



Relatório R1

ESTUDOS PARA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

**Análise Técnico-Econômica de
Alternativas: Relatório R1**

Avaliação do Controle de Tensão e
Condições de Atendimento à Região
Metropolitana de Salvador

ABRIL DE 2026

■ Colaboradores

RELATÓRIO R1

EPE-DEE-RE-013/2026-REV0

Coordenação Geral

Reinaldo da Cruz Garcia

Coordenação Executiva

Thiago Dourado Martins

Marcos Vinícius Farinha

Coordenação Técnica

Rafael Theodoro Alves e Mello (EPE)

Rogério Régis da Silva (TSE)

Equipe Técnica

EPE:

Fabiano Schmidt

Igor Chaves

João Alves da Silva Neto

Luiz Felipe Froede Lorentz

Marcelo Willian Henriques Szrajbman

Maria de Fátima de Carvalho Gama

Matias Halmenschlager Hubert

Rafael de Carvalho Caetano

Renan Gonzaga Silva Dos Santos

Vinicius Ferreira Martins

Yan Ricardo Damasceno Rangel

TSE:

Ana Carolina Rennó Guimarães

Guilherme Felipe da Silva

João Bosco da Silva Júnior

Kairo Lorrán de Souza Silva

Leandro Martins Fernandes

Lucas Martins Gomes

Luis Átila Ramos de Melo

Rafael Faria da Silva

Suporte Administrativo

Renata Cardozo Rios



VALOR PÚBLICO NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

DE ACORDO COM A REGULAMENTAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO, TODAS AS NOVAS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO A SEREM INTEGRADAS À REDE BÁSICA DEVEM SER RECOMENDADAS POR ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DE EXPANSÃO REALIZADOS NO ÂMBITO DOS GRUPOS DE ESTUDO DE TRANSMISSÃO (GET) COORDENADOS PELA EPE.

O PROCESSO SE INICIA COM A ELABORAÇÃO DOS ESTUDOS DE PLANEJAMENTO, COMO AQUELES DOCUMENTADOS POR MEIO DOS RELATÓRIOS R1, ONDE A EPE INDICA OS EMPREENDIMENTOS OU AMPLIAÇÕES QUE COMPÕEM A MELHOR ALTERNATIVA PARA EQUACIONAR UMA NECESSIDADE DO SISTEMA, COM BASE EM ANÁLISES TÉCNICO-ECONÔMICAS E SOCIOAMBIENTAIS.

ESTE RELATÓRIO R1 APRESENTA A AVALIAÇÃO DO CONTROLE DE TENSÃO E CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO À REGIÃO METROPOLITANA DE SALVADOR. A ANÁLISE CONTEMPLA OS ASPECTOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS, COM RECOMENDAÇÃO DA ALTERNATIVA DE EXPANSÃO MAIS ADEQUADA PARA ESTA REGIÃO

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Ministro de Estado

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo

Gustavo Cerqueira Ataíde

Secretária Nacional de Transição Energética e Planejamento

Lorena Melo Silva Perim (substituta)



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

Heloisa Borges Bastos Esteves

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

Sub-área de estudo

GET Nordeste

Produto (Nota Técnica ou Relatório)

EPE-DEE-RE-013/2026-rev0

Avaliação do Controle de Tensão e Condições de Atendimento à Região Metropolitana de Salvador

Revisões

Data

Descrição sucinta

rev0

10/04/2026

Emissão Original

SUMÁRIO

SUMÁRIO	2
1. INTRODUÇÃO	11
2. CONCLUSÕES	17
3. RECOMENDAÇÕES	18
3.1. Expansões Recomendadas	18
3.2. Descomissionamentos Recomendados	21
3.3. Recomendações Gerais	21
3.4. Cronograma de Obras – SE Matatu	22
4. DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS	26
4.1. Critérios Básicos	26
4.1.1. Limites Operativos	26
4.2. Base de Dados	27
4.2.1. Análise Elétrica das Alternativas	27
4.2.2. Contingências Consideradas	28
4.3. Perdas Elétricas	29
4.4. Parâmetros Econômicos	29
4.5. Atualizações Efetuadas nas Bases de Dados	30
4.5.1. Redistribuição de Cargas – Neoenergia Coelba	30
4.5.2. Despacho das Usinas da Região	31
4.5.3. Considerações sobre MMGD	32
4.5.4. Alterações na Topologia do Sistema Elétrico da Região	32
4.5.5. Considerações Gerais	32
5. DIAGNÓSTICO	33
5.1. LT 230 kV Camaçari II – Matatu ou LT 230 kV Cotegipe – Matatu	33
5.2. Transformação 500/230 kV de Camaçari IV	34
5.3. Transformações de Fronteira	34
5.3.1. Subestação Polo	34
5.3.2. Subestação Cotegipe	35
5.3.3. Subestação Matatu	35
5.3.4. Subestação Pituaçu	36
5.3.5. Subestação Camaçari II	36
6. DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS	37
6.1. Detalhamento de Casos Particulares	37
6.1.1. SE Matatu	38
6.1.2. Seccionamento da LT 500 kV Olindina – Camaçari II na Nova SE Arembepe II	40
6.1.3. DITs de 69 kV	41

6.2. Obras Comuns às Alternativas	43
6.2.1. Rede Básica e Rede Básica de Fronteira	43
6.2.2. Demais Instalações de Transmissão (DIT).....	43
6.2.3. Obras de Distribuição	43
6.3. Alternativa 1.....	45
6.4. Alternativa 2.....	46
6.5. Alternativa 3.....	47
6.6. Alternativa 4.....	48
6.7. Alternativa 5.....	49
6.8. Alternativa 6.....	50
7. ANÁLISE DE DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE	51
7.1. Monitoramento das Tensões	51
7.2. Monitoramento dos Carregamentos	52
7.3. Monitoramento Dos Carregamentos Das Transformações De Fronteira.....	55
7.4. Avaliação dos Problemas Identificados no Diagnóstico	56
7.4.1. LT 230 kV Camaçari II – Matatu ou LT 230 kV Cotegipe – Matatu	56
7.4.2. Transformação 500/230 kV de Camaçari IV	56
7.4.3. Transformação 230/69 kV da Subestação Polo	57
7.4.4. Transformação 230/69 kV da Subestação Cotegipe.....	57
7.4.5. Transformação 230/69 kV da Subestação Matatu	58
7.4.6. Transformação 230/69 kV da Subestação Camaçari II	58
8. ANÁLISE ECONÔMICA.....	59
9. ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO	61
9.1. LT 500 kV Olindina – Arembepe II.....	62
9.1.1. Energização.....	62
9.1.2. Rejeição.....	63
9.2. LT 500 kV Camaçari II – Arembepe II	64
9.2.1. Energização.....	64
9.2.2. Rejeição.....	65
9.3. Conclusões das Análises de Energização e Rejeição.....	65
10. CURTO-CIRCUITO.....	66
11. OTIMIZAÇÃO E ESPECIFICAÇÕES BÁSICAS DE LTA.....	67
11.1. Dados e Premissas.....	67
11.2. Critérios Para Análises Elétricas e Comparações Econômicas.....	68
11.3. Avaliações Econômicas	69
11.3.1. Seleção dos cabos condutores – LT1: Seccionamento da LT 500 kV Olindina – Camaçari II, C1, na SE Arembepe II, CS.....	69

11.3.2. Seleção dos cabos condutores – LT2: LT 230 kV Lauro de Freitas II – Arembepe II, C1, CS.	70
11.3.3. Seleção dos cabos condutores – LT4: Seccionamento da LT 230 kV Camaçari IV - Pituaçu, C1, na SE Arembepe II, CD	70
11.4. Características Técnicas da Solução de Referência	71
11.4.1. Características elétricas LT1 – Seccionamento da LT 500 kV Olindina – Camaçari II, C1, na SE Arembepe II, CS.	71
11.4.2. Características construtivas LT1 – Seccionamento da LT 500 kV Olindina – Camaçari II, C1, na SE Arembepe II, CS.	72
11.4.3. Características elétricas LT2 – LT 230 kV Lauro de Freitas II – Arembepe II, C1, CS.....	72
11.4.4. Características construtivas LT2 – LT 230 kV Lauro de Freitas II – Arembepe II, C1, CS.....	73
11.4.5. Características elétricas LT3 – Seccionamento da LT 230 kV Matatu - Cotegipe, C1, na SE Narandiba, CS.....	73
11.4.6. Características elétricas LT4 – Seccionamento da LT 230 kV Camaçari IV - Pituaçu, C1, na SE Arembepe II, CD.....	74
11.4.7. Características construtivas LT4 – Seccionamento da LT 230 kV Camaçari IV - Pituaçu, C1, na SE Arembepe II, CD.....	75
11.4.8. Características elétricas LT5 – Seccionamento da LT 230 kV Camaçari II - Matatu, C1, na SE Lauro de Freitas II, CD.....	75
11.4.9. Características construtivas LT5 – Seccionamento da LT 230 kV Camaçari II - Matatu, C1, na SE Lauro de Freitas II, CD.....	76
11.4.10. Estimativas iniciais para faixa de segurança	77
11.5. Recapacitações de Linhas Existentes	77
12. ANÁLISE DE RESSONÂNCIA E EXTINÇÃO DE ARCO SECUNDÁRIO	78
12.1. Procedimentos e Critérios de Análise	78
12.2. Seccionamento da LT 500 kV Camaçari II – Olindina, C1, em CS, na SE Arembepe II	79
12.2.1. Seccionamento da LT 500 kV Camaçari II – Olindina, C1. Trecho de Seccionamento Camaçari II - Arembepe II	79
12.3. Comentários Finais.....	80
13. RECOMENDAÇÕES PARA RELATÓRIO R2	81
14. ANÁLISE SOCIAMBIENTAL PRELIMINAR	82
15. REFERÊNCIAS.....	83
16. EQUIPE TÉCNICA.....	85
17. ANEXO	86
17.1. Diagramas das Novas Subestações	86
17.1.1. SE 500/230 kV Arembepe II	86
17.1.2. SE 230/69 kV Lauro de Freitas II	86
17.2. Parâmetros das Linhas de Transmissão	88
17.3. Parâmetros dos Equipamentos.....	89
17.4. Plano de Obras e Estimativa de Investimentos	90
17.5. Diferencial de Perdas Elétricas das Alternativas.....	114

17.6. Consultas de Viabilidade de Expansão.....	116
17.6.1. Estado das DITs 69kV na Região Metropolitana de Salvador	116
17.6.2. Recapacitação da LT 230 kV Cotegipe – Matatu.....	121
17.6.3. Recapacitação da LT 230 kV Camaçari II – Matatu	124
17.6.4. SE Pituaçu	127
17.6.5. SE Narandiba.....	132
17.6.6. SE Matatu (Axia)	138
17.6.7. SE Matatu (Neoenergia Coelba)	147
17.7. FICHAS PET/PELP	154

■ Lista de Figuras

Figura 1-1 – Localização das mesorregiões metropolitana de Salvador.	11
Figura 1-2 – Sistema elétrico da região de interesse.	12
Figura 1-3 – Sistema elétrico da região de interesse – Destaque para as subestações 230 kV.	12
Figura 1-4 – SE Camaçari II.	14
Figura 1-5 – SE Camaçari II.	15
Figura 1-6 – SE Cotegipe.	15
Figura 1-7 – SE Narandiba.	16
Figura 3-1 – Diagrama esquemático da solução recomendada.	20
Figura 3-2 – Diagrama esquemático da integração da nova SE Lauro de Freitas II com o sistema de distribuição em 69 kV (Fonte: Neoenergia Coelba)	20
Figura 3-3 – Área da atual SE Matatu a ser ocupada pela nova SE Matatu II.	24
Figura 3-4 – Proposta final da configuração da SE Matatu contemplando a nova SE Matatu II e obras para acesso independente às duas subestações.	24
Figura 3-5 – Plano de obras indicado pela Axia Energia e Neoenergia Coelba.	25
Figura 5-1 – Regime normal de operação – Carga Máxima Não Coincidente – Ano 2035.	33
Figura 5-2 – Contingência da LT 230 kV Cotegipe – Matatu – Carga Média – Cenário 2 – Ano 2031.	33
Figura 5-3 – Contingência da TR 500/230 kV Camaçari IV – Carga Máxima Diurna – Cenário 2 – Ano 2038.	34
Figura 5-4 – Contingência do TR 230/69 kV Polo – Carga Máxima Não Coincidente – Ano 2035.	34
Figura 5-5 – Contingência do TR 230/69 kV Cotegipe – Carga Máxima Não Coincidente – Ano 2029.	35
Figura 5-6 – Contingência do TR 230/69 kV Matatu – Carga Máxima Não Coincidente – Ano 2031.	35
Figura 5-7 – Contingência do TR 230/69 kV Pituvaçu – Carga Máxima Não Coincidente – Ano 2038.	36
Figura 5-8 – Contingência do TR 230/69 kV Camaçari II – Carga Máxima Não Coincidente – Ano 2028.	36
Figura 6-1 – Configuração atual da SE Matatu – Diagrama simplificado.	38
Figura 6-2 – Nova configuração da SE Matatu e nova SE Matatu II.	39
Figura 6-3 – Destaque para a rede de 69 kV da região e trechos com ocupações irregulares.	42
Figura 6-4 – Diagrama das conexões da SE Lauro de Freitas II na rede de 69 kV existente.	44
Figura 6-5 – Alternativa 1.	45
Figura 6-6 – Alternativa 2.	46
Figura 6-7 – Alternativa 3.	47
Figura 6-8 – Alternativa 4.	48

Figura 6-9 – Alternativa 5.....	49
Figura 6-10 – Alternativa 6.....	50
Figura 7-1 – Monitoração das tensões – 500 kV.....	51
Figura 7-2 – Monitoração das tensões – 230 kV.....	52
Figura 7-3 – Contingência da LT 230 kV Narandiba – Matatu – Carga Média – Cenário 2 – Ano 2038.	56
Figura 7-4 – Contingência da TR 500/230 kV Camaçari IV – Carga Máxima Diurna – Cenário 2 – Ano 2038.....	56
Figura 7-5 – Contingência do TR 230/69 kV Polo – Carga Máxima Não Coincidente – Ano 2038. ...	57
Figura 7-6 – Contingência do TR 230/69 kV Cotegipe – Carga Máxima Não Coincidente – Ano 2038.	57
Figura 7-7 – Contingência do TR 230/69 kV Matatu – Carga Máxima Não Coincidente – Ano 2038.	58
Figura 7-8 – Contingência do TR 230/69 kV Camaçari II – Carga Máxima Não Coincidente – Ano 2038.	58
Figura 8-1 – Comparação econômica das alternativas	59
Figura 9-1 – Sistema pré-energização da LT 500 kV Olindina – Arembepe II C1.....	62
Figura 9-2 – Energização da LT 500 kV Olindina – Arembepe II C1 a partir da SE Olindina.	62
Figura 9-3 – Energização da LT 500 kV Olindina – Arembepe II C1 a partir da SE Arembepe II.....	62
Figura 9-4 – Sistema pré-rejeição da LT 500 kV Olindina – Arembepe II.	63
Figura 9-5 – Rejeição da LT 500 kV Olindina – Arembepe II a partir da SE Olindina.	63
Figura 9-6 – Rejeição da LT 500 kV Olindina – Arembepe II a partir da SE Arembepe II.....	63
Figura 9-7 – Sistema pré-energização da LT 500 kV Camaçari II – Arembepe II C1.....	64
Figura 9-8 – Energização da LT 500 kV Camaçari II – Arembepe II C1 a partir da SE Camaçari II.....	64
Figura 9-9 – Energização da LT 500 kV Camaçari II – Arembepe II C1 a partir da SE Arembepe II....	64
Figura 9-10 – Sistema pré-rejeição da LT 500 kV Camaçari II – Arembepe II.	65
Figura 9-11 – Rejeição da LT 500 kV Camaçari II – Arembepe II a partir da SE Camaçari II.	65
Figura 9-12 – Rejeição da LT 500 kV Camaçari II – Arembepe II a partir da SE Arembepe II.	65
Figura 11-1 Dados técnicos básicos do novo trecho de seccionamento da LT 500 kV Olindina – Camaçari II, C1, na SE Arembepe II, CS.	71
Figura 11-2 - Dados técnicos básicos da nova LT 230 kV Lauro de Freitas II – Arembepe II, C1, CS. 73	
Figura 11-3 - Dados técnicos básicos do novo trecho de seccionamento da LT 230 kV Camaçari IV - Pituaçu, C1, na SE Arembepe II, CD.	75
Figura 11-4 - Dados técnicos básicos do novo trecho de seccionamento da LT 230 kV Camaçari II - Matatu, C1, na SE Lauro de Freitas II, CD.....	76
Figura 12-1 Seccionamento da LT 500 kV Camaçari II – Olindina, C1. Trecho de Seccionamento Camaçari II - Arembepe II. Terminal Arembepe II. Corrente de Arco Secundário, valor eficaz.	79

Figura 12-2 Seccionamento da LT 500 kV Camaçari II – Olindina, C1. Trecho de Seccionamento Camaçari II-Arembepe II. Terminal Arembepe II. Prospecção da tensão induzida, valor eficaz.	80
Figura 17-1 – Arranjo da Futura SE Arembepe II (500/230 kV).	86
Figura 17-2 – Arranjo da Futura SE Lauro de Freitas II (230/69 kV).	87

■ Lista de Tabelas

Tabela 1-1 – Obras recomendadas em subestações [1].....	13
Tabela 1-2 – Obras recomendadas em linhas de transmissão [1].....	13
Tabela 2-1 – Comparação econômica (R\$ x 1000).....	17
Tabela 3-1 – Alternativa 4 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira.....	18
Tabela 3-2 – Alternativa 4 – Principais obras em linhas de transmissão de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira.....	19
Tabela 3-3 – Alternativa 4 – Principais obras em subestações de distribuição.....	19
Tabela 3-4 – Alternativa 4 – Principais obras em linhas de distribuição.	19
Tabela 3-5 – Alternativa 4 – Obras de descomissionamento de equipamentos classificados como DIT ou Rede Básica de Fronteira.	21
Tabela 3-6 – Alternativa 4 – Principais descomissionamentos em linhas de transmissão de Rede Básica e DIT	21
Tabela 4-1 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão.....	26
Tabela 4-2 – Contingências consideradas.....	28
Tabela 4-3 – Tempos de permanência dos cenários.	29
Tabela 4-4 – Custos – Condutor subterrâneo.....	29
Tabela 4-5 – Custos – Condutores avançados.	30
Tabela 4-6 – Carga Máxima Não Coincidente.....	30
Tabela 4-7 – Carga Máxima Diurna.....	30
Tabela 4-8 – Carga Máxima Noturna.	31
Tabela 4-9 – Carga Mínima Noturna.....	31
Tabela 4-10 – Considerações sobre MMGD.	32
Tabela 6-1 – Dados dos transformadores 230/69 kV (ver item 17.6.6).	39
Tabela 7-1 – Linhas em 500 kV e transformadores 500/230 kV – Máximos carregamentos.....	52
Tabela 7-2 – Transformadores 230/69 kV – Máximos carregamentos.	53
Tabela 7-3 – Linhas em 230 kV – Máximos carregamentos.	53
Tabela 7-4 – Transformadores 230/69 kV – Máximos carregamentos.	55
Tabela 8-1 – Custo de investimento e diferencial de perdas (R\$ x 1000).	59
Tabela 10-1 – Correntes de curto-circuito.....	66
Tabela 11-1 Relação das LT e dos novos trechos de seccionamentos avaliados.	67
Tabela 11-2 Dados do ambiente.	67
Tabela 11-3 Dados para avaliação econômica.....	68
Tabela 11-4 Dados do sistema – Fluxos para cálculo de perdas.....	68

Tabela 11-5 Dados do sistema – Fluxos máximos observados para diferentes condições de operação.	68
Tabela 11-6 Configurações com menor custo total.	70
Tabela 11-7 Configurações com menor custo total.	70
Tabela 11-8 Configurações com menor custo total.	70
Tabela 11-9 Características elétricas básicas do novo trecho de seccionamento.	71
Tabela 11-10 Coordenadas da silhueta típica do novo trecho de seccionamento	72
Tabela 11-11 Características elétricas básicas da nova LT.	72
Tabela 11-12 Coordenadas da silhueta típica da nova LT.	73
Tabela 11-13 Características elétricas básicas do novo trecho de seccionamento.	74
Tabela 11-14 Características elétricas básicas dos novos trechos de seccionamento.	74
Tabela 11-15 Coordenadas da silhueta típica dos novos trechos de seccionamento.	75
Tabela 11-16 Características elétricas básicas dos novos trechos de seccionamento.	76
Tabela 11-17 Coordenadas da silhueta típica dos novos trechos de seccionamento.	76
Tabela 11-18 Estimativas iniciais para faixa de segurança.	77
Tabela 11-19 Linhas de transmissão a serem recapitadas.	77
Tabela 12-1 Seccionamento da LT 500 kV Camaçari II – Olindina, C1. Trecho de Seccionamento Camaçari II - Arembepe II. Terminal Arembepe II. Corrente de arco secundário a 60 Hz, valor eficaz.	79
Tabela 17-1 – Características Elétricas das Linhas de Transmissão – Alternativas Vencedoras.	88
Tabela 17-2 - Parâmetros dos Transformadores Novos.	89
Tabela 17-3 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1.	90
Tabela 17-4 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2.	94
Tabela 17-5 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 3.	98
Tabela 17-6 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 4.	102
Tabela 17-7 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 5.	106
Tabela 17-8 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 6.	110
Tabela 17-9 – Diferencial de Perdas Elétricas (MW).	114

1. INTRODUÇÃO

A mesorregião Metropolitana de Salvador é formada pela união de trinta e oito municípios agrupados em três microrregiões: Catu, Santo Antônio de Jesus e Salvador. Segundo estimativa do IBGE, sua população é de aproximadamente 4,6 milhões de habitantes, ocupando uma área total de 11.241 km², conforme destacado na Figura 1-1.



Figura 1-1 – Localização das mesorregiões metropolitana de Salvador.

O sistema de transmissão que atende a região Metropolitana de Salvador é composto por eixos 500 kV que interligam a região ao complexo hidrelétrico do rio São Francisco e às linhas que compõem a interligação Nordeste – Sudeste, mais ao sul. Complementarmente, a região possui uma malha em 230 kV bastante desenvolvida, composta por diversas subestações de fronteira que suprem as cargas da distribuidora Neoenergia Coelba e consumidores industriais conectados diretamente à Rede Básica.

A Figura 1-2 apresenta, de forma simplificada, o diagrama do sistema de transmissão existente e planejado para a região.

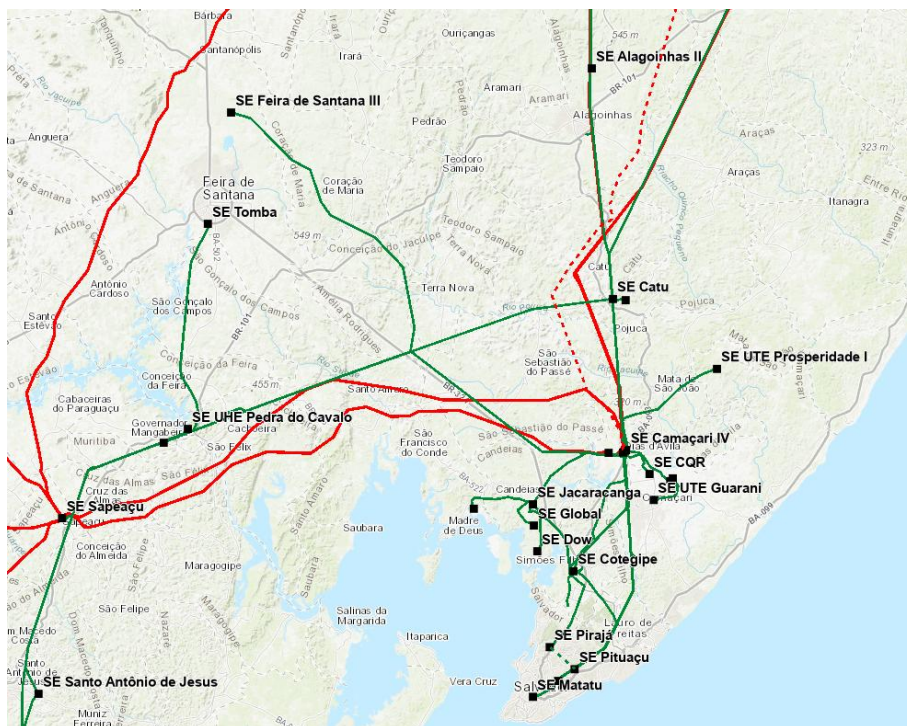


Figura 1-2 – Sistema elétrico da região de interesse.

O atendimento à região Metropolitana de Salvador ocorre principalmente pelas Subestações 500/230 kV Camaçari II, equipada com quatro transformadores de 600 MVA, e Camaçari IV, com dois transformadores de 1.200 MVA. A partir delas se desenvolve a rede em 230 kV que alimenta diversas subestações, destacando-se Matatu, Narandiba, Pituauçu, Cotegipe e Pirajá. Localizadas em áreas densamente povoadas, essas subestações atendem montantes significativos de carga, com projeções de crescimento expressivo.

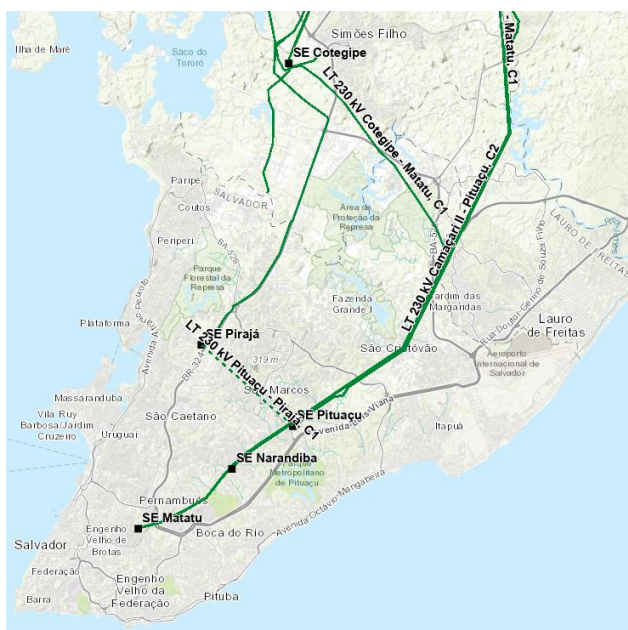


Figura 1-3 – Sistema elétrico da região de interesse – Destaque para as subestações 230 kV.

O relatório [1], intitulado “Avaliação do Atendimento às Cargas da Subestação Pirajá”, apresentou o estudo de dimensionamento dos reforços necessários na rede de transmissão da região Metropolitana de Salvador para atender o crescimento de carga previsto pela Neoenergia Coelba entre 2024 e 2033. À época, considerava-se o atraso na implantação da SE Pirajá e a possibilidade de revogação da concessão, o que ensejou a reavaliação da solução por parte da EPE.

O atraso na implantação da SE Pirajá resultou na necessidade dos seguintes reforços:

- SE Matatu – implantação do 4º transformador 230/69 kV 100 MVA
- SE Narandiba – implantação do 4º transformador 230/69 kV 100 MVA
- SE Cotegipe – implantação do 5º transformador 230/69 kV 100 MVA
- SE Camaçari II – substituição dos transformadores 230/69 kV 100 MVA por outros de 150 MVA

Além desses reforços, foram necessários reforços na rede de distribuição da Coelba.

O relatório também recomendou novamente a implantação da Subestação 230/69 kV Pirajá, considerando, inicialmente, a instalação de dois transformadores de 180/216 MVA e a posterior instalação de um terceiro transformador em 2030. A nova subestação seria interligada à SE Camaçari IV por uma linha de transmissão em 230 kV, circuito duplo, com aproximadamente 40 km de extensão.

De acordo com o documento, a subestação Pirajá atenderia as cargas da Neoenergia Coelba situadas em: Águas Claras, Cajazeiras, São Caetano, Pirajá, Pau de Lima, Boa Viagem, Ribeira, Liberdade, Barbalho, Lapinha, Caixa D’Água e bairros adjacentes.

As seguintes obras foram recomendadas.

Tabela 1-1 – Obras recomendadas em subestações [1].

Ano	Subestação	Tensão	Descrição
Imediato (nota 1)	Camaçari II	230/69 kV	1º e 2º Transformadores trifásicos 230/69 kV, 150/180 MVA
		69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV
2024	Pirajá (isolada a gás)	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV
		230/69 kV	1º e 2º Transformadores trifásicos 230/69 kV, 180/216 MVA
		69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV
2030	Pirajá	230/69 kV	3º Transformador trifásico 230/69 kV, 180/216 MVA

Tabela 1-2 – Obras recomendadas em linhas de transmissão [1].

Ano	Linha de Transmissão	Tensão	Extensão
Imediato	Copec – Camaçari I	69 kV	2,7 km
	Seccionamento no novo setor de 69 kV da SE Camaçari II		
2024	Camaçari IV – Pirajá C1/C2	230 kV	2x 40,0 km
2030	Pituaçu – Pirajá C1	230 kV	5,1 km
2030	Retiro – Lapinha (recapacitação)	69 kV	4,0 km

Conforme [2], art. 4º, compete à Empresa de Pesquisa Energética – EPE elaborar os estudos necessários ao desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica em curto, médio e longo prazos. Nesse âmbito, e com o objetivo de identificar as condições futuras de atendimento das diferentes áreas geoeletricas do Sistema Interligado Nacional (SIN), a EPE realiza anualmente um diagnóstico abrangente do desempenho elétrico da rede nacional.

Os resultados desse diagnóstico permitem identificar a necessidade de novos estudos específicos para o planejamento da expansão da rede elétrica brasileira. Esses resultados também subsidiam a Programação Anual de Estudos de Transmissão, após aprovação do Ministério de Minas e Energia (MME).

Esse mesmo diagnóstico [3] apontou os seguintes problemas na região:

- Tensões baixas nos barramentos de 500 kV das Subestações Camaçari II e Camaçari IV, em regime normal de operação, entre os anos de 2028 e 2038;
- Sobrecargas nos transformadores 230/11,9 kV da Subestação Matatu, na contingência de uma das unidades transformadoras, entre os anos de 2028 e 2038;
- Sobrecargas nos transformadores 230/69 kV da Subestação Camaçari II, na contingência de uma das unidades transformadoras, entre os anos de 2029 e 2038;

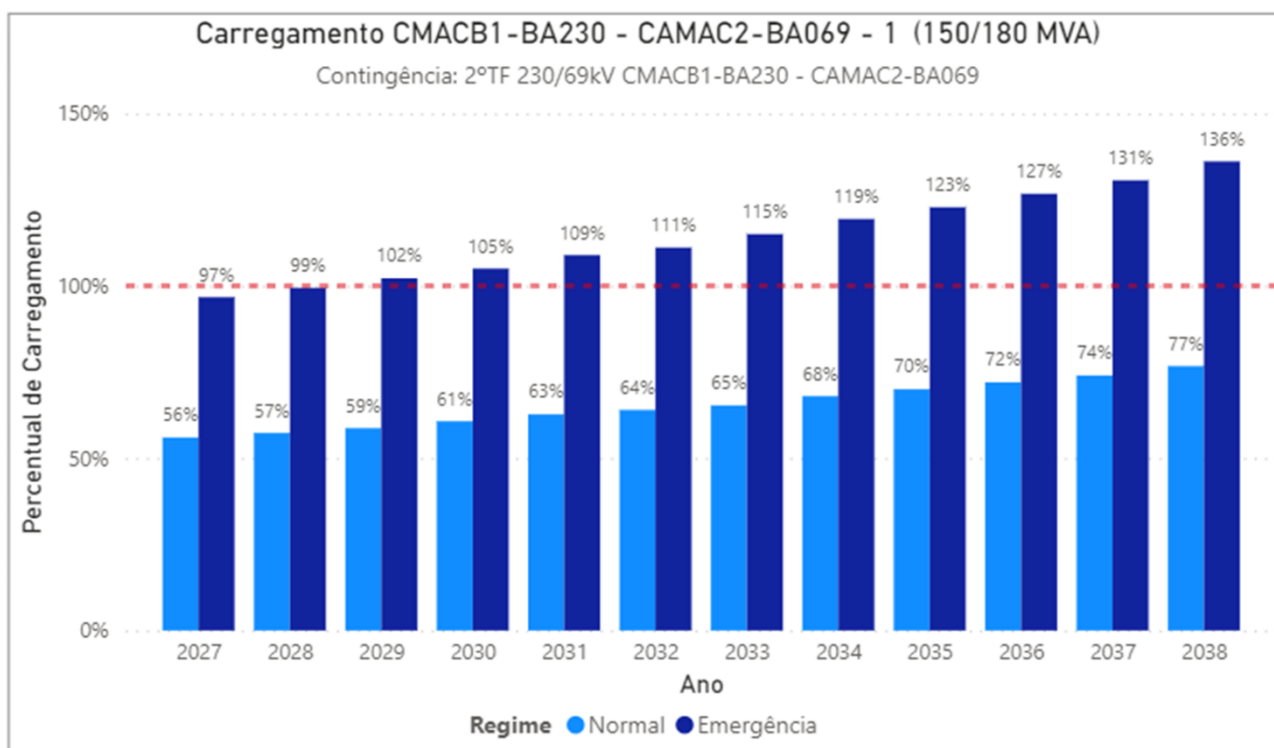


Figura 1-4 – SE Camaçari II.

- Sobrecargas nos transformadores 500/230 kV da Subestação Camaçari II, na contingência de uma das unidades transformadoras, nos anos de 2037 e 2038;

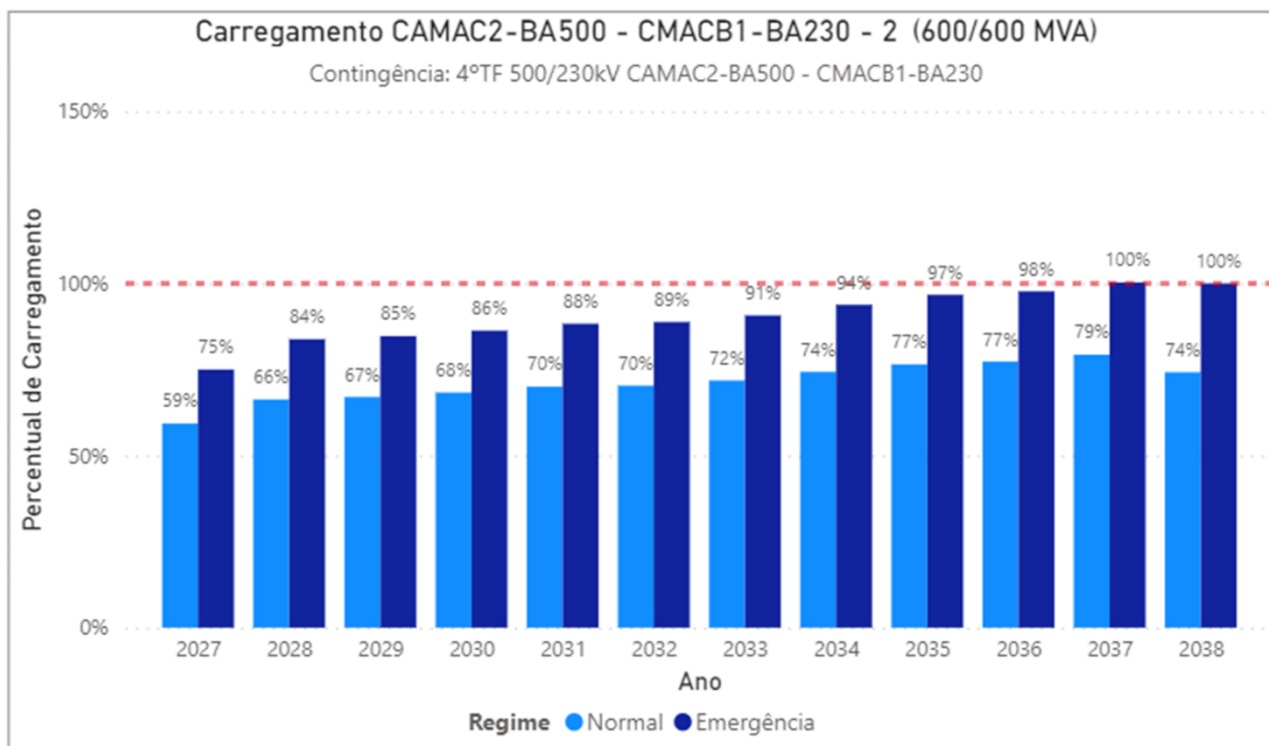


Figura 1-5 – SE Camaçari II.

- Sobrecargas nos transformadores 230/69 kV da Subestação Cotegipe, na contingência de uma das unidades transformadoras, nos anos de 2037 e 2038;

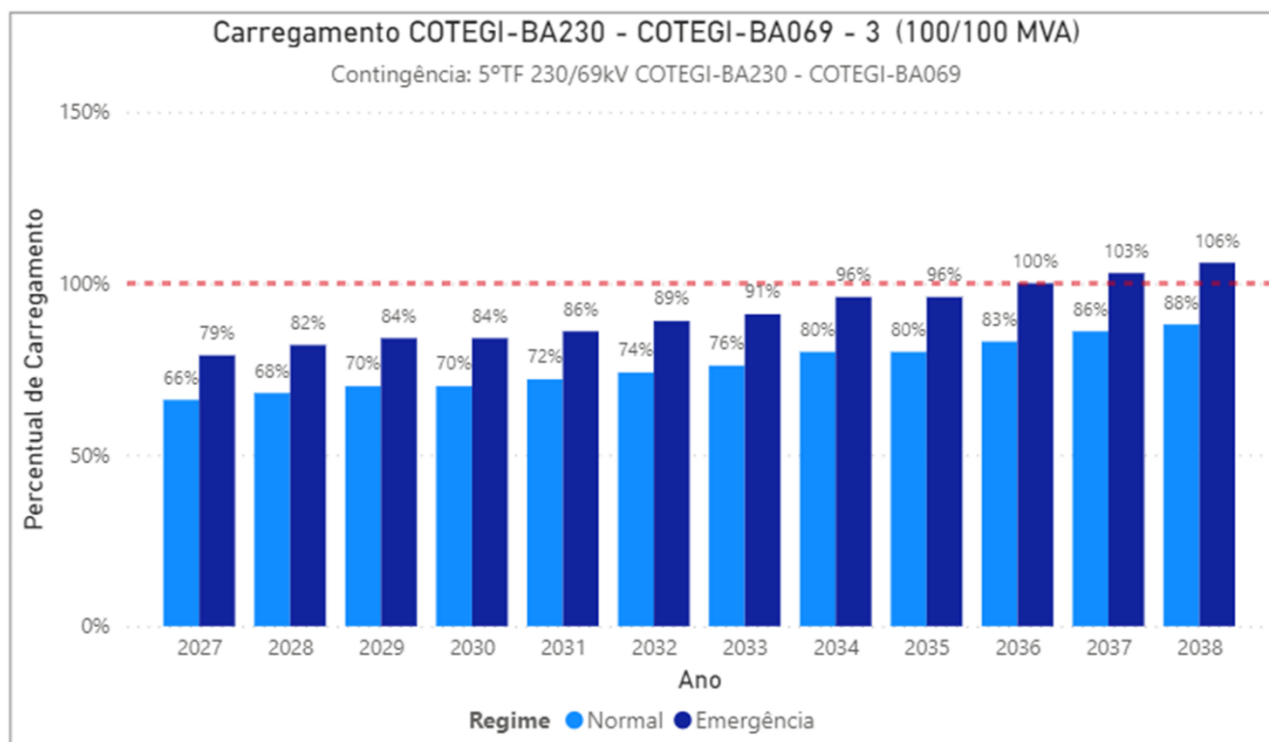


Figura 1-6 – SE Cotegipe.

- Sobrecargas nos transformadores 230/69 kV da Subestação Narandiba, na contingência de uma das unidades transformadoras, entre os anos de 2033 e 2038;

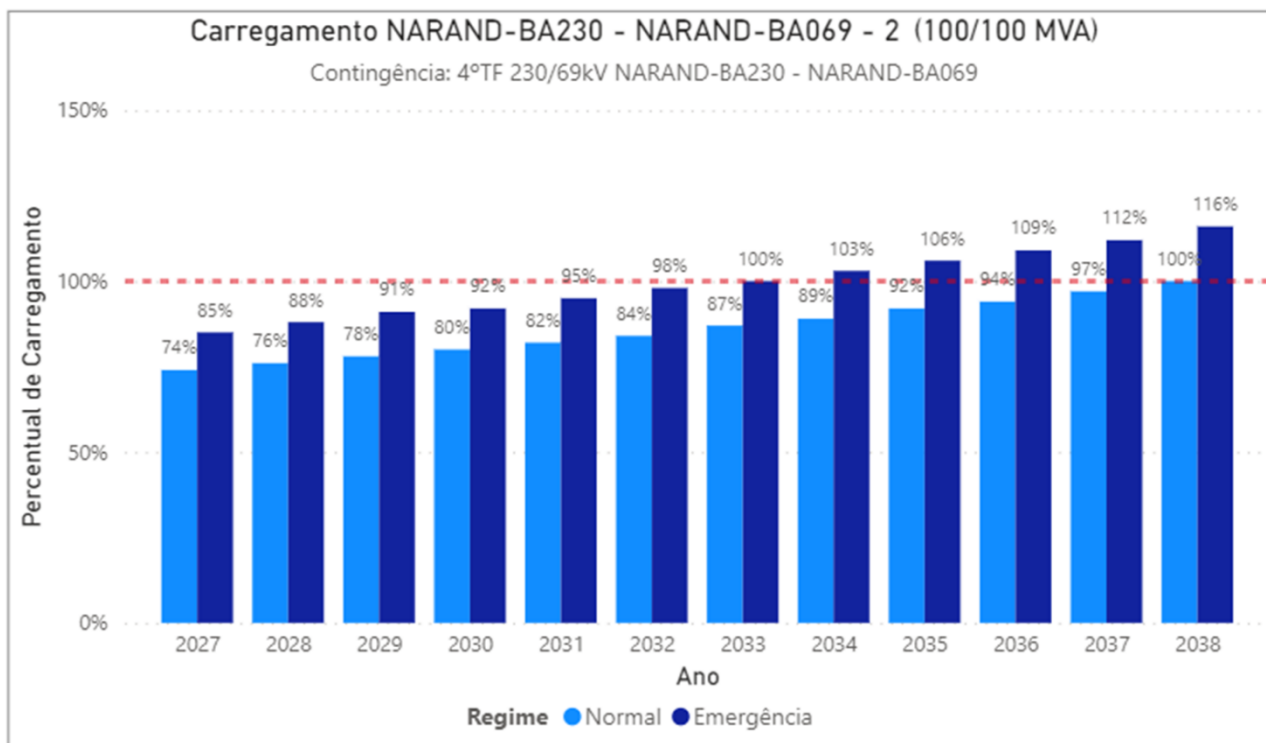


Figura 1-7 – SE Narandiba.

Diante do conjunto de problemas identificados, faz-se necessária a elaboração de um novo estudo de planejamento para recomendar os reforços que solucionem todas as limitações observadas. O presente Relatório R1 apresenta a análise técnico-econômica das alternativas de expansão, enquanto a avaliação socioambiental dos empreendimentos recomendados — correspondentes à alternativa de mínimo custo global — está descrita em [4], parte integrante deste documento.

2. CONCLUSÕES

Tendo em vista as violações identificadas apresentadas na Seção 5, foram avaliadas diferentes topologias de expansão da rede básica e da rede básica de fronteira. Ao todo, 6 alternativas foram estudadas, englobando novos pontos de suprimento em 500 kV e em 230 kV na região metropolitana de Salvador, além de uma nova subestação de fronteira para atendimento à distribuidora, compondo um conjunto de obras comuns a todas as alternativas:

A Tabela 2-1, apresenta a comparação econômica das alternativas considerando os custos de investimentos referentes a obras e diferencial de perdas elétricas. As análises consideraram o valor presente dos custos das alternativas, referidos a 2028, e utilizaram o método dos rendimentos necessários com truncamento das séries temporais em 2038, ano horizonte do estudo.

Tabela 2-1 – Comparação econômica (R\$ x 1000).

Alternativas	Investimento (Rendimentos Necessários)	Δ Perdas	Total	%	Ordem	Investimento (CAPEX)
Alternativa 1	312.260,55	8.517,79	320.778,34	100,8%	2º	989.751,88
Alternativa 2	321.734,08	7.163,75	328.897,83	103,3%	4º	1.021.138,68
Alternativa 3	311.263,33	7.004,87	318.268,20	100,0%	1º	986.447,99
Alternativa 4	320.736,86	4.662,01	325.398,87	102,2%	3º	1.017.834,79
Alternativa 5	340.046,76	2.436,52	342.483,28	107,6%	6º	1.081.810,53
Alternativa 6	339.049,54	0,00	339.049,54	106,5%	5º	1.078.506,64

O resultado da comparação econômica, sob o ponto de vista de mínimo custo global, apresenta as alternativas 1 a 4 empatadas tecnicamente, com diferença menor que 5%.

