-econômico inferior
11	Descartada	Desempenho técnico-econômico inferior
12	Descartada	Desempenho técnico-econômico inferior
13	Descartada	Desempenho técnico-econômico inferior
14	Descartada	Desempenho técnico-econômico inferior

A análise técnico-econômica apontou a Alternativa 4 como a de mínimo custo global, com diferença de 4,0% em relação à Alternativa 6, segunda colocada. O Plano de obras está apresentado na Tabela 3-1, na Tabela 3-2 e na Tabela 3-3.

A implantação da Alternativa 4, através da criação de uma nova fronteira 500/138 kV na SE Serra, possibilitará desmobilização dos transformadores 3 e 4 de Vitória 345/138 kV, que se encontram em final de vida útil regulatória, redistribui os fluxos no sistema em 138 kV, reduz a dependência da malha em 345 kV da região metropolitana, bem como reduz o carregamento da transformação 500/345 kV de Viana 2.

A modulação considerada mais adequada para a transformação 500/138 kV de Serra é de 600 MVA, através de 2 bancos de autotransformadores monofásicos. A consolidação do 3° banco é condicionada ao aumento de carga da Subestação e a desmobilização dos bancos 3 e 4 da SE Vitória 345/138 kV.

Em caso de concretização das cargas prospectivas, conforme cronograma apresentado, e desmobilização do banco de transformadores 3 da SE Vitória, a data de necessidade do 3° banco de Serra é prevista para 2030. Por outro lado, se o banco de transformadores 3 da SE Vitória continuar em operação e as cargas prospectivas não se concretizarem, a data de necessidade do 3° banco de Serra é prevista para 2038.

Estima-se que o programa de obras indicado exigirá investimentos totais até o final do horizonte do estudo da ordem de R$ 689,00 milhões, sendo 584,94 milhões na Rede Básica/Rede Básica de Fronteira e 104,06 milhões no Sistema de Distribuição da EDP-ES.

3 RECOMENDAÇÕES

3.1 Recomendações Gerais

Com base nas análises realizadas, recomenda-se:

1) O início do processo de outorga das obras determinativas ilustradas na Figura 3-1, Tabela 3-1 e Tabela 3-2.

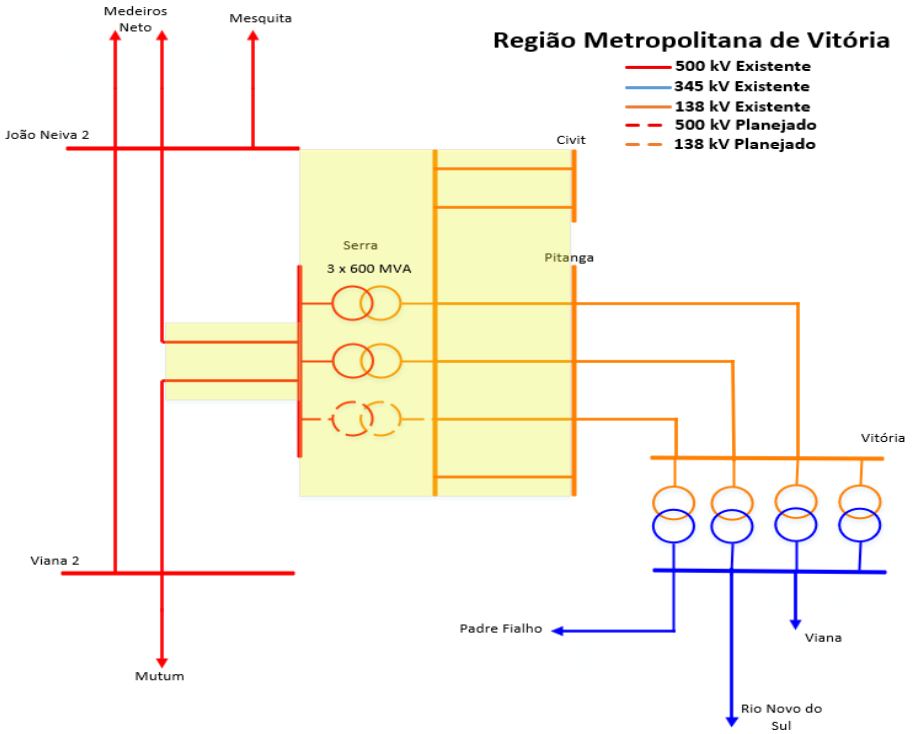


Figura 3-1 - Representação esquemática das obras recomendadas.

Tabela 3-1 – Plano de Obras – Linhas de Transmissão

Linha de Transmissão	Configuração	Extensão (km)	Ano
Seccionamento da LT 500 kV João Neiva 2 – Viana 2, C1 na SE Serra	2 x Circuito Simples, condutor 6 x 838 MCM (CAL 1120)	28	2028

Tabela 3-2 – Plano de Obras - Subestações - Rede Básica

Subestação	Tensão (kV)	Descrição	Potência (MVA)	Ano
Serra (Nova)	500/138	1° e 2° ATF 500/138 kV, (6 + 1 R) x 200 MVA 1F	1200	2028
Serra (Nova)	500/138	3° ATF 500/138 kV, 3 x 200 MVA 1F	600	2030[1]

[1] Obra condicionada a evolução das cargas atendidas pela SE Serra.

2) Que os equipamentos instalados nos terminais das novas LTs 500 kV João Neiva 2 – Serra e Viana 2 – Serra tenham capacidade de corrente nominal compatível com os equipamentos da LT original, João Neiva 2 – Viana 2 C1.

3) Que a distribuidora EDP-ES implemente as obras pertinentes em sua rede de distribuição, conforme Tabela 3-3 para acesso e integração do novo ponto de atendimento a sua rede.

Tabela 3-3 - Plano de Obras - Linhas de Transmissão – Distribuição

Linha de Transmissão	Configuração	Extensão (km)	Ano
LT 138 kV Serra – Pitanga, C1, C2, C3 e C4	2 x Circuitos Duplos, 2 x 900 MCM (CAA RUDDY)	2	2028
Reencabeçamento da LT 138 kV Pitanga – Civit, C1 e C2, para o terminal Serra	1 x Circuito Duplo[1]	9,1*	2028

* Da extensão total, 7,1 km correspondem a trechos já existentes, enquanto 2,0 km serão construídos.

4) Que a área destinada à implantação da SE Serra 500/138 kV seja contígua ao terreno da SE Vitória, em área já disponível na concessão da transmissora Axia, proprietária da subestação. A viabilidade de expansão nessa área foi previamente consultada, conforme item 17.2.6, o que possibilita a redução de impactos socioambientais e custos.

5) Que a SE Serra 500/138 kV seja implantada com área mínima de aproximadamente 80.000 m_2, com dimensões 400 x 200 metros. Quanto às expansões futuras, recomenda-se que os vãos e equipamentos estejam dispostos de tal forma que se tenha viabilidade de expansão para um quarto transformador 500/138 kV e duas entradas de linha em 500 kV, conforme indicado na Figura 3-2.

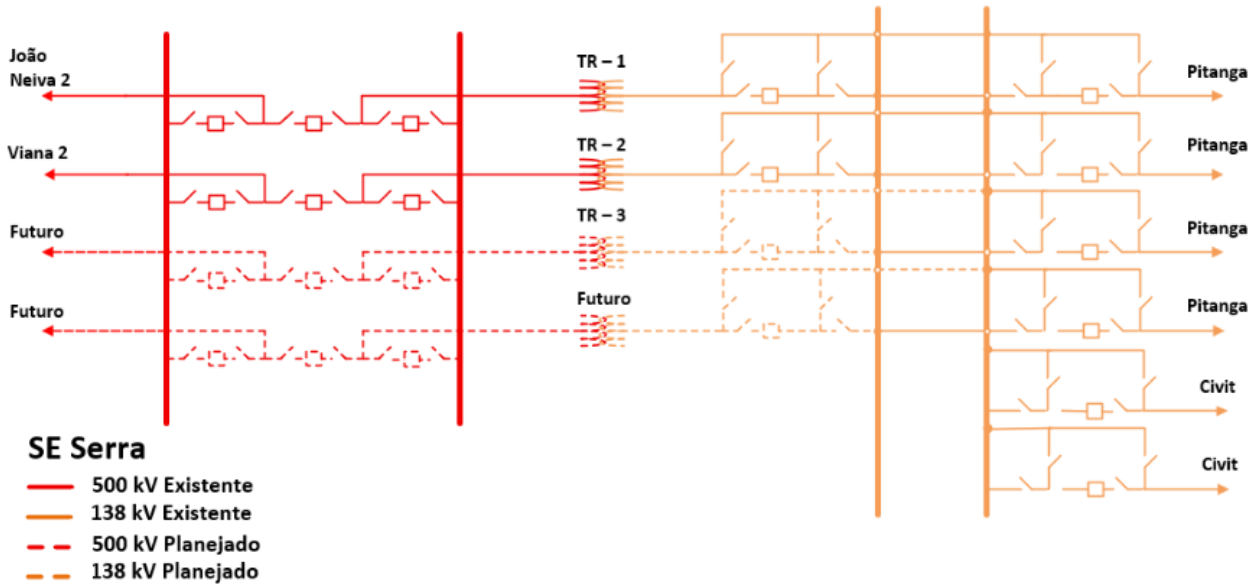


Figura 3-2 - Diagrama Unifilar da SE Serra 500/138 kV

6) Que a transmissora Axia realize inspeções e manutenções frequentes no banco de transformadores 3 da SE Vitória 345/138 kV, com o intuito de avaliar as condições de

[1] Os requisitos do projeto do novo trecho de LT 138 kV para reencabeçamento do terminal Pitanga para Serra, da atual LT 138 kV Pitanga – Civit C1 e C2, deverão ser estabelecidos *a posteriori* pela Distribuidora, uma vez que ainda está sendo estudada por ela a possibilidade de recapacitação do trecho existente ou eventualmente a construção de um 3° circuito.

operação desse equipamento, cujas fases estão contaminadas por enxofre corrosivo, apresentando risco de falha abrupta e estão contaminadas por enxofre corrosivo, apresentando risco de falha abrupta e foram cadastradas para substituição no SGPMR devido fim de vida útil.

7) A desmobilização do banco de transformadores 4 da Subestação Vitória 345/138 kV quando do seu fim de vida útil técnica e da implantação do programa de obras da Alternativa 4.

8) Que a evolução das cargas atendidas pela SE Serra seja acompanhada pela Distribuidora local, especialmente das cargas prospectivas apresentadas no item 6.1.2, e, quando oportuno, consolide o 3º banco de autotransformadores 500/138 kV da SE Serra. O processo de outorga do empreendimento deverá ser iniciado quando a entrada das referidas cargas, associada à retirada de operação do Transformador 3 da SE Vitória 345/138 kV por fim de vida útil.

9) Que a EDP-ES, concessionária local, avalie a evolução do Nível de Curto-Circuito da região e, se necessário, substitua os disjuntores e demais equipamentos que forem necessários na Rede de Distribuição. Bem como avalie a necessidade de instalação de capacitores na região, uma vez que o perfil de tensões na região apresenta degradação progressiva ao longo dos anos da análise.

10) A programação de intervenções para realização de alterações nos Transformadores de Corrente (TCs) dos disjuntores relacionados na Tabela 3-4 e na Tabela 3-5, de modo a eliminar os fatores limitantes existentes nas LTs associadas.

Tabela 3-4 - Equipamentos terminais superados – Intervenções em Vitória

Subestação	Disjuntor	Linha de Transmissão
Vitória	8528	Rio Novo do Sul – Vitória
	8138	Rio Novo do Sul – Vitória
	8738	Rio Novo do Sul – Vitória

Tabela 3-5 - Equipamentos terminais superados – Intervenções em Viana

Subestação	Disjuntor	Linha de Transmissão
Viana	8236	Rio Novo do Sul – Viana
	8246	Rio Novo do Sul – Viana

11) O cadastro no SGPMR para substituir os Transformadores de Corrente (TCs) e demais equipamentos associados dos disjuntores relacionados na Tabela 3-6 e sua posterior intervenção, de modo a eliminar os fatores limitantes existentes nas LTs associadas.

Tabela 3-6 - Equipamentos terminais superados - Substituições

Subestação	Disjuntor	Linha de Transmissão
Vitória	8728	Rio Novo do Sul – Vitória
	8118	Viana – Vitória
	8718	Viana – Vitória

3.2 Recomendações para o relatório R2

Dentre as novas instalações cabíveis deste estudo, não foram identificadas instalações com necessidade de elaboração de estudos de Transitórios Eletromagnéticos de Manobra (TEM) nesta fase de planejamento. Logo, recomenda-se a dispensa de elaboração dos relatórios R2 associados. Entretanto, sugere-se que, caso sejam identificadas nos estudos desenvolvidos nas etapas posteriores elevadas sobretensões, correntes e/ou energias nos para-raios de óxido metálico, bem como algum fenômeno de interação relevante entre o elemento objeto dos estudos e a rede elétrica adjacente e/ou equipamentos, seja considerada a adoção de medidas mitigatórias para redução dos impactos dos TEM como, por exemplo, resistores de pré-inserção (quando aplicável) e/ou dispositivos sincronizadores.

3.3 Recomendações para os relatórios R3 e R5

As avaliações socioambientais referentes ao seccionamento da LT 500 kV João Neiva 2/Viana 2 C1, recomendado neste estudo, foram objeto de análise da Nota Técnica [6] e deverão ser complementadas através de relatórios R3 e R5.

Por sua vez, os relatórios R3 e R5 para a SE Serra foram dispensados, uma vez que sua implantação foi considerada em terreno adjacente à SE Vitória, conforme a mesma Nota Técnica [6]

3.4 Recomendações para o relatório R4

Recomenda-se a elaboração do relatório R4 para o seccionamento da LT 500 kV João Neiva 2 – Viana 2, instalação classificada como Tipo B, na nova Subestação Serra.

A elaboração do Relatório R4 para subestações novas, como a SE Serra, é dispensada.

4 SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE

O sistema de transmissão do estado do Espírito Santo passou por significativa evolução devido à ampliação da Interligação Nordeste - Sudeste, com o intuito de permitir a exportação do excedente de geração eólica e solar da região Nordeste do País para os grandes centros de consumo na região Sudeste. Também foi bastante impactado pelo crescente potencial fotovoltaico no Norte de Minas Gerais.

Dessa forma, devido a sua posição geográfica, a região foi contemplada com uma expansão significativa de seu sistema de transmissão, conforme mostrado resumidamente na Figura 4-1.

O esquemático da figura mostra especificamente o sistema de 500 kV e 345 kV da região Metropolitana de Vitória e suas principais conexões. Podemos observar que em cenários de elevado intercâmbio do submercado Nordeste para o Sudeste, grandes blocos de potência escoam para o principal centro de carga do estado, Vitória, através da transformação 500/345 kV de Viana 2, ocasionando elevados carregamentos nas linhas de 345 kV da região Metropolitana, tanto em operação normal quanto em condições de emergência. Também é importante destacar que as LTs 345 kV Viana - Vitória e Viana - Rio Novo do Sul atualmente apresentam restrições de operação.

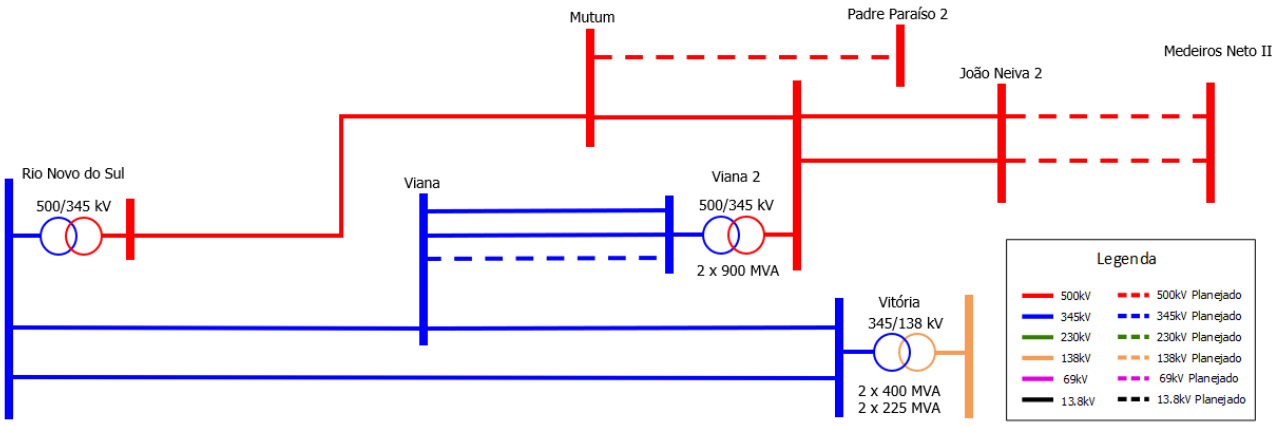


Figura 4-1 - Diagrama Esquemático do sistema de 500 kV e de 345 kV da região de Vitória

Em relação às subestações de Rio Novo do Sul e Viana 2, a entrada do 2° e do 3° banco de transformadores, respectivamente, foram recomendadas em caráter indicativo no estudo de expansão da capacidade de transmissão da Região Norte de Minas Gerais [7].

A LT 500 kV Medeiros Neto/João Neiva 2 C2, bem como a LT 500 kV João Neiva 2/Viana 2 C2, possuem previsão de entrada em operação em meados de 2029, conforme edital do leilão de Transmissão ANEEL 001/2023 [8].

5 CRITÉRIOS UTILIZADOS

Os critérios e procedimentos utilizados no estudo estão de acordo com o documento “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão” [9].

Ressalta-se que, além das simulações de fluxo de potência, foram analisados os níveis de curto-circuito para a expansão do sistema, conforme mostrado no item ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO.

Foram seguidas as diretrizes para elaboração da documentação necessária para se recomendar ao Poder Concedente uma nova instalação de transmissão integrante da Rede Básica, definidas no documento publicado pela EPE denominado “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica” [10].

A data de referência é 2028 e a data horizonte do estudo é 2039. A referência para os preços das instalações é a “Base de Referência de Preços ANEEL – fevereiro/2026” [11].

5.1 Limites Operativos

5.1.1 Tensão Nominal

Os níveis de tensão admissíveis em regime permanente para cada classe de tensão envolvida são apresentados na Tabela 5-1.

Tabela 5-1 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão

Tensão Nominal	Tensão Máxima	Tensão Mínima
69 kV	72,5 kV (1,05 pu)	65,6 kV (0,95 pu)
138 kV	145 kV (1,05 pu)	131 kV (0,95 pu)
230 kV	242 kV (1,05 pu)	218 kV (0,95 pu)
500 kV	550 kV (1,10 pu)	475 kV (0,95 pu)

5.1.2 Carregamento

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

5.2 Cenários de Intercâmbio Energético

Conforme o diagnóstico realizado em [1], o cenário que ocasionou os maiores problemas de sobrecarga no sistema de 345 kV da região Metropolitana de Vitória foi o cenário denominado “Nordeste Exportador”. Neste cenário, a exportação de potência da região Nordeste está maximizada, com elevado despacho das fontes eólica e fotovoltaica. Concomitantemente, a geração hidráulica nas bacias dos rios Doce, Mucuri e Paraíba do Sul foi mantida em baixos patamares. A geração termelétrica dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo foi feita considerando-se apenas

a geração das usinas que declaram inflexibilidade, totalizando 1,6 GW de geração, aproximadamente apenas 18% da capacidade instalada.

5.3 Carga

Foi utilizado o patamar de carga média no período seco no diagnóstico para dimensionamento das obras, por representar os piores carregamentos para o sistema em análise.

5.4 Cálculo Econômico

Para o cálculo do mínimo custo global, foram consideradas as premissas informadas na Tabela 5-2.

Tabela 5-2 - Premissas adotadas para os parâmetros econômicos

Vida útil dos equipamentos	Taxa de atualização	Custo das perdas
30 anos	8% aa	R$ 269,93/MWh

A base de referência de preços é a indicada em [11]. Os tempos de permanência dos patamares de carga para o cálculo econômico das perdas estão apresentados na Tabela 5-3.

Tabela 5-3 - Tempo de permanência (%) para cada patamar de carga

Cenário	Tempo de permanência (%)
Máxima diurna seco	29,2
Máxima diurna úmido	20,8
Máxima noturna seco	7,3
Máxima noturna úmido	5,2
Mínima noturna seco	21,9
Mínima noturna úmido	15,6
Total	100

6 DIAGNÓSTICO

As análises do Diagnóstico Regional do PDE 2033 [1] e do PDE 2034 [2] identificaram os seguintes problemas no Sistema de Transmissão do Espírito Santo:

- Sobrecargas na malha em 345 kV da região
    - LT 345 kV Viana 2 – Viana C1 ou C2, em condições de contingência de um dos circuitos em paralelo
    - LT 345 kV Viana – Vitória, em condições de contingência da LT 345 kV Rio Novo do Sul – Viana e da LT 500 kV Mutum - Rio Novo do Sul

- Sobrecargas nas transformações da Rede Básica e Fronteira
    - Transformação 500/345 kV de Viana 2
    - Transformação 345/138 kV de Vitória
    - Transformação 345/138 kV de Viana
    - Transformação 230/138 kV de Verona

As sobrecargas ocorrem em condições de emergência de um dos bancos em paralelo.

Na Rede de Distribuição foram identificadas as seguintes sobrecargas:

- Rede de Distribuição
    - LT 138 kV Viana - Ceasa
    - LT 138 kV Ceasa - Alto Lage
    - LT 138 kV Alto Lage – Piracema
    - LT 138 kV Piracema - Carapina
    - LT 138 kV Pitanga - Goiabeiras

Os diagnósticos previamente realizados constituem uma importante referência para as análises do estudo. No entanto, não substituem a elaboração de um diagnóstico específico, desenvolvido com base em projeções de carga e informações atualizadas relativas a grandes consumidores. Dessa forma, a partir da base de dados de referência do PDE 2034 [12], foram construídos cenários críticos de atendimento por meio da alteração do despacho das usinas, de forma a representar condições mais severas de desempenho da rede elétrica local, conforme apresentado no Diagnóstico do PDE 2034 [2].

6.1 Cenário analisado

6.1.1 Cenário de geração

O cenário mais crítico para o atendimento à Região Metropolitana de Vitória é o “Nordeste Exportador”, que se destaca por ocorrer no patamar de carga máxima diurna, período no qual há elevada geração renovável na região Nordeste devido à grande incidência solar e pelo fluxo da Interligação Nordeste – Sudeste estar próximo ao seu limite de transmissão, cerca de 14 GW, a partir de 2030.

Em relação ao despacho hidrelétrico, as usinas que fazem parte da bacia do Rio São Francisco totalizam cerca de 3,5 GW de geração. Em um recorte mais regional, foi simulada condição de baixa hidraulicidade na geração nas bacias do Rio Paraíba do Sul, Doce e Mucuri.

Por fim, o despacho térmico do Brasil foi feito considerando-se apenas a geração das usinas que declaram inflexibilidade. Nessa condição, os estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo totalizam cerca de 1,6 GW de geração, 18 % da capacidade instalada, quando considerado o ano inicial, 2028.

6.1.2 Carga

Foram consideradas as previsões de carga por barramento informadas pela distribuidora local, EDP-ES, à EPE para o PDE 2034.

A EDP-ES tem recebido solicitação de acesso de novos grandes consumidores, correspondendo ao acréscimo de 93,2 MW em 2028, 183,2 MW em 2033 e 249 MW em 2037, agravando as condições de atendimento ao sistema local.

Dessa forma, com o objetivo de estudar o comportamento do sistema local com a entrada dessas cargas, a concessionária enviou os montantes de demanda dessas cargas prospectivas, separados por barramento, conforme Tabela 6-1

Tabela 6-1 - Cargas prospectivas

Clientes prospectivos	2028 MW	2029 MW	2030 MW	2031 MW	2032 MW	2033 MW	2034 MW	2035 MW	2036 MW	2037 MW
Vale H2	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0
Aeroporto de Vitória	1,3	6,3	15,7	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5
Porto Imetame	3,5	5,0	12,5	23,5	31,6	40,7	66,5	66,5	66,5	66,5
Porto Central	3,4	5,6	7,9	11,2	28,3	35,0	42,0	51,0	60,0	75,0
Total	93,2	106,3	127,9	142,2	167,4	183,2	216,0	225,0	234,0	249,0

Cabe ressaltar que as cargas consideradas são aquelas que apresentam um grau elevado de maturidade enquanto as que apresentam elevado grau de incerteza foram desconsideradas.

6.1.3 Compensação reativa

A Tabela 6-2 apresenta a compensação reativa adicional informada pela EDP-ES:

Tabela 6-2 - Compensação reativa adicional

Subestação	Barramento (kV)	Potência reativa (MVAr)
São Mateus	34,5	4,05
Itapemirim	138	6
Serra Sede	138	4,05

A base de dados original do estudo não continha esses capacitores.

Além dos capacitores acima indicados, verificou-se a necessidade de inclusão de capacitores referenciais na região metropolitana de Vitória, a partir de 2030, para a obtenção de casos de estudo com um perfil de tensão em padrões adequados, de forma a viabilizar as análises necessárias ao estudo, conforme Tabela 6-3 e Tabela 6-4.

Tabela 6-3 - Compensação reativa referencial entre 2030 e 2033

Subestação	Barramento (kV)	Potência reativa (MVAr)
Carapina	138	25
Pitanga	138	25
Praia	138	25

Tabela 6-4 - Compensação reativa referencial entre 2034 e 2039

Subestação	Barramento (kV)	Potência reativa (MVAr)
Carapina	138	45
Pitanga	138	45
Praia	138	45

6.1.4 Transformação 345/138 kV da SE Vitória

A Subestação Vitória 345/138 kV atualmente é composta por 4 bancos de 225 MVA e 1 de 400 MVA (AT05). Há previsão de substituição dos bancos AT01 e AT02 por um único banco de 400 MVA, conforme estudo [3].

Os bancos AT03 e AT04 encontram-se em operação e o estudo considera como premissa que esses equipamentos serão substituídos quando do término de sua vida útil regulatória, em 2028 e 2038, respectivamente.

6.2 Desempenho elétrico

6.2.1 Desempenho elétrico das Linhas de Rede Básica

6.2.1.1 LT 345 kV Viana – Viana 2

A sobrecarga apontada no Diagnóstico [1] é eliminada após a entrada em operação da LT 345 kV Viana 2 – Viana C3, com prazo legal de conclusão em setembro de 2027 [13].

Os carregamentos previstos para a LT 345 kV Viana 2 – Viana C1 e C2 são apresentados na Figura 6-1.

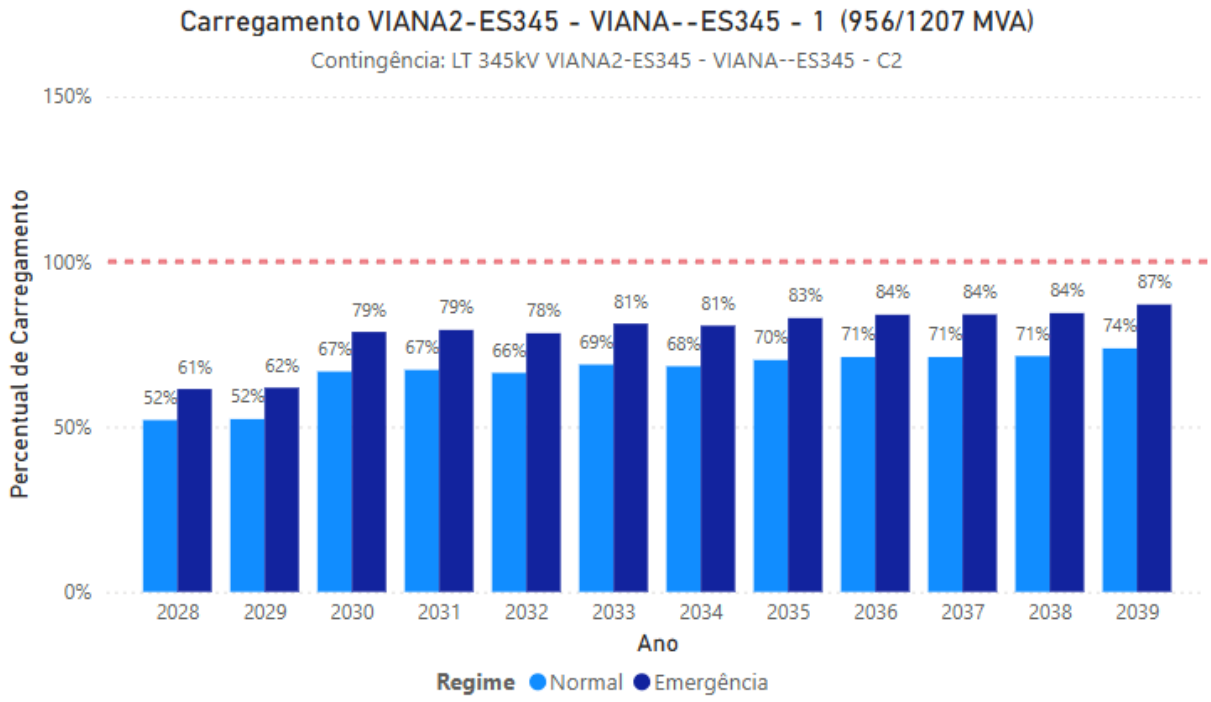


Figura 6-1 - LT 345 kV Viana 2 - Viana em regime normal e na contingência de um circuito paralelo.

O 3° circuito da LT 345 kV Viana 2 – Viana terá parâmetros elétricos diferentes dos circuitos já existentes, apresentando carregamento percentual inferior aos demais.

6.2.1.2 LT 345 kV Viana – Vitória

A LT 345 kV Viana – Vitória apresenta restrições de carregamento em regime normal de operação e em condições de contingência, devido às limitações em equipamentos da SE Vitória.

O diagnóstico do estudo identificou sobrecargas em regime normal de operação e em condições de contingência da LT 345 kV Rio Novo do Sul – Vitória e da LT 500 kV Mutum – Rio Novo do Sul, conforme Figura 6-2 e Figura 6-3.

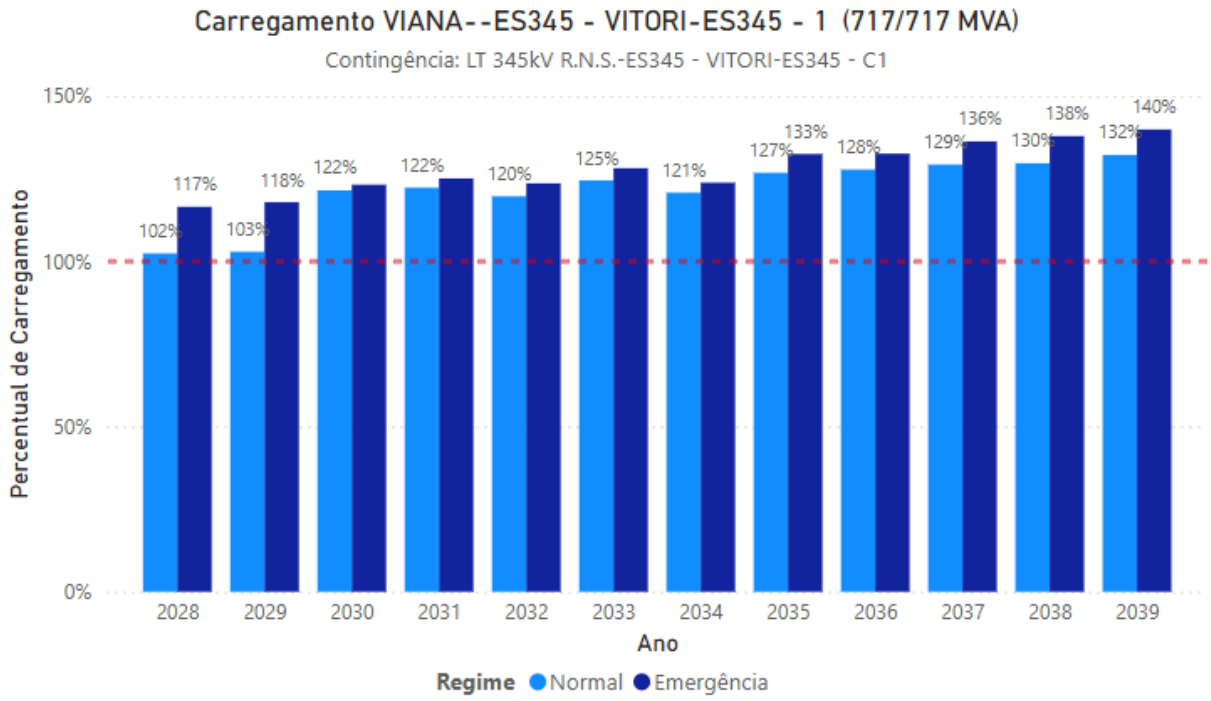


Figura 6-2 - LT 345 kV Viana - Vitória em regime normal e na contingência da LT 345 kV Rio Novo do Sul - Vitória.

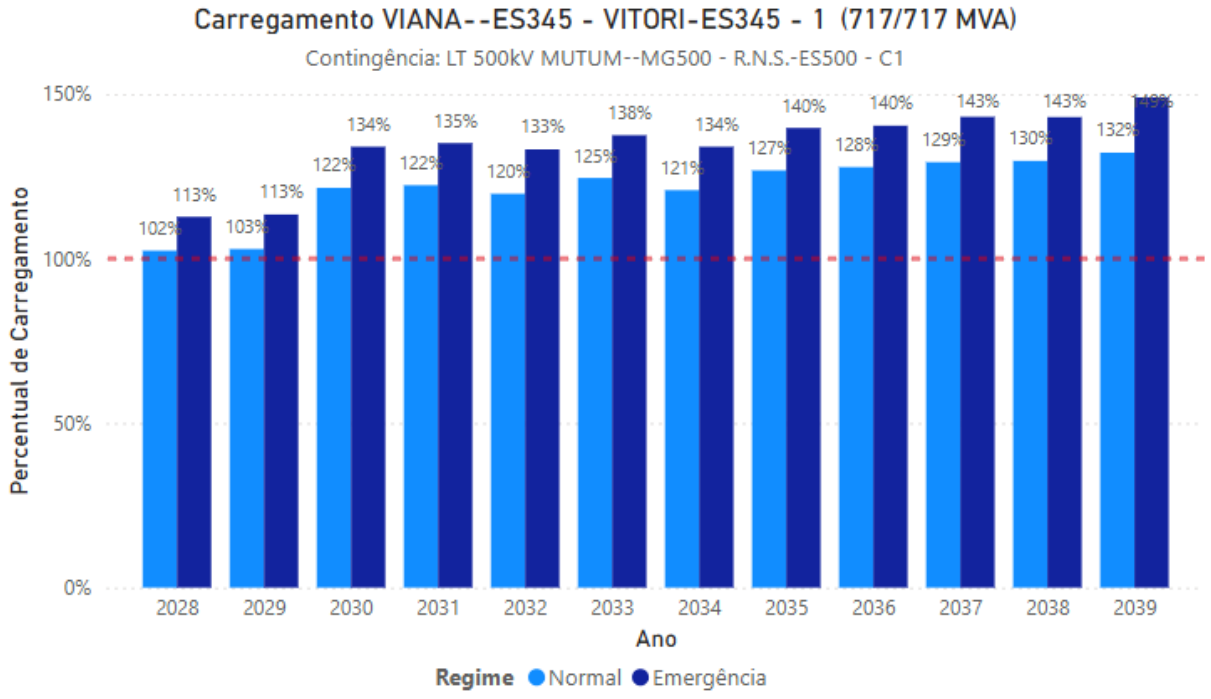


Figura 6-3 - LT 345 kV Viana - Vitória em regime normal e na contingência da LT 500 kV Mutum - Rio Novo do Sul.

6.2.2 Desempenho elétrico dos transformadores de Rede Básica e Fronteira

6.2.2.1 Transformação 500/345 kV da SE Viana 2

A ampliação da transformação 500/345 kV da SE Viana foi recomendada de forma indicativa em estudos do Planejamento da Transmissão [14] através da entrada em operação do 3° banco de autotransformadores.

O presente diagnóstico confirmou a existência de elevados carregamentos nessa transformação, em regime normal de operação e na contingência de um dos bancos em paralelo, conforme Figura 6-4.

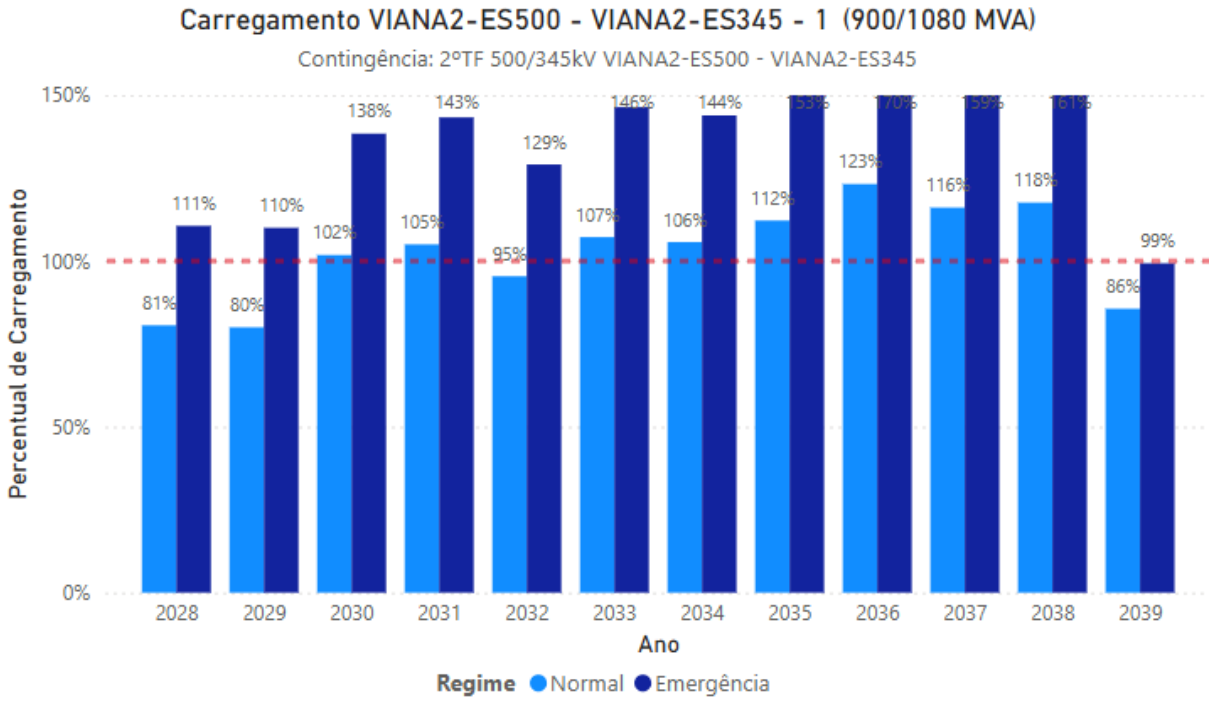


Figura 6-4 – Transformação 500/345 kV da SE Viana 2 em regime normal e na contingência de um dos bancos em paralelo.

A elevação de carregamento ocorrida em 2030 é justificada pela entrada em operação da LT 500 kV João Neiva 2 – Viana 2, que tem previsão legal de conclusão em março de 2029 [13]. A redução de carregamento observada em 2039 é justificada pela entrada em operação de forma referencial do 3° banco de autotransformadores de Viana 2.

6.2.2.2 Transformação 345/138 kV da SE Vitória

A Subestação Vitória 345/138 kV atualmente possui 5 bancos de autotransformadores, sendo 4 de 225 MVA e 1 de 400 MVA. Os bancos 01, 02 e 03 se encontram em final de vida útil regulatória.

O estudo [3] recomendou substituição dos bancos AT01 e AT02 por um novo banco de 400 MVA, com fase reserva e indicou que quando da necessidade de substituição do banco AT03, o mesmo deverá ser substituído por um novo banco de 400 MVA.

O banco AT04 não possui capacidade adicional de emergência devido à contaminação por enxofre corrosivo e, por isso, é o banco mais crítico da transformação. Seus carregamentos estão apresentados na Figura 6-5.

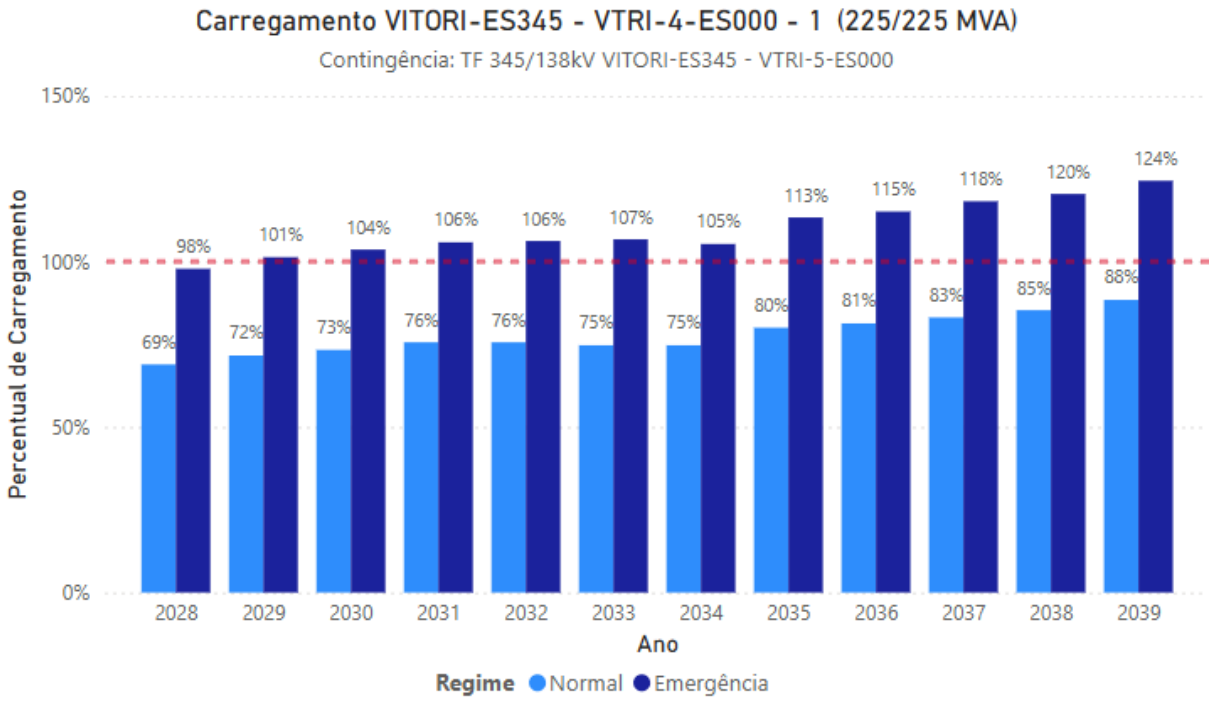


Figura 6-5 - Transformação 345/138 kV da SE Vitória em regime normal e na contingência do banco de maior potência, AT 05.

Conforme apresentado, os carregamentos da transformação violam a capacidade do AT04 em condições de contingência da unidade de maior potência, AT05, a partir de 2029.

6.2.2.3 Transformação 345/138 kV da SE Viana

A SE Viana 345/138 kV é composta por 4 bancos de autotransformadores, sendo 3 de 225 MVA e 1 de 400 MVA.

O diagnóstico do estudo identificou possibilidade de sobrecargas no banco AT03 quando da contingência do banco de maior potência, AT04, a partir de 2036, conforme Figura 6-6.

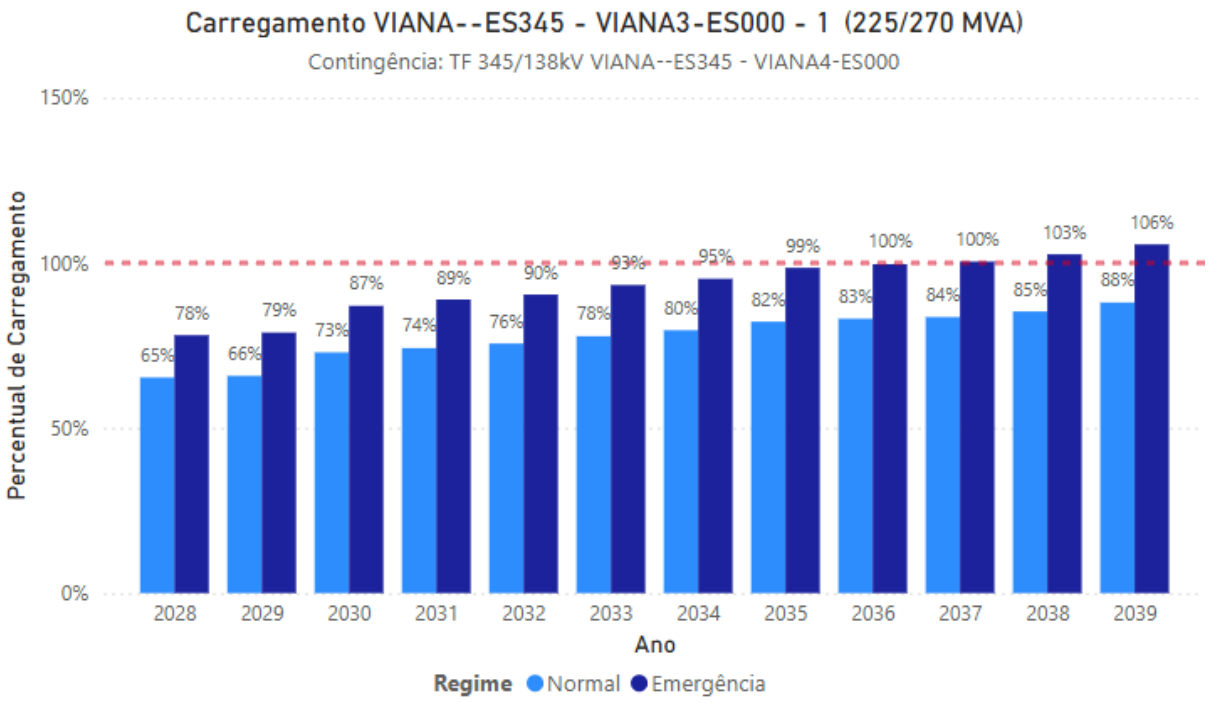


Figura 6-6 - Transformação 345/138 kV da SE Viana em regime normal e na contingência do banco de maior potência, AT 04.

6.2.3 Desempenho elétrico da Rede de Distribuição

6.2.3.1 LT 138 kV Viana – Ceasa – Alto Lage – Piracema – Carapina

O Sistema de Distribuição em 138 kV proveniente da Subestação Viana é bastante impactado por sobrecargas quando da contingência da LT 345 kV Viana – Vitória, conforme Figura 6-7, Figura 6-8, Figura 6-9 e Figura 6-10.

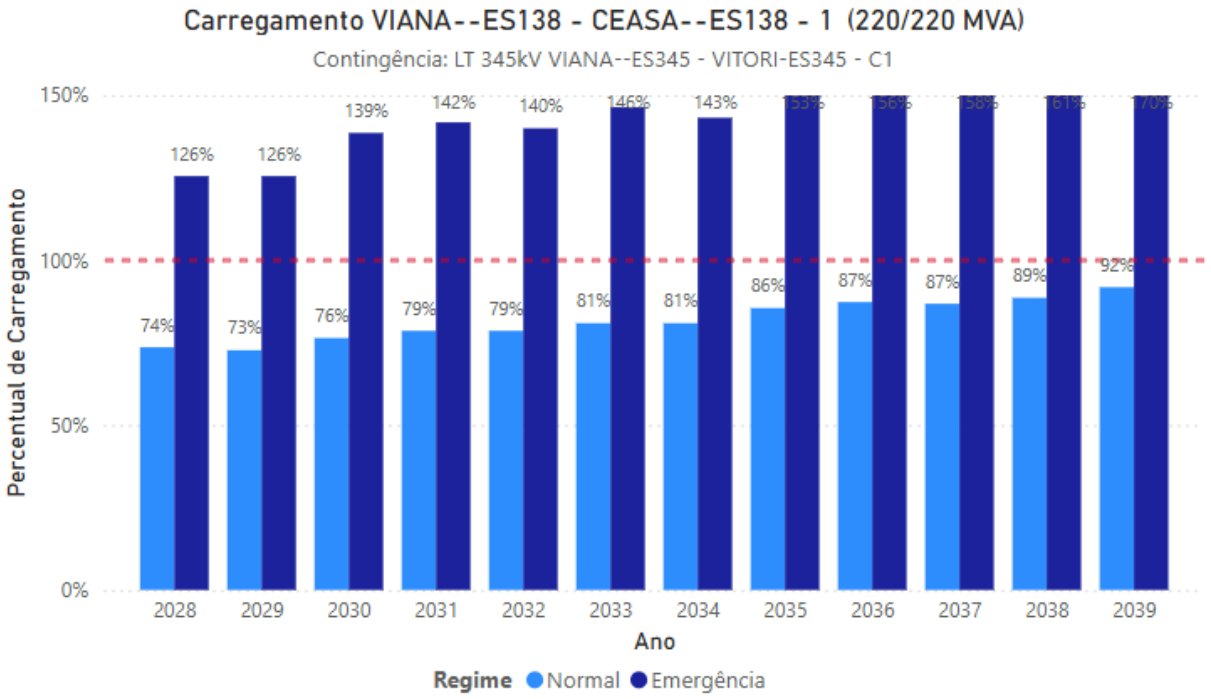


Figura 6-7 – LT 138 kV Viana – Ceasa em regime normal e na contingência da LT 345 kV Viana - Vitória.