Apesar do empate técnico entre as alternativas e do fato de todas mitigarem os problemas identificados, a Alternativa 4 apresenta melhor desempenho elétrico, com distribuição mais equilibrada do fluxo de potência na região e menores carregamentos nos circuitos. Diante disso, e considerando a elevada densidade populacional da área, bem como as limitações e dificuldades para futuras ampliações e novas instalações, recomenda-se a **Alternativa 4** como a solução escolhida.

As obras recomendadas neste estudo totalizam investimentos de aproximadamente R\$ 1,018 bilhões, sendo R\$ 837,2 milhões referentes às obras de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira e R\$ 180,6 milhões em obras de distribuição, a serem executados pela Neoenergia Coelba. Em relação às obras de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, R\$ 61,6 milhões são previstos para o ano de 2028, R\$ 748,2 milhões para o ano de 2032 e R\$ 27,4 milhões previstos de forma referencial para o ano de 2035.

A alternativa vencedora é descrita com detalhes no item 3 deste relatório.

3. RECOMENDAÇÕES

Sob o ponto de vista técnico-econômico, recomenda-se a implantação das obras constantes da Alternativa 4. A lista de obras de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira referente à alternativa recomendada é apresentada nos itens a seguir.

3.1. Expansões Recomendadas

A Tabela 3-1 e Tabela 3-2 mostram as ampliações, substituições e novas instalações previstas para a Rede Básica e para a Rede Básica de Fronteira, enquanto o correspondente para a Rede de Distribuição é apresentado na Tabela 3-3 e na Tabela 3-4. A Figura 3-1 e a Figura 3-2 mostram respectivamente o diagrama esquemático da alternativa recomendada e a integração da nova SE Lauro de Freitas II ao sistema de distribuição local.

Tabela 3-1 – Alternativa 4 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira.

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento ⁽¹⁾
2028	Camaçari II	230/69 kV	3° Transformador (ampliação) 1 x 150 MVA – 3Ø
	Pirajá	230/69 kV	3° Transformador (ampliação) 1 x 180 MVA – 3Ø
2032	Matatu ²	230/69 kV	1° e 2° Transformadores 2 x 200 MVA – 3Ø (Substituição Transformadores 04T1 e 04T2 existentes de 100 MVA cada)
	Arembepe II (nova SE)	500/230 kV	1° e 2° Bancos de Autotransformadores monofásicos (novo) 2 x 600 MVA (6+1R) x 200 MVA – 1Ø
	Lauro de Freitas II (nova SE)	230/69 kV	1° e 2° Bancos de Transformadores Monofásicos (novo) 2 x 250 MVA (6+1R) x 83,3 MVA – 1Ø
2035	Polo	230/69 kV	4° Transformador (ampliação) 1 x 100 MVA – 3Ø

¹ Os parâmetros e características de referência dos equipamentos podem ser verificados no item 17.3 deste relatório

² Ver item 3.4 deste relatório para maiores detalhes

Tabela 3-2 – Alternativa 4 – Principais obras em linhas de transmissão de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira.

Ano	Tensão	Linha de Transmissão	Configuração	Extensão
2032	500 kV	Seccionamento LT 500 kV Olindina – Camaçari II C1, na SE Arembepe II	2xCS – 4x636 MCM	27,5 km
	230 kV	Lauro de Freitas II – Arembepe II C1 (linha nova)	CS – 2x795 MCM	11,2 km
	230 kV	Seccionamento LT 230 kV Matatu – Cotegipe, na SE Narandiba, trecho novo	2xCS – 2x636 MCM	0,1 km
		Recondutoramento do trecho Narandiba – Matatu (resultante do seccionamento da LT 230 kV Matatu – Cotegipe na SE Narandiba)	CS – 1xACCC Cordoba (recondutoramento)	5,0 km
	230 kV	Seccionamento LT 230 kV Camaçari IV – Pituauçu, na SE Arembepe II	CD – 2x795 MCM	10,3 km
	230 kV	Seccionamento LT 230 kV Camaçari II – Matatu, na SE Lauro de Freitas II, trecho novo	CD – 2x795 MCM	4,29 km
Recondutoramento do trecho Lauro de Freitas II – Matatu (resultante do seccionamento da LT 230 kV Camaçari II – Matatu na SE Lauro de Freitas II)		CS – 1xACCC Cordoba (recondutoramento)	21,4 km	

Tabela 3-3 – Alternativa 4 – Principais obras em subestações de distribuição.

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento ⁽¹⁾
2032	SE Matatu II ³ (nova SE Híbrida)	69/11,9 kV	Nova SE híbrida a ser instalada em parte do terreno da SE Matatu 1° e 2° Transformadores (novo) 2 x 40 MVA – 3Ø

Tabela 3-4 – Alternativa 4 – Principais obras em linhas de distribuição.

Ano	Tensão	Linha de Distribuição	Configuração	Extensão
2032	69 kV	LD 69 kV Matatu / Matatu II C1 e C2	2x1200 mm ² XLPE (cabo isolado)	0,2 km
		Tape LD 69 kV Cotegipe – Lauro de Freitas na SE Lauro de Freitas II	CS - 2x465,4 MCM	6,0 km
		Tape LD 69 kV CIA III – Itinga na SE Lauro de Freitas II	CS - 2x465,4 MCM	6,0 km
		Tape LD 69 kV Areia Branca - Pituauçu na SE Lauro de Freitas II	CS - 2x465,4 MCM	6,0 km
		Tape LD 69 kV Cotegipe – Nova Brasília na SE Lauro de Freitas II	CS - 2x465,4 MCM	6,0 km

³ Ver item 3.4 deste relatório para maiores detalhes

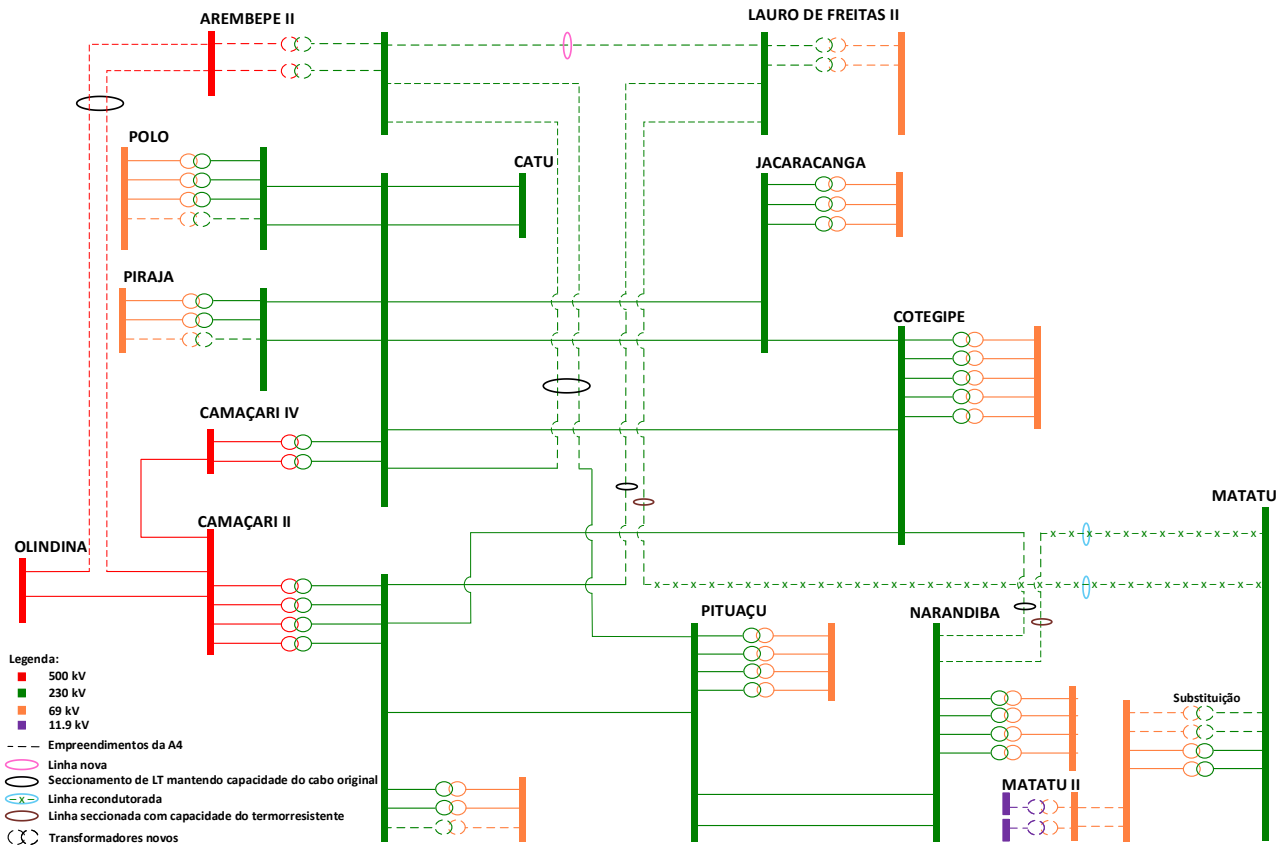


Figura 3-1 – Diagrama esquemático da solução recomendada.

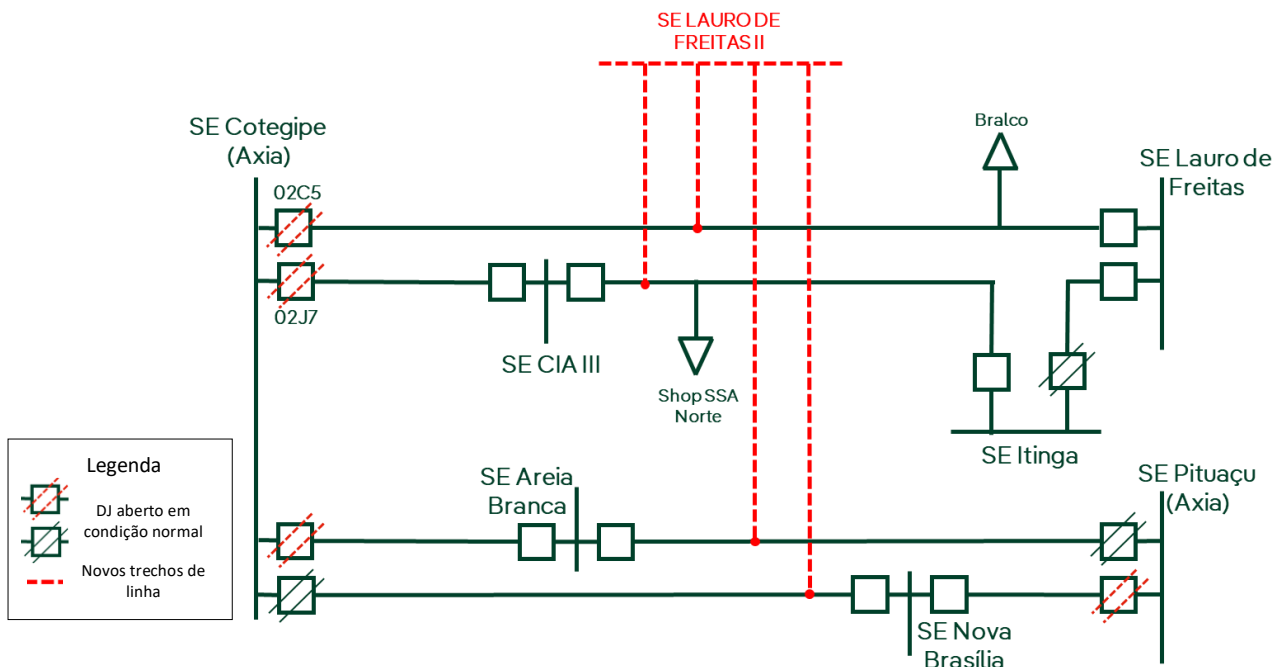


Figura 3-2 – Diagrama esquemático da integração da nova SE Lauro de Freitas II com o sistema de distribuição em 69 kV (Fonte: Neoenergia Coelba)

3.2. Descomissionamentos Recomendados

De forma a viabilizar as expansões anteriormente mencionadas será necessário o descomissionamento de equipamentos e trechos de linha de transmissão classificadas como Rede Básica e DIT. A Tabela 3-5 e a Tabela 3-6 mostram, respectivamente, a listagem das funções transmissão a serem descomissionadas.

Tabela 3-5 – Alternativa 4 – Obras de descomissionamento de equipamentos classificados como DIT ou Rede Básica de Fronteira.

Ano	Local	Tensão	Equipamento
2032	SE Matatu ⁴	230/11,9 kV	1° e 2° Transformador (04T4 e 04T5) e Unidade Reserva (04TR) 3 x 40 MVA – 3Ø Referências SGPMR: 0001185/2022 (04T5) e 0000775/2025 (04TR)
		69 kV	1° Banco de Capacitores 69 kV (02H1) – 27,1 Mvar
		11,9 kV	1° e 2° Compensadores Síncronos (01K1 e 01K2) +20/-10 Mvar Barramento 11,9 kV

Tabela 3-6 – Alternativa 4 – Principais descomissionamentos em linhas de transmissão de Rede Básica e DIT

Ano	Tensão	Linha de Transmissão	Configuração	Extensão
2032	230 kV	Tape em derivação da LT 230 kV Cotegipe – Matatu C1 na SE Pituauçu	CS – 2x636 MCM	0,3 km
(⁵)	69 kV	LT 69 kV Pituauçu – Matatu C1 (ID 16205) LT 69 kV Pituauçu – Matatu C2 (ID 16206) (incluindo descomissionamento das entradas de linha terminais)	CD	8,2 km

3.3. Recomendações Gerais

Recomenda-se ainda que:

- a LT 230 kV Pirajá – Pituauçu, definida como obra referencial em [1], deverá ser retirada do plano de expansão de longo prazo, em função da realocação de cargas estabelecida pela Neoenergia Coelba e da entrada em operação dos novos empreendimentos recomendados nesse documento;
- em que pese tenha sido comprovada a viabilidade técnica da solução entre Axia e Neoenergia Coelba, sejam realizados alinhamentos junto à ANEEL para viabilização regulatória da implantação da SE Matatu II por parte da distribuidora no terreno da SE Matatu, uma vez que envolve, obrigatoriamente, a desmobilização de ativos existentes da Axia e uma possível doação de área.

⁴ Ver item 3.4 deste relatório para maiores detalhes

⁵ Conforme indicado no Anexo 17.6.1, as referidas LTs não operam desde 2018. O presente estudo demonstra que os circuitos da LT 69 kV Pituauçu – Matatu C1 e C2 são dispensáveis à operação após a implantação da solução recomendada, prevista para 2032. Deverá ser confirmado junto ao ONS a viabilidade e conveniência de desmobilização antecipada do ativo.

- a nova SE 500/230 kV Arembepe II e a nova SE 230/69 kV Lauro de Freitas II sejam dimensionadas com áreas de 190.000 m² e 76.000 m², respectivamente, e que tenham os quantitativos de saídas de linhas e equipamentos indicados no Anexo 17.1.
- em relação à elaboração dos relatórios R2 a R5, sejam seguidas as seguintes recomendações:
 - recomenda-se a dispensa de elaboração de relatórios R2 para todas as obras recomendadas neste estudo, conforme detalhado na seção 13; 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 resistores de pré-inserção;
 - sejam observadas as recomendações da análise socioambiental documentada na Nota Técnica [4], quando da elaboração dos Relatórios R3 e R5;
 - no que se refere aos relatórios R4, recomenda-se a elaboração dos relatórios de caracterização do sistema de transmissão relativos ao Seccionamentos da LT 500 kV Olindina – Camaçari II C1, da LT 230 kV Camaçari IV – Pituaçu C1 e da LT 230 kV Camaçari II – Matatu C1; os demais acessos a linhas de transmissão e subestações existentes tem perfil de obra autorizável, ficando a critério do Poder Concedente a solicitação de relatórios de caracterização, caso seja necessário incluí-las em processo licitatório.

3.4. Cronograma de Obras – SE Matatu

Com relação à SE Matatu, além da questão da sobrecarga de seus transformadores 230 kV / 69 kV para os casos de **Carga Máxima Não Coincidente** e operação sob contingência de um desses equipamentos, havia interesse em desativar a transformação 230/11,9 kV, uma vez que essa transformação não atende aos requisitos e critérios atuais dos procedimentos de rede.

Após uma série de alinhamentos e consultas à Axia e à Neoenergia Coelba (ver anexos 17.6.6 e 17.6.7), verificou-se a viabilização desta desativação e a implantação da solução recomendada demandam as seguintes desativações adicionais:

- Bay 69 kV – referente ao Banco de capacitores 02H1
- Bay 69 kV – referente aos circuitos Matatu – Pituaçu C1/C2 02J5
- Galpão de compensadores síncronos 01K1 e 01K2 +20/-10 Mvar
- Barramento 11,9 kV
- Cabana Eletronet

Além das desativações, será necessária construção de uma nova SE Matatu II, a ser implantada pela distribuidora, que ocupará parte do pátio da SE Matatu, da Axia. Na proposta (ver Anexo 17.6.7), é indicada a viabilidade acessos independentes a cada uma das subestações.

Desta forma, para viabilizar o atendimento às cargas sob influência da SE Matatu, o cronograma de obras para essa SE deve seguir a sequência seguinte:

- Ampliação da capacidade da transformação 230/69 kV da SE Matatu, conforme indicado neste estudo, com substituição dos transformadores 04T1 e 04T2 de 100 MVA por transformadores de 200 MVA, que passarão a compor o arranjo em paralelo já existente com os transformadores 04T6 e 04T3 de 100 MVA recentemente substituídos ou em processo de substituição na SE Matatu. Essa substituição é fundamental para viabilizar a transferência de carga atualmente atendida pela transformação 230/11,9 kV para o barramento 69 kV da SE Matatu por meio da nova conexão com a SE Matatu II.
- Descomissionamento dos compensadores síncronos: Esse ativo da Axia se encontra em um galpão existente no local da futura SE Matatu II, e é imprescindível que este equipamento seja desmobilizado para disponibilização da área onde serão executadas as obras da SE Matatu II;
- Descomissionamento do barramento 11,9 kV da SE Matatu: da mesma forma que o item anterior, este ativo da Axia Energia também se encontra na área da futura SE Matatu II e deverá ser desmobilizado para viabilizar a solução proposta. Entretanto, o descomissionamento deste ativo depende do avanço das obras da SE Matatu II e construção de um barramento 11,9 kV provisório para atendimento às cargas da distribuição;
- Prover acesso ao barramento de 69 kV da SE Matatu através de dois circuitos em 69 kV de aproximadamente 200 metros implantados com cabos subterrâneos, sendo que um deles se conectará a um bay vago na SE Matatu e o outro no bay que, atualmente, encontra-se conectado a bancos de capacitores; Isso implica descomissionamento destes equipamentos para conexão dos novos circuitos em 69 kV entre as SEs Matatu e Matatu II;
- Construção da nova SE 69/11,9 kV Matatu II, ocupando a área indicada na Figura 3-3, cujo escopo final deve contemplar:
 - 04 entradas de linha 69 kV com disjuntor
 - 02 conexões de transformadores 69 kV com disjuntor
 - 02 transformadores 69/11,9 kV com LTC
 - 02 conexões de transformadores 11,9 kV com disjuntor
 - 04 bancos de capacitores de 4,8 Mvar em 11,9 kV
 - 12 entradas de linhas em 11,9 kV com disjuntor

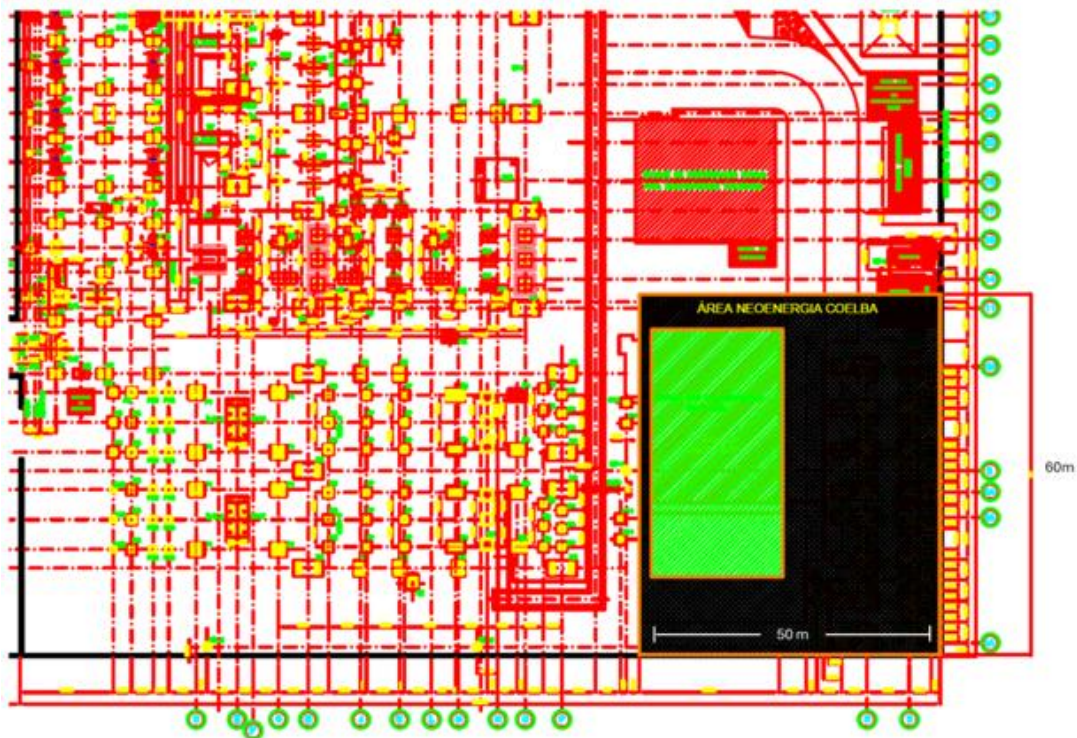


Figura 3-3 – Área da atual SE Matatu a ser ocupada pela nova SE Matatu II.

- Construção de acesso individualizado à nova SE Matatu II de forma independente à SE Matatu.



Figura 3-4 – Proposta final da configuração da SE Matatu contemplando a nova SE Matatu II e obras para acesso independente às duas subestações.

De forma resumida, tem-se o seguinte cronograma:

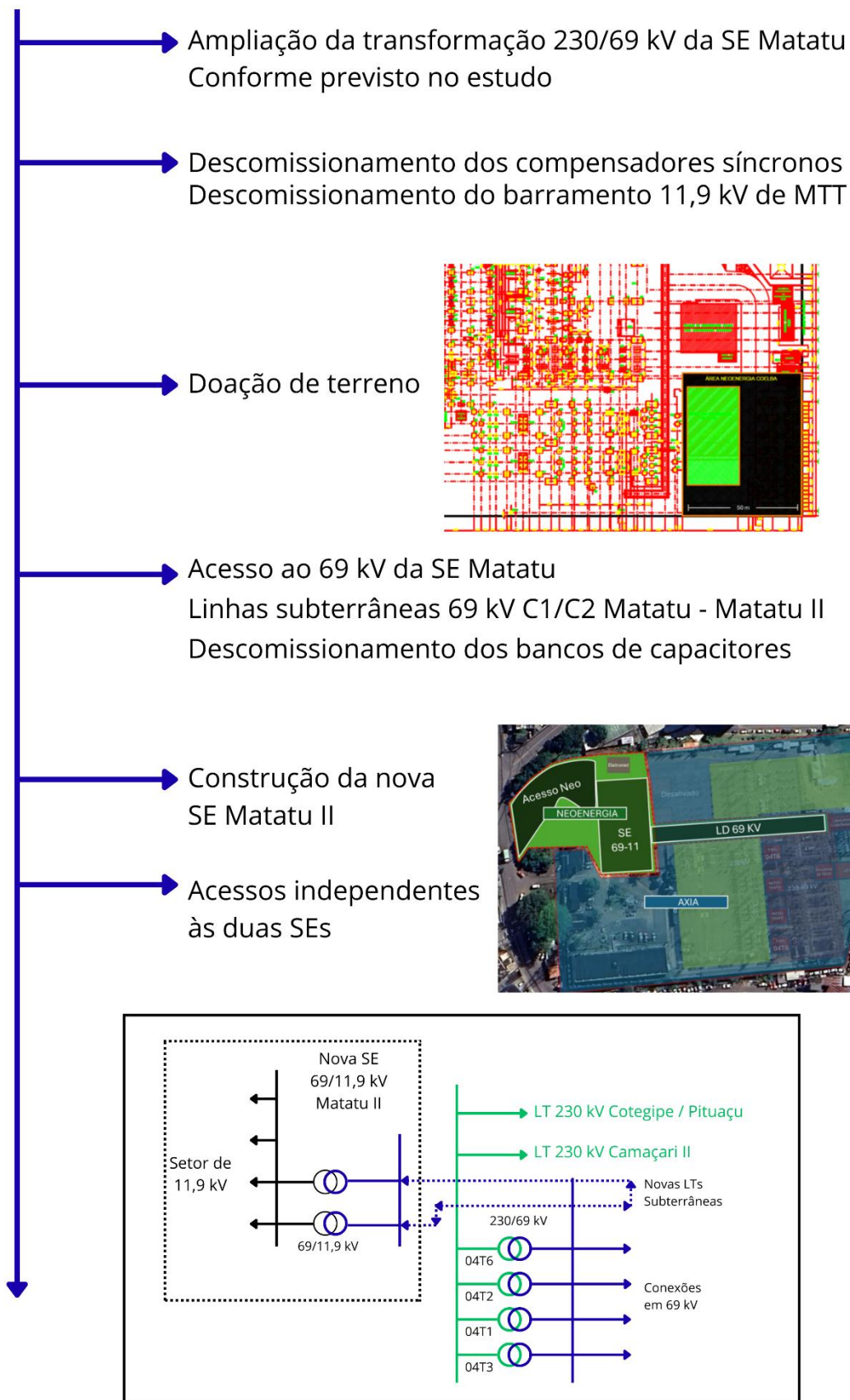


Figura 3-5 – Plano de obras indicado pela Axia Energia e Neoenergia Coelba.

4. DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS

Os itens a seguir apresentam as premissas e critérios adotados nas análises técnico-econômicas, bem como na modelagem e execução das simulações de fluxo de potência e curto-circuito.

4.1. Critérios Básicos

Seguiram-se as diretrizes estabelecidas pela EPE no documento “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica” [5], que orienta a elaboração da documentação necessária para recomendar novas instalações de transmissão ao Poder Concedente.

Os critérios e procedimentos utilizados no estudo estão em conformidade com o documento “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão - CCPE/CTET” ([6], [7]), além das premissas apresentadas nos subitens a seguir, destacando-se:

- Manutenção do conceito de mínimo custo global para a escolha da alternativa vencedora;
- Atendimento ao critério “N-1” para elementos da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira.

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

4.1.1. Limites Operativos

Os níveis de tensão admissíveis em regime permanente, para cada classe de tensão considerada no estudo, são apresentados na Tabela 4-1.

Tabela 4-1 – 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)
230 kV	242 kV (1,05 pu)	218 kV (0,95 pu)
500 kV	550 kV (1,10 pu)	475 kV (0,95 pu)

Quanto aos limites de carregamento, utilizaram-se aqueles definidos nos arquivos de simulação disponibilizados. Ressalta-se que não foram realizados ajustes de despacho com o objetivo de eliminar sobrecargas decorrentes de contingências

4.2. Base de Dados

As simulações de fluxo de potência utilizaram como referência a base de dados do Plano Decenal 2033, incluindo as atualizações pertinentes de topologia, geração e mercado.

Foram disponibilizados três conjuntos de arquivos:

- Arquivos de fluxo de potência para a análise elétrica das alternativas.
- Arquivos de fluxo de potência para o cálculo das perdas elétricas.
- Arquivos de curto-circuito mínimo e máximo.

4.2.1. Análise Elétrica das Alternativas

Os arquivos de fluxo de potência representam os seguintes cenários de geração:

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

Para cada cenário supracitado foram fornecidos patamares de carga leve, média e pesada equivalentes a **Carga Mínima Noturna**, **Carga Máxima Diurna** e **Carga Máxima Noturna**, respectivamente

4.2.2. Contingências Consideradas

De acordo com o termo de referência e com a topologia do sistema local, foram consideradas as seguintes contingências, Tabela 4-2, para avaliação do desempenho das alternativas:

Tabela 4-2 – Contingências consideradas.

Caso	Contingência Considerada	Caso	Contingência Considerada
1	0001-De: XINGO--SE500 Para: JARDIM-SE500 Nc: 1	49	0051-De: NARAND-BA230 Para: NARAND-BA069 Nc: 1
2	0002-De: XINGO--SE500 Para: JARDIM-SE500 Nc: 2	50	0052-De: NARAND-BA230 Para: NARAND-BA069 Nc: 2
3	0003-De: JARDIM-SE500 Para: JARDIM-SE230 Nc: 1	51	0053-De: NARAND-BA230 Para: NARAND-BA069 Nc: 3
4	0004-De: JARDIM-SE500 Para: JARDIM-SE230 Nc: 2	52	0054-De: NARAND-BA230 Para: NARAND-BA069 Nc: 4
5	0005-De: JARDIM-SE500 Para: JARDIM-SE230 Nc: 3	53	0055-De: NARAND-BA230 Para: MATATU-BA230 Nc: 1
6	0006-De: PSERG1-SE500 Para: JARDIM-SE500 Nc: 1	54	0056-De: NARAND-BA230 Para: COTEGI-BA230 Nc: 1
7	0007-De: PSERG1-SE500 Para: JARDIM-SE500 Nc: 2	55	0057-De: CAMAC4-BA230 Para: PIRAJA-BA230 Nc: 1
8	0008-De: OLINDI-BA500 Para: ARAMII-BA500 Nc: 1	56	0058-De: PIRAJA-BA230 Para: CAMAC4-BA230 Nc: 2
9	0009-De: CAMAC4-BA500 Para: CAMAC4-BA230 Nc: 1	57	0059-De: PIRAJA-BA230 Para: PRJ 69 KV Nc: 1
10	0010-De: CAMAC4-BA500 Para: CAMAC4-BA230 Nc: 2	58	0060-De: PIRAJA-BA230 Para: PRJ 69 KV Nc: 2
11	0011-De: CAMAC4-BA500 Para: CAMAC2-BA500 Nc: 1	59	0061-De: PIRAJA-BA230 Para: PRJ 69 KV Nc: 3
12	0012-De: SAPEAC-BA500 Para: CAMAC4-BA500 Nc: 1	60	0062-De: CMACB1-BA230 Para: CMDCS--BA000 Nc: 1
13	0013-De: ARAMII-BA500 Para: CAMAC2-BA500 Nc: 1	61	0064-De: CMACB1-BA230 Para: COTEGI-BA230 Nc: 1
14	0014-De: CAMAC2-BA500 Para: CMACB1-BA230 Nc: 1	62	0065-De: CMACB1-BA230 Para: CAMAC2-BA069 Nc: 1
15	0015-De: CAMAC2-BA500 Para: CMACB1-BA230 Nc: 2	63	0066-De: CMACB1-BA230 Para: CAMAC2-BA069 Nc: 2
16	0016-De: CAMAC2-BA500 Para: CMACB1-BA230 Nc: 3	64	0071-De: FSANT3-BA230 Para: CMACB1-BA230 Nc: 1
17	0017-De: CAMAC2-BA500 Para: CMACB1-BA230 Nc: 4	65	0072-De: CMACB1-BA230 Para: LFREII-BA230 Nc: 1
18	0018-De: CAMAC2-BA500 Para: SAPEAC-BA500 Nc: 1	66	0073-De: CMACB1-BA230 Para: CAMAC2-BA069 Nc: 3
19	0019-De: JARDIM-SE500 Para: CAMAC4-BA500 Nc: 1	67	0075-De: CATU---BA230 Para: CAMAC4-BA230 Nc: 1
20	0020-De: OLINDI-BA500 Para: CAMAC2-BA500 Nc: 2	68	0076-De: CATU---BA230 Para: CAMAC4-BA230 Nc: 2
21	0021-De: XINGO--SE500 Para: CAMAC2-BA500 Nc: 2	69	0077-De: CAMAC4-BA230 Para: COTEGI-BA230 Nc: 1
22	0022-De: XINGO--SE500 Para: CAMAC2-BA500 Nc: 1	70	0078-De: CAMAC4-BA230 Para: JACARA-BA230 Nc: 1
23	0023-De: L.GONZ-PE500 Para: OLINDI-BA500 Nc: 1	71	0079-De: CAMAC4-BA230 Para: JACARA-BA230 Nc: 2
24	0024-De: OLINDI-BA500 Para: OLINDI-BA230 Nc: 1	72	0080-De: CAMAC4-BA230 Para: POLO---BA230 Nc: 1
25	0025-De: OLINDI-BA500 Para: SAPEAC-BA500 Nc: 1	73	0081-De: CAMAC4-BA230 Para: POLO---BA230 Nc: 2
26	0027-De: PSERG1-SE500 Para: OLINDI-BA500 Nc: 1	74	0082-De: CAMAC4-BA230 Para: ARAMII-BA230 Nc: 1
27	0028-De: ZEBU3--AL500 Para: OLINDI-BA500 Nc: 1	75	0083-De: COTEGI-BA230 Para: JACARA-BA230 Nc: 1
28	0030-De: JEREMO-BA500 Para: OLINDI-BA500 Nc: 1	76	0084-De: JACARA-BA230 Para: JACARA-BA069 Nc: 1
29	0031-De: SAPEAC-BA500 Para: POCOE3-BA500 Nc: 1	77	0085-De: JACARA-BA230 Para: JACARA-BA069 Nc: 2
30	0032-De: MCHAP2-BA500 Para: SAPEAC-BA500 Nc: 1	78	0086-De: JACARA-BA230 Para: JACARA-BA069 Nc: 3
31	0033-De: IBICOA-BA500 Para: SAPEAC-BA500 Nc: 1	79	0094-De: POLO---BA230 Para: POLO---BA069 Nc: 3
32	0034-De: SAPEAC-BA500 Para: SAPEAC-BA230 Nc: 1	80	0095-De: POLO---BA230 Para: POLO---BA069 Nc: 1
33	0035-De: SAPEAC-BA500 Para: SAPEAC-BA230 Nc: 2	81	0096-De: POLO---BA230 Para: POLO---BA069 Nc: 2
34	0036-De: SAPEAC-BA500 Para: SAPEAC-BA230 Nc: 3	82	0099-De: POLO---BA230 Para: POLO---BA069 Nc: 4
35	0037-De: PAF4---BA500 Para: XINGO--SE500 Nc: 1	83	0102-De: COTEGI-BA230 Para: COTEGI-BA069 Nc: 1
36	0039-De: XINGO--SE500 Para: ANGEL2-PE500 Nc: 1	84	0103-De: COTEGI-BA230 Para: COTEGI-BA069 Nc: 2
37	0040-De: XINGO--SE500 Para: MESSIA-AL500 Nc: 1	85	0104-De: COTEGI-BA230 Para: COTEGI-BA069 Nc: 3
38	0041-De: ARAMII-BA500 Para: ARAMII-BA230 Nc: 1	86	0105-De: COTEGI-BA230 Para: COTEGI-BA069 Nc: 4
39	0042-De: ARAMII-BA500 Para: ARAMII-BA230 Nc: 2	87	0106-De: COTEGI-BA230 Para: COTEGI-BA069 Nc: 5
40	0043-De: CMACB1-BA230 Para: PITUAC-BA230 Nc: 1	88	0109-De: MATATU-BA230 Para: MATATU-BA069 Nc: 1
41	0044-De: PITUAC-BA230 Para: NARAND-BA230 Nc: 1	89	0110-De: MATATU-BA230 Para: MATATU-BA069 Nc: 2
42	0045-De: PITUAC-BA230 Para: NARAND-BA230 Nc: 2	90	0111-De: MATATU-BA230 Para: MATATU-BA069 Nc: 3
43	0046-De: PITUAC-BA230 Para: PITUAC-BA069 Nc: 1	91	0112-De: MATATU-BA230 Para: MATATU-BA069 Nc: 4
44	0047-De: PITUAC-BA230 Para: PITUAC-BA069 Nc: 2	92	0113-De: LFREII-BA230 Para: MATATU-BA230 Nc: 1
45	0048-De: PITUAC-BA230 Para: PITUAC-BA069 Nc: 3	93	0114-De: ARAMII-BA230 Para: LFREII-BA230 Nc: 1
46	0049-De: PITUAC-BA230 Para: PITUAC-BA069 Nc: 4	94	0115-De: LFREII-BA230 Para: LFREII-BA069 Nc: 1
47	0050-De: ARAMII-BA230 Para: PITUAC-BA230 Nc: 1	95	0116-De: LFREII-BA230 Para: LFREII-BA069 Nc: 2
48	0001-De: XINGO--SE500 Para: JARDIM-SE500 Nc: 1		

4.3. Perdas Elétricas

O cálculo das perdas elétricas considerou ponderação igual entre os cenários energéticos e tempos médios de permanência de 9 horas para **Carga Leve**, 12 horas para **Carga Média** e 3 horas para **Carga Pesada**.

Tabela 4-3 – Tempos de permanência dos cenários.

Carga	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
Pesada (máxima noturna)	3,13%	3,13%	3,13%	3,13%
Média (máxima diurna)	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%
Leve (mínima noturna)	9,37%	9,37%	9,37%	9,37%

4.4. Parâmetros Econômicos

Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas foi utilizado o [8] e o método dos rendimentos necessários, com o truncamento das séries temporais no ano 2038.

As premissas econômicas adotadas foram:

- Custo marginal de expansão: R\$ 199,96
- Taxa de desconto: 8% a.a.
- Ano de referência: 2028
- Tempo de vida útil das instalações: 30 anos
- Ano horizonte: 2038
- Empate entre as alternativas: diferença de custos inferior a 5%

Na indisponibilidade de custos de elementos da rede de distribuição, adotaram-se valores diferenciados baseados nas informações disponibilizadas pelas distribuidoras, assim como custos relativos à recapitação de equipamentos de distribuição que podem ou não necessitar de intervenções sem desligamentos.

Os custos das linhas subterrâneas foram estimados com base em análises de projetos de mercado que utilizaram o condutor especificado, bem como nas diretrizes técnicas apresentadas na [9], sendo o seguinte:

Tabela 4-4 – Custos – Condutor subterrâneo.

Obra	Custo (R\$ x 1000)/km
Narandiba – Matatu – Linha subterrânea (Alternativas A5 e A6) Circuito simples, 230 kV, Cabo AL 2500 MCM	9447,00
Matatu II – Matatu – Linha subterrânea Circuito duplo, 69 kV, Cabo AL 1200 mm ²	15000,00 ¹

¹ Informação recebida pela Neoenergia Coelba por e-mail

Com relação a instalações / ampliações em subestações GIS / Híbridas, considerou-se o valor de **duas vezes** o de instalações isoladas a ar.

Com relação aos custos dos trechos reconduzidos e dos novos trechos com utilização de condutores avançados do tipo ACCC, foram considerados os valores apresentados a seguir, que foram inferidos com base nas informações encaminhadas pela Axia Energia, conforme 17.6.2 e 17.6.3 e informações recebidas por e-mail.

Tabela 4-5 – Custos – Condutores avançados.

Obra	Custo (R\$ x 1000)/km
Camaçari II – Matatu na nova SE Arembepé II ou Lauro de Freitas II Matatu – Ponto de seccionamento – Recondutoramento Circuito Simples 230 kV, 1 x ACCC Cordoba	579,63
Matatu – Cotegipe – Recondutoramento Circuito Simples 230 kV, 1 x ACCC Cordoba	617,22

4.5. Atualizações Efetuadas nas Bases de Dados

A seguir, apresentam-se as atualizações e alterações efetuadas nas bases de dados ao longo da execução do estudo.

4.5.1. Redistribuição de Cargas – Neoenergia Coelba

Em função da entrada em operação da Subestação Pirajá, a Neoenergia Coelba efetuou redistribuição de suas cargas, reduzindo, assim, os carregamentos de linhas de transmissão da região e dos transformadores 230/69 kV das subestações Pituaçu, Narandiba, Matatu e Camaçari II. O mercado regional por barramento considerado no estudo, por ano, é apresentado na Tabela 4-6 à Tabela 4-9, referente ao período de **Carga Máxima Não Coincidente**, **Carga Máxima Diurna**, **Carga Máxima Noturna** e **Carga Mínima Noturna**, respectivamente. As informações foram fornecidas pela distribuidora local: Neoenergia Coelba.

De modo a simplificar a visualização, apresentam-se os valores totais por barramento. Ressalta-se que nas simulações foi utilizada a rede de distribuição completa, fornecida pela Coelba.

Tabela 4-6 – Carga Máxima Não Coincidente.

Nº	BARRA NOME	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
		P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]
668	NARANDIBA	144,7	148,1	198,1	203,1	208,7	214,3	220,1	226,1	232,3	238,6	245,1
674	CAMAÇARI II	165,4	166,8	168,7	158,7	162,6	166,5	170,6	174,7	179,1	183,5	188,0
677	MATATU	278,4	285,7	276,9	284,7	292,4	300,1	308,1	316,3	324,8	333,5	342,4
678	PITUAÇU CHESF	233,3	239,3	234,2	240,7	247,2	253,7	260,5	267,4	274,6	281,9	289,4
679	COTEGIPE	356,1	364,0	374,1	402,0	413,0	424,1	435,5	447,2	459,4	471,9	484,6
680	JACARACANGA	82,6	83,7	85,1	86,4	88,8	91,1	93,6	96,1	98,7	101,3	104,0
681	POLO	179,2	182,8	187,1	185,2	190,1	195,1	200,1	205,4	210,8	216,3	222,0
688	PIRAJA	207,9	213,7	209,7	216,0	221,8	227,7	233,7	239,9	246,4	253,0	259,7
877	MATATU 11,9 kV A	26,0	26,7	27,6	28,4	29,2	29,9	30,7	31,5	32,4	33,3	34,2
977	MATATU 11,9 kV B	22,2	22,8	23,7	24,3	25,0	25,7	26,3	27,0	27,8	28,5	29,3

Tabela 4-7 – Carga Máxima Diurna.

Nº	BARRA NOME	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
		P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]
668	NARANDIBA	135,1	138,2	184,2	189,0	194,2	199,5	204,9	210,5	216,2	222,2	228,2
674	CAMAÇARI II	147,8	149,0	150,5	142,3	145,8	149,3	152,9	156,6	160,4	164,3	168,3
677	MATATU	245,4	251,9	244,1	251,0	257,8	264,6	271,7	278,9	286,4	294,0	301,9
678	PITUAÇU CHESF	222,3	228,0	223,1	229,3	235,4	241,7	248,1	254,7	261,5	268,5	275,7
679	COTEGIPE	329,8	336,9	345,4	371,0	381,2	391,4	401,9	412,8	424,0	435,5	447,3
680	JACARACANGA	78,7	79,8	81,1	82,4	84,6	86,8	89,1	91,5	94,0	96,5	99,1
681	POLO	148,3	151,1	154,5	153,6	157,6	161,7	165,9	170,2	174,7	179,2	183,9
688	PIRAJA	201,0	206,6	202,7	208,7	214,4	220,0	225,9	231,9	238,1	244,5	251,0
877	MATATU 11,9 kV A	23,3	23,9	24,7	25,4	26,1	26,8	27,5	28,2	29,0	29,8	30,6
977	MATATU 11,9 kV B	20,8	21,4	22,1	22,7	23,3	24,0	24,6	25,3	25,9	26,6	27,4

Tabela 4-8 – Carga Máxima Noturna.

BARRA		2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
N°	NOME	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]
668	NARANDIBA	119,2	122,0	162,0	166,2	170,8	175,4	180,2	185,1	190,2	195,4	200,7
674	CAMAÇARI II	142,4	143,8	145,4	137,8	141,2	144,7	148,3	151,9	155,7	159,6	163,5
677	MATATU	176,5	181,1	175,8	180,7	185,6	190,5	195,5	200,7	206,1	211,6	217,2
678	PITUAÇU CHESF	201,6	206,7	202,4	207,9	213,5	216,2	225,0	231,0	237,2	243,5	250,0
679	COTEGIPE	307,6	314,7	323,3	347,5	357,0	366,8	376,9	386,5	397,1	407,9	418,7
680	JACARACANGA	80,0	81,0	82,4	83,8	86,1	88,4	90,7	93,3	95,7	98,5	101,2
681	POLO	153,0	155,9	159,5	158,4	162,6	166,8	171,1	175,6	180,2	184,9	189,8
688	PIRAJA	198,7	204,3	200,4	206,4	212,0	217,6	223,4	229,3	235,5	241,8	248,3
877	MATATU 11,9 kV A	22,9	23,5	24,3	25,0	25,7	26,3	27,0	27,8	28,5	29,3	30,1
977	MATATU 11,9 kV B	20,2	20,8	21,4	22,1	22,7	23,3	23,9	24,5	25,2	25,9	26,6

Tabela 4-9 – Carga Mínima Noturna.

BARRA		2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
N°	NOME	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]
668	NARANDIBA	71,2	72,8	97,1	99,4	102,1	104,9	107,7	110,6	113,7	116,8	120,0
674	CAMAÇARI II	97,7	97,7	97,7	91,1	93,3	95,5	97,8	100,1	102,5	105,0	107,5
677	MATATU	109,7	112,7	109,5	112,6	115,6	118,7	121,9	125,1	128,5	131,9	135,4
678	PITUAÇU CHESF	121,7	124,9	122,5	125,8	129,2	132,6	136,2	139,8	143,5	147,4	151,3
679	COTEGIPE	223,3	227,9	233,8	251,1	253,1	264,9	272,0	279,3	286,9	294,7	302,7
680	JACARACANGA	52,2	52,6	53,2	53,6	55,1	56,5	58,0	59,6	61,2	62,8	64,5
681	POLO	115,8	117,9	120,6	118,5	121,6	124,8	128,1	131,5	134,9	138,5	142,2
688	PIRAJA	113,2	116,6	115,1	118,7	121,9	125,1	128,5	131,9	135,4	139,1	142,8
877	MATATU 11,9 kV A	14,6	15,1	15,6	16,1	16,6	17,0	17,5	17,9	18,4	18,9	19,4
977	MATATU 11,9 kV B	12,8	13,2	13,7	14,2	14,6	14,9	15,3	15,7	16,2	16,6	17,0

4.5.2. Despacho das Usinas da Região

Visando a obter o cenário mais severo em termos de carregamento de linhas e transformadores, considerou-se despacho nulo das UTEs da região.

Foram desligadas as seguintes usinas:

- Rômulo Almeida (Antiga Termocamaçari)
- Bahia Pulp (Antiga Bacell)
- Prosperidade I, II, III e IV
- Curumim (Antiga Bahia I – Camaçari)
- ERB Candeias
- Muricy (Antiga Camaçari Muricy I)
- Termobahia (Antiga Celso Furtado)
- Global I e II
- Salvador (Termoverde)

4.5.3. Considerações sobre MMGD

Os dados de geração instantânea de MMGD por barramento, referentes ao período de **Carga Máxima Diurna**, foram incluídos conforme informações fornecidas pela Neoenergia Coelba.

De modo a simplificar a visualização, apresentam-se os valores totais por barramento. Ressalta-se que nas simulações foi utilizada a rede de distribuição completa, fornecida pela Coelba.

Tabela 4-10 – Considerações sobre MMGD.

BARRA	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
Nº	NOME	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	
668	NARANDIBA (total)	7,2	7,4	9,1	9,3	9,6	9,8	10,1	10,3	10,5	10,8	11,0
674	CAMAÇARI II (total)	3,4	3,5	3,7	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	4,0
677	MATATU (total)	4,5	4,7	4,9	5,0	5,2	5,3	5,4	5,6	5,7	5,8	6,0
678	PITUAÇU CHESF (total)	23,1	23,9	24,1	24,8	25,8	26,5	27,1	27,8	28,4	29,1	29,8
679	COTEGIPE (total)	38,3	39,7	41,2	43,5	44,7	45,9	47,0	48,1	49,2	50,4	51,6
680	JACARACANGA (total)	4,2	4,4	4,6	4,7	4,8	4,9	5,1	5,2	5,3	5,4	5,6
681	POLO (total)	22,4	23,2	24,1	23,9	24,6	25,2	25,8	26,4	27,0	27,7	28,3
688	PIRAJA (total)	6,8	7,0	6,8	7,0	7,2	7,4	7,6	7,7	7,9	8,1	8,3

4.5.4. Alterações na Topologia do Sistema Elétrico da Região

Com base em atualizações fornecidas pela Neoenergia Coelba e pela Axia Energia (antiga Eletrobrás/Chesf), para fins de diagnóstico foram consideradas as seguintes alterações no sistema:

- Desconsideração da derivação na Subestação Pituvaçu da LT 230 kV Cotegipe – Matatu, por se tratar de topologia fora do padrão para a Rede Básica;
- Desconsideração da LT 230 kV Pirajá – Pituvaçu (essa linha foi indicada de forma referencial no relatório [1]);
- Desconsideração da LT 69 kV Pituvaçu – Matatu C1/C2 (CD), de acordo com informações fornecidas pela Axia Energia (ver 17.6.1 e 6.1);
- Atualização dos parâmetros da LT 230 kV Camaçari IV – Pirajá C1/C2;
- Atualização da rede de distribuição da Coelba com redistribuição de carga, conforme 4.5.1, e atualização da MMGD, conforme 4.5.3;
- Atualização da capacidade da LT CD 230 kV Pituvaçu – Narandiba para 503/633 MVA.

4.5.5. Considerações Gerais

Essas atualizações, associadas à redistribuição de cargas e às considerações sobre MMGD, modificaram os fluxos regionais a ponto de eliminar, no horizonte do PDE 2033, parte das sobrecargas de linhas e transformadores anteriormente identificadas no diagnóstico [3] e discutidas na 4ª Reunião do GET Nordeste.

5. DIAGNÓSTICO

Considerando a redistribuição de carga informada pela Neoenergia Coelba, foi feito novo diagnóstico, de forma a se atestar o desempenho da rede local neste novo cenário.

O diagnóstico do suprimento elétrico a região Metropolitana de Salvador em regime normal de operação apresenta problemas de sobrecarga na transformação 230/69 kV da Subestação Cotegipe que, a partir de 2035 já apresenta sobrecarga em operação normal.

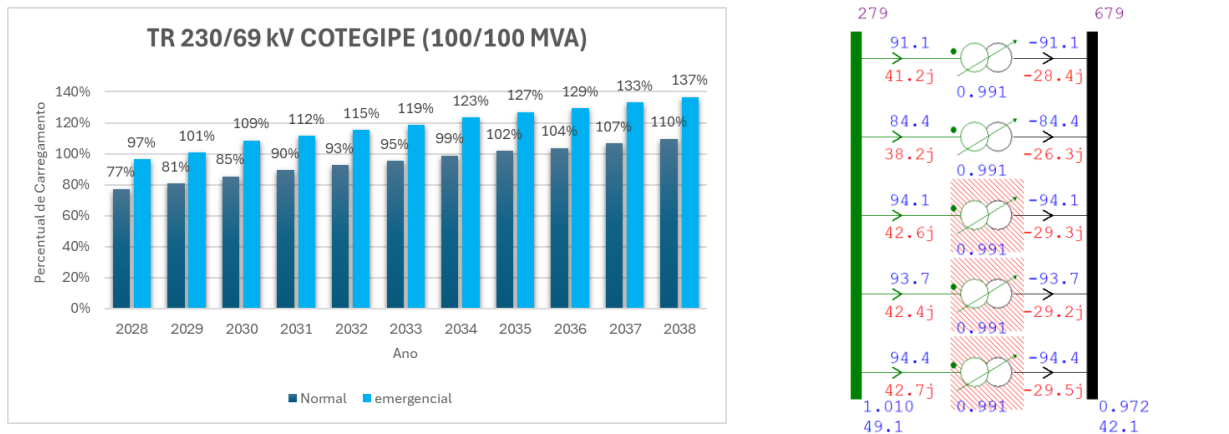


Figura 5-1 – Regime normal de operação – Carga Máxima Não Coincidente – Ano 2035.

Com relação à operação sob contingência, os problemas observados são apresentados nos tópicos a seguir.

5.1. LT 230 kV Camaçari II – Matatu ou LT 230 kV Cotegipe – Matatu

No patamar de **Carga Máxima Diurna**, Cenário 2, na contingência da LT 230 kV Cotegipe – Matatu ou LT 230 kV Camaçari II – Matatu, verifica-se sobrecarga na LT remanescente.

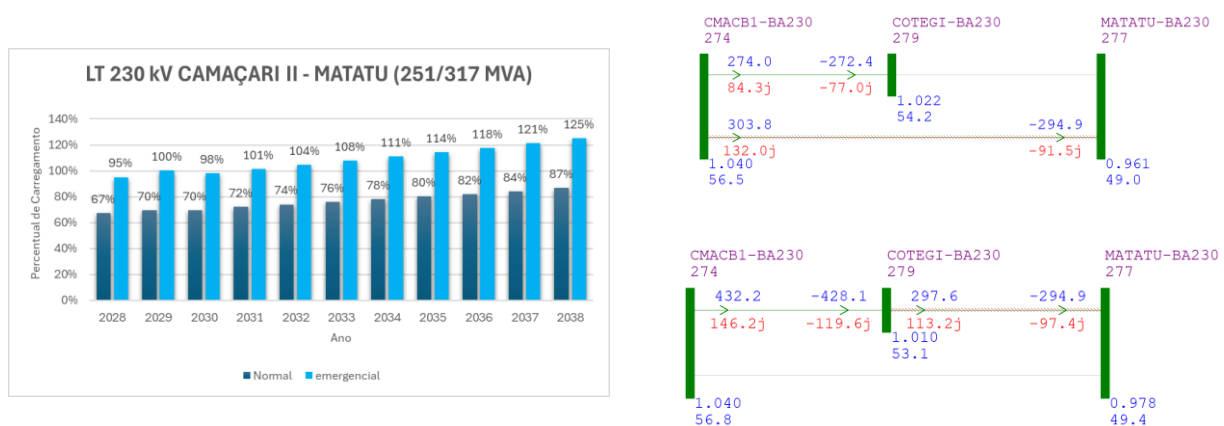


Figura 5-2 – Contingência da LT 230 kV Cotegipe – Matatu – Carga Média – Cenário 2 – Ano 2031.

5.2. Transformação 500/230 kV de Camaçari IV

Ainda para o patamar de **Carga Máxima Diurna**, Cenário 2, na contingência de um TR 500/230 kV de Camaçari IV observa-se carregamento elevado (**100%**) no TR remanescente.

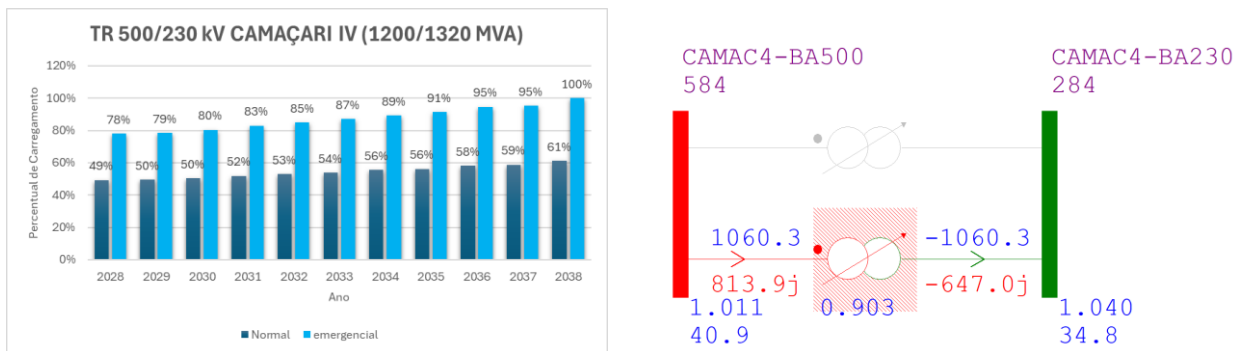


Figura 5-3 – Contingência da TR 500/230 kV Camaçari IV – Carga Máxima Diurna – Cenário 2 – Ano 2038.

5.3. Transformações de Fronteira

Com relação aos transformadores de fronteira, no patamar de **Carga Máxima Não Coincidente**, verifica-se sobrecarga nos transformadores remanescentes para o caso de contingência de um equipamento da instalação.

5.3.1. Subestação Polo

Observa-se sobrecarga a partir do ano de 2035 na Subestação Polo.

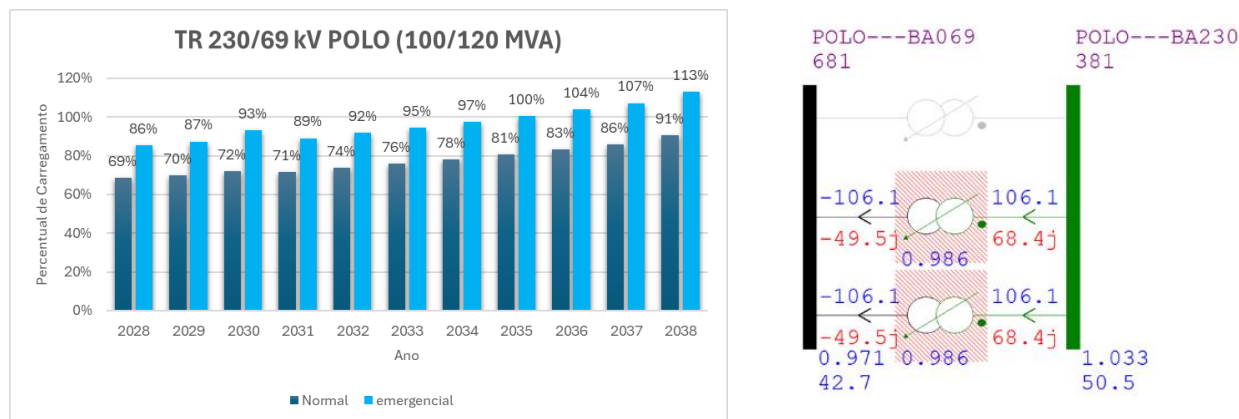


Figura 5-4 – Contingência do TR 230/69 kV Polo – Carga Máxima Não Coincidente – Ano 2035.

5.3.2. Subestação Cotegipe

Observa-se sobrecarga a partir do ano de 2029 na Subestação Cotegipe.

Ressalta-se que, para este caso, a partir de 2035, mesmo para regime normal de operação é observada sobrecarga dos transformadores de Cotegipe.

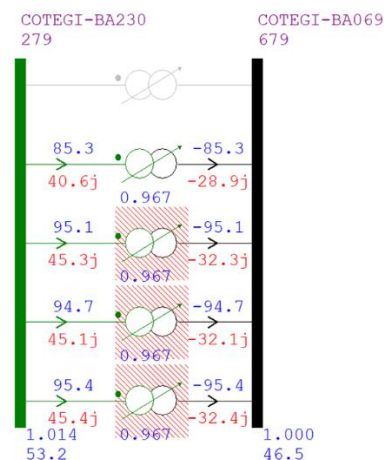
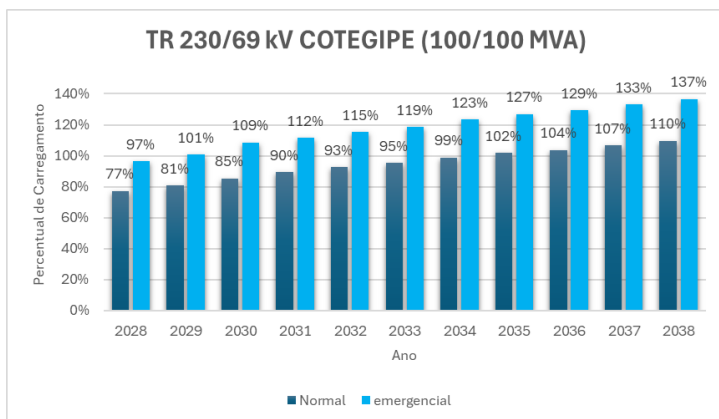


Figura 5-5 – Contingência do TR 230/69 kV Cotegipe – Carga Máxima Não Coincidente – Ano 2029.

5.3.3. Subestação Matatu

Observa-se sobrecarga a partir do ano de 2031 na transformação 230/69 kV da SE Matatu.

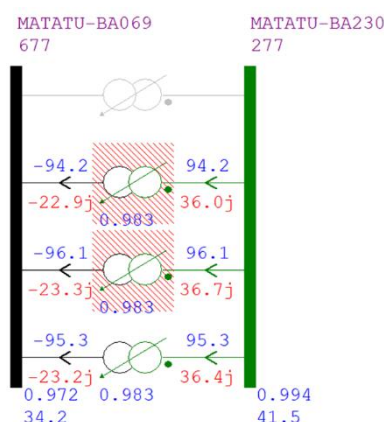
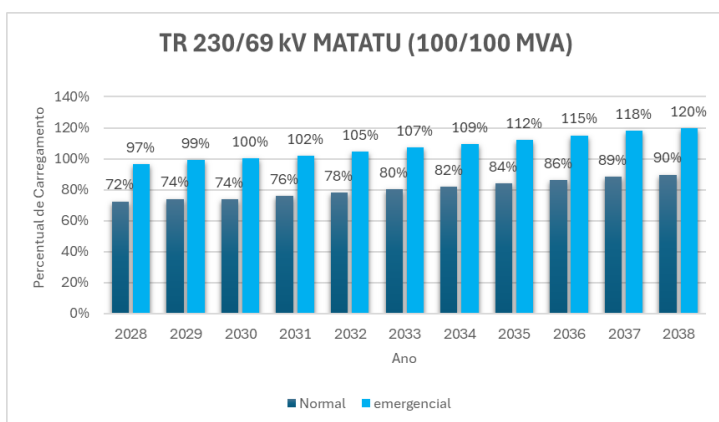


Figura 5-6 – Contingência do TR 230/69 kV Matatu – Carga Máxima Não Coincidente – Ano 2031.

5.3.4. Subestação Pituauçu

Observa-se carregamento elevado na transformação 230/69 kV da SE Pituauçu.

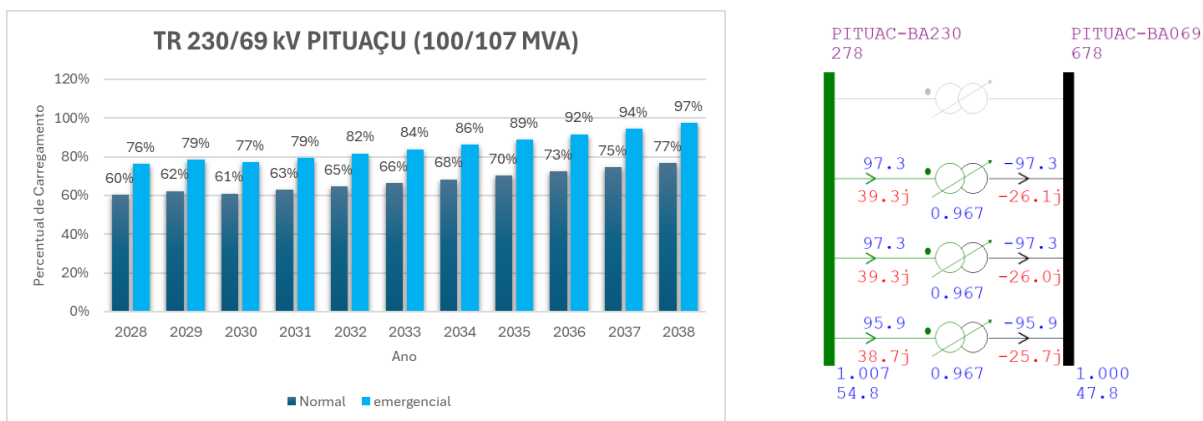


Figura 5-7 – Contingência do TR 230/69 kV Pituauçu – Carga Máxima Não Coincidente – Ano 2038.

5.3.5. Subestação Camaçari II

Observa-se sobrecarga a partir do ano de 2028 na transformação 230/69 kV da SE Camaçari II para o cenário de Carga Máxima Não Coincidente.

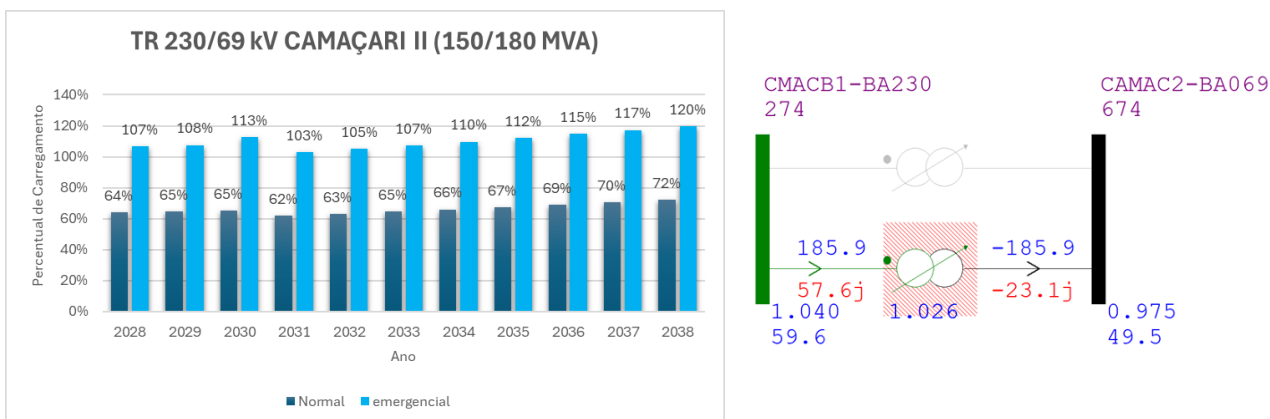


Figura 5-8 – Contingência do TR 230/69 kV Camaçari II – Carga Máxima Não Coincidente – Ano 2028.

6. DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS

De forma a solucionar os problemas identificados na região metropolitana de Salvador, foram elaboradas 6 alternativas.

Em função dos elevados carregamentos dos transformadores 500/230 kV das subestações Camaçari II e Camaçari IV e considerando a previsão de aumento de carga da região metropolitana de Salvador, desde o início foi cogitada a implantação de um novo ponto de suprimento na região com nova transformação 500/230 kV.

A princípio, avaliou-se a possibilidade de uma única subestação 500/230/69 kV conectada através de seccionamentos das linhas de 500 kV, 230 kV e 69 kV da região próxima a Lauro de Freitas. Entretanto, devido à área necessária, questões ambientais e às características da região em estudo (ver Nota Técnica [4]), optou-se pela implantação de duas novas subestações:

- SE Arembepe II 500/230 kV ao sul das subestações de Camaçari II e Camaçari IV
- SE Lauro de Freitas II 230/69 kV próxima à região de Lauro de Freitas

A nova SE Arembepe II é o novo ponto de suprimento recebendo seccionamentos em 500 kV e 230 kV e se conecta à nova SE Lauro de Freitas II

A nova subestação Lauro de Freitas II, por sua vez, se encontra próxima ao centro de carga e é responsável por receber as conexões dos seccionamentos em 230 kV e 69 kV. A proximidade com o centro de carga também permitirá à distribuidora realocar cargas da região de modo a aliviar o carregamento das transformações 230/69 kV da região, em especial a transformação de Cotegipe e de Pituaçu.

Os itens a seguir apresentam as seguintes informações:

- Detalhamento de casos particulares:
 - Questões relacionadas à SE Matatu e as soluções indicadas pela Coelba e Axia Energia;
 - Discussão sobre o seccionamento da LT 500 kV responsável pelo novo ponto de suprimento na subestação Arembepe II;
 - Discussão sobre a operação atual das DITs em 69 kV da região;
- Apresentação das obras comuns às alternativas, que consistem em:
 - Obras de rede básica e de rede básica de fronteira;
 - Obras em demais instalações de transmissão (DITs);
 - Obras na rede de distribuição;
- Apresentação das alternativas considerando as opções de seccionamentos, recondutoramentos e novas linhas de transmissão na região

6.1. Detalhamento de Casos Particulares

Para algumas das obras comuns descritas em 6.2, faz-se necessário um detalhamento relacionado às motivações e à descrição de soluções não convencionais e que apresentam complexidade.

6.1.1. SE Matatu

Atualmente, a subestação Matatu integra o sistema de transmissão em 230 kV, recebendo as linhas de transmissão Cotegipe – Pituauçu – Matatu e Camaçari II – Matatu, ambas em 230 kV. A configuração existente contempla quatro transformadores 230/69 kV de 100 MVA cada e dois transformadores 230/11,9 kV, com potência de 40 MVA cada, atendendo simultaneamente ao sistema de subtransmissão em 69 kV e a cargas de distribuição em 11,9 kV (Ver Figura 6-1). Essa é uma subestação estratégica, uma vez que está localizada na região central da capital baiana, onde a disponibilidade de terrenos é escassa e seu custo bastante elevado. Desta forma, buscou-se aproveitar ao máximo o terreno da subestação para solucionar os problemas vislumbrados, evitando a necessidade de implantação de novas subestações e linhas de transmissão em área densamente urbanizada.

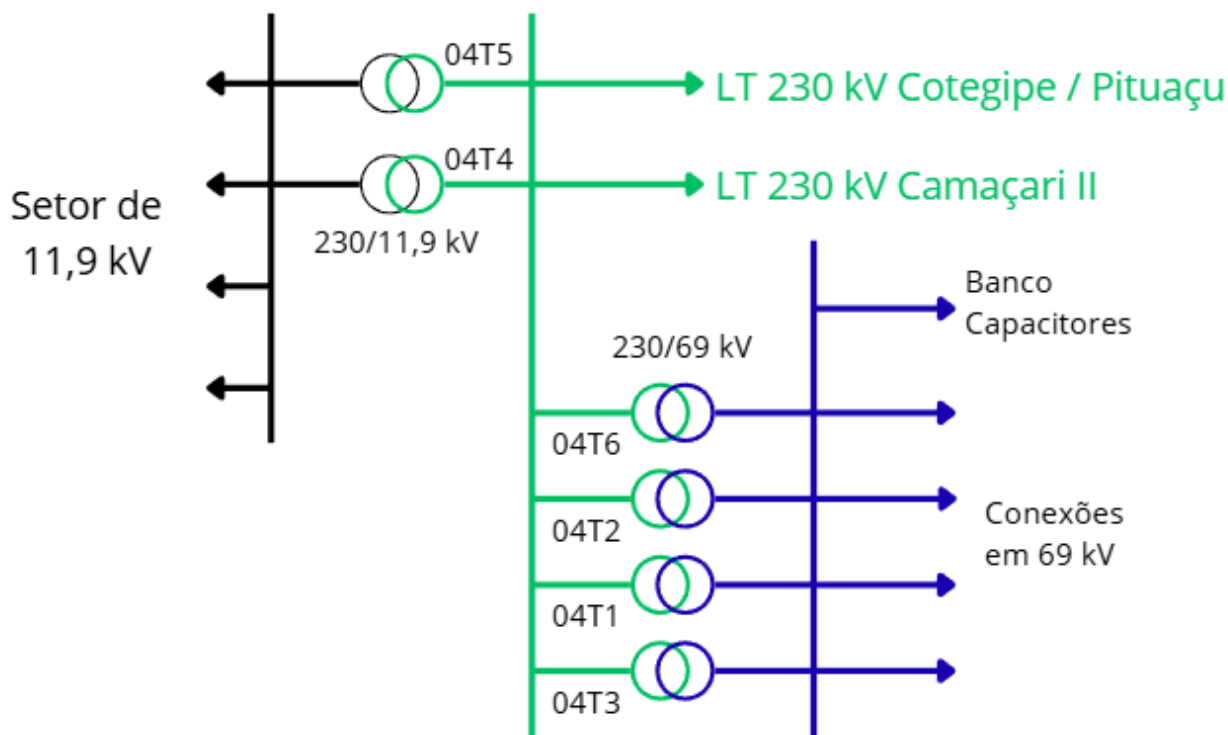


Figura 6-1 – Configuração atual da SE Matatu – Diagrama simplificado.

A solução proposta prevê uma alteração estrutural relevante na composição da SE Matatu, envolvendo adequações no sistema de transmissão e reorganização do atendimento à distribuição. Está contemplada nesta solução a substituição da transformação 230/11,9 kV – que não atende ao critério N-1 – mediante a desativação dos dois transformadores 230/11,9 kV, totalizando 80 MVA de capacidade instalada, e a implantação, pela distribuidora, de uma nova subestação 69/11,9 kV em parte do terreno atualmente ocupado pela subestação Matatu, dedicada ao atendimento dos alimentadores 11,9 kV (ver 17.6.6).

Com isso, a carga atendida pelos alimentadores 11,9 kV, que antes era suprida diretamente pelo barramento 230 kV, passará a ser atendida pela transformação 230/69 kV da SE Matatu, aumentando, conseqüentemente, o seu carregamento. Esse aumento no carregamento resulta em sobrecarga na transformação 230/69 kV, o que enseja o aumento de sua capacidade. A Tabela 6-1 mostra o ano de entrada em operação e o fim da vida útil regulatória de cada uma das quatro unidades transformadoras que compõem a transformação 230/69 kV.

Tabela 6-1 – Dados dos transformadores 230/69 kV (ver item 17.6.6).

Transformadores	Número Operacional	Data de Entrada Em Operação	Fim da Vida Útil
230 / 69 kV	04T6	2021	2057
230 / 69 kV	04T2	2000	2041
230 / 69 kV	04T1	1990	2030
230 / 69 kV	04T3*	2025	---
230 / 11,9 kV	04T4	---	2034
230 / 11,9 kV	04T5	---	Depreciado

*O transformador 04T3 está em processo de substituição atualmente

Dada a idade avançada de duas das quatro unidades transformadoras, propõe-se como solução a substituição de duas unidades (04T1 e 04T2) de 100 MVA por novas unidades de 200 MVA, mantendo em paralelo as unidades recentemente substituídas ou em processo de substituição 04T6 e 04T3 de 100 MVA, que ainda possuem vida útil relevante. Isso eleva a capacidade instalada total de transformação 230/69 kV de 400 MVA para 600 MVA, ampliando a margem de atendimento e a robustez do barramento de 69 kV e viabilizando o atendimento às cargas do 11,9 kV transferidas para o barramento 69 kV.

Como parte dessa reconfiguração, propõe-se a desagregação física e operacional da subestação atual em duas instalações distintas. A subestação remanescente, de propriedade da transmissora Axia Energia, concentrará os ativos associados às transformações 230/69 kV, seus barramentos e equipamentos auxiliares. Concomitantemente, será implantada uma nova SE 69/11,9 kV, denominada Matatu II, em tecnologia Híbrida (combina tecnologia GIS e AIS), destinada à distribuidora Neoenergia Coelba, em parte do terreno atualmente ocupado pela SE Matatu (na área atualmente ocupada pelo edifício dos Compensadores Síncronos 01K1 e 01K2, e dos transformadores 230/11,9 kV 04T4 e 04T5, que deverão ser descomissionados), porém com barramentos, equipamentos e acessos independentes, assegurando a segregação patrimonial e operacional entre transmissora e distribuidora.

A interligação elétrica entre a subestação existente 230/69 kV, de propriedade da Axia Energia, e a nova SE Matatu II 69/11,9 kV, de propriedade da Neoenergia, será realizada por meio de dois circuitos subterrâneos em 69 kV. Esses circuitos conectarão diretamente o barramento de 69 kV da SE Matatu às entradas de linha da nova subestação (SE Matatu II), permitindo o suprimento das cargas de distribuição a partir do barramento de 69 kV e eliminando a necessidade de atendimento direto em 11,9 kV a partir do nível de 230 kV, conforme o arranjo atualmente em operação.

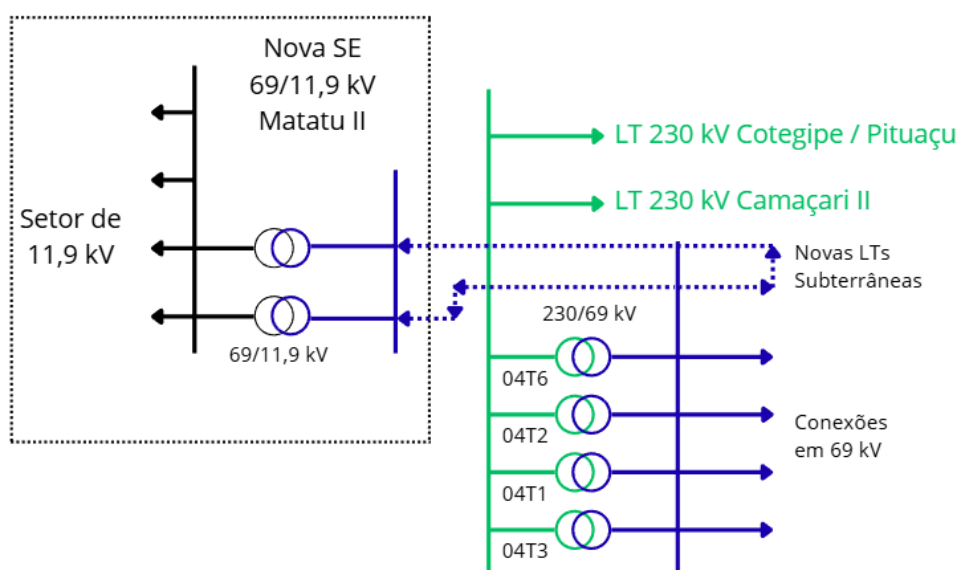


Figura 6-2 – Nova configuração da SE Matatu e nova SE Matatu II.

Para viabilizar a implantação da nova subestação e das interligações subterrâneas, será necessária a disponibilização de uma área aproximada de 50 m por 60 m, a ser cedida pela Axia Energia à Neoenergia. Essa área corresponde, em grande parte, ao espaço atualmente ocupado por edificações e equipamentos desativados ou em processo de desativação, incluindo a edificação dos compensadores síncronos 01K1 e 01K2 e uma cabana pertencente à Eletronet, empresa de telecomunicações do grupo Axia Energia. A cabana da Eletronet deverá ser desmobilizada ou realocada, uma vez que a área é necessária para circulação interna, manobras operacionais e acesso de veículos e equipamentos de grande porte, como transformadores móveis e guindastes, conforme informado em 17.6.6.

Os compensadores síncronos 01K1 e 01K2 existentes na Subestação Matatu, atualmente fora de operação, serão definitivamente desativados e desmobilizados para a implantação da SE Matatu II. Além disso, a solução requer a desativação de outros ativos atualmente em operação, incluindo o bay 69 kV 02H1 associado aos bancos de capacitores, o barramento de 11,9 kV existente e demais instalações diretamente vinculadas ao arranjo atual de atendimento em 11,9 kV, de forma a liberar áreas e posições para as novas conexões e entradas de linha.

A nova subestação 69/11,9 kV da Neoenergia contará com arranjo compatível com os critérios de confiabilidade e flexibilidade operacional exigidos para o atendimento à rede de distribuição, incluindo entradas de linha em 69 kV com disjuntores, conexões de transformadores em ambos os níveis de tensão, transformadores com comutação sob carga, bancos de capacitores em 11,9 kV e múltiplas saídas alimentadoras. Todo o conjunto será implantado de forma a permitir operação, manutenção e expansão futuras sem interferência nos ativos da transmissora, preservando a independência operacional e patrimonial dos empreendimentos.

No que se refere ao acesso às instalações, a solução proposta prevê acessos totalmente independentes para a subestação da Axia Energia e para a nova subestação da Neoenergia, garantindo que as atividades de operação e manutenção de cada agente ocorram sem necessidade de autorização prévia ou coordenação operacional direta. A alternativa preferencial é a implantação de um novo acesso direto ao arruamento existente, utilizando o canteiro disponível, com entrada na região atualmente ocupada por instalações associadas ao sistema de 11,9 kV da SE Matatu, conforme detalhado em 17.6.6.

Por fim, considerando que as cargas atualmente atendidas pelas duas transformações 230/11,9 kV, totalizando 80 MVA, passarão a ser supridas a partir do sistema de 69 kV, torna-se necessária a avaliação do desempenho do barramento de 69 kV e dos critérios de atendimento aplicáveis. Nesse contexto, a ampliação da transformação 230/69 kV, com aumento da capacidade instalada total de 400 MVA para 600 MVA, constitui medida estruturante para suportar a demanda adicional e elevar a robustez do atendimento, mantendo os requisitos de confiabilidade, desempenho elétrico e segurança operacional do sistema.

6.1.2. Seccionamento da LT 500 kV Olindina – Camaçari II na Nova SE Arembepe II

Em função da posição física atual da Linha de Transmissão 500 kV Olindina – Camaçari II e da localização prevista para a nova Subestação Arembepe II, o seccionamento dessa linha se apresenta como uma solução tecnicamente complexa, com elevada probabilidade de demandar arranjos estruturais atípicos. Tal complexidade decorre, principalmente, da necessidade de implantação de novas estruturas e trechos de linha em região caracterizada por elevada densidade de corredores de transmissão.

O traçado requerido para o seccionamento da LT 500 kV Olindina – Camaçari II, em especial na região próxima ao ponto de seccionamento, implicará cruzamentos com diversas linhas de transmissão existentes, tanto em 500 kV quanto em 230 kV, o que impõe desafios adicionais de caráter eletromecânico e construtivo. Destacam-se, entre os principais cruzamentos potenciais no nível de 500 kV, as LTs Camaçari II – Camaçari IV, Camaçari IV – Sapeaçu e Camaçari IV – Jardim. No nível de 230 kV, identificam-se cruzamentos com as LTs Catu – Camaçari IV e Prosperidade – Camaçari IV, entre outras instalações presentes na região.

A ocorrência desses cruzamentos exige a adoção de soluções construtivas específicas, incluindo o possível uso de estruturas especiais, ajustes de geometria, aumento de vãos, elevação de alturas de torres e definição criteriosa dos pontos de cruzamento, de modo a garantir o atendimento simultâneo aos requisitos de segurança elétrica, afastamentos mínimos, confiabilidade operativa e manutenção das instalações existentes durante e após a implantação das novas obras.

Cabe ressaltar que, conforme estabelecido em [10], compete ao agente de transmissão identificar, ainda na fase de projeto básico, todos os cruzamentos associados à implantação ou seccionamento de linhas de transmissão, tanto nas entradas e saídas de subestações quanto ao longo do traçado da linha. Para esses casos, o agente deve explicitar de forma detalhada as providências técnicas que serão adotadas com o objetivo de mitigar os riscos inerentes aos cruzamentos, abrangendo aspectos construtivos, operacionais e de segurança.

De acordo com o referido submódulo, o projeto básico deve conter, para cada cruzamento identificado, a caracterização mínima das linhas cruzadas, incluindo a identificação das subestações terminais e o sentido da linha, a categoria da instalação, a tensão nominal de operação, o número de circuitos e o agente de transmissão responsável. Essas informações são fundamentais para a adequada avaliação técnica da solução proposta e para a definição das exigências aplicáveis ao licenciamento, à implantação e à operação do empreendimento.

As providências técnicas propostas para a mitigação dos riscos associados aos cruzamentos deverão ser apresentadas de forma consolidada no projeto básico, ficando a critério da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a análise e a aprovação dessas soluções. Dessa forma, a viabilidade do seccionamento da LT 500 kV Olindina – Camaçari II na nova SE Areembepe II estará condicionada não apenas à adequação elétrica e topológica do sistema, mas também à robustez das soluções adotadas para os cruzamentos com as demais linhas de transmissão existentes na região.

6.1.3. DITs de 69 kV

A região em análise é atendida por seis DITs de 69 kV sob concessão da transmissora Axia Energia (Antiga Eletrobras/CHESF), cujas faixas de servidão se encontram, segundo a própria transmissora, inseridas em área densamente povoada, com “milhares de ocupações irregulares consolidadas” ao longo de grande parte do traçado. Esse contexto impõe restrições relevantes e persistentes à manutenção, às intervenções estruturais e, sobretudo, à operação energizada segura, elevando a exposição a riscos de acidentes a terceiros. Adicionalmente, a Axia Energia reconhece formalmente que os ativos possuem vida útil regulatória expirada, conforme o MCPSE [11], [12], o que demandaria reforços ou melhorias para restabelecer “plenamente” sua condição operacional, em ambiente já caracterizado por severa restrição fundiária.

No tocante à disponibilidade operativa, o Anexo 17.6.1 explicita que, apesar da execução integral dos planos de manutenção e de inspeções de monitoramento, a recomendação técnica da transmissora é manter parte relevante dessas linhas em “operação desenergizada”. Com exceção da LT 69 kV Catu – Pituvaçu C1/C2, a última vez que os demais circuitos 69 kV estiveram energizados foi no ano de 2018.

Especificamente, as DITs LT 69 kV Matatu – Pituvaçu C1 (ID 16205) e LT 69 kV Matatu – Pituvaçu C2 (ID 16206) encontram-se desenergizadas desde 04/02/2018, com recomendação formal de permanecerem desenergizadas e serem energizadas apenas em contingência. A própria Axia Energia, ao tratar da viabilidade de recapacitação dessas linhas, ressalta que qualquer recondução/recapacitação para aumento de capacidade implicaria complexidade elevada e altos custos, em função da combinação entre fim de vida útil e ocupação irregular consolidada, incluindo dificuldades no âmbito fundiário e de desapropriações. Diante desse quadro, tais circuitos não foram considerados como infraestrutura disponível para atendimento continuado neste estudo. A solução recomendada permite que não se dependa desses ativos após a entrada da solução estrutural, e, portanto, do ponto de vista técnico, recomenda-se seu desligamento definitivo e desmobilização, com a consequente retirada do rol de alternativas operacionais usuais e do planejamento de expansão como recurso existente.

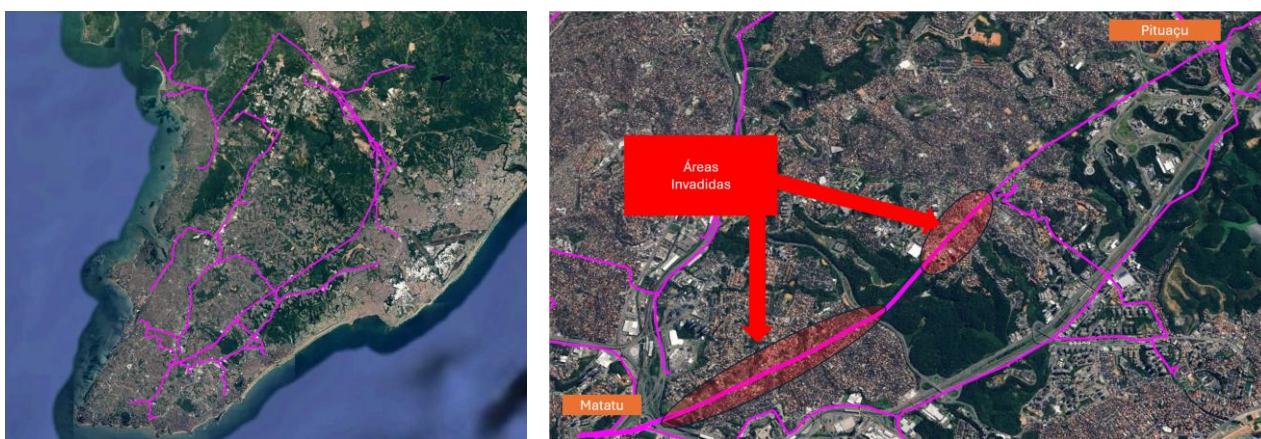


Figura 6-3 – Destaque para a rede de 69 kV da região e trechos com ocupações irregulares.

Em contraste, as DITs LT 69 kV Pituvaçu – Cotegipe C1 (ID 16208) e LT 69 kV Pituvaçu – Cotegipe C2 (ID 16209) permanecem em operação energizada, ainda que seccionadas pela distribuidora, com a recomendação expressa de respeitar estritamente os limites operacionais contratados e sem possibilidade de aplicação de sobrecargas além desses limites. Por apresentarem operação efetiva e contribuição real ao atendimento, esses dois circuitos devem ser mantidos no horizonte de planejamento e na operação, observadas as restrições declaradas e o acompanhamento do estado do ativo em função do fim de vida regulatória.

Além disso, as DITs LT 69 kV Catu – Cotegipe C1 (ID 637) e LT 69 kV Catu – Cotegipe C2 (ID 640) encontram-se desenergizadas desde 28/02/2018, igualmente com recomendação de permanecerem em operação desenergizada e energização apenas em contingência. Entretanto, neste caso a transferência das DITs está em negociação entre a transmissora Axia e distribuidora Neoenergia, de modo que é recomendado aguardar a resolução das negociações para determinar o destino desses circuitos.

Assim, recomenda-se que os circuitos desenergizados, Matatu–Pituvaçu C1 e C2, sejam encaminhados para desmobilização, com atualização formal de sua condição operativa nos registros setoriais e adequação do tratamento regulatório correspondente, ao passo que os circuitos 69 kV

Pituaçu–Cotegipe C1 e C2 e os circuitos 69 kV Catu – Cotegipe C1 e C2 sejam mantidos como ativos operacionais, com limites e condições explicitamente refletidos nos estudos.

6.2. Obras Comuns às Alternativas

As obras a seguir são comuns para todas as alternativas.