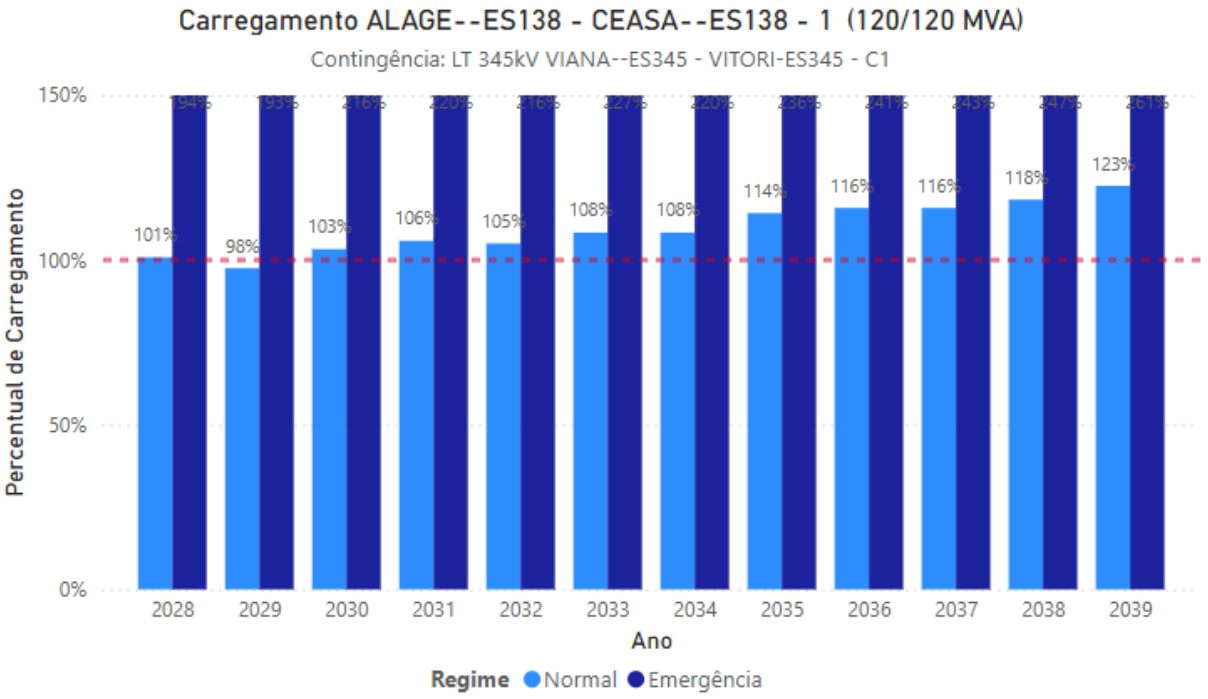


Figura 6-8– LT 138 kV Ceasa – Alto Lage em regime normal e na contingência da LT 345 kV Viana - Vitória.

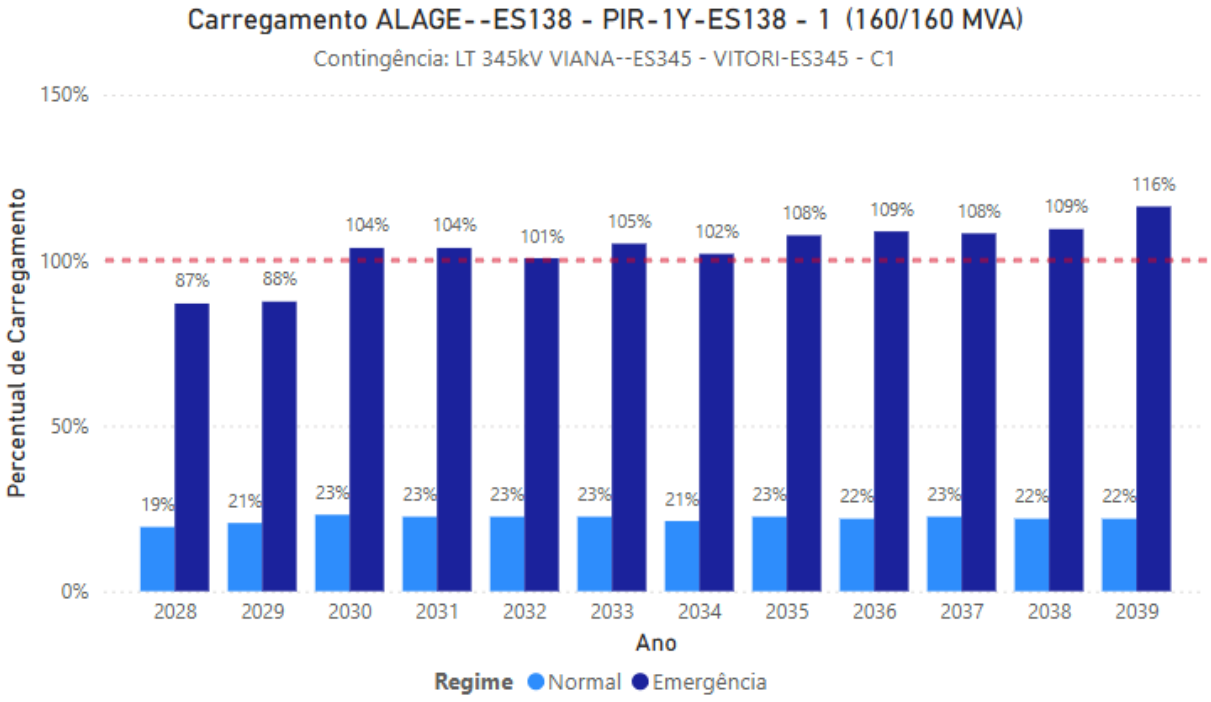


Figura 6-9 - LT 138 kV Alto Lage – Piracema em regime normal e na contingência da LT 345 kV Viana - Vitória.

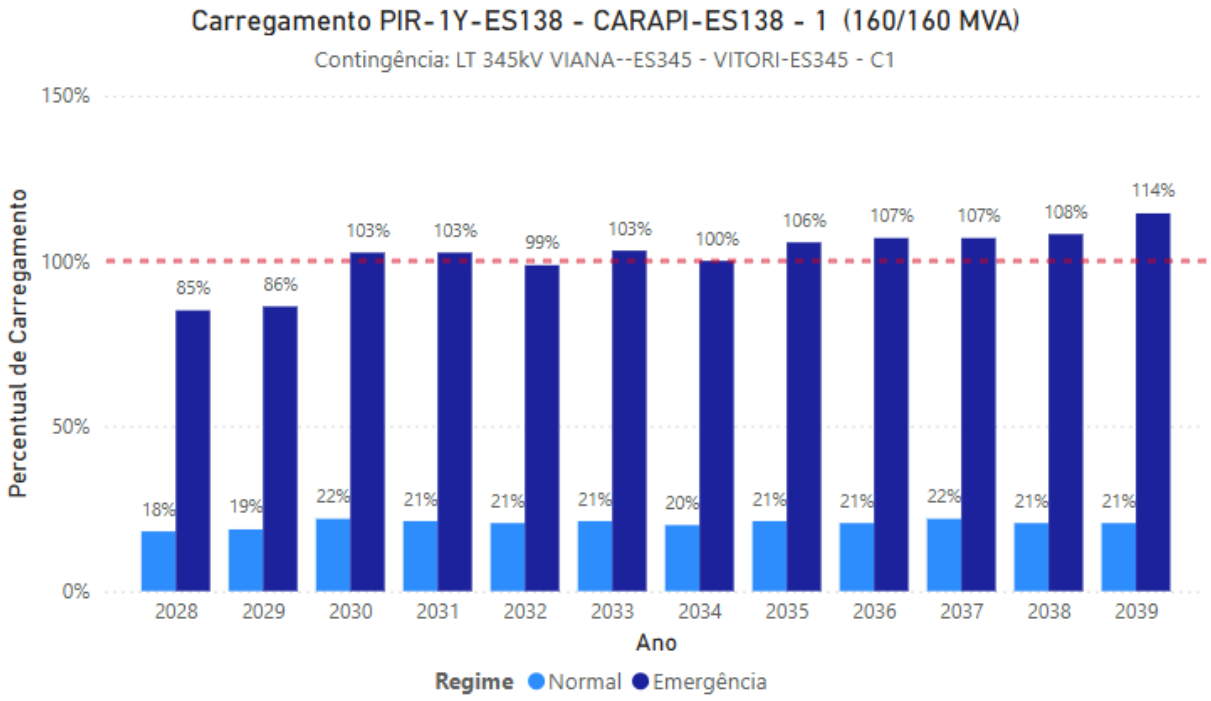


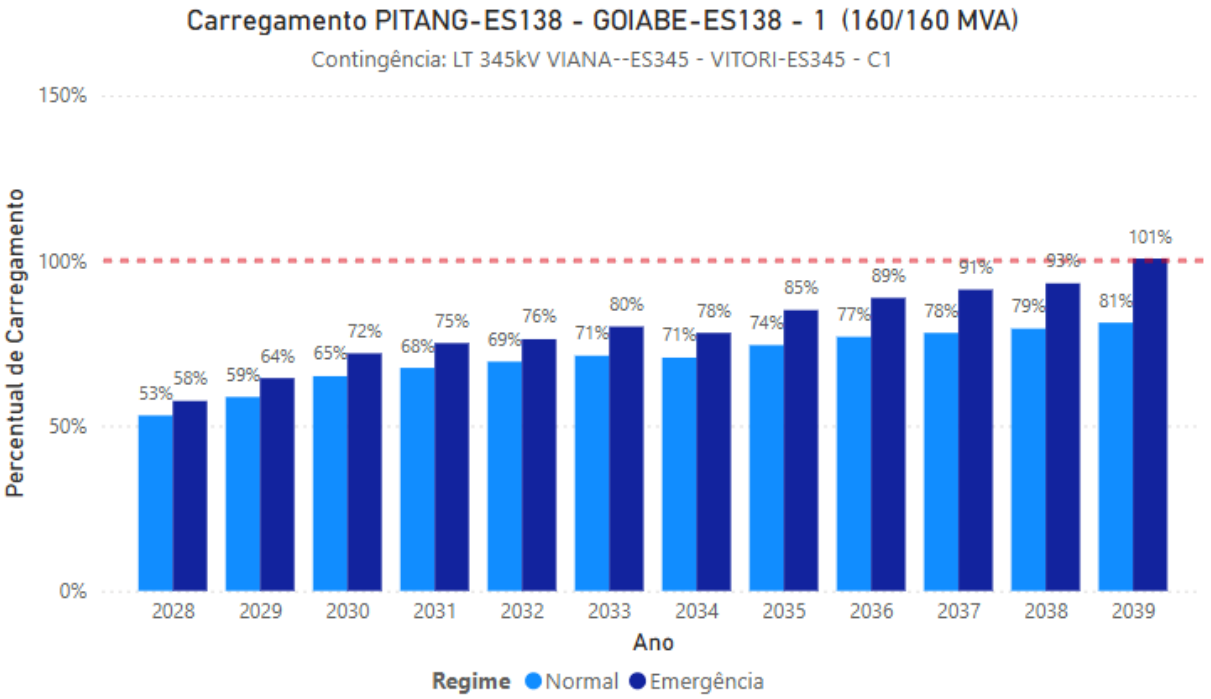
Figura 6-10 – LT 138 kV Piracema – Carapina em regime normal e na contingência da LT 345 kV Viana - Vitória.

Além dos problemas de sobrecarga em condições de contingência da LT 345 kV Viana – Vitória, são observadas sobrecargas em regime normal de operação na LT 138 kV Ceasa – Alto Lage, a partir de 2028.

O trecho em 138 kV entre Alto Lage – Piracema – Carapina possui baixo carregamento em regime normal de operação. No entanto, em condições de emergência da LT 345 kV Viana – Vitória, o carregamento desses circuitos é elevado de forma significativa.

6.2.3.2 LT 138 kV Pitanga – Goiabeiras

A LT 138 kV Pitanga – Goiabeiras apresenta sobrecargas em caso de contingências da LT 345 kV Viana – Vitória em 2039. Esse ponto de atenção ainda não havia sido identificado nos Diagnósticos Regionais do PDE 2033 [1] e do PDE 2034 [2].


Carregamento PITANG-ES138 - GOIABE-ES138 - 1 (160/160 MVA)
Contingência: LT 345kV VIANA--ES345 - VITORI-ES345 - C1
150%
100%
50%
0%
Percentual de Carregamento
53%
58%
59%
64%
65%
72%
68%
75%
69%
76%
71%
80%
71%
78%
74%
85%
77%
89%
78%
91%
79%
93%
81%
101%
2028
2029
2030
2031
2032
2033
2034
2035
2036
2037
2038
2039
Ano
Regime
Normal
Emergência

7 ALTERNATIVAS ANALISADAS

Neste capítulo são apresentadas as alternativas analisadas para a solução dos problemas diagnosticados no sistema de transmissão da Região Metropolitana de Vitória, bem como obras necessárias na rede básica identificadas ao longo da elaboração das análises e comuns a todas as alternativas. Foi analisado o período de 2028 até o ano horizonte de 2039, para aferição do desempenho das obras no longo prazo.

Os estudos de reforços estruturais para o atendimento aos centros de carga tradicionalmente são desenvolvidos com no mínimo uma alternativa com reforços exclusivamente no Sistema de Distribuição. No entanto, no presente estudo não houve possibilidade de estabelecer uma alternativa com tal característica, dados os elevados carregamentos observados nas transformações e no sistema de transmissão regional.

As alternativas para solução das violações identificadas podem ser divididas em dois eixos principais:

- Expansão da rede existente: Ampliação das transformações já existentes, construção de novas LTs curtas ou seccionamento de LT.
- Novo ponto de suprimento: Construção de uma nova fronteira

7.1 Obras comuns

O Sistema de Transmissão em 345 kV compreendido entre as SEs Rio Novo do Sul e Vitória apresenta fatores limitantes que impedem a operação plena das LTs a seguir:

- LT 345 kV Rio Novo do Sul - Vitória
- LT 345 kV Rio Novo do Sul - Viana
- LT 345 kV Viana - Vitória

Tabela 7-1 - Capacidade de transmissão das LTs 345 kV Rio Novo do Sul-Vitória

Linha de Transmissão	Tensão (kV)	Capacidade da LT (MVA) (Normal/Emergência)	Fatores limitantes (MVA) (Normal/Emergência)
Rio Novo do Sul – Vitória	345	853/1075	717/717
Rio Novo do Sul – Viana	345	853/1075	747/747
Viana - Vitória	345	853/1075	747/747

Segundo levantamento feito pela Transmissora Eletrobras, para eliminação dos fatores limitantes e restabelecimento da capacidade plena desses circuitos, há a necessidade de substituição dos transformadores de corrente (TCs) dos disjuntores (DJs) 8118, 8718 e 8728 da SE Vitória.

Por se tratar de uma medida de baixo custo econômico e de relevante ganho operativo, a substituição será considerada como obra comum a todas as alternativas, não impactando, portanto, o mérito da alternativa vencedora.

Também há necessidade de programar intervenções para realizar alterações nos Transformadores de Corrente (TCs) dos DJs 8138, 8528 e 8738 da SE Vitória e dos DJs 8236 e 8246 da SE Viana.

7.2 Expansão da rede existente

Nessas alternativas, chamadas 0-A e 0-B, foram avaliadas soluções via ampliações das transformações das subestações de Viana 2 500/345 kV e Vitória 345/138 kV, bem como a construção de circuitos em 138 kV para solução de problemas na Rede de Distribuição.

A principal diferença entre as alternativas 0 está na obra considerada para redução nos carregamentos do sistema em 345 kV da região.

7.2.1 Alternativa 0-A

A alternativa 0-A prevê a entrada em operação do 3° banco de autotransformadores 500/345 kV na SE Viana 2 com o objetivo de eliminar sobrecargas em condições de emergência na transformação.

As sobrecargas no sistema em 138 kV são solucionadas com a construção da LT 138 kV Viana - Cariacica.

Nessa alternativa, os transformadores em final de vida útil na SE Vitória devem ser substituídos por novos bancos de 400 MVA. Referencialmente, baseado nas datas de entrada em operação desses bancos, foram adotados os anos de 2028 e 2038 como data de fim de vida útil técnica dos bancos 3 e 4 respectivamente.

Para evitar elevados carregamentos no sistema em 345 kV, a alternativa contempla um 2° circuito da LT 345 kV Viana - Vitória. Destaca-se, entretanto, a inviabilidade de compartilhamento do traçado do circuito existente, em função das restrições físicas associadas à travessia em área urbana densamente ocupada.

Essa alternativa foi descartada pois a EDP-ES, concessionária local, declarou que não há viabilidade para construção de Entradas de Linha adicionais na SE Cariacica 138 kV. Além disso, o desempenho elétrico foi considerado inferior ao esperado, demandando obras no sistema em 345 kV, já esgotado.

7.2.2 Alternativa 0-B

A alternativa 0-B é bastante similar à anterior, tendo como diferença apenas a solução para redução dos carregamentos no sistema em 345 kV que, nesse caso, é o seccionamento da LT 345 kV Rio Novo do Sul – Vitória na SE Viana 2.

De forma diferente do seccionamento do circuito original em paralelo, foi decidido por fazer o seccionamento na SE Viana 2, devido à inviabilidade de expansão da SE Viana, conforme informado pela Transmissora Eletrobras através da resposta ao ofício 0640/2023/DEE/EPE [15] e relatório [16].

A alternativa 0-B foi descartada pelos mesmos motivos da alternativa 0-A.

7.3 Novos pontos de suprimento

O elevado carregamento nas transformações 345/138 kV das SEs Vitória e Viana e na transformação 500/345 kV de Viana 2, o fim de vida útil regulatória de 2 bancos de transformadores 345/138 kV de Vitória, as sobrecargas no sistema de Distribuição em 138 kV bem como o alto fluxo nas LTs 345 kV da região indicam possível esgotamento da malha atual.

Com o objetivo de resolver esses problemas de forma estrutural e robusta, sem a entrada de soluções incrementais, foram concebidas alternativas considerando o suprimento da região através do sistema em 500 kV.

Para tal, foram estudadas alternativas com novas SEs nas regiões a seguir:

- Proximidades da SE Vitória 345/138 kV
- Região do Balneário de Carapebus, no município de Serra
- Região da Barra do Jucu, no município de Vila Velha

Para cada região, foram simulados diferentes pontos de conexão ao Sistema Elétrico existente.

Com o objetivo de evitar custos com novas transformações, também foram simuladas alternativas com conexões no sistema em 345 kV.

7.3.1 Fronteira nas proximidades da SE Vitória

As alternativas que consideram a criação de uma nova fronteira nas proximidades da SE Vitória 345/138 kV consistem em aproveitar a proximidade com os circuitos que atualmente se conectam em Vitória 138 kV, através de Pitanga, e têm como destino barramentos de Distribuição como Carapina, Praia, ArcelorMittal e Civit. Ao construir uma fronteira próxima fisicamente desses circuitos, há expectativa de redução de custos de LTs em 138 kV e mitigação de dificuldades socioambientais para a construção desses circuitos.

Foi realizada consulta de viabilidade junto à transmissora Axia, proprietária de terreno adjacente à SE Vitória, com o objetivo de verificar a viabilidade de implantação da nova Subestação Serra 500/138 kV. Em resposta, a concessionária informou que a construção da Subestação é viável, observadas as condições apresentadas na correspondência, apresentada na Seção 17.2.6.

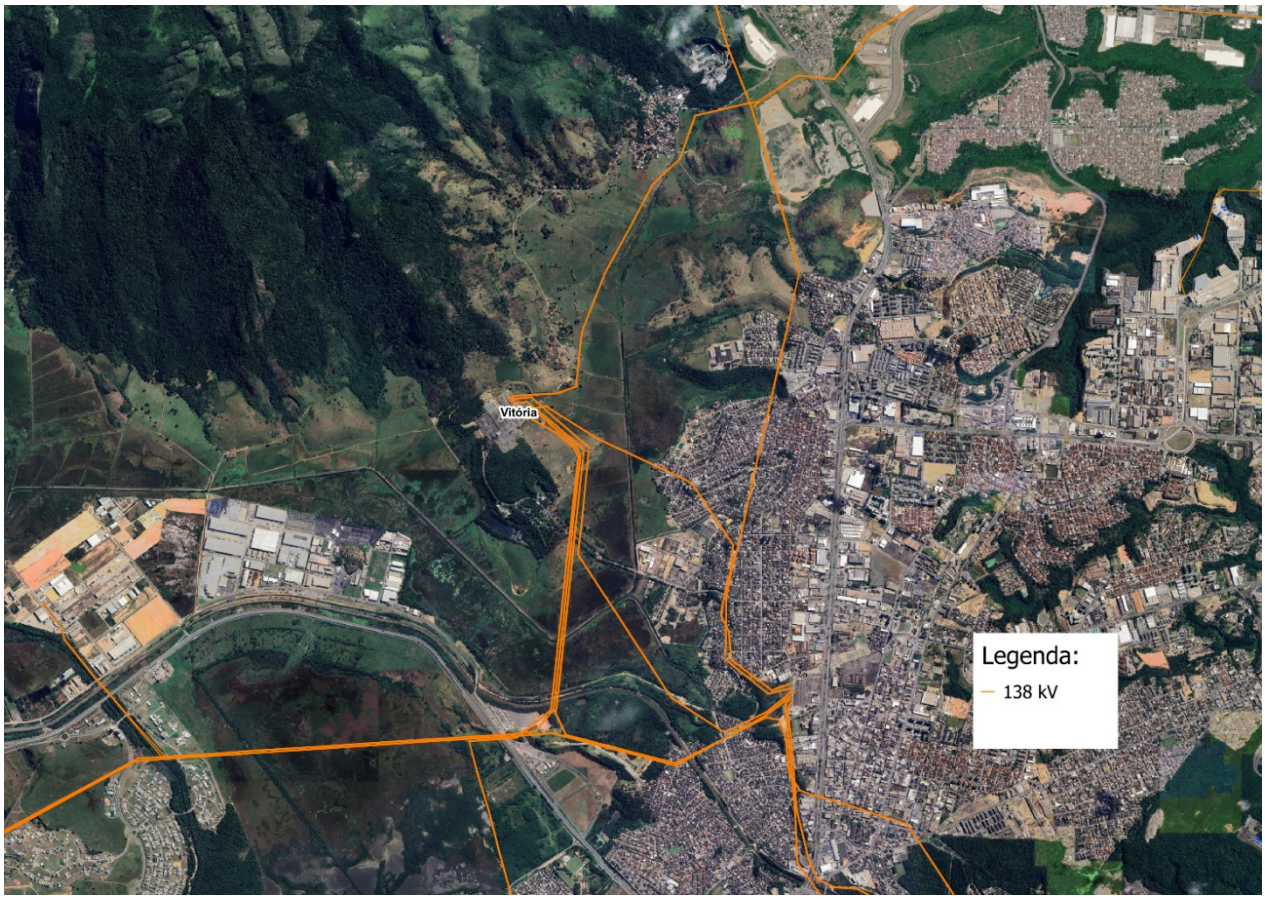


Figura 7-1 - Sistema de Distribuição da SE Pitanga 138 kV

Nessas alternativas, inicialmente foi proposta a interligação da nova fronteira com o Sistema de Distribuição através de 2 circuitos para Pitanga e 2 circuitos para Carapina. No entanto, conforme relatado pela EDP-ES, a conexão de novos vãos em Carapina é inviável e as alternativas foram elaboradas com 3 circuitos entre a nova fronteira e a SE Pitanga [17].

Através das diferentes possibilidades de conexão desse novo ponto de suprimento ao Sistema de Transmissão, foram concebidas 4 variações dessa alternativa, a saber:

- João Neiva 2 500 kV
- Viana 2 500 kV
- Rio Novo do Sul 500 kV
- Seccionamento da LT 500 kV João Neiva 2/Viana 2 C1

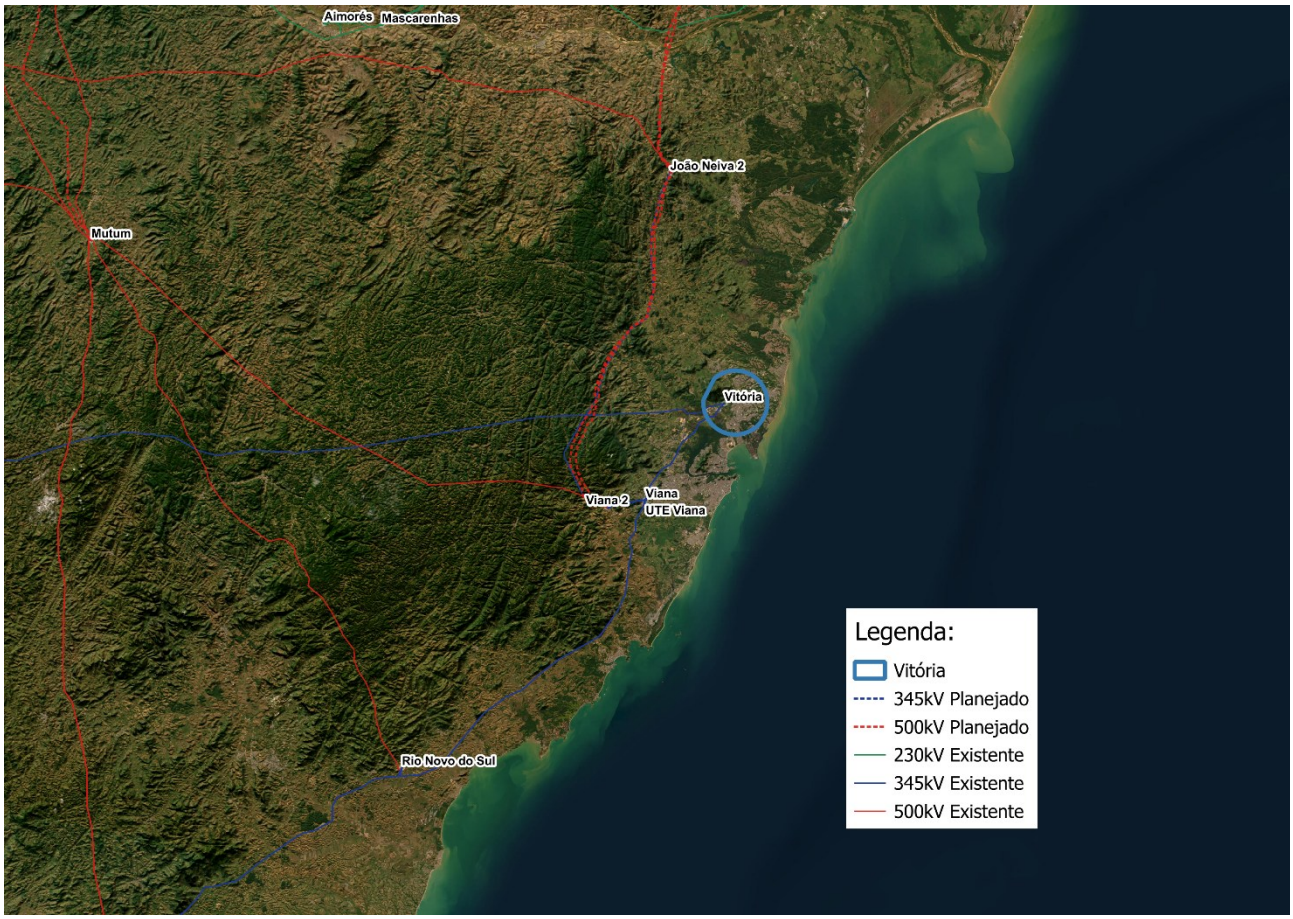


Figura 7-2 - Sistema elétrico da região da SE Vitória 345/138 kV, com as principais possibilidades de conexão

A modulação referencial adotada para a transformação 500/138 kV da nova SE será de 400 MVA. O número de bancos será definido em função da carga assumida em cada alternativa.

7.3.1.1 Alternativa 1

A alternativa consiste na implantação de uma nova SE de Rede Básica de Fronteira nas proximidades da SE Vitória 345/138 kV, interligada com o Sistema de Transmissão existente através de uma LT de 52 km para a SE João Neiva 2 500 kV.



Figura 7-3 - Conexão da SE Serra ao Sistema através de João Neiva 2 500 kV

O desempenho elétrico dessa alternativa é considerado satisfatório uma vez que com a implantação de suas obras as sobrecargas nos seguintes equipamentos são eliminadas:

- Transformações 345/138 kV das SEs Vitória e Viana
- Transformação 500/345 kV de Viana 2
- LT 345 kV Viana/Vitória

Sobre a transformação de Vitória 345/138 kV, a implantação do Plano de Obras da Alternativa 1 possibilita a desmobilização do banco 3 quando do fim de sua vida útil técnica, estimada para 2028. Por sua vez, quando do fim de vida útil técnica do banco 4, prevista para 2038, é necessária substituição por um banco de 400 MVA, conforme definido no Estudo [3].

Em relação ao Sistema de Distribuição, em condições de contingência da LT 500 kV João Neiva 2 - Serra, permaneceram as sobrecargas no eixo Viana – Ceasa - Alto Lage, a partir de 2028. Para solução desse problema, foi proposta a entrada da LT 138 kV Viana - Cariacica.

A transformação da nova SE é composta por 3 bancos de autotransformadores de 400 MVA.

De forma referencial, adotou-se a entrada da LT 500 kV Viana 2 – Serra, em 2040, como evolução natural da alternativa.

Essa alternativa foi descartada pois a EDP-ES, concessionária local, declarou que não há viabilidade para construção de Entradas de Linha adicionais na SE Cariacica 138 kV. Além disso, o desempenho elétrico foi considerado inferior ao esperado, demandando obras no sistema em 345 kV, já esgotado.

7.3.1.2 Alternativa 2

A alternativa 2 é bastante similar à anterior, tendo como única diferença a interligação da nova SE de Rede Básica de Fronteira com o Sistema de Transmissão existente a SE Viana 2 500/345 kV, através de um circuito de 42 km. Também foi adotada a modulação de 400 MVA e um total de 3 bancos de autotransformadores.



Figura 7-4 - Conexão da SE Serra ao Sistema através de Viana 2 500 kV

O desempenho elétrico da alternativa 2 também foi considerado satisfatório uma vez que com a implantação de suas obras as sobrecargas nos seguintes equipamentos são eliminadas:

- Transformações 345/138 kV das SEs Vitória e Viana
- Transformação 500/345 kV de Viana 2
- LT 345 kV Viana/Vitória

Assim como na alternativa anterior, a implantação do Plano de Obras demanda substituição de bancos de transformadores apenas quando da desmobilização do banco 4, prevista para 2038. Conforme recomendado no estudo [3], esse novo banco deverá ter a potência de 400 MVA.

A entrada da LT 138 kV Viana - Cariacica, a partir de 2028, tem como objetivo evitar sobrecargas no eixo Viana - Ceasa - Alto Lage, em condições de contingência da LT 500 kV Viana 2 - Serra.

A transformação da nova SE é composta por 3 bancos de autotransformadores de 400 MVA.

De forma referencial, adotou-se a entrada da LT 500 kV João Neiva 2 – Serra, em 2040, como evolução natural da alternativa.

Assim como as alternativas 0-A, 0-B e 1, essa alternativas foi descartada devido inviabilidade de construção de obras no Sistema de Distribuição.

7.3.1.3 Alternativa 3

A alternativa 3 considera a integração da nova SE de Rede Básica ao Sistema de Transmissão através de um circuito de cerca de 111 km para a SE Rio Novo do Sul.

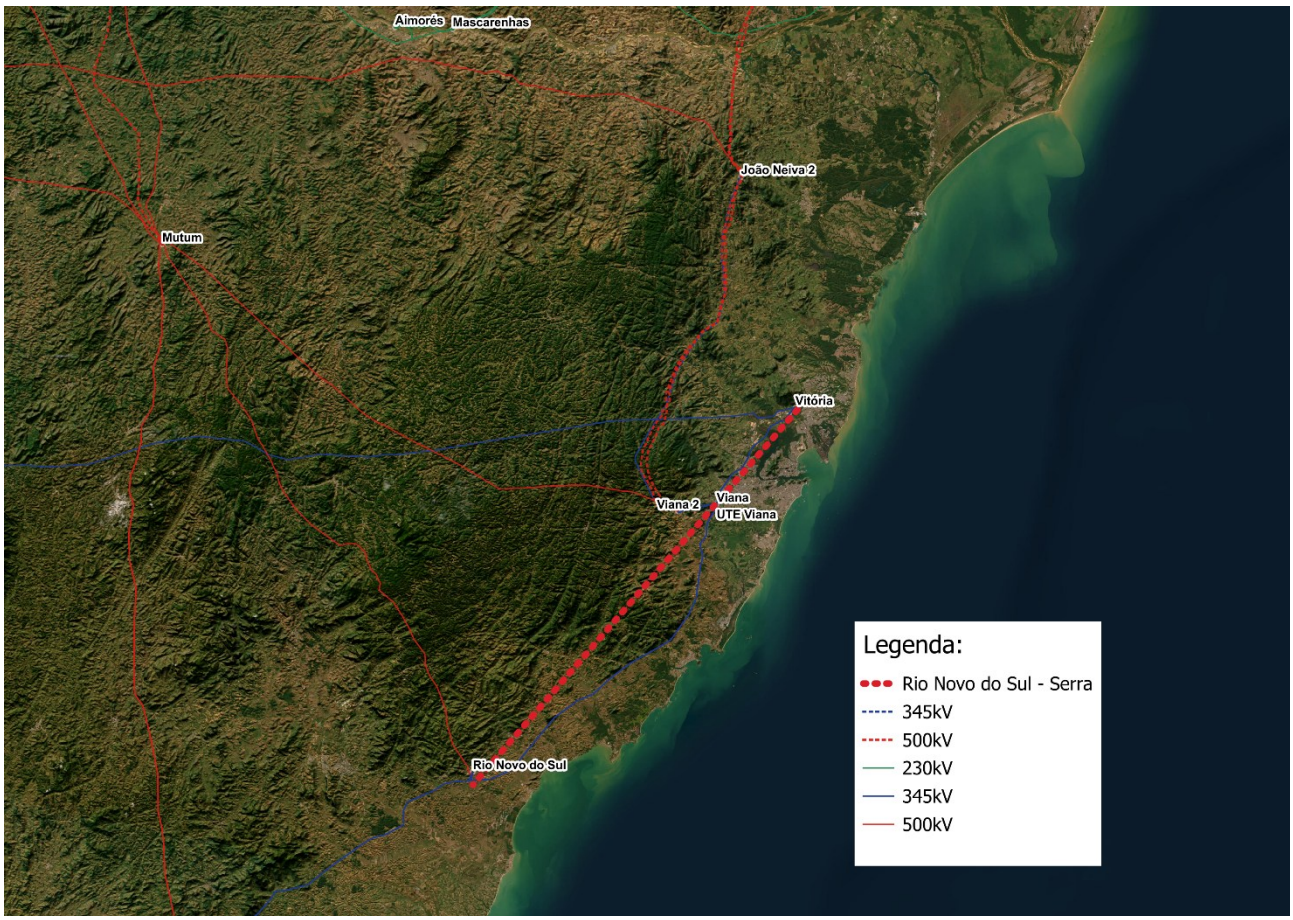


Figura 7-5 - Conexão da SE Serra ao Sistema através de Rio Novo do Sul 500 kV

No entanto, essa alternativa teve um desempenho insatisfatório e a transformação da nova SE foi pouco carregada, sendo necessário apenas um banco de transformadores. Para a solução dos problemas diagnosticados, além das obras citadas nas alternativas 1 e 2, foi necessário acrescentar no seu Plano de Obras circuitos de distribuição adicionais, e a ampliação da transformação de Viana 2 500/345 kV.

Como a alternativa demandou equipamentos adicionais aos das alternativas anteriores e as perdas elétricas também foram superiores, optou-se pelo descarte da Alternativa 3.

7.3.1.4 Alternativa 4

A alternativa 4 consiste em conectar a nova SE de Rede Básica de Fronteira ao Sistema de Transmissão através do seccionamento da LT 500 kV João Neiva 2/Viana 2 C1. O principal diferencial dessa alternativa é que, ao seccionar um circuito, o atendimento ao critério "N-1" é simplificado, já que a SE passa a dispor de 2 fontes de suprimento.



Figura 7-6 - Conexão da SE Serra ao Sistema através do seccionamento da LT 500 kV João Neiva 2 – Viana 2 C1

O desempenho elétrico da alternativa é considerado bastante satisfatório uma vez que com a implantação de suas obras as sobrecargas nos seguintes equipamentos são eliminadas:

- Transformações 345/138 kV das SEs Vitória e Viana
- Transformação 500/345 kV de Viana 2
- LT 345 kV Viana/Vitória
- LT 138 kV Viana/Alto Lage/Ceasa

O fim de vida útil dos bancos 3 e 4 da Subestação de Vitória, estimados para 2028 e 2038 respectivamente, não requerem a substituição destes por novas unidades.

Além disso, a contingência de um dos circuitos que se conectam à SE Serra 500/138 kV não provoca sobrecargas na Rede de Distribuição, dispensando a necessidade de ampliação deste sistema.

O Plano de Obras da Alternativa 4 está apresentado na Tabela 7-2 e na Tabela 7-3:

Tabela 7-2 - Plano de obras - Alt 4 - Subestações

Subestação	Tensão (kV)	Descrição	Ano
Serra (Nova)	500/138	1°,2° e 3° ATF 500/138 kV, (9+1R) x 133,33 MVA e CTs	2028
Vitória	345/138	Substituição de equipamentos	2028

Tabela 7-3 - Plano de obras - Alt 4 – Linhas de Transmissão

Linha de Transmissão	Descrição	Ano
SECC LT 500 kV João Neiva 2/Viana 2 na SE Serra	2 Circuitos simples 500 kV, 6 x 838 MCM, 28 km	2028
LT 138 kV Serra – Pitanga C1	Circuito simples, 2 x 1113 MCM, 2 km	2028
LT 138 kV Serra – Pitanga C2	Circuito simples, 2 x 1113 MCM, 2 km	2028
LT 138 kV Serra – Pitanga C3	Circuito simples, 2 x 1113 MCM, 2 km	2028

7.3.2 Fronteira na região do Balneário de Carapebus

As alternativas que preveem a criação de uma nova fronteira na região do balneário de Carapebus têm como objetivo estabelecer um ponto de suprimento na zona litorânea da Região Metropolitana de Vitória, considerando que atualmente grande parte de suas cargas é atendida de forma unidirecional a partir da SE Vitória. A entrada da SE Carapebus contribuiria para tornar o sistema regional mais malhado e robusto, além de reduzir os fluxos internos no Sistema de Distribuição da EDP-ES.



Figura 7-7 - Sistema de Distribuição da EDP-ES

Nessas alternativas, foram propostas interligações da nova fronteira com o Sistema de Distribuição através de 2 circuitos para o Complexo Siderúrgico da ArcelorMittal, 1 circuito para Civit e outro circuito para Manguinhos.

Um possível desafio para esse grupo de alternativas é a chegada de novas LTs à região do Balneário de Carapebus, densamente povoada, e as soluções podem contemplar a necessidade de construção de trechos de LTs subterrâneos, o que tende a elevar significativamente os custos de implantação dessas alternativas.

As possíveis conexões com o Sistema de Transmissão existente foram as mesmas simuladas para a fronteira nas proximidades da SE Vitória, a saber:

- João Neiva 2 500 kV
- Viana 2 500 kV
- Rio Novo do Sul 500 kV

- Seccionamento da LT 500 kV João Neiva 2/Viana 2 C1



Figura 7-8 - Sistema elétrico da região de Carapebus, com principais possibilidades de conexão em 500 kV

No entanto, com o objetivo de tentar reduzir custos com transformações 500/345 kV, também foram elaboradas variações considerando conexões com os seguintes pontos do sistema de transmissão em 345 kV:

- Vitória 345 kV
- João Neiva 2 345 kV
- Viana 2 345 kV

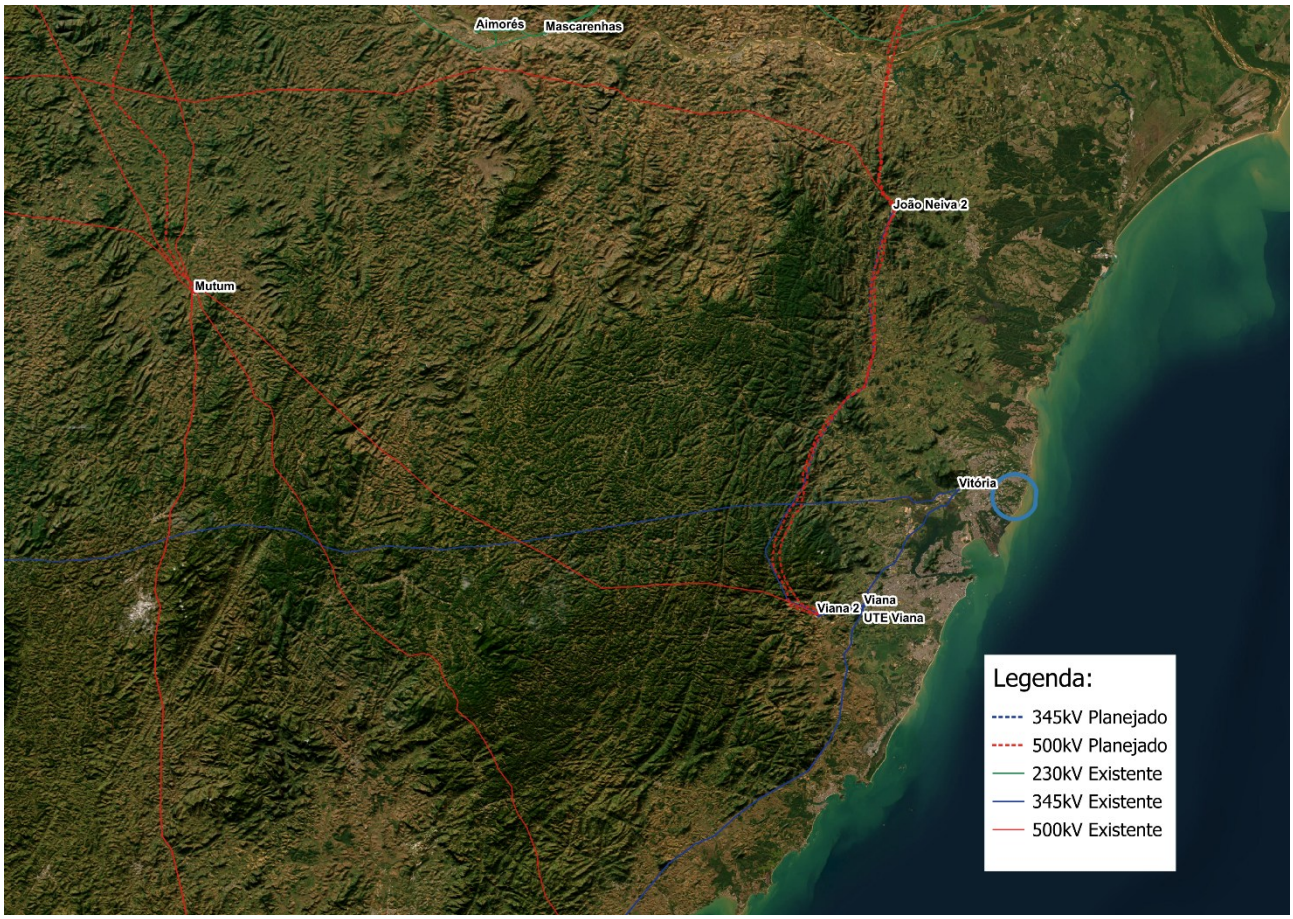


Figura 7-9 - Sistema elétrico da região de Carapebus, com principais possibilidades de conexão em 345 kV

A modulação referencial adotada para a transformação 500/138 kV ou 345/138 kV da nova SE será de 400 MVA. O número de bancos será definido em função da carga que cada alternativa assumirá.

7.3.2.1 Alternativa 5

A alternativa consiste na implantação de uma nova SE de Rede Básica de Fronteira na região litorânea da Grande Vitória, interligada com o Sistema de Transmissão existente através de uma LT de 63 km para a SE João Neiva 2 500 kV.

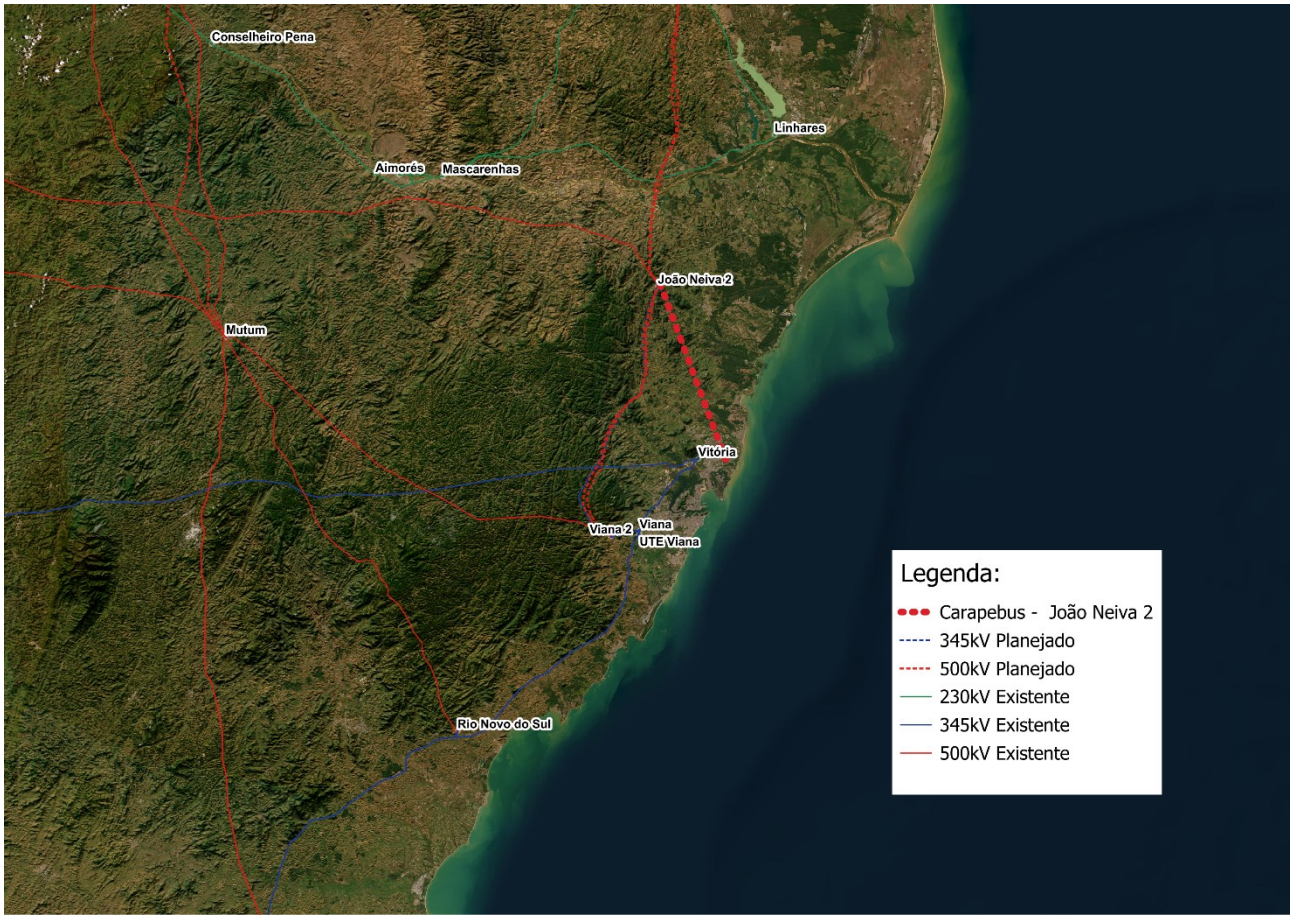


Figura 7-10 - Conexão da SE Carapebus ao Sistema através de João Neiva 2 500 kV

O desempenho elétrico dessa alternativa é considerado satisfatório, uma vez que com a implantação de suas obras as sobrecargas nos seguintes equipamentos são eliminadas:

- Transformações 345/138 kV das SEs Vitória e Viana
- Transformação 500/345 kV de Viana 2
- LT 345 kV Viana/Vitória

Sobre a transformação de Vitória, a implantação do Plano de Obras da Alternativa possibilita a desmobilização do banco 3 quando do fim de sua vida útil técnica, estimada para 2028. Por sua vez, quando do fim de vida útil técnica do banco 4, prevista para 2038, é necessária substituição por um banco de 400 MVA, conforme definido no Estudo [3].

De forma referencial, adotou-se a entrada da LT 500 kV Viana 2 – Carapebus, em 2040, como evolução natural da alternativa.

Em relação ao Sistema de Distribuição, em condições de contingência da LT 500 kV João Neiva 2/ Serra, permaneceram as sobrecargas no eixo Viana/Ceasa/Alto Lage, a partir de 2028. Para solução desse problema, foi proposta a entrada da LT 138 kV Viana/Cariacica.

A transformação da nova SE é composta por 3 bancos de autotransformadores de 400 MVA.