6.2.1. Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

- Seccionamento da LT 500 kV Olindina – Camaçari II C1 na SE Arembepé II, 4 x 636 MCM (Grosbeak), 2 x CS com 2 x 27,5 km de extensão;
- LT 230 kV Arembepé II – Lauro de Freitas II C1, 2 x 795 MCM (Tern), com 11,2 km de extensão
- Nova SE 500/230 kV Arembepé II com 2 ATR 500/230 kV de 600 MVA (bancos monofásicos);
- Nova SE 230/69 kV Lauro de Freitas II com 2 TR 230/69 kV de 250 MVA (bancos monofásicos);
- 3º TR 230/69 kV SE Pirajá – 180 MVA (2028);
- 3º TR 230/69 kV SE Camaçari II – 150 MVA (2028);
- 4º TR 230/69 kV SE Polo – 100 MVA (2035);
- Substituição dos TR 230/69 kV 04T1, 04T2 de 100 MVA da SE Matatu por unidades de 200 MVA:
 - 1º e 2º TR 230/69 kV SE Matatu – 200 MVA
- Descomissionamentos:
 - Tape em derivação da LT 230 kV Cotegipe – Matatu C1 na SE Pituaçu (0,3 km)
 - 1º e 2º TR 230/11,9 kV (04T4 e 04T5) – 40 MVA

6.2.2. Demais Instalações de Transmissão (DIT)

- Descomissionamentos:
 - 1º e 2º Compensadores Síncronos 11,9 kV (01K1 e 01K2) +20/-10 Mvar – SE Matatu
 - 1º Banco de Capacitores 69 kV (02H1) 27,1 Mvar – SE Matatu
 - Barramento 11,9 kV da SE Matatu
 - LT 69 kV Pituaçu – Matatu C1 e C2 (CD) – cerca de 9 km e equipamentos terminais

6.2.3. Obras de Distribuição

- Nova SE 69/11,9 kV Matatu II (Híbrida) com 2xTR 69/11,9 kV – 40 MVA
- LD 69 kV Matatu – Matatu II C1/C2, cabo isolado subterrâneo 1200 mm² XLPE, CD com 0,2 km de extensão
- Conexões da nova SE Lauro de Freitas II na rede de 69kV existente, conforme a Figura 6-4, 2 x 465,4 MCM (Cairo), 4 x CS com 6 km de extensão

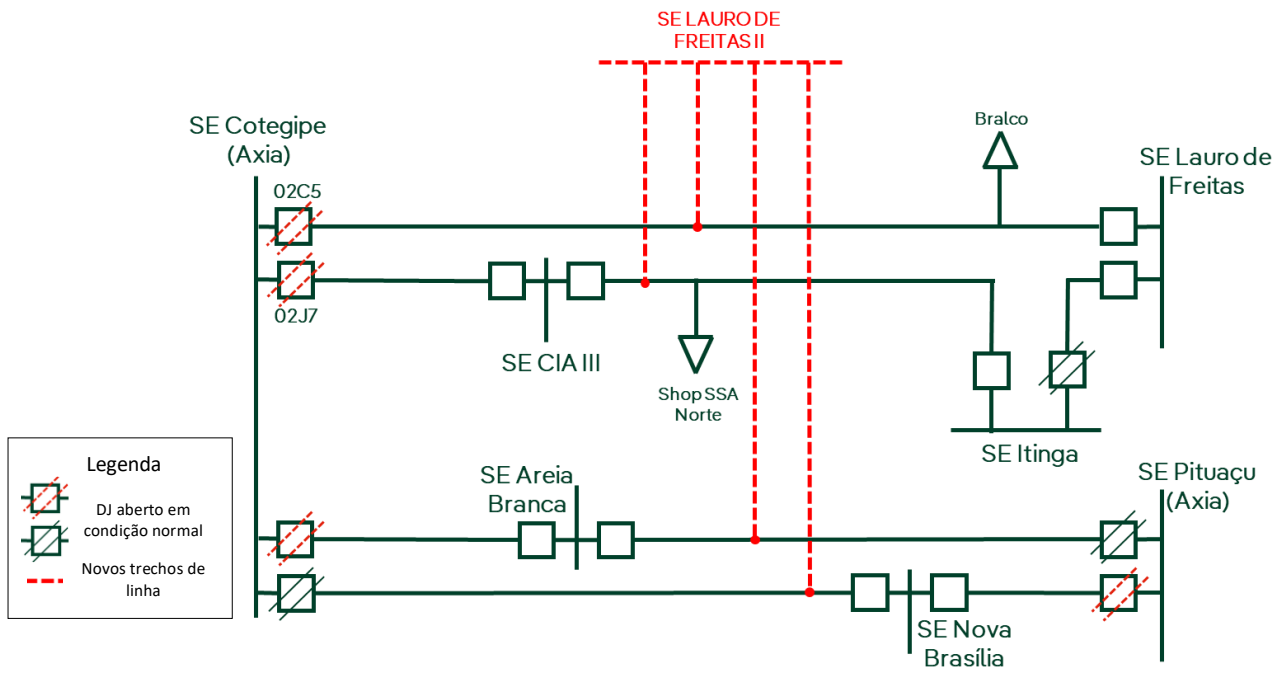


Figura 6-4 – Diagrama das conexões da SE Lauro de Freitas II na rede de 69 kV existente.

6.3. Alternativa 1

A Alternativa 1, conforme ilustra a Figura 6-5, é composta pelas obras em comum e pelas seguintes obras:

- Seccionamento da LT 230 kV Matatu – Camaçari II na Nova SE Arembepe II, 2 x 795 MCM (Tern), CD com 10,3 km de extensão,
- Seccionamento da LT 230 kV Camaçari IV – Pituaçu na Nova SE Lauro de Freitas II, 2 x 795 MCM (Tern), CD com 4,29 km de extensão
- Recondutoramento da LT 230 kV Cotegipe – Matatu, 1 x ACCC Cordoba com 29,84 km de extensão
- Recondutoramento da LT 230 kV Arembepe II – Matatu, 1 x ACCC Cordoba com 27,1 km de extensão

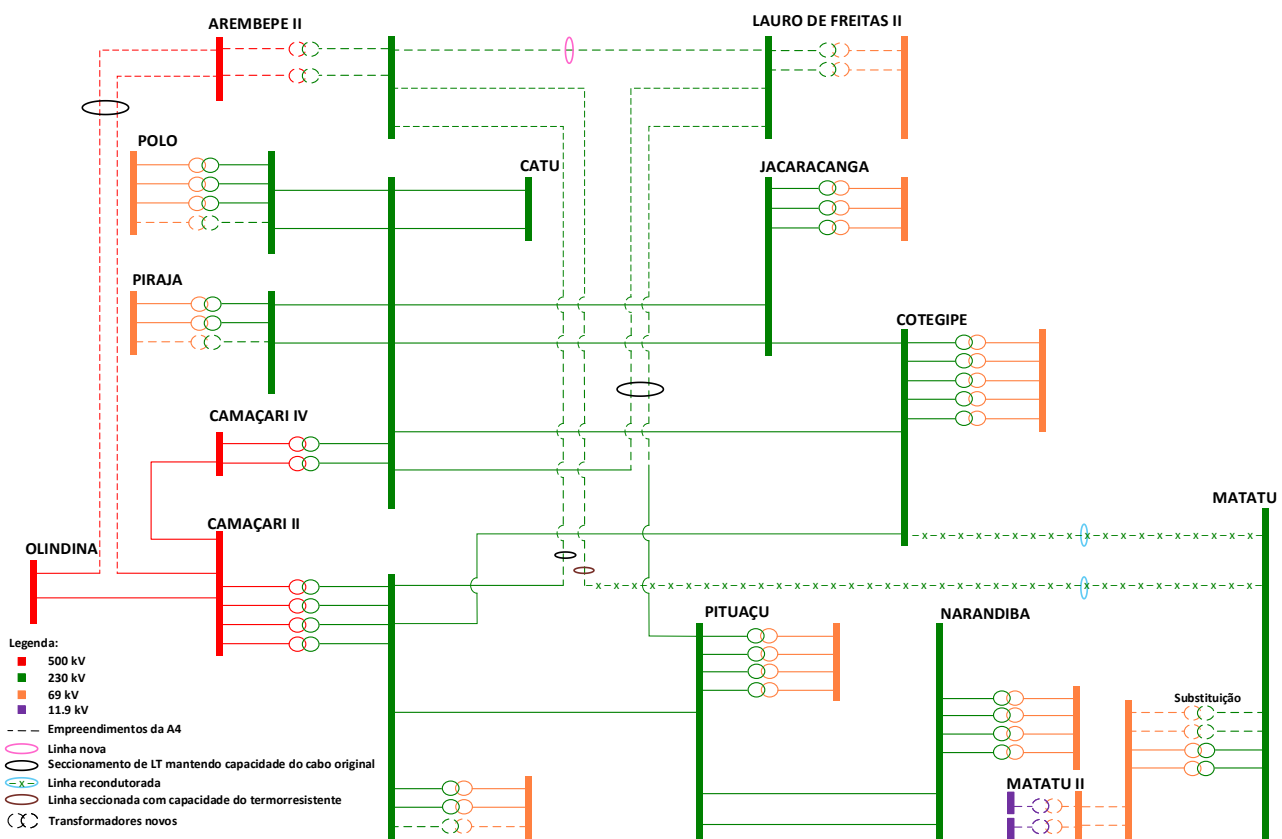


Figura 6-5 – Alternativa 1.

6.4. Alternativa 2

A Alternativa 2, conforme ilustra a Figura 6-6, é composta pelas obras em comum e pelas seguintes obras:

- Seccionamento da LT 230 kV Matatu – Camaçari II na Nova SE Arembepe II, 2 x 795 MCM (Tern), CD com 10,3 km de extensão,
- Seccionamento da LT 230 kV Camaçari IV – Pituaçu na Nova SE Lauro de Freitas II, 2 x 795 MCM (Tern), CD com 4,29 km de extensão
- Seccionamento da LT 230 kV Cotegipe – Matatu na SE Narendiba, CD com 0,1 km de extensão
 - O trecho Narendiba – Cotegipe, 2 x 636 MCM (Grosbeak)
 - O trecho Narendiba – Matatu, 1 x ACCC Cordoba
- Recondutoramento da LT 230 kV Narendiba – Matatu, 1 x ACCC Cordoba com 5,0 km de extensão
- Recondutoramento da LT 230 kV Arembepe II – Matatu, 1 x ACCC Cordoba com 27,1 km de extensão

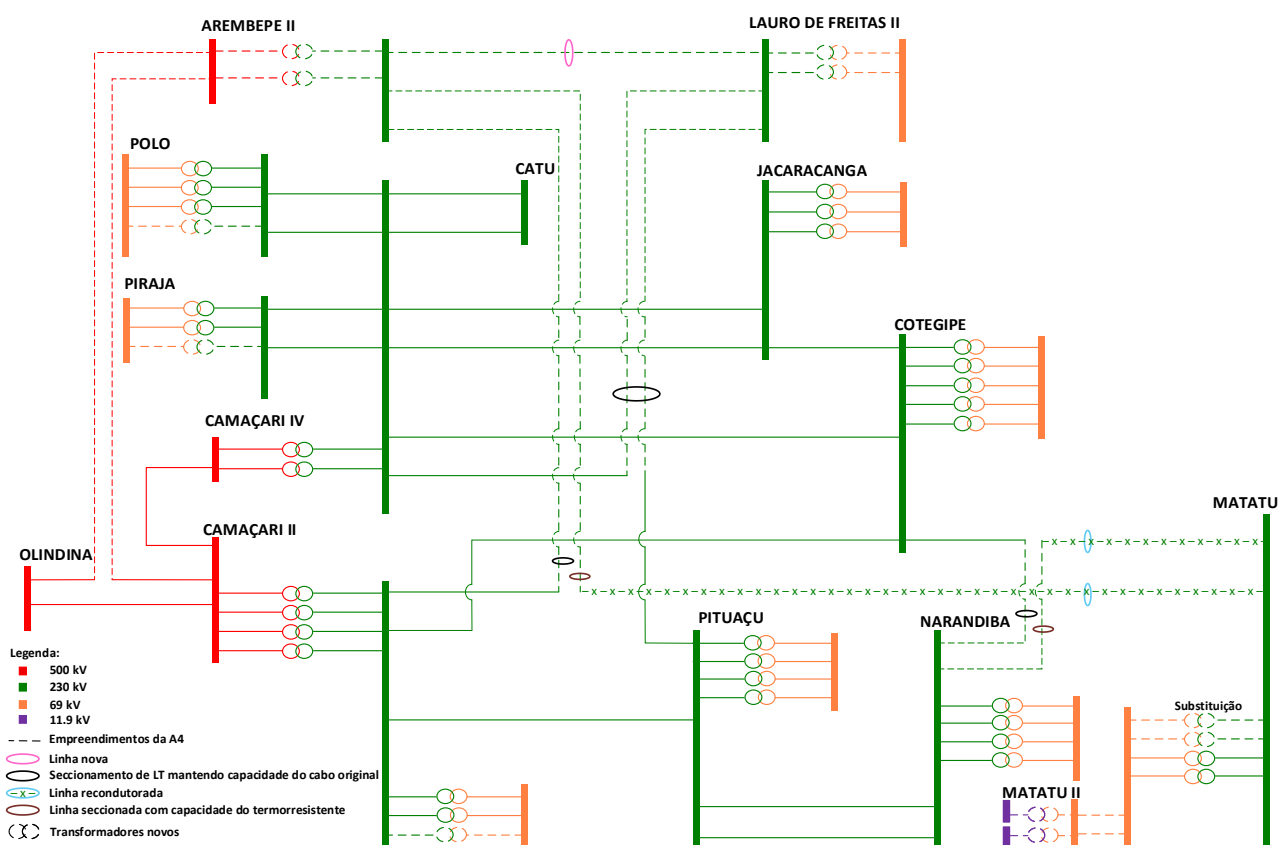


Figura 6-6 – Alternativa 2.

6.5. Alternativa 3

A Alternativa 3, conforme ilustra a Figura 6-7, é composta pelas obras em comum e pelas seguintes obras:

- Seccionamento da LT 230 kV Matatu – Camaçari II na Nova SE Lauro de Freitas II, 2 x 795 MCM (Tern), CD com 4,29 km de extensão
- Seccionamento da LT 230 kV Camaçari IV – Pituvaçu na Nova SE Arembepe II, 2 x 795 MCM (Tern), CD com 10,3 km de extensão
- Recondutoramento da LT 230 kV Cotegipe – Matatu, 1 x ACCC Cordoba com 29,84 km de extensão
- Recondutoramento da LT 230 kV Lauro de Freitas II – Matatu, 1 x ACCC Cordoba com 21,4 km de extensão

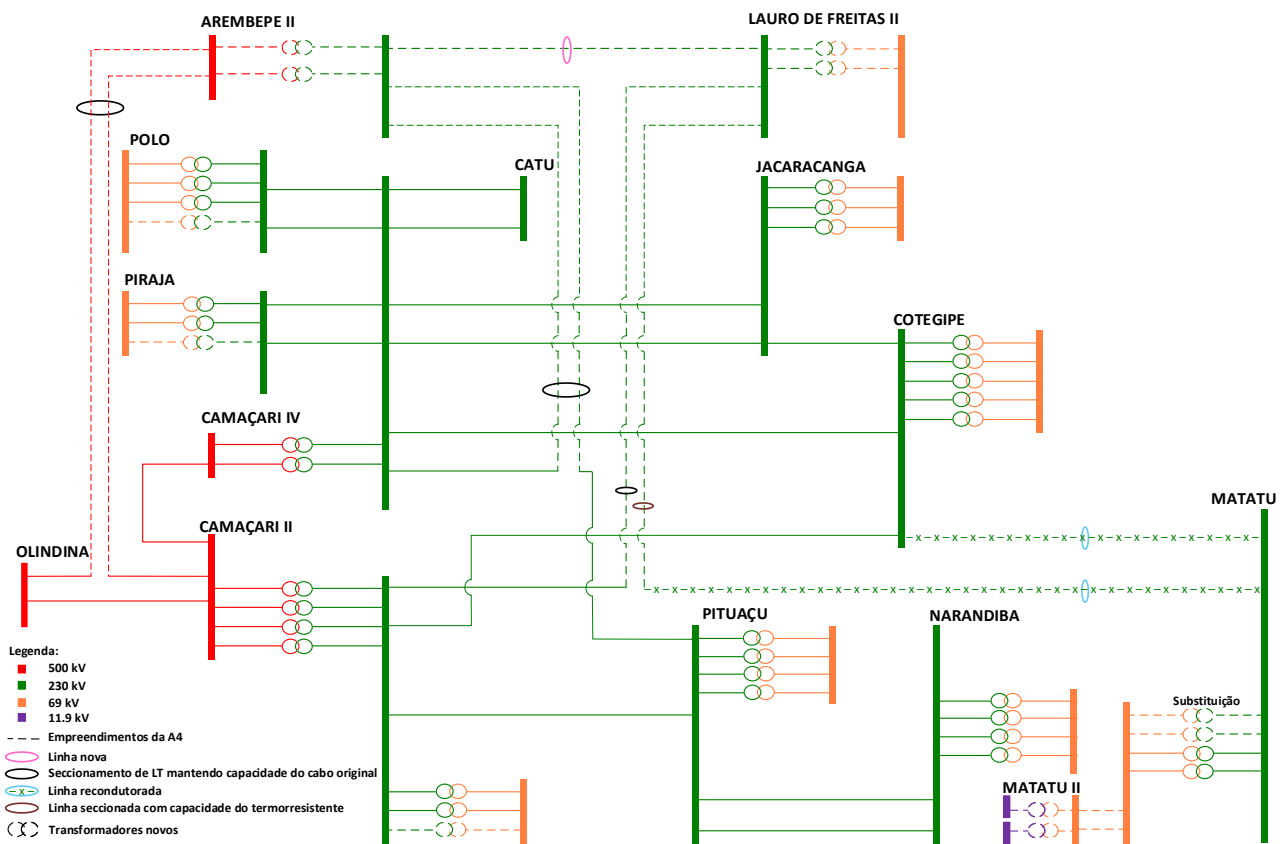


Figura 6-7 – Alternativa 3.

6.6. Alternativa 4

A Alternativa 4, conforme ilustra a Figura 6-8, é composta pelas obras em comum e pelas seguintes obras:

- Seccionamento da LT 230 kV Matatu – Camaçari II na Nova SE Lauro de Freitas II, 2 x 795 MCM (Tern), CD com 4,29 km de extensão
- Seccionamento da LT 230 kV Camaçari IV – Pituaçu na Nova SE Arembepé II, 2 x 795 MCM (Tern), CD com 10,3 km de extensão
- Seccionamento da LT 230 kV Cotegipe – Matatu na SE Narendiba, CD com 0,1 km de extensão
 - O trecho Narendiba – Cotegipe, 2 x 636 MCM (Grosbeak)
 - O trecho Narendiba – Matatu, 1 x ACCC Cordoba
- Recondutoramento da LT 230 kV Narendiba – Matatu, 1 x ACCC Cordoba com 5,0 km de extensão
- Recondutoramento da LT 230 kV Lauro de Freitas II – Matatu, 1 x ACCC Cordoba com 21,4 km de extensão

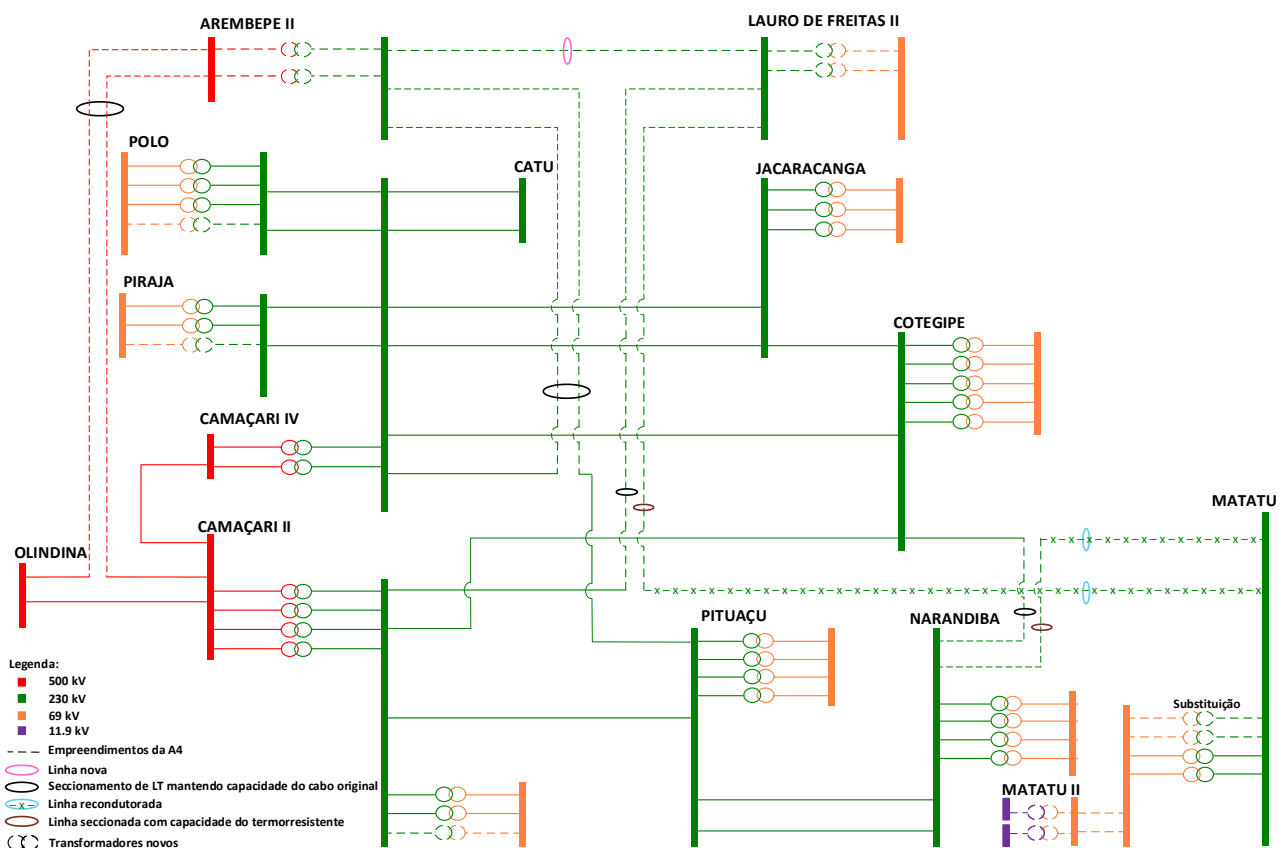


Figura 6-8 – Alternativa 4.

6.7. Alternativa 5

A Alternativa 5, conforme ilustra a Figura 6-9, é composta pelas obras em comum e pelas seguintes obras:

- Seccionamento da LT 230 kV Matatu – Camaçari II na Nova SE Arembepe II, 2 x 795 MCM (Tern), CD com 10,3 km de extensão,
- Seccionamento da LT 230 kV Camaçari IV – Pituaçu na Nova SE Lauro de Freitas II, 2 x 795 MCM (Tern), CD com 4,29 km de extensão
- Recondutoramento da LT 230 kV Arembepe II – Matatu, 1 x ACCC Cordoba com 27,1 km de extensão
- LT 230 kV Naranidiba – Matatu, cabo subterrâneo com 8,0 km de extensão

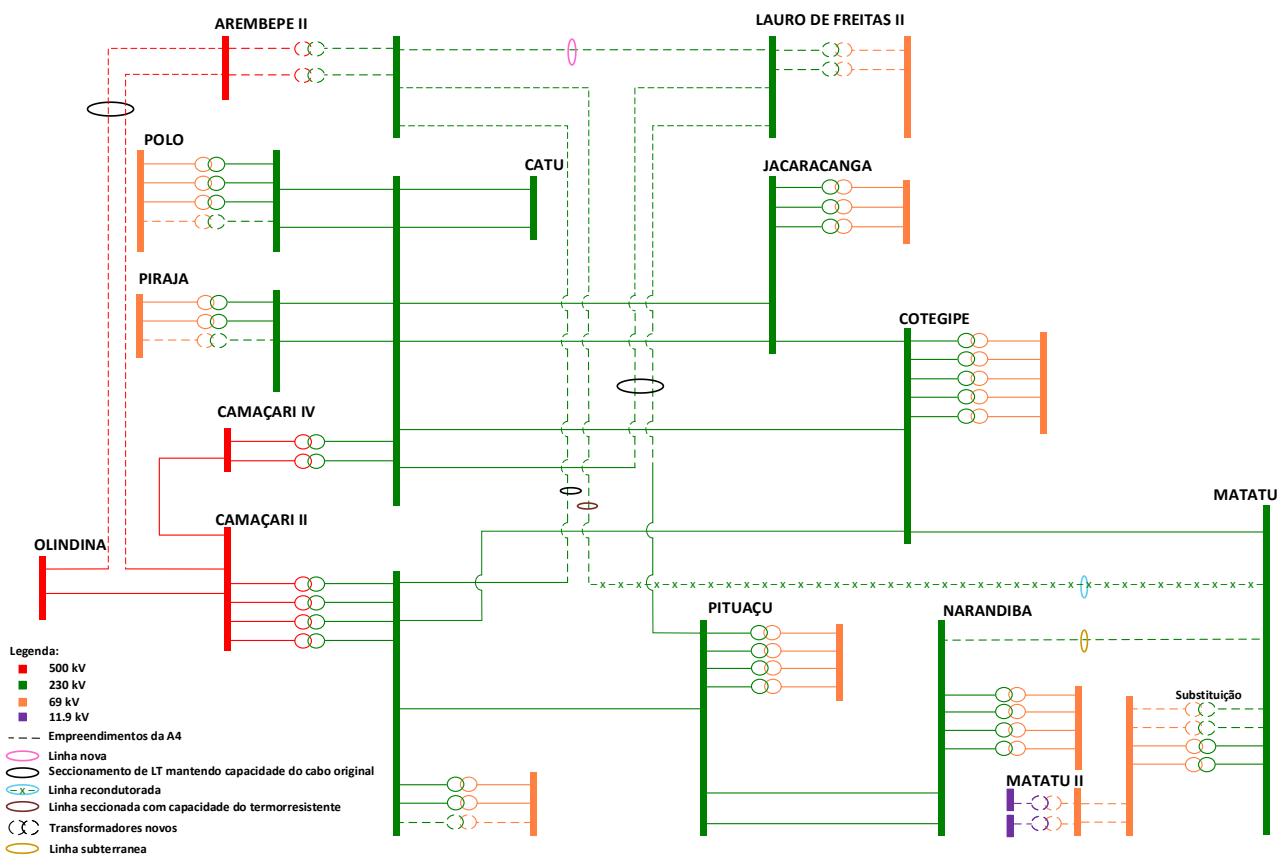


Figura 6-9 – Alternativa 5.

6.8. Alternativa 6

A Alternativa 6, conforme ilustra a Figura 6-10, é composta pelas obras em comum e pelas seguintes obras:

- Seccionamento da LT 230 kV Matatu – Camaçari II na Nova SE Lauro de Freitas II, 2 x 795 MCM (Tern), CD com 4,29 km de extensão
- Seccionamento da LT 230 kV Camaçari IV – Pituaçu na Nova SE Arembepé II, 2 x 795 MCM (Tern), CD com 10,3 km de extensão
- Recondutoramento da LT 230 kV Lauro de Freitas II – Matatu, 1 x ACCC Cordoba com 21,4 km de extensão
- LT 230 kV Narandiba – Matatu, cabo subterrâneo com 8,0 km de extensão

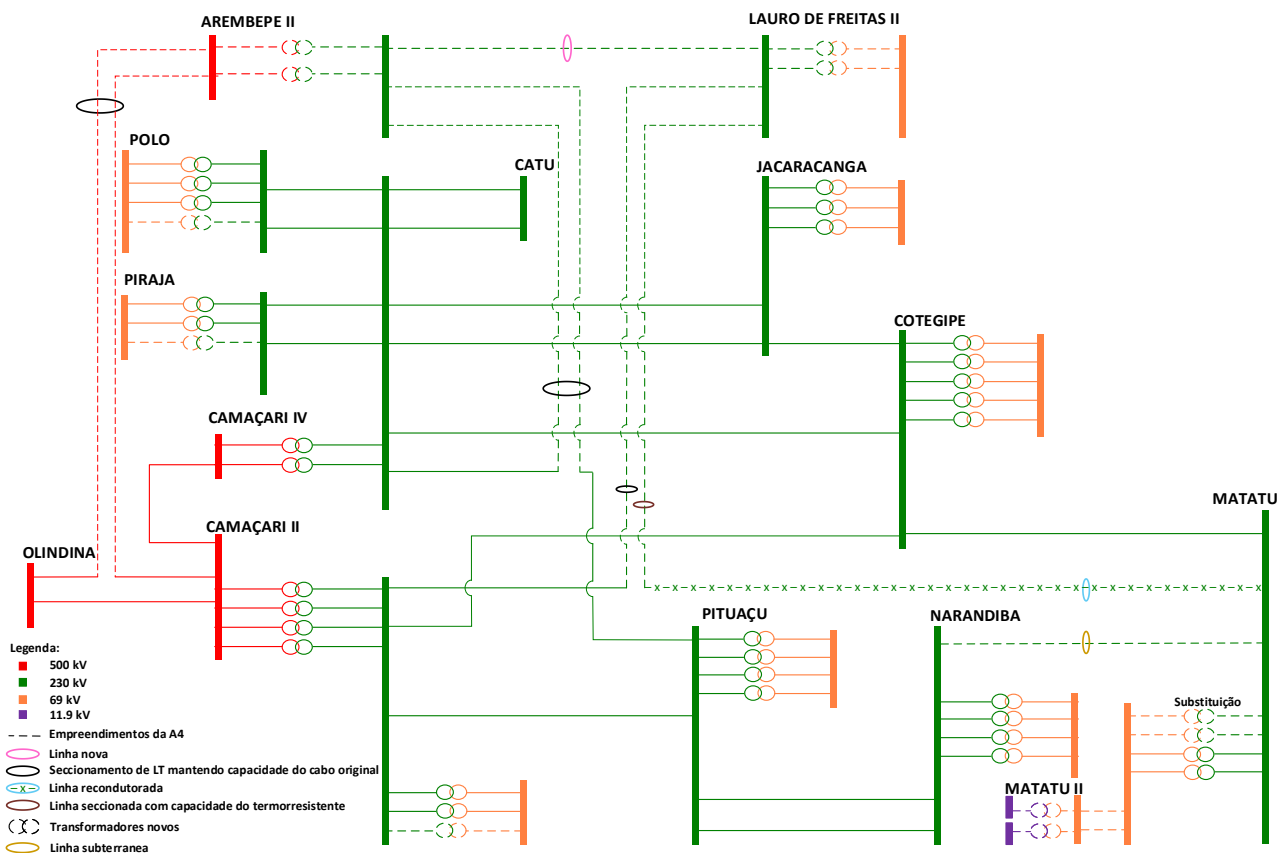


Figura 6-10 – Alternativa 6.

7. ANÁLISE DE DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE

Os resultados das simulações de fluxo de potência para a alternativa vencedora, para operação em regime normal e sob contingências (operação em N-1), são apresentados neste item.

Ressalta-se que:

- Os despachos das UTE's da região foram considerados nulos a fim de maximizar os carregamentos de circuitos e transformadores
- Foram consideradas as contingências apresentadas no item 4.2.2
- Em função das características da região, cujos problemas se dão em função principalmente de aumento da demanda, sobrecarregando circuitos e transformadores, a análise completa de fluxo de potência apresentada detalha o ano final do horizonte avaliado de 2038, que apresenta as maiores cargas

7.1. Monitoramento das Tensões

Os gráficos a seguir, construídos para cada nível de tensão analisado, resumem os resultados obtidos para o monitoramento das tensões.

Tabelas com todos os resultados obtidos são apresentadas nos anexos deste documento.

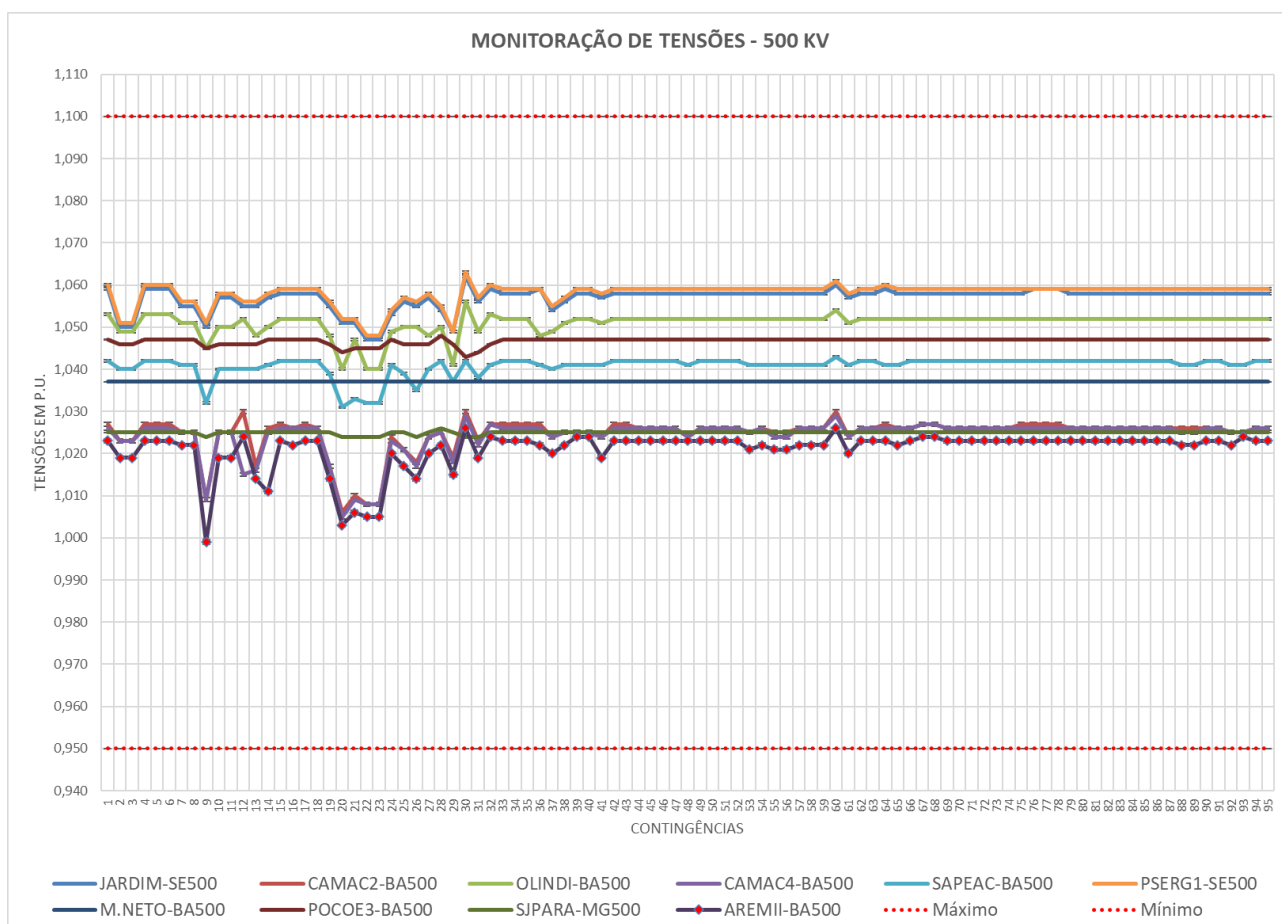


Figura 7-1 – Monitoração das tensões – 500 kV.

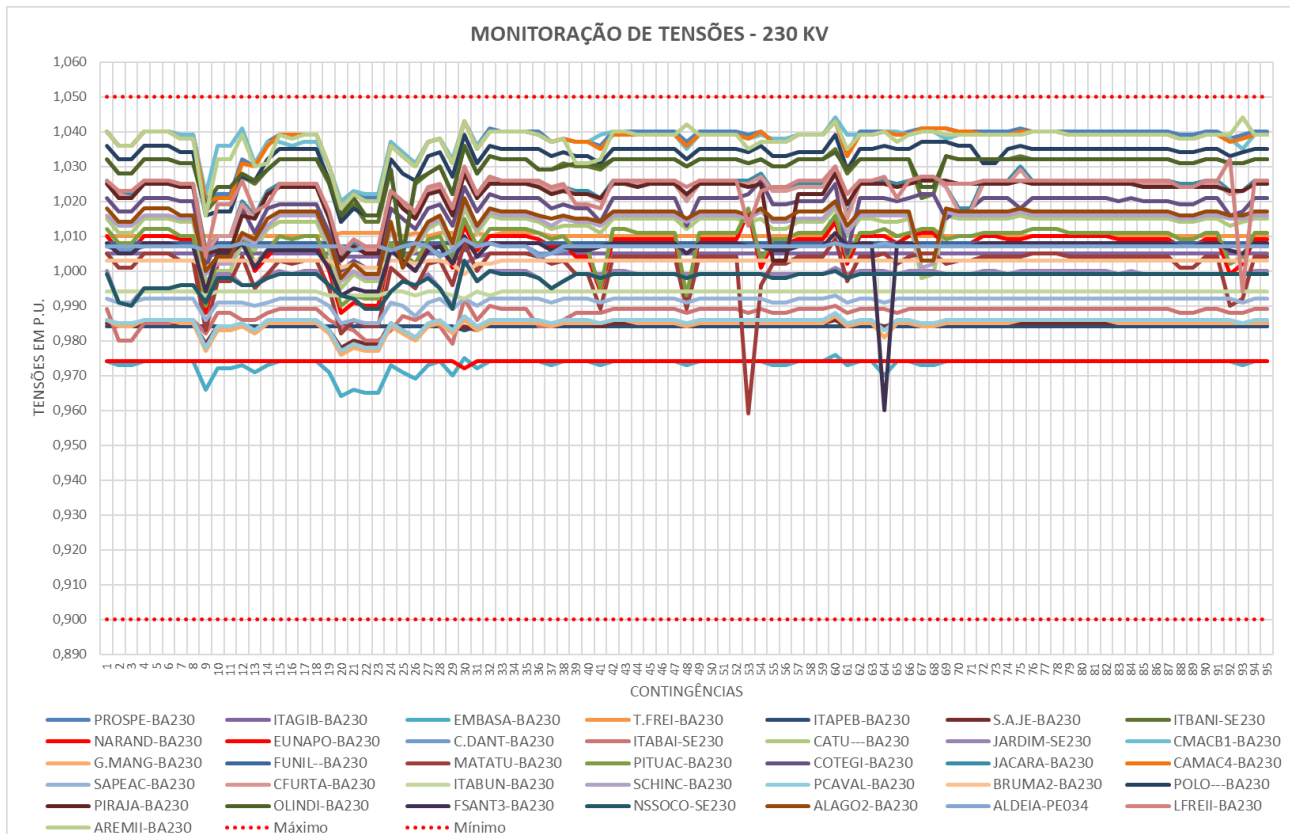


Figura 7-2 – Monitoração das tensões – 230 kV.

Não foram observados problemas na região em estudo.

7.2. Monitoramento dos Carregamentos

As tabelas a seguir apresentam, de forma resumida, os resultados obtidos.

Tabela 7-1 – Linhas em 500 kV e transformadores 500/230 kV – Máximos carregamentos.

Barra DE	Nome DE	Tensão DE [kV]	Barra PARA	Nome PARA	Tensão PARA [kV]	NC	Tipo Circuito	Capacidade Emergência [MVA]	Máx. Emerg. [MVA]	Máx. Emerg. [%]
472	OLINDI-BA230	230	582	OLINDI-BA500	500	1	TR	540,0	400,200	74,11%
274	CMACB1-BA230	230	574	CAMAC2-BA500	500	2	TR	600,0	398,300	66,38%
284	CAMAC4-BA230	230	584	CAMAC4-BA500	500	1	TR	1320,0	824,600	62,47%
284	CAMAC4-BA230	230	584	CAMAC4-BA500	500	2	TR	1320,0	824,600	62,47%
274	CMACB1-BA230	230	574	CAMAC2-BA500	500	4	TR	600,0	368,300	61,38%
274	CMACB1-BA230	230	574	CAMAC2-BA500	500	1	TR	600,0	358,800	59,80%
274	CMACB1-BA230	230	574	CAMAC2-BA500	500	3	TR	600,0	358,300	59,72%
574	CAMAC2-BA500	500	589	SAPEAC-BA500	500	1	LT	1300,0	633,600	48,74%
582	OLINDI-BA500	500	505	L.GONZ-PE500	500	1	LT	1854,0	891,600	48,09%
582	OLINDI-BA500	500	58121	JEREMO-BA500	500	1	LT	2165,0	1021,900	47,20%
574	CAMAC2-BA500	500	582	OLINDI-BA500	500	2	LT	2165,0	1013,600	46,82%
574	CAMAC2-BA500	500	584	CAMAC4-BA500	500	1	LT	2754,0	1191,900	43,28%
582	OLINDI-BA500	500	589	SAPEAC-BA500	500	1	LT	3204,0	1042,300	32,53%
582	OLINDI-BA500	500	90001	AREMII-BA500	500	1	LT	2754,0	890,200	48,02%
573	JARDIM-SE500	500	584	CAMAC4-BA500	500	1	LT	2754,0	700,300	25,43%
574	CAMAC2-BA500	500	504	XINGO--SE500	500	1	LT	3464,0	843,500	24,35%
574	CAMAC2-BA500	500	504	XINGO--SE500	500	2	LT	3464,0	843,500	24,35%

Barra DE	Nome DE	Tensão DE [kV]	Barra PARA	Nome PARA	Tensão PARA [kV]	NC	Tipo Circuito	Capacidade Emergência [MVA]	Máx. Emerg. [MVA]	Máx. Emerg. [%]
582	OLINDI-BA500	500	11583	ZEBU3--AL500	500	1	LT	3395,0	766,300	22,57%
574	CAMAC2-BA500	500	90001	AREMII-BA500	500	1	LT	2754,0	557,700	30,08%
584	CAMAC4-BA500	500	589	SAPEAC-BA500	500	1	LT	3265,0	626,300	19,18%
582	OLINDI-BA500	500	11151	PSERG1-SE500	500	1	LT	3204,0	343,100	10,71%
582	OLINDI-BA500	500	58049	TUCANO-BA500	500	1	LT	3395,0	318,900	9,39%

Tabela 7-2 – Transformadores 230/69 kV – Máximos carregamentos.

Barra DE	Nome DE	Tensão DE [kV]	Barra PARA	Nome PARA	Tensão PARA [kV]	NC	Tipo Circuito	Capacidade Emergência [MVA]	Máx. Emerg. [MVA]	Máx. Emerg. [%]
278	PITUAC-BA230	230	678	PITUAC-BA069	69	1	TR	107	80,9	75,61%
278	PITUAC-BA230	230	678	PITUAC-BA069	69	2	TR	107	80,5	75,23%
278	PITUAC-BA230	230	678	PITUAC-BA069	69	3	TR	107	80,4	75,14%
279	COTEGI-BA230	230	679	COTEGI-BA069	69	5	TR	100	73,2	73,20%
279	COTEGI-BA230	230	679	COTEGI-BA069	69	3	TR	100	73	73,00%
278	PITUAC-BA230	230	678	PITUAC-BA069	69	4	TR	107	79,3	74,11%
279	COTEGI-BA230	230	679	COTEGI-BA069	69	4	TR	100	72,7	72,70%
268	NARAND-BA230	230	668	NARAND-BA069	69	3	TR	100	79,6	79,60%
268	NARAND-BA230	230	668	NARAND-BA069	69	2	TR	100	79,2	79,20%
279	COTEGI-BA230	230	679	COTEGI-BA069	69	2	TR	100	65,5	65,50%
279	COTEGI-BA230	230	679	COTEGI-BA069	69	1	TR	120	70,7	58,92%
268	NARAND-BA230	230	668	NARAND-BA069	69	4	TR	120	79,3	66,08%
381	POLO---BA230	230	681	POLO---BA069	69	4	TR	120	79,2	66,00%
268	NARAND-BA230	230	668	NARAND-BA069	69	1	TR	120	78,8	65,67%
277	MATATU-BA230	230	677	MATATU-BA069	69	1	TR	240	194,6	81,08%
277	MATATU-BA230	230	677	MATATU-BA069	69	2	TR	240	194,6	81,08%
277	MATATU-BA230	230	677	MATATU-BA069	69	3	TR	240	98	81,67%
277	MATATU-BA230	230	677	MATATU-BA069	69	4	TR	120	97,2	81,00%
388	PIRAJA-BA230	230	688	PRJ 69 KV	69	1	TR	216	133,3	61,71%
388	PIRAJA-BA230	230	688	PRJ 69 KV	69	2	TR	216	133,3	61,71%
388	PIRAJA-BA230	230	688	PRJ 69 KV	69	3	TR	216	133,3	61,71%
90002	LFREII-BA230	230	90003	LFREII-BA069	69	1	TR	300	206,7	68,90%
90002	LFREII-BA230	230	90003	LFREII-BA069	69	2	TR	300	206,7	68,90%
274	CMACB1-BA230	230	674	CAMAC2-BA069	69	1	TR	180	95,2	52,89%
274	CMACB1-BA230	230	674	CAMAC2-BA069	69	2	TR	180	95,2	52,89%
274	CMACB1-BA230	230	674	CAMAC2-BA069	69	3	TR	180	95,2	52,89%
381	POLO---BA230	230	681	POLO---BA069	69	1	TR	120	55,9	46,58%
381	POLO---BA230	230	681	POLO---BA069	69	2	TR	120	55,9	46,58%
381	POLO---BA230	230	681	POLO---BA069	69	3	TR	120	55,9	46,58%
280	JACARA-BA230	230	680	JACARA-BA069	69	1	TR	100	47,4	47,40%
280	JACARA-BA230	230	680	JACARA-BA069	69	2	TR	100	47,4	47,40%
280	JACARA-BA230	230	680	JACARA-BA069	69	3	TR	100	47,4	47,40%

Tabela 7-3 – Linhas em 230 kV – Máximos carregamentos.

Barra DE	Nome DE	Tensão DE [kV]	Barra PARA	Nome PARA	Tensão PARA [kV]	NC	Tipo Circuito	Capacidade Emergência [MVA]	Máx. Emerg. [MVA]	Máx. Emerg. [%]
274	CMACB1-BA230	230	90002	LFREII-BA230	230	1	LT	317,0	245,200	77,35%
90002	LFREII-BA230	230	91001	AREMII-BA230	230	1	LT	633,0	445,400	70,36%

Barra DE	Nome DE	Tensão DE [kV]	Barra PARA	Nome PARA	Tensão PARA [kV]	NC	Tipo Circuito	Capacidade Emergência [MVA]	Máx. Emerg. [MVA]	Máx. Emerg. [%]
268	NARAND-BA230	230	279	COTEGI-BA230	230	1	LT	317,0	214,400	67,63%
278	PITUAC-BA230	230	91001	AREMII-BA230	230	1	LT	633,0	417,200	65,91%
280	JACARA-BA230	230	284	CAMAC4-BA230	230	1	LT	357,0	233,900	65,52%
280	JACARA-BA230	230	284	CAMAC4-BA230	230	2	LT	357,0	233,900	65,52%
279	COTEGI-BA230	230	284	CAMAC4-BA230	230	1	LT	350,0	225,200	64,34%
274	CMACB1-BA230	230	279	COTEGI-BA230	230	1	LT	633,0	393,800	62,21%
277	MATATU-BA230	230	90002	LFREII-BA230	230	1	LT	706,0	400,400	56,71%
284	CAMAC4-BA230	230	381	POLO---BA230	230	1	LT	317,0	174,300	54,98%
284	CAMAC4-BA230	230	381	POLO---BA230	230	2	LT	317,0	174,300	54,98%
268	NARAND-BA230	230	277	MATATU-BA230	230	1	LT	706,0	386,400	54,73%
274	CMACB1-BA230	230	278	PITUAC-BA230	230	1	LT	633,0	336,300	53,13%
284	CAMAC4-BA230	230	388	PIRAJA-BA230	230	1	LT	513,0	267,000	52,05%
284	CAMAC4-BA230	230	388	PIRAJA-BA230	230	2	LT	513,0	267,000	52,05%
268	NARAND-BA230	230	278	PITUAC-BA230	230	1	LT	633,0	291,200	46,00%
268	NARAND-BA230	230	278	PITUAC-BA230	230	2	LT	633,0	291,200	46,00%
284	CAMAC4-BA230	230	91001	AREMII-BA230	230	1	LT	633,0	212,400	33,55%
274	CMACB1-BA230	230	11110	FSANT3-BA230	230	1	LT	317,0	82,000	25,87%
279	COTEGI-BA230	230	280	JACARA-BA230	230	1	LT	517,0	107,100	20,72%

7.3. Monitoramento Dos Carregamentos Das Transformações De Fronteira

A fim de garantir que as soluções indicadas mitigam os problemas identificados, avaliou-se o carregamento dos transformadores de fronteira considerando o cenário de **Carga Máxima Não Coincidente**. Esse cenário é, do ponto de vista dos carregamentos dos transformadores, o mais crítico.

Os resultados para os transformadores da região são apresentados na tabela a seguir, considerando a operação em N-1, ou seja, sob contingência de um dos transformadores da SE

Tabela 7-4 – Transformadores 230/69 kV – Máximos carregamentos.

Barra DE	Nome DE	Tensão DE [kV]	Barra PARA	Nome PARA	Tensão PARA [kV]	NC	Tipo Circuito	Capacidade Emergência [MVA]	Máx. Emerg. [MVA]	Máx. Emerg. [%]
277	MATATU-BA230	230	677	MATATU-BA069	69	3	TR	120,0	111,200	92,67%
277	MATATU-BA230	230	677	MATATU-BA069	69	2	TR	240,0	220,900	92,04%
277	MATATU-BA230	230	677	MATATU-BA069	69	4	TR	120,0	110,400	92,00%
90002	LFREII-BA230	230	90003	LFREII-BA069	69	1	TR	300,0	266,600	88,90%
90002	LFREII-BA230	230	90003	LFREII-BA069	69	2	TR	300,0	266,600	88,90%
278	PITUAC-BA230	230	678	PITUAC-BA069	69	1	TR	107,0	92,800	86,73%
268	NARAND-BA230	230	668	NARAND-BA069	69	3	TR	100,0	86,000	86,00%
278	PITUAC-BA230	230	678	PITUAC-BA069	69	2	TR	107,0	92,000	85,98%
278	PITUAC-BA230	230	678	PITUAC-BA069	69	3	TR	107,0	92,000	85,98%
268	NARAND-BA230	230	668	NARAND-BA069	69	2	TR	100,0	85,400	85,40%
381	POLO---BA230	230	681	POLO---BA069	69	4	TR	120,0	95,800	79,83%
279	COTEGI-BA230	230	679	COTEGI-BA069	69	5	TR	100,0	79,800	79,80%
279	COTEGI-BA230	230	679	COTEGI-BA069	69	3	TR	100,0	79,500	79,50%
279	COTEGI-BA230	230	679	COTEGI-BA069	69	4	TR	100,0	79,200	79,20%
381	POLO---BA230	230	681	POLO---BA069	69	1	TR	120,0	88,100	73,42%
381	POLO---BA230	230	681	POLO---BA069	69	2	TR	120,0	88,100	73,42%
279	COTEGI-BA230	230	679	COTEGI-BA069	69	2	TR	100,0	71,300	71,30%
268	NARAND-BA230	230	668	NARAND-BA069	69	1	TR	120,0	85,000	70,83%
388	PIRAJA-BA230	230	688	PRJ 69 KV	69	1	TR	216,0	147,000	68,06%
388	PIRAJA-BA230	230	688	PRJ 69 KV	69	2	TR	216,0	147,000	68,06%
278	PITUAC-BA230	230	678	PITUAC-BA069	69	4	TR	107,0	68,100	63,64%
277	MATATU-BA230	230	677	MATATU-BA069	69	1	TR	240,0	144,700	60,29%
274	CMACB1-BA230	230	674	CAMAC2-BA069	69	1	TR	180,0	108,000	60,00%
274	CMACB1-BA230	230	674	CAMAC2-BA069	69	3	TR	180,0	108,000	60,00%
280	JACARA-BA230	230	680	JACARA-BA069	69	1	TR	100,0	53,800	53,80%
280	JACARA-BA230	230	680	JACARA-BA069	69	2	TR	100,0	53,800	53,80%
381	POLO---BA230	230	681	POLO---BA069	69	3	TR	120,0	64,500	53,75%
268	NARAND-BA230	230	668	NARAND-BA069	69	4	TR	120,0	64,200	53,50%
279	COTEGI-BA230	230	679	COTEGI-BA069	69	1	TR	120,0	61,700	51,42%
388	PIRAJA-BA230	230	688	PRJ 69 KV	69	3	TR	216,0	96,000	44,44%
274	CMACB1-BA230	230	674	CAMAC2-BA069	69	2	TR	180,0	72,000	40,00%
280	JACARA-BA230	230	680	JACARA-BA069	69	3	TR	100,0	35,900	35,90%

7.4. Avaliação dos Problemas Identificados no Diagnóstico

A seguir são apresentadas avaliações dos carregamentos de linhas de transmissão e transformadores apontados no diagnóstico considerando as novas instalações e atualizações da alternativa vencedora. O desempenho das demais alternativas foi similar ao apresentado pela alternativa vencedora.

7.4.1. LT 230 kV Camaçari II – Matatu ou LT 230 kV Cotegipe – Matatu

No patamar de **Carga Máxima Diurna**, Cenário 2, na contingência da LT 230 kV Cotegipe – Matatu ou LT 230 kV Camaçari II – Matatu, apresentava sobrecarga na linha remanescente para operação sob contingência de uma dessas linhas.

Considerando as obras da alternativa vencedora, o carregamento dessas linhas ficou limitado a 56% para o final do horizonte.

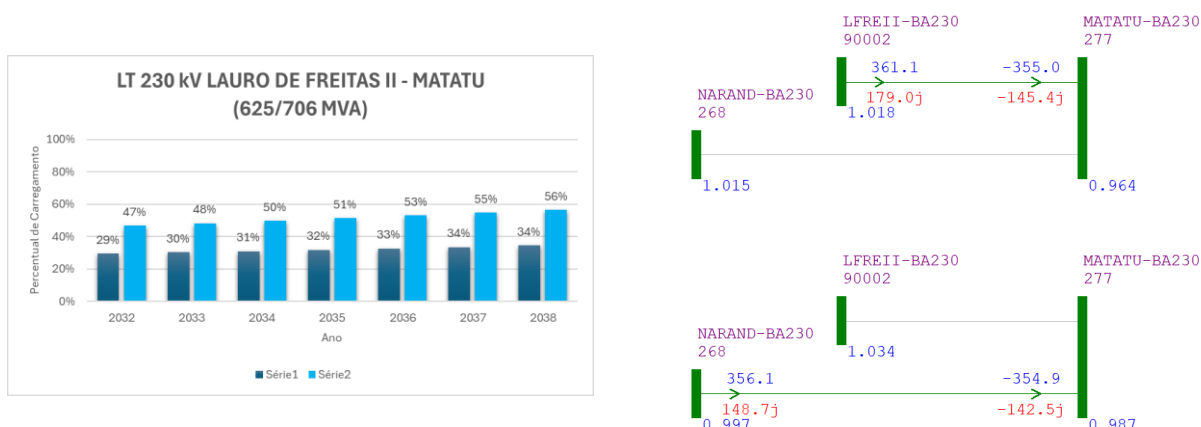


Figura 7-3 – Contingência da LT 230 kV Narandiba – Matatu – Carga Média – Cenário 2 – Ano 2038.

7.4.2. Transformação 500/230 kV de Camaçari IV

Os transformadores 500/230 kV da subestação Camaçari IV apresentavam carregamento de 100% para operação sob contingência de um dos equipamentos da subestação.

Considerando as novas instalações e obras, o carregamento para esta condição operativa chega a 64% de sua capacidade de emergência.

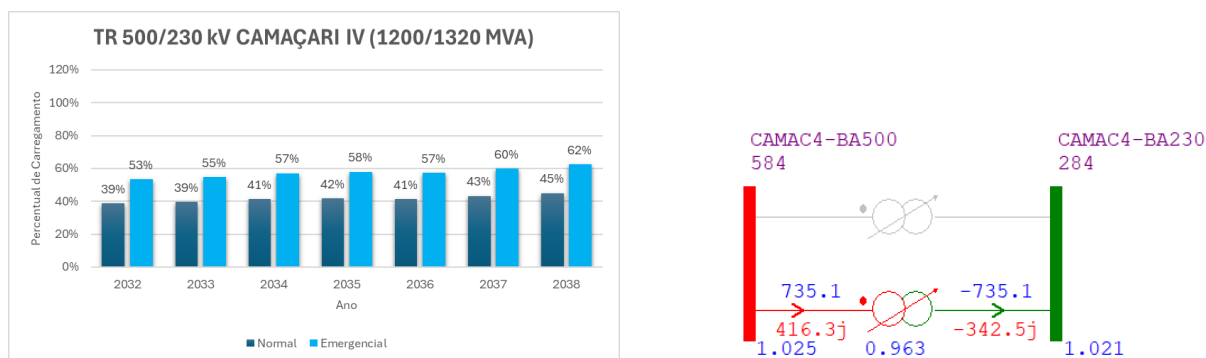


Figura 7-4 – Contingência da TR 500/230 kV Camaçari IV – Carga Máxima Diurna – Cenário 2 – Ano 2038.

7.4.3. Transformação 230/69 kV da Subestação Polo

Os transformadores 230/69 kV da subestação Polo apresentavam sobrecarga para operação sob contingência de um dos equipamentos da subestação.

Considerando as novas instalações e obras, o carregamento para esta condição operativa chega a 73% de sua capacidade de emergência.

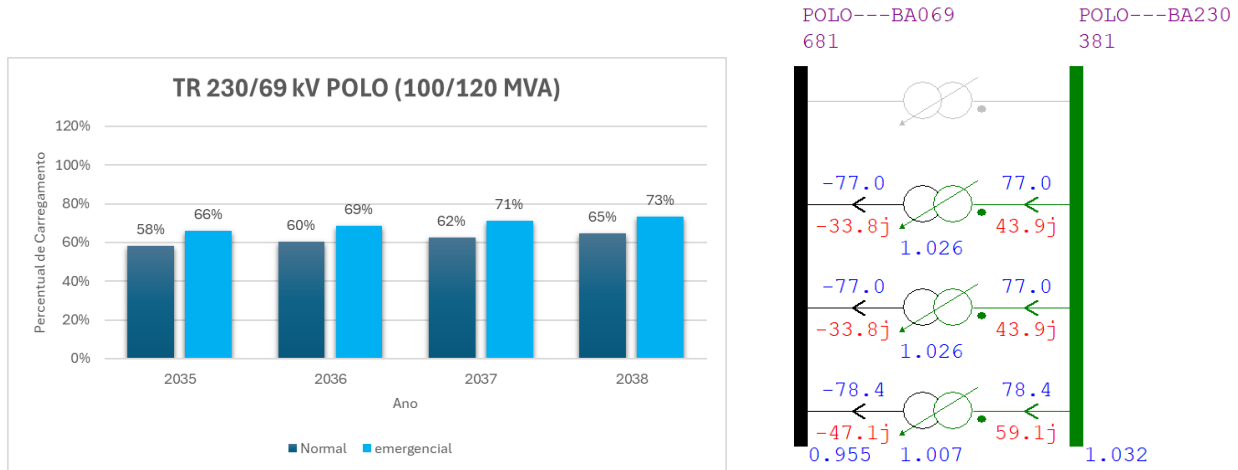


Figura 7-5 – Contingência do TR 230/69 kV Polo – Carga Máxima Não Coincidente – Ano 2038.

7.4.4. Transformação 230/69 kV da Subestação Cotegipe

Os transformadores 230/69 kV da subestação Cotegipe apresentavam sobrecarga para operação sob contingência de um dos equipamentos da subestação.

Considerando as novas instalações e obras, o carregamento para esta condição operativa chega a 80% de sua capacidade de emergência.

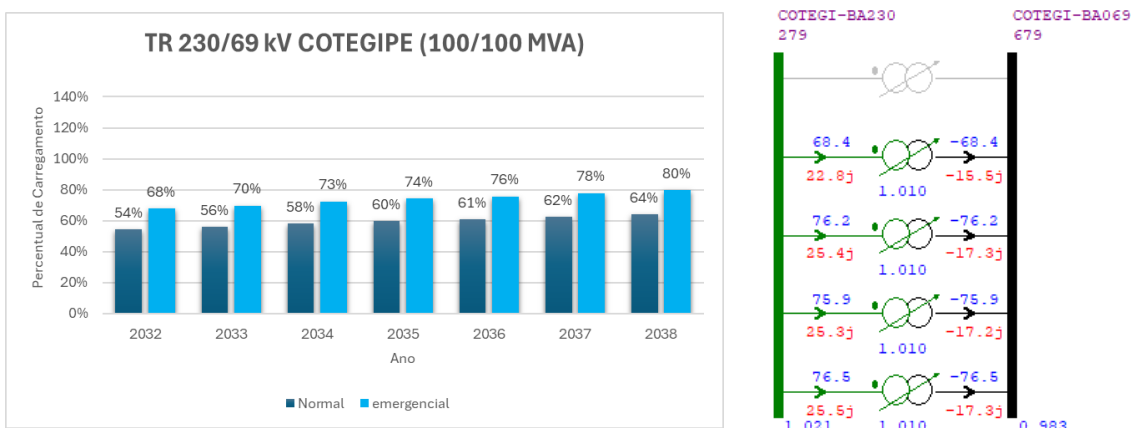


Figura 7-6 – Contingência do TR 230/69 kV Cotegipe – Carga Máxima Não Coincidente – Ano 2038.

7.4.5. Transformação 230/69 kV da Subestação Matatu

Os transformadores 230/69 kV da subestação Matatu apresentavam sobrecarga para operação sob contingência de um dos equipamentos da subestação.

Considerando as novas instalações e obras, o carregamento para esta condição operativa chega a 93% de sua capacidade de emergência.

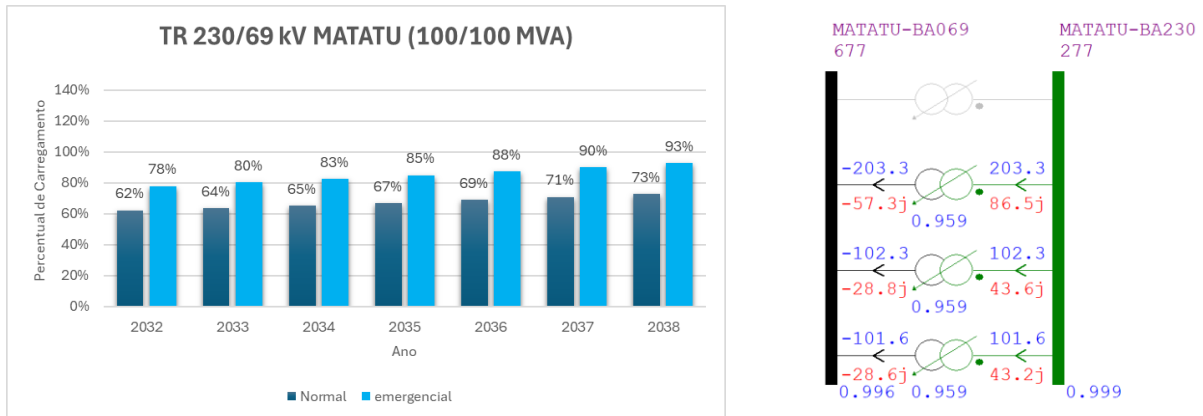


Figura 7-7 – Contingência do TR 230/69 kV Matatu – Carga Máxima Não Coincidente – Ano 2038.

7.4.6. Transformação 230/69 kV da Subestação Camaçari II

Os transformadores 230/69 kV da subestação Camaçari II apresentavam sobrecarga para operação sob contingência de um dos equipamentos da subestação.

Considerando as novas instalações e obras, o carregamento para esta condição operativa chega a 60% de sua capacidade de emergência.

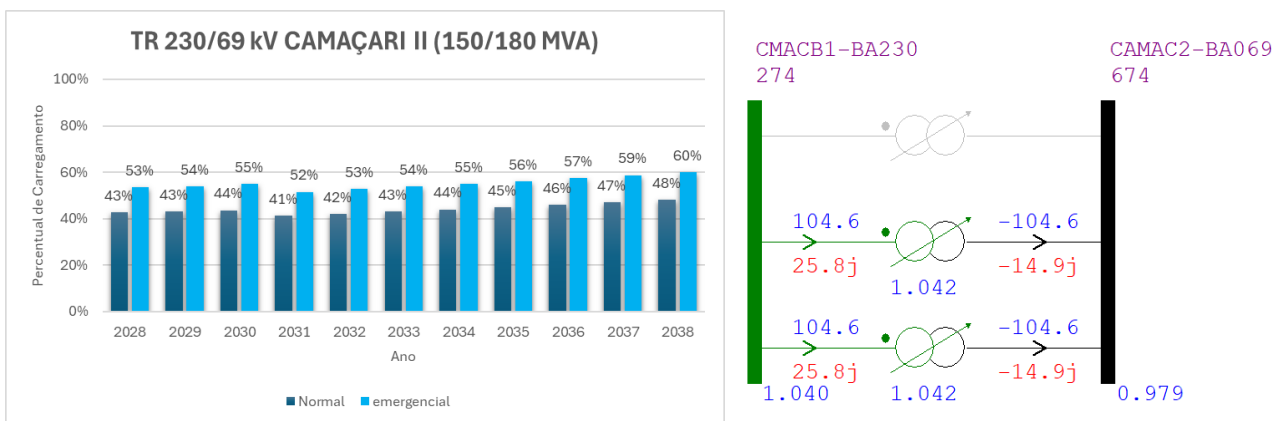


Figura 7-8 – Contingência do TR 230/69 kV Camaçari II – Carga Máxima Não Coincidente – Ano 2038.

8. ANÁLISE ECONÔMICA

A análise econômica das alternativas foi realizada com base no método dos rendimentos necessários, com truncamento das séries temporais em 2038, considerando-se o custo de investimento das instalações para cada alternativa e o diferencial de perdas elétricas no sistema.

O custo associado às perdas foi obtido a partir dos resultados das simulações de fluxo de potência para os diferentes cenários e patamares de carga avaliados, conforme apresentado no Anexo 16.5.

Para fins de comparação entre as alternativas, adotou-se como referência a alternativa de menor custo global, sendo os valores expressos em termos relativos a essa alternativa.

As premissas adotadas e os valores estão indicados no item 4.3 e 4.4 desse documento.

A Tabela 8-1 e a Figura 8-1 apresentam a comparação econômica das alternativas considerando os custos de investimentos e o diferencial de perdas.

O termo Δ Perdas representa o custo incremental das perdas elétricas de cada alternativa em relação à alternativa de referência.

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

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa 1	312.260,55	8.517,79	320.778,34	100,8%	2º
Alternativa 2	321.734,08	7.163,75	328.897,83	103,3%	4º
Alternativa 3	311.263,33	7.004,87	318.268,20	100,0%	1º
Alternativa 4	320.736,86	4.662,01	325.398,87	102,2%	3º
Alternativa 5	340.046,76	2.415,08	342.461,84	107,1%	6º
Alternativa 6	339.049,54	0,00	339.049,54	106,1%	5º

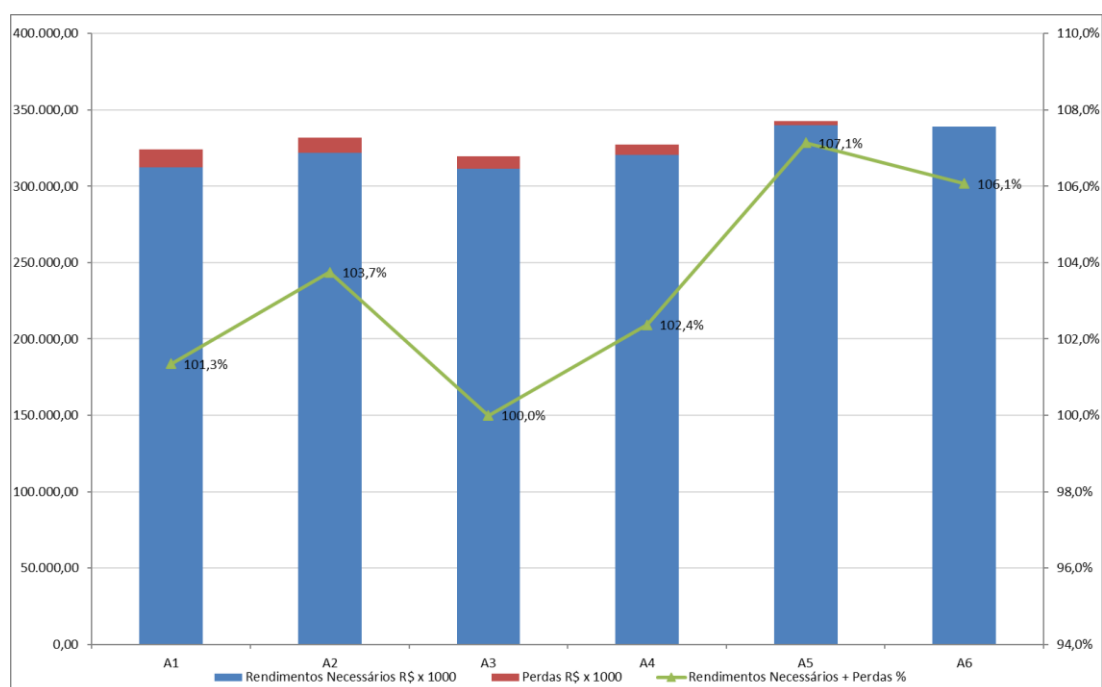


Figura 8-1 – Comparação econômica das alternativas

O resultado da comparação econômica, sob o ponto de vista de mínimo custo global, apresenta as alternativas 1 a 4 empatadas tecnicamente.

Apesar do empate técnico entre as alternativas e do fato de todas mitigarem os problemas identificados, a Alternativa 4 apresenta melhor desempenho elétrico, com distribuição mais equilibrada do fluxo de potência na região e menores carregamentos nos circuitos. Diante disso, e considerando a elevada densidade populacional da área, bem como as limitações e dificuldades para futuras ampliações e novas instalações, recomenda-se a Alternativa 4 como a solução escolhida.

Os planos de obras referentes a cada alternativa são apresentados no item 17.4

9. ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

A seguir estão resumidos os resultados das simulações de energização e rejeição das novas linhas de transmissão indicadas neste relatório, referentes à alternativa 4 (recomendada).

Nas simulações de energização, utilizou-se o cenário 4 e patamar de **Carga Leve**. Esse cenário possui os menores carregamentos nas linhas de transmissão da região, configurando-se como o mais crítico para controle de tensão e para energização.

A análise de rejeição de carga tem o objetivo de verificar os reflexos da abertura intempestiva de um dos terminais das linhas de transmissão previstas.

Dessa forma, estas análises buscam verificar a existência de sobretensões acima da suportabilidade dos equipamentos associados quando de aberturas intempestivas em um dos terminais das linhas de transmissão devido a uma atuação da proteção ou falha humana.

Foi realizada a análise de rejeição no cenário 2 e patamar de **Carga Média**. Essa é a situação na qual o carregamento nas linhas de transmissão é mais elevado e os reatores manobráveis de barra na vizinhança estão desligados, configurando-se condição mais adversa sob o ponto de vista de sobretensão.

A nova LT 230 kV Lauro de Freitas II – Arembepe II, bem como as linhas seccionadas em 230 kV — Seccionamento da LT 230 kV Matatu – Camaçari II na nova SE Lauro de Freitas II, Seccionamento da LT 230 kV Camaçari IV – Pituaçu na nova SE Arembepe II e Seccionamento da LT 230 kV Cotegipe – Matatu na SE Narandiba — correspondem a trechos de pequena extensão. Adicionalmente, as linhas seccionadas não possuem reatores de linha instalados em seus terminais. Dessa forma, considerando o reduzido comprimento elétrico e a ausência de compensação reativa em derivação, não foi necessária a realização de análises específicas de energização e rejeição de carga para esses circuitos.

Por outro lado, o seccionamento da LT 500 kV Olindina – Camaçari II na nova SE Arembepe II possui reator de linha instalado no terminal da SE Camaçari II. Além disso, o trecho Olindina – Arembepe II apresenta extensão superior à do trecho seccionado. Em função dessas características, foram realizadas as análises de energização e rejeição para os trechos resultantes do seccionamento da LT 500 kV Olindina – Camaçari II, quais sejam: Olindina – Arembepe II e Camaçari II – Arembepe II. Foi considerada nas análises, para o trecho Camaçari II – Arembepe II, a presença do reator de linha manobrável no terminal de Camaçari II. O fato de este trecho ter ficado sobrecompensado não resultou em quaisquer restrições adicionais relativas à ressonância e extinção de arco secundário, conforme capítulo 12 deste relatório.

9.1. LT 500 kV Olindina – Arembepe II

9.1.1. Energização

Na simulação de energização, sem a presença de reator de linha, considerou-se a tensão inicial de 1,081 pu na SE Olindina e a 1,054 pu na SE Arembepe, conforme apresenta a Figura 9-1.

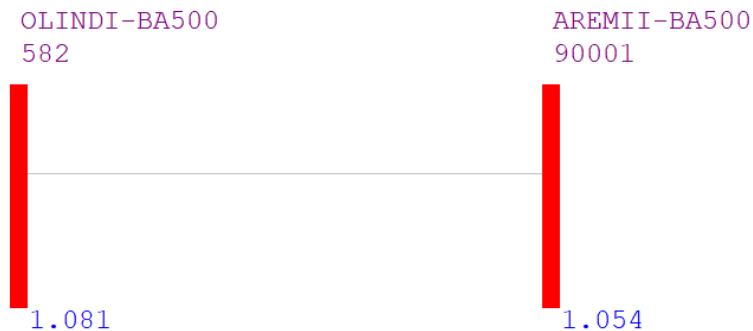


Figura 9-1 – Sistema pré-energização da LT 500 kV Olindina – Arembepe II C1.

Energizando-se a LT 500 kV no sentido Olindina → Arembepe II, obteve-se 1,096 na SE Olindina e 1,124 pu no terminal aberto na SE Arembepe II. O resultado dessa simulação é apresentado na Figura 9-2.

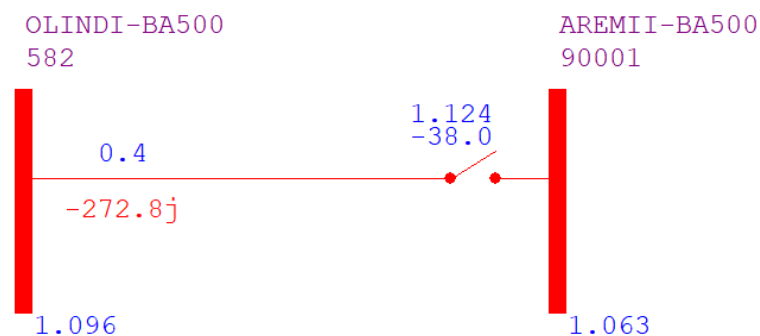


Figura 9-2 – Energização da LT 500 kV Olindina – Arembepe II C1 a partir da SE Olindina.

Energizando-se a LT 500 kV no sentido Arembepe II → Olindina, obteve-se 1,079 na SE Arembepe II e 1,106 pu no terminal aberto na SE Olindina. O resultado dessa simulação é apresentado na Figura 9-3.

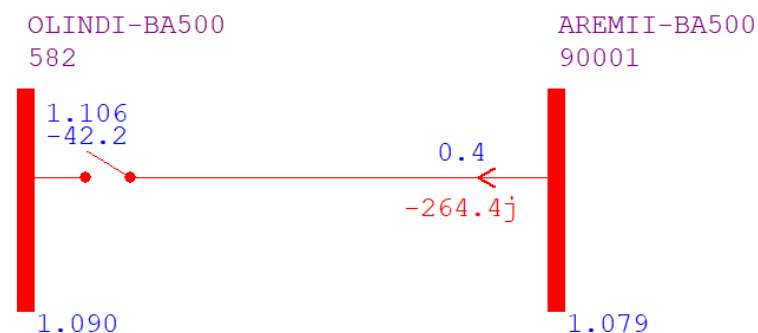


Figura 9-3 – Energização da LT 500 kV Olindina – Arembepe II C1 a partir da SE Arembepe II.

9.1.2. Rejeição

Na simulação de rejeição, sem a presença de reatores de linha, considerou-se a tensão inicial de 1,069 pu na SE Olindina e 1,037 pu na SE Arembepe II, conforme apresenta a Figura 9-4.

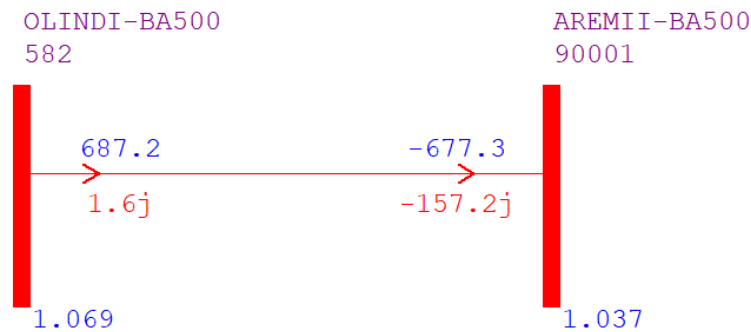


Figura 9-4 – Sistema pré-rejeição da LT 500 kV Olindina – Arembepe II.

A abertura intempestiva da LT 500 kV Olindina – Arembepe II resulta em 1,034 pu na SE Arembepe II e 1,059 pu no terminal aberto em Olindina, conforme apresenta a Figura 9-5.

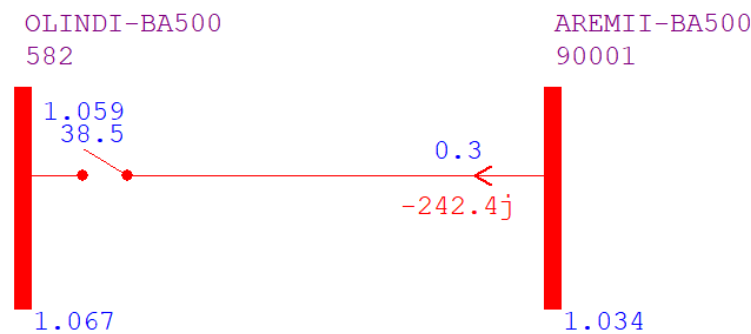


Figura 9-5 – Rejeição da LT 500 kV Olindina – Arembepe II a partir da SE Olindina.

A abertura intempestiva da LT 500 kV Olindina – Arembepe II resulta em 1,074 pu na SE Olindina e 1,101 pu no terminal aberto em Arembepe II, conforme apresenta a Figura 9-6.

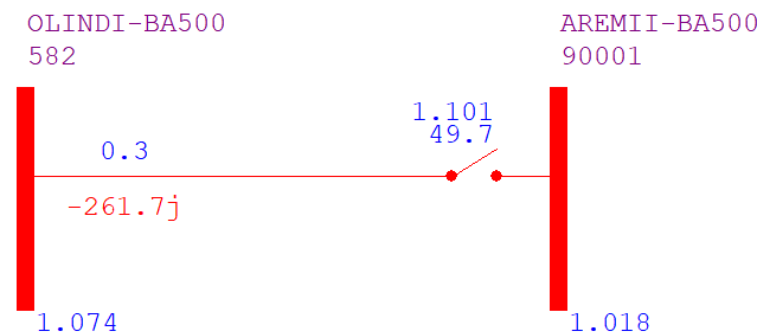


Figura 9-6 – Rejeição da LT 500 kV Olindina – Arembepe II a partir da SE Arembepe II.

9.2.2. Rejeição

Na simulação de rejeição, sem a presença de reatores de linha, considerou-se a tensão inicial de 1,039 pu na SE Camaçari II e 1,040 pu na SE Arembepe II, conforme apresenta a Figura 9-10.

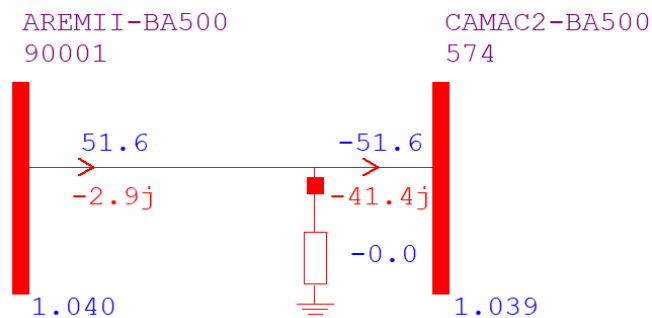


Figura 9-10 – Sistema pré-rejeição da LT 500 kV Camaçari II – Arembepe II.

A abertura intempestiva da LT 500 kV Camaçari II – Arembepe II resulta em 1,045 pu na SE Arembepe II e 1,046 pu no terminal aberto em Camaçari II, conforme apresenta a Figura 9-11.

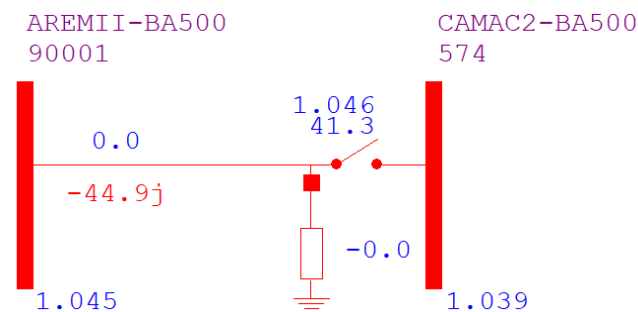


Figura 9-11 – Rejeição da LT 500 kV Camaçari II – Arembepe II a partir da SE Camaçari II.

A abertura intempestiva da LT 500 kV Camaçari II – Arembepe II resulta em 1,039 pu na SE Camaçari II e 1,040 pu no terminal aberto em Arembepe II, conforme apresenta a Figura 9-12.

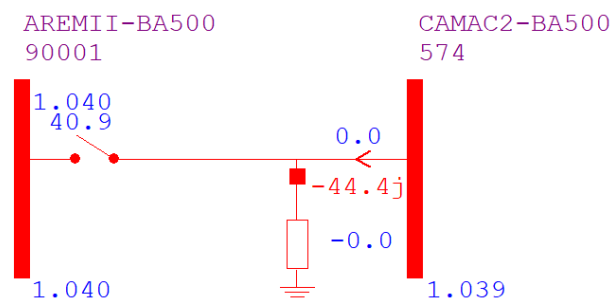


Figura 9-12 – Rejeição da LT 500 kV Camaçari II – Arembepe II a partir da SE Arembepe II.

9.3. Conclusões das Análises de Energização e Rejeição

Após simulações de energização e rejeição para a LT 500 kV Olindina – Arembepe II C1, verificou-se que não será necessária a aplicação de compensação *shunt* e para a LT 500 kV Camaçari II – Arembepe II C1 não é necessária a realocação do shunt existente do terminal de Camaçari II.

10. CURTO-CIRCUITO

O cálculo dos níveis de curto-circuito foi efetuado considerando a implantação das obras referentes à Alternativa 4, com base no sistema em regime subtransitário, com todas as máquinas sincronizadas, utilizando a base de dados referente ao PDE 2033.

O impacto nos níveis de curto-circuito das principais subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira estão apresentados na Tabela 10-1.

Tabela 10-1 – Correntes de curto-circuito.

EPE - CC Máx - 2038				3F - Permanente [kA]			2FT - Permanente [kA]			1F - Permanente [kA]		
Barra	Nome	Tensão	Cap. DJ	Base	Com A4	Delta	Base	Com A4	Delta	Base	Com A4	Delta
574	CAMAC2-BA500	500	50	21,2	20,7	-0,5	20,8	20,9	0,1	20,1	20,6	0,6
584	CAMAC4-BA500	500	63	21,2	20,7	-0,5	20,5	20,3	-0,2	19,6	19,7	0,2
573	JARDIM-SE500	500	50	20,6	20,6	0,0	20,8	20,8	0,0	20,1	20,1	0,0
582	OLINDI-BA500	500	50	20,8	20,4	-0,3	19,9	19,6	-0,3	16,6	16,4	-0,2
589	SAPEAC-BA500	500	40	20,1	20,0	-0,1	18,5	18,4	-0,1	15,3	15,3	-0,1
284	CAMAC4-BA230	230	40	27,3	28,0	0,8	29,7	30,6	0,9	30,3	31,2	0,9
272	CATU---BA230	230	50	15,3	15,4	0,1	15,7	15,8	0,1	15,8	15,9	0,1
274	CMACB1-BA230	230	50	34,3	34,2	-0,1	40,7	41,8	1,0	41,9	42,6	0,7
279	COTEGI-BA230	230	40	19,8	21,0	1,2	19,2	20,9	1,7	18,1	20,1	2,0
280	JACARA-BA230	230	40	17,8	18,2	0,4	19,0	19,4	0,4	19,7	20,1	0,4
273	JARDIM-SE230	230	40	27,5	27,5	0,0	30,4	30,4	0,0	31,4	31,4	0,0
277	MATATU-BA230	230	50	10,7	15,3	4,6	9,8	15,3	5,5	6,5	14,7	8,2
268	NARAND-BA230	230	40	11,7	18,2	6,6	11,6	18,4	6,9	11,2	18,2	7,0
472	OLINDI-BA230	230	40	10,0	10,0	0,0	9,9	9,9	0,0	9,5	9,5	0,0
388	PIRAJA-BA230	230	50	11,4	11,5	0,1	12,0	12,1	0,1	12,3	12,4	0,1
278	PITUAC-BA230	230	50	12,4	18,4	6,0	12,4	18,5	6,2	12,1	18,3	6,2
381	POLO---BA230	230	50	24,8	25,4	0,6	25,1	26,0	0,9	23,5	24,4	0,9
289	SAPEAC-BA230	230	40	28,9	28,8	-0,1	28,8	28,7	-0,1	27,3	27,3	-0,1
674	CAMAC2-BA069	69	40	20,5	26,9	6,4	19,5	24,9	5,4	16,8	19,3	2,5
672	CATU---BA069	69	31,5	17,2	17,3	0,0	26,7	26,8	0,1	24,8	24,9	0,1
679	COTEGI-BA069	69	31,5	21,1	21,4	0,4	32,8	33,4	0,6	30,4	30,9	0,5
680	JACARA-BA069	69	20	14,7	14,7	0,1	19,9	20,0	0,1	19,8	19,9	0,1
673	JARDIM-SE069	69	31,5	20,4	20,4	0,0	27,5	27,5	0,0	27,3	27,3	0,0
677	MATATU-BA069	69	31,5	14,9	17,1	2,1	15,6	19,6	3,9	15,3	20,4	5,1
668	NARAND-BA069	69	31,5	16,2	19,1	2,8	17,5	20,7	3,2	18,3	21,5	3,3
688	PIRAJA-BA069	69	40	17,5	17,6	0,1	15,2	15,2	0,1	-	-	0,0
678	PITUAC-BA069	69	31,5	15,7	17,9	2,2	24,7	27,9	3,2	22,8	25,9	3,1
681	POLO---BA069	69	31	11,1	19,8	8,6	12,9	22,6	9,7	13,5	23,5	10,0

O impacto dos reforços indicados no estudo com relação a níveis de curto-circuito é, de forma geral, baixo. A subestação mais afetada é o barramento 69 kV da SE Camaçari II, para a qual foi indicada a implantação de um novo transformador 230/69 kV.

Identificaram-se superações da capacidade de interrupção simétrica dos disjuntores nos setores de 69 kV das subestações Cotegipe e Jacaracanga. Ressalta-se, entretanto, que parte das superações observadas já acontecem para o caso base considerado, sem as obras indicadas, ou seja, os disjuntores já se encontram superados ou com correntes acima de 99% de sua capacidade de interrupção simétrica. Recomenda-se a avaliação e identificação dos equipamentos superados para substituição por equipamentos de maior capacidade.

11. OTIMIZAÇÃO E ESPECIFICAÇÕES BÁSICAS DE LTA

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 referentes aos seccionamentos, em circuito simples (CS) e em circuito duplo (CD), listados na Tabela 11-1.

Tabela 11-1 Relação das LT e dos novos trechos de seccionamentos avaliados.

	Linha	Tipo	Extensão [km]
LT1	Seccionamento da LT 500 kV Olindina – Camaçari II, C1, na SE Arembepe II	CS	27,5
LT2	LT 230 kV Lauro de Freitas II – Arembepe II, C1	CS	11,2
LT3	Seccionamento da LT 230 kV Matatu - Cotegipe, C1, na SE Narandiba	CS	0,1
LT4	Seccionamento da LT 230 kV Camaçari IV - Pituaçu, C1, na SE Arembepe II	CD	10,3
LT5	Seccionamento da LT 230 kV Camaçari II - Matatu, C1, na SE Lauro de Freitas II	CD	4,3

Os resultados obtidos nas análises foram extraídos diretamente do programa ELEKTRA, desenvolvido pelo CEPEL [13].

11.1. Dados e Premissas

Os dados ambientais predominantes e preliminares para as análises técnicas e definição das capacidades de corrente estão dispostos na Tabela 11-2. Nota-se que a temperatura do ar corresponde à maior máxima média mensal registrada nas estações de medição localizadas mais próximas da LT em questão [14].

Tabela 11-2 Dados do ambiente.

	LT1	LT2	LT3	LT4	LT5
Temperatura do ar [°C]	32	31	31	31	31
Vento p/ cálculo de temperatura [m/s]	1	1	1	1	1
Radiação solar [W/m ²]	1000	1000	1000	1000	1000
Altitude média [m]	44	37	36	48	34
Altitude máxima [m]	113	80	36	91	69
DRA ¹ [p.u.]	0,97	0,97	0,97	0,96	0,97
Vento p/ balanço [km/h] (50 anos, 30 s, 10 m)	90	90	90	90	90

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

Na Tabela 11-3 estão apresentados os parâmetros econômicos considerados na otimização. Os fluxos, fatores de carga e de perdas utilizados estão apresentados na Tabela 11-4. Já a Tabela 11-5 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 7.

Tabela 11-3 Dados para avaliação econômica.

Custo das perdas de energia [R\$/MWh]	199,96
Período [anos]	30
Taxa de desconto anual [%]	8

(¹) Atualizado pela EPE conforme [15].

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

Linha	Fluxo¹ [MVA]	Duração [Anos]	Fator de perdas
Seccionamento da LT 500 kV Olindina – Camaçari II, C1, na SE Arembepe II	774	30	0,27
LT 230 kV Lauro de Freitas II – Arembepe II, C1	251	30	0,66
Seccionamento da LT 230 kV Matatu - Cotegipe, C1, na SE Narandiba	150	30	0,37
Seccionamento da LT 230 kV Camaçari IV - Pituaçu, C1, na SE Arembepe II	315	30	0,36
Seccionamento da LT 230 kV Camaçari II - Matatu, C1, na SE Lauro de Freitas II	211	30	0,36

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

Tabela 11-5 Dados do sistema – Fluxos máximos observados para diferentes condições de operação.