Tabela 7-4 - Plano de obras - Alt 5 - Subestações

Subestação	Tensão (kV)	Descrição	Ano
Carapebus (Nova)	500/138	1°,2° e 3° ATF 500/138 kV, (9+1R) x 133,33 MVA e CTs	2028
Vitória	345/138	Substituição de equipamentos	2028
Vitória	345/138	3° ATF 345/138 kV, 3 x 133,33 MVA e novas conexões	2038

Tabela 7-5 - Plano de obras - Alt 5 – Linhas de Transmissão

Linha de Transmissão	Descrição	Ano
LT 500 kV João Neiva 2 – Carapebus	Circuito simples 500 kV, 3 x 954 MCM, 63 km	2028
LT 138 kV Carapebus – Manguinhos C1	Circuito simples, 2 x 1113 MCM, 2 km	2028
LT 138 kV Carapebus – Civit C1	Circuito simples, 2 x 1113 MCM, 6 km	2028
LT 138 kV Carapebus – Arcelor Mittal C1	Circuito simples, 2 x 1113 MCM, 10 km	2028
LT 138 kV Carapebus – Arcelor Mittal C2	Circuito simples, 2 x 1113 MCM, 10 km	2028
LT 138 kV Viana - Cariacica	Circuito simples 138 kV, 2 x 556,5 MCM, 14 km	2028
LT 500 kV Viana 2 – Carapebus	Circuito simples 500 kV, 3 x 954 MCM, 53 km	2040

7.3.2.2 Alternativa 6

A alternativa 6 é similar à anterior, tendo como diferença principal a interligação da nova SE de Rede Básica de Fronteira com o Sistema de Transmissão existente na SE Viana 2 500/345 kV, através de um circuito de 53 km. Ao contrário da anterior, essa alternativa demandou apenas 2 bancos de autotransformadores de 400 MVA.

Por outro lado, foi necessário ampliar a transformação 500/345 kV de Viana 2 com a entrada do 3° banco de autotransformadores, em 2038.

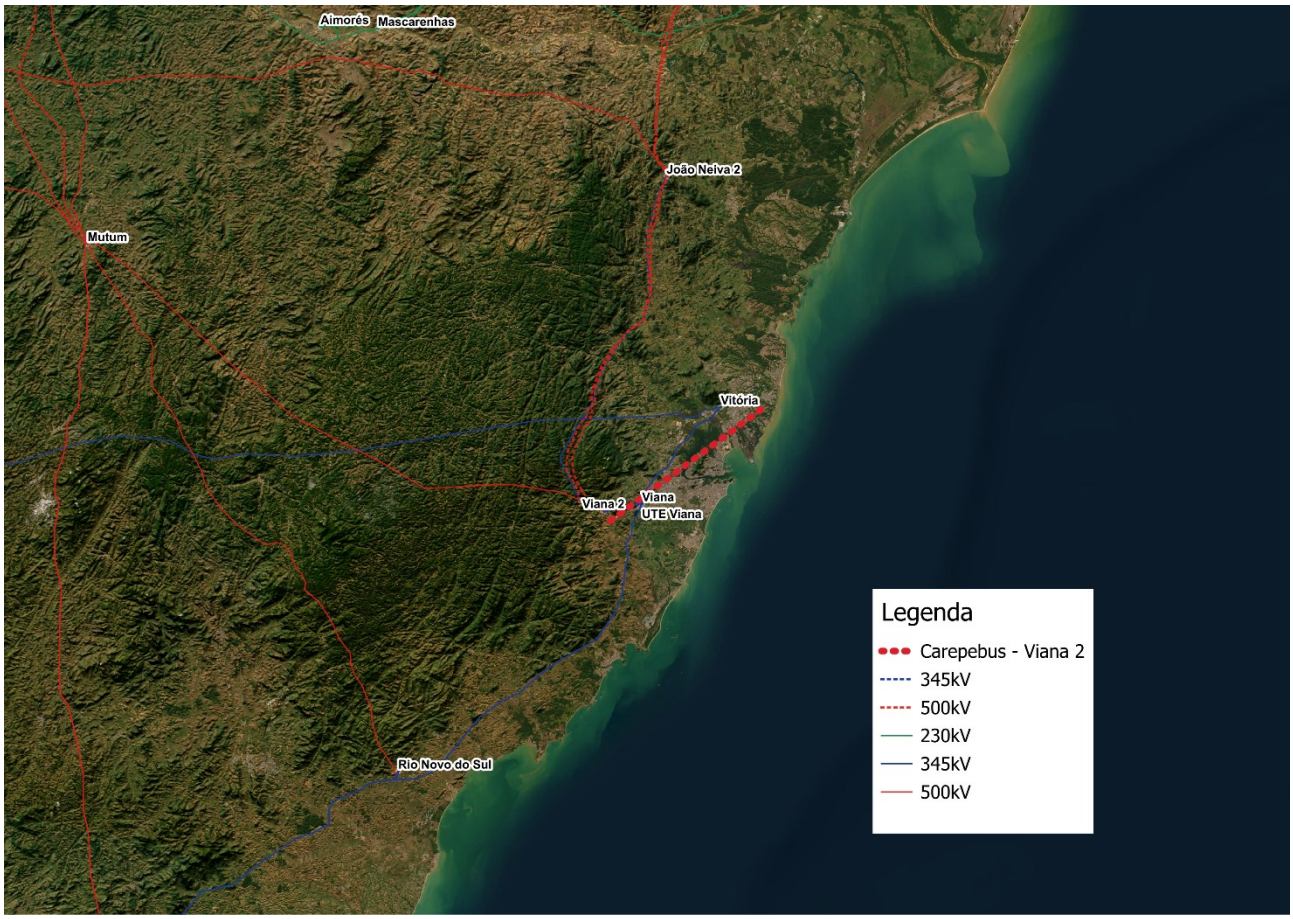


Figura 7-11 - Conexão da SE Carapebus ao Sistema através de João Neiva 2 500 kV

O desempenho elétrico da alternativa 6 foi considerado razoavelmente satisfatório, uma vez que com a implantação de suas obras as sobrecargas nos seguintes equipamentos são eliminadas:

- Transformações 345/138 kV das SEs Vitória e Viana
- LT 345 kV Viana/Vitória

Assim como na alternativa anterior, a implantação do Plano de Obras demanda substituição de bancos de transformadores apenas quando da desmobilização do banco 4, prevista para 2038. Conforme recomendado no estudo [3], esse novo banco deverá ter a potência de 400 MVA.

De forma referencial, adotou-se a entrada da LT 500 kV João Neiva 2 – Carapebus, em 2040, como evolução natural da alternativa.

A entrada da LT 138 kV Viana/Cariacica, a partir de 2028, tem como objetivo evitar sobrecargas no eixo Viana/Ceasa/Alto Lage, em condições de contingência da LT 500 kV Viana 2/Carapebus.

A transformação da SE é composta por 2 bancos de autotransformadores de 400 MVA.

Tabela 7-6 - Plano de obras - Alt 6 - Subestações

Subestação	Tensão (kV)	Descrição	Ano
Carapebus (Nova)	500/138	1° e 2° ATF 500/138 kV, (6+1R) x 133,33 MVA e CTs	2028
Vitória	345/138	Substituição de equipamentos	2028
Vitória	345/138	3° ATF 345/138 kV, 3 x 133,33 MVA e novas conexões	2038
Viana 2	500/345	3° ATF 345/138 kV, 3 x 300 MVA e novas conexões	2038

Tabela 7-7 - Plano de obras - Alt 6 – Linhas de Transmissão

Linha de Transmissão	Descrição	Ano
LT 500 kV Viana 2 – Carapebus	Circuito simples 500 kV, 3 x 954 MCM, 53 km	2028
LT 138 kV Carapebus – Manguinhos C1	Circuito simples, 2 x 1113 MCM, 2 km	2028
LT 138 kV Carapebus – Civit C1	Circuito simples, 2 x 1113 MCM, 6 km	2028
LT 138 kV Carapebus – Arcelor Mittal C1	Circuito simples, 2 x 1113 MCM, 10 km	2028
LT 138 kV Carapebus – Arcelor Mittal C2	Circuito simples, 2 x 1113 MCM, 10 km	2028
LT 138 kV Viana - Cariacica	Circuito simples 138 kV, 2 x 556,5 MCM, 14 km	2028
LT 500 kV João Neiva 2 – Carapebus	Circuito simples 500 kV, 3 x 954 MCM, 63 km	2040

7.3.2.3 Alternativa 7

A alternativa 7 considera a integração da nova SE de Rede Básica ao Sistema de Transmissão através de um circuito de cerca de 150 km para a SE Rio Novo do Sul.



Figura 7-12 - Conexão da SE Carapebus ao Sistema através de Rio Novo do Sul 500 kV

Assim como na alternativa 3, que também conectava uma nova fronteira à SE Rio Novo do Sul 500 kV, essa alternativa teve um desempenho insatisfatório e a transformação da nova SE foi pouco carregada, sendo necessário apenas um banco de transformadores. Além disso, para solução dos problemas diagnosticados, foi necessário acrescentar no seu Plano de Obras circuitos de Distribuição adicionais e a ampliação da transformação de Viana 2 500/345 kV, desnecessários na Alternativa 5.

Como a alternativa demandou equipamentos adicionais e as perdas elétricas também foram superiores, optou-se pelo descarte da Alternativa 7.

7.3.2.4 Alternativa 8

A alternativa 8 consiste em conectar a nova SE de Rede Básica de Fronteira ao Sistema de Transmissão através do seccionamento da LT 500 kV João Neiva 2/Viana 2 C1. O principal diferencial dessa alternativa é que, ao seccionar um circuito, o atendimento ao critério "N-1" é simplificado, já que a SE passa a dispor de 2 fontes de suprimento.



Figura 7-13 - Conexão da SE Carapebus ao Sistema através do seccionamento da LT 500 kV João Neiva 2 – Viana 2 C1

O desempenho elétrico da alternativa é considerado bastante satisfatório uma vez que com a implantação de suas obras as sobrecargas nos seguintes equipamentos são eliminadas:

- Transformações 345/138 kV das SEs Vitória e Viana
- Transformação 500/345 kV de Viana 2
- LT 345 kV Viana/Vitória
- LT 138 kV Viana/Alto Lage/Ceasa

O fim de vida útil dos bancos 3 e 4 da Subestação de Vitória, estimados para 2028 e 2038, respectivamente, não requer a substituição destes por novas unidades.

Além disso, a contingência de um dos circuitos que se conecta à SE Carapebus 500/138 kV não provoca sobrecargas na Rede de Distribuição, dispensando a necessidade de ampliação desse sistema.

O Plano de Obras da Alternativa 8 está apresentado a seguir:

Tabela 7-8 - Plano de Obras

Subestação	Tensão (kV)	Descrição	Ano
Carapebus (Nova)	500/138	1°,2° e 3° ATF 500/138 kV, (9+1R) x 133,33 MVA e CTs	2028
Vitória	345/138	Substituição de equipamentos	2028

Tabela 7-9 - Plano de Obras

Linha de Transmissão	Descrição	Ano
SECC LT 500 kV João Neiva 2/Viana 2 na SE Carapebus	2 Circuito simples 500 kV, 6 x 838 MCM, 40 km	2028
LT 138 kV Carapebus – Manguinhos C1	Circuito simples, 2 x 1113 MCM, 2 km	2028
LT 138 kV Carapebus – Civit C1	Circuito simples, 2 x 1113 MCM, 6 km	2028
LT 138 kV Carapebus – Arcelor Mittal C1	Circuito simples, 2 x 1113 MCM, 10 km	2028
LT 138 kV Carapebus – Arcelor Mittal C2	Circuito simples, 2 x 1113 MCM, 10 km	2028

7.3.2.5 Alternativa 9

Também foram simuladas alternativas que consistem na ampliação do sistema de transmissão em 345 kV existente. Nesse sentido foi elaborada a Alternativa 9, que consiste na implantação de uma nova SE de Rede Básica de Fronteira na região litorânea da Grande Vitória, interligada com o Sistema de Transmissão existente através de uma LT de cerca de 12 km para a SE Vitória 345 kV.

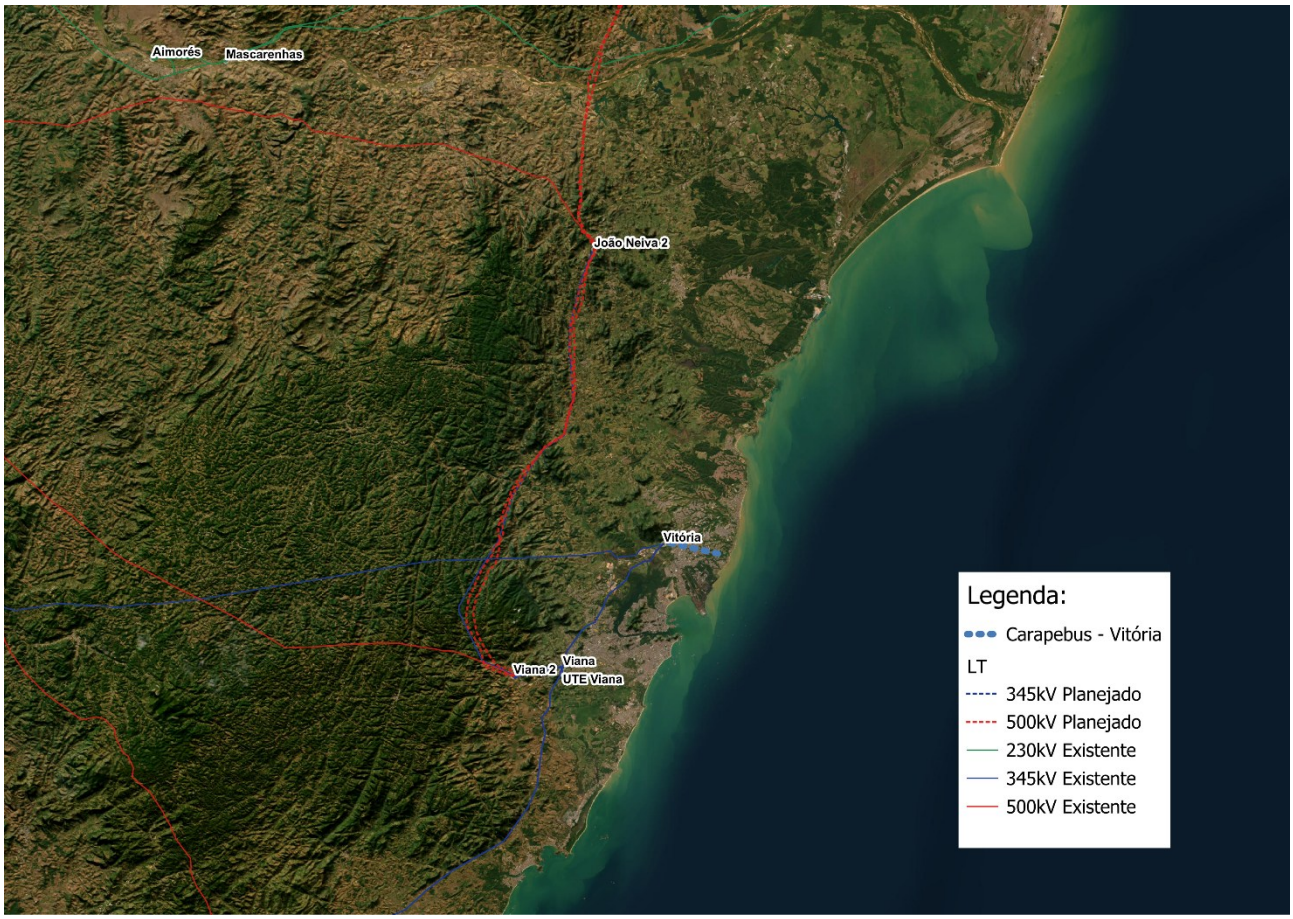


Figura 7-14 - Conexão da SE Carapebus ao Sistema através de Vitória 345 kV

No entanto, o desempenho da alternativa não foi considerado satisfatório uma vez que, além do circuito de conexão da nova fronteira, foram necessários 2 circuitos adicionais em 345 kV e ampliação da transformação 500/345 kV de Viana 2.

Além do elevado investimento exigido, essa alternativa também apresentou perdas elétricas significativas, motivo pelo qual foi descartada.

7.3.2.6 Alternativa 10

A alternativa 10 visa a construção de uma nova fronteira na região litorânea da Grande Vitória, interligada ao Sistema de Transmissão existente através de uma LT 345 kV de cerca de 63 km para a SE João Neiva 2. Essa conexão alternativa tem como objetivo reduzir os fluxos no eixo Viana 2 – Viana – Vitória, altamente carregado.

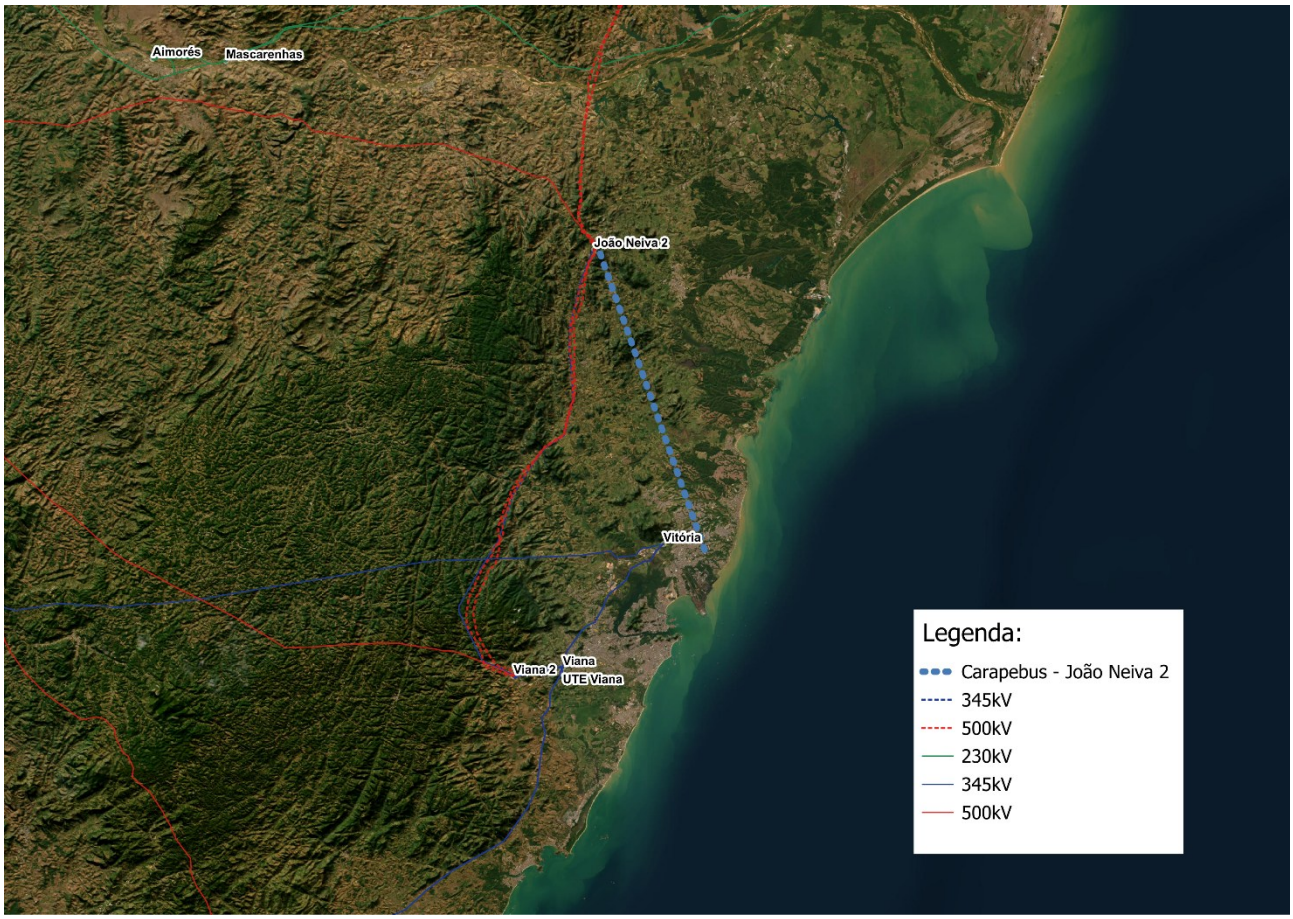


Figura 7-15 - Conexão da SE Carapebus ao Sistema através de João Neiva 2 345 kV

Porém, a carga atendida pela nova fronteira foi baixa e os problemas existentes no sistema em 345 kV não foram solucionados, sendo necessários 2 circuitos adicionais em 345 kV e ampliação da transformação 500/345 kV de Viana 2.

Além do elevado investimento exigido, essa alternativa também apresentou perdas elétricas significativas, motivo pelo qual foi descartada.

7.3.2.7 Alternativa 11

Por fim, também com o objetivo de reduzir os fluxos no eixo Viana 2 – Viana – Vitória, foi proposta a alternativa 11, que consiste em uma nova SE na região litorânea da Grande Vitória conectada ao Sistema de Transmissão através de uma LT 345 kV de cerca de 73,5 km para a SE Viana 2.

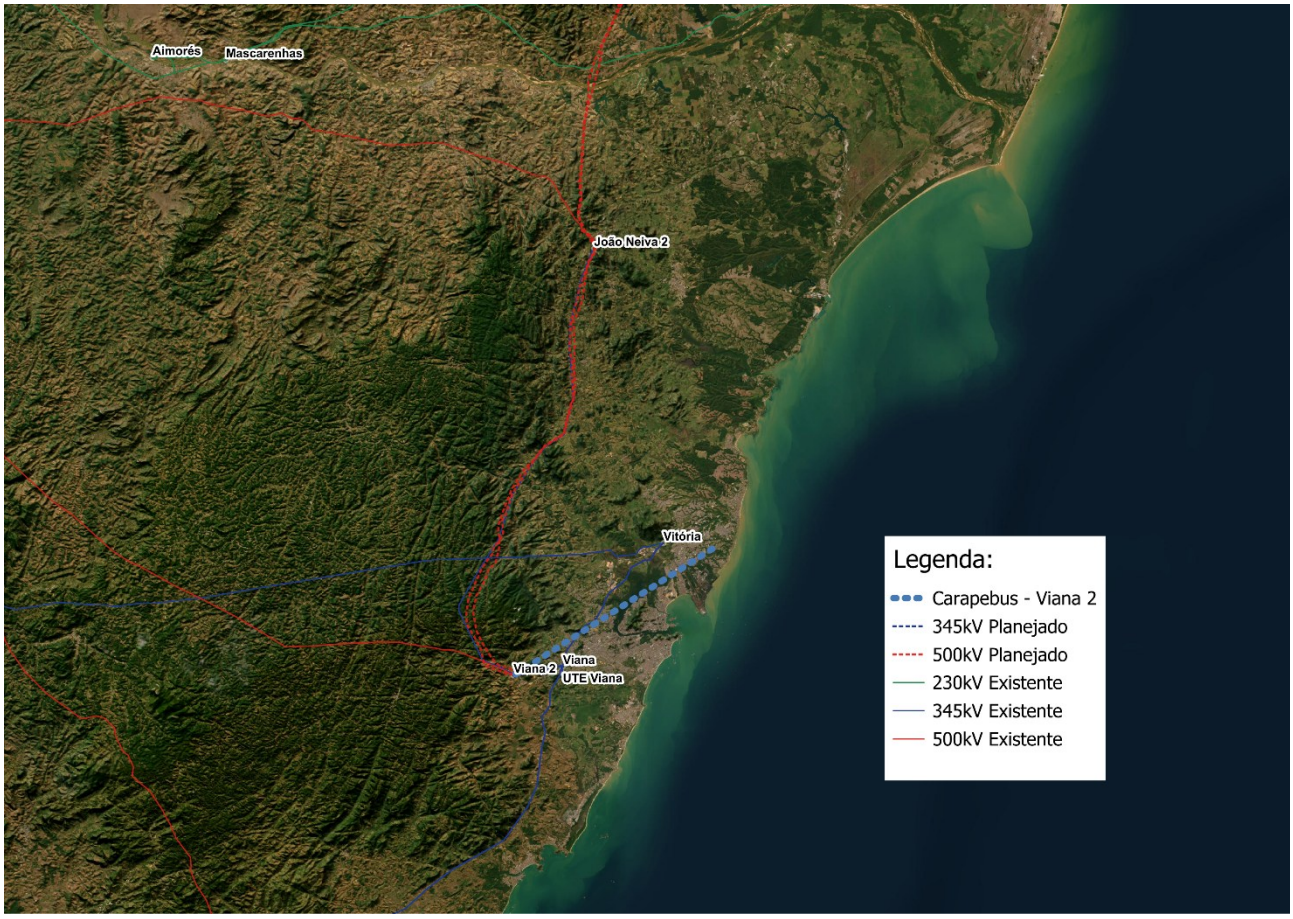


Figura 7-16 - Conexão da SE Carapebus ao Sistema através de Viana 2 345 kV

Porém, a carga atendida pela nova fronteira foi baixa e os problemas existentes no sistema em 345 kV não foram solucionados, sendo necessários 2 circuitos adicionais em 345 kV e ampliação da transformação 500/345 kV de Viana 2.

Além do elevado investimento exigido, essa alternativa também apresentou perdas elétricas significativas, motivo pelo qual foi descartada.

7.3.3 Fronteira na região da Barra do Jucu

As alternativas que preveem a criação de uma nova fronteira na região da Barra do Jucu têm como objetivo estabelecer um ponto de suprimento na área Sul da Região Metropolitana de Vitória, atualmente suprida pelas SEs Vitória e Viana. A entrada da SE Barra do Jucu, associada à sua integração com o Sistema de Distribuição local, contribuiria para reduzir os fluxos no eixo 345 kV Viana 2 – Viana - Vitória, além de reduzir os fluxos nas transformações 345/138 kV de Vitória e Viana.



Figura 7-17 - Sistema de Distribuição da área Sul da Região Metropolitana de Vitória

Nessas alternativas, foram propostas interligações da nova fronteira com o Sistema de Distribuição através de dois circuitos para Ibes, que, por sua vez, se conecta com diversas SEs da rede local.

As conexões com o Sistema de Transmissão existente foram as seguintes:

- Viana 2 500 kV
- Viana 345 kV
- Viana 2 345 kV

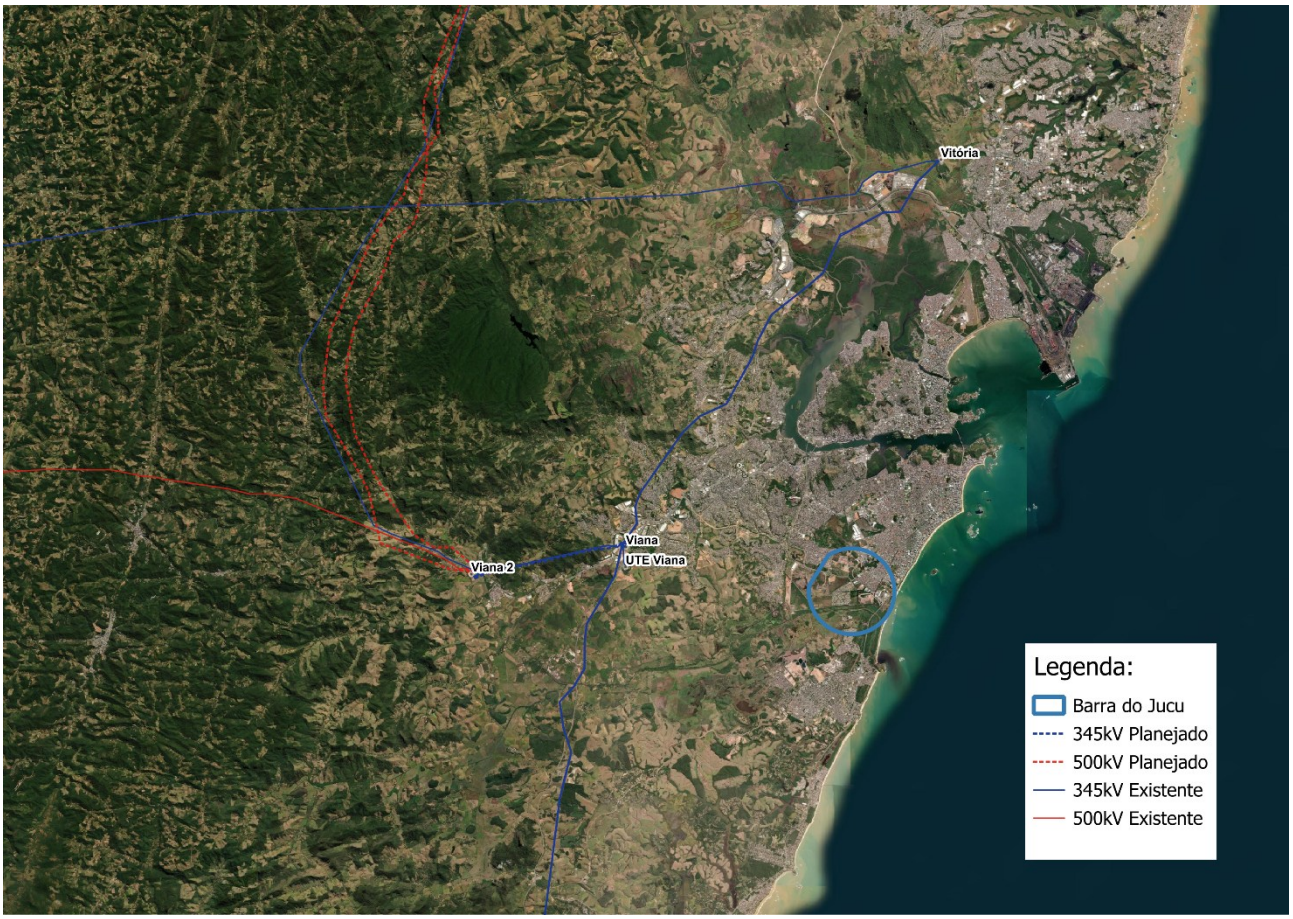
- 

Figura 7-18 - Sistema elétrico da região da Barra do Jucu, com as principais possibilidades de conexão em 500 e 345 kV

A modulação referencial adotada para a transformação 500/138 kV ou 345/138 kV da nova SE será de 400 MVA. O número de bancos será definido conforme a carga assumida por cada alternativa.

7.3.3.1 Alternativa 12

A alternativa 12 consiste na implantação de uma nova SE de Rede Básica de Fronteira na região da Barra do Jucu, interligada com o Sistema de Transmissão existente através de uma LT de cerca de 22 km para a SE Viana 2 500 kV. A opção pela conexão nesse barramento tem como objetivo reduzir os fluxos no eixo Viana 2 – Viana – Vitória e o carregamento da transformação 500/345 kV de Viana 2.

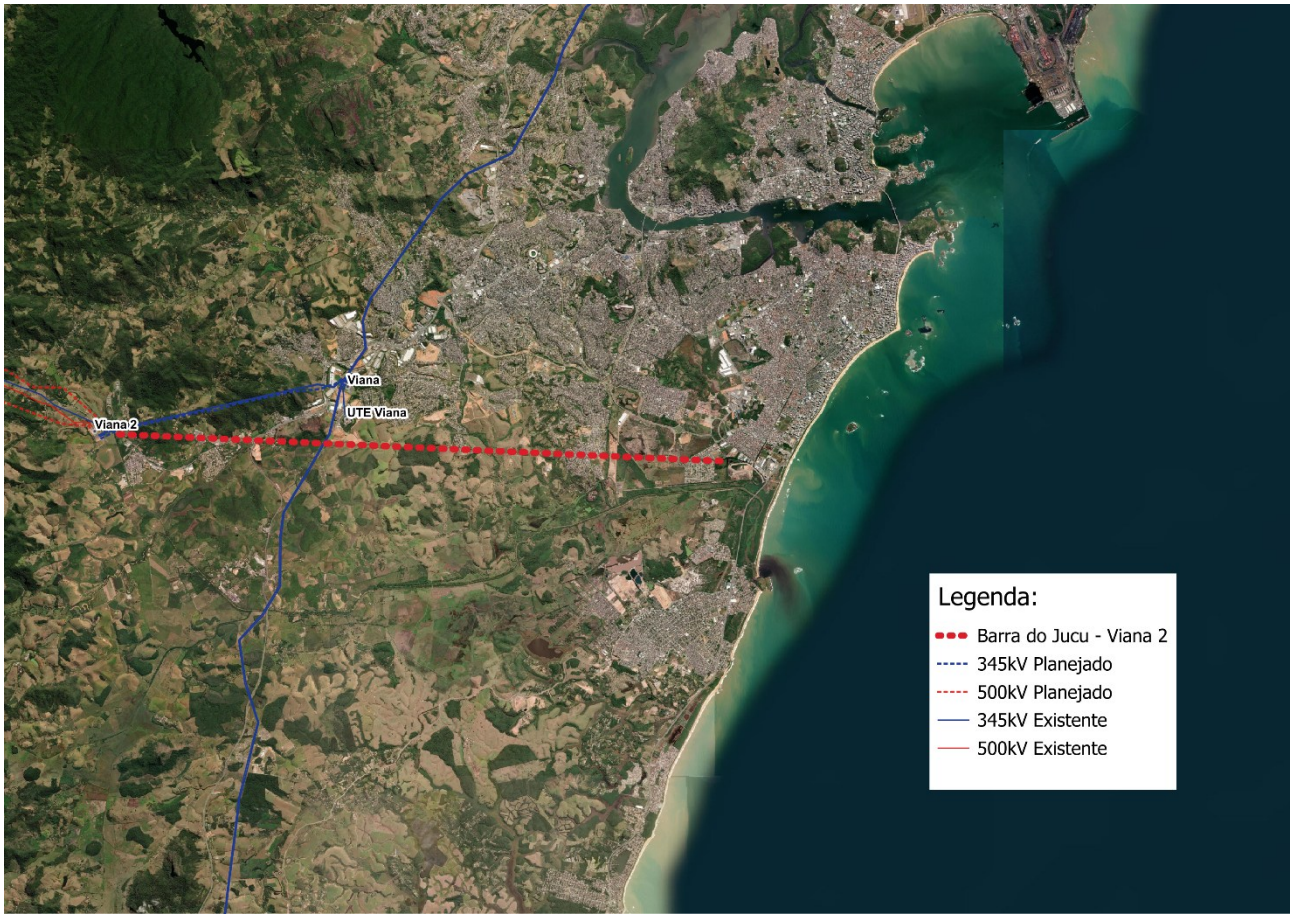


Figura 7-19 - Conexão da SE Barra do Jucu ao Sistema através de Viana 2 500 kV

No entanto, o desempenho da alternativa não foi considerado satisfatório uma vez que não foi possível evitar a necessidade de ampliação da transformação 500/345 kV de Viana 2, nem desmobilizar um dos bancos de Vitória 345/138 kV sem reposição. Na Rede de Distribuição, foi necessário incluir quatro circuitos no Plano de Obras.

Além disso, essa alternativa apresentou perdas elétricas significativas, motivo pelo qual foi descartada.

7.3.3.2 Alternativa 13

A alternativa 13 consiste na implantação de uma nova SE de Rede Básica de Fronteira na região da Barra do Jucu, interligada com o Sistema de Transmissão existente através de uma LT de cerca de 15 km para a SE Viana 345 kV. A opção pela conexão nesse barramento tem como objetivo reforçar o eixo Viana 2 – Viana e aumentar o suprimento de potência via essa região, com consequente redução do carregamento da transformação de Vitória e dos circuitos em 138 kV conectados.

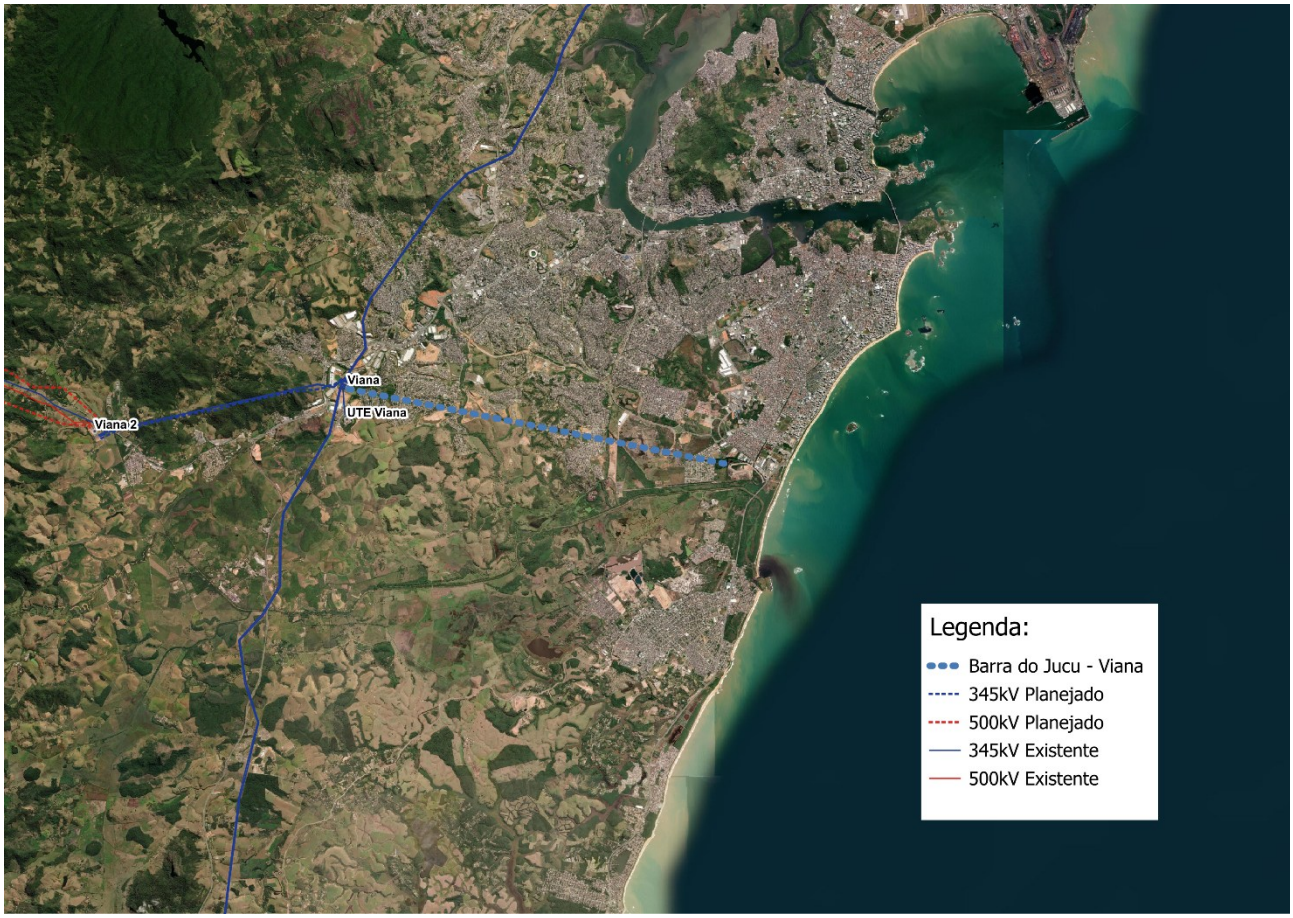


Figura 7-20 - Conexão da SE Barra do Jucu ao Sistema através de Viana 345 kV

No entanto, o desempenho da alternativa não foi considerado satisfatório uma vez que não foi possível evitar a necessidade de ampliação da transformação 500/345 kV de Viana 2, nem desmobilizar um dos bancos de Vitória 345/138 kV sem reposição. Na Rede de Distribuição, foi necessário incluir quatro circuitos no Plano de Obras.

Além disso, essa alternativa apresentou perdas elétricas significativas, motivo pelo qual foi descartada.

7.3.3.3 Alternativa 14

A alternativa 14 é bastante semelhante à anterior, tendo como principal diferença a interligação da nova fronteira com o Sistema de Transmissão existente através de uma LT de cerca de 22 km para a SE Viana 2 345 kV. A opção pela conexão nesse barramento tem como objetivo adicional evitar a necessidade de construção da LT 345 kV Viana 2/Viana C4.



Figura 7-21 - Conexão da SE Barra do Jucu ao Sistema através de Viana 2 345 kV

No entanto, o desempenho da alternativa não foi considerado satisfatório uma vez que não foi possível evitar a necessidade de ampliação da transformação 500/345 kV de Viana 2, nem desmobilizar um dos bancos de Vitória 345/138 kV sem reposição. Na Rede de Distribuição, foi necessário incluir quatro circuitos no Plano de Obras.

Essa alternativa também apresentou perdas elétricas significativas, motivo pelo qual foi descartada.

8 ANÁLISE DE DESEMPENHO DAS ALTERNATIVAS

Todas as alternativas de desempenho considerado satisfatório e de expansão física viável, apresentadas na Seção “ALTERNATIVAS ANALISADAS” tiveram seu comportamento em regime permanente avaliado considerando-se os cenários dimensionadores deste estudo, detalhados na seção 6.1.

Foram realizadas simulações em condição normal e em contingências simples dos elementos da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira para as alternativas 4, 5, 6 e 8, e não foram encontrados níveis de tensão ou carregamento fora dos limites estabelecidos.

As próximas seções deste capítulo apresentam, para cada uma das alternativas, o comportamento do sistema de interesse em operação normal e em condições de emergência.

8.1 Alternativa 4

A implantação do plano de obras da Alternativa permite a operação do sistema regional, conforme apontado na Figura 8-1.

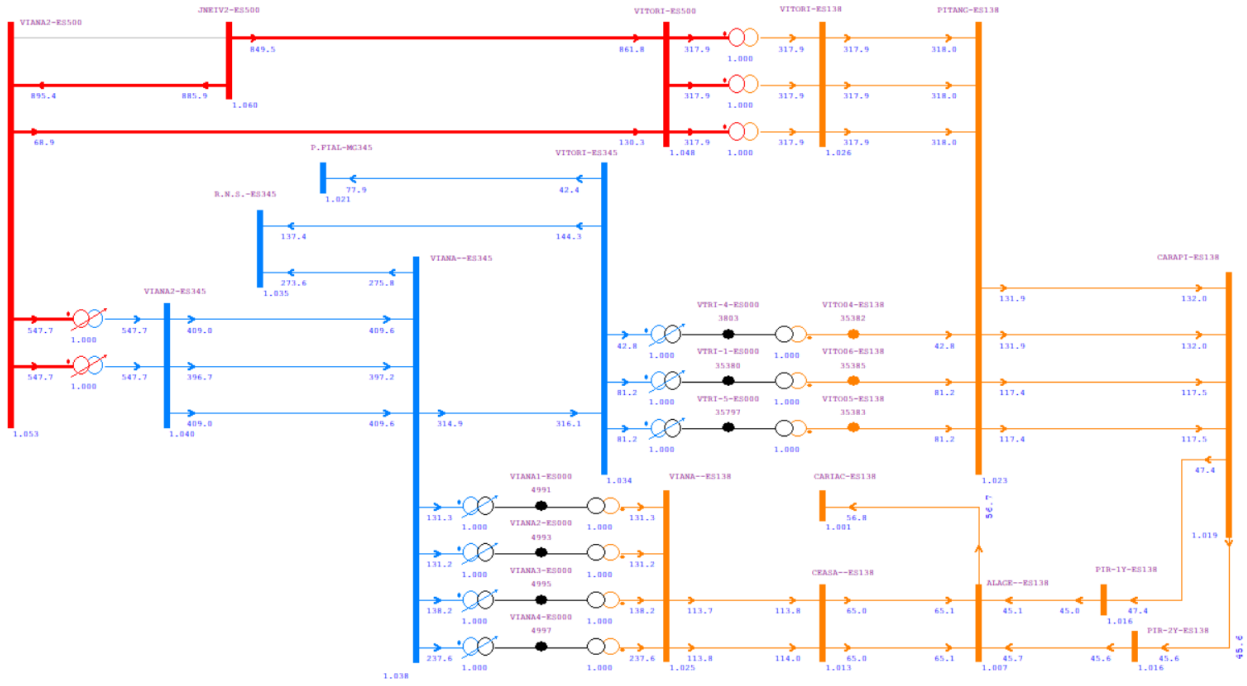


Figura 8-1 - Caso dimensionador, Alternativa 4, 2032

O desempenho do sistema, em condições de emergência de um dos bancos de Viana 2 500/345 kV, está apresentado a seguir:

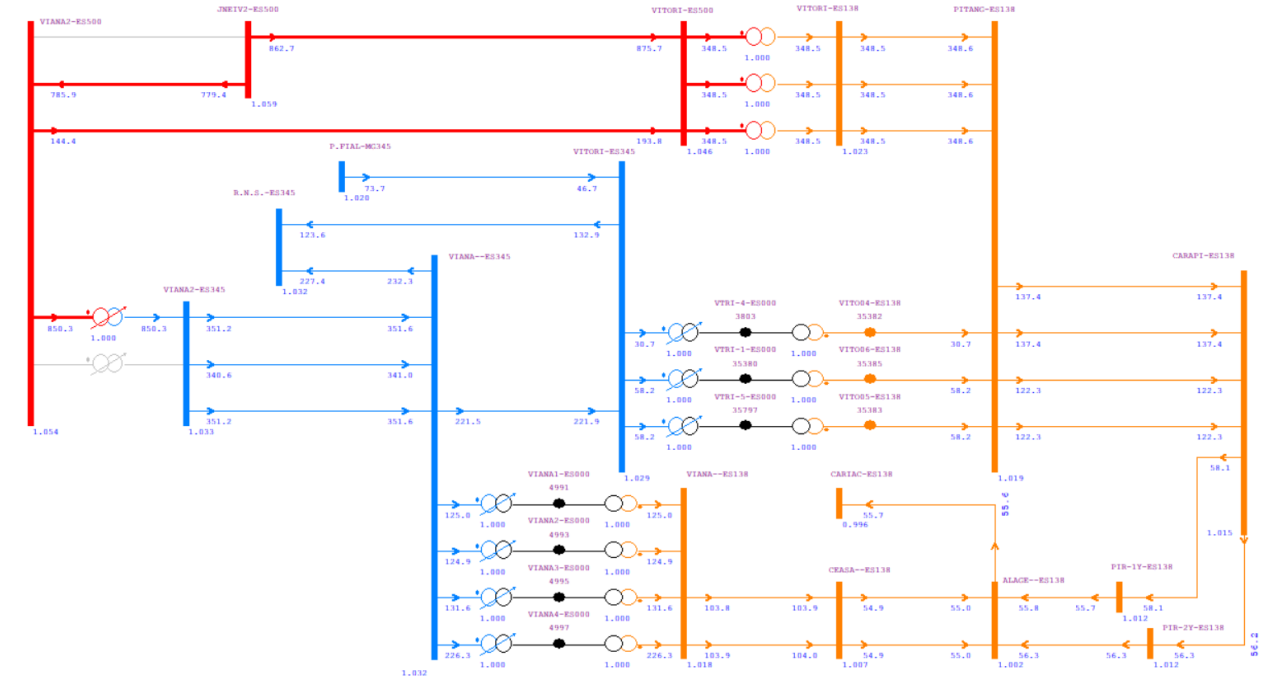


Figura 8-2 - Caso dimensionador, emergência de um banco de transformadores de Viana 2 500/345 kV, Alternativa 4, 2032

Nessa alternativa, os bancos 3 e 4 de Vitória 345/138 kV são desmobilizados quando do término de sua vida útil técnica, estimada para 2028 e 2038, respectivamente. O desempenho do sistema, em 2032, em condições de emergência de um dos bancos de 400 MVA, está apresentado a seguir:

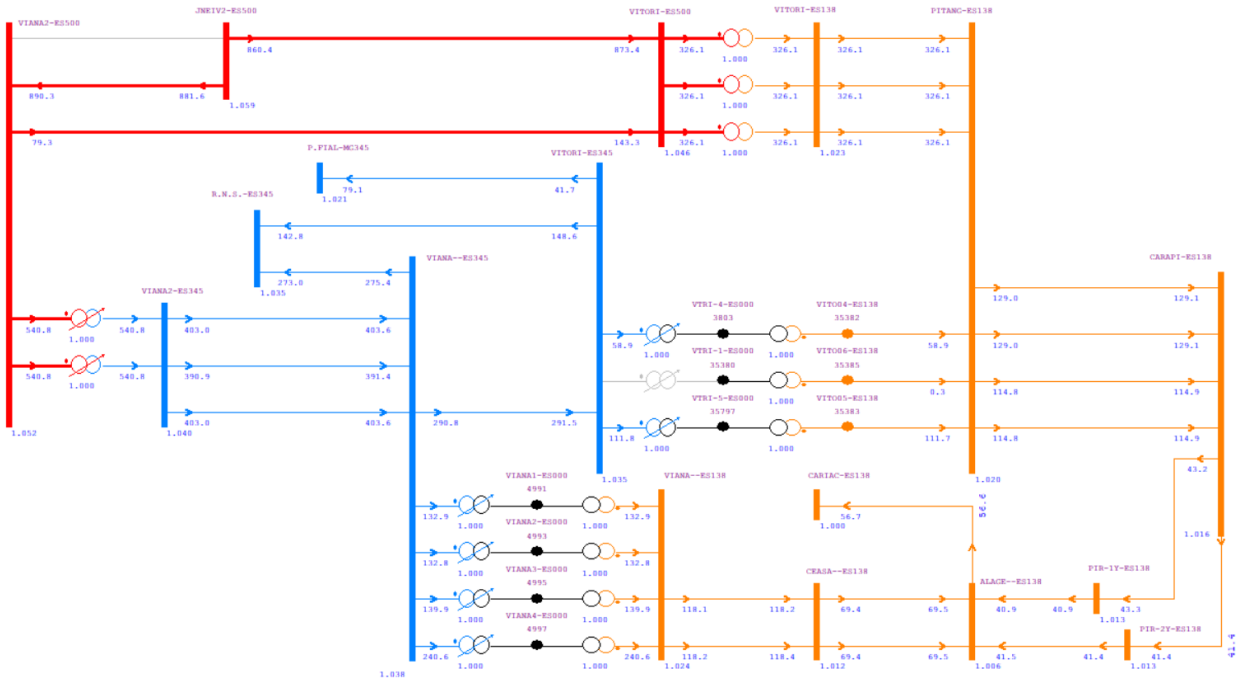


Figura 8-3 - Caso dimensionador, emergência de um banco de transformadores de Vitória 345/138 kV, Alternativa 4, 2032

É importante destacar que, nesse horizonte, um dos bancos de 225 MVA já se encontra desmobilizado.

A Figura 8-4 e a Figura 8-5 demonstram que a alternativa dispensa reforços no sistema de distribuição em 138 kV da região de Viana, quando de contingências na LT 500 kV João Neiva 2/ Serra e na LT 500 kV Viana 2/ Serra, respectivamente.

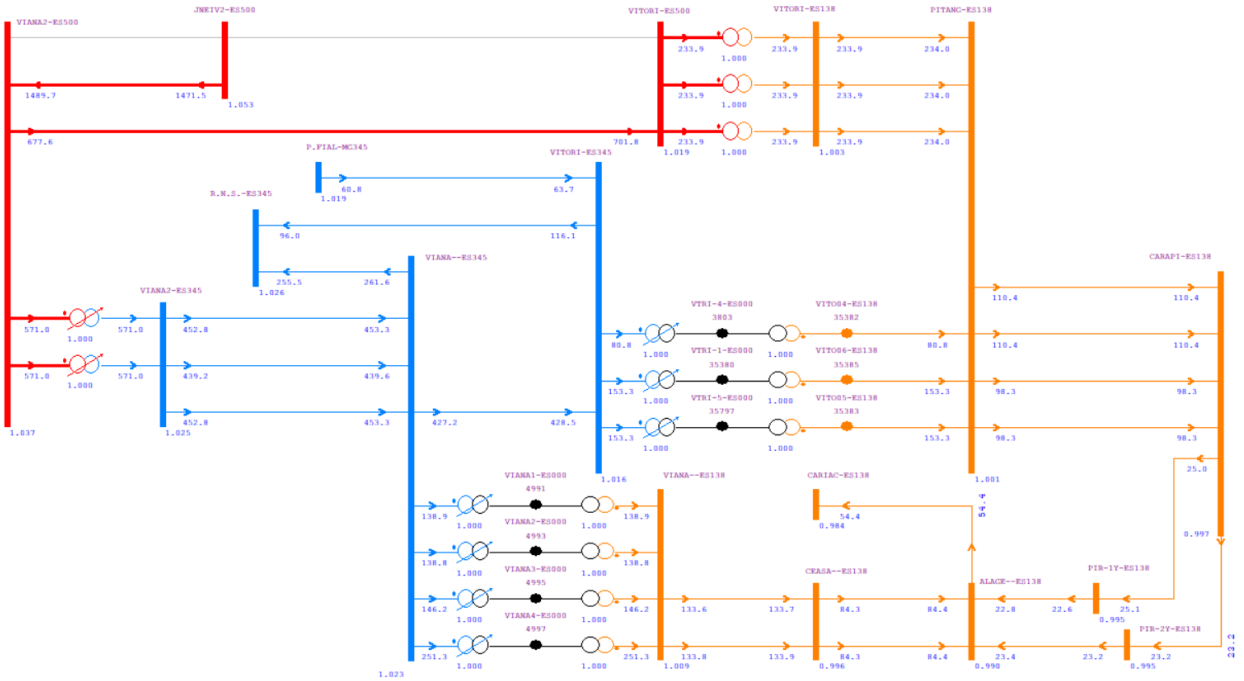


Figura 8-4 - Caso dimensionador, emergência da LT 500 kV João Neiva 2/ Serra, Alternativa 4, 2032

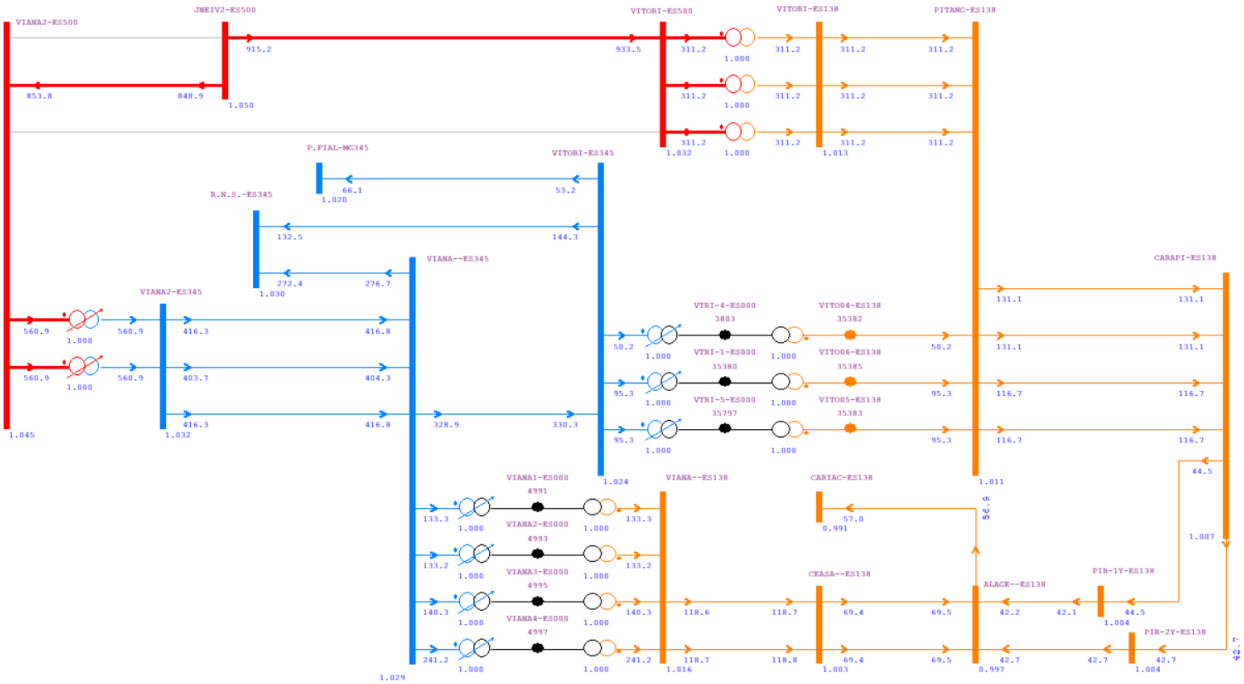


Figura 8-5 - Caso dimensionador, emergência da LT 500 kV Viana 2/ Serra, Alternativa 4, 2032

A importância da entrada de uma nova fronteira é demonstrada na Figura 8-6, onde são observadas sobrecargas na rede de distribuição em condições de emergência da LT 345 kV Viana - Vitória.

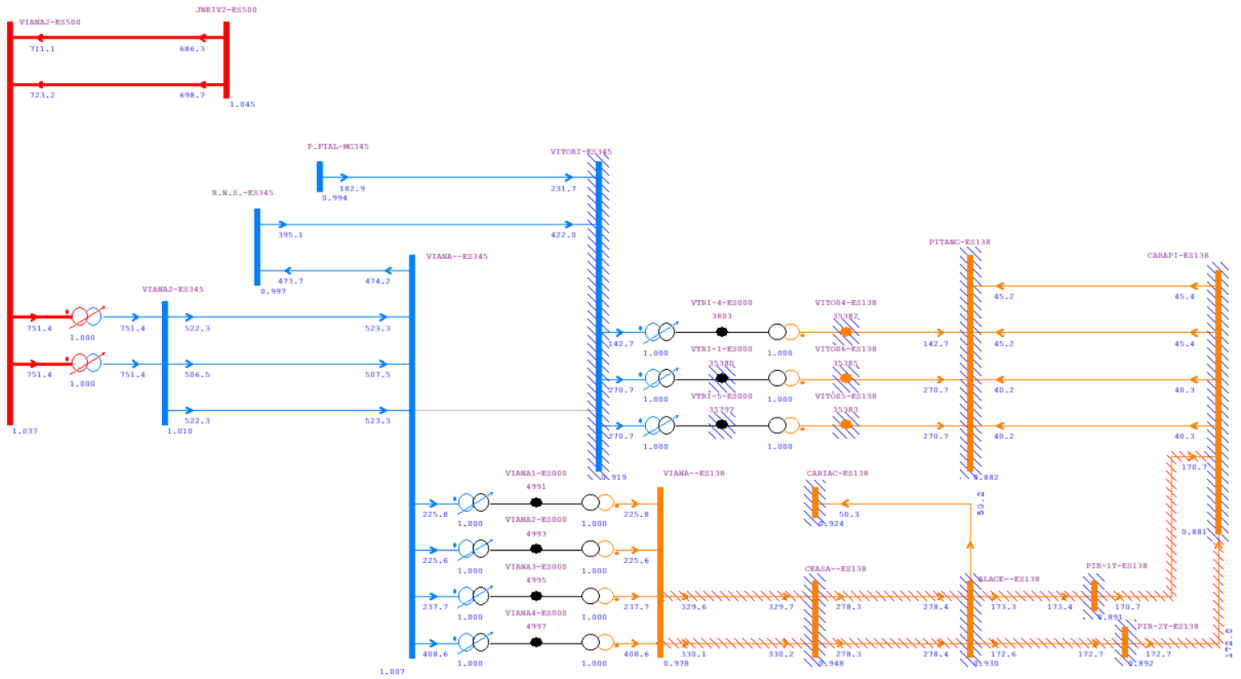


Figura 8-6 - Caso base, emergência da LT 345 kV Viana - Vitória, Alternativa 4, 2032

8.2 Alternativa 5

A implantação do plano de obras da Alternativa permite a operação do sistema regional, conforme apontado na Figura 8-7.

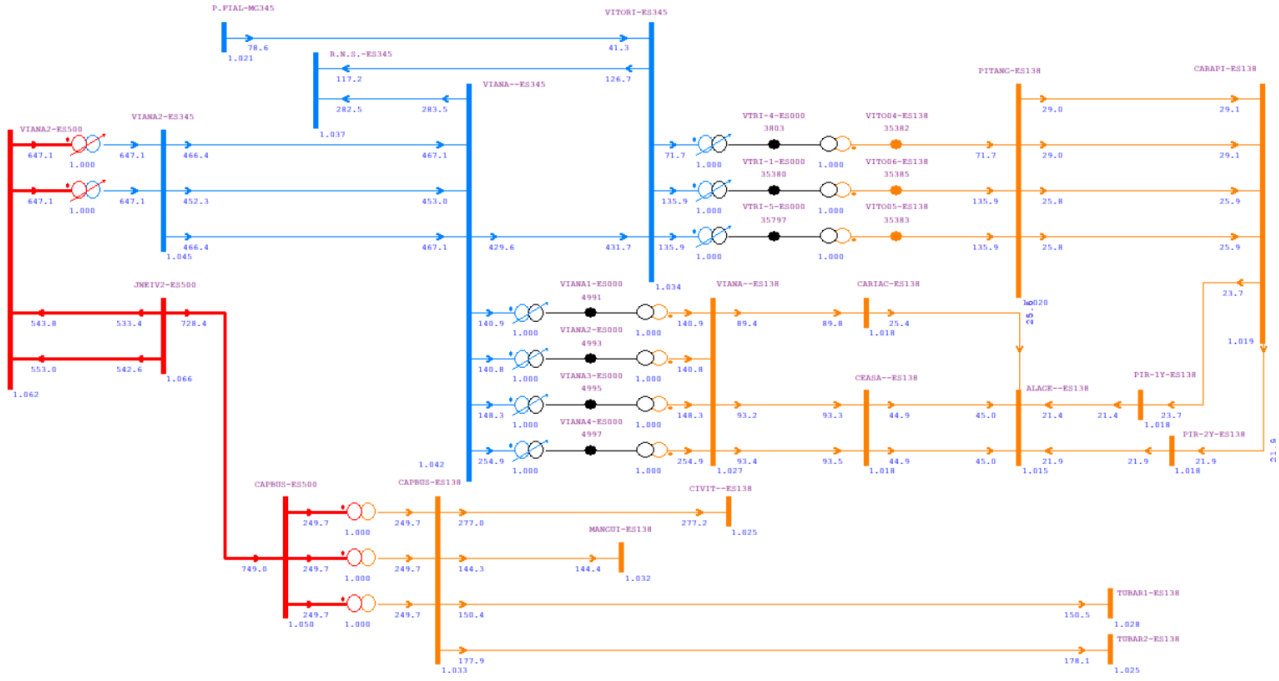


Figura 8-7 - Caso dimensionador, Alternativa 5, 2032

O desempenho do sistema, em condições de emergência de um dos bancos de Viana 2 500/345 kV, está apresentado a seguir:

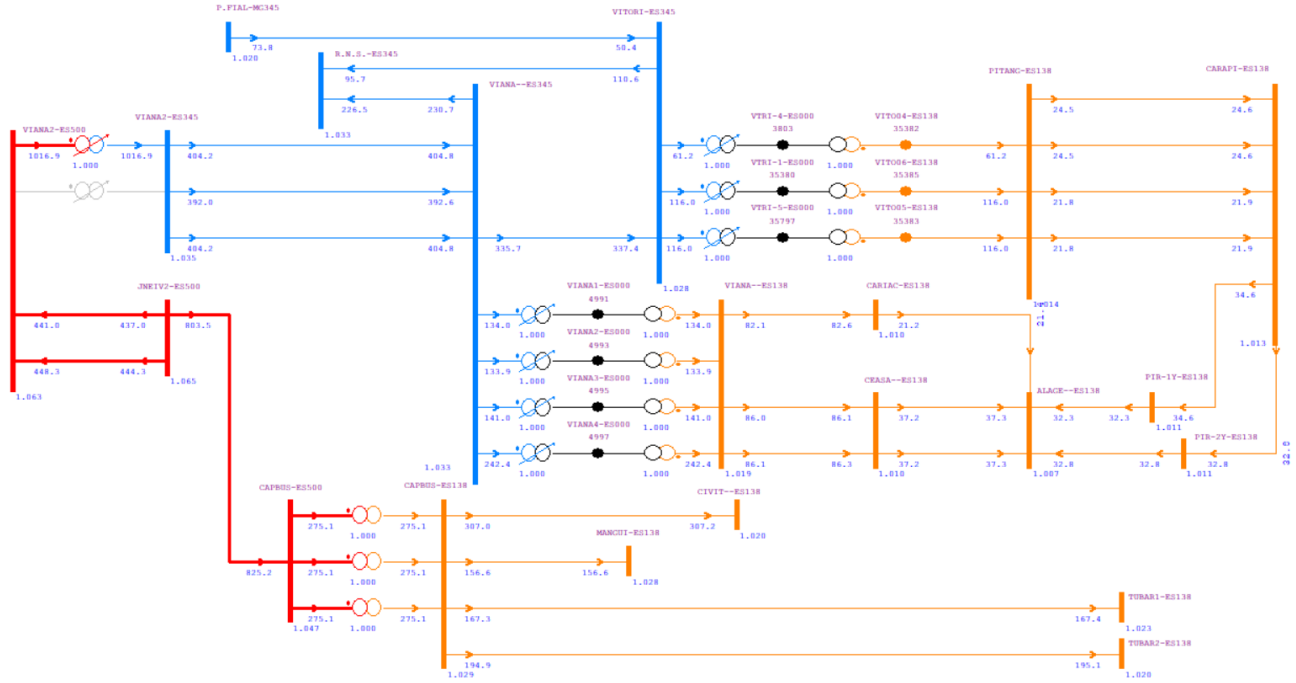


Figura 8-8 - Caso dimensionador, emergência de um banco de transformadores de Viana 2 500/345 kV, Alternativa 5, 2032

Nessa alternativa, os bancos 3 e 4 de Vitória 345/138 kV são desmobilizados quando do término de sua vida útil técnica, estimada para 2028 e 2038, respectivamente. O desempenho do sistema, em 2032, em condições de emergência de um dos bancos de 400 MVA, está apresentado a seguir:

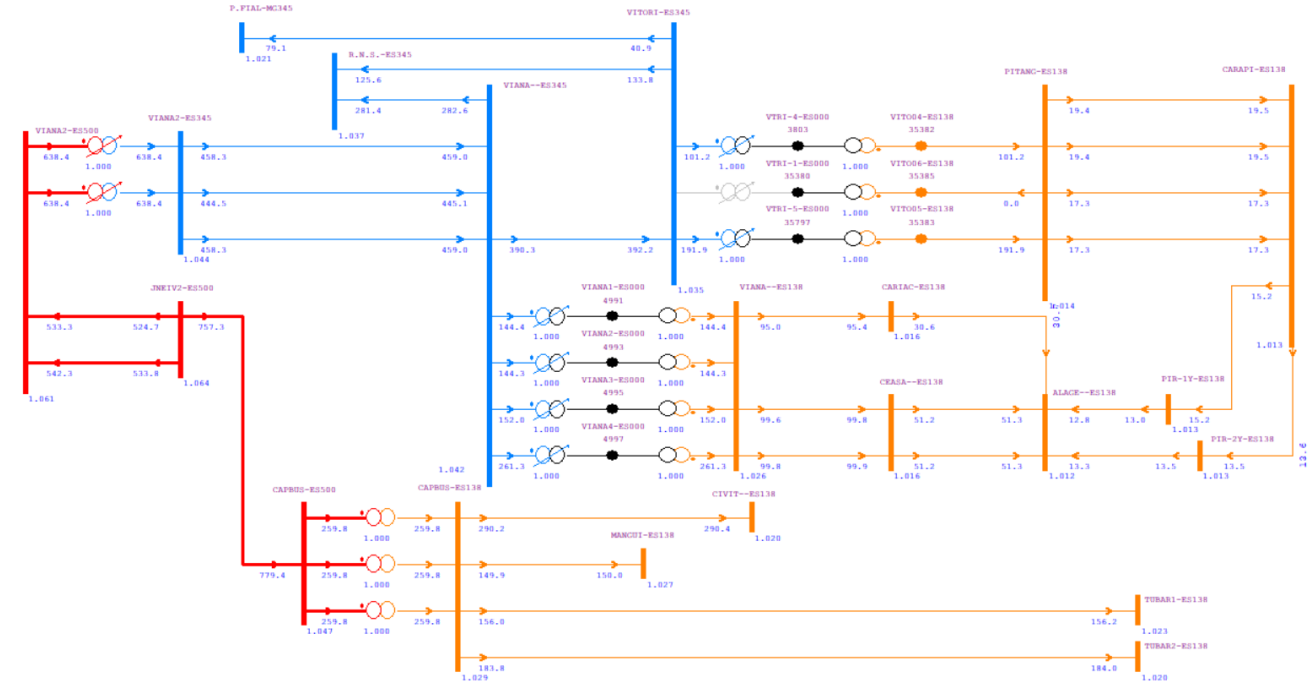


Figura 8-9 - Caso dimensionador, emergência de um banco de transformadores de Vitória 345/138 kV, Alternativa 5, 2032

É importante destacar que, nesse horizonte, um dos bancos de 225 MVA já se encontra desmobilizado.

A Figura 8-10 e a Figura 8-11 demonstram a importância da entrada da LT 138 kV Viana/Cariacica como solução para evitar as sobrecargas no sistema em 138 kV, quando da contingência da LT 500 kV João Neiva 2/Carapebus.

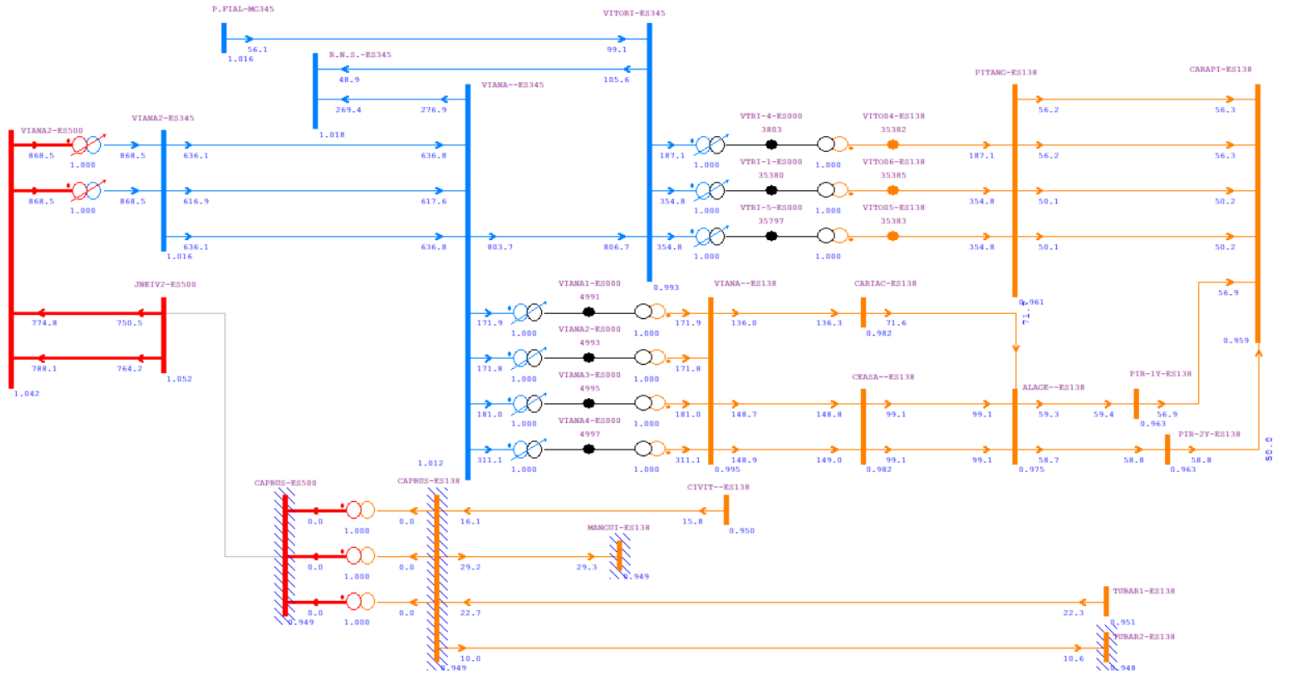


Figura 8-10 - Caso dimensionador, emergência da LT 500 kV João Neiva 2/ Carapebus com a LT 138 kV Viana/ Carapebus, Alternativa 5, 2032

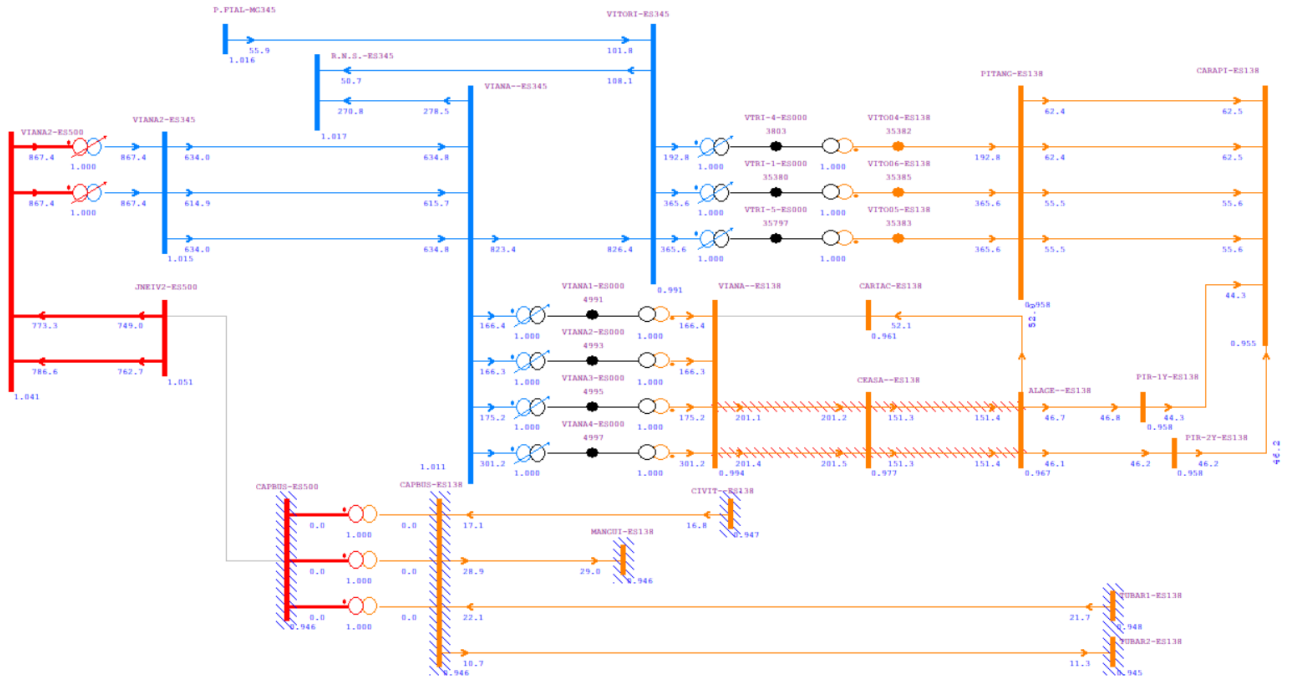


Figura 8-11- Caso dimensionador, emergência da LT 500 kV João Neiva 2/ Carapebus sem a LT 138 kV Viana/ Carapebus, Alternativa 5, 2032

A importância da entrada de uma nova fronteira é demonstrada na Figura 8-12, onde são observadas sobrecargas na rede de distribuição em condições de emergência da LT 345 kV Viana - Vitória.

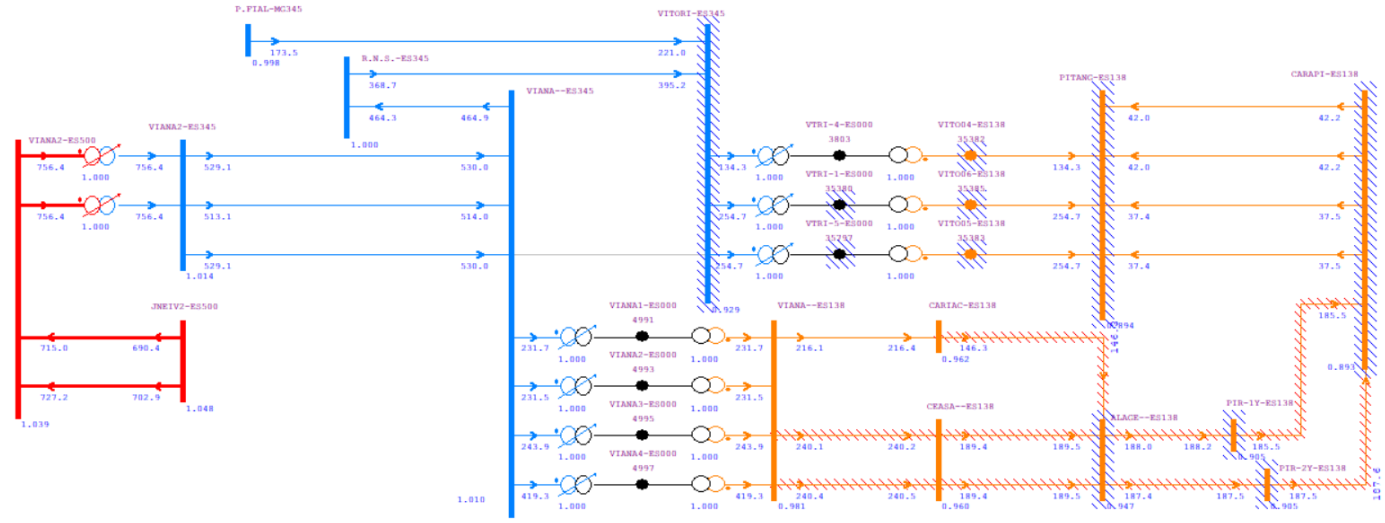


Figura 8-12 - Caso base, emergência da LT 345 kV Viana - Vitória, Alternativa 5, 2032

8.3 Alternativa 6

A implantação do plano de obras da Alternativa permite a operação do sistema regional, conforme apontado na Figura 8-13.

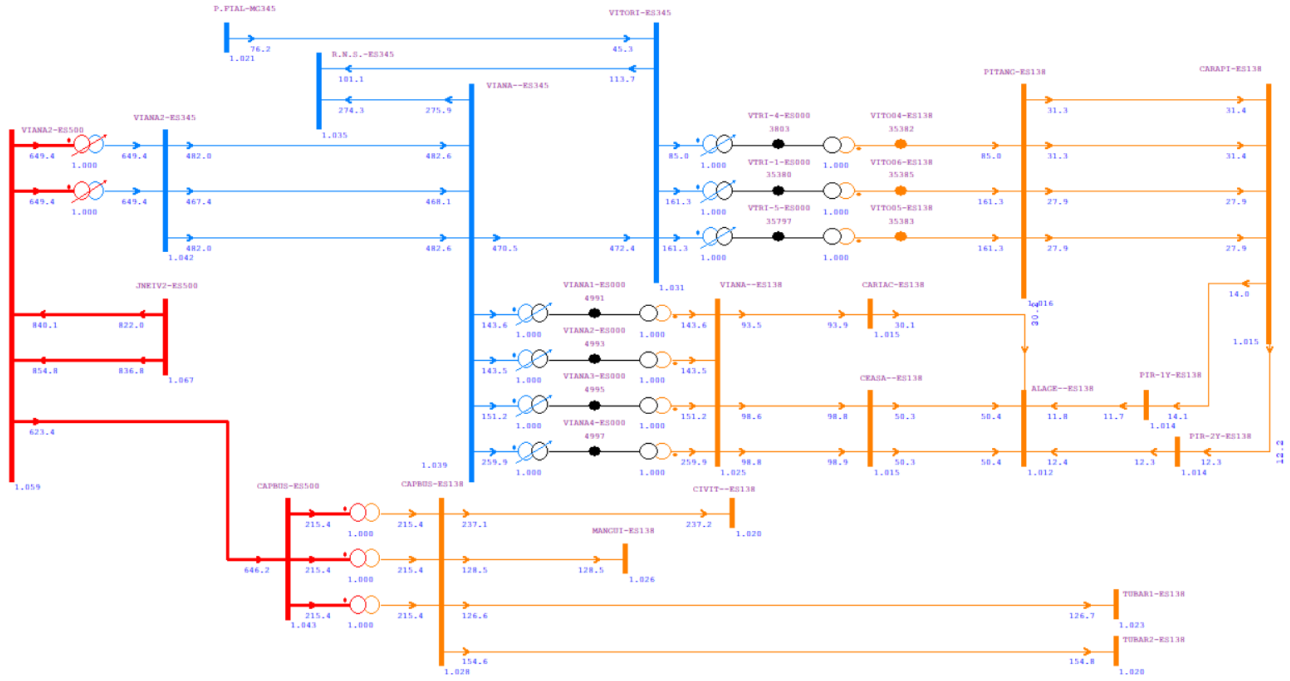


Figura 8-13 - Caso dimensionador, Alternativa 6, 2032

O desempenho do sistema, em condições de emergência de um dos bancos de Viana 2 500/345 kV, está apresentado a seguir:

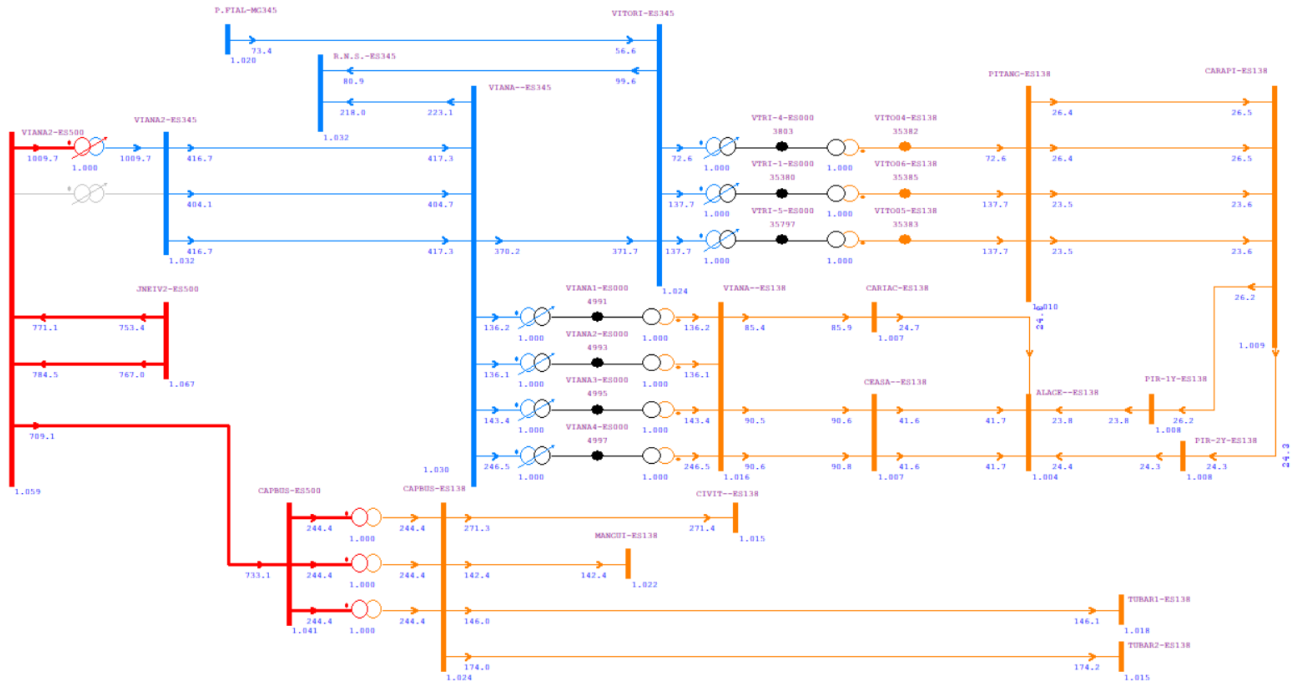


Figura 8-14 - Caso dimensionador, emergência de um banco de transformadores de Viana 2 500/345 kV, Alternativa 6, 2032

Nessa alternativa, os bancos 3 e 4 de Vitória 345/138 kV são desmobilizados quando do término de sua vida útil técnica, estimada para 2028 e 2038, respectivamente. O desempenho do sistema, em 2032, em condições de emergência de um dos bancos de 400 MVA, está apresentado a seguir:

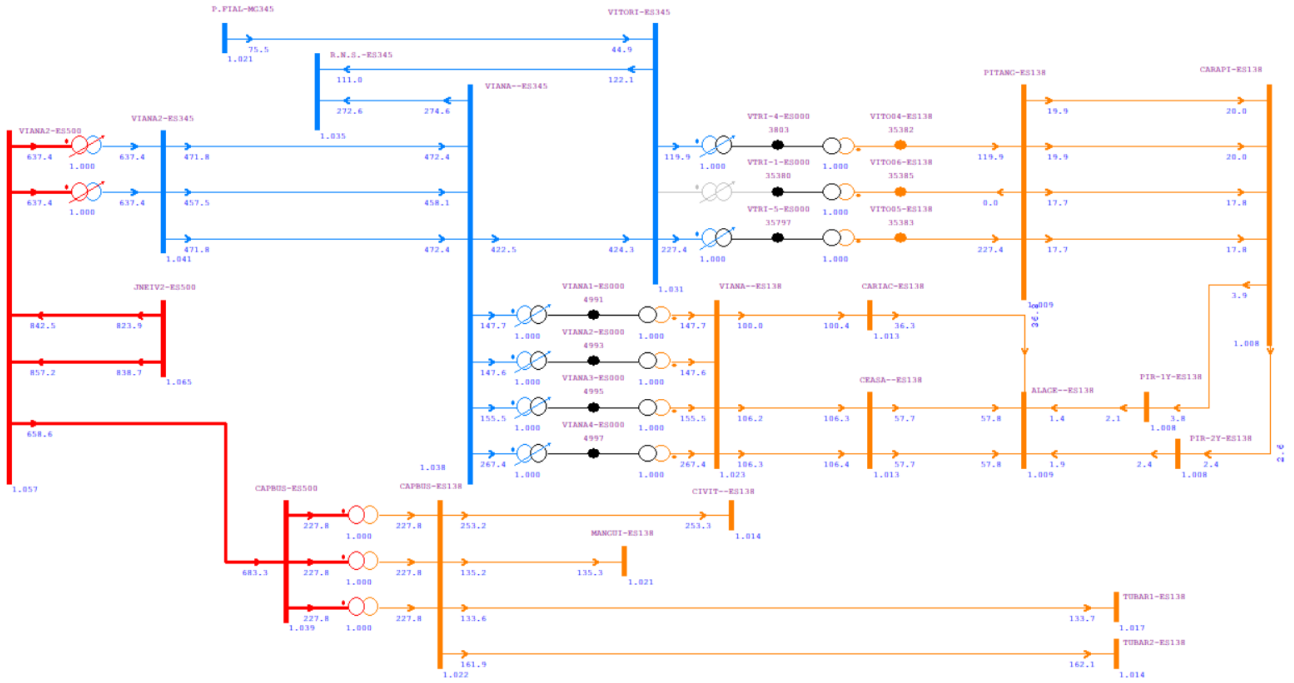


Figura 8-15 - Caso dimensionador, emergência de um banco de transformadores de Vitória 345/138 kV, Alternativa 6, 2032

É importante destacar que, nesse horizonte, um dos bancos de 225 MVA já se encontra desmobilizado.

A Figura 8-16 e a Figura 8-17 demonstram a importância da entrada da LT 138 kV Viana/Cariacica como solução para evitar as sobrecargas no sistema em 138 kV, quando da contingência da LT 500 kV Viana 2/ Carapebus.

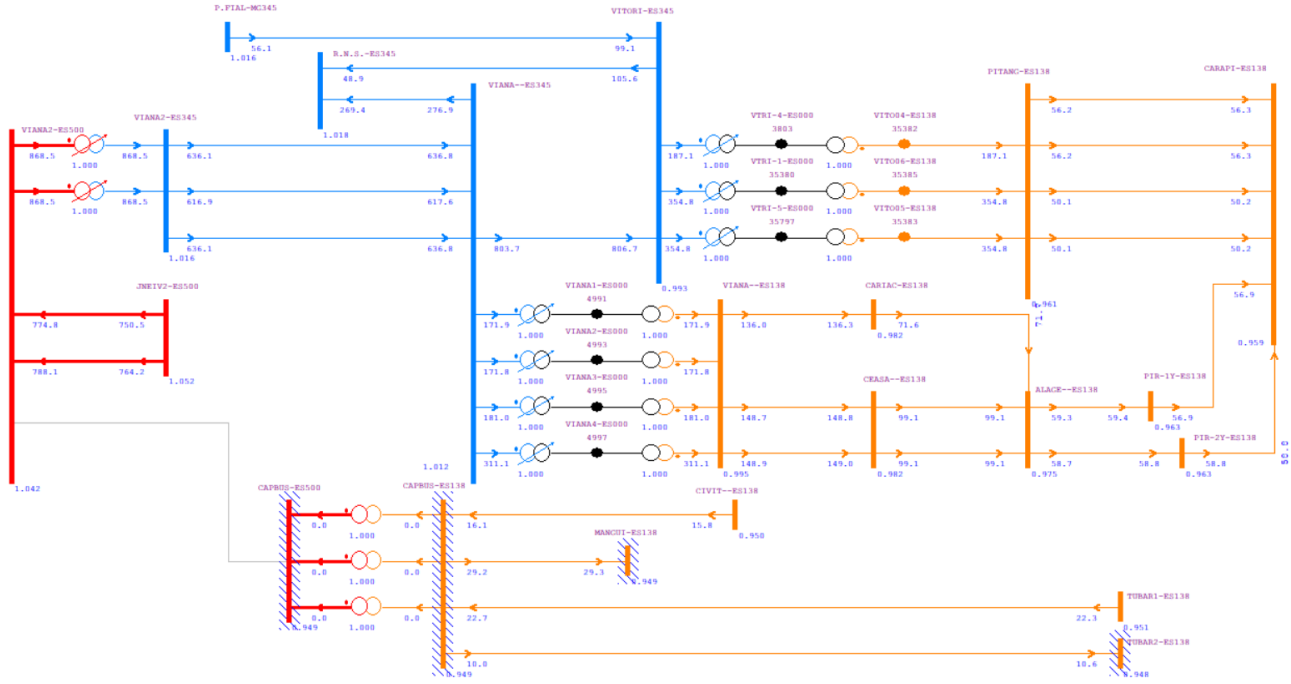


Figura 8-16 - Caso dimensionador, emergência da LT 500 kV João Neiva 2/ Carapebus com a LT 138 kV Viana/ Carapebus, Alternativa 6, 2032

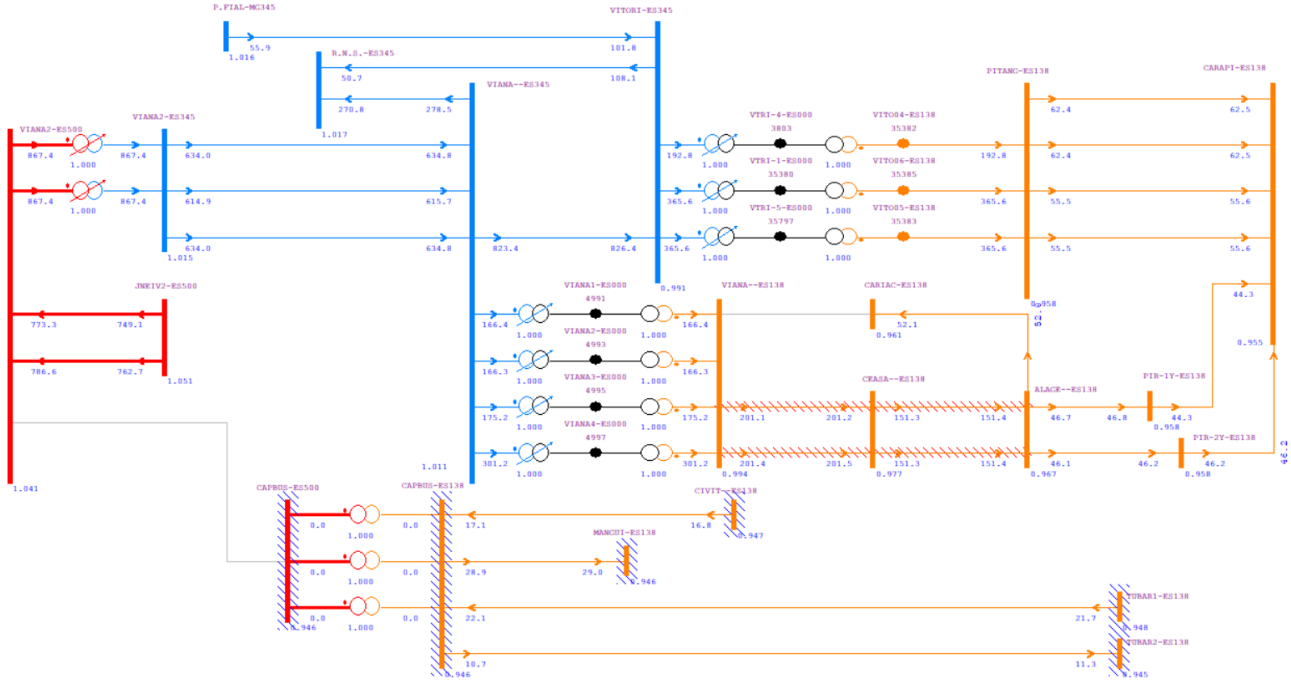


Figura 8-17 - Caso dimensionador, emergência da LT 500 kV João Neiva 2/ Carapebus sem a LT 138 kV Viana/ Carapebus, Alternativa 5, 2032

A importância da entrada de uma nova fronteira é demonstrada na Figura 8-18, onde são observadas sobrecargas na rede de distribuição em condições de emergência da LT 345 kV Viana - Vitória.

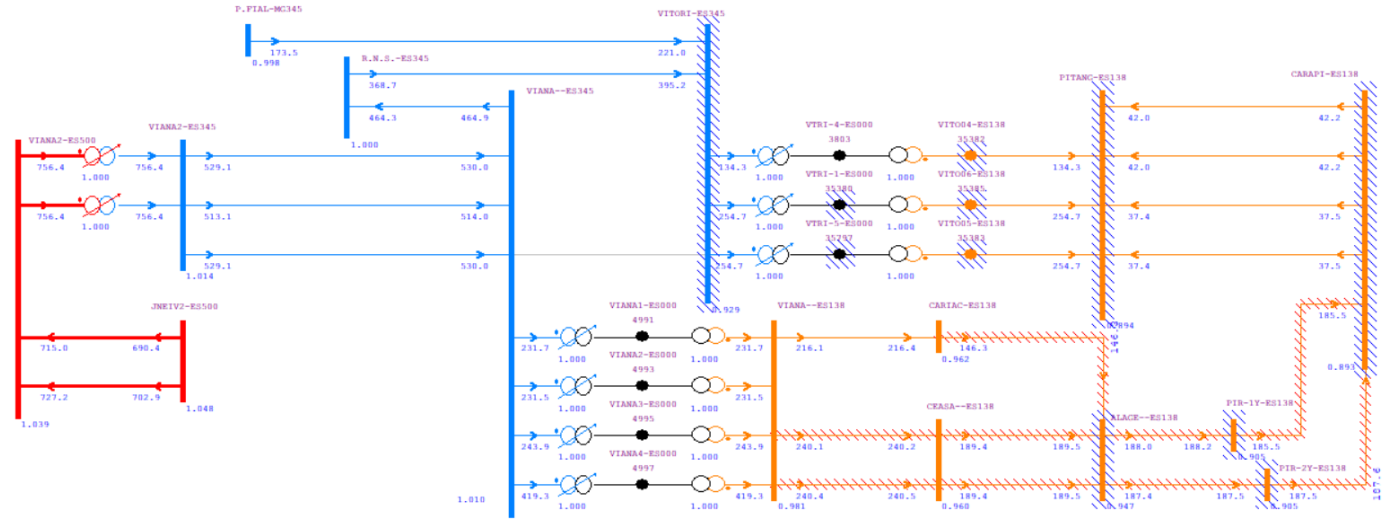


Figura 8-18 - Caso base, emergência da LT 345 kV Viana - Vitória, Alternativa 8, 2032

8.4 Alternativa 8

A implantação do plano de obras da Alternativa permite a operação do sistema regional, conforme apontado na Figura 8-19.