Linha	Fluxo¹ [MVA]	
	Normal	Emergência
Seccionamento da LT 500 kV Olindina – Camaçari II, C1, na SE Arembepe II	774	871
LT 230 kV Lauro de Freitas II – Arembepe II, C1	251	386
Seccionamento da LT 230 kV Matatu - Cotegipe, C1, na SE Narandiba	163	282
Seccionamento da LT 230 kV Camaçari IV - Pituaçu, C1, na SE Arembepe II	317	418
Seccionamento da LT 230 kV Camaçari II - Matatu, C1, na SE Lauro de Freitas II	213	325

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

Nestas análises adotou-se referencialmente estruturas autoportantes de circuito simples ou circuito duplo. Na Seção 11.4 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.

11.2. Critérios Para Análises Elétricas e Comparações Econômicas

Na definição das capacidades de corrente, os valores a serem especificados devem atender minimamente aos fluxos observados no estudo, em condição normal e emergência. Adicionalmente, para a nova LT, deve-se buscar adotar 65 °C como limite superior de temperatura nos cabos condutores em condição normal de operação e 90 °C em condição de emergência. Com

relação aos níveis de emissão eletromagnética, esses devem observar os requisitos mínimos definidos em [10]. 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 (instalação e perdas), com diferenças de até 3 % são consideradas economicamente equivalentes. Como critérios de desempate, pode-se considerar, por exemplo, os custos de instalação, a padronização com soluções existentes e a robustez da solução.

11.3. Avaliações Econômicas

Inicialmente, cumpre-se destacar que, devido aos comprimentos reduzidos dos trechos dos seccionamentos da LT 230 kV Matatu - Cotegipe, C1, na SE Narandiba (LT3) e dos trechos de seccionamentos da LT 230 kV Camaçari II - Matatu, C1, na SE Lauro de Freitas II (LT5), não se justifica uma avaliação econômica para determinar a solução de referência para esses trechos.

Assim, adota-se para os novos trechos do seccionamento da LT 230 kV Matatu - Cotegipe, C1, na SE Narandiba (LT3) a configuração 1 X ACCC CORDOBA para o trecho referente ao circuito Matatu - Narandiba e a configuração 2 X CAA GROSBEAK (636 MCM) para o trecho referente ao circuito de Narandiba – Cotegipe.

Já para os trechos de seccionamentos da LT 230 kV Camaçari II - Matatu, C1, na SE Lauro de Freitas II (LT5), nota-se que a configuração original da LT é 1 x CAA GROSBEAK (636 MCM). No entanto, considerando a solução de referência 1 X ACCC CORDOBA adotada para o recondutoramento do trecho de Matatu ao ponto de seccionamento, tem-se que, caso fosse replicada a solução 1 x CAA GROSBEAK (636 MCM), o trecho recondutorado ficaria limitado às capacidades de corrente de longa duração e curta duração do novo trecho de seccionamento. Além disso, não se optou pela solução 1 X ACCC CORDOBA para o trecho de seccionamento pelo fato de que essa solução produz, no caso de torre de circuito duplo, valores expressivos de faixa de passagem em decorrência da radiointerferência, dado o reduzido diâmetro desse condutor. Dessa maneira, vislumbrando-se um ganho de escala no empreendimento, adota-se para os dois circuitos do novo trecho de seccionamento da LT 230 kV Camaçari II - Matatu, C1, na SE Lauro de Freitas II, a configuração 2 x CAA TERN (795MCM).

11.3.1. Seleção dos cabos condutores – LT1: Seccionamento da LT 500 kV Olindina – Camaçari II, C1, na SE Arembepe II, CS.

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que as soluções economicamente equivalentes dentre as soluções candidatas são aquelas apresentadas na Tabela 11-6, com diferenças até cerca de 3 %. Como a LT existente possui a configuração 4 x CAA GROSBEAK (636 MCM), essa solução será mantida como referência para os novos trechos de seccionamento.

Tabela 11-6 Configurações com menor custo total.

Cabo condutor		Custos (1000 x R\$/km)			Relação entre custo total e o menor custo total [%]
Nome	Nº de subcondutores por fase	Instalação	Perdas	Total	
TERN	4	1978,6	306,0	2284,7	100,0
SQUAB	4	1888,4	406,9	2295,3	100,5
GROSBEAK	4	1946,7	383,7	2330,4	102,0

11.3.2. Seleção dos cabos condutores – LT2: LT 230 kV Lauro de Freitas II – Arembepe II, C1, CS.

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que as soluções economicamente equivalentes dentre as soluções candidatas são aquelas apresentadas na Tabela 11-7. Como pode se verificar, a configuração de menor custo total é a configuração 2 x CAA TERN (795 MCM). Desse modo, essa será a configuração recomendada para utilização nesta LT.

Tabela 11-7 Configurações com menor custo total.

Cabo condutor		Custos (1000 x R\$/km)			Relação entre custo total e o menor custo total [%]
Nome	Nº de subcondutores por fase	Instalação	Perdas	Total	
TERN	2	993,5	603,6	1597,1	100,0
RUDDY	2	1065,1	534,6	1599,7	100,2
RAIL	2	1103,2	505,3	1608,5	100,7
LAPWING	1	980,5	637,3	1617,7	101,3
NUTHATCH	1	953,2	669,3	1622,6	101,6
ORTOLAN	2	1158,4	467,8	1626,2	101,8
BOBOLINK	1	926,1	704,5	1630,5	102,1
DIPPER	1	898,6	742,4	1640,9	102,7

11.3.3. Seleção dos cabos condutores – LT4: Seccionamento da LT 230 kV Camaçari IV - Pituaçu, C1, na SE Arembepe II, CD

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que as soluções economicamente equivalentes dentre as soluções candidatas são aquelas apresentadas na Tabela 11-7. Como pode se verificar, a configuração de menor custo total é a configuração 2 x CAA TERN (795 MCM). Desse modo, essa será a configuração recomendada para utilização nesta LT.

Tabela 11-8 Configurações com menor custo total.

Cabo condutor		Custos (1000 x R\$/km)			Relação entre custo total e o menor custo total [%]
Nome	Nº de subcond. por fase	Instalação	Perdas	Total	
TERN	2	2075,5	1044,3	3119,8	100,0
RUDDY	2	2207,8	922,9	3130,7	100,4
LAPWING	1	2045,5	1106,5	3152,0	101,0
NUTHATCH	1	1994,2	1163,5	3157,7	101,2
RAIL	2	2291,0	871,5	3162,5	101,4
BOBOLINK	1	1940,8	1225,7	3166,5	101,5
DIPPER	1	1888,6	1293,4	3182,0	102,0
ORTOLAN	2	2399,7	805,8	3205,5	102,8
BITTERN	1	1838,9	1373,8	3212,7	103,0

11.4. Características Técnicas da Solução de Referência

11.4.1. Características elétricas LT1 – Seccionamento da LT 500 kV Olindina – Camaçari II, C1, na SE Areembepe II, CS.

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades de corrente especificadas para os novos trechos de seccionamento estão sumarizados na Tabela 11-9. Nota-se que, embora mantenha-se o condutor existente, as capacidades de corrente para projeto foram revisadas explorando os limites térmicos dos condutores.

Tabela 11-9 Características elétricas básicas do novo trecho de seccionamento.

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω /km]	x [Ω /km]	b [μ S/km]
Circuito Simples	CAA 4 x GROSBEAK (636 MCM)	2800	3615	+	0,0259	0,3205	5,1536
				0	0,3256	1,1964	3,1106
				mut.0	-	-	-

A Figura 11-1, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos do novo trecho de 500 kV, incluindo o vão médio de 500 m utilizado na análise referencial.

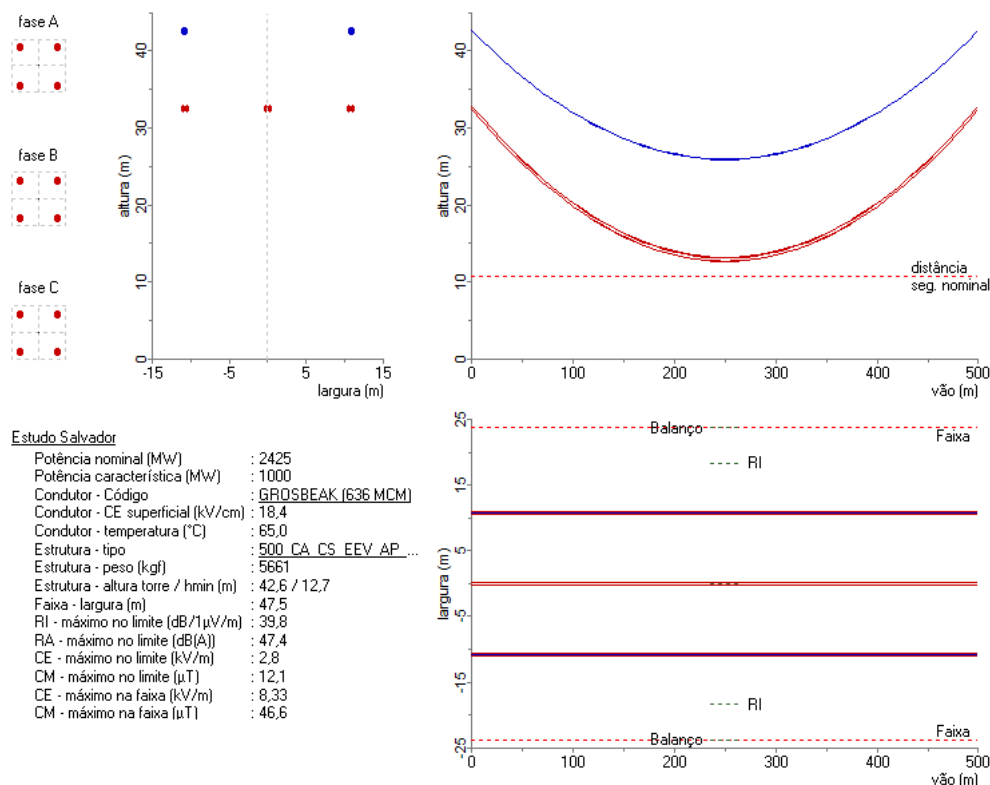


Figura 11-1 Dados técnicos básicos do novo trecho de seccionamento da LT 500 kV Olindina – Camaçari II, C1, na SE Areembepe II, CS.

11.4.2. Características construtivas LT1 – Seccionamento da LT 500 kV Olindina – Camaçari II, C1, na SE Arebbepe II, CS.

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas dos centros dos feixes de condutores e dos cabos para-raios da silhueta típica, bem como as respectivas flechas, estão apresentadas na Tabela 11-10. Foram considerados feixes regulares com quatro subcondutores e espaçamento de 45,72 cm entre os cabos condutores.

Tabela 11-10 Coordenadas da silhueta típica do novo trecho de seccionamento

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A	-10,80	32,62	19,7
Feixe B	0,00	32,62	19,7
Feixe C	10,80	32,62	19,7
Para-raios 1	-10,78	42,60	16,7
Para-raios 2	10,78	42,60	16,7

11.4.3. Características elétricas LT2 – LT 230 kV Lauro de Freitas II – Arebbepe II, C1, CS.

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

Tabela 11-11 Características elétricas básicas da nova LT.

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω /km]	x [Ω /km]	b [μ S/km]
Circuito Simples	CAA			+	0,0412	0,3441	4,7822
	2 x TERN (795 MCM)	1615	2080	0	0,3828	1,2908	2,6720
				mut.0	-	-	-

A Figura 11-2Figura 11-1, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da nova LT 230 kV, incluindo o vão médio de 450 m utilizado na análise referencial.

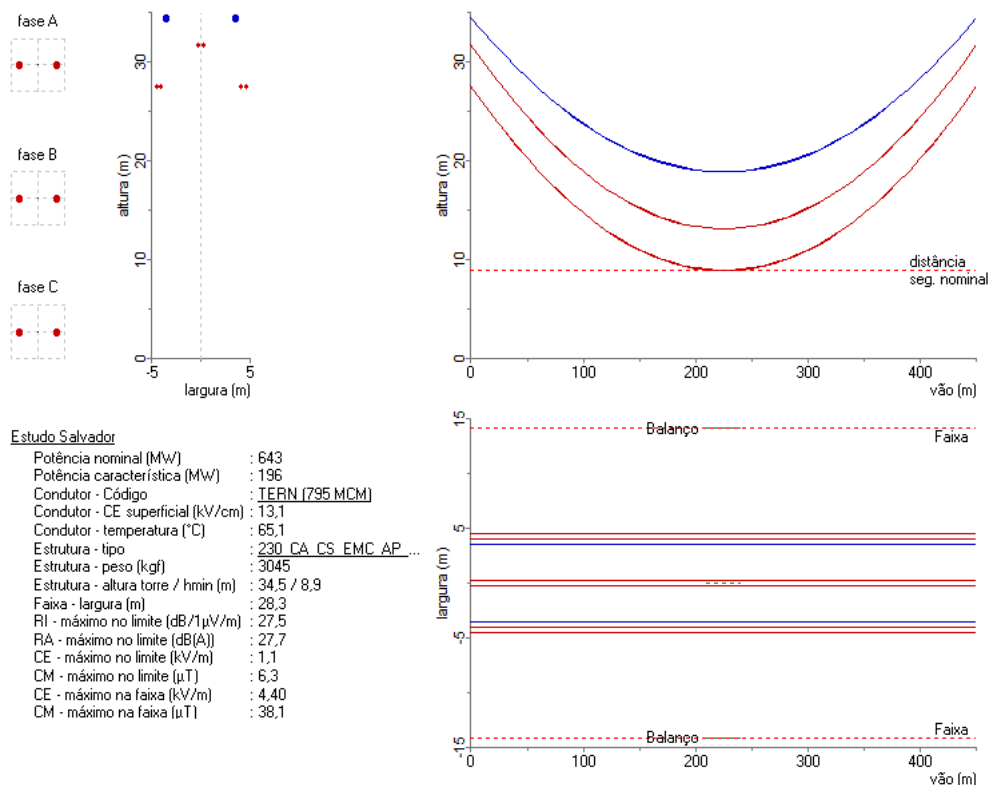


Figura 11-2 - Dados técnicos básicos da nova LT 230 kV Lauro de Freitas II – Arembepe II, C1, CS.

11.4.4. Características construtivas LT2 – LT 230 kV Lauro de Freitas II – Arembepe II, C1, CS.

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 11-12. Foram considerados feixes com geometria horizontal e espaçamento de 45,72 cm entre os cabos condutores.

Tabela 11-12 Coordenadas da silhueta típica da nova LT.

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A	-4,3	27,6	18,7
Feixe B	0,0	31,8	18,7
Feixe C	4,3	27,6	18,7
Para-raios 1	-3,5	34,5	15,6
Para-raios 2	3,5	34,5	15,6

11.4.5. Características elétricas LT3 – Seccionamento da LT 230 kV Matatu - Cotegipe, C1, na SE Narandiba, CS.

Os parâmetros elétricos e as capacidades de corrente especificadas para o trecho de seccionamento com a configuração 1 x ACCC CORDOBA (Narandiba – Matatu) encontram-se no item 11.5. Já os parâmetros elétricos e as capacidades de corrente especificadas para o trecho de seccionamento com a configuração 2 x CAA GROSBEAK (636 MCM) (Narandiba - Cotegipe) estão sumarizados na

Tabela 11-13. Nota-se que, devido à reduzida extensão do trecho, foram mantidas as capacidades originais de projeto do trecho existente (sem fator limitante).

Tabela 11-13 Características elétricas básicas do novo trecho de seccionamento.

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω /km]	x [Ω /km]	b [μ S/km]
Circuito Simples	CAA 2 x GROSBEAK (636 MCM)	874	1241	+	0,0511	0,3460	4,7482
				0	0,3944	1,2895	2,7003
				mut.0	-	-	-

11.4.6. Características elétricas LT4 – Seccionamento da LT 230 kV Camaçari IV - Pituáçu, C1, na SE Areambepe II, CD.

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades de corrente especificadas para os novos trechos de seccionamento estão sumarizados na Tabela 11-14.

Tabela 11-14 Características elétricas básicas dos novos trechos de seccionamento.

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω /km]	x [Ω /km]	b [μ S/km]
Circuito Duplo	CAA 2 x TERN (795 MCM)	1615	2080	+	0,0414	0,3521	4,7265
				0	0,3534	1,3219	2,7919
				mut.0	0,3091	0,8999	-0,9826

A Figura 11-3, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos dos novos trechos de seccionamento 230 kV, incluindo o vão médio de 450 m utilizado na análise referencial.

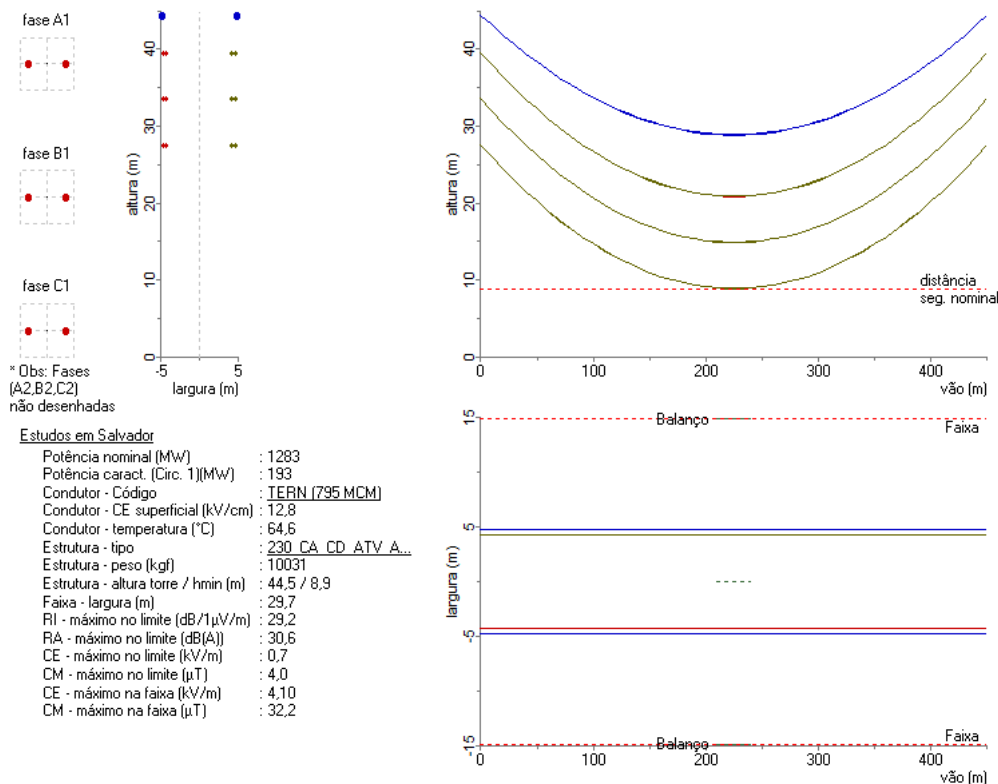


Figura 11-3 - Dados técnicos básicos do novo trecho de seccionamento da LT 230 kV Camaçari IV - Pituaçu, C1, na SE Arembepe II, CD.

11.4.7. Características construtivas LT4 – Seccionamento da LT 230 kV Camaçari IV - Pituaçu, C1, na SE Arembepe II, CD.

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 11-15. Foram considerados feixes com geometria horizontal e espaçamento de 45,72 cm entre os cabos condutores.

Tabela 11-15 Coordenadas da silhueta típica dos novos trechos de seccionamento.

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A1	-4,5	39,6	18,7
Feixe B1	-4,5	33,6	18,7
Feixe C1	-4,5	27,6	18,7
Feixe A2	4,5	27,6	18,7
Feixe B2	4,5	33,6	18,7
Feixe C2	4,5	39,6	18,7
Para-raios 1	-4,8	44,5	15,6
Para-raios 2	4,8	44,5	15,6

11.4.8. Características elétricas LT5 – Seccionamento da LT 230 kV Camaçari II - Matatu, C1, na SE Lauro de Freitas II, CD.

Os parâmetros elétricos e capacidades de corrente especificadas estão sumarizados na Tabela 11-16. Nota-se que, devido à extensão do novo trecho, foi mantida a mesma capacidade especificada para o trecho da linha Camaçari II – Matatu a ser reconduzido.

Tabela 11-16 Características elétricas básicas dos novos trechos de seccionamento.

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω /km]	x [Ω /km]	b [μ S/km]
Circuito Duplo	CAA 2 x TERN (795 MCM)	1569	1771	+	0,0414	0,3521	4,7266
				0	0,3534	1,3219	2,7928
				mut.0	0,3091	0,8999	-0,9819

A Figura 11-4, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos dos novos trechos de seccionamento, incluindo o vão médio de 450 m utilizado na análise referencial.

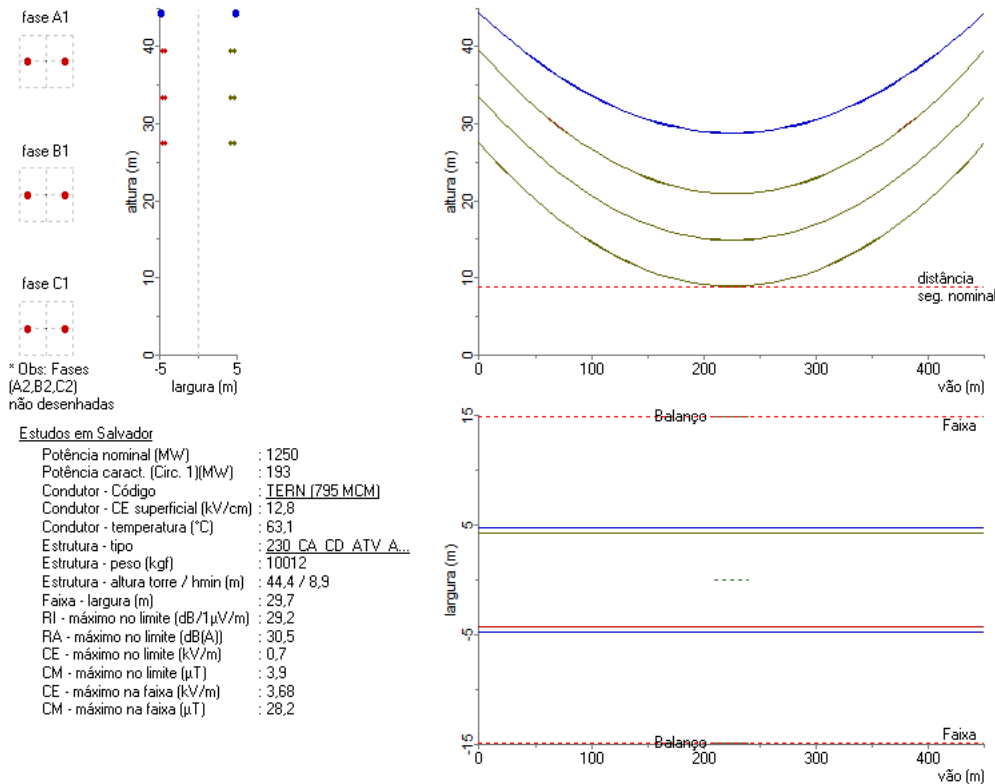


Figura 11-4 - Dados técnicos básicos do novo trecho de seccionamento da LT 230 kV Camaçari II - Matatu, C1, na SE Lauro de Freitas II, CD.

11.4.9. Características construtivas LT5 – Seccionamento da LT 230 kV Camaçari II - Matatu, C1, na SE Lauro de Freitas II, CD.

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 11-17. Foram considerados feixes com geometria horizontal e espaçamento de 45,72 cm entre os cabos condutores.

Tabela 11-17 Coordenadas da silhueta típica dos novos trechos de seccionamento.

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A1	-4,5	39,5	18,6
Feixe B1	-4,5	33,5	18,6
Feixe C1	-4,5	27,5	18,6
Feixe A2	4,5	27,5	18,6

Feixe B2	4,5	33,5	18,6
Feixe C2	4,5	39,5	18,6
Para-raios 1	-4,8	44,4	15,6
Para-raios 2	4,8	44,4	13,4

11.4.10. Estimativas iniciais para faixa de segurança

Com relação às faixas de segurança, a Tabela 11-18 apresenta os valores calculados pelo ELEKTRA, para a nova LT e para cada 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 11-18 Estimativas iniciais para faixa de segurança.

Linha	Faixa calculada [m]	Restrição	Faixa Adotada [m]
Seccionamento da LT 500 kV Olindina – Camaçari II, C1, na SE Arembepe II.	2 x 47,5	Balanço	2 x 50
LT 230 kV Lauro de Freitas II – Arembepe II, C1.	28,3	Balanço	30
Seccionamento da LT 230 kV Camaçari IV - Pituaçu, C1, na SE Arembepe II.	29,7	Balanço	30
Seccionamento da LT 230 kV Camaçari II - Matatu, C1, na SE Lauro de Freitas II.	29,7	Balanço	30

11.5. Recapitações de Linhas Existentes

Na Tabela 11-19 são apresentadas as linhas de transmissão existentes recomendadas para recapitação, juntamente com a solução de referência adotada. Nota-se que, no que diz respeito às linhas em si, as soluções propostas envolvem apenas a troca dos condutores – além de ferragens e acessórios –, sem reforços em estruturas e fundações.

Tabela 11-19 Linhas de transmissão a serem recapitadas.

Linha de Transmissão	Capacidades	Novo Cabo	r ⁺ a 50 °C [Ω/km]	Observações
Seccionamento LT 230 kV Matatu – Cotegipe, C1, na SE Narandiba. Trecho Matatu - Narandiba	1569/1771 A	1 x Cordoba 788 MCM (ACCC)	0,08	-
Seccionamento LT 230 kV Camaçari II – Matatu, na SE Lauro de Freitas II. Trecho Matatu – Lauro de Freitas II.	1569/1771 A	1 x Cordoba 788 MCM (ACCC)	0,08	-

Cabe destacar que essas soluções de referência foram definidas pela Transmissora, conforme ofícios de consultas que constam no Anexos 17.6.2 e 17.6.3. Por serem soluções de referência, entende-se que alterações futuras são possíveis, desde que os requisitos mínimos de capacidade de corrente sejam atendidos e as estimativas de custos não sejam alteradas significativamente.

12. ANÁLISE DE RESSONÂNCIA E EXTINÇÃO DE ARCO SECUNDÁRIO

Neste capítulo são apresentados os principais resultados das análises preliminares de ressonância e extinção de arco secundário com vistas a verificar, em regime permanente no domínio da frequência, a viabilidade de implantação do religamento monopolar referente ao trecho Camaçari II – Arembepe II, originado pelo Seccionamento da LT 500 kV Camaçari II – Olindina, C1, em Circuito Simples (CS), na SE Arembepe II

Para as demais LTs recomendadas neste relatório julgou-se desnecessária a documentação das análises devido à alguma combinação dos seguintes fatores: (i) comprimento não elevado; (ii) silhueta convencional e (iii) ausência de compensação. Nestes casos, a princípio, também não se vislumbra grandes dificuldades na implantação do religamento monopolar. Não obstante as análises preliminares realizadas, ressalta-se que as situações deverão ser investigadas novamente no âmbito do Projeto Básico, para todas as linhas e seccionamentos recomendados, quando aplicável. Nessas análises deverão ser consideradas as soluções que de fato serão adotadas, com simulações nos domínios do tempo e da frequência, com uma modelagem mais acurada da rede adjacente, dos acoplamentos entre circuitos, dos esquemas de transposição, incluindo a reavaliação das especificações de eventuais reatores/resistores de neutro, caso seja identificada a necessidade nestes estudos. Destaca-se que todas as simulações foram realizadas com o programa ATP/ATPDraw.

12.1. Procedimentos e Critérios de Análise

Diz-se que o religamento monopolar é viável se houver alta probabilidade de auto-extinção do arco secundário em um tempo morto predefinido. Essa probabilidade deve ser verificada através do par de valores de tensão e corrente, no ponto de falta, tanto em regime permanente como em regime transitório. Não obstante, considerando um tempo morto acima de 500 ms, as análises em regime permanente possibilitam conclusões preliminares sobre a viabilidade da manobra. Essas análises têm como objetivo investigar a corrente de arco secundário e a tensão sustentada, sob abertura monopolar, para a faixa de frequência de 56 Hz a 66 Hz [16], [17]. A verificação da tensão de fase aberta é importante não só para a questão da extinção do arco secundário, mas também para assegurar que durante a manobra os equipamentos terminais da LT não ficarão expostos a sobretensões acima de seus limites de suportabilidade.

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

- corrente de arco secundário não superior a 80 A_{ef} [17], [18];

- tensão induzida na fase aberta não superior à tensão máxima de operação.

12.2. Seccionamento da LT 500 kV Camaçari II – Olindina, C1, em CS, na SE Arembepe II

Atualmente a LT existente possui um comprimento de cerca de 147 km, SIL da ordem de 1000 MW, com reator shunt de 100 Mvar no terminal Camaçari II e não possui reator de neutro. A LT original possui um grau de compensação de aproximadamente 53 %. Após o seccionamento, o trecho Camaçari II – Arembepe II ficará com aproximadamente 33 km e cerca de 239 % compensado. Já o trecho Arembepe II – Olindina ficará com aproximadamente 170 km, sem compensação, razão pela qual não se faz necessário avaliação deste trecho. Nas simulações, o ponto de operação foi ajustado considerando-se um fluxo de cerca 1000 MVA, no sentido de Camaçari II para Olindina.

12.2.1. Seccionamento da LT 500 kV Camaçari II – Olindina, C1. Trecho de Seccionamento Camaçari II - Arembepe II

De acordo com a Figura 12-1 e a Tabela 12-1 (referente ao Terminal de Arembepe II, considerando a LT 500 kV Camaçari II – Olindina, C2 em operação), a princípio, não se verificou a necessidade de adoção de ajustes nos equipamentos existentes para mitigar a corrente de arco secundário, uma vez que os valores obtidos estão dentro do limite considerado.

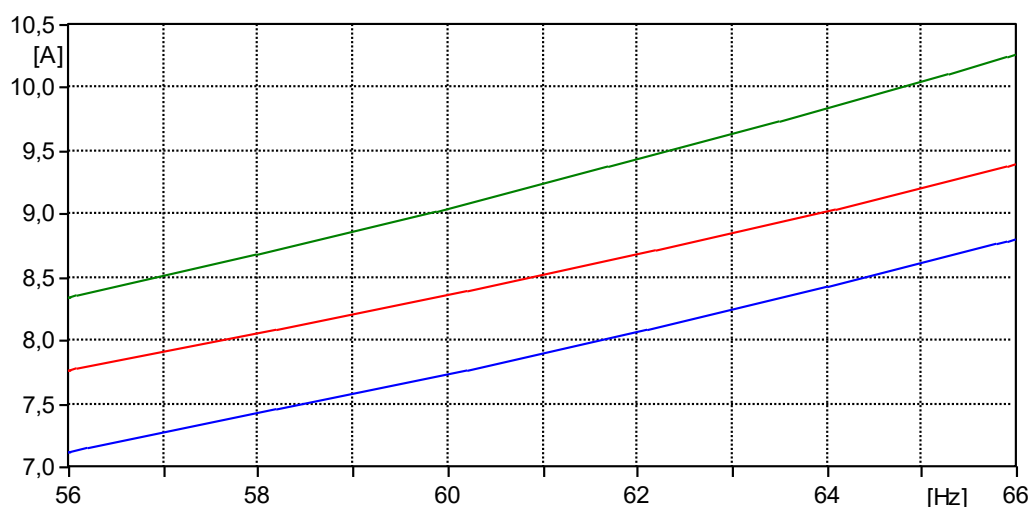


Figura 12-1 Seccionamento da LT 500 kV Camaçari II – Olindina, C1. Trecho de Seccionamento Camaçari II - Arembepe II. Terminal Arembepe II. Corrente de Arco Secundário, valor eficaz.

Tabela 12-1 Seccionamento da LT 500 kV Camaçari II – Olindina, C1. Trecho de Seccionamento Camaçari II - Arembepe II. Terminal Arembepe II. Corrente de arco secundário a 60 Hz, valor eficaz.

Fase em falta	Local da falta	
	Arembepe II	Camaçari II
A	8,36 A	7,63 A
B	9,05 A	8,68 A
C	7,74 A	7,56 A

Já para a tensão induzida (referente ao Terminal de Arembepe II, considerando a LT 500 kV Camaçari II – Olindina, C2 desligada e não aterrada), a Figura 12-2 mostra que durante a abertura monopolar as fases não ficam sujeitas a sobretensões.

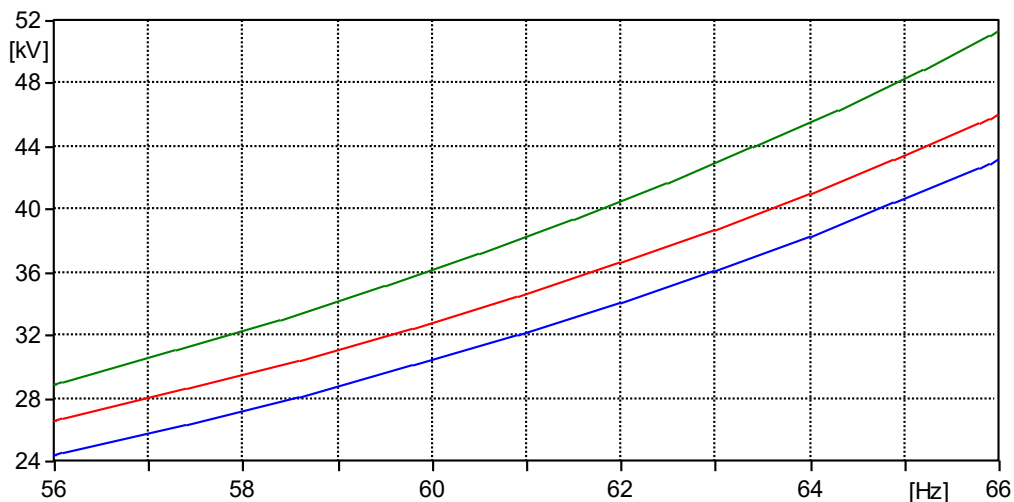


Figura 12-2 Seccionamento da LT 500 kV Camaçari II – Olindina, C1. Trecho de Seccionamento Camaçari II-Arembepe II. Terminal Arembepe II. Prospecção da tensão induzida, valor eficaz.

12.3. Comentários Finais

Considerando o seccionamento da LT 500 kV Camaçari II – Olindina, na SE Arembepe II, vislumbra-se que, através das análises preliminares de extinção de arco secundário e ressonância, não existe, a princípio, nenhuma necessidade de ajuste nos equipamentos existentes, como remanejamento/substituição de reatores em derivação e/ou inclusão de reatores de neutro. No entanto, ressalta-se que, se necessário, as análises preliminares realizadas deverão ser investigadas novamente. Nessas análises deverão ser consideradas as soluções que de fato serão adotadas, com simulações nos domínios do tempo e da frequência, com uma modelagem mais acurada da rede adjacente.

13. RECOMENDAÇÕES PARA RELATÓRIO R2

Para as novas obras recomendadas neste relatório, não foi identificada instalação 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, quando aplicável. 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.

14. ANÁLISE SOCIAMBIENTAL PRELIMINAR

As avaliações socioambientais preliminares referentes às novas instalações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira recomendadas neste estudo foram objeto da Nota Técnica EPE-DEA-SMA-NT-009 “Análise Socioambiental do estudo de Avaliação do Controle de tensão e condições de atendimento à Região Metropolitana de Salvador” [4], que é parte integrante deste relatório R1.

15. REFERÊNCIAS

- [1] EPE - Empresa de Pesquisa Energética, “EPE-DEE-RE-068/2018-rev2 - Relatório R1 - Avaliação do Atendimento às Cargas da Subestação Pirajá”, Rio de Janeiro, jun. 2019. [Online]. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>
- [2] Brasil, *Lei n° 10.847 - Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências*. Brasil, 2004. Acessado: 15 de março de 2026. [Online]. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.847.htm
- [3] EPE - Empresa de Pesquisa Energética, “Diagnostico Regional PDE 2033 Volume II – GET Nordeste Alagoas | Bahia | Ceará | Paraíba | Pernambuco | Piauí | Rio Grande do Norte | Sergipe”, set. 2024.
- [4] EPE - Empresa de Pesquisa Energética, “EPE-DEA-SMA-NT-009/2026 - Análise Socioambiental - Avaliação do Controle de tensão e condições de atendimento à Região Metropolitana de Salvador”, março de 2026.
- [5] EPE - Empresa de Pesquisa Energética, “EPE-DEE-DEA-NT-004/2020 - Diretrizes para a elaboração dos relatórios técnicos para a licitação de novas instalações da Rede Básica: estrutura e conteúdo dos relatórios R1, R2, R3, R4 e R5”, 15 de dezembro de 2020. [Online]. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>
- [6] CCPE - Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos, “Critérios para expansão do sistema de Transmissão - Volume 1”, nov. 2002.
- [7] CCPE - Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos, “Critérios para expansão do sistema de Transmissão - Volume 2”, nov. 2002.
- [8] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, “Base de Referência de Preços”, janeiro de 2025.
- [9] EPE - Empresa de Pesquisa Energética, “EPE-DEE-NT-84/2021 - Definição de parâmetros indicativos para o planejamento de linhas de transmissão subterrâneas e subaquáticas em corrente alternada”, set. 2021. [Online]. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>
- [10] ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Procedimentos de Rede: Submódulo 2.7 - Requisitos mínimos para linhas de transmissão”, 10 de agosto de 2022.
- [11] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa N° 674 - Aprovação do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico -MCPSE”, agosto de 2015.
- [12] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, “MCPSE - Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (Anexo à REN 674/2015)”, 11 de agosto de 2015.
- [13] CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, “ELEKTRA: Dimensionamento, Cálculo de Custos e Otimização das Linhas de Transmissão”, Acessado: 17 de março de 2026. [Online]. Disponível em: <https://www.cepel.br/produtos/elektra/>
- [14] INMET - Instituto Nacional de Meteorologia, “Normal Climatológico do Brasil 1981-2010: Temperatura Máxima”, 2025. Acessado: 17 de março de 2026. [Online]. Disponível em: <http://www.inmet.gov.br/portal/>
- [15] EPE - Empresa de Pesquisa Energética, “EPE-DEE-IT-030/2025 - Informe Técnico - Atualização dos Parâmetros Econômicos de Referência para os Estudos de Expansão da Transmissão do Ciclo de Planejamento 2025”, 2025.

- [16] ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, "Procedimentos de Rede: Submódulo 2.3 - Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos: Critérios", novembro de 2025.
- [17] H.-J. Haubrich, G. Hosemann, e R. Thomas, "Single-phase auto-reclosing in EHV Systems", Paris, 1974.
- [18] ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, "Diretrizes para a Elaboração de Projetos Básicos para Empreendimentos de Transmissão: Estudos elétricos, especificação das instalações, de equipamentos e de linhas de transmissão", 2019.

16. EQUIPE TÉCNICA

EPE:

Fabiano Schmidt

Igor Chaves

João Alves da Silva Neto

Luiz Felipe Froede Lorentz

Marcelo Willian Henriques Szrajbman

Maria de Fátima de Carvalho Gama

Matias Halmenschlager Hubert

Rafael de Carvalho Caetano

Rafael Theodoro Alves e Mello

Renan Gonzaga Silva Dos Santos

Vinicius Ferreira Martins

Yan Ricardo Damasceno Rangel

TSE:

Ana Carolina Rennó Guimarães

Guilherme Felipe da Silva

João Bosco da Silva Júnior

Kairo Lorrان de Souza Silva

Leandro Martins Fernandes

Lucas Martins Gomes

Luis Átila Ramos de Melo

Rafael Faria da Silva

Rogério Régis da Silva

17. ANEXO

17.1. Diagramas das Novas Subestações

17.1.1. SE 500/230 kV Arembepé II

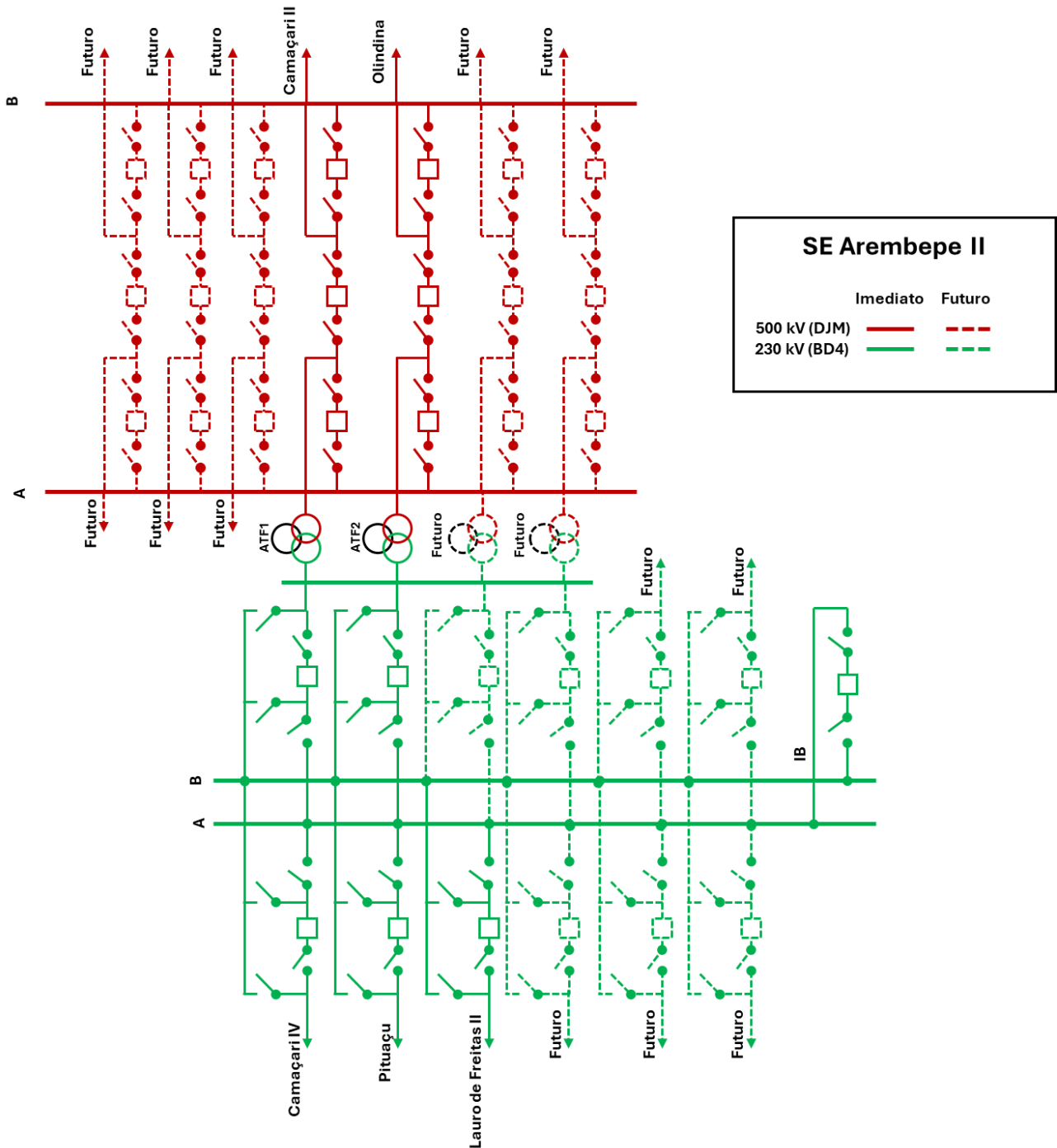


Figura 17-1 – Arranjo da Futura SE Arembepé II (500/230 kV).