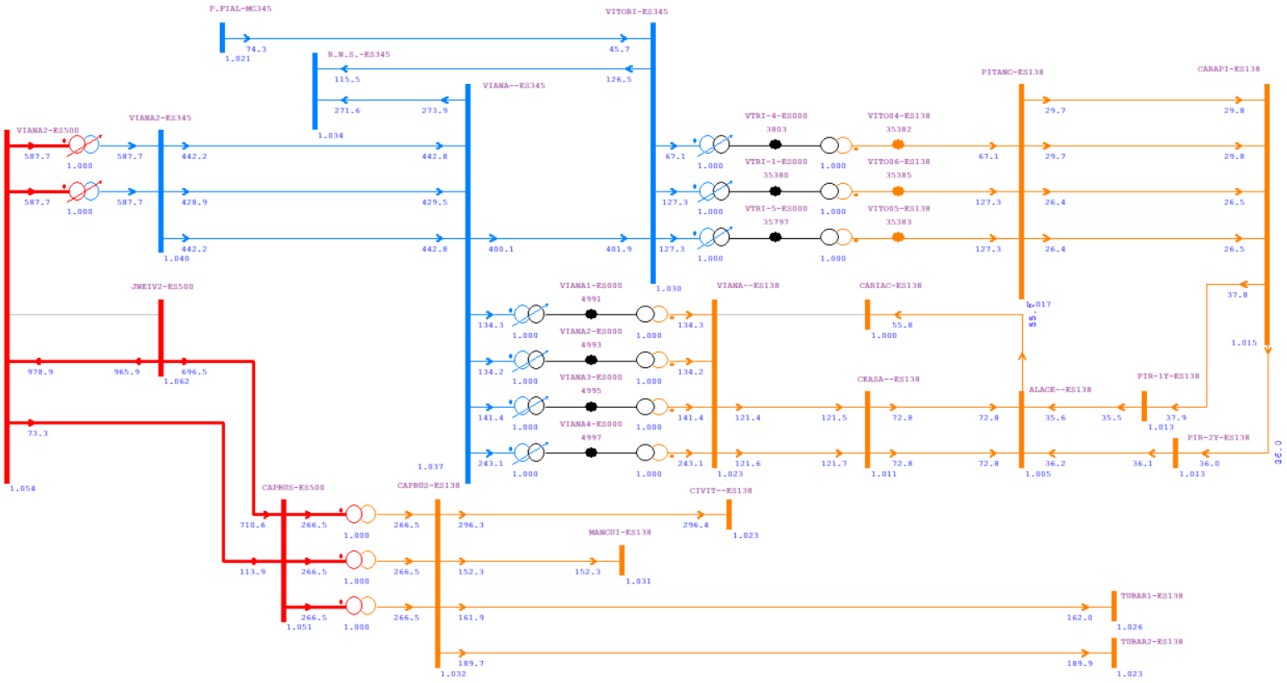


Figura 8-19 - Caso dimensionador, Alternativa 8, 2032

O desempenho do sistema, em condições de emergência de um dos bancos de Viana 2 500/345 kV, está apresentado a seguir:

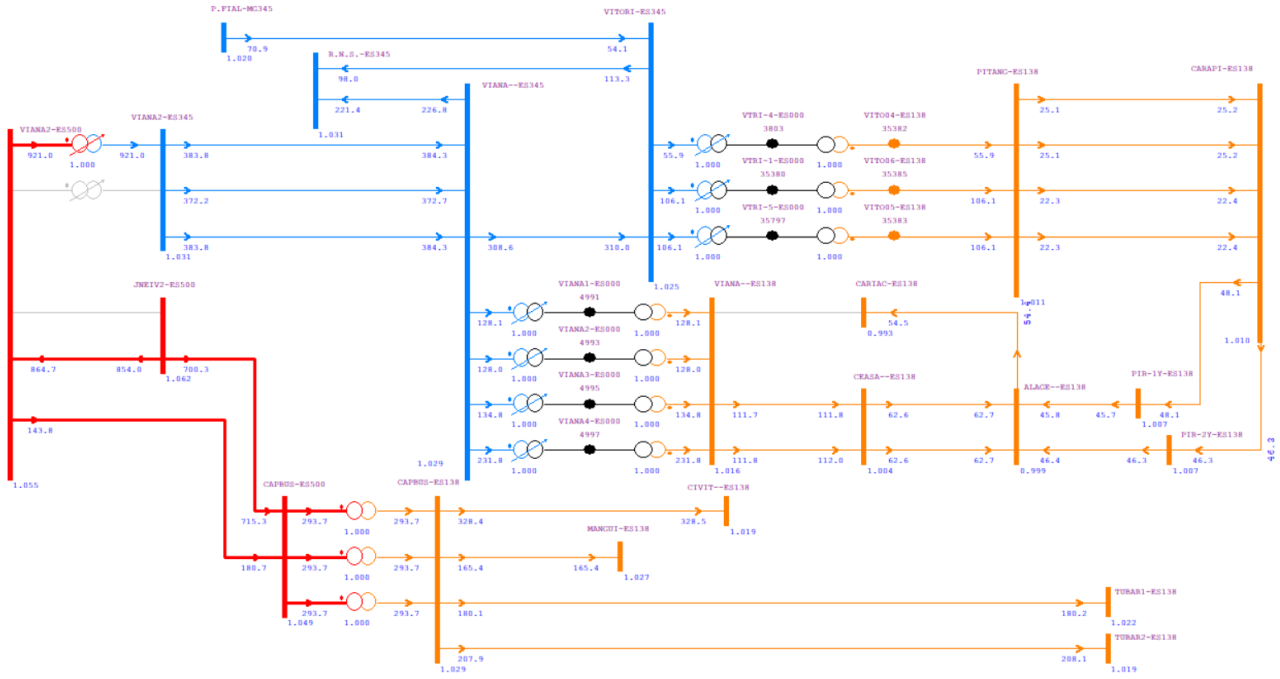


Figura 8-20 - Caso dimensionador, emergência de um banco de transformadores de Viana 2 500/345 kV, Alternativa 8, 2032

Nessa alternativa, os bancos 3 e 4 de Vitória 345/138 kV são desmobilizados quando do término de sua vida útil técnica, estimada para 2028 e 2038, respectivamente. O desempenho do sistema, em 2032, em condições de emergência de um dos bancos de 400 MVA, está apresentado a seguir:

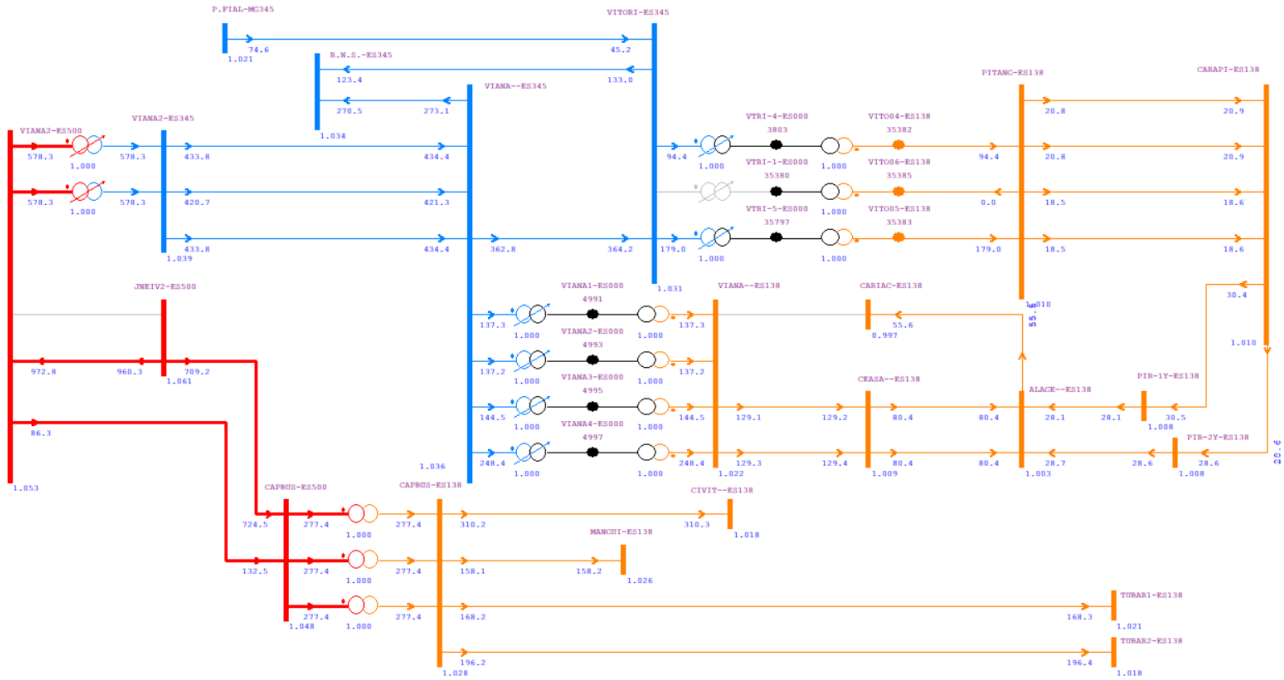


Figura 8-21 - Caso dimensionador, emergência de um banco de transformadores de Vitória 345/138 kV, Alternativa 8, 2032

É importante destacar que, nesse horizonte, um dos bancos de 225 MVA já se encontra desmobilizado.

A Figura 8-22 e a Figura 8-23 demonstram que a alternativa dispensa reforços no sistema de distribuição em 138 kV da região de Viana, quando de contingências na LT 500 kV João Neiva 2/ Carapebus e na LT 500 kV Viana 2/ Carapebus, respectivamente.

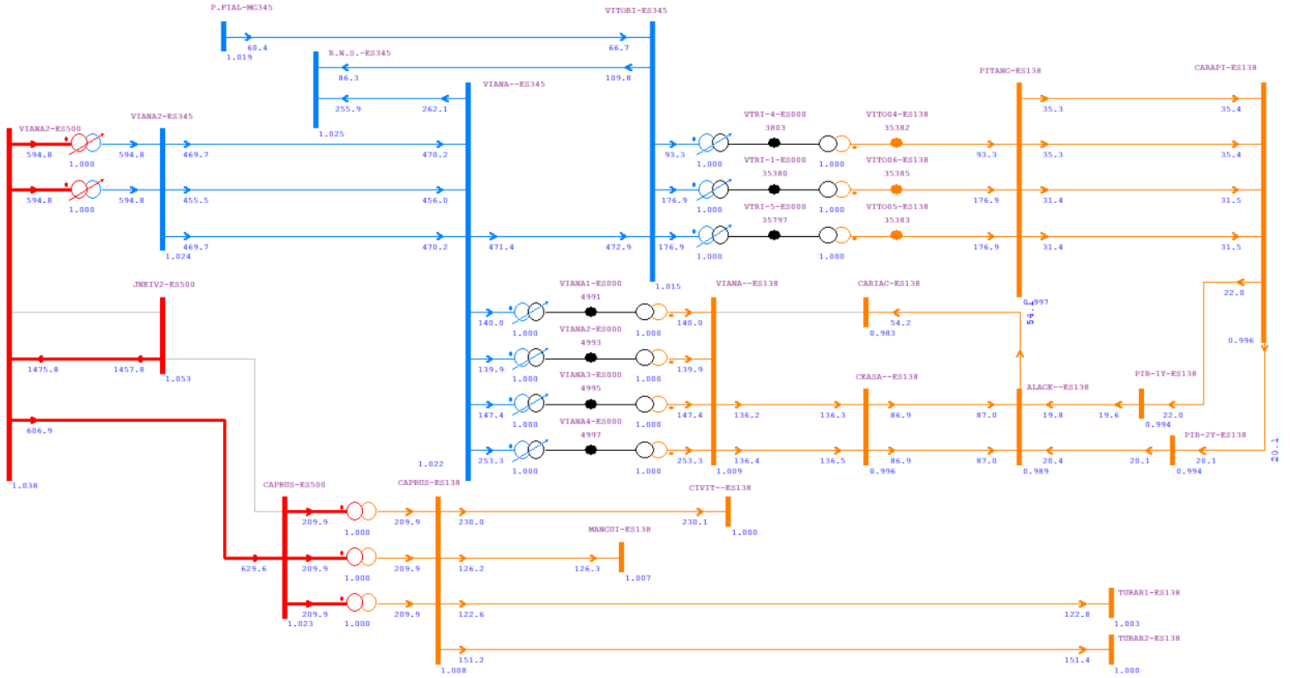


Figura 8-22 - Caso dimensionador, emergência da LT 500 kV João Neiva 2/Carapebus, Alternativa 8, 2032

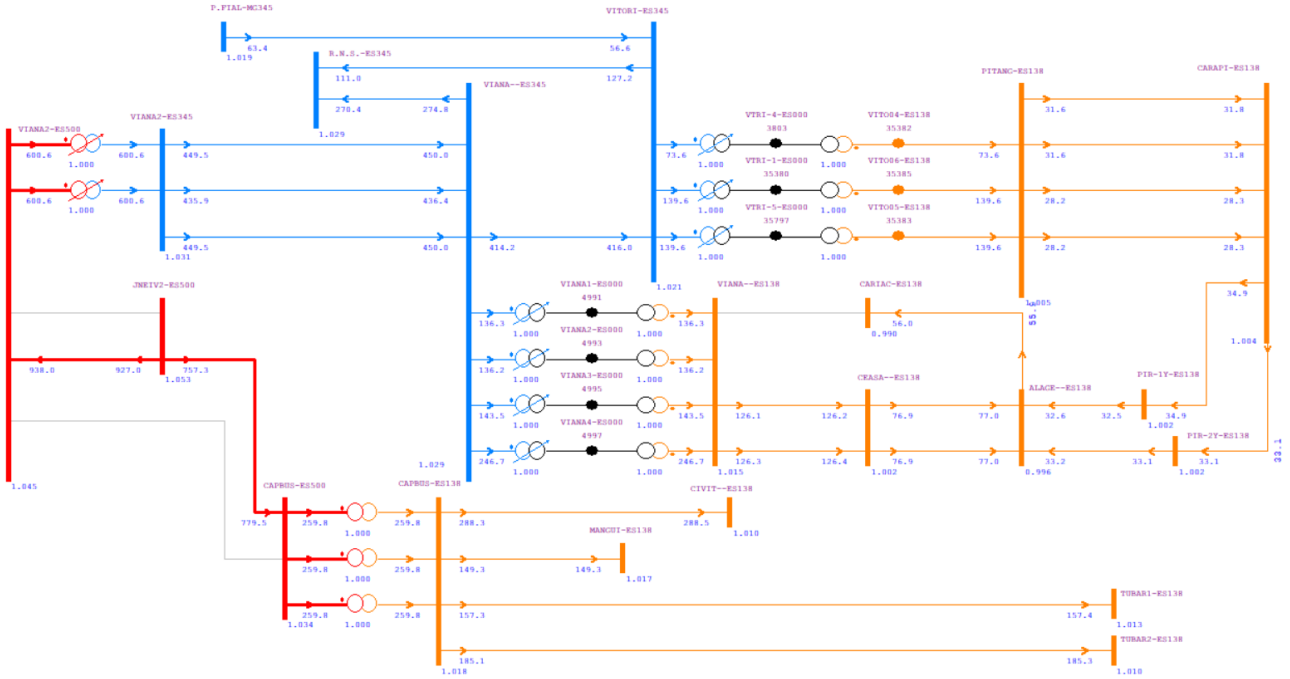


Figura 8-23 - Caso dimensionador, emergência da LT 500 kV Viana 2/Carapebus, Alternativa 8, 2032

A importância da entrada de uma nova fronteira é demonstrada na Figura 8-24, onde são observadas sobrecargas na rede de distribuição em condições de emergência da LT 345 kV Viana - Vitória.

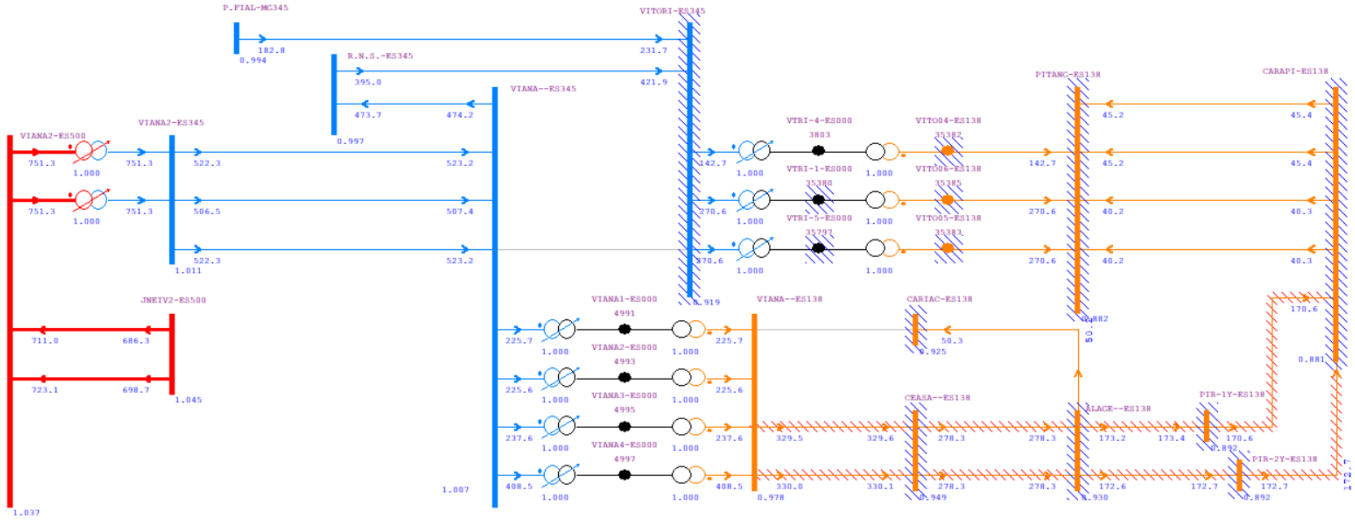


Figura 8-24 - Caso base, emergência da LT 345 kV Viana - Vitória, Alternativa 8, 2032

9 ANÁLISE ECONÔMICA

O item 5.4 detalha as premissas consideradas para o cálculo do mínimo custo global.

A Tabela 9-1 apresenta a composição dos valores de investimentos totais das alternativas analisadas, já a Tabela 9-2 e a Tabela 9-3 apresentam a composição e o custo global levando-se em consideração os investimentos (rendimentos necessários) e o diferencial de perdas. Utilizou-se a margem percentual de 10% 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
4	521.459,64	100,0	1°
5	650.368,91	124,7	4°
6	596.451,91	114,4	2°
8	608.548,13	116,7	3°

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

Alternativa	Rendimentos Necessários			Perdas	
	Custos (R$ x 1000)	(%)	Ordem	Diferencial (R$ x 1000)	Ordem
4	396.474,38	100,8	2°	3.294,75	2°
5	451.467,53	114,7	3°	0,00	1°
6	393.475,82	100,0	1°	22.204,24	3°
8	462.689,20	117,6	4°	55.674,99	4°

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

Alternativa	VP do total de investimentos		
	Custos (R$ x 1000)	(%)	Ordem
4	399.769,12	100,0	1°
5	451.467,53	112,9	3°
6	415.680,06	104,0	2°
8	518.364,19	129,7	4°

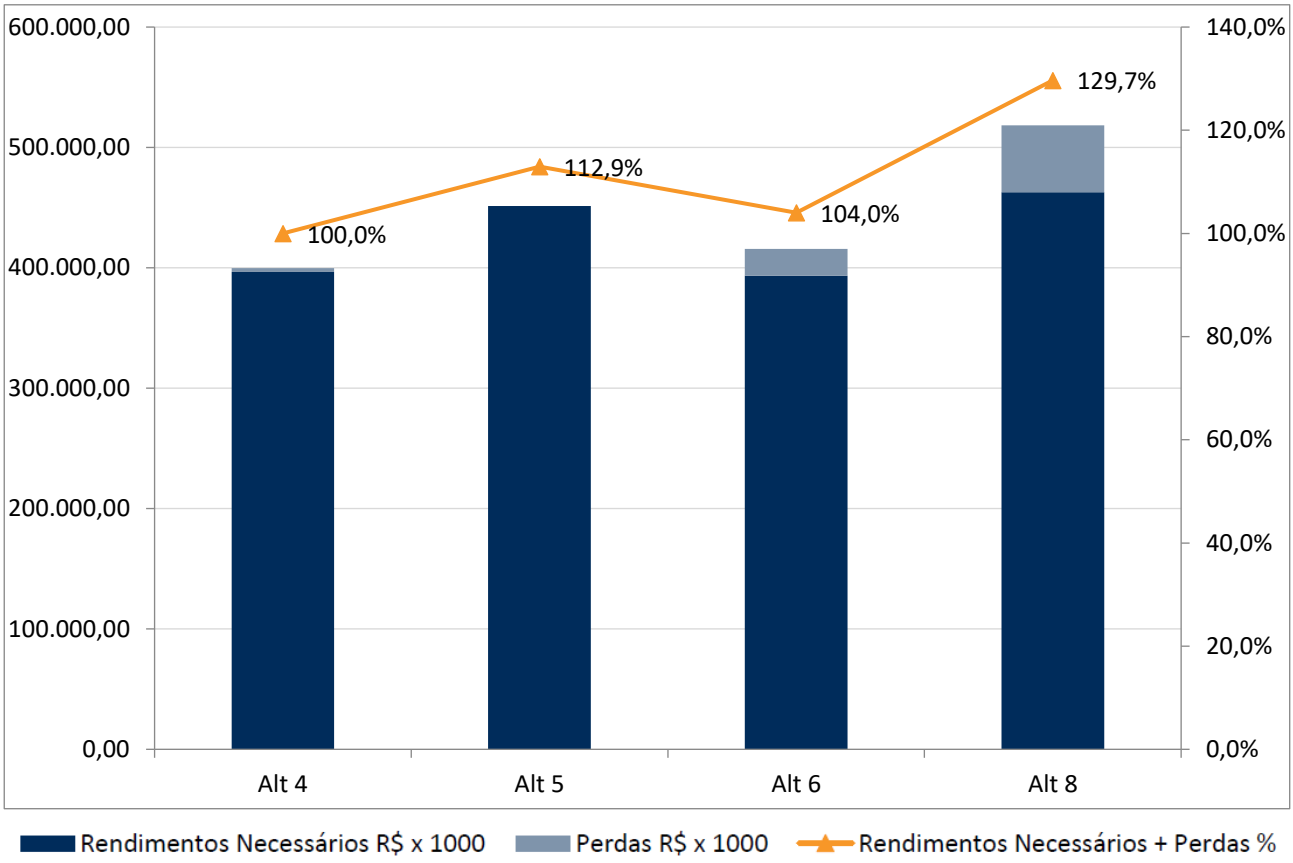


Figura 9-1 – Comparação econômica entre as alternativas, rendimentos necessários e perdas elétricas

A Figura 9-1 mostra os valores dos cálculos econômicos para as quatro alternativas consideradas. Verifica-se um empate técnico (diferença do custo global menor do que 10%) entre as alternativas 4 e 6.

Os investimentos detalhados previstos para cada alternativas estão apresentados no item 17.3.

10 ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO

Considerando as distâncias dos novos circuitos propostos, as alternativas iniciais foram elaboradas sem a realização de estudos específicos de compensação reativa. Adicionalmente, o sistema de interesse é caracterizado como malhado, favorecendo o controle de tensão local.

A seguir estão resumidos os resultados das simulações de energização e rejeição dos novos circuitos originados a partir do seccionamento da LT 500 kV João Neiva 2/Viana 2 C1, alternativa vencedora.

10.1 Energização

Nas simulações de energização, utilizou-se o patamar de Carga Leve, 2032, com reduzidos fluxos na transformação de Serra 500/138 kV e, consequentemente, nas LTs 500 kV João Neiva 2/Serra e Viana 2/Serra. O cenário de geração adotado é o de "Norte úmido", com elevada hidraulicidade no Norte do país, reduzida geração nas bacias da região Sudeste e geração térmica na inflexibilidade.

A UTE Viana, localizada na região de interesse, foi mantida desligada uma vez que seu Custo Variável Unitário (CVU) é considerado elevado e que o seu suporte de reativos poderia ajudar no controle de tensão, facilitando a energização das LTs.

10.1.1 LT 500 kV João Neiva 2/Serra

A Figura 10-1 mostra o funcionamento do sistema de interesse contemplando a LT 500 kV João Neiva 2 – Serra no cenário citado. Os principais recursos de controle de tensão estão indicados, como os bancos de reatores de João Neiva 2 e Viana 2. O compensador estático de João Neiva 2 345 kV, com faixa de absorção/injeção de reativos de 150 MVAr, também está representado.

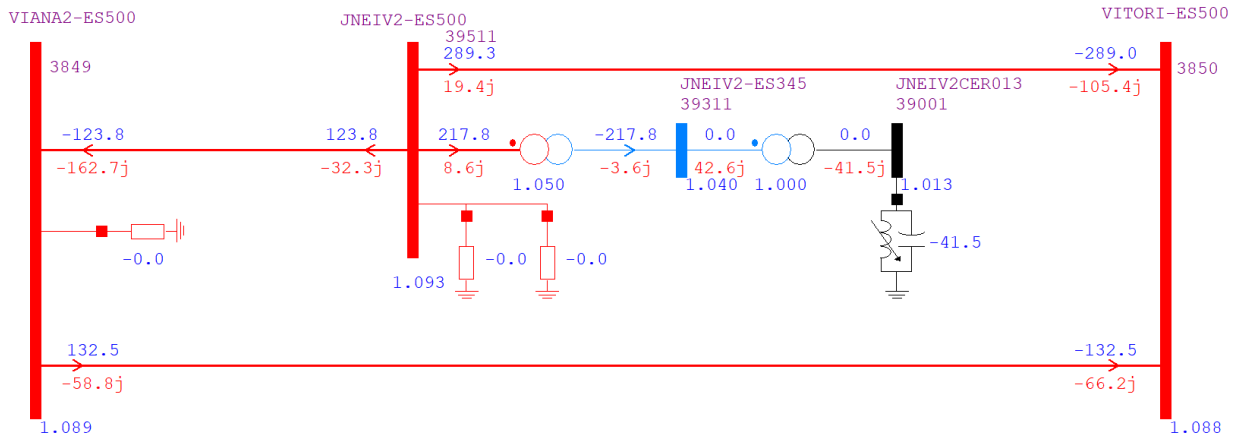


Figura 10-1 - Ponto de operação considerado para a análise de energização da LT 500 kV João Neiva 2 – Serra

A Figura 10-2 apresenta a operação do sistema local antes da energização da LT 500 kV João Neiva 2 – Serra. O compensador estático está com o fornecimento de reativo próximo de zero. Para a análise de energização, os load tap changer (LTC) de João Neiva 2 e Viana 2 serão considerados fora de operação.

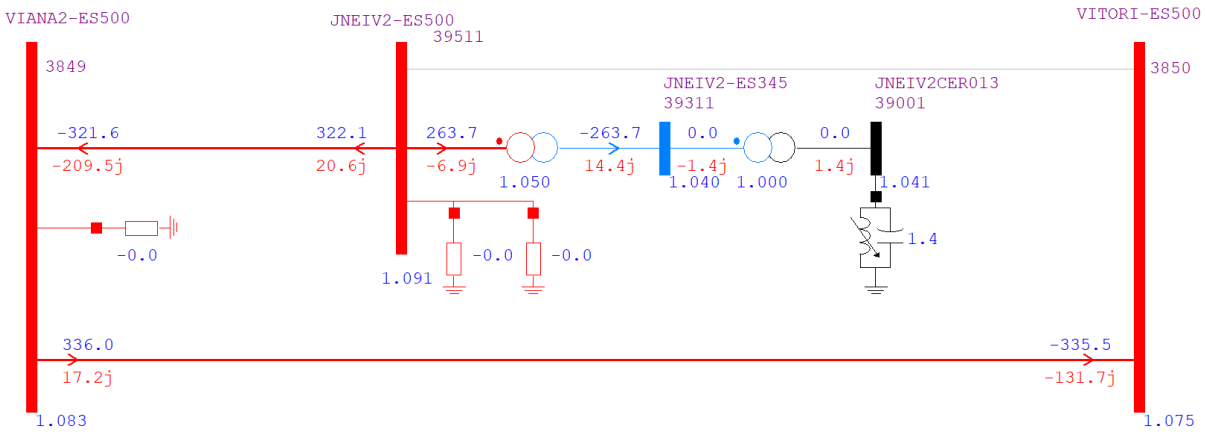


Figura 10-2 - Ponto de operação pré energização da LT 500 kV João Neiva 2 – Serra

A Figura 10-3 e a Figura 10-4 mostram os valores de tensão considerando a energização da LT 500 kV João Neiva 2 – Serra pelo terminal João Neiva 2 e Serra, respectivamente.

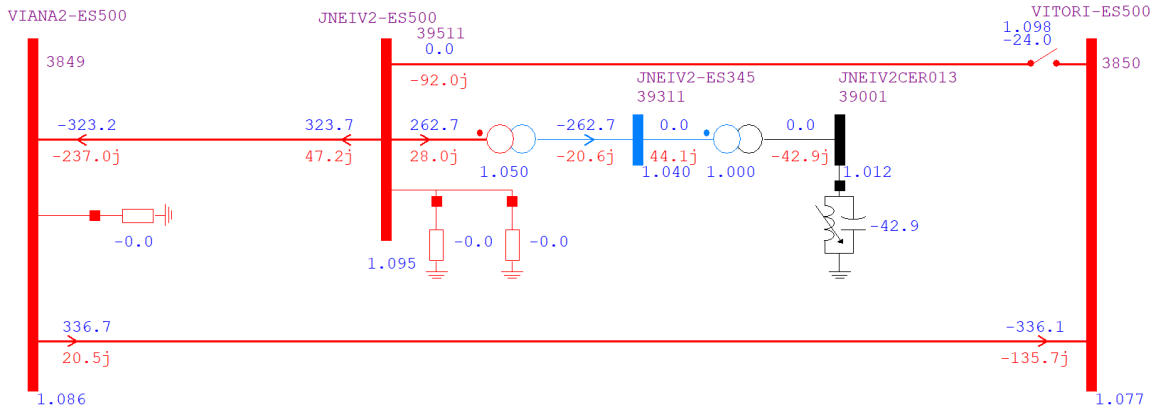


Figura 10-3 - Energização da LT 500 kV João Neiva 2 - Serra pelo terminal de João Neiva 2

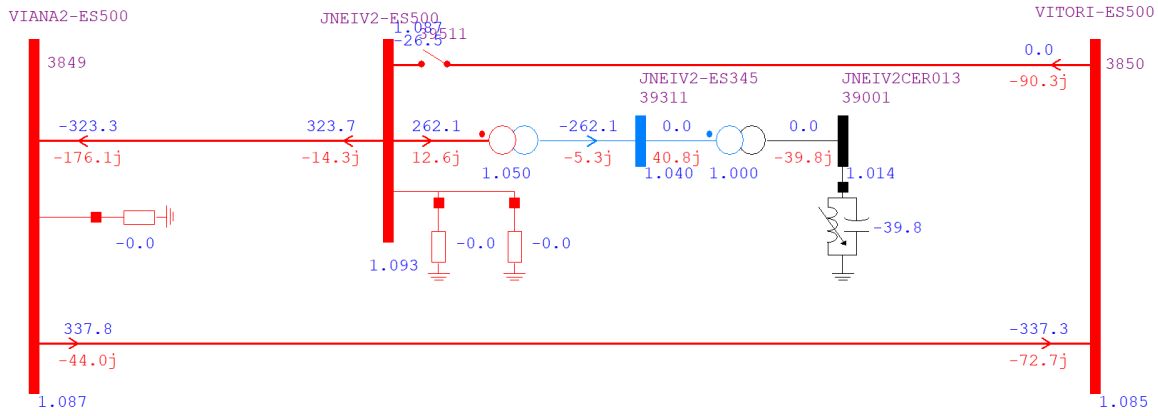


Figura 10-4 - Energização da LT 500 kV João Neiva 2 - Serra pelo terminal de Serra

Percebe-se que não há extrapolação dos limites máximos de tensão (1,10 pu) em nenhuma barra de 500 kV, bem como não há extrapolação do limite máximo de terminal aberto (1,20 pu) em nenhuma das situações. A variação de tensão na barra de 500 kV de João Neiva 2 foi de 0,4 % e na barra de Serra foi de 1,0 %, valores abaixo do limite máximo aceitável (5%).

Também é verificada folga na excursão da faixa do compensador estático de João Neiva 2 345 kV, demonstrando que os equipamentos de controle de sobretensões na região estão condizentes com as necessidades sistêmicas. Portanto, conclui-se que a energização da LT 500 kV João Neiva 2 – Serra é viável em ambos os sentidos.

10.1.2 LT 500 kV Viana 2/Serra

A Figura 10-5 mostra funcionamento do sistema de interesse contemplando a LT 500 kV Viana 2 – Serra no cenário citado. Os principais recursos de controle de tensão estão indicados, como os bancos de reatores de João Neiva 2 e Viana 2. O compensador estático de João Neiva 2 345 kV, com faixa de absorção/injeção de reativos de 150 MVAr, também está representado.

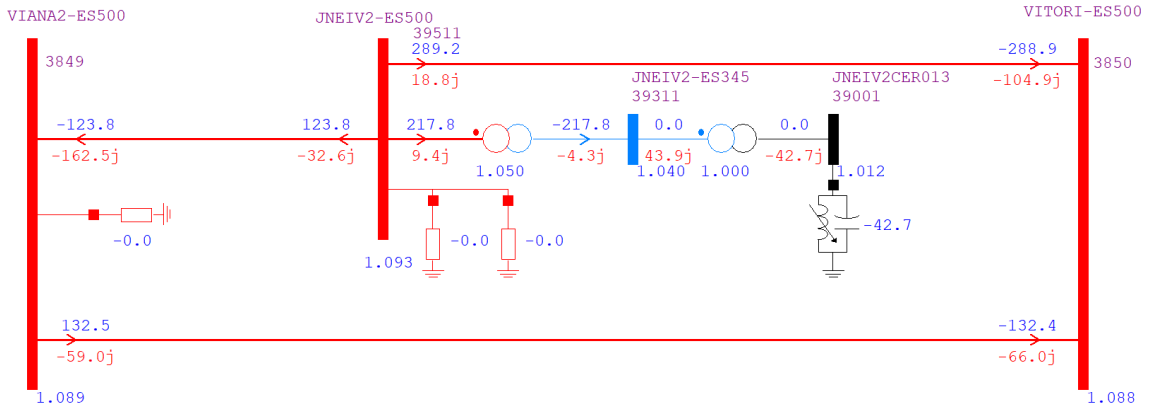


Figura 10-5 - Ponto de operação considerado para a análise de energização da LT 500 kV Viana 2 – Serra

A Figura 10-6 apresenta a operação do sistema local antes da energização da LT 500 kV Viana 2 – Serra. O compensador estático está com o fornecimento de reativo próximo de zero. Para a análise de energização, os load tap changer (LTC) de João Neiva 2 e Viana 2 serão considerados fora de operação.

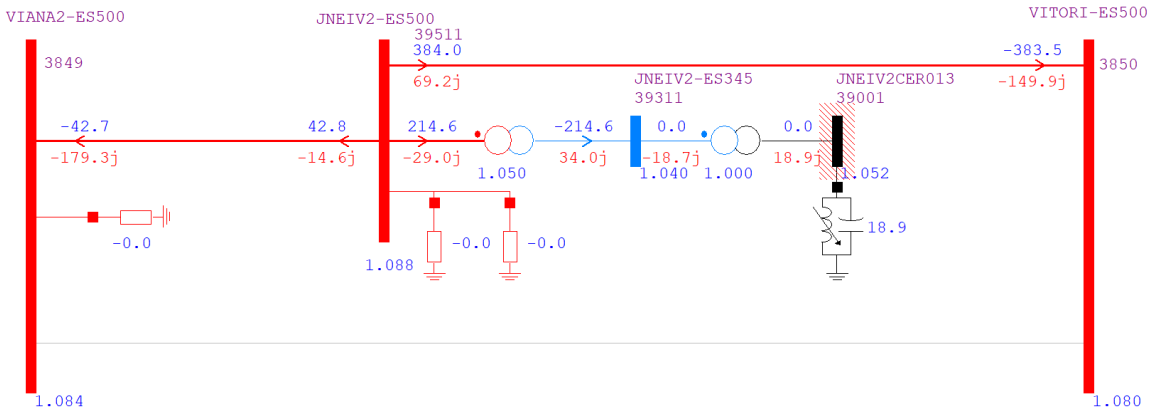


Figura 10-6 - Ponto de operação pré energização da LT 500 kV Viana 2 – Serra

A Figura 10-7 e a Figura 10-8 mostram os valores de tensão considerando a energização da LT 500 kV Viana 2 – Serra pelo terminal Viana 2 e Serra, respectivamente.

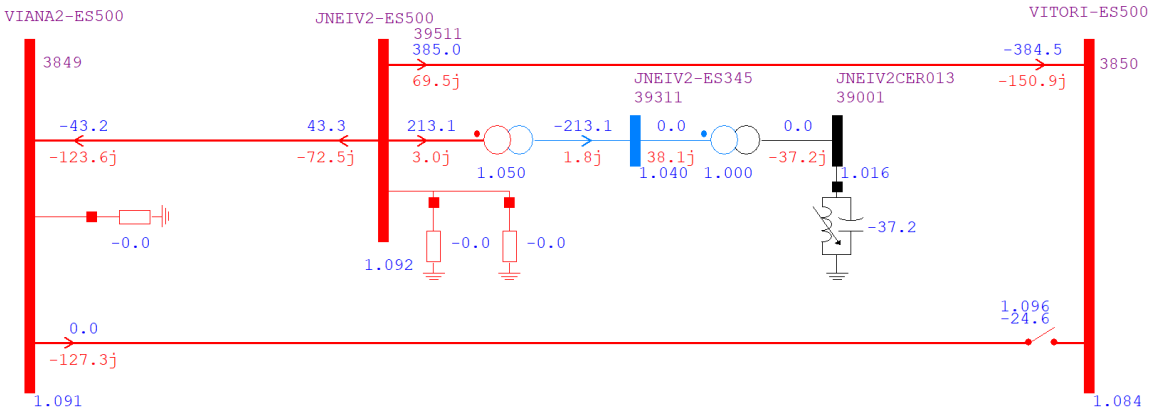


Figura 10-7 - Energização da LT 500 kV Viana 2 - Serra pelo terminal de Viana 2

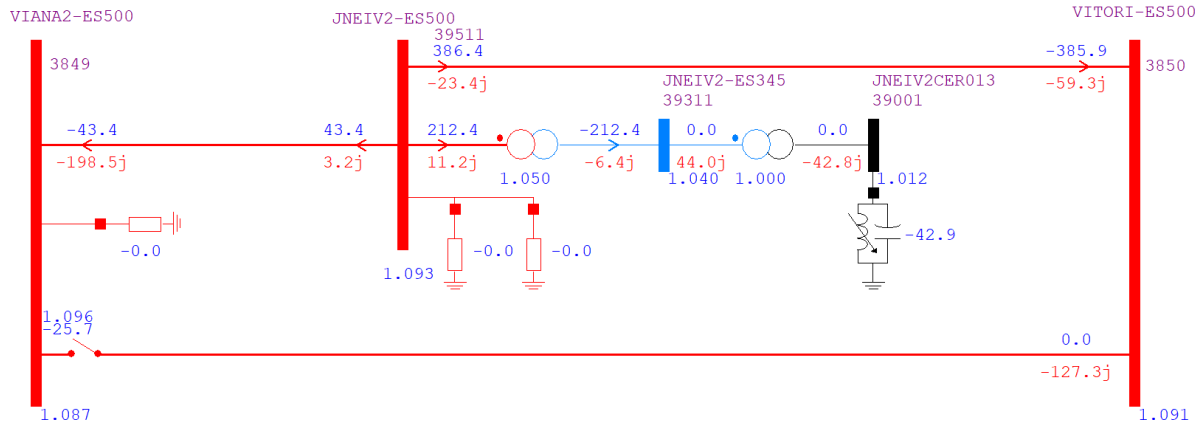


Figura 10-8 - Energização da LT 500 kV Viana 2 - Serra pelo terminal de Serra

Percebe-se que não há extrapolação dos limites máximos de tensão (1,10 pu) em nenhuma barra de 500 kV, bem como não há extrapolação do limite máximo de terminal aberto (1,20 pu) em nenhuma das situações. A variação de tensão na barra de 500 kV de Viana 2 foi de 0,7 % e na barra de Serra foi de 1,1 %, valores abaixo do limite máximo aceitável (5%).

Também é verificada folga na excursão da faixa do compensador estático de João Neiva 2 345 kV, demonstrando que os equipamentos de controle de sobretensões na região estão condizentes com as necessidades sistêmicas. Portanto, conclui-se que a energização da LT 500 kV Viana 2 – Serra é viável em ambos os sentidos.

10.2 Rejeição

Nas simulações de rejeição, utilizou-se o patamar de Carga Máxima Diurna, 2038, com elevados fluxos na transformação de Serra 500/138 kV e, consequentemente, nas LTs 500 kV João Neiva 2/Serra e Viana 2/Serra. O cenário de geração adotado é o de “Nordeste Exportador”, com elevada geração eólica e solar no Nordeste do país, patamar de geração intermediário nas bacias da região Sudeste e geração térmica na inflexibilidade.

10.2.1 LT 500 kV João Neiva 2 – Serra

A Figura 10-9Figura 10-1 mostra o funcionamento do sistema de interesse contemplando a LT 500 kV João Neiva 2 – Serra no cenário citado. Os principais recursos de controle de tensão estão

indicados, como os bancos de reatores de João Neiva 2 e Viana 2. O compensador estático de João Neiva 2 345 kV, com faixa de absorção/injeção de reativos de 150 MVAr, também está representado.

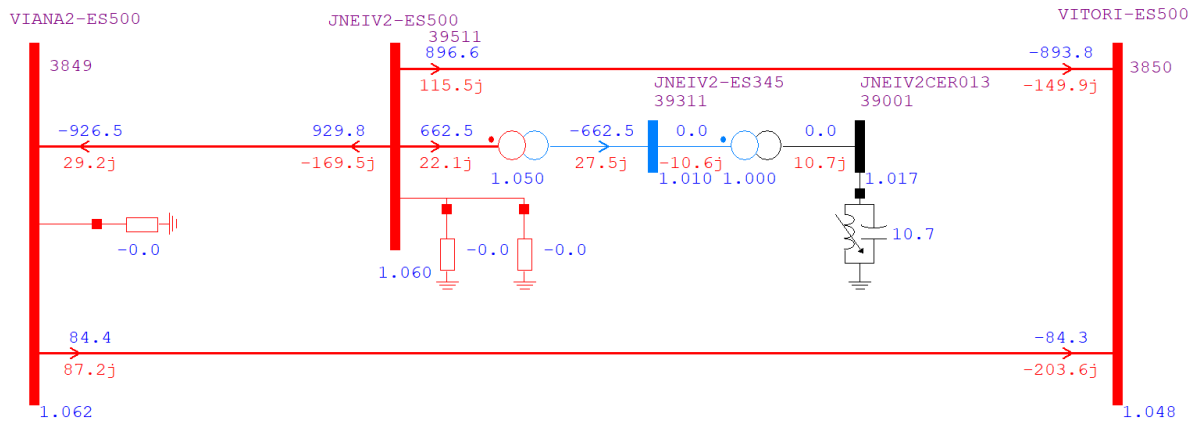


Figura 10-9 - Ponto de operação pré rejeição da LT 500 kV João Neiva 2 – Serra

A Figura 10-10 e a Figura 10-11 mostram os valores de tensão considerando a rejeição da LT 500 kV João Neiva 2 – Serra pelo terminal João Neiva 2 e Serra, respectivamente.

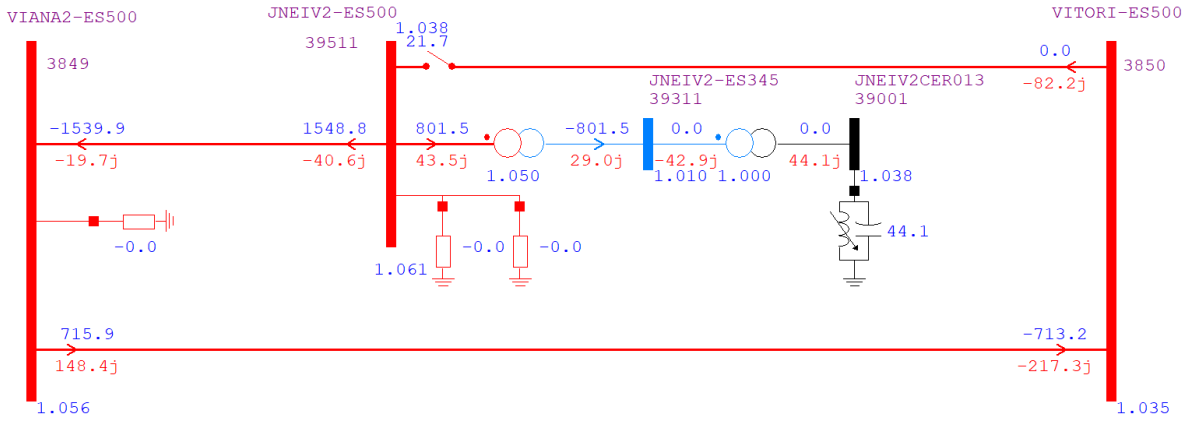


Figura 10-10 - Rejeição da LT 500 kV João Neiva 2 - Serra pelo terminal de João Neiva 2

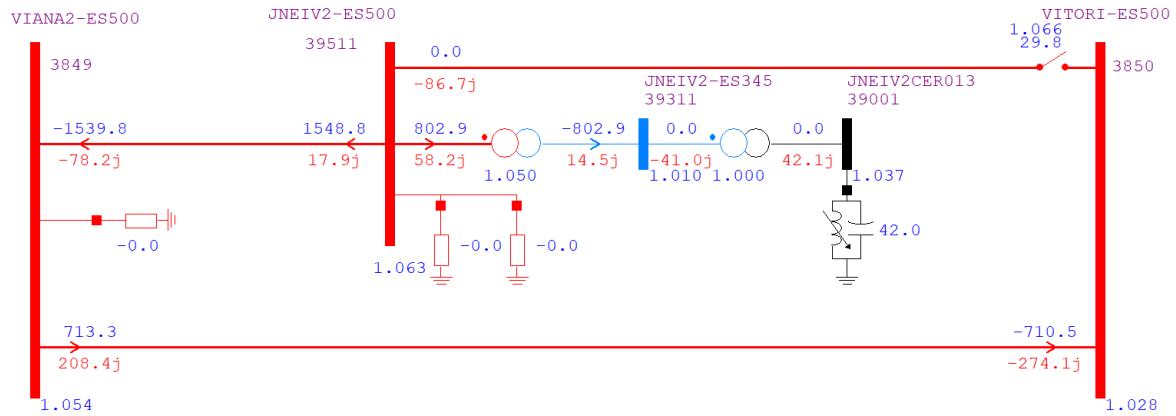


Figura 10-11 - Rejeição da LT 500 kV João Neiva 2 - Serra pelo terminal de Serra

Percebe-se que não há extrapolação dos limites máximos de tensão (1,10 pu) em nenhuma barra de 500 kV, bem como não há extrapolação do limite máximo de terminal aberto (1,20 pu) em

nenhuma das situações. A variação de tensão na barra de 500 kV de João Neiva 2 foi de 0,3 % e na barra de Serra foi de 2,0 %, valores abaixo do limite máximo aceitável (5%).

Também é verificada folga na excursão da faixa do compensador estático de João Neiva 2 345 kV, demonstrando que os equipamentos de controle de sobretensões na região estão condizentes com as necessidades sistêmicas. Portanto, conclui-se que não são esperados problemas de tensão em caso de rejeição qualquer um dos terminais da LT 500 kV João Neiva 2 – Serra.

10.2.2 LT 500 kV Viana 2 - Serra

A Figura 10-12Figura 10-5 mostra funcionamento do sistema de interesse contemplando a LT 500 kV Viana 2 – Serra no cenário citado. Os principais recursos de controle de tensão estão indicados, como os bancos de reatores de João Neiva 2 e Viana 2. O compensador estático de João Neiva 2 345 kV, com faixa de absorção/injeção de reativos de 150 MVAr, também está representado.

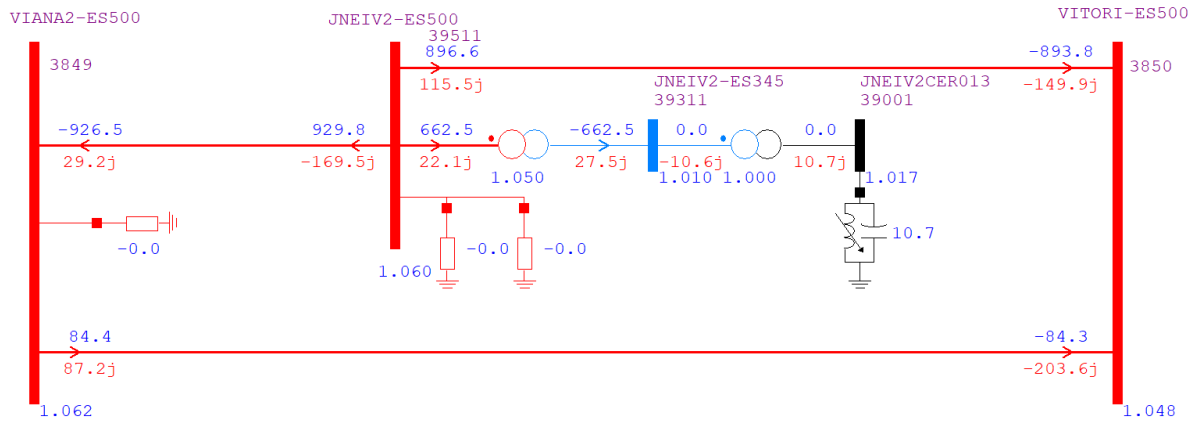


Figura 10-12 - Ponto de operação pré rejeição da LT 500 kV Viana 2 – Serra

A Figura 10-13 e a Figura 10-14 mostram os valores de tensão considerando a rejeição da LT 500 kV Viana 2 – Serra pelo terminal Viana 2 e Serra, respectivamente.

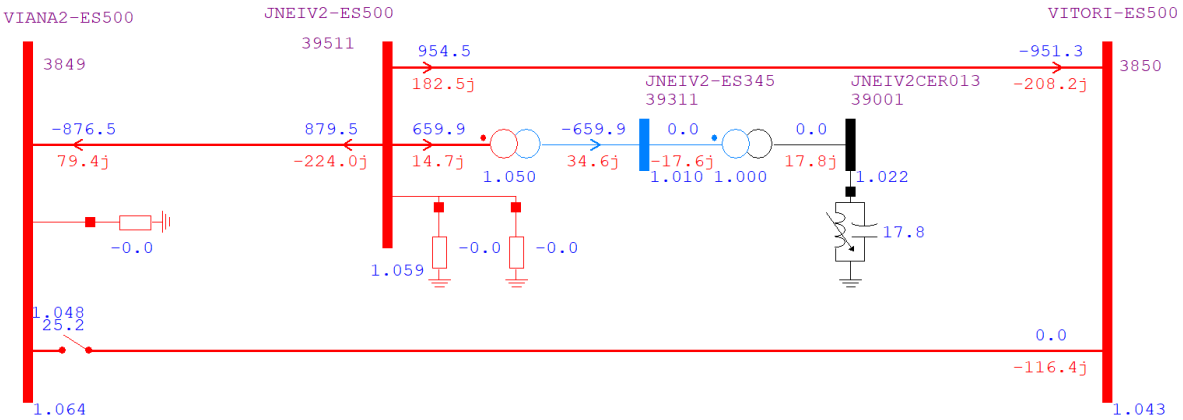


Figura 10-13 - Rejeição da LT 500 kV Viana 2 - Serra pelo terminal de Viana 2

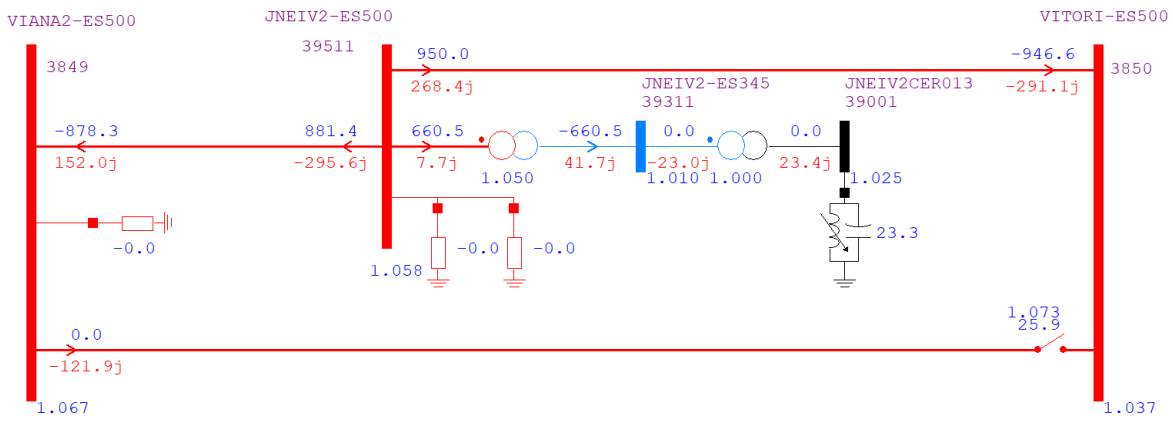


Figura 10-14 - Rejeição da LT 500 kV Viana 2 - Serra pelo terminal de Serra

Percebe-se que não há extrapolação dos limites máximos de tensão (1,10 pu) em nenhuma barra de 500 kV, bem como não há extrapolação do limite máximo de terminal aberto (1,20 pu) em nenhuma das situações. A variação de tensão na barra de 500 kV de Viana 2 foi de 0,5 % e na barra de Serra foi de 1,1 %, valores abaixo do limite máximo aceitável (5%).