17.1.2. SE 230/69 kV Lauro de Freitas II

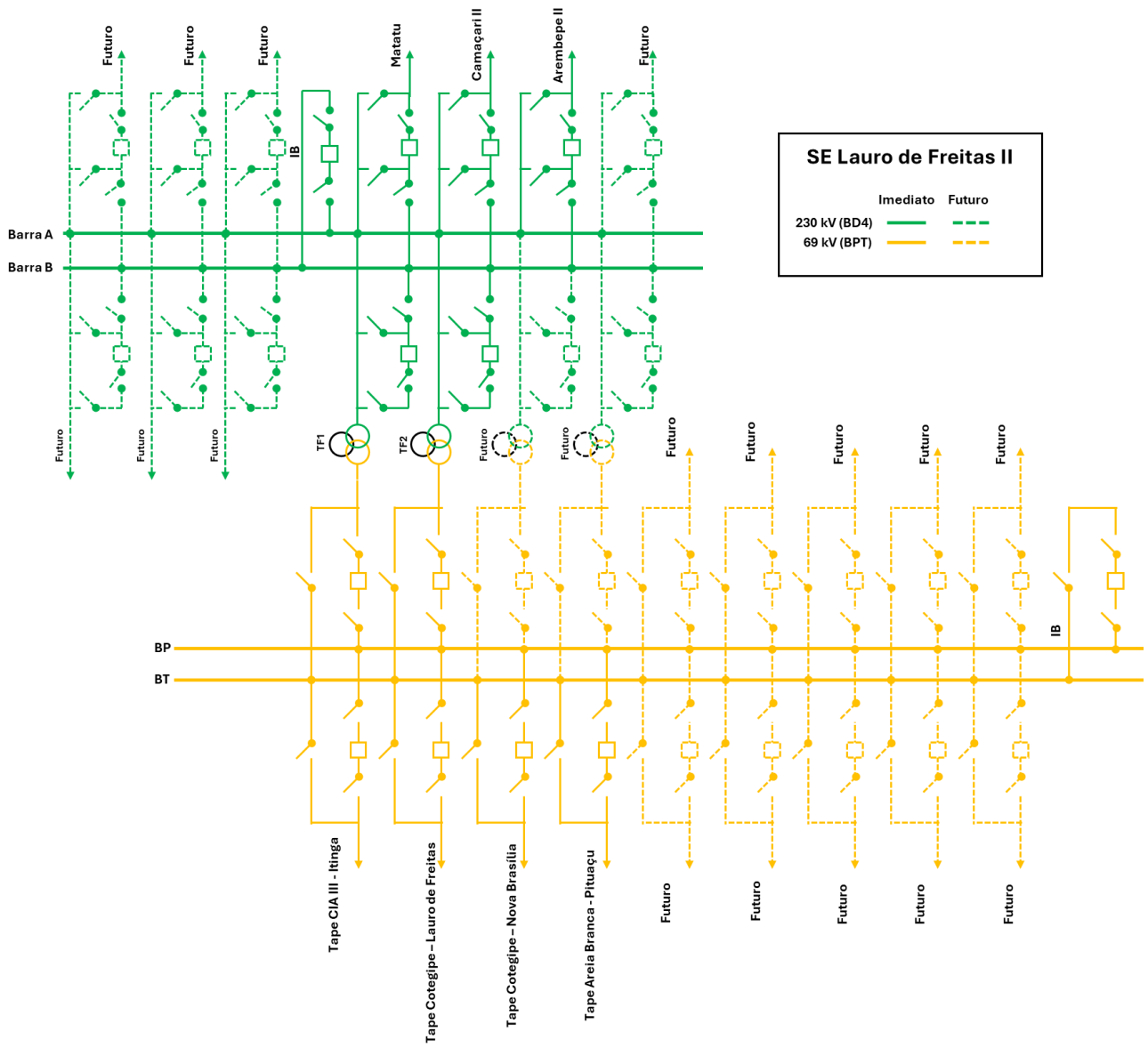


Figura 17-2 – Arranjo da Futura SE Lauro de Freitas II (230/69 kV).

17.2. Parâmetros das Linhas de Transmissão

Tabela 17-1 – Características Elétricas das Linhas de Transmissão – Alternativas Vencedoras.

Linha de transmissão	Tensão [kV]	Extensão [km]	Condutor	Capacidade Operativa		Parâmetros Elétricos		
				Longa Duração [A]	Curta Duração [A]	r+ [Ω /km]	x+ [Ω /km]	b+ [μ S/km]
Seccionamento LT 500 kV Olindina – Camaçari II C1, na SE Arembepe II	500	27,5	2xCS – 4x636 MCM	1508	2141	0,0341	0,3203	33,024
Lauro de Freitas II – Arembepe II C1 (linha nova)	230	11,2	CS – 2x795 MCM	1263	1589	0,0587	0,3605	4,504
Seccionamento LT 230 kV Matatu – Cotegipe, na SE Narandiba, trecho novo	230	0,1	2xCS – 2x636 MCM	630	796	0,0479	0,3971	4,251
Recondutoramento do trecho Narandiba – Matatu (resultante do seccionamento da LT 230 kV Matatu – Cotegipe na SE Narandiba)	230	5	CS – 1xACCC Cordoba	1569	1771	0,0804	0,4991	3,326
Seccionamento LT 230 kV Camaçari IV – Pituáçu, na SE Arembepe II	230	10,3	CD – 2x795 MCM	1263	1589	0,0587	0,3605	4,504
Seccionamento LT 230 kV Camaçari II – Matatu, na SE Lauro de Freitas II, trecho novo	230	4,29	CD – 2x795 MCM	630	796	0,0982	0,5314	3,136
Recondutoramento do trecho Lauro de Freitas II – Matatu (resultante do seccionamento da LT 230 kV Camaçari II – Matatu na SE Lauro de Freitas II)	230	21,4	CS – 1xACCC Cordoba	1569	1771	0,0804	0,4991	3,326

17.3. Parâmetros dos Equipamentos

Tabela 17-2 - Parâmetros dos Transformadores Novos.

Subestação	Transformação	Unidade	Capacidade [MVA]	X (%) Base 100 MVA	Ligação	D TAP
Arembepe II	500/230-13,8 kV	1° e 2° ATR	600/720	1,357	Y - Y	1,1/0,9
Lauro de Freitas II	230/69 kV	1°, 2° TR	250/300	5,6	Y - D	1,1/0,9
Camaçari II	230/69 kV	3° TR	150/180	9,333	Y - D	1,1/0,9
Pirajá	230/69 kV	3° TR	180/216	8,66	Y - D	1,1/0,9
Polo	230/69 kV	4° TR	100/120	13	Y - D	1,1/0,9
Matatu	230/69 kV	1° e 2° TR	200/240	6,515 (1)	Y - D	1,1/0,9
Matatu	69/11,9 kV	1° e 2° TR	40/48	32,575	D - Y	1,1/0,9

(1) -Parâmetro necessário para casamento de impedância com os transformadores 230/69 kV de 100 MVA existentes

17.4. Plano de Obras e Estimativa de Investimentos

Tabela 17-3 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1.

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						989.751,88	739.675,56	87.917,12	312.260,55
SE 500/230 kV AREMBEPE II (Nova)						239.594,68	176.109,24	21.282,58	72.317,24
1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 200 MVA 1Φ		2032	7,0	1,0	16756,74	117.297,18	86.216,93	10.419,21	35.403,99
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2032	2,0	1,0	15126,68	30.253,36	22.237,12	2.687,33	9.131,42
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	2,0	1,0	9490,67	18.981,34	13.951,85	1.686,06	5.729,17
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	7494,63	7.494,63	5.508,78	665,73	2.262,12
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2032	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	21.216,65	2.564,01	8.712,37
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			2,0						
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			3,0						
MIM - 500 kV		2032	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	6.178,53	746,67	2.537,14
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	3396,76	3.396,76	2.496,72	301,73	1.025,25
MIG (Terreno Rural)		2032	1,0	1,0	24900,57	24.900,57	18.302,66	2.211,85	7.515,78
SE 230/69 kV LAURO DE FREITAS II (Nova)						139.657,43	102.652,38	12.405,41	42.153,02
1° e 2° TF 230/69 kV, (6+1R) x 83,33 MVA 1Φ		2032	7,0	1,0	12006,61	84.046,27	61.776,52	7.465,61	25.367,82
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	2,0	1,0	9490,67	18.981,34	13.951,85	1.686,06	5.729,17
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2032	2,0	1,0	3488,20	6.976,40	5.127,86	619,70	2.105,70
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	7494,63	7.494,63	5.508,78	665,73	2.262,12
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2032	1,0	1,0	2782,41	2.782,41	2.045,15	247,15	839,82
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			3,0						
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			4,0						
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	3580,53	3.580,53	2.631,80	318,05	1.080,72
MIM - 69 kV		2032	1,0	1,0	1031,05	1.031,05	757,85	91,59	311,20

MIG (Terreno Rural)	2032	1,0	1,0	14764,80	14.764,80	10.852,57	1.311,52	4.456,48	
SECC LT 500 kV OLINDINA - CAMAÇARI II, C1, NA SE AREMBEPE II (Nova)					150.270,93	110.453,62	13.348,18	45.356,51	
2 x Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 27,5 km	2032	55,0	1,0	2245,01	123.475,55	90.758,22	10.968,02	37.268,82	
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2032	2,0	1,0	13397,69	26.795,38	19.695,40	2.380,16	8.087,69	
LT 230 kV LAURO DE FREITAS II - AREMBEPE II, C1 (Nova)					37.308,77	27.423,06	3.314,04	11.260,96	
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 11,2 km	2032	11,2	1,0	1242,79	13.919,25	10.231,06	1.236,41	4.201,27	
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	LAURO DE FREITAS II	2032	1,0	1,0	10501,25	10.501,25	7.718,73	932,80	3.169,61
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	AREMBEPE II	2032	1,0	1,0	10501,25	10.501,25	7.718,73	932,80	3.169,61
MIM - 230 kV	LAURO DE FREITAS II	2032	1,0	1,0	1193,51	1.193,51	877,27	106,02	360,24
MIM - 230 kV	AREMBEPE II	2032	1,0	1,0	1193,51	1.193,51	877,27	106,02	360,24
SE 230 kV PIRAJA (Ampliação/Adequação)					31.515,67	31.515,67	2.799,46	18.784,58	
3° TF 230/69 kV, 1 x 180 MVA 3Φ	2028	1,0	1,0	18274,66	18.274,66	18.274,66	1.623,29	10.892,42	
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2028	1,0	1,0	9667,92	9.667,92	9.667,92	858,78	5.762,46	
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2028	1,0	1,0	3573,09	3.573,09	3.573,09	317,39	2.129,70	
SE 230 kV POLO (Ampliação/Adequação)					27.416,32	15.997,16	2.435,32	3.662,02	
4° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2035	1,0	1,0	14175,31	14.175,31	8.271,16	1.259,16	1.893,41	
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2035	1,0	1,0	9667,92	9.667,92	5.641,14	858,78	1.291,35	
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2035	1,0	1,0	3573,09	3.573,09	2.084,86	317,39	477,26	
SE 230 kV CAMAÇARI II (Ampliação/Adequação)					30.125,36	30.125,36	2.675,96	17.955,90	
3° TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2028	1,0	1,0	16884,35	16.884,35	16.884,35	1.499,79	10.063,74	
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2028	1,0	1,0	9667,92	9.667,92	9.667,92	858,78	5.762,46	
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2028	1,0	1,0	3573,09	3.573,09	3.573,09	317,39	2.129,70	
SE 230/69 kV MATATU (Ampliação/Adequação)					40.760,32	29.960,05	3.620,63	12.302,75	
1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 200 MVA 3Φ	2032	2,0	1,0	20380,16	40.760,32	29.960,05	3.620,63	12.302,75	

SECC LT 230 kV CAMAÇARI II - MATATU, C1, NA SE AREMBEPE II (Nova)						61.352,35	45.095,81	5.449,77	18.518,08
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 10,3 km		2032	10,3	1,0	2172,56	22.377,37	16.448,03	1.987,72	6.754,20
Circuito Simples 230 kV, 1 x ACCC Cordoba, 27,1 km (recondutorar)		2032	27,1	1,0	579,63	15.707,97	11.545,83	1.395,30	4.741,16
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2032	2,0	1,0	10501,25	21.002,50	15.437,46	1.865,60	6.339,22
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	2264,51	2.264,51	1.664,48	201,15	683,50
SECC LT 230 kV CAMAÇARI IV - PITUAÇU, C1, NA SE LAURO DE FREITAS II (Nova)						32.709,80	24.042,68	2.905,53	9.872,85
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 4,29 km		2032	4,29	1,0	2172,56	9.320,28	6.850,69	827,90	2.813,16
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2032	2,0	1,0	10501,25	21.002,50	15.437,46	1.865,60	6.339,22
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	2387,02	2.387,02	1.754,53	212,03	720,48
LT 230 kV MATATU - COTEGIPE, C1 (Recondutorada)						18.417,84	13.537,67	1.636,01	5.559,09
Circuito Simples 230 kV, 1 x ACCC Cordoba, 29,84 km		2032	29,84	1,0	617,22	18.417,84	13.537,67	1.636,01	5.559,09
LT 69 kV MATATU II - DISTRIBUIÇÃO, C12 (Nova)						81.941,34	60.229,33	7.278,64	24.732,48
EL (Entrada de Linha) 11,9 kV, Arranjo BPT	MATATU II	2032	12,0	2,0	3070,54	73.692,96	54.166,53	6.545,96	22.242,86
MIM - 11,9 kV	MATATU II	2032	1,0	2,0	4124,19	8.248,38	6.062,81	732,68	2.489,62
LT 69 kV MATATU - MATATU II, C1 (Nova)						17.152,32	12.607,47	1.523,60	5.177,11
Circuito Simples 69 kV, 1 x AL 1200, 2 x 0,2 km		2032	0,4	1,0	11459,11	4.583,64	3.369,12	407,15	1.383,49
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	MATATU	2032	1,0	1,0	3845,88	3.845,88	2.826,84	341,62	1.160,81
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	MATATU II	2032	1,0	2,0	3845,88	7.691,76	5.653,67	683,24	2.321,62
MIM - 69 kV	MATATU	2032	1,0	1,0	343,68	343,68	252,62	30,53	103,73
MIM - 69 kV	MATATU II	2032	1,0	2,0	343,68	687,36	505,23	61,06	207,47
SE 69/11,9 kV MATATU II (Nova)						51.962,89	38.194,28	4.615,73	15.684,04
1° e 2° TF 69/11,9 kV, 2 x 40 MVA 3Φ		2032	2,0	1,0	6230,33	12.460,66	9.158,96	1.106,85	3.761,02
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2032	2,0	2,0	3573,09	14.292,36	10.505,31	1.269,55	4.313,89
CT (Conexão de Transformador) 11,9 kV, Arranjo BPT		2032	2,0	2,0	2943,96	11.775,84	8.655,59	1.046,02	3.554,32

EL (Entrada de Linha) 11,9 kV, Arranjo BPT					12,0				
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT					2,0				
MIM - 11,9 kV		2032	1,0	2,0	1374,73	2.749,46	2.020,94	244,23	829,87
MIM - 69 kV		2032	1,0	2,0	1374,73	2.749,46	2.020,94	244,23	829,87
MIG (Terreno Rural)		2032	1,0	1,0	7935,11	7.935,11	5.832,54	704,86	2.395,07
LT 69 kV LAURO DE FREITAS II - DISTRIBUIÇÃO, C1 Trecho novo (Nova)						29.565,85	21.731,78	2.626,26	8.923,91
4 x Circuito Simples 69 kV, 2 x 465 MCM (CAIRO), 4 x 6 km		2032	24,0	1,0	533,65	12.807,60	9.413,97	1.137,67	3.865,74
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	LAURO DE FREITAS II	2032	4,0	1,0	3845,88	15.383,52	11.307,35	1.366,48	4.643,23
MIM - 69 kV	LAURO DE FREITAS II	2032	1,0	1,0	1374,73	1.374,73	1.010,47	122,11	414,94

Tabela 17-4 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2.

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)							
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN			
						1.021.138,68	762.745,79	90.705,13	321.734,08			
SE 500/230 kV AREMBEPE II (Nova)						239.594,68	176.109,24	21.282,58	72.317,24			
1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 200 MVA 1Φ					2032	7,0	1,0	16756,74	117.297,18	86.216,93	10.419,21	35.403,99
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM					2032	2,0	1,0	15126,68	30.253,36	22.237,12	2.687,33	9.131,42
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4					2032	2,0	1,0	9490,67	18.981,34	13.951,85	1.686,06	5.729,17
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4					2032	1,0	1,0	7494,63	7.494,63	5.508,78	665,73	2.262,12
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM					2032	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	21.216,65	2.564,01	8.712,37
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM						2,0						
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4						3,0						
MIM - 500 kV					2032	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	6.178,53	746,67	2.537,14
MIM - 230 kV					2032	1,0	1,0	3396,76	3.396,76	2.496,72	301,73	1.025,25
MIG (Terreno Rural)					2032	1,0	1,0	24900,57	24.900,57	18.302,66	2.211,85	7.515,78
SE 230/69 kV LAURO DE FREITAS II (Nova)									139.657,43	102.652,38	12.405,41	42.153,02
1° e 2° TF 230/69 kV, (6+1R) x 83,33 MVA 1Φ					2032	7,0	1,0	12006,61	84.046,27	61.776,52	7.465,61	25.367,82
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4					2032	2,0	1,0	9490,67	18.981,34	13.951,85	1.686,06	5.729,17
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT					2032	2,0	1,0	3488,20	6.976,40	5.127,86	619,70	2.105,70
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4					2032	1,0	1,0	7494,63	7.494,63	5.508,78	665,73	2.262,12
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT					2032	1,0	1,0	2782,41	2.782,41	2.045,15	247,15	839,82
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4						3,0						
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT						4,0						
MIM - 230 kV					2032	1,0	1,0	3580,53	3.580,53	2.631,80	318,05	1.080,72
MIM - 69 kV					2032	1,0	1,0	1031,05	1.031,05	757,85	91,59	311,20
MIG (Terreno Rural)					2032	1,0	1,0	14764,80	14.764,80	10.852,57	1.311,52	4.456,48

SECC LT 500 kV OLINDINA - CAMAÇARI II, C1, NA SE AREMBEPE II (Nova)						150.270,93	110.453,62	13.348,18	45.356,51
2 x Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 27,5 km	2032	55,0	1,0	2245,01		123.475,55	90.758,22	10.968,02	37.268,82
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2032	2,0	1,0	13397,69		26.795,38	19.695,40	2.380,16	8.087,69
LT 230 kV LAURO DE FREITAS II - AREMBEPE II, C1 (Nova)						37.308,77	27.423,06	3.314,04	11.260,96
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 11,2 km	2032	11,2	1,0	1242,79		13.919,25	10.231,06	1.236,41	4.201,27
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	LAURO DE FREITAS II	2032	1,0	1,0	10501,25	10.501,25	7.718,73	932,80	3.169,61
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	AREMBEPE II	2032	1,0	1,0	10501,25	10.501,25	7.718,73	932,80	3.169,61
MIM - 230 kV	LAURO DE FREITAS II	2032	1,0	1,0	1193,51	1.193,51	877,27	106,02	360,24
MIM - 230 kV	AREMBEPE II	2032	1,0	1,0	1193,51	1.193,51	877,27	106,02	360,24
SE 230 kV PIRAJA (Ampliação/Adequação)						31.515,67	31.515,67	2.799,46	18.784,58
3° TF 230/69 kV, 1 x 180 MVA 3Φ	2028	1,0	1,0	18274,66		18.274,66	18.274,66	1.623,29	10.892,42
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2028	1,0	1,0	9667,92		9.667,92	9.667,92	858,78	5.762,46
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2028	1,0	1,0	3573,09		3.573,09	3.573,09	317,39	2.129,70
SE 230 kV POLO (Ampliação/Adequação)						27.416,32	15.997,16	2.435,32	3.662,02
4° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2035	1,0	1,0	14175,31		14.175,31	8.271,16	1.259,16	1.893,41
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2035	1,0	1,0	9667,92		9.667,92	5.641,14	858,78	1.291,35
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2035	1,0	1,0	3573,09		3.573,09	2.084,86	317,39	477,26
SE 230 kV CAMAÇARI II (Ampliação/Adequação)						30.125,36	30.125,36	2.675,96	17.955,90
3° TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2028	1,0	1,0	16884,35		16.884,35	16.884,35	1.499,79	10.063,74
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2028	1,0	1,0	9667,92		9.667,92	9.667,92	858,78	5.762,46
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2028	1,0	1,0	3573,09		3.573,09	3.573,09	317,39	2.129,70
SE 230/69 kV MATATU (Ampliação/Adequação)						40.760,32	29.960,05	3.620,63	12.302,75
1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 200 MVA 3Φ	2032	2,0	1,0	20380,16		40.760,32	29.960,05	3.620,63	12.302,75

SECC LT 230 kV CAMAÇARI II - MATATU, C1, NA SE AREMBEPE II (Nova)						61.352,35	45.095,81	5.449,77	18.518,08
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 10,3 km	2032	10,3	1,0	2172,56		22.377,37	16.448,03	1.987,72	6.754,20
Circuito Simples 230 kV, 1 x ACCC Cordoba, 27,1 km (recondutorar)	2032	27,1	1,0	579,63		15.707,97	11.545,83	1.395,30	4.741,16
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2032	2,0	1,0	10501,25		21.002,50	15.437,46	1.865,60	6.339,22
MIM - 230 kV	2032	1,0	1,0	2264,51		2.264,51	1.664,48	201,15	683,50
SECC LT 230 kV CAMAÇARI IV - PITUAÇU, C1, NA SE LAURO DE FREITAS II (Nova)						32.709,80	24.042,68	2.905,53	9.872,85
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 4,29 km	2032	4,29	1,0	2172,56		9.320,28	6.850,69	827,90	2.813,16
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2032	2,0	1,0	10501,25		21.002,50	15.437,46	1.865,60	6.339,22
MIM - 230 kV	2032	1,0	1,0	2387,02		2.387,02	1.754,53	212,03	720,48
SECC LT 230 kV MATATU - COTEGIPE, C1, NA SE NARANDIBA (Nova)						49.804,65	36.607,90	4.424,02	15.032,62
Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,1 km	2032	0,1	1,0	1228,25		122,83	90,28	10,91	37,07
Circuito Simples 230 kV, 1 x ACCC Cordoba, 5,1 km	2032	5,1	1,0	617,22		3.147,82	2.313,74	279,61	950,11
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2032	2,0	2,0	10501,25		42.004,98	30.874,91	3.731,19	12.678,43
MIM - 230 kV	2032	1,0	2,0	2264,51		4.529,02	3.328,96	402,30	1.367,00
LT 69 kV MATATU II - DISTRIBUIÇÃO, C12 (Nova)						81.941,34	60.229,33	7.278,64	24.732,48
EL (Entrada de Linha) 13,8 kV, Arranjo BPT	MATATU II	2032	12,0	2,0	3070,54	73.692,96	54.166,53	6.545,96	22.242,86
MIM - 13,8 kV	MATATU II	2032	1,0	2,0	4124,19	8.248,38	6.062,81	732,68	2.489,62
LT 69 kV MATATU - MATATU II, C1 (Nova)						17.152,32	12.607,47	1.523,60	5.177,11
Circuito Simples 69 kV, 1 x AL 1200, 2 x 0,2 km	2032	0,4	1,0	11459,11		4.583,64	3.369,12	407,15	1.383,49
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	MATATU	2032	1,0	1,0	3845,88	3.845,88	2.826,84	341,62	1.160,81
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	MATATU II	2032	1,0	2,0	3845,88	7.691,76	5.653,67	683,24	2.321,62
MIM - 69 kV	MATATU	2032	1,0	1,0	343,68	343,68	252,62	30,53	103,73
MIM - 69 kV	MATATU II	2032	1,0	2,0	343,68	687,36	505,23	61,06	207,47
SE 69/11,9 kV MATATU II (Nova)						51.962,89	38.194,28	4.615,73	15.684,04
1° e 2° TF 69/13,8 kV, 2 x 40 MVA 3Φ	2032	2,0	1,0	6230,33		12.460,66	9.158,96	1.106,85	3.761,02

CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2032	2,0	2,0	3573,09	14.292,36	10.505,31	1.269,55	4.313,89	
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2032	2,0	2,0	2943,96	11.775,84	8.655,59	1.046,02	3.554,32	
EL (Entrada de Linha) 13,8 kV, Arranjo BPT		12,0							
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT		2,0							
MIM - 13,8 kV	2032	1,0	2,0	1374,73	2.749,46	2.020,94	244,23	829,87	
MIM - 69 kV	2032	1,0	2,0	1374,73	2.749,46	2.020,94	244,23	829,87	
MIG (Terreno Rural)	2032	1,0	1,0	7935,11	7.935,11	5.832,54	704,86	2.395,07	
LT 69 kV LAURO DE FREITAS II - DISTRIBUIÇÃO, C1 Trecho novo (Nova)					29.565,85	21.731,78	2.626,26	8.923,91	
4 x Circuito Simples 69 kV, 2 x 465 MCM (CAIRO), 4 x 6 km	2032	24,0	1,0	533,65	12.807,60	9.413,97	1.137,67	3.865,74	
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	LAURO DE FREITAS II	2032	4,0	1,0	3845,88	15.383,52	11.307,35	1.366,48	4.643,23
MIM - 69 kV	LAURO DE FREITAS II	2032	1,0	1,0	1374,73	1.374,73	1.010,47	122,11	414,94

Tabela 17-5 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 3.

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)							
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN			
						986.447,99	737.247,10	87.623,64	311.263,33			
SE 500/230 kV AREMBEPE II (Nova)						239.594,68	176.109,24	21.282,58	72.317,24			
1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 200 MVA 1Φ					2032	7,0	1,0	16756,74	117.297,18	86.216,93	10.419,21	35.403,99
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM					2032	2,0	1,0	15126,68	30.253,36	22.237,12	2.687,33	9.131,42
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4					2032	2,0	1,0	9490,67	18.981,34	13.951,85	1.686,06	5.729,17
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4					2032	1,0	1,0	7494,63	7.494,63	5.508,78	665,73	2.262,12
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM					2032	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	21.216,65	2.564,01	8.712,37
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM						2,0						
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4						3,0						
MIM - 500 kV					2032	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	6.178,53	746,67	2.537,14
MIM - 230 kV					2032	1,0	1,0	3396,76	3.396,76	2.496,72	301,73	1.025,25
MIG (Terreno Rural)					2032	1,0	1,0	24900,57	24.900,57	18.302,66	2.211,85	7.515,78
SE 230/69 kV LAURO DE FREITAS II (Nova)									139.657,43	102.652,38	12.405,41	42.153,02
1° e 2° TF 230/69 kV, (6+1R) x 83,33 MVA 1Φ					2032	7,0	1,0	12006,61	84.046,27	61.776,52	7.465,61	25.367,82
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4					2032	2,0	1,0	9490,67	18.981,34	13.951,85	1.686,06	5.729,17
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT					2032	2,0	1,0	3488,20	6.976,40	5.127,86	619,70	2.105,70
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4					2032	1,0	1,0	7494,63	7.494,63	5.508,78	665,73	2.262,12
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT					2032	1,0	1,0	2782,41	2.782,41	2.045,15	247,15	839,82
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4						3,0						
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT						4,0						
MIM - 230 kV					2032	1,0	1,0	3580,53	3.580,53	2.631,80	318,05	1.080,72
MIM - 69 kV					2032	1,0	1,0	1031,05	1.031,05	757,85	91,59	311,20
MIG (Terreno Rural)					2032	1,0	1,0	14764,80	14.764,80	10.852,57	1.311,52	4.456,48

SECC LT 500 kV OLINDINA - CAMAÇARI II, C1, NA SE AREMBEPE II (Nova)						150.270,93	110.453,62	13.348,18	45.356,51
2 x Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 27,5 km	2032	55,0	1,0	2245,01		123.475,55	90.758,22	10.968,02	37.268,82
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2032	2,0	1,0	13397,69		26.795,38	19.695,40	2.380,16	8.087,69
LT 230 kV LAURO DE FREITAS II - AREMBEPE II, C1 (Nova)						37.308,77	27.423,06	3.314,04	11.260,96
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 11,2 km	2032	11,2	1,0	1242,79		13.919,25	10.231,06	1.236,41	4.201,27
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	LAURO DE FREITAS II	2032	1,0	1,0	10501,25	10.501,25	7.718,73	932,80	3.169,61
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	AREMBEPE II	2032	1,0	1,0	10501,25	10.501,25	7.718,73	932,80	3.169,61
MIM - 230 kV	LAURO DE FREITAS II	2032	1,0	1,0	1193,51	1.193,51	877,27	106,02	360,24
MIM - 230 kV	AREMBEPE II	2032	1,0	1,0	1193,51	1.193,51	877,27	106,02	360,24
SE 230 kV PIRAJA (Ampliação/Adequação)						31.515,67	31.515,67	2.799,46	18.784,58
3° TF 230/69 kV, 1 x 180 MVA 3Φ	2028	1,0	1,0	18274,66		18.274,66	18.274,66	1.623,29	10.892,42
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2028	1,0	1,0	9667,92		9.667,92	9.667,92	858,78	5.762,46
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2028	1,0	1,0	3573,09		3.573,09	3.573,09	317,39	2.129,70
SE 230 kV POLO (Ampliação/Adequação)						27.416,32	15.997,16	2.435,32	3.662,02
4° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2035	1,0	1,0	14175,31		14.175,31	8.271,16	1.259,16	1.893,41
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2035	1,0	1,0	9667,92		9.667,92	5.641,14	858,78	1.291,35
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2035	1,0	1,0	3573,09		3.573,09	2.084,86	317,39	477,26
SE 230 kV CAMAÇARI II (Ampliação/Adequação)						30.125,36	30.125,36	2.675,96	17.955,90
3° TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2028	1,0	1,0	16884,35		16.884,35	16.884,35	1.499,79	10.063,74
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2028	1,0	1,0	9667,92		9.667,92	9.667,92	858,78	5.762,46
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2028	1,0	1,0	3573,09		3.573,09	3.573,09	317,39	2.129,70
SE 230/69 kV MATATU (Ampliação/Adequação)						40.760,32	29.960,05	3.620,63	12.302,75
1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 200 MVA 3Φ	2032	2,0	1,0	20380,16		40.760,32	29.960,05	3.620,63	12.302,75

SECC LT 230 kV CAMAÇARI II - MATATU, C1, NA SE LAURO DE FREITAS II (Nova)					44.991,37	33.070,00	3.996,47	13.579,82	
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 4,29 km	2032	4,29	1,0	2172,56	9.320,28	6.850,69	827,90	2.813,16	
Circuito Simples 230 kV, 1 x ACCC Cordoba, 21,4 km (recondutorar)	2032	21,4	1,0	579,63	12.404,08	9.117,37	1.101,82	3.743,94	
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2032	2,0	1,0	10501,25	21.002,50	15.437,46	1.865,60	6.339,22	
MIM - 230 kV	2032	1,0	1,0	2264,51	2.264,51	1.664,48	201,15	683,50	
SECC LT 230 kV CAMAÇARI IV - PITUAÇU, C1, NA SE AREMBEPE II (Nova)					45.766,89	33.640,03	4.065,36	13.813,89	
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 10,3 km	2032	10,3	1,0	2172,56	22.377,37	16.448,03	1.987,72	6.754,20	
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2032	2,0	1,0	10501,25	21.002,50	15.437,46	1.865,60	6.339,22	
MIM - 230 kV	2032	1,0	1,0	2387,02	2.387,02	1.754,53	212,03	720,48	
LT 230 kV MATATU - COTEGIPE, C1 (Recondutorada)					18.417,84	13.537,67	1.636,01	5.559,09	
Circuito Simples 230 kV, 1 x ACCC Cordoba, 29,84 km	2032	29,84	1,0	617,22	18.417,84	13.537,67	1.636,01	5.559,09	
LT 69 kV MATATU II - DISTRIBUIÇÃO, C12 (Nova)					81.941,34	60.229,33	7.278,64	24.732,48	
EL (Entrada de Linha) 13,8 kV, Arranjo BPT	MATATU II	2032	12,0	2,0	3070,54	73.692,96	54.166,53	6.545,96	22.242,86
MIM - 13,8 kV	MATATU II	2032	1,0	2,0	4124,19	8.248,38	6.062,81	732,68	2.489,62
LT 69 kV MATATU - MATATU II, C1 (Nova)					17.152,32	12.607,47	1.523,60	5.177,11	
Circuito Simples 69 kV, 1 x AL 1200, 2 x 0,2 km	2032	0,4	1,0	11459,11	4.583,64	3.369,12	407,15	1.383,49	
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	MATATU	2032	1,0	1,0	3845,88	3.845,88	2.826,84	341,62	1.160,81
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	MATATU II	2032	1,0	2,0	3845,88	7.691,76	5.653,67	683,24	2.321,62
MIM - 69 kV	MATATU	2032	1,0	1,0	343,68	343,68	252,62	30,53	103,73
MIM - 69 kV	MATATU II	2032	1,0	2,0	343,68	687,36	505,23	61,06	207,47
SE 69/11,9 kV MATATU II (Nova)					51.962,89	38.194,28	4.615,73	15.684,04	
1° e 2° TF 69/13,8 kV, 2 x 40 MVA 3Φ	2032	2,0	1,0	6230,33	12.460,66	9.158,96	1.106,85	3.761,02	
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2032	2,0	2,0	3573,09	14.292,36	10.505,31	1.269,55	4.313,89	
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2032	2,0	2,0	2943,96	11.775,84	8.655,59	1.046,02	3.554,32	
EL (Entrada de Linha) 13,8 kV, Arranjo BPT			12,0						

EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT				2,0					
MIM - 13,8 kV		2032	1,0	2,0	1374,73	2.749,46	2.020,94	244,23	829,87
MIM - 69 kV		2032	1,0	2,0	1374,73	2.749,46	2.020,94	244,23	829,87
MIG (Terreno Rural)		2032	1,0	1,0	7935,11	7.935,11	5.832,54	704,86	2.395,07
LT 69 kV LAURO DE FREITAS II - DISTRIBUIÇÃO, C1 Trecho novo (Nova)						29.565,85	21.731,78	2.626,26	8.923,91
4 x Circuito Simples 69 kV, 2 x 465 MCM (CAIRO), 4 x 6 km		2032	24,0	1,0	533,65	12.807,60	9.413,97	1.137,67	3.865,74
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	LAURO DE FREITAS II	2032	4,0	1,0	3845,88	15.383,52	11.307,35	1.366,48	4.643,23
MIM - 69 kV	LAURO DE FREITAS II	2032	1,0	1,0	1374,73	1.374,73	1.010,47	122,11	414,94

Tabela 17-6 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 4.

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						1.017.834,79	760.317,34	90.411,65	320.736,86
SE 500/230 kV AREMBEPE II (Nova)						239.594,68	176.109,24	21.282,58	72.317,24
1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 200 MVA 1Φ		2032	7,0	1,0	16756,74	117.297,18	86.216,93	10.419,21	35.403,99
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2032	2,0	1,0	15126,68	30.253,36	22.237,12	2.687,33	9.131,42
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	2,0	1,0	9490,67	18.981,34	13.951,85	1.686,06	5.729,17
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	7494,63	7.494,63	5.508,78	665,73	2.262,12
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2032	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	21.216,65	2.564,01	8.712,37
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			2,0						
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			3,0						
MIM - 500 kV		2032	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	6.178,53	746,67	2.537,14
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	3396,76	3.396,76	2.496,72	301,73	1.025,25
MIG (Terreno Rural)		2032	1,0	1,0	24900,57	24.900,57	18.302,66	2.211,85	7.515,78
SE 230/69 kV LAURO DE FREITAS II (Nova)						139.657,43	102.652,38	12.405,41	42.153,02
1° e 2° TF 230/69 kV, (6+1R) x 83,33 MVA 1Φ		2032	7,0	1,0	12006,61	84.046,27	61.776,52	7.465,61	25.367,82
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	2,0	1,0	9490,67	18.981,34	13.951,85	1.686,06	5.729,17
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2032	2,0	1,0	3488,20	6.976,40	5.127,86	619,70	2.105,70
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	7494,63	7.494,63	5.508,78	665,73	2.262,12
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2032	1,0	1,0	2782,41	2.782,41	2.045,15	247,15	839,82
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			3,0						
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			4,0						
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	3580,53	3.580,53	2.631,80	318,05	1.080,72
MIM - 69 kV		2032	1,0	1,0	1031,05	1.031,05	757,85	91,59	311,20
MIG (Terreno Rural)		2032	1,0	1,0	14764,80	14.764,80	10.852,57	1.311,52	4.456,48

SECC LT 500 kV OLINDINA - CAMAÇARI II, C1, NA SE AREMBEPE II (Nova)						150.270,93	110.453,62	13.348,18	45.356,51
2 x Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 27,5 km	2032	55,0	1,0	2245,01		123.475,55	90.758,22	10.968,02	37.268,82
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2032	2,0	1,0	13397,69		26.795,38	19.695,40	2.380,16	8.087,69
LT 230 kV LAURO DE FREITAS II - AREMBEPE II, C1 (Nova)						37.308,77	27.423,06	3.314,04	11.260,96
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 11,2 km	2032	11,2	1,0	1242,79		13.919,25	10.231,06	1.236,41	4.201,27
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	LAURO DE FREITAS II	2032	1,0	1,0	10501,25	10.501,25	7.718,73	932,80	3.169,61
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	AREMBEPE II	2032	1,0	1,0	10501,25	10.501,25	7.718,73	932,80	3.169,61
MIM - 230 kV	LAURO DE FREITAS II	2032	1,0	1,0	1193,51	1.193,51	877,27	106,02	360,24
MIM - 230 kV	AREMBEPE II	2032	1,0	1,0	1193,51	1.193,51	877,27	106,02	360,24
SE 230 kV PIRAJA (Ampliação/Adequação)						31.515,67	31.515,67	2.799,46	18.784,58
3° TF 230/69 kV, 1 x 180 MVA 3Φ	2028	1,0	1,0	18274,66		18.274,66	18.274,66	1.623,29	10.892,42
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2028	1,0	1,0	9667,92		9.667,92	9.667,92	858,78	5.762,46
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2028	1,0	1,0	3573,09		3.573,09	3.573,09	317,39	2.129,70
SE 230 kV POLO (Ampliação/Adequação)						27.416,32	15.997,16	2.435,32	3.662,02
4° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2035	1,0	1,0	14175,31		14.175,31	8.271,16	1.259,16	1.893,41
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2035	1,0	1,0	9667,92		9.667,92	5.641,14	858,78	1.291,35
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2035	1,0	1,0	3573,09		3.573,09	2.084,86	317,39	477,26
SE 230 kV CAMAÇARI II (Ampliação/Adequação)						30.125,36	30.125,36	2.675,96	17.955,90
3° TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2028	1,0	1,0	16884,35		16.884,35	16.884,35	1.499,79	10.063,74
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2028	1,0	1,0	9667,92		9.667,92	9.667,92	858,78	5.762,46
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2028	1,0	1,0	3573,09		3.573,09	3.573,09	317,39	2.129,70
SE 230/69 kV MATATU (Ampliação/Adequação)						40.760,32	29.960,05	3.620,63	12.302,75
1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 200 MVA 3Φ	2032	2,0	1,0	20380,16		40.760,32	29.960,05	3.620,63	12.302,75

SECC LT 230 kV CAMAÇARI II - MATATU, C1, NA SE LAURO DE FREITAS II (Nova)						44.991,37	33.070,00	3.996,47	13.579,82	
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 4,29 km	2032	4,29	1,0	2172,56		9.320,28	6.850,69	827,90	2.813,16	
Circuito Simples 230 kV, 1 x ACCC Cordoba, 21,4 km (recondutorar)	2032	21,4	1,0	579,63		12.404,08	9.117,37	1.101,82	3.743,94	
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2032	2,0	1,0	10501,25		21.002,50	15.437,46	1.865,60	6.339,22	
MIM - 230 kV	2032	1,0	1,0	2264,51		2.264,51	1.664,48	201,15	683,50	
SECC LT 230 kV CAMAÇARI IV - PITUAÇU, C1, NA SE AREMBEPE II (Nova)						45.766,89	33.640,03	4.065,36	13.813,89	
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 10,3 km	2032	10,3	1,0	2172,56		22.377,37	16.448,03	1.987,72	6.754,20	
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2032	2,0	1,0	10501,25		21.002,50	15.437,46	1.865,60	6.339,22	
MIM - 230 kV	2032	1,0	1,0	2387,02		2.387,02	1.754,53	212,03	720,48	
SECC LT 230 kV MATATU - COTEGIPE, C1, NA SE NARANDIBA (Nova)						49.804,65	36.607,90	4.424,02	15.032,62	
Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,1 km	2032	0,1	1,0	1228,25		122,83	90,28	10,91	37,07	
Circuito Simples 230 kV, 1 x ACCC Cordoba, 5,1 km	2032	5,1	1,0	617,22		3.147,82	2.313,74	279,61	950,11	
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2032	2,0	2,0	10501,25		42.004,98	30.874,91	3.731,19	12.678,43	
MIM - 230 kV	2032	1,0	2,0	2264,51		4.529,02	3.328,96	402,30	1.367,00	
LT 69 kV MATATU II - DISTRIBUIÇÃO, C12 (Nova)						81.941,34	60.229,33	7.278,64	24.732,48	
EL (Entrada de Linha) 11,9 kV, Arranjo BPT	MATATU II	2032	12,0	2,0	3070,54		73.692,96	54.166,53	6.545,96	22.242,86
MIM - 11,9 kV	MATATU II	2032	1,0	2,0	4124,19		8.248,38	6.062,81	732,68	2.489,62
LT 69 kV MATATU - MATATU II, C1 (Nova)						17.152,32	12.607,47	1.523,60	5.177,11	
Circuito Simples 69 kV, 1 x AL 1200, 2 x 0,2 km	2032	0,4	1,0	11459,11		4.583,64	3.369,12	407,15	1.383,49	
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	MATATU	2032	1,0	1,0	3845,88		3.845,88	2.826,84	341,62	1.160,81
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	MATATU II	2032	1,0	2,0	3845,88		7.691,76	5.653,67	683,24	2.321,62
MIM - 69 kV	MATATU	2032	1,0	1,0	343,68		343,68	252,62	30,53	103,73
MIM - 69 kV	MATATU II	2032	1,0	2,0	343,68		687,36	505,23	61,06	207,47
SE 69/11,9 kV MATATU II (Nova)						51.962,89	38.194,28	4.615,73	15.684,04	
1° e 2° TF 69/11,9 kV, 2 x 40 MVA 3Φ	2032	2,0	1,0	6230,33		12.460,66	9.158,96	1.106,85	3.761,02	

CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2032	2,0	2,0	3573,09	14.292,36	10.505,31	1.269,55	4.313,89	
CT (Conexão de Transformador) 11,9 kV, Arranjo BPT	2032	2,0	2,0	2943,96	11.775,84	8.655,59	1.046,02	3.554,32	
EL (Entrada de Linha) 11,9 kV, Arranjo BPT		12,0							
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT		2,0							
MIM - 11,9 kV	2032	1,0	2,0	1374,73	2.749,46	2.020,94	244,23	829,87	
MIM - 69 kV	2032	1,0	2,0	1374,73	2.749,46	2.020,94	244,23	829,87	
MIG (Terreno Rural)	2032	1,0	1,0	7935,11	7.935,11	5.832,54	704,86	2.395,07	
LT 69 kV LAURO DE FREITAS II - DISTRIBUIÇÃO, C1 Trecho novo (Nova)					29.565,85	21.731,78	2.626,26	8.923,91	
4 x Circuito Simples 69 kV, 2 x 465 MCM (CAIRO), 4 x 6 km	2032	24,0	1,0	533,65	12.807,60	9.413,97	1.137,67	3.865,74	
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	LAURO DE FREITAS II	2032	4,0	1,0	3845,88	15.383,52	11.307,35	1.366,48	4.643,23
MIM - 69 kV	LAURO DE FREITAS II	2032	1,0	1,0	1374,73	1.374,73	1.010,47	122,11	414,94

Tabela 17-7 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 5.