Também é verificada folga na excursão da faixa do compensador estático de João Neiva 2 345 kV, demonstrando que os equipamentos de controle de sobretensões na região estão condizentes com as necessidades sistêmicas. Portanto, conclui-se que não são esperados problemas de tensão em caso de rejeição qualquer um dos terminais da LT 500 kV Viana 2 – Serra.

11 REDE DE DISTRIBUIÇÃO

11.1 Acesso da Distribuidora

Inicialmente, a alternativa vencedora previa a conexão da nova fronteira com o Sistema de Distribuição da EDP-ES através de 3 circuitos entre Serra e Pitanga. Essa configuração foi adotada com o objetivo de atender ao critério N-1 no suprimento à Distribuidora.

No entanto, a Distribuidora acessante informou que, com o objetivo de aumentar a confiabilidade e a flexibilidade do sistema de Distribuição, pretende se conectar através de 4 circuitos, 2 em cada semi-barramento da SE Serra e da SE Pitanga.

Também foi informado pela concessionária que os vãos da SE Pitanga que se conectarão na SE Serra, serão repotenciados, através de substituição de disjuntores, chaves seccionadoras e transformadores de corrente superados.

11.2 LT 138 kV Pitanga - Civit

A Distribuidora EDP-ES pretende alterar o suprimento da SE Civit, com o reencabeçamento da LT 138 kV Pitanga/Civit para a Subestação Serra, através da construção de 2 km de LTs adicionais. Essa medida possibilitará redução da corrente no barramento em 138 kV da SE Pitanga, contribuirá para aumento da capacidade de operação do sistema, viabilizando o atendimento às futuras cargas da região. Adicionalmente, a disponibilização de 2 vãos em Pitanga permitirá a instalação de bancos de capacitores na SE.

A configuração final da Subestação Pitanga, pretendida pela EDP-ES, está apresentada na Figura 11-1, assim como suas conexões com a SE Serra.

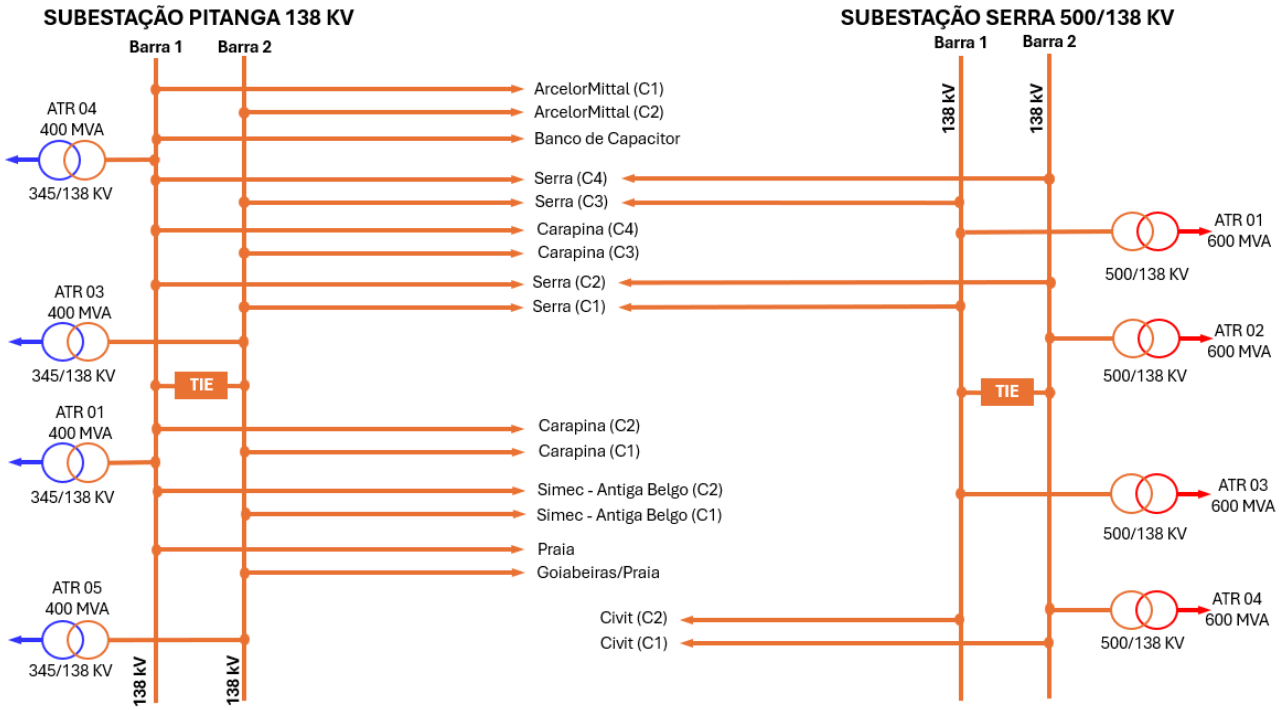


Figura 11-1 – Configuração futura da SE Pitanga

As simulações indicaram que a LT 138 kV Pitanga – Civit C1 e C2 apresentam sobrecargas inadmissíveis em caso de perda de um dos circuitos. A alteração da conexão para o barramento de Serra não altera essa condição.

12 MODULAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO DE SERRA 500/138 kV

Nas simulações preliminares, foi adotada a modulação referencial de 400 MVA para as novas fronteiras. No entanto, com o objetivo de avaliar a adequação dessa modulação a alternativa vencedora, foi feita uma análise comparativa adotando outra modulação para a transformação.

Como premissa, foi considerado que a transformação deve ser composta por 2 bancos de transformadores, no mínimo.

12.1 Alternativa referencial "A" – Bancos de 400 MVA

Essa alternativa considera a modulação referencial apresentada na seção Alternativa 4.

Em 2028, data estimada para entrada em operação da alternativa, já são necessários 3 bancos de autotransformadores na Subestação, conforme apresentado no item Alternativa 4.

Caso a SE fosse composta apenas por 2 bancos, a contingência de um deles provocaria sobrecarga na unidade remanescente conforme Figura 12-1.

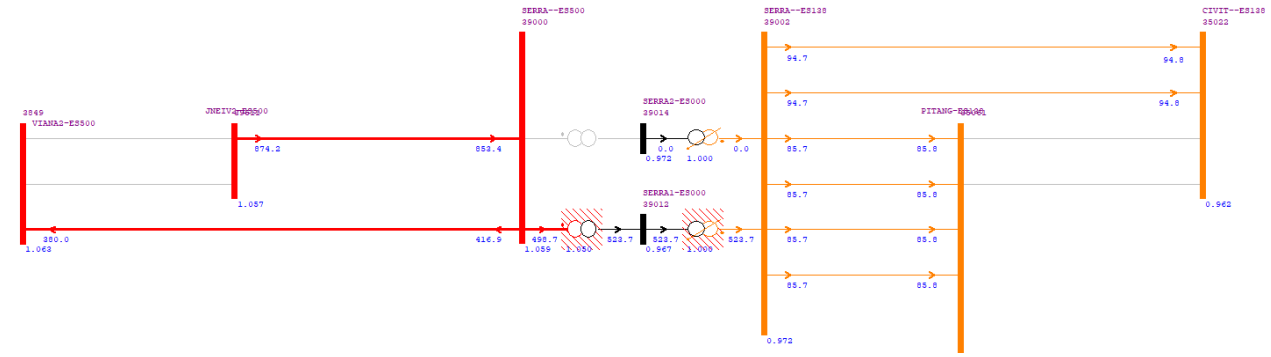


Figura 12-1 – Alternativa vencedora, operação normal, Serra com 2 bancos de 400 MVA, 2028

A configuração adotada é adequada para a transformação no último ano avaliado, 2039, conforme Figura 12-2 e Figura 12-3:

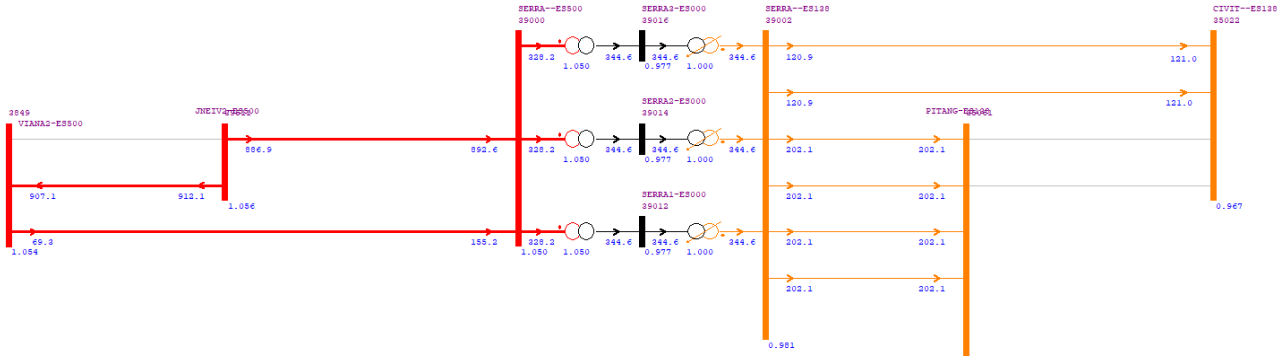


Figura 12-2 - Alternativa vencedora, operação normal, Serra com 3 bancos de 400 MVA, 2039

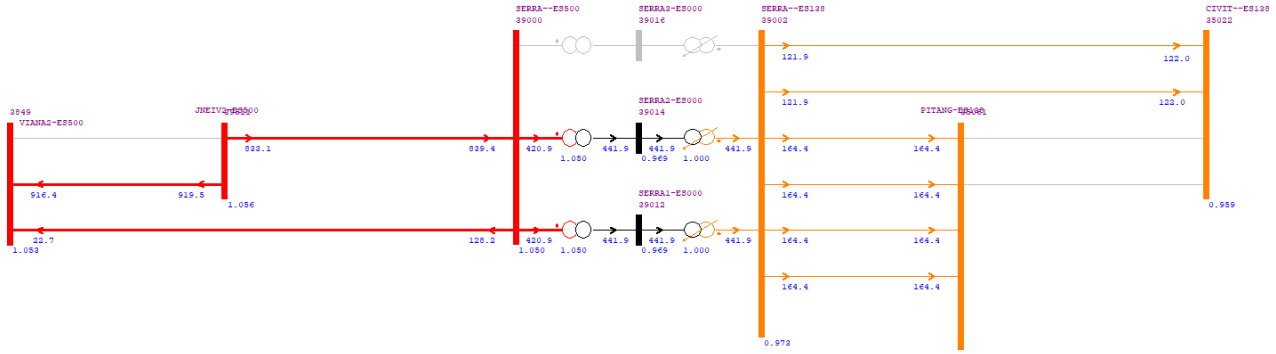


Figura 12-3 - Alternativa vencedora, emergência de um dos bancos, Serra com 3 bancos de 400 MVA, 2039

A estimativa de custos da alternativa referencial está apresentada a seguir:

Tabela 12-1 - Custos da alternativa de referência "A"

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						322.133,78	**276.177,79**	**28.614,32**	**209.982,54**
SE 500/138 kV SERRA (Nova)						**322.133,78**	**276.177,79**	**28.614,32**	**209.982,54**
1° e 2° ATF 500/138 kV, (6+1R) x 133,33 MVA 1Φ		2028	10,0	1,0	14380,40	143.804,00	123.288,75	12.773,74	93.738,48
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	15283,65	45.850,95	39.309,80	4.072,82	29.887,89
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2028	3,0	1,0	6982,86	20.948,58	17.960,03	1.860,81	13.655,31
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	14584,51	43.753,53	37.511,60	3.886,51	28.520,69
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2028	1,0	1,0	5485,70	5.485,70	4.703,10	487,28	3.575,85
MIG (Terreno Urbano)		2028	1,0	1,0	45300,67	45.300,67	38.838,02	4.023,94	29.529,19
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	13803,74	13.803,74	11.834,48	1.226,15	8.997,95
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	3186,61	3.186,61	2.732,00	283,06	2.077,19

A tabela inclui apenas os equipamentos diretamente ligados à transformação 500/138 kV da SE Serra.

A alternativa referencial apresenta custos totais de R$ 322.133,78 e rendimentos necessários de R$ 209.982,54.

12.2 Alternativa "B" – Bancos de 600 MVA

A alternativa B propõe o uso de bancos de potência superior à da alternativa A, que demandou 3 bancos de autotransformadores. Dessa forma, a alternativa B considera a modulação referencial de 600 MVA, inicialmente com 2 bancos.

Em 2030, a contingência de um dos bancos de autotransformadores provoca carregamentos superiores ao limite de curta duração no banco remanescente, conforme Figura 12-4. Assim, essa alternativa de modulação também demanda a entrada de um 3° banco já em 2030.

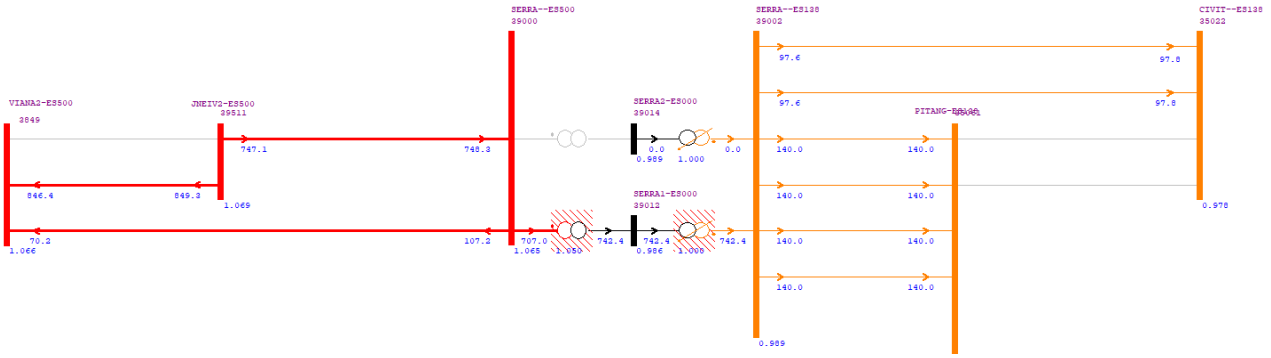


Figura 12-4 - Alternativa B, emergência de um dos bancos, Serra com 3 bancos de 600 MVA, 2030

A configuração de 3 bancos de autrotransformadores, de 600 MVA cada, é adequada para a transformação no último ano avaliado, 2039, conforme Figura 12-5 e Figura 12-6.

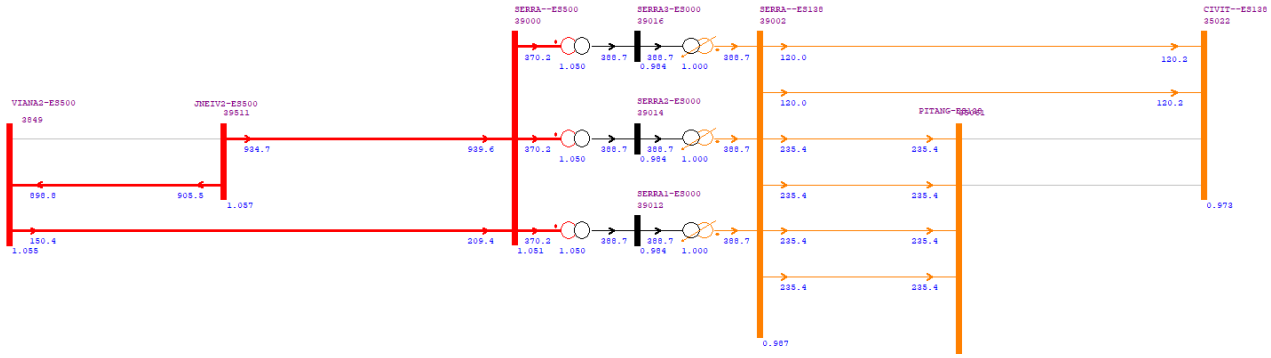


Figura 12-5 - Alternativa B, operação normal, Serra com 3 bancos de 600 MVA, 2039

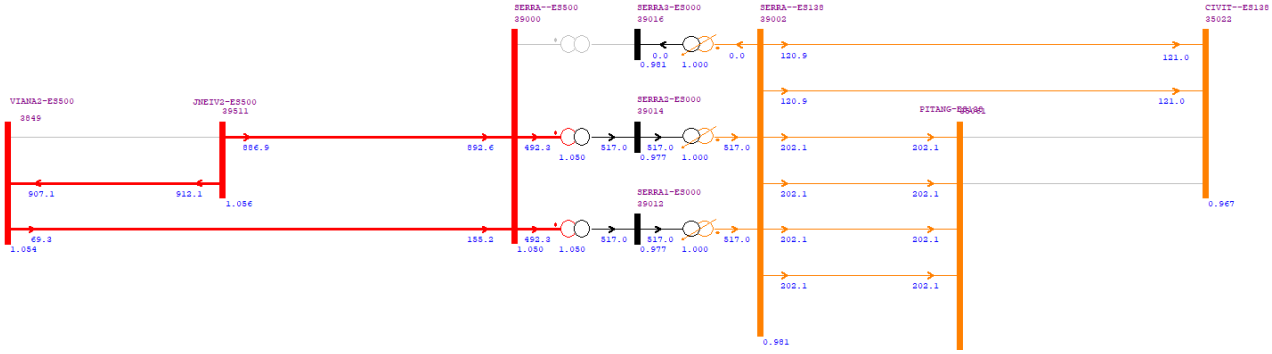


Figura 12-6 - Alternativa B, emergência de um dos bancos, Serra com 3 bancos de 600 MVA, 2039

A estimativa de custos da alternativa B está apresentada a seguir:

Tabela 12-2 - Custos da alternativa “B”

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						347.120,38	286.193,65	30.833,81	213.605,31
SE 500/138 kV SERRA (Nova)						**253.863,69**	**217.647,20**	**22.550,06**	**165.480,76**
1° e 2° ATF 500/138 kV, (6+1R) x 200 MVA 1Φ		2028	7,0	1,0	16826,12	117.782,84	100.979,80	10.462,35	76.776,61
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	15283,65	30.567,30	26.206,53	2.715,21	19.925,26
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2028	2,0	1,0	6982,86	13.965,72	11.973,35	1.240,54	9.103,54
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	14584,51	29.169,02	25.007,73	2.591,01	19.013,79
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2028	1,0	1,0	5485,70	5.485,70	4.703,10	487,28	3.575,85
MIG (Terreno Urbano)		2028	1,0	1,0	45300,67	45.300,67	38.838,02	4.023,94	29.529,19
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	9202,49	9.202,49	7.889,65	817,43	5.998,63
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	2389,95	2.389,95	2.049,00	212,29	1.557,89
SE 500/138 kV SERRA (Ampliação/Adequação)						**93.256,69**	**68.546,45**	**8.283,75**	**48.124,55**
3° ATF 500/138 kV, 3 x 200 MVA 1Φ		2030	3,0	1,0	14400,83	43.202,49	31.755,12	3.837,57	22.294,38
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	15577,74	15.577,74	11.450,10	1.383,73	8.038,80
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2030	1,0	1,0	7159,25	7.159,25	5.262,26	635,94	3.694,49
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	14884,95	14.884,95	10.940,88	1.322,19	7.681,29
MIG-A		2030	1,0	1,0	6705,68	6.705,68	4.928,87	595,65	3.460,43
MIM - 500 kV		2030	1,0	1,0	4890,79	4.890,79	3.594,88	434,44	2.523,86
MIM - 138 kV		2030	1,0	1,0	835,79	835,79	614,33	74,24	431,30

A tabela inclui apenas os equipamentos diretamente ligados à transformação 500/138 kV da SE Serra.

A alternativa “B” apresenta custos totais de R$ 347.120,38 e rendimentos necessários de R$ 213.605,31, empate técnico com a alternativa referencial.

12.3 Recomendação

Com base nas simulações realizadas e na avaliação econômica, recomenda-se a adoção de modulação de 600 MVA para a SE Serra 500/138 kV.

Embora essa alternativa não corresponda ao menor custo global, pois possui rendimentos necessários 1,73% superiores aos da alternativa referencial, sua escolha se justifica pelas incertezas associadas à data de necessidade de implantação do 3° banco de autrotransformadores na alternativa B.

Conforme apresentado na seção 6.1.2, o estudo incorporou cargas prospectivas consideradas de provável concretização, mas ainda sujeitas a incertezas quanto à sua efetiva entrada em operação. Adicionalmente, de acordo com a seção 6.1.4, foi considerada a desmobilização dos bancos AT03 e AT04 da SE Vitória 345/138 kV ao término de suas vidas úteis regulatórias, previstas para 2028 e 2038, respectivamente.

Dessa forma, a eventual permanência desses equipamentos em operação, aliada à não concretização de parte das cargas prospectivas, tende a reduzir os fluxos na transformação de Serra 500/138 kV.

Pode se concluir que a data de necessidade do terceiro banco de autotransformadores da SE Serra 500/138 kV apresenta elevada variabilidade. Nos cenários em que se adota a configuração base do estudo, essa necessidade pode se materializar a partir de 2030. Por outro lado, na hipótese de não concretização das cargas prospectivas e de permanência em operação dos autotransformadores da SE Vitória 345/138 kV, a implantação desse reforço pode não ser necessária ao longo de todo o horizonte analisado.

13 AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS

Neste capítulo são apresentadas análises técnicas e de otimização visando definir as especificações básicas da nova Linha de Transmissão (LT) aérea e dos novos trechos de seccionamento listados na Tabela 13-1.

Tabela 13-1 Relação das LT avaliadas e agrupamentos

Linha	Nº	Tipo[1]	Extensão [km]
Novos trechos para seccionamento da LT 500 kV João Neiva 2 - Viana 2, C1, na SE Serra	1	2 x CS	28
LT 138 kV Serra – Pitanga - C1, C2, C3 e C4	2	2 x CD	0,5

(1) CS – Estrutura de Circuito Simples; CD – Estrutura de Circuito Duplo.

Os resultados obtidos nas análises foram extraídos diretamente do programa ELEKTRA, desenvolvido pelo CEPEL [18].

13.1 Dados e Premissas

Os dados ambientais predominantes e preliminares para as análises técnicas e definição das capacidades de corrente estão dispostos na Tabela 13-2, por trecho avaliado, conforme ordem anteriormente apresentada. Nota-se que a temperatura do ar corresponde à maior máxima média mensal registrada nas estações de medição localizadas mais próximas da LT em questão [19].

Tabela 13-2 Dados do ambiente

	LT 1	LT 2
Temperatura do ar [°C]	32	32
Vento p/ cálculo de temperatura [m/s]	1	1
Radiação solar [W/m^2]	1000	1000
Altitude média [m]	40	20
Altitude máxima [m]	120	40
DRA[1] [p.u.]	0,96	0,97
Vento p/ balanço [km/h] (50 anos, 30 s, 10 m)	105	105

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

Na Tabela 13-3 estão apresentados os parâmetros econômicos considerados na otimização. Os fluxos, fatores de carga e de perdas utilizados estão apresentados na Tabela 13-4. Já a Tabela 13-5 apresenta os carregamentos máximos verificados nos estudos de fluxo de potência em condição normal de operação e em emergência, decorrente de contingência no sistema, conforme resultados apresentados na seção 8.

Tabela 13-3 Dados para avaliação econômica

Custo das perdas de energia [R$/MWh]	199,96
Período [anos]	30
Taxa de desconto anual [%]	8
Banco de preços	Ref. ANEEL – 2025/01[1]

(1) Atualizado pela EPE conforme [20].

Tabela 13-4 Dados do sistema – Fluxos para cálculo de perdas

Linha	**Fluxo[1] [MVA]**	**Duração [Anos]**	**Fator de perdas**
LT 138 kV Serra - Pitanga	210	30	0,47

(1) Fluxos verificados à tensão nominal e por circuito.

Tabela 13-5 Dados do sistema – Fluxos máximos observados para diferentes condições de operação

Linha	**Fluxo[1] [MVA]**	
	Normal	**Emergência**
Seccionamento da LT 500 kV João Neiva 2 - Viana 2, C1, na SE Serra	917	1034
LT 138 kV Serra - Pitanga	211	278

(1) Fluxos verificados à tensão nominal e por circuito.

Para o secionamento da LT 500 kV João Neiva 2 - Viana 2, C1, adotou-se referencialmente estruturas autoportantes de circuito simples, com 6 subcondutores por fase. Para a LT 138 kV Serra - Pitanga adotou-se referencialmente estruturas autoportantes de circuito duplo, com 2 subcondutores por fase tendo em vista os elevados fluxos esperados para esta linha.

Na seção 13.4 constam as coordenadas finais, após a otimização, dos cabos na torre e flechas para a silhueta típica de cada LT. Por fim, para fins desta análise, considerou-se cabos condutores com diferentes bitolas e formações, e cabos para-raios EAR 3/8'' e OPGW 13,3 mm.

13.2 Critérios Para Análises Elétricas e Comparações Econômicas

Na definição das capacidades de corrente, os valores a serem especificados devem atender minimamente aos fluxos observados no estudo, em condição normal e emergência. Adicionalmente, deve-se buscar adotar 65 °C como limite superior de temperatura nos cabos condutores em condição normal de operação e 90 °C em condição de emergência. Com relação aos níveis de emissão eletromagnética, estes devem observar os requisitos mínimos definidos em [21]. Essas restrições, juntamente com o balanço dos cabos, devem ser observadas de forma a definir uma estimativa inicial para a faixa de segurança e o conjunto de cabos condutores tecnicamente viáveis.

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

13.3 Avaliações Econômicas

13.3.1 Seleção dos cabos condutores – LT 1

Segundo informações levantadas, a LT 1 utiliza feixes com seis condutores CAL1120 838 MCM por fase. Essa configuração será adotada para o novo trecho visando não alterar os parâmetros unitários e características da linha.

13.3.2 Seleção dos cabos condutores – LT 2

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que as soluções economicamente equivalentes dentre as soluções candidatas são aquelas apresentadas na Tabela 13-6, com diferenças até cerca de 3 %. Foi escolhida referencialmente a configuração 2 x RUDDY pois ela possui um bom compromisso entre custo de instalação e perdas, além de atender com folga aos fluxos máximos vislumbrados para a LT 2.

Tabela 13-6 Configurações com menor custo total – LT 2

Cabo condutor		Custos (1000 x R$/km)			Relação entre custo total e o menor custo total [%]
Nome	Nº de subcond. por fase	Instalação	Perdas	Total	
ORTOLAN	2	2071,4	1296,0	3367,4	100,0%
RAIL	2	1971,4	1399,7	3371,3	100,1%
BLUEJAY	2	2170,9	1207,6	3378,5	100,3%
RUDDY	**2**	**1903,7**	**1480,8**	**3384,6**	**100,5%**
BUNTING	2	2269,3	1131,6	3400,9	101,0%
BITTERN	2	2369,1	1066,5	3435,6	102,0%
TERN	2	1773,6	1671,9	3445,5	102,3%

13.4 Características Técnicas da Solução de Referência

13.4.1 Características elétricas – LT 1

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades de corrente especificadas para o novo trecho de seccionamento da LT 500 kV João Neiva 2 - Viana 2, C1, estão sumarizados na Tabela 13-7. Nota-se que, embora tenha sido mantido

o condutor existente, as capacidades de corrente para projeto foram revisadas explorando os limites térmicos dos condutores. Isso foi realizado visando evitar arrependimento no caso de eventuais alterações topológicas futuras – como novos seccionamentos – ainda não mapeadas pelo planejamento.

Tabela 13-7 Características elétricas básicas do novo trecho de seccionamento – LT 1

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω/km]	x [Ω/km]	b [μS/km]
Circuito Simples	CAL 1120 838 MCM	4000	5000	+	0,0140	0,1920	8,6705
				0	0,3175	1,1751	3,2615

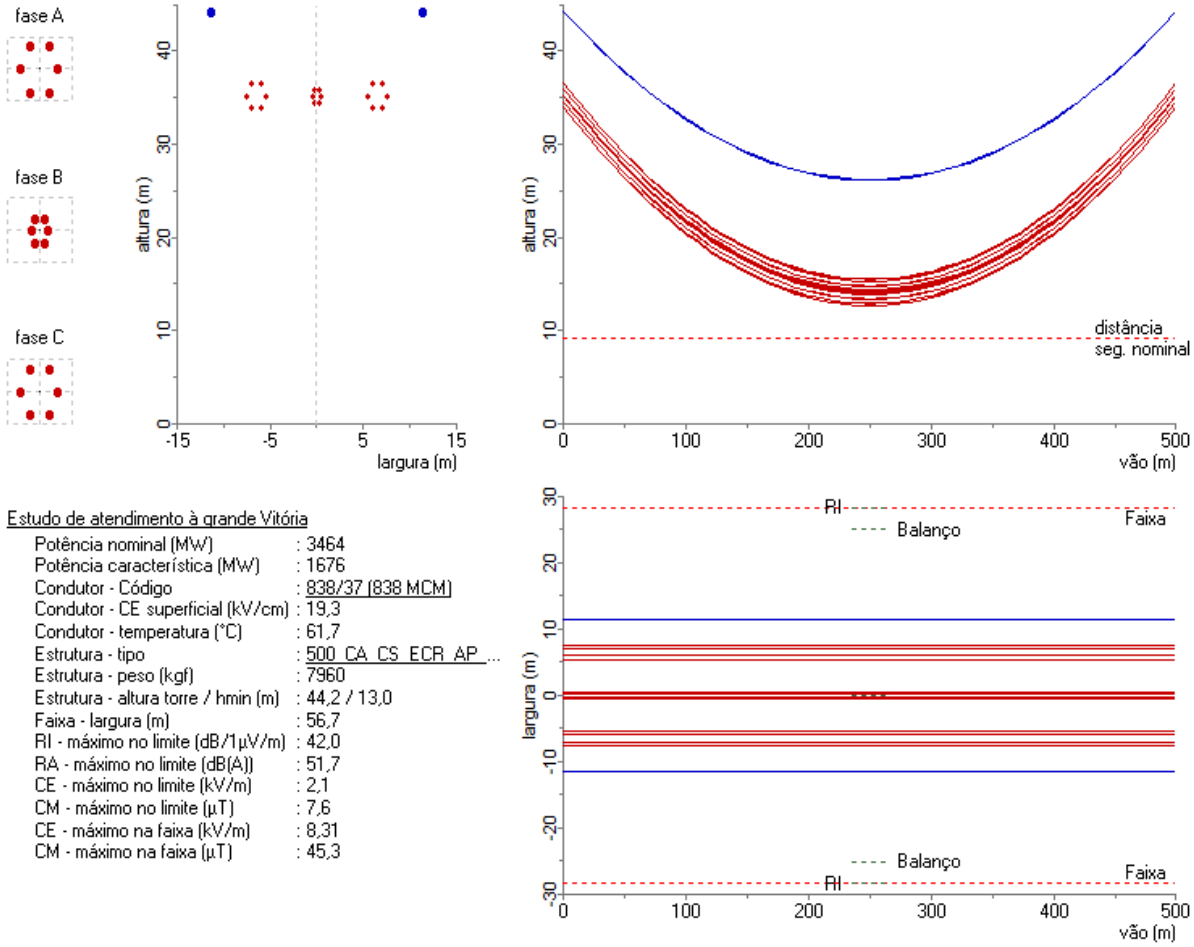


Figura 13-1 - Dados técnicos básicos dos novos trechos de seccionamento – LT 1

A Figura 13-1, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos dos novos trechos de 500 kV desta LT, incluindo o vão médio de 500 m utilizado na análise referencial.

13.4.2 Características construtivas – LT 1

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas dos condutores e dos cabos para-raios da silhueta típica, bem como as respectivas flechas, estão apresentadas na Tabela 13-8.

Tabela 13-8 Coordenadas da silhueta típica do novo trecho de seccionamento – LT 1

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A1	-5,450	35,200	21,3
Feixe A2	-5,975	36,500	21,3
Feixe A3	-7,025	36,500	21,3
Feixe A4	-7,550	35,200	21,3
Feixe A5	-7,025	33,900	21,3
Feixe A6	-5,975	33,900	21,3
Feixe B1	0,480	35,200	21,3
Feixe B2	0,240	35,895	21,3
Feixe B3	-0,240	35,895	21,3
Feixe B4	-0,480	35,200	21,3
Feixe B5	-0,240	34,505	21,3
Feixe B6	0,240	34,505	21,3
Feixe C1	7,550	35,200	21,3
Feixe C2	7,025	36,500	21,3
Feixe C3	5,975	36,500	21,3
Feixe C4	5,450	35,200	21,3
Feixe C5	5,975	33,900	21,3
Feixe C6	7,025	33,900	21,3
Para-raios 1	-11,443	44,200	18,1
Para-raios 2	11,443	44,200	18,1

13.4.3 Características elétricas – LT 2

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades de corrente especificadas para a LT 138 kV Serra – Pitanga - C1, C2, C3 e C4 estão sumarizados na Tabela 13-9.

Tabela 13-9 Características elétricas básicas dos novos trechos de seccionamento – LT 2

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω/km]	x [Ω/km]	b [μS/km]
Circuito Duplo	CAA 2 x RUDDY (900 MCM)	1720	2240	+	0,0366	0,3160	5,2919
				0	0,3677	1,3586	2,8513
				mut.0	0,3309	0,9301	-1,0002

A Figura 13-2, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos desta LT, incluindo o vão médio de 350 m utilizado na análise referencial.

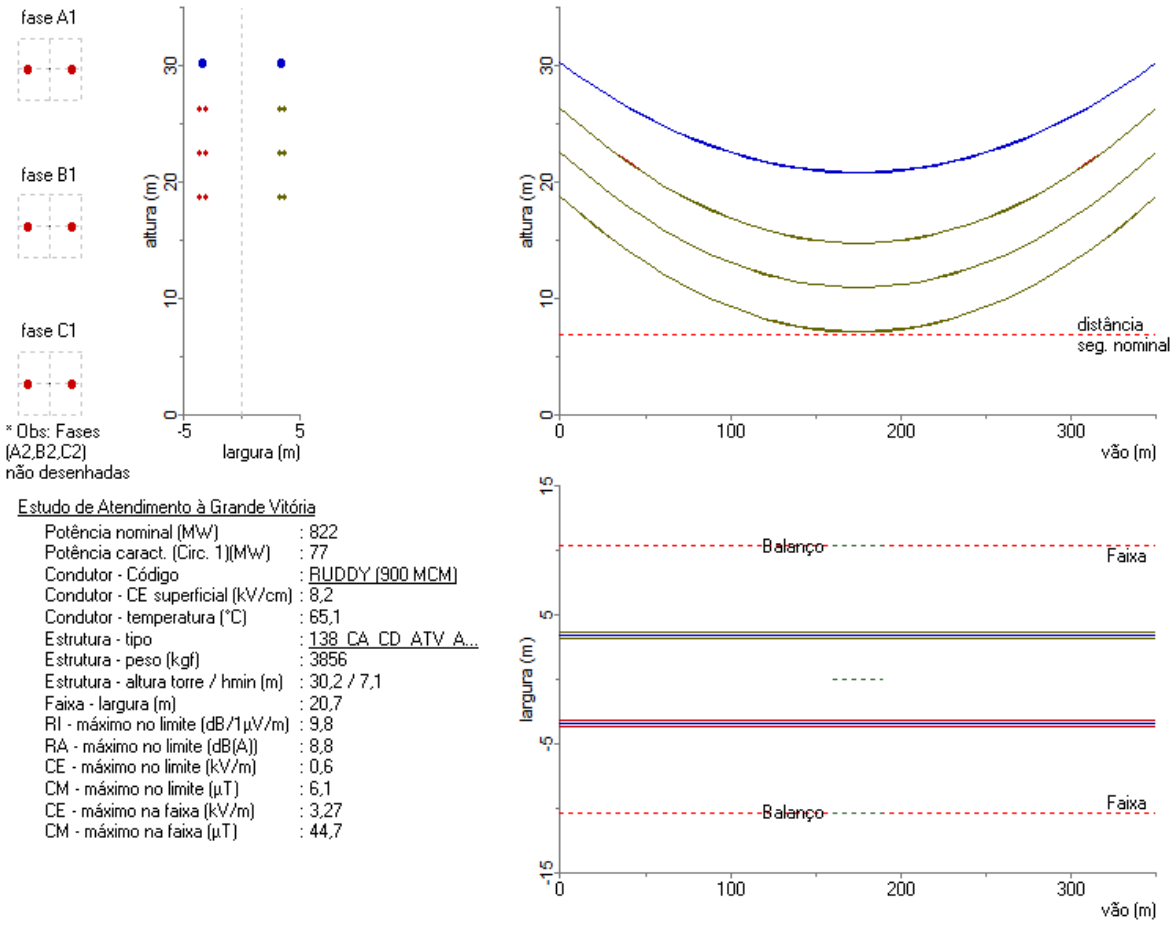


Figura 13-2 - Dados técnicos básicos dos novos trechos de seccionamento – LT 2

13.4.4 Características construtivas – LT 2

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas dos centros dos condutores e dos cabos para-raios da silhueta típica, bem como as respectivas flechas, estão apresentadas na Tabela 13-10Tabela 13-10. Nota-se que foram utilizados feixes horizontais com espaçamento de 45,72 cm entre subcondutores.

Tabela 13-10 Coordenadas da silhueta típica da LT 2

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Fase A1	-3,4	26,4	11,7
Fase A2	3,4	18,8	11,7
Fase B1	-3,4	22,6	11,7
Fase B2	3,4	22,6	11,7
Fase C1	-3,4	18,8	11,7
Fase C2	3,4	26,4	11,7
Para-raios 1	-3,4	30,2	9,4
Para-raios 2	3,4	30,2	9,4

13.4.5 Estimativas iniciais para faixa de segurança

Com relação às faixas de segurança, a Tabela 13-11Tabela 13-11 apresenta os valores calculados pelo ELEKTRA para cada linha ou trecho de seccionamento, juntamente com a restrição técnica que a definiu. Não obstante, tendo em vista as incertezas nas premissas e metodologias de cálculo, foram realizadas análises de sensibilidade variando-se alguns parâmetros e, por segurança, recomenda-se a adoção referencial dos valores conforme coluna “Faixa Adotada”.

Tabela 13-11 Estimativas iniciais para faixa de segurança

Linha	Faixa calculada [m]	Restrição	Faixa Adotada [m]
Novos trechos para seccionamento da LT 500 kV João Neiva 2 - Viana 2, C1, na SE Serra	2 x 56,7	Radiointerferência	2 x 60
LT 138 kV Serra – Pitanga - C1, C2, C3 e C4	2 x 20,7	Balanço	2 x 22

14 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

Para as análises de curto-circuito foram consideradas todas as obras implantadas da alternativa recomendada (Alternativa 4) e o sistema em regime subtransitório com todas as unidades geradoras sincronizadas, utilizando a base de dados referente ao PAR-PEL 2025 Ciclo 2026-2030.

Os valores de corrente de curto-circuito trifásico e monofásico, na configuração de 2 bancos de transformadores de 600 MVA, para as principais subestações de interesse do estudo são apresentadas na Tabela 14-1 e na Tabela 14-2.

Como esperado, com a entrada das obras, foram identificadas elevações no Nível de Curto-Circuito (NCC) da região, principalmente nos barramentos em 138 kV das SEs Carapina, Civit e Pitanga.

Há previsão de superação da capacidade de interrupção dos barramentos em 138 kV de Carapina e Pitanga.

Tabela 14-1 - Níveis de curto-circuito trifásico nas subestações da região de interesse, 2 bancos em Serra 500/138 kV

Subestação	2030			Capacidade de interrupção (kA)
	Sem obras 3-F (kA)	Com obras 3-F (kA)	Variação 3-F (kA)	
500 kV				
João Neiva 2	15,72	16,44	0,72	50
Serra	-	14,31	-	
Viana 2	15,50	15,80	0,30	50
345 kV				
João Neiva 2	14,13	14,16	0,03	50
Viana	19,86	19,90	0,04	50
Viana 2	19,90	19,85	-0,05	50
Vitória	16,12	17,51	1,39	
138 kV				
Alto Lage	20,86	21,36	0,50	25
Bento Ferreira	11,01	11,05	0,04	31,5
Carapina	29,92	38,51	8,59	31,5
Cariacica	12,80	12,97	0,17	31,5
Ceasa	22,69	23,09	0,40	31,5
Civit	19,45	20,37	0,92	40
Ibes	17,22	17,32	0,10	40
João Neiva 2	26,63	26,61	-0,02	40
Manguinhos	9,99	10,23	0,24	31,5
Pitanga	32,07	43,64	11,57	31,5
Praia	13,52	15,22	1,70	40
Serra	-	43,17	-	-
Viana	28,87	29,16	0,29	

Tabela 14-2 - Níveis de curto-circuito monofásico nas subestações da região de interesse, 2 bancos em Serra 500/138 kV

Subestação	2030			Capacidade de interrupção (kA)
	Sem obras 1-F (kA)	Com obras 1-F (kA)	Variação 1-F (kA)	
500 kV				
João Neiva 2	13,27	14,29	1,02	50
Serra	-	12,32	-	
Viana 2	13,26	13,72	0,46	50
345 kV				
João Neiva 2	14,09	14,31	0,22	50
Viana	19,43	19,55	0,12	50
Viana 2	19,21	19,32	0,11	50
Vitória	14,80	16,61	1,81	
138 kV				
Alto Lage	16,31	16,55	0,24	25
Bento Ferreira	11,43	11,47	0,04	31,5
Carapina	25,71	31,53	5,82	31,5
Cariacica	8,53	8,59	0,06	31,5
Ceasa	18,91	19,11	0,20	31,5
Civit	12,59	15,91	3,32	40
Ibes	18,36	18,45	0,09	40
João Neiva 2	27,25	27,38	0,13	40
Manguinhos	8,87	10,39	1,52	31,5
Pitanga	33,03	45,96	12,93	31,5
Praia	9,19	9,79	0,60	40
Serra	-	44,84	-	-
Viana	32,25	32,54	0,29	

Caso a ampliação da transformação de Serra, através da entrada do 3° banco de autotransformadores 500/138 kV, seja realizada, é previsto aumento dos Níveis de Curto-Circuito da região. Os valores de corrente de curto-circuito trifásico e monofásico, na configuração citada, para as principais subestações de interesse do estudo são apresentadas na Tabela 14-3 e na Tabela 14-4.

Tabela 14-3 - Níveis de curto-circuito trifásico nas subestações da região de interesse, 3 bancos em Serra 500/138 kV

Subestação	2030			Capacidade de interrupção (kA)
	Sem obras 3-F (kA)	Com obras 3-F (kA)	Variação 3-F (kA)	
500 kV				
João Neiva 2	15,72	16,60	0,88	50
Serra	-	14,66	-	
Viana 2	15,50	15,89	0,39	50
345 kV				
João Neiva 2	14,13	14,16	0,03	50
Viana	19,86	19,92	0,06	50
Viana 2	19,90	19,86	-0,04	50
Vitória	16,12	17,75	1,63	
138 kV				
Alto Lage	20,86	21,44	0,58	25
Bento Ferreira	11,01	11,05	0,04	31,5
Carapina	29,92	40,25	10,33	31,5
Cariacica	12,80	12,99	0,19	31,5
Ceasa	22,69	23,15	0,46	31,5
Civit	19,45	20,95	1,50	40
Ibes	17,22	17,34	0,12	40
João Neiva 2	26,63	26,61	-0,02	40
Manguinhos	9,99	10,37	0,38	31,5
Pitanga	32,07	46,15	14,08	31,5
Praia	13,52	15,51	1,99	40
Serra	-	45,87	-	-
Viana	28,87	29,21	0,34	

Tabela 14-4 - Níveis de curto-circuito monofásico nas subestações da região de interesse, 3 bancos em Serra 500/138 kV

Subestação	2030			Capacidade de interrupção (kA)
	Sem obras 1-F (kA)	Com obras 1-F (kA)	Variação 1-F (kA)	
500 kV				
João Neiva 2	13,27	14,49	1,22	50
Serra	-	13,12	-	
Viana 2	13,26	13,84	0,58	50
345 kV				
João Neiva 2	14,09	14,35	0,26	50
Viana	19,43	19,61	0,18	50
Viana 2	19,21	19,38	0,17	50
Vitória	14,80	16,94	2,14	
138 kV				
Alto Lage	16,31	16,59	0,28	25
Bento Ferreira	11,43	11,48	0,05	31,5
Carapina	25,71	32,65	6,94	31,5
Cariacica	8,53	8,60	0,07	31,5
Ceasa	18,91	19,15	0,24	31,5
Civit	12,59	16,30	3,71	40
Ibes	18,36	18,47	0,11	40
João Neiva 2	27,25	27,40	0,15	40
Manguinhos	8,87	10,56	1,69	31,5
Pitanga	33,03	48,84	15,81	31,5
Praia	9,19	9,88	0,69	40
Serra	-	48,09	-	-
Viana	32,25	32,61	0,36	

Por fim, a configuração final da Subestação prevê 4 bancos de autotransformadores 500/138 kV.

Os valores de corrente de curto-circuito trifásico e monofásico, na configuração final da Subestação, para as principais subestações de interesse do estudo são apresentadas na Tabela 14-5 e na Tabela 14-6.

Tabela 14-5 - Níveis de curto-circuito trifásico nas subestações da região de interesse, 4 bancos em Serra 500/138 kV

Subestação	2030			Capacidade de interrupção (kA)
	Sem obras 3-F (kA)	Com obras 3-F (kA)	Variação 3-F (kA)	
500 kV				
João Neiva 2	15,72	16,70	0,98	50
Serra	-	14,88	-	
Viana 2	15,50	15,95	0,45	50
345 kV				
João Neiva 2	14,13	14,17	0,04	50
Viana	19,86	19,93	0,07	50
Viana 2	19,90	19,86	-0,04	50
Vitória	16,12	17,90	1,78	
138 kV				
Alto Lage	20,86	21,49	0,63	25
Bento Ferreira	11,01	11,06	0,05	31,5
Carapina	29,92	41,42	11,50	31,5
Cariacica	12,80	13,01	0,21	31,5
Ceasa	22,69	23,19	0,50	31,5
Civit	19,45	21,32	1,87	40
Ibes	17,22	17,35	0,13	40
João Neiva 2	26,63	26,61	-0,02	40
Manguinhos	9,99	10,46	0,47	31,5
Pitanga	32,07	47,87	15,80	31,5
Praia	13,52	15,69	2,17	40
Serra	-	47,72	-	-
Viana	28,87	29,25	0,38	

Tabela 14-6 - Níveis de curto-circuito monofásico nas subestações da região de interesse, 4 bancos em Serra 500/138 kV

Subestação	2030			Capacidade de interrupção (kA)
	Sem obras 1-F (kA)	Com obras 1-F (kA)	Variação 1-F (kA)	
500 kV				
João Neiva 2	13,27	14,62	1,35	50
Serra	-	13,73	-	
Viana 2	13,26	13,94	0,68	50
345 kV				
João Neiva 2	14,09	14,38	0,29	50
Viana	19,43	19,66	0,23	50
Viana 2	19,21	19,44	0,23	50
Vitória	14,80	17,19	2,39	
138 kV				
Alto Lage	16,31	16,61	0,30	25
Bento Ferreira	11,43	11,48	0,05	31,5
Carapina	25,71	33,45	7,74	31,5
Cariacica	8,53	8,60	0,07	31,5
Ceasa	18,91	19,18	0,27	31,5
Civit	12,59	16,58	3,99	40
Ibes	18,36	18,48	0,12	40
João Neiva 2	27,25	27,43	0,18	40
Manguinhos	8,87	10,67	1,80	31,5
Pitanga	33,03	50,99	17,96	31,5
Praia	9,19	9,94	0,75	40
Serra	-	50,57	-	-
Viana	32,25	32,65	0,40	

15 REFERÊNCIAS

[1] EPE, “Nota Técnica 025/2024 rev 0 – “Diagnóstico PD 2033 – Sudeste”,” 2024.

[2] EPE, “Nota Técnica 027/2025 rev 0 – “Diagnóstico PD 2034 – Sudeste”,” 2025.

[3] EPE, “Modularização das Unidades Transformadoras da SE 345/138 kV Vitória,” 2021.

[4] EDP-ES, *Carta EDP-ES DDPE 002.2025,* 2025.

[5] EDP-ES, *Resposta ao ofício.*

[6] EPE, “Análise Socioambiental - Estudo de Atendimento Elétrico à Grande Vitória - Esgotamento da malha 345 kV e radialização do sistema 138 kV”.

[7] EPE, “Estudo para Expansão da Capacidade de Transmissão da Região Norte de Minas Gerais,” 2020.

[8] ANEEL, “Edital do Leilão nº 1/2023-ANEEL,” [Online]. Available: https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_transmissao/documentos/Edital_Leil%C3%A3o_1_2023_ANEEL_publica%C3%A7%C3%A3o.pdf.

[9] CCPE/CTET, “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão - CCPE/CTET - janeiro/2001,” 2001.

[10] EPE, “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica”.

[11] EPE, “Base de Referência de Preços ANEEL – janeiro/2025,” 2025.

[12] EPE, “Base de Dados - Planejamento da Transmissão EPE,” [Online]. Available: https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao/bases-de-dados-de-simulacao.

[13] ANEEL. [Online]. Available: https://www2.aneel.gov.br/relatoriosrig/(S(qptx1o2dp3nyv3t3u5hyz5rb))/relatorio.aspx?folder=sfe/Monitoramento/Transmissao&report=EmpreendimentoTodos.

[14] EPE, “Estudo para expansão da capacidade de transmissão da Região Norte de Minas Gerais,” 2020.

[15] Eletrobras, “Consulta sobre viabilidade de implantação de reforços na subestação de Viana,” 2023.

[16] Vale do Rio Doce, “Projeto Básico - Ramal Ferroviário de Anchieta,” 2021.

[17] “Ata de Reunião - Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de Vitória,” 2025.

[18] CEPEL, “https://www.cepel.br/produtos/elektra/,” [Online].

[19] INMET. [Online]. Available: http://www.inmet.gov.br/portal/.

[20] EPE, “EPE-DEE-IT-030/2025 – Atualização dos Parâmetros Econômicos de Referência para os Estudos de Expansão da Transmissão do Ciclo de Planejamento 2025. Informe Técnico.,” 2025.

[21] ONS, “Procedimentos de Rede – Submódulo 2.7 – Requisitos Mínimos Para Linhas de Transmissão. 2022.”.

[22] ONS, “Procedimentos de Rede – Submódulo 2.7 – Requisitos Mínimos Para Linhas de Transmissão. 2022.,” 2022.

16 EQUIPE TÉCNICA

Empresa de Pesquisa Energética:

Fabiano Schmidt

Lucas Alves de Melo Vale (estagiário)

Lucas Simões de Oliveira (coordenação)

Paula Vieira Machado

Thiago Lima Soares Mourão

Tiago Veiga Madureira

Distribuidora EDP-ES:

Roger Garcia Almeida

Gustavo Caus Santos

17 ANEXOS

17.1 Fichar PET/PELP

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	UF: **ES**
SE 500/138 kV SERRA (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Novo ponto de suprimento

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

1° e 2° ATF 500/138 kV, (6+1R) x 200 MVA 1Φ	117.782,84
2 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	30.567,30
2 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	13.965,72
2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	29.169,02
1 IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	5.485,70
MIG (Terreno Urbano)	45.300,67
MIM - 500 kV	9.202,49
MIM - 138 kV	2.389,95

Total de Investimentos Previstos: **253.863,69**

Situação atual:

Observações:

Novo ponto de suprimento

Documentos de referência:

[11] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2026.

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	UF: **ES**
SE 500/138 kV SERRA (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2030**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Ampliação da transformação 500/138 kV da SE Serra

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

3° ATF 500/138 kV, 3 x 200 MVA 1Φ	43.202,49
1 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	15.577,74
1 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	7.159,25
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	14.884,95
MIG-A	6.705,68
MIM - 500 kV	4.890,79
MIM - 138 kV	835,79

Total de Investimentos Previstos: **93.256,69**

Situação atual:

Observações:

Ampliação da transformação 500/138 kV da SE Serra

Documentos de referência:

[11] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2026.

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	UF: **ES**
SECC LT 500 kV JOÃO NEIVA 2 - VIANA 2, C1, NA SE SERRA (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Integração do novo ponto de suprimento (SE Serra 500/138 kV) com o Sistema de Transmissão

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 28 km	83.536,32
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 28 km	83.536,32
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	27.750,18
2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	29.769,90
MIG-A	3.448,26
MIM - 500 kV	9.781,59

Total de Investimentos Previstos: **237.822,57**

Situação atual:

Observações:

Integração do novo ponto de suprimento (SE Serra 500/138 kV) com o Sistema de Transmissão

Documentos de referência:

[11] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2026.

17.2 Consultas de viabilidade de expansão às concessionárias

17.2.1 SE 345/138 kV Viana – Seccionamento da LT 345 kV Rio Novo do Sul/Vitória em Viana

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Reforços de Subestações**	Data: 22/11/2023 Revisão: Página: 1 – 5

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de atendimento a Vitória

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Viana 345/138 kV **Concessionária Proprietária:** Eletrobras Furnas

1. Módulos de Manobra

■	EL	Quantidade: 2	Tensão (kV): 345	Arranjo: DJM
■	IB	Quantidade: 2	Tensão (kV): 345	Arranjo: DJM

2. 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), reator limitador de curto-circuito (RLCC). **ARRANJO:** Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BD4), ANEL (AN), Disjuntor e Meio (DJM).

CLASSIFICAÇÃO: PÚBLICA

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

1. Módulos de Manobra

☒ EL Quantidade: 2 Tensão (kV): 345 Arranjo: DJM

☒ IB Quantidade: 2 Tensão (kV): 345 Arranjo: DJM

2. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? ☒ Sim Área Prevista: 18.000 m²

☐ Não

3. Outros

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

☒ Não

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

4. Observações da EPE

Simulações realizadas pela EPE indicam possibilidade de sobrecargas inadmissíveis na LT 345 kV Viana/Vitória após contingência da LT 345 kV Viana/Rio Novo do Sul. Dentre alternativas analisadas, o seccionamento da LT 345 kV Vitória/Rio Novo do Sul em Viana se apresentou como a de mínimo custo global.

Diante das informações apresentadas e considerando a solução apresentada nas figuras a seguir, solicita-se que a transmissora analise a viabilidade de implantação da solução proposta, conforme Anexo.

Adicionalmente, solicita-se que a transmissora informe, caso existam, alternativas superiores do ponto de vista técnico-econômico à apresentada no Anexo.

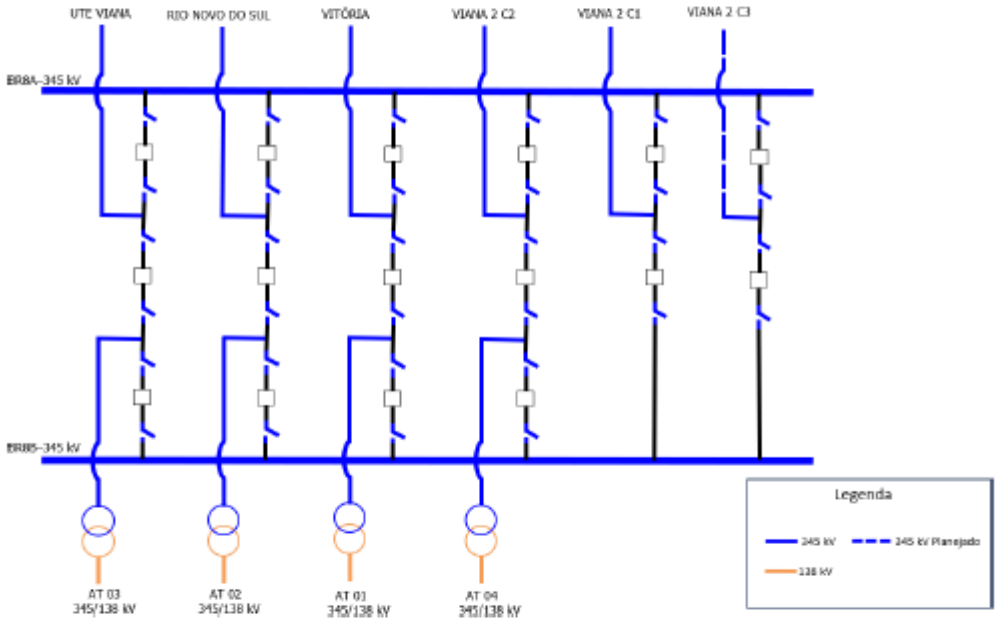


Figura 1: Configuração simplificada atual de Viana.

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações da Transmissora de Energia

Informamos que após conclusão da ampliação para o 3° circuito para Viana 2 a SE Viana ainda terá um vão disponivel dentro da área da Subestação;

Vale ressaltar que o vão incompleto para a SE Viana 2 C1, será utilizado para implantação de um Reator de Barras;

Em relação a proposta apresentada no diagrama unifilar, figura 2. Informamos que a subestação de Viana possui área disponível para expansão a partir de aquisição de terreno, entretanto, precisamos fazer as seguintes considerações:

Na área disponivel para ampliação, ilustrado em azul, existe um estudo da Empresa Vale SA para a construção de uma nova ferrovia. O percurso traçado pela ferrovia conflita com o trecho necessário para a ampliação proposta, logo inviabilizando sua expansão. Segue o relatório da Empresa Vale em anexo.

Caso a ferrovia não seja construída, a subestação pode ser ampliada conforme solilitado,mas será necessária a aquisição de terreno para complemetar á área que pertenca ao acessante MGE. Desta forma para a ampliação para o lado proposto é necessária o confirmação da execução desta nova malha ferroviaria.

Quanto a outra extremidade da subestação, ilustrado em vermelho, com base nas informações da hidrografia disponível e imagens de satélite, constata-se a presenta de uma nascente. As nascentes são áreas ambientalmente sensíveis e protegidas por lei e seu entorno, em raio mínimo de 50 metros, constitui Área de Preservação Permantente (APP);

Sendo assim, informamos que, em virtude das interferências apresentadas a proposta apresentada não é recomendável.

22 de novembro de 2023
Data da Solicitação

Thiago de Faria Rocha Dourado Martins
Assinado de forma digital por Thiago de Faria Rocha Dourado Martins
Dados: 2023.11.22 14:18:24 -03'00'

Thiago de Faria Rocha Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia

Data da Entrega do Formulário

GILBERTO TANNUS ELIAS:00415577195
Assinado de forma digital por GILBERTO TANNUS ELIAS:00415577195
Dados: 2023.12.22 22:45:42 -03'00'

Assinatura do responsável pelas informações

ANEXO → DIAGRAMAS UNIFILARES SIMPLIFICADOS DA ALTERNATIVA PROPOSTA

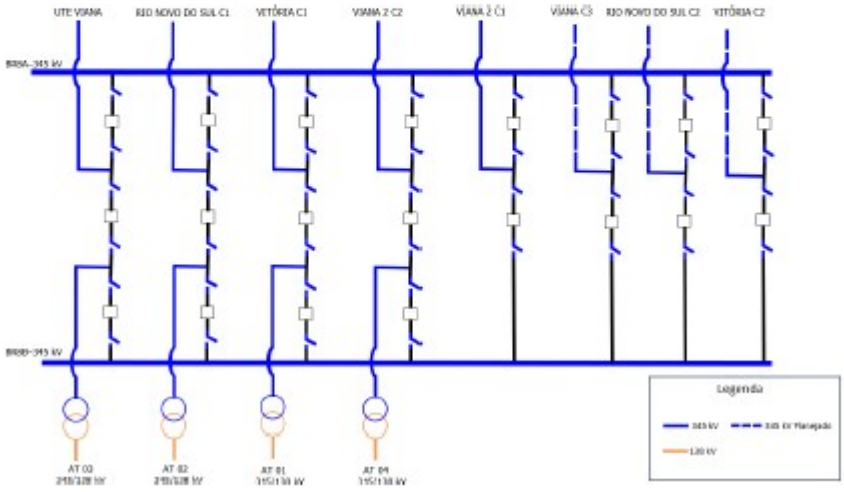


Figura 2: Configuração simplificada final de Viana.



Figura 3: SE Viana e possível expansão de seu pátio.



Figura 4 – Aspectos ambientais

17.2.2 SE 345/138 kV Viana – LT 138 kV Viana/Cariacica

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 13/02/2025 Página: 1 - 5 Revisão:

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de atendimento à Região Metropolitana de Vitória

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Viana

Concessionária Proprietária: Eletrobras

1. Módulos de Manobra (SE Viana)

☒ EL Quantidade: 1 Tensão (kV): 138 Arranjo: -

2. Módulos de Equipamentos

Legenda:

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

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 13/02/2025 Página: 2 - 5 Revisão:

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

1. Módulos de Manobra

■ EL Quantidade: 1 Tensão (kV): 138 Arranjo: BD4

2. Módulos de Equipamentos

3. Módulo de Infraestrutura Geral

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

■ Não

4. Outros

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

■ Não _____

Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos bays disponíveis na subestação? ■ Sim

☐ Não

Caso positivo, caracterizar como é o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações EPE

1 - O estudo de Atendimento à Região Metropolitana de Vitória busca recomendar reforços de transmissão e distribuição para solucionar os problemas de carregamento na região.

2 – A LT 138 kV Viana/Cariacica é uma das alternativas estudadas, uma vez que contribui para evitar sobrecargas no eixo em 138 kV entre Viana e Alto Lage na contingência da LT 345 kV Viana/Vitória.

3 – A construção desse circuito, de aproximadamente 13 km de extensão, se mostra como uma alternativa de ótimo desempenho e de baixo custo relativo.

4 – O módulo listado no item 1 das informações solicitadas pela EPE considera a entrada de equipamentos e módulos com data de necessidade no ano de 2027.

5 – Solicitamos enviar um esboço da planta da subestação Viana contendo, de forma esquemática e simplificada, o posicionamento dos reforços indicados nesta consulta.



Figura 1 - Área disponível para expansão no setor de 138 kV da SE Viana

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 13/02/2025 Página: 5 - 5 Revisão:

6. Observações Distribuidora

É possível a ampliação da subestação na área solicitada, mas existem vãos disponíves na subestação.

Todas as linhas são de propriedade da EDP ES. Desta deve ser feito um estudo de traçado de linha para verificar as interferencias. O traçado de linha deve determinar a melhor alternativa para a conexão a SE Viana

13/02/2025

Data da Entrega do Formulário

Thiago de Faria Rocha Dourado Martins

Assinado de forma digital por Thiago de Faria Rocha Dourado Martins
Dados: 2025.02.14 17:52:46 -03'00'

Thiago Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável

Nome:

Cargo:

17.2.3 SE 500/345 kV Viana 2 – Ampliação da Transformação de Viana 2 500/345 kV, Seccionamento da LT 345 kV Rio Novo do Sul/Vitória em Viana 2 e LT 345 kV Viana 2/Vitória

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 26/02/2025 Página: 1 - 5 Revisão:

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de atendimento à Região Metropolitana de Vitória

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Viana 2

Concessionária Proprietária: MGE

1. Módulos de Manobra

☒	EL	Quantidade: 3	Tensão (kV): 345	Arranjo: DJM
☒	CT	Quantidade: 1	Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 500/345	Arranjo Prim.: DJM Sec.: DJM Ter: _____
☒	IB	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
☒	IB	Quantidade: 3	Tensão (kV): 345	Arranjo: DJM

2. Módulos de Equipamentos

☒	Autotransformadores	Quantidade: 3	Potência (MVA): 300	Tensão Prim./Sec. (kV) 500/345	Fase: M

Legenda:

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

epe	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data:26/02/2025 Página: 2 - 5 Revisão:

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): 345 Arranjo: DJM
- [x] CT Quantidade: 1 Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 500/345 Arranjo Prim.: DJM Sec.: DJM Ter:_____
- [ ] IB Quantidade: 1 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM **Não precisa (Solicitamos por gentileza ver o item 1.2 da carta acima);**
- [ ] IB Quantidade: 3 Tensão (kV): 345 Arranjo: DJM **Só precisa de 1 IB (Solicitamos por gentileza ver o item 1.2 da carta);**

2. Módulos de Equipamentos

- [x] Autotransformadores Quantidade: 3 Potência (MVA):300 Tensão Pri./Sec.(kV): 500/345 Fase: M

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno?

- [ ] Sim Área Prevista:_____
- [x] Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo?

- [ ] Sim Equipamentos Necessários: _____
- [x] Não _____

Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos bays disponíveis na subestação?

- [ ] Sim
- [x] Não

Caso positivo, caracterizar como é o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações EPE

1 - O estudo de Atendimento à Região Metropolitana de Vitória busca recomendar reforços de transmissão e distribuição para solucionar os problemas de carregamento na região.

2 - O seccionamento da LT 345 kV Rio Novo do Sul/Vitória na SE Viana 2 é uma das alternativas estudadas, uma vez que contribui para a redução das sobrecargas no eixo em 345 kV entre Rio Novo do Sul e Vitória na contingência da LT 345 kV Rio Novo do Sul/Vitória ou da LT 500 kV Mutum/Rio Novo do Sul.

3 – O seccionamento na SE Viana, de forma similar ao circuito paralelo, foi considerado inviável devido a existência de apenas dois vãos livres no barramento em 345 kV.

4 – O remanejamento da LT 345 kV Viana/Vitória, com a construção de 9,5 km de LTs adicionais, de forma a criar a LT 345 kV Viana 2/Vitória, também é uma alternativa estudada pois contribui para evitar sobrecargas na Rede de Distribuição quando de contingências no sistema em 345 kV.

5 - A entrada do 3° banco de autotransformadores 500/345 kV na SE Viana 2 é uma das alternativas estudadas, uma vez que contribui para evitar sobrecargas na transformação em caso de contingências de bancos em Viana 2 e João Neiva 2.

6 – Os módulos listados nos itens 1 e 2 das informações solicitadas pela EPE consideram a entrada de equipamentos e módulos com data de necessidade no ano de 2027.

7 – Solicitamos que a Transmissora avalie a necessidade de instalação de novas Interligações de barra nos pátios em 500 e 345 kV da SE, uma vez que análises preliminares indicam a existência de vãos livres.Caso não seja necessária a instalação dessas interligações, pedimos que a Transmissora registre essa informação na resposta.

8 – Cabe ressaltar que a fase reserva comum aos bancos de autotransformadores 500/345 kV existentes deverá ser compartilhada com o novo banco. Em caso de impossibilidade, a Transmissora deve registrar a informação na resposta à consulta.

9 – Solicitamos enviar um esboço da planta da subestação contendo, de forma esquemática e simplificada, o posicionamento dos reforços indicados nesta consulta.

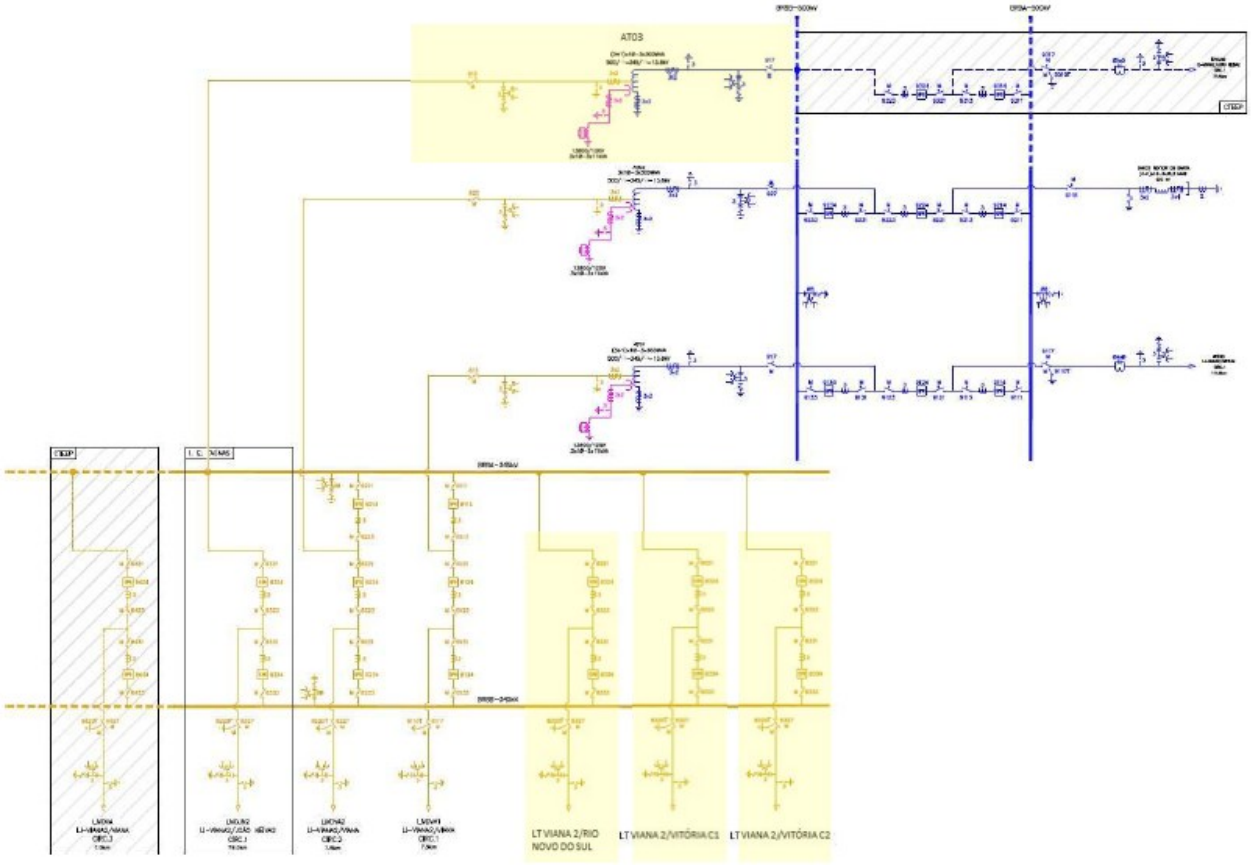


Figura 1 – Configuração final da SE Viana 2 500/345 kV com os reforços pretendidos

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 16/02/2025 Página: 5 - 5 Revisão:

6. Observações Transmissora

Solicitamos por gentileza ver a carta DT.E.010.2025-MT.

13/02/2025

Data da Entrega do Formulário

Thiago de Faria Rocha Dourado Martins

Assinado de forma digital por Thiago de Faria Rocha Dourado Martins
Dados: 2025.02.14 17:54:35 -03'00'

Thiago Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável

Nome:

Cargo:

17.2.3.1 Carta DT.E.010.2025-MT

DT.E.010/2025.MT. Rio de Janeiro, 26 de fevereiro de 2025.

À
EPE – Empresa de Pesquisa Energética

Praça Pio X, nº 54, 5º andar, Centro
Rio de Janeiro, RJ
CEP 20091-040

At.: Sr. Thiago de Faria Rocha Dourado Martins
Superintendente de Transmissão de Energia

Ref.: Ofício nº 0130/2025/DEE/EPE, de 13 de fevereiro de 2025

Ass.: Consulta sobre Viabilidade de Expansão da subestação Viana 2 500/3435 kV

Prezado Senhor,

1) Em resposta ao Ofício em referência seguem em anexo as páginas 2 e 5 do formulário EPE, preenchidas, assim como, em resposta ao item 5 (subitem 9 do formulário EPE), seguem em anexo os seguintes documentos que esclarecem a posição das entradas de linha (EL) disponíveis, assim como a posição do 3º banco de autotransformadores 500/345–13,8 kV, 3 x 300 MVA:

1.1) STVD-Estudo Ampliação_R0

Este doc. mostra:

- 1 imagem de satélite com a situação atual das instalações 500 e 345 kV da SE Viana 2;
- 1 imagem de satélite da SE Viana 2 com as instalações existentes, e com superposição de arranjos físicos dos acessos em implantação (1 EL 500 kV e 1 EL e 345 kV) da CTEEP/PIRAQUÊ (contrato de concessão ANEEL nº 8/2022) e da ENGIE/ASA BRANCA (1 EL 500 kV) (contrato de concessão ANEEL nº 10/2023) e as posições / áreas reservadas para o 3º banco de autotransformadores 500/345-13,8 kV e para as entradas de linha objeto da consulta da EPE.

1.2) 2025.02.20-Diag.Pré.Op.STVD_(Estudo Ampliação)-R1

Este diagrama unifilar mostra a posição de:

- 3º banco de autotransformadores 500/345-13,8 kV. Informamos que para este banco de autotransformadores não será necessária a instalação de interligação de barramentos (IB) pois este IB está incluído no acesso 500 kV da CTEEP citado no item 1.1 acima;
- 2 entradas de linha (EL), em estudo pela EPE com destino para Vitória e 1 entrada de linha (EL) para Rio Novo do Sul. A posição de cada uma destas 3 EL é ilustrativa, podendo variar a posição entre elas, dependendo dos estudos da EPE. Para estas entradas de linha (EL) será necessário somente uma interligação de barras (IB) conforme mostrado neste diagrama unifilar.

- Acesso da CTEEP/PIRAQUÊ (1 EL 500 kV e 1 EL e 345 kV) e da ENGIE (1 EL 500 kV) acima citados. Observar que com o acesso de LT 500 kV da ENGIE/ASA BRANCA existirá 1 EL disponível para acesso futuro no vão de entrada de linha da ENGIE.
- instalações 500 e 345 kV existentes em operação.

2) Em relação ao item 5 do formulário da EPE, o qual é encaminhado preenchido no anexo iii, informamos que:

- subitem 7: Em relação à necessidade de implantação de interligação de barras mostradas no formulário da EPE (1 IB 500 kV e 3 IB 345 kV) informamos ser somente necessária a implantação de 1 IB 345 kV conforme citado no item 1.2 acima.

- subitem 8: Informamos que a fase reserva comum aos bancos de autotransformadores 500/345 kV existentes irá compartilhar com o novo banco (3ºbanco).

3) Informação adicional com objetivo de subsidiar os estudos da EPE, referente à subestação Viana (outra subestação):

- Em relação ao item 5 (subitem 3) do formulário da EPE informamos que devido ao acesso de 1 entrada de linha (EL) 345 kV da CTEEP/PIRAQUÊ (contrato de concessão ANEEL nº 8/2022), na SE Viana, com implantação de um vão novo 345 kV DJM, existirá disponível 1 entrada de linha (EL) 345 kV no mesmo vão DJM 345 kV.

Sendo o que competia para o momento, a Diretoria Técnica da Goiás Transmissão S.A. (GOIÁS) aproveita a oportunidade para reiterar os protestos da mais alta estima e consideração, bem como permanece à disposição para quaisquer esclarecimentos que se façam necessários.

Atenciosamente,

ANTONIO COSTA E COSTA:46727000700

Antonio Costa e Costa
Diretor Técnico

Anexos:

i. STVD-Estudo Ampliação_R0
ii. 2025.02.20-Diag.Pré.Op.STVD_(Estudo Ampliação)-R1
iii. MGE___Formulario_de_Consulta_sobre_a_Viabilidade_de_Expansao_da_SE_Viana_2_completo - PREENCHIDO

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 26/02/2025 Página: 1 - 5 Revisão:

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de atendimento à Região Metropolitana de Vitória

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Viana 2

Concessionária Proprietária: MGE

1. Módulos de Manobra

☒ EL Quantidade: 3 Tensão (kV): 345 Arranjo: DJM

☒ CT Quantidade: 1 Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 500/345 Arranjo Prim.: DJM Sec.: DJM Ter: _____

☒ IB Quantidade: 1 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

☒ IB Quantidade: 3 Tensão (kV): 345 Arranjo: DJM

2. Módulos de Equipamentos

☒ Autotransformadores Quantidade: 3 Potência (MVA): 300 Tensão Prim./Sec. (kV) 500/345 Fase: M

Legenda:

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

epe	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data:26/02/2025 Página: 2 - 5 Revisão:

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): 345 Arranjo: DJM
- [x] CT — Quantidade: 1 Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 500/345 Arranjo Prim.: DJM Sec.: DJM Ter:_____
- [ ] IB — Quantidade: 1 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM **Não precisa (Solicitamos por gentileza ver o item 1.2 da carta acima);**
- [ ] IB — Quantidade: 3 Tensão (kV): 345 Arranjo: DJM **Só precisa de 1 IB (Solicitamos por gentileza ver o item 1.2 da carta);**

2. Módulos de Equipamentos

- [x] Autotransformadores — Quantidade: 3 Potência (MVA):300 Tensão Pri./Sec.(kV): 500/345 Fase: M

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno?

- [ ] Sim — Área Prevista:_____
- [x] Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo?

- [ ] Sim — Equipamentos Necessários: _____
- [x] Não _____

Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos bays disponíveis na subestação?

- [ ] Sim
- [x] Não

Caso positivo, caracterizar como é o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações EPE

1 - O estudo de Atendimento à Região Metropolitana de Vitória busca recomendar reforços de transmissão e distribuição para solucionar os problemas de carregamento na região.

2 - O seccionamento da LT 345 kV Rio Novo do Sul/Vitória na SE Viana 2 é uma das alternativas estudadas, uma vez que contribui para a redução das sobrecargas no eixo em 345 kV entre Rio Novo do Sul e Vitória na contingência da LT 345 kV Rio Novo do Sul/Vitória ou da LT 500 kV Mutum/Rio Novo do Sul.

3 – O seccionamento na SE Viana, de forma similar ao circuito paralelo, foi considerado inviável devido a existência de apenas dois vãos livres no barramento em 345 kV.

4 – O remanejamento da LT 345 kV Viana/Vitória, com a construção de 9,5 km de LTs adicionais, de forma a criar a LT 345 kV Viana 2/Vitória, também é uma alternativa estudada pois contribui para evitar sobrecargas na Rede de Distribuição quando de contingências no sistema em 345 kV.

5 - A entrada do 3° banco de autotransformadores 500/345 kV na SE Viana 2 é uma das alternativas estudadas, uma vez que contribui para evitar sobrecargas na transformação em caso de contingências de bancos em Viana 2 e João Neiva 2.

6 – Os módulos listados nos itens 1 e 2 das informações solicitadas pela EPE consideram a entrada de equipamentos e módulos com data de necessidade no ano de 2027.

7 – Solicitamos que a Transmissora avalie a necessidade de instalação de novas Interligações de barra nos pátios em 500 e 345 kV da SE, uma vez que análises preliminares indicam a existência de vãos livres.Caso não seja necessária a instalação dessas interligações, pedimos que a Transmissora registre essa informação na resposta.

8 – Cabe ressaltar que a fase reserva comum aos bancos de autotransformadores 500/345 kV existentes deverá ser compartilhada com o novo banco. Em caso de impossibilidade, a Transmissora deve registrar a informação na resposta à consulta.

9 – Solicitamos enviar um esboço da planta da subestação contendo, de forma esquemática e simplificada, o posicionamento dos reforços indicados nesta consulta.

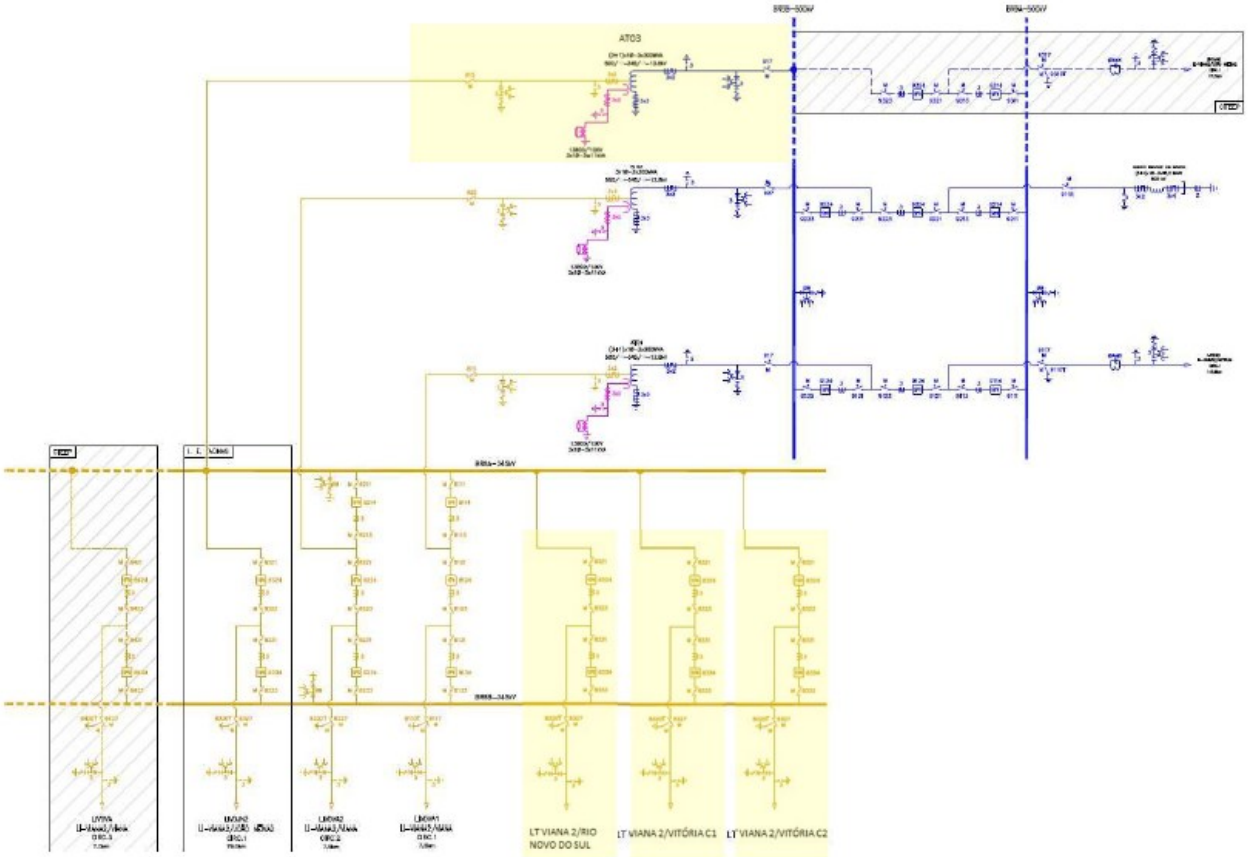


Figura 1 – Configuração final da SE Viana 2 500/345 kV com os reforços pretendidos

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 16/02/2025 Página: 5 - 5 Revisão:

6. Observações Transmissora

Solicitamos por gentileza ver a carta DT.E.010.2025-MT.

13/02/2025

Data da Entrega do Formulário

Thiago de Faria Rocha Dourado Martins

Dados: 2025.02.14 17:54:35 -03'00'

Thiago Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável

Nome:

Cargo:

17.2.4 SE 345/138 kV Vitória

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 13/02/2025 Página: 1 – 4 Revisão:

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de Vitória

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Vitória

Concessionária Proprietária: Eletrobras

1. Módulos de Manobra

☒ CT Quantidade: 2 Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 345/138 Arranjo Prim.: AN Sec.: BS Ter:___

☒ IB Quantidade: 2 Tensão (kV): 345 Arranjo: AN

☒ IB Quantidade: 1 Tensão (kV): 138 Arranjo: BS

2. Módulos de Equipamentos

☒ Autotransformadores Quantidade: 6 Potência (MVA): 133,33 Tensão Prim./Sec. (kV) 345/138 Fase: M

Legenda:

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

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 13/02/2025 Página: 2 - 4 Revisão:

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

1. Módulos de Manobra

☒ CT Quantidade: 2 Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 345/138 Arranjo Prim.: AN Sec.: BS Ter:___

☒ IB Quantidade: 2 Tensão (kV): 345 Arranjo: AN

☒ IB Quantidade: 1 Tensão (kV): 138 Arranjo: BS

2. Módulos de Equipamentos

☒ Autotransformadores Quantidade: 6 Potência (MVA): 133,33 Tensão Prim./Sec. (kV) 345/138 Fase: M

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno?

☐ Sim Área Prevista:_____

☒ Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo?

☐ Sim Equipamentos Necessários: _____

☒ Não _____

Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos bays disponíveis na subestação?

☐ Sim

☒ Não

Caso positivo, caracterizar como é o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações EPE

1 - O estudo de Atendimento à Região Metropolitana de Vitória busca recomendar reforços de transmissão e distribuição para solucionar os problemas de carregamento na região. A entrada dos novos bancos de autotransformadores 345/138 kV em substituição aos existentes na SE Vitória é uma das alternativas estudadas, uma vez que algumas fases dos bancos atualmente em operação encontram-se em final de vida útil regulatória e técnica.

2 – A modulação dos novos bancos, 400 MVA, foi definida no estudo "Modularização das unidades transformadoras da SE 345/138 kV Vitória", emitido pela EPE em 2021 .

3 – Solicitamos que a Transmissora avalie a necessidade de instalação de novas Interligações de barra e Conexões de transformadores nos pátios em 345 e 138 kV da SE, uma vez que os novos bancos possuem capacidade superior a dos equipamentos atualmente intalados.

4 – Os módulos listados nos itens 1 e 2 das informações solicitadas pela EPE estão relacionados à entrada de dois bancos de autotransformadores 345/138 kV, a depender da demanda atendida pela SE e das condições de operação dos autotransformadores já existentes.

5 – Cabe ressaltar que a fase reserva comum aos bancos de autotransformadores existentes deverá ser compartilhada com os novos bancos. Em caso de impossibilidade, a Transmissora deve registrar a informação na resposta à consulta.

6 – Solicita-se que a Transmissora avalie os impactos decorrentes da ampliação da transformação em termos de corrente de barramento e corrente de curto-circuito.

7 – Solicitamos enviar um esboço da planta da subestação contendo, de forma esquemática e simplificada, o posicionamento dos reforços indicados nesta consulta.

6. Observações Transmissora

Para a elaboração deste estudo de viabilidade de conexão/substituição dos atuais bancos de 225MVA por bancos de 400MVA, conforme descrito no primeiro paragrafo das observações. Outro ponto de destaque foi solicitação do quarto paragrafo. Que destaca que a entrada de cada novo banco depende da demanda da subestação. Para isso foi considerada a opção que da a maior flexibilidade operacional e que também possibilita o compartilhamento das unidade reservas de 133MVA e de 75MVA pelos respectivos bancos existentes.

O novo banco AT7 de 400MVA foi posicionado ao lado do transformador reserva de de 133MVA. Ao lado desta unidade existem 2 bays vagos. Esse bays pertenciam ao antigo AT2 de 225MVA que sera retirado e operação conforme Nota Técnica nº 840/2023-SCE/ANEEL que esta em fase de contratação como o empreendimento Vitória 21R. Desta forma o reserva de 133MVA devera ser locado ou ser mantido como fase C do novo Banco AT7.
De forma que o novo banco AT7 e AT6 compartilhem o mesmo reserva, A unidade reserva de 75MVA deverá ser deslocada para o extremo esquerdo da subestação ao lado do banco AT4. O bancos AT3 e AT4 ainda estão em operação. Os barramentos de transferência deverão ser adequados. Um para cada Potencia.

Com essa configuração o segundo banco de 400MVA (AT8), solicitado nesta consulta ira ocupar o vão do atual AT3, que esta em final de vida útil e poderá compartilhar o reserva de mesma potencia.
Os equipamentos de 138 e 345 devem ser compatibilizados. As saídas de linha e interligações entre equipamentos de 138kV deve ser adequadas.

As proteções dos transformadores devem ser substituídas.

Para os estudos de superação de barras e equipamentos, foram consideradas as seguintes premissas:
- Base de dados do PD 2034 - Ano 3035 - Máxima Diurna;
- Base de dados de Curto-circuito -ONS-2025-2029 - Ano 2029;
- Carga adicional no 138 kV a fim de explorar a capacidade dos autotransformadores, mediante a não superação de LTs conectadas, como Vitória-Viana 345 kV;
- Barramento Anel-Íntegro com a exploração da capacidade máxima do autotransformador e contingências associadas de LTs/autotrafos;
- Barramento Anel-Íntegro e contingências de Disjuntores-Carga Máxima do autotransformador;
- Barramento Anel-Íntegro e contingências associadas de LTs/autotrafos;
- Barramento Anel-Íntegro e contingências de Disjuntores

Com isso, a conlusão é de que não haverá superação dos níveis de curto circuito dos barramentos e equipamentos. Entretanto, o impacto decorrente da ampliação da transformação ocorrerá na superação do TC de 138 kV relacionado ao DISJ6538 por corrente nominal no vão do transformador AT03 de 138 kV.

SE Vitória 345 kV - Análise de Barramentos Principais		
Base de Dados EPE-Ano 2035		Capacidade do Barramento (A)
Análises	Barramentos Principais e Vãos - Corrente Máxima (A)	
Barramento Anel-Íntegro e Contingências de LTs-Carga Máxima	1342 (1)	2232
Barramento Anel-Íntegro e Contingências de Disjuntores-Carga Máxima	1303 (2)	
Barramento Anel-Íntegro e Contingências de LTs	1309 (3)	
Barramento Anel-Íntegro e Contingências de Disjuntores	1226 (4)	

(1) PD 2034 - ANO 2035 - HÁGIMA DIURNA - CARGA MÁX NOS TRANSFORMADORES - EMERG AT01- ENCONTRADO NO VÃO DO DISJ6718 - EMERG AT03- ENCONTRADO NO VÃO DO DISJ6138
(2) PD 2034 - ANO 2035 - HÁGIMA DIURNA - CARGA MÁX NOS TRANSFORMADORES - EMERG DISJ6138- ENCONTRADO NO VÃO DO DISJ6735-EMERG DISJ6735- ENCONTRADO NO VÃO DO DISJ6138
(3) PD 2034 - ANO 2035 - HÁGIMA DIURNA - EMERG AT01- ENCONTRADO NO VÃO DO DISJ6718 - EMERG AT03- ENCONTRADO NO VÃO DO DISJ6118
(4) PD 2034 - ANO 2035 - HÁGIMA DIURNA - - EMERG DISJ6138- ENCONTRADO NO VÃO DO DISJ6735-EMERG DISJ6735- ENCONTRADO NO VÃO DO DISJ6135

13/02/2025

Data da Entrega do Formulário

Thiago de Faria Rocha Dourado Martins
Assinado de forma digital por Thiago de Faria Rocha Dourado Martins
Dados: 2025.02.14 17:53:07 -03'00'

Thiago Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia

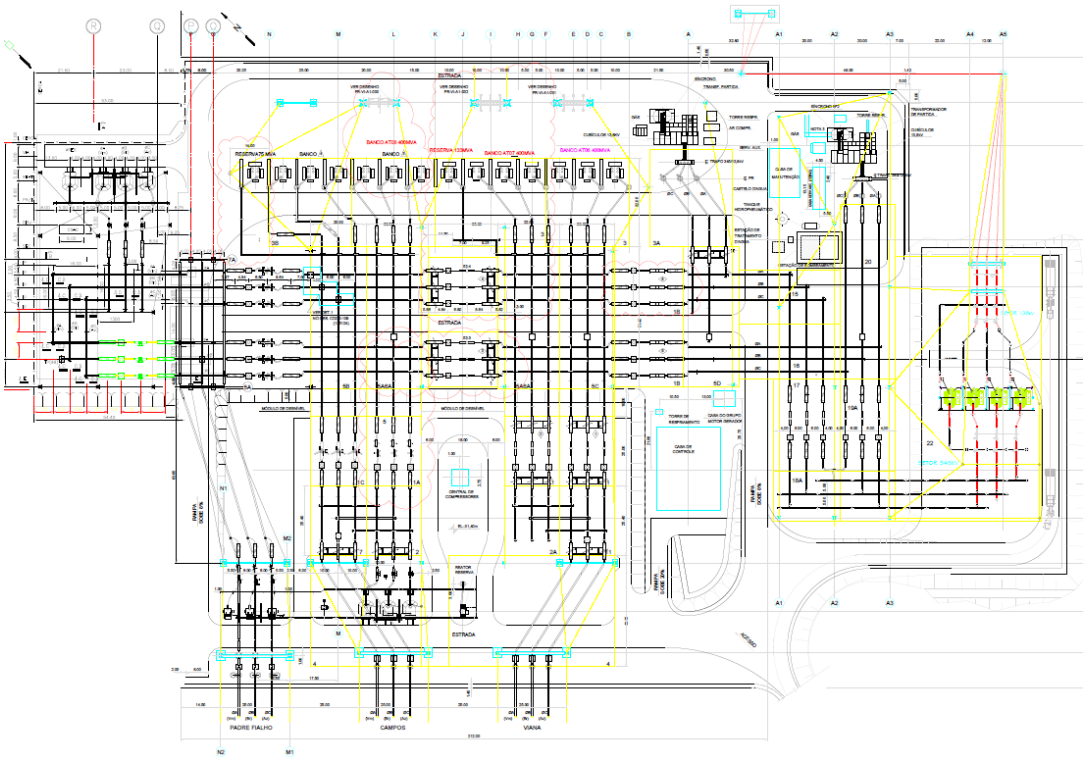
STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável

Nome:

Cargo:

SE Vitória - Proposta de Arranjo



17.2.5 SE Cariacica 138 kV

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 14/02/2025 Página: 1 - 5 Revisão:

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de atendimento à Região Metropolitana de Vitória

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Linha de Transmissão: Viana - Cariacica

Subestação: Cariacica

Concessionária Proprietária: EDP-ES

1. Módulos de Manobra (SE Cariacica)

☒ EL Quantidade: 1 Tensão (kV): 138 Arranjo: -

2. Módulos de Equipamentos

☒ Linha de Transmissão Extensão (km): 13 Tensão (kV) 138

Legenda:

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

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 14/02/2025 Página: 2 – 5 Revisão:

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

1. Módulos de Manobra

☒ EL Quantidade: 0 Tensão (kV): 138 Arranjo: - **Vide comentários descritos no Item 6**

2. Módulos de Equipamentos

☒ Linha de Transmissão Extensão (km): 0 Tensão (kV) 138 – **Não há bay disponível na subestação**

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? ☒ Sim Área Prevista: **Localização não permite ampliação de terreno**

☐ Não

4. Outros

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

☒ Não - **Vide comentários descritos no Item 6**

Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos bays disponíveis na subestação? ☐ Sim

☒ Não

Caso positivo, caracterizar como é o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações EPE

1 - O estudo de Atendimento à Região Metropolitana de Vitória busca recomendar reforços de transmissão e distribuição para solucionar os problemas de carregamento na região.

2 – A LT 138 kV Viana/Cariacica é uma das alternativas estudadas, uma vez que contribui para evitar sobrecargas no eixo em 138 kV entre Viana e Alto Lage na contingência da LT 345 kV Viana/Vitória.

3 – A construção desse circuito, de aproximadamente 13 km de extensão, se mostra como uma alternativa de ótimo desempenho e de baixo custo relativo.

4 – Os módulos listados nos itens 1 e 2 das informações solicitadas pela EPE consideram a entrada de equipamentos e módulos com data de necessidade no ano de 2027.

5 – Solicitamos enviar um esboço da planta da subestação Cariacica contendo, de forma esquemática e simplificada, o posicionamento dos reforços indicados nesta consulta.

6 – O traçado estimado da LT 138 kV Viana/Cariacica está destacado na Figura 1. Destaca-se que o traçado é preliminar e serve apenas como referência para simulações e análises econômicas.

7 – Solicitamos que a Distribuidora informe no campo "Observações Distribuidora" quaisquer dificuldades socio-ambientais encontradas no traçado preliminar.



Figura 1 – Traçado estimado da LT 138 kV Viana/Cariacica

6. Observações Distribuidora

Subestação de Distribuição

A SD Cariacica é uma subestação estratégica para atendimento ao crescimento das cargas da região.

A subestação Cariacica foi planejada para ter:

A – 04 ELs:

02 utilizadas -> LD138kV Alto Lage (ALA) – Cariacica (CRC) cir 1 e Cariacica (CRC) – Suíça (SUI) cir 1.

02 futuras ELs para LD138kV Alto Lage (ALA) – Cariacica (CRC) cir 2 e Cariacica (CRC) – Suíça (SUI) cir 2.

B – 01 IB.

C – 04 CT:

01 utilizado (TR1 138/15kV – 41,5kV).

Segundo CT (TR2 138/15kV – 41,5kV),

Terceiro e quarto CTs (TR3 138/34,5kV – 41,5kV e TR4 138/34,5kV – 41,5kV).

D - Os bays de 34,5 kV e de 15 kV.

Maiores detalhes videm Arranjo Físico Planta contemplando os bays existentes e os futuros planejados.

Linhas de Distribuição

Embora a interligação não se viabilize por falta de bay disponível na subestação Cariacica, seguem comentários acerca do traçado de linha proposto:

LI 138 kV Cariacica/Viana Eletrobras – O traçado proposto pela EPE tem cruzamento com linhas de 345 kV, 34 kV e 138 kV, cruzamento com ferrovia prevista para ser construída pela VALE próximo a subestação Viana – Eletrobras, cruzamento com área urbana, cruzamento com APP, AVN e ARL e muito próximo do Parque Natural Municipal do Monte Mochuara e da APA do Monte Mochuara (vide impactos do cruzamento com área ambientais abaixo).

A EDP não constrói linha cuja faixa de servidão contenha edificações. Caso o traçado precise ser alterado deve-se levar em conta a impossibilidade de passagem na área do Parque Natural Municipal do Monte Mochuara, o que aumentaria muito o comprimento da linha.

Outro ponto relevante é observar o local do bay onde Eletrobras faria a ampliação e verificar o impacto no traçado.

Impactos do cruzamento com áreas ambientais:

Poligonal ARL (Área de Reserva Legal): Evitar ao máximo traçado dentro da poligonal, mesmo sem supressão vegetal

Poligonal APP (Área de Preservação Permanente) e AVN (Área de Vegetação Nativa): Evitar supressão vegetal dentro das poligonais

Parques: Unidade de Conservação de Proteção Integral – áreas onde não é permitida a instalação de estruturas de energia (incluindo condutores)

APA (Área de Proteção Ambiental): Unidade de Conservação de Uso Sustentável - áreas onde é permitido a instalação de estruturas, mas precisa passar por aprovação da gestão da Unidade de Conservação responsável, menos complexo e custoso que em uma UC de Proteção Integral

_____	_____28/02/2025_____
Data da Solicitação	**Data da Entrega do Formulário**
_____	_____
Thiago Dourado Martins	**Assinatura do Responsável**
Superintendente de Transmissão de Energia	**Nome:** Valmir da Silva Larissa Scopel de Carvalho Vaccari
STE/DEE/EPE	**Cargo:** Engenheiro Eletricista

17.2.6 SE Serra 500/138 kV

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 28/04/2026 Página: 1 – 5 Revisão:

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Atendimento à Região Metropolitana de Vitória

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Novo ponto de suprimento à região metropolitana de Vitória

Subestação: SE Vitória (terreno contíguo, sem previsão de interconexão com os pátios existentes)

Concessionária Proprietária: Axia Energia

1. Módulos de Manobra

☒	EL	Quantidade: 4	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
☒	EL	Quantidade: 8	Tensão (kV): 138	Arranjo: BD4
☒	IB	Quantidade: 4	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
☒	IB	Quantidade: 1	Tensão (kV): 138	Arranjo: BD4
☒	CT	Quantidade: 4	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
☒	CT	Quantidade: 4	Tensão (kV): 138	Arranjo: BD4

2. Módulos de Equipamentos

☒	Transformadores	Quantidade: 13	Potência (MVA): 200	Tensão Prim./Sec. (kV) 500/138	Fase: M

Legenda:

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

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 28/04/2026 Página: 2 – 5 Revisão:

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
- [X] EL Quantidade: 8 Tensão (kV): 138 Arranjo: BD4
- [X] IB Quantidade: 4 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- [X] IB Quantidade: 1 Tensão (kV): 138 Arranjo: BD4
- [X] CT Quantidade: 4 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- [X] CT Quantidade: 4 Tensão (kV): 138 Arranjo: BD4

2. Módulos de Equipamentos

- [X] Transformadores Quantidade: 13 Potência (MVA): 200 Tensão Pri./Sec.(kV): 500/138 Fase: M

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno?
- [X] Sim Área Prevista: Utilização do terreno da AXIA (pátio 500 kV) e da EDP (pátio 138 kV)
- [ ] Não

4. Outros

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

Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos bays disponíveis na subestação?
- [X] Sim
- [ ] Não

Caso positivo, caracterizar como é o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.

Caso a LT 345 kV sigam a esquerda da SE Vitória haverá cruzamento de 03 LTs da SE Vitória: LT 345 Rio Novo do Sul – Vitória C1 / LT 345 kV Viana – Vitória / LT 345 kV Padre Fialho – Vitória. No pátio de 138 kV haverá cruzamento de LTs de 138 kV com LTs 138 kV que passam paralelas a SE Serra. Em primeira análise, não foi verificado situações críticas, pois travessias em 138 kV podem ser contornado apesar da proximidade.

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações EPE

1 – No âmbito do Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de Vitória, atualmente em fase final de elaboração, foram avaliadas diversas alternativas de planejamento com o objetivo de mitigar as sobrecargas identificadas no diagnóstico. Destaca-se que a equipe de Estudos de Transmissão da Axia Energia integra o Grupo de Trabalho responsável pelo estudo, tendo participado ativamente de etapas relevantes do processo.

3 – Dentre as soluções analisadas, destaca-se a proposta de construção de uma nova fronteira nas proximidades da SE Vitória 345/138 kV. Essa alternativa mostra-se atrativa devido à proximidade com um elevado número de circuitos em 138 kV, o que favorece a integração com o sistema de distribuição local, especialmente em um contexto de restrições socioambientais típicas de grandes centros urbanos.

4 – Durante as reuniões e tratativas conduzidas no âmbito do Grupo de Trabalho, a EPE foi informada de que a transmissora Axia e a distribuidora EDP-ES são proprietárias de terrenos próximos à referida subestação e que a SE foi projetada prevendo uma futura expansão, com a implantação de um novo pátio em 500 kV, conforme Figura 1 e 2;

5 – Nesse contexto, com o intuito de subsidiar a análise socioambiental do estudo, a EPE solicitou à Axia informações sobre os limites do terreno sob sua concessão, bem como arquivos em formato .kmz ou .pdf para o georreferenciamento da área. Em atendimento à solicitação, a Axia Energia encaminhou os arquivos solicitados, além das matrículas dos terrenos junto aos cartórios locais, conforme **Erro! Fonte de referência não encontrada.**.

6 – A análise econômica do estudo indica que as alternativas mais promissoras para o estudo são aquelas que contemplam construção de uma nova fronteira nas proximidades da SE Vitória 345/138 kV, diferenciando-se apenas quanto à forma de conexão ao SIN, seja por meio dos barramentos em 500 kV de João Neiva 2, de Viana 2, ou de ambos.

7 – Diante do exposto, e considerando a necessidade de conferir previsibilidade e segurança ao processo de outorga, e EPE encaminha a presente consulta de viabilidade, solicitando manifestação formal da Axia Energia quanto à utilização da área em questão, bem como eventuais condicionais ou restrições operacionais.

8 – Destaca-se que a expansão em questão não envolve interconexão entre os barramentos 345/138kV da SE Vitória, com os futuros barramentos 500/138 kV da nova SE.

9 – Para fins de referência preliminar, a área mínima recomendada nos estudos elétricos para a SE 500/138 kV Serra é de aproximadamente 80.000 m² (400 m x 200 m), devendo-se considerar a possibilidade de expansão futura, que pode alcançar até 120.000 m² (400 m x 300 m) de área.

6. Observações Transmissora

A concepção da SE Vitória já contemplava áreas destinadas à futura implantação do pátio de 500 kV e à expansão das instalações da EDP (antiga ESCELSA). Em consonância com esse planejamento, o pátio de 500 kV da SE Serra foi posicionado de forma adjacente ao pátio de 345 kV da SE Vitória. De maneira similar, o pátio de 138 kV da SE Serra foi alocado ao lado da SE Pitanga (138 kV), da EDP, conforme previsto no planejamento original da SE Vitória, vide Figura 1.

Contudo, verifica-se que a SE Vitória passou posteriormente por reforços, os quais resultaram na redução de parte da área originalmente disponível.

Nesse contexto, mostra-se viável a adoção do arranjo clássico DJM no terreno da AXIA e do arranjo BD4 na área pertencente à EDP. A escolha do arranjo clássico DJM justifica-se pela sua maior eficiência no uso do espaço, permitindo a redução da área total da subestação em comparação com outras configurações.

Ressalta-se que o terreno destinado à implantação da SE Serra apresenta desníveis de até 45 m, sendo a porção direita da subestação situada em cota mais elevada em relação à esquerda. De maneira análoga, o pátio de 500 kV encontra-se em cota superior ao pátio de 138 kV. Adicionalmente, a topografia local caracteriza-se por ondulada. É esperado custo significativo de terraplanagem.

Data da Solicitação

Data de Entrega 26/05/2026

Luciano Ribeiro do Vale Jardelino

Thiago Dourado Martins
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

Luciano Ribeiro do Vale
Gerente de Projetos Eletromecânicos
AXIA Energia

ANEXO → PLANTA DE SITUAÇÃO E MATRÍCULAS DOS TERRENOS



Figura 1 - Planta de situação da SE Vitória 345/138 kV

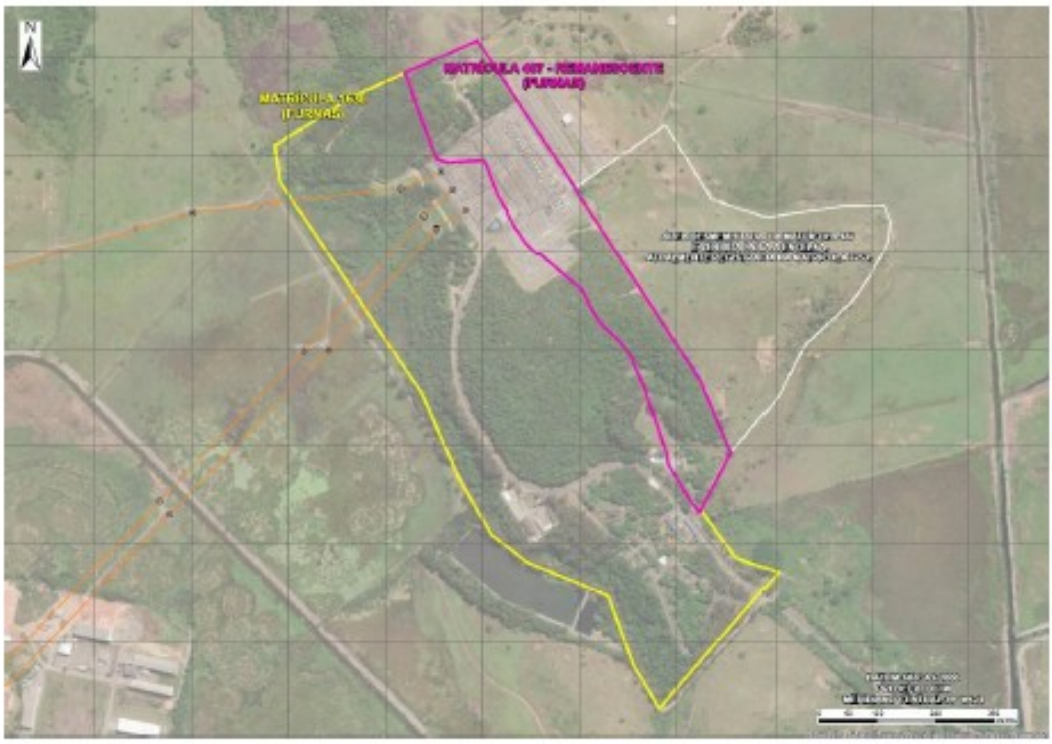


Figura 2 – Matrículas dos terrenos das proximidades da SE Vitória 345/138 kV

Na Figura 3, é possível observar a área da SE Serra delimitada pelo contorno em linha vermelha. A área destacada em laranja corresponde à propriedade atualmente pertencente à EDP, enquanto a área em azul pertence à AXIA Energia.

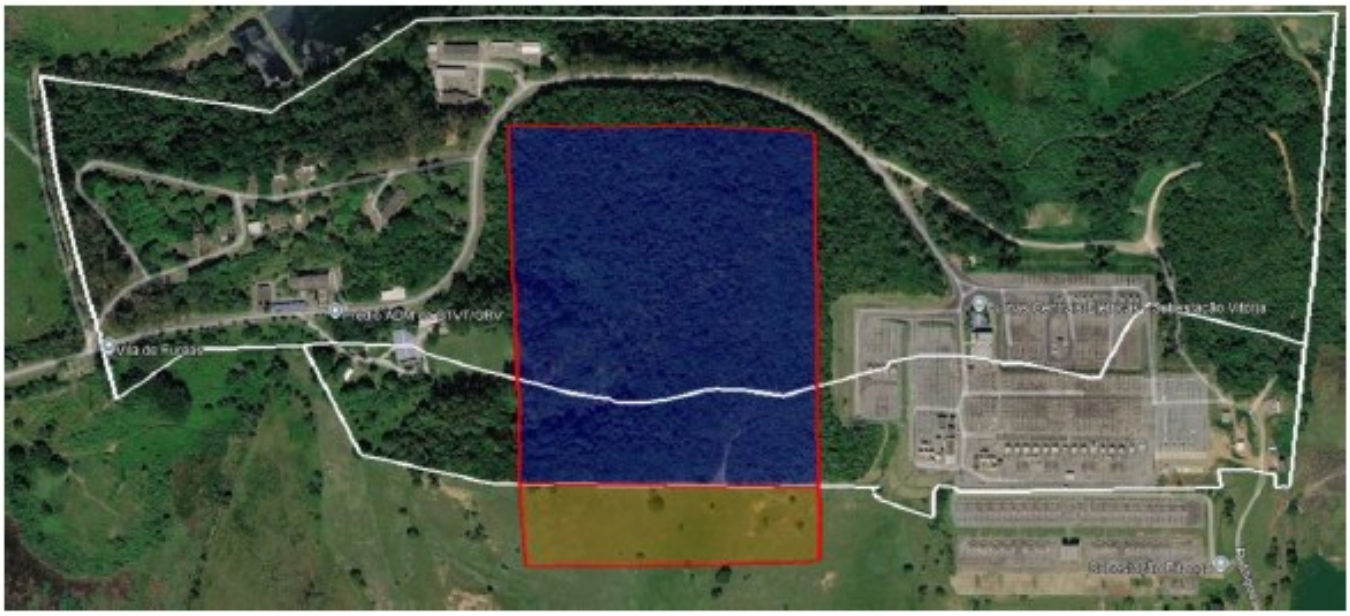
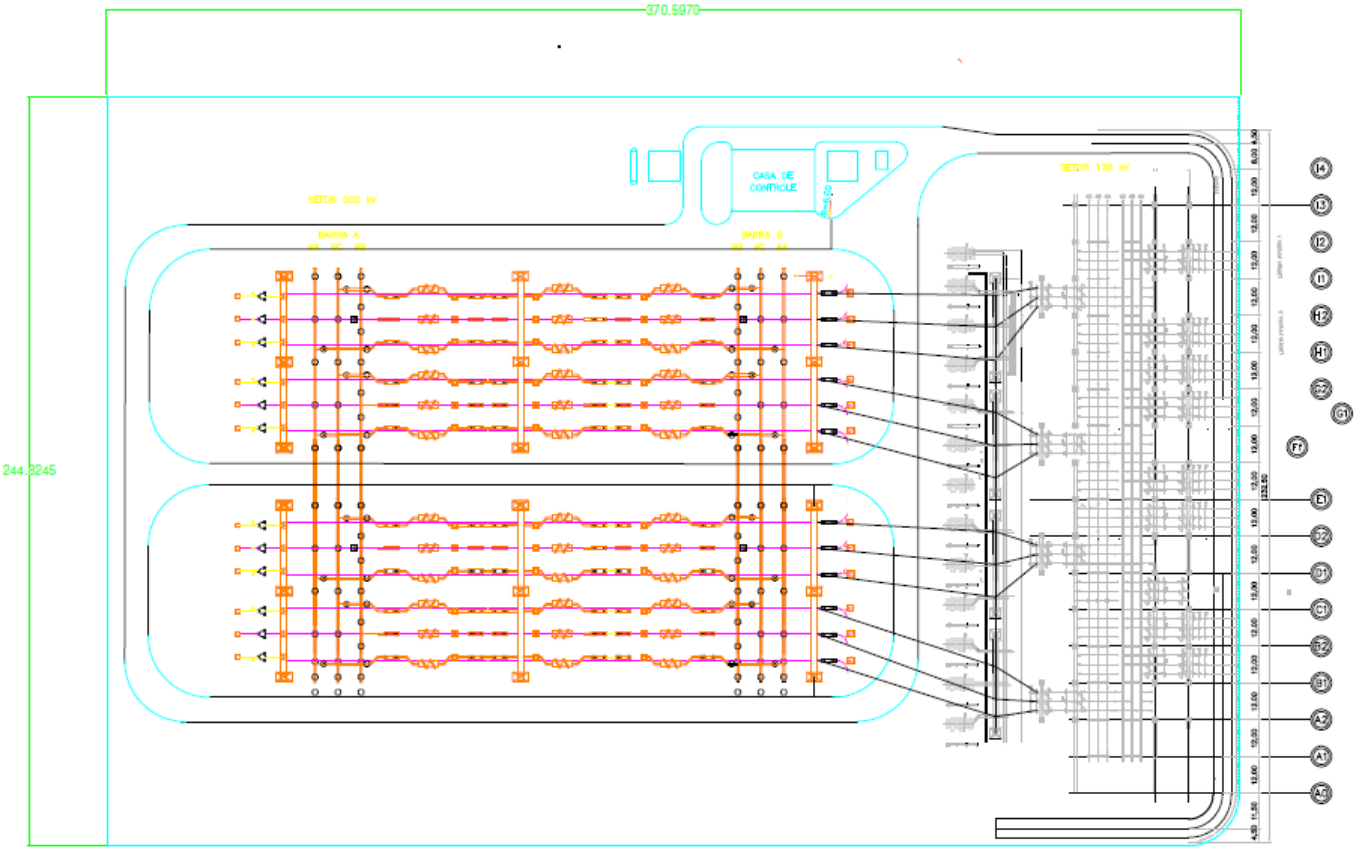


Figura 3 – Representação simplificada do local de instalação da SE Serra.

AMA Energia
SE Serra
Diagrama Unifilar
DATA:28/08/2020


370.5970
244.3245
CASA DE CONTROLE
SETOR 500 kV
SETOR 138 kV
BARRA A
BARRA B

17.3 Custos das alternativas

17.3.1 Alternativa 4

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						608.230,52	**521.459,64**	**54.027,56**	**396.474,38**
SE 500/138 kV SERRA (Nova)						**302764,25**	**259571,5449**	**26893,77125**	**197356,5345**
1°, 2° e 3° ATF 500/138 kV, (9+1R) x 133,33 MVA 1Φ		2028	10	1	14380,4	143804	R$ 123.288,75	R$ 12.773,74	93738,47503
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3	1	15283,65	45850,95	R$ 39.309,80	R$ 4.072,82	29887,88999
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2028	3	1	6982,86	20948,58	R$ 17.960,03	R$ 1.860,81	13655,30822
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3	1	14584,51	43753,53	R$ 37.511,60	R$ 3.886,51	28520,68913
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2028	1	1	5485,7	5485,7	R$ 4.703,10	R$ 487,28	3575,847351
MIG (Terreno Rural)		2028	1	1	25931,14	25931,14	R$ 22.231,77	R$ 2.303,40	16903,18433
MIM - 500 kV		2028	1	1	13803,74	13803,74	R$ 11.834,48	R$ 1.226,15	8997,952333
MIM - 138 kV		2028	1	1	3186,61	3186,61	R$ 2.732,00	R$ 283,06	2077,18813
LT 138 kV SERRA - PITANGA, C1 e C2 (CD) (Nova)						**43515,72**	**37307,71605**	**3865,38972**	**28365,67295**
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 1113 MCM (BLUEJAY), 2 km		2028	2	1	2126,87	4253,74	R$ 3.646,90	R$ 377,85	2772,795616
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Vitória	2028	2	1	7474	14948	R$ 12.815,50	R$ 1.327,79	9743,836922
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Pitanga	2028	2	1	7227,98	14455,96	R$ 12.393,66	R$ 1.284,09	9423,101203
MIG-A	Vitória	2028	1	1	3257,42	3257,42	R$ 2.792,71	R$ 289,35	2123,345549
MIG-A	Pitanga	2028	1	1	3257,42	3257,42	R$ 2.792,71	R$ 289,35	2123,345549
MIM - 138 kV	Vitória	2028	1	1	1671,59	1671,59	R$ 1.433,12	R$ 148,48	1089,624054
MIM - 138 kV	Pitanga	2028	1	1	1671,59	1671,59	R$ 1.433,12	R$ 148,48	1089,624054
SECC LT 500 kV VIANA 2 - JOÃO NEIVA 2, C1, NA SE SERRA (Nova)						**237822,57**	**203894,5216**	**21125,16849**	**155024,3737**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 28 km		2028	28	1	2983,44	83536,32	R$ 71.618,93	R$ 7.420,32	54453,05587
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 28 km		2028	28	1	2983,44	83536,32	R$ 71.618,93	R$ 7.420,32	54453,05587
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2	1	13875,09	27750,18	R$ 23.791,31	R$ 2.464,98	18088,9235
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2	1	14884,95	29769,9	R$ 25.522,89	R$ 2.644,38	19405,4757
MIG-A		2028	1	1	3448,26	3448,26	R$ 2.956,33	R$ 306,30	2247,744387
MIM - 500 kV		2028	1	1	9781,59	9781,59	R$ 8.386,14	R$ 868,87	6376,118397
Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954 MCM (RAIL), 28 km		2028	28						
LT 138 kV SERRA - PITANGA, C3 (Nova)						**24127,98**	**20685,85391**	**2143,226536**	**15727,79652**
Circuito Simples 138 kV, 2 x 1113 MCM (BLUEJAY), 2 km		2028	1	1	1239,58	1239,58	R$ 1.062,74	R$ 110,11	808,0188234
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Vitória	2028	1	1	7474	7474	R$ 6.407,75	R$ 663,90	4871,918461
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Pitanga	2028	1	1	7227,98	7227,98	R$ 6.196,83	R$ 642,04	4711,550602
MIG-A	Vitória	2028	1	1	3257,42	3257,42	R$ 2.792,71	R$ 289,35	2123,345549
MIG-A	Pitanga	2028	1	1	3257,42	3257,42	R$ 2.792,71	R$ 289,35	2123,345549
MIM - 138 kV	Vitória	2028	1	1	835,79	835,79	R$ 716,56	R$ 74,24	544,8087678

MIM - 138 kV	Pitanga	2028	1	1	835,79	835,79	R$ 716,56	R$ 74,24	544,8087678

17.3.2 Alternativa 4 – Após Detalhamento e Otimização da Alternativa Vencedora

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						689.007,63	**579.306,86**	**61.202,78**	**436.464,13**
SE 500/138 kV SERRA (Nova)						**253.863,69**	**217.647,20**	**22.550,06**	**165.480,76**
1° e 2° ATF 500/138 kV, (6+1R) x 200 MVA 1Φ		2028	7,0	1,0	16826,12	117.782,84	100.979,80	10.462,35	76.776,61
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	15283,65	30.567,30	26.206,53	2.715,21	19.925,26
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2028	2,0	1,0	6982,86	13.965,72	11.973,35	1.240,54	9.103,54
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	14584,51	29.169,02	25.007,73	2.591,01	19.013,79
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2028	1,0	1,0	5485,70	5.485,70	4.703,10	487,28	3.575,85
MIG (Terreno Urbano)		2028	1,0	1,0	45300,67	45.300,67	38.838,02	4.023,94	29.529,19
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	9202,49	9.202,49	7.889,65	817,43	5.998,63
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	2389,95	2.389,95	2.049,00	212,29	1.557,89
SE 500/138 kV SERRA (Ampliação/Adequação)						**93.256,69**	**68.546,45**	**8.283,75**	**48.124,55**
3° ATF 500/138 kV, 3 x 200 MVA 1Φ		2030	3,0	1,0	14400,83	43.202,49	31.755,12	3.837,57	22.294,38
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	15577,74	15.577,74	11.450,10	1.383,73	8.038,80
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2030	1,0	1,0	7159,25	7.159,25	5.262,26	635,94	3.694,49
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	14884,95	14.884,95	10.940,88	1.322,19	7.681,29
MIG-A		2030	1,0	1,0	6705,68	6.705,68	4.928,87	595,65	3.460,43
MIM - 500 kV		2030	1,0	1,0	4890,79	4.890,79	3.594,88	434,44	2.523,86
MIM - 138 kV		2030	1,0	1,0	835,79	835,79	614,33	74,24	431,30
LT 138 kV SERRA - PITANGA, C1 e C2 (CD) (Ampliação/Adequação)						**43.515,72**	**37.307,72**	**3.865,39**	**28.365,67**
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 1113 MCM (BLUEJAY), 2 km		2028	2,0	1,0	2126,87	4.253,74	3.646,90	377,85	2.772,80
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Serra	2028	2,0	1,0	7474,00	14.948,00	12.815,50	1.327,79	9.743,84
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Pitanga	2028	2,0	1,0	7227,98	14.455,96	12.393,66	1.284,09	9.423,10
MIG-A	Serra	2028	1,0	1,0	3257,42	3.257,42	2.792,71	289,35	2.123,35
MIG-A	Pitanga	2028	1,0	1,0	3257,42	3.257,42	2.792,71	289,35	2.123,35
MIM - 138 kV	Serra	2028	1,0	1,0	1671,59	1.671,59	1.433,12	148,48	1.089,62
MIM - 138 kV	Pitanga	2028	1,0	1,0	1671,59	1.671,59	1.433,12	148,48	1.089,62
LT 138 kV SERRA - PITANGA, C3 e C4 (CD) (Ampliação/Adequação)						**43.515,72**	**37.307,72**	**3.865,39**	**28.365,67**
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 1113 MCM (BLUEJAY), 2 km		2028	2,0	1,0	2126,87	4.253,74	3.646,90	377,85	2.772,80
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Serra	2028	2,0	1,0	7474,00	14.948,00	12.815,50	1.327,79	9.743,84
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Pitanga	2028	2,0	1,0	7227,98	14.455,96	12.393,66	1.284,09	9.423,10
MIG-A	Serra	2028	1,0	1,0	3257,42	3.257,42	2.792,71	289,35	2.123,35
MIG-A	Pitanga	2028	1,0	1,0	3257,42	3.257,42	2.792,71	289,35	2.123,35
MIM - 138 kV	Serra	2028	1,0	1,0	1671,59	1.671,59	1.433,12	148,48	1.089,62
MIM - 138 kV	Pitanga	2028	1,0	1,0	1671,59	1.671,59	1.433,12	148,48	1.089,62
SECC LT 500 kV JOÃO NEIVA 2 - VIANA 2, C1, NA SE SERRA (Nova)						**237.822,57**	**203.894,52**	**21.125,17**	**155.024,37**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 28 km		2028	28,0	1,0	2983,44	83.536,32	71.618,93	7.420,32	54.453,06

Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 28 km		2028	28,0	1,0	2983,44	83.536,32	71.618,93	7.420,32	54.453,06
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	13875,09	27.750,18	23.791,31	2.464,98	18.088,92
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	14884,95	29.769,90	25.522,89	2.644,38	19.405,48
MIG-A		2028	1,0	1,0	3448,26	3.448,26	2.956,33	306,30	2.247,74
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	9781,59	9.781,59	8.386,14	868,87	6.376,12
LT 138 kV SERRA - CIVIT, C1 e C2 (CD) | Reencabeçamento da LT em Serra (Ampliação/Adequação)						**17.033,24**	**14.603,26**	**1.513,02**	**11.103,10**
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 556,5 MCM (DOVE), 2 km		2028	2,0	1,0	1589,60	3.179,20	2.725,65	282,40	2.072,36
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Serra	2028	2,0	1,0	6927,02	13.854,04	11.877,61	1.230,62	9.030,74

17.3.3 Alternativa 5

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						901.942,38	**650.368,91**	**80.117,23**	**451.467,53**
SE 500/138 kV CARAPEBUS (Nova)						**302764,25**	**259571,5449**	**26893,77125**	**197356,5345**
1°, 2° e 3° ATF 500/138 kV, (9+1R) x 133,33 MVA 1Φ		2028	10	1	14380,4	143804	R$ 123.288,75	R$ 12.773,74	93738,47503
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3	1	15283,65	45850,95	R$ 39.309,80	R$ 4.072,82	29887,88999
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2028	3	1	6982,86	20948,58	R$ 17.960,03	R$ 1.860,81	13655,30822
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3	1	14584,51	43753,53	R$ 37.511,60	R$ 3.886,51	28520,68913
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2028	1	1	5485,7	5485,7	R$ 4.703,10	R$ 487,28	3575,847351
MIG (Terreno Rural)		2028	1	1	25931,14	25931,14	R$ 22.231,77	R$ 2.303,40	16903,18433
MIM - 500 kV		2028	1	1	13803,74	13803,74	R$ 11.834,48	R$ 1.226,15	8997,952333
MIM - 138 kV		2028	1	1	3186,61	3186,61	R$ 2.732,00	R$ 283,06	2077,18813
LT 500 kV JOÃO NEIVA 2 - CARAPEBUS, C1 (Nova)						**201212,41**	**172507,2102**	**17873,18195**	**131160,0823**
Circuito Simples 500 kV, 3 x 954 MCM (RAIL), 63 km		2028	63	1	2348,25	147939,75	R$ 126.834,49	R$ 13.141,11	96434,35899
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	João Neiva 2	2028	1	1	13643,55	13643,55	R$ 11.697,15	R$ 1.211,92	8893,532662
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Carapebus	2028	1	1	13643,55	13643,55	R$ 11.697,15	R$ 1.211,92	8893,532662
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	João Neiva 2	2028	1	1	14584,51	14584,51	R$ 12.503,87	R$ 1.295,50	9506,896376
MIG-A	João Neiva 2	2028	1	1	3399,9	3399,9	R$ 2.914,87	R$ 302,00	2216,220976
MIM - 500 kV	João Neiva 2	2028	1	1	4601,25	4601,25	R$ 3.944,83	R$ 408,72	2999,319617
MIG-A	Carapebus	2028	1	1	3399,9	3399,9	R$ 2.914,87	R$ 302,00	2216,220976
LT 138 kV CARAPEBUS - MANGUINHOS, C1 (Nova)						**25367,56**	**21748,59396**	**2253,335246**	**16535,81534**
Circuito Simples 138 kV, 2 x 1113 MCM (BLUEJAY), 2 km		2028	2	1	1239,58	2479,16	R$ 2.125,48	R$ 220,22	1616,037647
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Carapebus	2028	1	1	7474	7474	R$ 6.407,75	R$ 663,90	4871,918461
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Manguinhos	2028	1	1	7227,98	7227,98	R$ 6.196,83	R$ 642,04	4711,550602
MIG-A	Carapebus	2028	1	1	3257,42	3257,42	R$ 2.792,71	R$ 289,35	2123,345549
MIG-A	Manguinhos	2028	1	1	3257,42	3257,42	R$ 2.792,71	R$ 289,35	2123,345549
MIM - 138 kV	Carapebus	2028	1	1	835,79	835,79	R$ 716,56	R$ 74,24	544,8087678
MIM - 138 kV	Manguinhos	2028	1	1	835,79	835,79	R$ 716,56	R$ 74,24	544,8087678
LT 138 kV CARAPEBUS - TUBARÃO, C1 e C2 (CD) (Nova)						**60530,68**	**51895,30178**	**5376,784946**	**39456,85541**
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 1113 MCM (BLUEJAY), 10 km		2028	10	1	2126,87	21268,7	R$ 18.234,48	R$ 1.889,24	13863,97808
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Carapebus	2028	2	1	7474	14948	R$ 12.815,50	R$ 1.327,79	9743,836922
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Tubarão	2028	2	1	7227,98	14455,96	R$ 12.393,66	R$ 1.284,09	9423,101203
MIG-A	Carapebus	2028	1	1	3257,42	3257,42	R$ 2.792,71	R$ 289,35	2123,345549
MIG-A	Tubarão	2028	1	1	3257,42	3257,42	R$ 2.792,71	R$ 289,35	2123,345549
MIM - 138 kV	Carapebus	2028	1	1	1671,59	1671,59	R$ 1.433,12	R$ 148,48	1089,624054
MIM - 138 kV	Tubarão	2028	1	1	1671,59	1671,59	R$ 1.433,12	R$ 148,48	1089,624054

LT 138 kV CARAPEBUS - CIVIT, C1 (Nova)						**30325,88**	**25999,55418**	**2693,770086**	**19767,89064**
Circuito Simples 138 kV, 2 x 1113 MCM (BLUEJAY), 6 km		2028	6	1	1239,58	7437,48	R$ 6.376,44	R$ 660,65	4848,11294
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Carapebus	2028	1	1	7474	7474	R$ 6.407,75	R$ 663,90	4871,918461
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Civit	2028	1	1	7227,98	7227,98	R$ 6.196,83	R$ 642,04	4711,550602
MIG-A	Civit	2028	1	1	3257,42	3257,42	R$ 2.792,71	R$ 289,35	2123,345549
MIG-A	Civit	2028	1	1	3257,42	3257,42	R$ 2.792,71	R$ 289,35	2123,345549
MIM - 138 kV	Carapebus	2028	1	1	835,79	835,79	R$ 716,56	R$ 74,24	544,8087678
MIM - 138 kV	Civit	2028	1	1	835,79	835,79	R$ 716,56	R$ 74,24	544,8087678
LT 138 kV VIANA - CARIACICA, C1 (Nova)						**36573,68**	**31356,03567**	**3248,746124**	**23840,51201**
Circuito Simples 138 kV, 2 x 556,5 MCM (DOVE), 14 km		2028	14	1	977,52	13685,28	R$ 11.732,92	R$ 1.215,63	8920,734316
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Viana	2028	1	1	7474	7474	R$ 6.407,75	R$ 663,90	4871,918461
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Cariacica	2028	1	1	7227,98	7227,98	R$ 6.196,83	R$ 642,04	4711,550602
MIG-A	Viana	2028	1	1	3257,42	3257,42	R$ 2.792,71	R$ 289,35	2123,345549
MIG-A	Viana	2028	1	1	3257,42	3257,42	R$ 2.792,71	R$ 289,35	2123,345549
MIM - 138 kV	Viana	2028	1	1	835,79	835,79	R$ 716,56	R$ 74,24	544,8087678
MIM - 138 kV	Cariacica	2028	1	1	835,79	835,79	R$ 716,56	R$ 74,24	544,8087678
SE 345/138 kV VITÓRIA (Ampliação/Adequação)						**67438,01**	**26780,56163**	**5990,345341**	**9498,052498**
4° ATF 345/138 kV, 3 x 133,3 MVA 1Φ		2038	3	1	12341,85	37025,55	R$ 14.703,36	R$ 3.288,88	5214,724125
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo AN		2038	1	1	12652,21	12652,21	R$ 5.024,37	R$ 1.123,86	1781,95286
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BS		2038	1	1	6667,22	6667,22	R$ 2.647,64	R$ 592,23	939,0194873
MIG-A		2038	1	1	6624,76	6624,76	R$ 2.630,78	R$ 588,46	933,0393686
MIM - 345 kV		2038	1	1	3632,48	3632,48	R$ 1.442,51	R$ 322,66	511,6029631
MIM - 138 kV		2038	1	1	835,79	835,79	R$ 331,90	R$ 74,24	117,7136944
LT 500 kV VIANA 2 - CARAPEBUS, C1 (Nova)						**177729,91**	**60510,11024**	**15787,29174**	**13851,78752**
Circuito Simples 500 kV, 3 x 954 MCM (RAIL), 53 km		2040	53	1	2348,25	124457,25	R$ 42.372,84	R$ 11.055,22	9699,860773
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Viana 2	2040	1	1	13643,55	13643,55	R$ 4.645,10	R$ 1.211,92	1063,341312
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Carapebus	2040	1	1	13643,55	13643,55	R$ 4.645,10	R$ 1.211,92	1063,341312
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Viana 2	2040	1	1	14584,51	14584,51	R$ 4.965,46	R$ 1.295,50	1136,677184
MIG-A	Viana 2	2040	1	1	3399,9	3399,9	R$ 1.157,53	R$ 302,00	264,9789919
MIM - 500 kV	Viana 2	2040	1	1	4601,25	4601,25	R$ 1.566,55	R$ 408,72	358,6089551
MIG-A	Carapebus	2040	1	1	3399,9	3399,9	R$ 1.157,53	R$ 302,00	264,9789919

17.3.4 Alternativa 6

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						895.695,44	**596.451,91**	**79.562,33**	**393.475,82**
SE 500/138 kV CARAPEBUS (Nova)						**217374,12**	**186363,2716**	**19308,78516**	**141695,0747**
1° e 2° ATF 500/138 kV, (6+1R) x 133,33 MVA 1Φ		2028	7	1	14380,4	100662,8	R$ 86.302,13	R$ 8.941,62	65616,93252
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2	1	15283,65	30567,3	R$ 26.206,53	R$ 2.715,21	19925,25999
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2028	2	1	6982,86	13965,72	R$ 11.973,35	R$ 1.240,54	9103,538813
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2	1	14584,51	29169,02	R$ 25.007,73	R$ 2.591,01	19013,79275
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2028	1	1	5485,7	5485,7	R$ 4.703,10	R$ 487,28	3575,847351
MIG (Terreno Rural)		2028	1	1	25931,14	25931,14	R$ 22.231,77	R$ 2.303,40	16903,18433
MIM - 500 kV		2028	1	1	9202,49	9202,49	R$ 7.889,65	R$ 817,43	5998,632716
MIM - 138 kV		2028	1	1	2389,95	2389,95	R$ 2.049,00	R$ 212,29	1557,886209
LT 500 kV VIANA 2 - CARAPEBUS, C1 (Nova)						**177729,91**	**152374,7514**	**15787,29174**	**115853,0412**
Circuito Simples 500 kV, 3 x 954 MCM (RAIL), 53 km		2028	53	1	2348,25	124457,25	R$ 106.702,03	R$ 11.055,22	81127,31788
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Viana 2	2028	1	1	13643,55	13643,55	R$ 11.697,15	R$ 1.211,92	8893,532662
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Carapebus	2028	1	1	13643,55	13643,55	R$ 11.697,15	R$ 1.211,92	8893,532662
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Viana 2	2028	1	1	14584,51	14584,51	R$ 12.503,87	R$ 1.295,50	9506,896376
MIG-A	Viana 2	2028	1	1	3399,9	3399,9	R$ 2.914,87	R$ 302,00	2216,220976
MIM - 500 kV	Viana 2	2028	1	1	4601,25	4601,25	R$ 3.944,83	R$ 408,72	2999,319617
MIG-A	Carapebus	2028	1	1	3399,9	3399,9	R$ 2.914,87	R$ 302,00	2216,220976
LT 138 kV CARAPEBUS - MANGUINHOS, C1 (Nova)						**25367,56**	**21748,59396**	**2253,335246**	**16535,81534**
Circuito Simples 138 kV, 2 x 1113 MCM (BLUEJAY), 2 km		2028	2	1	1239,58	2479,16	R$ 2.125,48	R$ 220,22	1616,037647
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Carapebus	2028	1	1	7474	7474	R$ 6.407,75	R$ 663,90	4871,918461
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Manguinhos	2028	1	1	7227,98	7227,98	R$ 6.196,83	R$ 642,04	4711,550602
MIG-A	Carapebus	2028	1	1	3257,42	3257,42	R$ 2.792,71	R$ 289,35	2123,345549
MIG-A	Manguinhos	2028	1	1	3257,42	3257,42	R$ 2.792,71	R$ 289,35	2123,345549
MIM - 138 kV	Carapebus	2028	1	1	835,79	835,79	R$ 716,56	R$ 74,24	544,8087678
MIM - 138 kV	Manguinhos	2028	1	1	835,79	835,79	R$ 716,56	R$ 74,24	544,8087678
LT 138 kV CARAPEBUS - TUBARÃO, C1 e C2 (CD) (Nova)						**60530,68**	**51895,30178**	**5376,784946**	**39456,85541**
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 1113 MCM (BLUEJAY), 10 km		2028	10	1	2126,87	21268,7	R$ 18.234,48	R$ 1.889,24	13863,97808
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Carapebus	2028	2	1	7474	14948	R$ 12.815,50	R$ 1.327,79	9743,836922
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Tubarão	2028	2	1	7227,98	14455,96	R$ 12.393,66	R$ 1.284,09	9423,101203
MIG-A	Carapebus	2028	1	1	3257,42	3257,42	R$ 2.792,71	R$ 289,35	2123,345549
MIG-A	Tubarão	2028	1	1	3257,42	3257,42	R$ 2.792,71	R$ 289,35	2123,345549
MIM - 138 kV	Carapebus	2028	1	1	1671,59	1671,59	R$ 1.433,12	R$ 148,48	1089,624054
MIM - 138 kV	Tubarão	2028	1	1	1671,59	1671,59	R$ 1.433,12	R$ 148,48	1089,624054

LT 138 kV CARAPEBUS - CIVIT, C1 (Nova)						**30325,88**	**25999,55418**	**2693,770086**	**19767,89064**
Circuito Simples 138 kV, 2 x 1113 MCM (BLUEJAY), 6 km		2028	6	1	1239,58	7437,48	R$ 6.376,44	R$ 660,65	4848,11294
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Carapebus	2028	1	1	7474	7474	R$ 6.407,75	R$ 663,90	4871,918461
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Civit	2028	1	1	7227,98	7227,98	R$ 6.196,83	R$ 642,04	4711,550602
MIG-A	Civit	2028	1	1	3257,42	3257,42	R$ 2.792,71	R$ 289,35	2123,345549
MIG-A	Civit	2028	1	1	3257,42	3257,42	R$ 2.792,71	R$ 289,35	2123,345549
MIM - 138 kV	Carapebus	2028	1	1	835,79	835,79	R$ 716,56	R$ 74,24	544,8087678
MIM - 138 kV	Civit	2028	1	1	835,79	835,79	R$ 716,56	R$ 74,24	544,8087678
LT 138 kV VIANA - CARIACICA, C1 (Ampliação/Adequação)						**36573,68**	**31356,03567**	**3248,746124**	**23840,51201**
Circuito Simples 138 kV, 2 x 556,5 MCM (DOVE), 14 km		2028	14	1	977,52	13685,28	R$ 11.732,92	R$ 1.215,63	8920,734316
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Viana	2028	1	1	7474	7474	R$ 6.407,75	R$ 663,90	4871,918461
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Cariacica	2028	1	1	7227,98	7227,98	R$ 6.196,83	R$ 642,04	4711,550602
MIG-A	Viana	2028	1	1	3257,42	3257,42	R$ 2.792,71	R$ 289,35	2123,345549
MIG-A	Cariacica	2028	1	1	3257,42	3257,42	R$ 2.792,71	R$ 289,35	2123,345549
MIM - 138 kV	Viana	2028	1	1	835,79	835,79	R$ 716,56	R$ 74,24	544,8087678
MIM - 138 kV	Cariacica	2028	1	1	835,79	835,79	R$ 716,56	R$ 74,24	544,8087678
SE 345/138 kV VITÓRIA (Ampliação/Adequação)						**67438,01**	**26780,56163**	**5990,345341**	**9498,052498**
4° ATF 345/138 kV, 3 x 133,3 MVA 1Φ		2038	3	1	12341,85	37025,55	R$ 14.703,36	R$ 3.288,88	5214,724125
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo AN		2038	1	1	12652,21	12652,21	R$ 5.024,37	R$ 1.123,86	1781,95286
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BS		2038	1	1	6667,22	6667,22	R$ 2.647,64	R$ 592,23	939,0194873
MIG-A		2038	1	1	6624,76	6624,76	R$ 2.630,78	R$ 588,46	933,0393686
MIM - 345 kV		2038	1	1	3632,48	3632,48	R$ 1.442,51	R$ 322,66	511,6029631
MIM - 138 kV		2038	1	1	835,79	835,79	R$ 331,90	R$ 74,24	117,7136944
SE 500/345 kV VIANA 2 (Ampliação/Adequação)						**79143,19**	**31428,84965**	**7030,086438**	**11146,62449**
3° ATF 500/345 kV, 3 x 300 MVA 1Φ		2038	3	1	16971,08	50913,24	R$ 20.218,35	R$ 4.522,49	7170,683512
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2038	1	1	15577,74	15577,74	R$ 6.186,13	R$ 1.383,73	2193,988113
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2038	1	1	12652,21	12652,21	R$ 5.024,37	R$ 1.123,86	1781,95286
LT 500 kV JOÃO NEIVA - CARAPEBUS, C1 (Nova)						**201212,41**	**68504,98664**	**17873,18195**	**15681,94993**
Circuito Simples 500 kV, 3 x 954 MCM (RAIL), 63 km		2040	63	1	2348,25	147939,75	R$ 50.367,72	R$ 13.141,11	11530,02318
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	João Neiva	2040	1	1	13643,55	13643,55	R$ 4.645,10	R$ 1.211,92	1063,341312
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Carapebus	2040	1	1	13643,55	13643,55	R$ 4.645,10	R$ 1.211,92	1063,341312
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	João Neiva	2040	1	1	14584,51	14584,51	R$ 4.965,46	R$ 1.295,50	1136,677184
MIG-A	João Neiva	2040	1	1	3399,9	3399,9	R$ 1.157,53	R$ 302,00	264,9789919
MIM - 500 kV	João Neiva	2040	1	1	4601,25	4601,25	R$ 1.566,55	R$ 408,72	358,6089551
MIG-A	Carapebus	2040	1	1	3399,9	3399,9	R$ 1.157,53	R$ 302,00	264,9789919

17.3.5 Alternativa 8

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						709.810,54	**608.548,13**	**63.050,65**	**462.689,20**
SE 500/138 kV CARAPEBUS (Nova)						**302764,25**	**259571,5449**	**26893,77125**	**197356,5345**
1°, 2° e 3° ATF 500/138 kV, (9+1R) x 133,33 MVA 1Φ		2028	10	1	14380,4	143804	R$ 123.288,75	R$ 12.773,74	93738,47503
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3	1	15283,65	45850,95	R$ 39.309,80	R$ 4.072,82	29887,88999
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2028	3	1	6982,86	20948,58	R$ 17.960,03	R$ 1.860,81	13655,30822
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3	1	14584,51	43753,53	R$ 37.511,60	R$ 3.886,51	28520,68913
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2028	1	1	5485,7	5485,7	R$ 4.703,10	R$ 487,28	3575,847351
MIG (Terreno Rural)		2028	1	1	25931,14	25931,14	R$ 22.231,77	R$ 2.303,40	16903,18433
MIM - 500 kV		2028	1	1	13803,74	13803,74	R$ 11.834,48	R$ 1.226,15	8997,952333
MIM - 138 kV		2028	1	1	3186,61	3186,61	R$ 2.732,00	R$ 283,06	2077,18813
SECC LT 500 kV VIANA 2 - JOÃO NEIVA 2, C1, NA SE VITÓRIA (Nova)						**285498,43**	**244768,8872**	**25360,09277**	**186101,8292**
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2	1	13643,55	27287,1	R$ 23.394,29	R$ 2.423,84	17787,06532
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2	1	14584,51	29169,02	R$ 25.007,73	R$ 2.591,01	19013,79275
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 34 km		2028	34	1	3182,94	108219,96	R$ 92.781,17	R$ 9.612,90	70543,05873
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 34 km		2028	34	1	3182,94	108219,96	R$ 92.781,17	R$ 9.612,90	70543,05873
MIG-A		2028	1	1	3399,9	3399,9	R$ 2.914,87	R$ 302,00	2216,220976
MIM - 500 kV		2028	1	1	9202,49	9202,49	R$ 7.889,65	R$ 817,43	5998,632716
LT 138 kV CARAPEBUS - MANGUINHOS, C1 (Nova)						**25367,56**	**21748,59396**	**2253,335246**	**16535,81534**
Circuito Simples 138 kV, 2 x 1113 MCM (BLUEJAY), 2 km		2028	2	1	1239,58	2479,16	R$ 2.125,48	R$ 220,22	1616,037647
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Carapebus	2028	1	1	7474	7474	R$ 6.407,75	R$ 663,90	4871,918461
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Manguinhos	2028	1	1	7227,98	7227,98	R$ 6.196,83	R$ 642,04	4711,550602
MIG-A	Carapebus	2028	1	1	3257,42	3257,42	R$ 2.792,71	R$ 289,35	2123,345549
MIG-A	Manguinhos	2028	1	1	3257,42	3257,42	R$ 2.792,71	R$ 289,35	2123,345549
MIM - 138 kV	Carapebus	2028	1	1	835,79	835,79	R$ 716,56	R$ 74,24	544,8087678
MIM - 138 kV	Manguinhos	2028	1	1	835,79	835,79	R$ 716,56	R$ 74,24	544,8087678
LT 138 kV CARAPEBUS - TUBARÃO, C1 e C2 (CS) (Nova)						**60530,68**	**51895,30178**	**5376,784946**	**39456,85541**
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 1113 MCM (BLUEJAY), 10 km		2028	10	1	2126,87	21268,7	R$ 18.234,48	R$ 1.889,24	13863,97808
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Carapebus	2028	2	1	7474	14948	R$ 12.815,50	R$ 1.327,79	9743,836922
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Tubarão	2028	2	1	7227,98	14455,96	R$ 12.393,66	R$ 1.284,09	9423,101203
MIG-A	Carapebus	2028	1	1	3257,42	3257,42	R$ 2.792,71	R$ 289,35	2123,345549
MIG-A	Carapebus	2028	1	1	3257,42	3257,42	R$ 2.792,71	R$ 289,35	2123,345549
MIM - 138 kV	Carapebus	2028	1	1	1671,59	1671,59	R$ 1.433,12	R$ 148,48	1089,624054
MIM - 138 kV	Tubarão	2028	1	1	1671,59	1671,59	R$ 1.433,12	R$ 148,48	1089,624054

LT 138 kV CARAPEBUS - CIVIT, C1 (Nova)						**35649,62**	**30563,80316**	**3166,664246**	**23238,16454**
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 1113 MCM (BLUEJAY), 6 km		2028	6	1	2126,87	12761,22	R$ 10.940,69	R$ 1.133,55	8318,386848
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Carapebus	2028	1	1	7474	7474	R$ 6.407,75	R$ 663,90	4871,918461
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Civit	2028	1	1	7227,98	7227,98	R$ 6.196,83	R$ 642,04	4711,550602
MIG-A	Carapebus	2028	1	1	3257,42	3257,42	R$ 2.792,71	R$ 289,35	2123,345549
MIG-A	Civit	2028	1	1	3257,42	3257,42	R$ 2.792,71	R$ 289,35	2123,345549
MIM - 138 kV	Carapebus	2028	1	1	835,79	835,79	R$ 716,56	R$ 74,24	544,8087678
MIM - 138 kV	Civit	2028	1	1	835,79	835,79	R$ 716,56	R$ 74,24	544,8087678