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						1.081.810,53	807.341,41	96.094,45	340.046,76
SE 500/230 kV AREMBEPE II (Nova)						239.594,68	176.109,24	21.282,58	72.317,24
1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 200 MVA 1Φ		2032	7,0	1,0	16756,74	117.297,18	86.216,93	10.419,21	35.403,99
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2032	2,0	1,0	15126,68	30.253,36	22.237,12	2.687,33	9.131,42
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	2,0	1,0	9490,67	18.981,34	13.951,85	1.686,06	5.729,17
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	7494,63	7.494,63	5.508,78	665,73	2.262,12
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2032	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	21.216,65	2.564,01	8.712,37
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			2,0						
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			3,0						
MIM - 500 kV		2032	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	6.178,53	746,67	2.537,14
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	3396,76	3.396,76	2.496,72	301,73	1.025,25
MIG (Terreno Rural)		2032	1,0	1,0	24900,57	24.900,57	18.302,66	2.211,85	7.515,78
SE 230/69 kV LAURO DE FREITAS II (Nova)						139.657,43	102.652,38	12.405,41	42.153,02
1° e 2° TF 230/69 kV, (6+1R) x 83,33 MVA 1Φ		2032	7,0	1,0	12006,61	84.046,27	61.776,52	7.465,61	25.367,82
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	2,0	1,0	9490,67	18.981,34	13.951,85	1.686,06	5.729,17
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2032	2,0	1,0	3488,20	6.976,40	5.127,86	619,70	2.105,70
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	7494,63	7.494,63	5.508,78	665,73	2.262,12
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2032	1,0	1,0	2782,41	2.782,41	2.045,15	247,15	839,82
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			3,0						
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			4,0						
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	3580,53	3.580,53	2.631,80	318,05	1.080,72
MIM - 69 kV		2032	1,0	1,0	1031,05	1.031,05	757,85	91,59	311,20
MIG (Terreno Rural)		2032	1,0	1,0	14764,80	14.764,80	10.852,57	1.311,52	4.456,48

SECC LT 500 kV OLINDINA - CAMAÇARI II, C1, NA SE AREMBEPE II (Nova)						150.270,93	110.453,62	13.348,18	45.356,51
2 x Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 27,5 km	2032	55,0	1,0	2245,01		123.475,55	90.758,22	10.968,02	37.268,82
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2032	2,0	1,0	13397,69		26.795,38	19.695,40	2.380,16	8.087,69
LT 230 kV LAURO DE FREITAS II - AREMBEPE II, C1 (Nova)						37.308,77	27.423,06	3.314,04	11.260,96
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 11,2 km	2032	11,2	1,0	1242,79		13.919,25	10.231,06	1.236,41	4.201,27
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	LAURO DE FREITAS II	2032	1,0	1,0	10501,25	10.501,25	7.718,73	932,80	3.169,61
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	AREMBEPE II	2032	1,0	1,0	10501,25	10.501,25	7.718,73	932,80	3.169,61
MIM - 230 kV	LAURO DE FREITAS II	2032	1,0	1,0	1193,51	1.193,51	877,27	106,02	360,24
MIM - 230 kV	AREMBEPE II	2032	1,0	1,0	1193,51	1.193,51	877,27	106,02	360,24
SE 230 kV PIRAJA (Ampliação/Adequação)						31.515,67	31.515,67	2.799,46	18.784,58
3° TF 230/69 kV, 1 x 180 MVA 3Φ	2028	1,0	1,0	18274,66		18.274,66	18.274,66	1.623,29	10.892,42
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2028	1,0	1,0	9667,92		9.667,92	9.667,92	858,78	5.762,46
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2028	1,0	1,0	3573,09		3.573,09	3.573,09	317,39	2.129,70
SE 230 kV POLO (Ampliação/Adequação)						27.416,32	15.997,16	2.435,32	3.662,02
4° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2035	1,0	1,0	14175,31		14.175,31	8.271,16	1.259,16	1.893,41
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2035	1,0	1,0	9667,92		9.667,92	5.641,14	858,78	1.291,35
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2035	1,0	1,0	3573,09		3.573,09	2.084,86	317,39	477,26
SE 230 kV CAMAÇARI II (Ampliação/Adequação)						30.125,36	30.125,36	2.675,96	17.955,90
3° TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2028	1,0	1,0	16884,35		16.884,35	16.884,35	1.499,79	10.063,74
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2028	1,0	1,0	9667,92		9.667,92	9.667,92	858,78	5.762,46
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2028	1,0	1,0	3573,09		3.573,09	3.573,09	317,39	2.129,70
SE 230/69 kV MATATU (Ampliação/Adequação)						40.760,32	29.960,05	3.620,63	12.302,75
1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 200 MVA 3Φ	2032	2,0	1,0	20380,16		40.760,32	29.960,05	3.620,63	12.302,75

SECC LT 230 kV CAMAÇARI II - MATATU, C1, NA SE AREMBEPE II (Nova)						61.352,35	45.095,81	5.449,77	18.518,08
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 10,3 km	2032	10,3	1,0	2172,56		22.377,37	16.448,03	1.987,72	6.754,20
Circuito Simples 230 kV, 1 x ACCC Cordoba, 27,1 km (recondutorar)	2032	27,1	1,0	579,63		15.707,97	11.545,83	1.395,30	4.741,16
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2032	2,0	1,0	10501,25		21.002,50	15.437,46	1.865,60	6.339,22
MIM - 230 kV	2032	1,0	1,0	2264,51		2.264,51	1.664,48	201,15	683,50
SECC LT 230 kV CAMAÇARI IV - PITUAÇU, C1, NA SE LAURO DE FREITAS II (Nova)						32.709,80	24.042,68	2.905,53	9.872,85
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 4,29 km	2032	4,29	1,0	2172,56		9.320,28	6.850,69	827,90	2.813,16
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2032	2,0	1,0	10501,25		21.002,50	15.437,46	1.865,60	6.339,22
MIM - 230 kV	2032	1,0	1,0	2387,02		2.387,02	1.754,53	212,03	720,48
LT 230 kV MATATU - NARANDIBA, C1 (Nova)						110.476,50	81.203,52	9.813,34	33.345,30
Circuito Simples 230 kV, 1 x AL 2500, 8 km	2032	8,0	1,0	9447,00		75.576,00	55.550,62	6.713,22	22.811,22
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	MATATU	2032	1,0	1,0	10501,25	10.501,25	7.718,73	932,80	3.169,61
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	NARANDIBA	2032	1,0	2,0	10501,25	21.002,50	15.437,46	1.865,60	6.339,22
MIM - 230 kV	MATATU	2032	1,0	1,0	1132,25	1.132,25	832,24	100,57	341,75
MIM - 230 kV	NARANDIBA	2032	1,0	2,0	1132,25	2.264,50	1.664,48	201,15	683,50
LT 69 kV MATATU II - DISTRIBUIÇÃO, C12 (Nova)						81.941,34	60.229,33	7.278,64	24.732,48
EL (Entrada de Linha) 11,9 kV, Arranjo BPT	MATATU II	2032	12,0	2,0	3070,54	73.692,96	54.166,53	6.545,96	22.242,86
MIM - 11,9 kV	MATATU II	2032	1,0	2,0	4124,19	8.248,38	6.062,81	732,68	2.489,62
LT 69 kV MATATU - MATATU II, C1 (Nova)						17.152,32	12.607,47	1.523,60	5.177,11
Circuito Simples 69 kV, 1 x AL 1200, 2 x 0,2 km	2032	0,4	1,0	11459,11		4.583,64	3.369,12	407,15	1.383,49
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	MATATU	2032	1,0	1,0	3845,88	3.845,88	2.826,84	341,62	1.160,81
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	MATATU II	2032	1,0	2,0	3845,88	7.691,76	5.653,67	683,24	2.321,62
MIM - 69 kV	MATATU	2032	1,0	1,0	343,68	343,68	252,62	30,53	103,73
MIM - 69 kV	MATATU II	2032	1,0	2,0	343,68	687,36	505,23	61,06	207,47
SE 69/11,9 kV MATATU II (Nova)						51.962,89	38.194,28	4.615,73	15.684,04

1° e 2° TF 69/11,9 kV, 2 x 40 MVA 3Φ	2032	2,0	1,0	6230,33	12.460,66	9.158,96	1.106,85	3.761,02	
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2032	2,0	2,0	3573,09	14.292,36	10.505,31	1.269,55	4.313,89	
CT (Conexão de Transformador) 11,9 kV, Arranjo BPT	2032	2,0	2,0	2943,96	11.775,84	8.655,59	1.046,02	3.554,32	
EL (Entrada de Linha) 11,9 kV, Arranjo BPT			12,0						
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			2,0						
MIM - 11,9 kV	2032	1,0	2,0	1374,73	2.749,46	2.020,94	244,23	829,87	
MIM - 69 kV	2032	1,0	2,0	1374,73	2.749,46	2.020,94	244,23	829,87	
MIG (Terreno Rural)	2032	1,0	1,0	7935,11	7.935,11	5.832,54	704,86	2.395,07	
LT 69 kV LAURO DE FREITAS II - DISTRIBUIÇÃO, C1 Trecho novo (Nova)					29.565,85	21.731,78	2.626,26	8.923,91	
4 x Circuito Simples 69 kV, 2 x 465 MCM (CAIRO), 4 x 6 km	2032	24,0	1,0	533,65	12.807,60	9.413,97	1.137,67	3.865,74	
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	LAURO DE FREITAS II	2032	4,0	1,0	3845,88	15.383,52	11.307,35	1.366,48	4.643,23
MIM - 69 kV	LAURO DE FREITAS II	2032	1,0	1,0	1374,73	1.374,73	1.010,47	122,11	414,94

Tabela 17-8 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 6.

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						1.078.506,64	804.912,95	95.800,98	339.049,54
SE 500/230 kV AREMBEPE II (Nova)						239.594,68	176.109,24	21.282,58	72.317,24
1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 200 MVA 1Φ		2032	7,0	1,0	16756,74	117.297,18	86.216,93	10.419,21	35.403,99
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2032	2,0	1,0	15126,68	30.253,36	22.237,12	2.687,33	9.131,42
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	2,0	1,0	9490,67	18.981,34	13.951,85	1.686,06	5.729,17
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	7494,63	7.494,63	5.508,78	665,73	2.262,12
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2032	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	21.216,65	2.564,01	8.712,37
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			2,0						
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			3,0						
MIM - 500 kV		2032	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	6.178,53	746,67	2.537,14
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	3396,76	3.396,76	2.496,72	301,73	1.025,25
MIG (Terreno Rural)		2032	1,0	1,0	24900,57	24.900,57	18.302,66	2.211,85	7.515,78
SE 230/69 kV LAURO DE FREITAS II (Nova)						139.657,43	102.652,38	12.405,41	42.153,02
1° e 2° TF 230/69 kV, (6+1R) x 83,33 MVA 1Φ		2032	7,0	1,0	12006,61	84.046,27	61.776,52	7.465,61	25.367,82
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	2,0	1,0	9490,67	18.981,34	13.951,85	1.686,06	5.729,17
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2032	2,0	1,0	3488,20	6.976,40	5.127,86	619,70	2.105,70
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	7494,63	7.494,63	5.508,78	665,73	2.262,12
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2032	1,0	1,0	2782,41	2.782,41	2.045,15	247,15	839,82
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			3,0						
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			4,0						
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	3580,53	3.580,53	2.631,80	318,05	1.080,72
MIM - 69 kV		2032	1,0	1,0	1031,05	1.031,05	757,85	91,59	311,20
MIG (Terreno Rural)		2032	1,0	1,0	14764,80	14.764,80	10.852,57	1.311,52	4.456,48

SECC LT 500 kV OLINDINA - CAMAÇARI II, C1, NA SE AREMBEPE II (Nova)						150.270,93	110.453,62	13.348,18	45.356,51
2 x Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 27,5 km	2032	55,0	1,0	2245,01		123.475,55	90.758,22	10.968,02	37.268,82
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2032	2,0	1,0	13397,69		26.795,38	19.695,40	2.380,16	8.087,69
LT 230 kV LAURO DE FREITAS II - AREMBEPE II, C1 (Nova)						37.308,77	27.423,06	3.314,04	11.260,96
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 11,2 km	2032	11,2	1,0	1242,79		13.919,25	10.231,06	1.236,41	4.201,27
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	LAURO DE FREITAS II	2032	1,0	1,0	10501,25	10.501,25	7.718,73	932,80	3.169,61
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	AREMBEPE II	2032	1,0	1,0	10501,25	10.501,25	7.718,73	932,80	3.169,61
MIM - 230 kV	LAURO DE FREITAS II	2032	1,0	1,0	1193,51	1.193,51	877,27	106,02	360,24
MIM - 230 kV	AREMBEPE II	2032	1,0	1,0	1193,51	1.193,51	877,27	106,02	360,24
SE 230 kV PIRAJA (Ampliação/Adequação)						31.515,67	31.515,67	2.799,46	18.784,58
3° TF 230/69 kV, 1 x 180 MVA 3Φ	2028	1,0	1,0	18274,66		18.274,66	18.274,66	1.623,29	10.892,42
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2028	1,0	1,0	9667,92		9.667,92	9.667,92	858,78	5.762,46
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2028	1,0	1,0	3573,09		3.573,09	3.573,09	317,39	2.129,70
SE 230 kV POLO (Ampliação/Adequação)						27.416,32	15.997,16	2.435,32	3.662,02
4° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2035	1,0	1,0	14175,31		14.175,31	8.271,16	1.259,16	1.893,41
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2035	1,0	1,0	9667,92		9.667,92	5.641,14	858,78	1.291,35
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2035	1,0	1,0	3573,09		3.573,09	2.084,86	317,39	477,26
SE 230 kV CAMAÇARI II (Ampliação/Adequação)						30.125,36	30.125,36	2.675,96	17.955,90
3° TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2028	1,0	1,0	16884,35		16.884,35	16.884,35	1.499,79	10.063,74
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2028	1,0	1,0	9667,92		9.667,92	9.667,92	858,78	5.762,46
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2028	1,0	1,0	3573,09		3.573,09	3.573,09	317,39	2.129,70
SE 230/69 kV MATATU (Ampliação/Adequação)						40.760,32	29.960,05	3.620,63	12.302,75
1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 200 MVA 3Φ	2032	2,0	1,0	20380,16		40.760,32	29.960,05	3.620,63	12.302,75

SECC LT 230 kV CAMAÇARI II - MATATU, C1, NA SE LAURO DE FREITAS II (Nova)						44.991,37	33.070,00	3.996,47	13.579,82
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 4,29 km		2032	4,29	1,0	2172,56	9.320,28	6.850,69	827,90	2.813,16
Circuito Simples 230 kV, 1 x ACCC Cordoba, 21,4 km (recondutorar)		2032	21,4	1,0	579,63	12.404,08	9.117,37	1.101,82	3.743,94
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2032	2,0	1,0	10501,25	21.002,50	15.437,46	1.865,60	6.339,22
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	2264,51	2.264,51	1.664,48	201,15	683,50
SECC LT 230 kV CAMAÇARI IV - PITUAÇU, C1, NA SE AREMBEPE II (Nova)						45.766,89	33.640,03	4.065,36	13.813,89
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 10,3 km		2032	10,3	1,0	2172,56	22.377,37	16.448,03	1.987,72	6.754,20
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2032	2,0	1,0	10501,25	21.002,50	15.437,46	1.865,60	6.339,22
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	2387,02	2.387,02	1.754,53	212,03	720,48
LT 230 kV MATATU - NARANDIBA, C1 (Nova)						110.476,50	81.203,52	9.813,34	33.345,30
Circuito Simples 230 kV, 1 x AL 2500, 8 km		2032	8,0	1,0	9447,00	75.576,00	55.550,62	6.713,22	22.811,22
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	MATATU	2032	1,0	1,0	10501,25	10.501,25	7.718,73	932,80	3.169,61
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	NARANDIBA	2032	1,0	2,0	10501,25	21.002,50	15.437,46	1.865,60	6.339,22
MIM - 230 kV	MATATU	2032	1,0	1,0	1132,25	1.132,25	832,24	100,57	341,75
MIM - 230 kV	NARANDIBA	2032	1,0	2,0	1132,25	2.264,50	1.664,48	201,15	683,50
LT 69 kV MATATU II - DISTRIBUIÇÃO, C12 (Nova)						81.941,34	60.229,33	7.278,64	24.732,48
EL (Entrada de Linha) 11,9 kV, Arranjo BPT	MATATU II	2032	12,0	2,0	3070,54	73.692,96	54.166,53	6.545,96	22.242,86
MIM - 11,9 kV	MATATU II	2032	1,0	2,0	4124,19	8.248,38	6.062,81	732,68	2.489,62
LT 69 kV MATATU - MATATU II, C1 (Nova)						17.152,32	12.607,47	1.523,60	5.177,11
Circuito Simples 69 kV, 1 x AL 1200, 2 x 0,2 km		2032	0,4	1,0	11459,11	4.583,64	3.369,12	407,15	1.383,49
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	MATATU	2032	1,0	1,0	3845,88	3.845,88	2.826,84	341,62	1.160,81
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	MATATU II	2032	1,0	2,0	3845,88	7.691,76	5.653,67	683,24	2.321,62
MIM - 69 kV	MATATU	2032	1,0	1,0	343,68	343,68	252,62	30,53	103,73
MIM - 69 kV	MATATU II	2032	1,0	2,0	343,68	687,36	505,23	61,06	207,47
SE 69/11,9 kV MATATU II (Nova)						51.962,89	38.194,28	4.615,73	15.684,04

1° e 2° TF 69/11,9 kV, 2 x 40 MVA 3Φ	2032	2,0	1,0	6230,33	12.460,66	9.158,96	1.106,85	3.761,02	
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2032	2,0	2,0	3573,09	14.292,36	10.505,31	1.269,55	4.313,89	
CT (Conexão de Transformador) 11,9 kV, Arranjo BPT	2032	2,0	2,0	2943,96	11.775,84	8.655,59	1.046,02	3.554,32	
EL (Entrada de Linha) 11,9 kV, Arranjo BPT			12,0						
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			2,0						
MIM - 11,9 kV	2032	1,0	2,0	1374,73	2.749,46	2.020,94	244,23	829,87	
MIM - 69 kV	2032	1,0	2,0	1374,73	2.749,46	2.020,94	244,23	829,87	
MIG (Terreno Rural)	2032	1,0	1,0	7935,11	7.935,11	5.832,54	704,86	2.395,07	
LT 69 kV LAURO DE FREITAS II - DISTRIBUIÇÃO, C1 Trecho novo (Nova)					29.565,85	21.731,78	2.626,26	8.923,91	
4 x Circuito Simples 69 kV, 2 x 465 MCM (CAIRO), 4 x 6 km	2032	24,0	1,0	533,65	12.807,60	9.413,97	1.137,67	3.865,74	
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	LAURO DE FREITAS II	2032	4,0	1,0	3845,88	15.383,52	11.307,35	1.366,48	4.643,23
MIM - 69 kV	LAURO DE FREITAS II	2032	1,0	1,0	1374,73	1.374,73	1.010,47	122,11	414,94

17.5. Diferencial de Perdas Elétricas das Alternativas

A seguir são apresentadas as tabelas com o diferencial de perdas elétricas de cada alternativa, discretizado por ano, já ponderados os tempos de permanência nos patamares de carga pesada, média e leve nos 4 cenários de geração/intercâmbio considerados.

Tabela 17-9 – Diferencial de Perdas Elétricas (MW).

ANO	CEN1-LEV					
	A1	A2	A3	A4	A5	A6
2032	0,216	0,066	0,028	0,028	0,019	0,000
2033	0,047	0,066	0,028	0,028	0,009	0,000
2034	0,216	0,075	0,037	0,028	0,009	0,000
2035	0,075	0,047	0,037	0,028	0,009	0,000
2036	0,122	0,047	0,037	0,028	0,009	0,000
2037	0,075	0,047	0,037	0,028	0,019	0,000
2038	0,122	0,056	0,047	0,037	0,019	0,000

ANO	CEN1-MED					
	A1	A2	A3	A4	A5	A6
2032	0,188	0,150	0,150	0,113	0,038	0,000
2033	0,200	0,150	0,150	0,113	0,037	0,000
2034	0,213	0,163	0,150	0,125	0,038	0,000
2035	0,237	0,188	0,188	0,137	0,050	0,000
2036	0,250	0,200	0,200	0,150	0,050	0,000
2037	0,250	0,200	0,200	0,150	0,050	0,000
2038	0,288	0,238	0,238	0,175	0,063	0,000

ANO	CEN1-PES					
	A1	A2	A3	A4	A5	A6
2032	0,034	0,047	0,028	0,025	0,009	0,000
2033	0,034	0,047	0,028	0,025	0,009	0,000
2034	0,038	0,050	0,028	0,025	0,013	0,000
2035	0,044	0,053	0,034	0,028	0,013	0,000
2036	0,038	0,047	0,028	0,031	0,013	0,000
2037	0,044	0,050	0,031	0,034	0,016	0,000
2038	0,047	0,053	0,034	0,028	0,016	0,000

ANO	CEN2-LEV					
	A1	A2	A3	A4	A5	A6
2032	0,075	0,066	0,037	0,037	0,019	0,000
2033	0,056	0,047	0,047	0,037	0,019	0,000
2034	0,094	0,047	0,047	0,037	0,019	0,000
2035	-0,084	0,075	0,056	0,047	0,019	0,000
2036	0,075	0,075	0,047	0,037	0,009	0,000
2037	0,066	0,066	0,056	0,047	0,019	0,000
2038	0,094	0,075	0,047	0,056	0,019	0,000

ANO	CEN2-MED					
	A1	A2	A3	A4	A5	A6
2032	0,159	0,122	0,131	0,094	0,028	0,000
2033	0,159	0,131	0,122	0,103	0,037	0,000
2034	0,159	0,122	0,131	0,094	0,028	0,000
2035	0,169	0,131	0,141	0,103	0,037	0,000
2036	0,178	0,131	0,141	0,103	0,028	0,000
2037	0,178	0,141	0,141	0,103	0,028	0,000
2038	0,169	0,150	0,150	0,103	0,037	0,000

ANO	CEN2-PES					
	A1	A2	A3	A4	A5	A6
2032	0,075	0,084	0,047	0,037	0,009	0,000
2033	0,066	0,084	0,056	0,037	0,009	0,000
2034	0,084	0,094	0,056	0,066	0,028	0,000
2035	0,075	0,103	0,056	0,037	0,028	0,000
2036	0,075	0,103	0,056	0,047	0,028	0,000
2037	0,103	0,103	0,056	0,047	0,028	0,000
2038	0,103	0,112	0,075	0,056	0,037	0,000

ANO	CEN3-LEV					
	A1	A2	A3	A4	A5	A6
2032	0,075	0,056	0,028	0,037	0,009	0,000
2033	0,037	0,028	0,028	0,019	0,009	0,000
2034	0,047	0,056	0,019	0,037	0,009	0,000
2035	0,037	0,028	0,028	0,019	0,009	0,000
2036	0,037	0,028	0,028	0,019	0,009	0,000
2037	0,056	0,066	0,037	0,028	0,019	0,000
2038	0,056	0,066	0,037	0,028	0,019	0,000

ANO	CEN3-MED					
	A1	A2	A3	A4	A5	A6
2032	0,103	0,066	0,084	0,056	0,019	0,000
2033	0,103	0,066	0,084	0,056	0,019	0,000
2034	0,112	0,066	0,084	0,047	0,019	0,000
2035	0,122	0,084	0,103	0,056	0,019	0,000
2036	0,131	0,094	0,103	0,066	0,019	0,000
2037	0,141	0,094	0,112	0,066	0,028	0,000
2038	0,150	0,103	0,122	0,075	0,028	0,000

ANO	CEN3-PES					
	A1	A2	A3	A4	A5	A6
2032	0,141	0,169	0,075	0,131	0,019	0,000
2033	0,094	0,159	0,075	0,056	0,019	0,000
2034	0,178	0,178	0,084	0,131	0,019	0,000
2035	0,122	0,178	0,094	0,141	0,028	0,000
2036	0,122	0,159	0,066	0,112	0,037	0,000
2037	0,169	0,187	0,103	0,131	0,037	0,000
2038	0,244	0,309	0,103	0,084	0,047	0,000

ANO	CEN4-LEV					
	A1	A2	A3	A4	A5	A6
2032	0,019	0,047	0,009	0,009	0,009	0,000
2033	0,028	0,056	0,009	0,009	0,009	0,000
2034	0,028	0,066	0,028	0,019	0,019	0,000
2035	0,037	0,028	0,028	0,019	0,009	0,000
2036	0,028	0,028	0,028	0,019	0,009	0,000
2037	0,047	0,037	0,037	0,028	0,019	0,000
2038	0,047	0,075	0,037	0,028	0,009	0,000

ANO	CEN4-MED					
	A1	A2	A3	A4	A5	A6
2032	0,084	0,084	0,084	0,056	0,019	0,000
2033	0,131	0,094	0,103	0,075	0,019	0,000
2034	0,150	0,112	0,122	0,084	0,028	0,000
2035	0,141	0,122	0,131	0,094	0,028	0,000
2036	0,084	0,112	0,131	0,084	0,028	0,000
2037	0,150	0,103	0,122	0,075	0,028	0,000
2038	0,141	0,112	0,131	0,084	0,028	0,000

ANO	CEN4-PES					
	A1	A2	A3	A4	A5	A6
2032	0,075	0,047	0,037	0,028	0,019	0,000
2033	0,084	0,066	0,056	0,037	0,028	0,000
2034	0,094	0,094	0,047	0,037	0,028	0,000
2035	0,075	0,094	0,047	0,037	0,019	0,000
2036	0,075	0,103	0,056	0,037	0,028	0,000
2037	0,094	0,112	0,066	0,047	0,028	0,000
2038	0,094	0,084	0,066	0,047	0,028	0,000

17.6. Consultas de Viabilidade de Expansão

17.6.1. Estado das DITs 69kV na Região Metropolitana de Salvador



CE-OOO.C-028/2025

Recife, 19 de setembro de 2025

Ilmo. Senhor
Thiago Dourado Martins
Superintendente de Transmissão de Energia Elétrica
Empresa de Pesquisa Energética - EPE
Rio de Janeiro - RJ

Assunto: Consulta sobre o estado das DITs de 69 kV na Região Metropolitana de Salvador.

Referência: [a] Ofício nº 0702/2025/DEE/EPE – Processo nº 48002.001594/2025-49, de 30 de julho de 2025.

Senhor Superintendente,

Em atendimento ao Ofício em referência[a] apresentamos no anexo desta correspondência, as informações solicitadas pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE para a Eletrobras Chesf, de forma a subsidiar o “Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Salvador”, envolvendo as instalações listadas na tabela abaixo,

Tabela 1 – DITs em 69 kV na região metropolitana de Salvador/BA.

Módulo	ID	Classificação	Concessionária do Módulo	Contrato do Módulo
LT 69 kV MATATU /PITUACU C-1 BA	16205	DIT	CHESF	061/2001
LT 69 kV MATATU /PITUACU C-2 BA	16206	DIT	CHESF	061/2001
LT 69 kV PITUACU /COTEGIPE C-1 BA	16208	DIT	CHESF	061/2001
LT 69 kV PITUACU /COTEGIPE C-2 BA	16209	DIT	CHESF	061/2001
LT 69 kV CATU /COTEGIPE C-1 BA	637	DIT	CHESF	061/2001
LT 69 kV CATU /COTEGIPE C-2 BA	640	DIT	CHESF	061/2001

Nos colocamos à disposição para quaisquer esclarecimentos adicionais.
Atenciosamente,

Ladário Casado

Ladário Morais Casado
Gerente Executivo da Gestão da Operação

CC.: OO.C – OOM.C – OOT.C – OOTS.C – OOOO.C

Anexos:

1. Resposta ao Questionário do Ofício 0702/2025/DEE/EPE;
2. Status das Obras Eletrobras Chesf;
3. Imagem Traçados LT 69 kV Pituacu – Matatu C1 e C2;
4. LT - Arquivo KMZ.

Classificação: Público

Gerência Executiva da Gestão da Operação – OOO.C
Rua 15 de Março, 50, Prédio do COS -
Anexo II - 1º Pavimento, Lado A - Torrões -
CEP: 50761-085 - Recife/PE - Brasil
Tel.: +55 (81) 3229.4100 +55 (81) 3229.4131



Anexo: 01. Resposta ao Questionário do Ofício 0702/2025/DEE/EPE

Características físicas das instalações

1) Encaminhar arquivo .kmz / .kml com a localização geográfica dos ativos.

Arquivo enviado em anexo.

2) Informar, para cada um dos ativos de transmissão listados, os seus parâmetros elétricos:

- a. Resistência;
- b. Reatância;
- c. Susceptância;
- d. Capacidade em regime normal e em emergência (A ou MVA).

Segue abaixo tabela com as informações solicitadas.

Módulo	ID	Classificação	Concessionária do Módulo	Contrato do Módulo	Resistência Sequência Positiva (Percentual)	Reatância Positiva (Percentual)	Susceptância Positiva (Percentual)	Capacidade em regime normal (A)	Capacidade em emergência (A)
LT 69 kV MATATU /PITUACU C-1 BA	16205	DIT	CHESF	061/2001	1,21	3,77	0,24	339	427
LT 69 kV MATATU /PITUACU C-2 BA	16206	DIT	CHESF	061/2001	1,21	3,77	0,24	339	427
LT 69 kV PITUACU /COTEGIPE C-1 BA	16208	DIT	CHESF	061/2001	3,6	11,26	0,72	339	427
LT 69 kV PITUACU /COTEGIPE C-2 BA	16209	DIT	CHESF	061/2001	3,785	11,455	0,72	339	427
LT 69 kV CATU /COTEGIPE C-1 BA	637	DIT	CHESF	061/2001	15,8	47,47	0,82	339	481
LT 69 kV CATU /COTEGIPE C-2 BA	640	DIT	CHESF	061/2001	15,8	47,47	0,82	339	481

Situação Operativa dos Ativos:

1) Informar se atualmente cada um dos ativos listados está disponível à operação:

Quanto as condições operacionais dos ativos listados nesse ofício, cabe inicialmente pontuar:

- *O plano de manutenção dos ativos das linhas de transmissão está sendo executado integralmente;*
- *O plano de manutenção dos ativos dos terminais das subestações está sendo executado integralmente;*
- *Destaca-se também, como parte do plano de manutenção, que as inspeções para monitoramento do estado de conservação dos ativos de linhas de transmissão estão sendo realizadas integralmente;*
- *Estes ativos se encontram em área densamente povoada face a existência de milhares de ocupações irregulares consolidadas em grande parte de suas faixas de servidão há muitos anos;*
- *Estes ativos possuem vida útil regulatória expirada, de acordo com o MCPSE, e, portanto, necessitam de implementação de reforços ou melhorias objetivando revitalizar sua condição operacional de forma plena.*

As ações que veem sendo realizadas pela Eletrobras Chesf estão apresentadas no Anexo II - Status das obras ELB Chesf.

Isto posto, com relação a disponibilidade destes ativos, embora a transmissora esteja cumprindo integralmente com suas obrigações regulatórias e contratuais de operação e manutenção, face as condições severas de ocupações irregulares e a vida útil regulatória dos ativos expirada relatadas, recomenda-se que:



- *As LT 69 kV PITUAÇU/COTEGIPE C-1 e C2 permaneçam em operação energizada, respeitando os limites operacionais contratados, não sendo possível a aplicação de condições de sobrecarga acima destes;*
- *As LT 69 kV MATATU/PITUAÇU C-1 e C2 permaneçam disponíveis em operação desenergizada, somente sendo energizadas em situações de contingência, com a finalidade de mitigar riscos a terceiros;*
- *As LT 69 kV CATU/COTEGIPE C-1 e C2 permaneçam disponíveis em operação desenergizada, somente sendo energizadas em situações de contingência, com a finalidade de mitigar riscos a terceiros.*

2) Caso não estejam disponíveis:

a. Informar qual a data em que o ativo esteve em operação pela última vez:

*LT 69 kV MATATU/PITUAÇU C-1 BA – 02J5 – Desenergizada em 04/02/2018.
LT 69 kV MATATU/PITUAÇU C-2 BA – 02J5 – Desenergizada em 04/02/2018.
LT 69 kV PITUAÇU/COTEGIPE C-1 BA – 02J2 – Seccionada pela Coelba (em operação).
LT 69 kV PITUAÇU/COTEGIPE C-2 BA – 02J2 – Seccionada pela Coelba (em operação).
LT 69 kV CATU/COTEGIPE C-1 BA – 02J5 – Desenergizada em 28/02/2018.
LT 69 kV CATU/COTEGIPE C-2 BA – 02J6 – Desenergizada em 28/02/2018.*

b. Explicitar as razões que impedem a disponibilização dos ativos para a operação:

Respondido acima, vide item 1 do tema “Situação Operativa dos Ativos” desta resposta.

c. Indicar com detalhes quais ações, melhorias ou obras seriam necessárias para possibilitar a disponibilização do ativo:

Os ativos em questão encontram-se disponíveis conforme as recomendações mencionadas no item 1. A Eletrobras Chesf, com o intuito de manter a disponibilização dos ativos, em suas ações de manutenção e de melhorias já realizou diversas atividades dentre as quais contemplam obras de recuperação de fundações, substituição de inúmeras peças, cadeias de isoladores, trechos de cabos condutores e de estruturas, bem como executa o plano de manutenção dos ativos das linhas de transmissão integralmente. Porém, a existência de milhares de ocupações irregulares consolidadas em grande parte em suas faixas de servidão associada à vida útil regulatória expirada dos ativos aumenta a exposição a riscos de acidentes a terceiros. Portanto, essa transmissora entende que a ação de remoção das ocupações irregulares consolidadas seria a medida mitigadora de acidentes mais efetiva.

Situação Comercial

1) Indicar, caso haja, quais as tratativas estão em andamento para transferências de titularidade dos ativos ou de parte deles para a distribuidora local, a Neoenergia Coelba. Indicar em que fase de negociação essas tratativas se encontram:

Em julho de 2024 foram iniciadas discussões preliminares entre a Eletrobras Chesf e Neoenergia Coelba sobre a possibilidade de transferências de um conjunto de DITs 69kV para a distribuidora.



Até a presente data não houve uma consolidação da negociação entre as empresas envolvendo a transferência desses ativos e, no momento atual de avaliação da negociação, estão sendo levantados dados e avaliados os investimentos realizados pela Eletrobras Chesf nesses ativos que ainda não foram totalmente amortizados.

Viabilidade de aproveitamento dos ativos

As questões a seguir referem-se somente à LT 69 kV Pituacu – Matatu C1 e C2.

1) Informar a viabilidade de aumento da capacidade de transmissão dos circuitos por meio de recondutoramento ou de recapacitação. Caso seja viável, indicar as novas capacidades da LT e a estimativa de custo da obra:

Estes ativos possuem vida útil regulatória expirada, de acordo com o MCPSE, e, portanto, necessitam de implementação de reforços ou melhorias para revitalizar sua condição operacional de forma plena.

Além disso, se encontram em área densamente povoada em face da existência de milhares de ocupações irregulares consolidadas em grande parte de suas faixas de servidão há muitos anos, o que caracteriza numa complexidade elevada de realização, principalmente no âmbito fundiário envolvendo desapropriações.

Portanto, a recomendação em aumentar a capacidade de transmissão dos circuitos por meio de recondutoramento ou recapacitação, de forma a mitigar riscos a terceiros, destas Linhas de Transmissão, configura em atividades de complexa realização, as quais acarretam altos custos de execução.

As informações acima podem ser verificadas através do Anexo III - Imagem traçados LTs_69kv_matatu_pituacu C1 e C2.

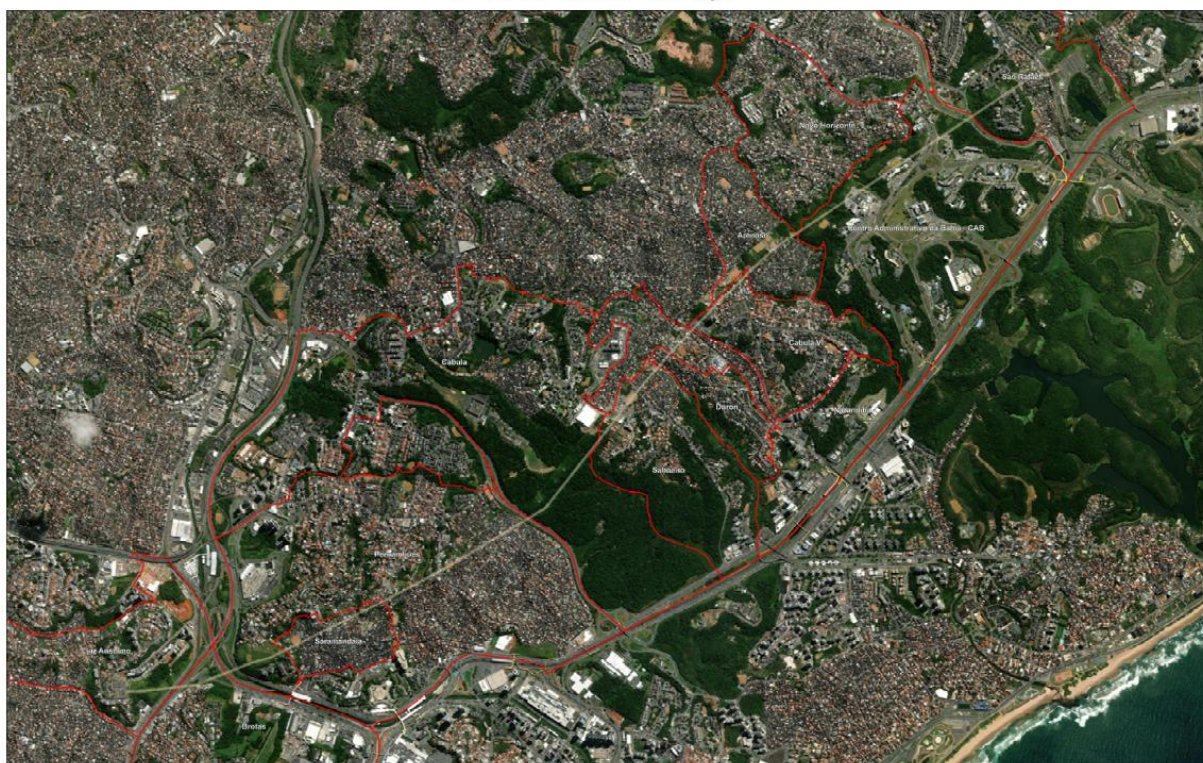
2) Informar a viabilidade de aproveitamento da faixa de servidão das LTs para implantação de uma LT 230 kV. Caso não seja viável, indicar expressamente os fatores impeditivos:

Estes ativos se encontram em área densamente povoada em face da existência de milhares de ocupações irregulares consolidadas em grande parte de suas faixas de servidão há muitos anos,

Portanto, a recomendação em aumentar a capacidade de transmissão dos circuitos por meio de recondutoramento ou recapacitação, de forma a mitigar riscos a terceiros, destas Linhas de Transmissão, configura em atividades de complexa realização, as quais acarretam altos custos de execução.

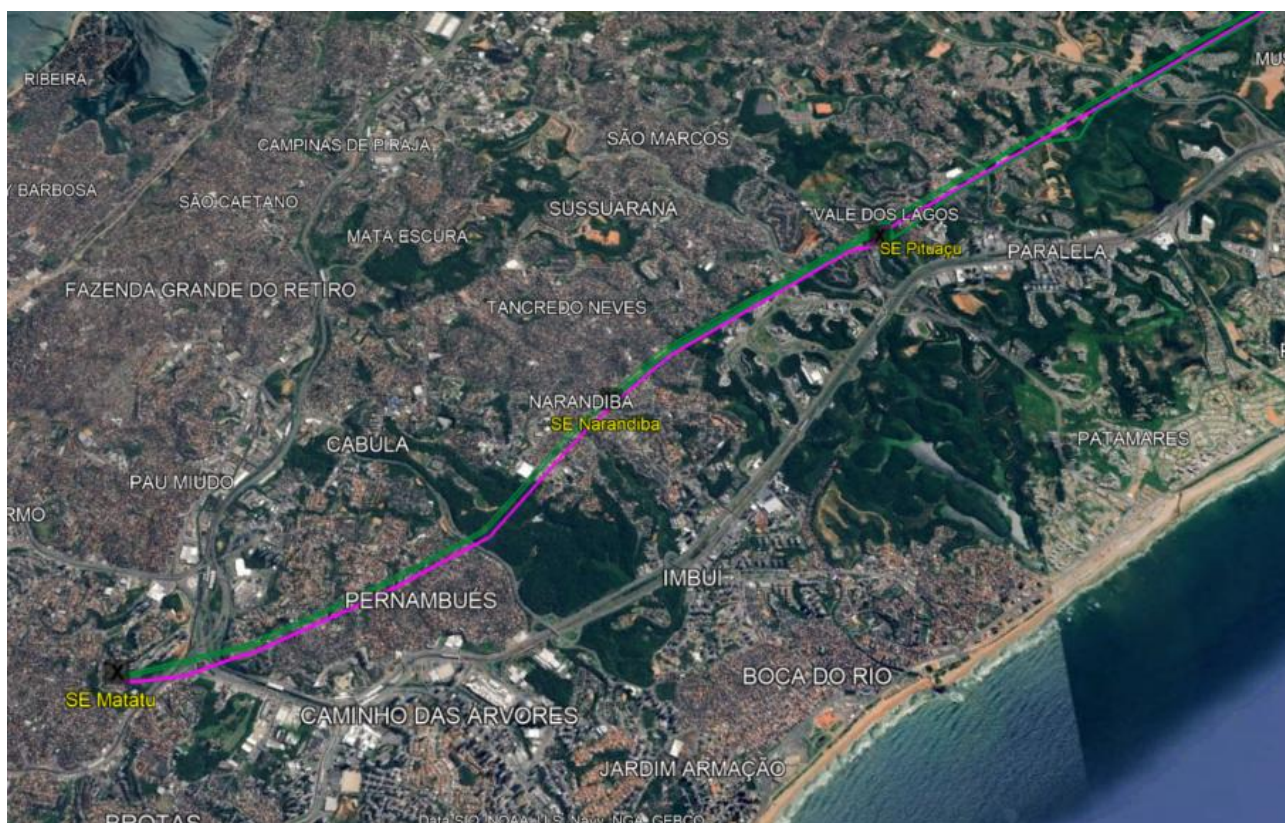
As informações acima podem ser verificadas através do Anexo III - Imagem traçados LTs_69kv_matatu_pituacu C1 e C2.

LT 69 kV Matatu - Pituauçu



Legenda

- LT 69 kV Matatu - Pituauçu
- Bairros
- Faixa de serviço



17.6.2. Recapacitação da LT 230 kV Cotegipe – Matatu



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

Data: 29/07/2025

Revisão: 01

Página: 1 - 3

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: AVALIAÇÃO DO CONTROLE DE TENSÃO E CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO À REGIÃO METROPOLITANA DE SALVADOR PERÍODO 2028/2037

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Linha de Transmissão: recapacitação/ recondutoramento da LT 230 kV Cotegipe - Matatu.

Concessionária Proprietária: CHESF

1. Novos limites de transmissão requeridos (1x788 córdoba termorresistente):

Limite Normal (A) para cada circuito: 1569 A

Limite de Emergência (A) para cada circuito: 1771 A

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

2. Diagrama Esquemático





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

Data: 29/07/2025

Revisão: 01

Página: 2 - 3

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

1. Informações atuais sobre a LT 230 kV Cotegipe - Matatu.

- a) Extensão (km): 30
- b) Limite Normal (MVA): 251,4 Limite de Emergência (MVA): 316,7
- c) Nº de subcondutores/ fase: 02
- d) Cabo adotado: GROSBEAK - ACSR 636,0 MCM 26/7
- e) Temperatura de projeto: 50 ° C
- f) Largura da faixa de servidão: 40 m
- g) Data de entrada em operação da LT: 01/05/1977

2. A alteração proposta pelo planejamento é:

- Viável
- Inviável

3. Caso a alteração proposta seja viável:

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

Substituição do feixe de 02 subcondutores por fase por 01 condutor termoresistente.

Foi considerado 01 condutor ACCC Córdoba por fase, devido às características eletromagnéticas mais apropriadas para a alteração de feixe para condutor singelo.

Substituir estruturas de concreto no trecho entre a SE Pituaçu e a SE Matatu – trecho mais invadido, com possível desvio da LT

b) Informar os novos limites de transmissão relacionados à adequação descrita no item 3a:

625 / 705 MVA (Normal/Emergência).

c) Informar o custo estimado para a construção de uma nova linha de transmissão com as mesmas características da LT requerida: 133.349 R\$x1000

d) Informar o custo estimado à adequação descrita no item 3a, de forma relativa ao custo apresentado no item 3c: 13,897 %

e) Informar o tempo estimado para a implantação das obras necessárias à adequação descrita no item 3a: 15 meses meses



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

Data: 29/07/2025

Revisão: 01

Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

4. Caso a alteração proposta seja viável

5. Observações

Para atender às novas capacidades operativas solicitadas e manter as características eletromecânicas (flechas e trações) e eletromagnéticas (Ruído Audível, Corona, Radiointerferência, CE e CM) nos limites normatizados para definição de faixa, de maneira a manter a servidão atual, foram estudadas soluções com alguns cabos especiais termoresistentes.

Para manter a largura de faixa atual foi necessário adotar um condutor com maior diâmetro, neste caso foi adotado o cabo ACCC Córdoba.

A substituição de 02 condutores Grosbeak por 01 condutor tipo ACCC Córdoba termoresistente atende aos novos limites de potência e pode aliviar os esforços das trações dos cabos para as estruturas.

A LT 230 kV Cotegipe/Matatu tem cerca de 06 estruturas de concreto em áreas de invasão e que já estão em final de vida útil devendo serem substituídas. O trecho entre a SE Pituáçu e a SE Matatu, onde passa o corredor de LTs está mais crítico e as estruturas de concreto estão mais ilhadas, com construções sobre os cabos e sobre as próprias estruturas.

Para isto é necessário um estudo mais detalhado das soluções de substituição de estruturas em locações que reduzam as interferências com o adensamento das ocupações, inclusive com possibilidade de desvio da LT.

Estas restrições dificultam o recondutoramento na linha em seu estado atual por métodos construtivos convencionais, podendo causar danos àquelas mais desgastadas e dificuldade de estaiamento para lançamento dos cabos.

Assim, deve-se realizar um estudo mais aprofundado para identificar as estruturas e alterações necessárias.

Rio de Janeiro, 30 de julho de 2025

Data da Solicitação

Data da Entrega do Formulário

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

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome:
Cargo:



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

Data: 29/07/2025

Revisão: 01

Página: 2 - 3

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

1. Informações atuais sobre a LT 230 kV Camaçari II - Matatu.

- a) Extensão (km): 47
- b) Limite Normal (MVA): 251,4 Limite de Emergência (MVA): 316,7
- c) Nº de subcondutores/ fase: 01
- d) Cabo adotado: GROSBEAK - ACSR 636,0 MCM 26/7
- e) Temperatura de projeto: 50 ° C
- f) Largura da faixa de servidão: 40 m
- g) Data de entrada em operação da LT: 01/08/1953

2. A alteração proposta pelo planejamento é:

- Viável
- Inviável

3. Caso a alteração proposta seja viável:

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

Para atender aos novos limites é necessário recondutorar a linha, com substituição dos cabos condutores do tipo Grosbeak por um cabo especial que atenda às correntes requeridas mantendo-se as as trações e as flechas atuais para evitar violações das distâncias de segurança e sobrecargas nas estruturas. Neste estudo está sendo proposto o cabo ACCC Córdoba.

- b) Informar os novos limites de transmissão relacionados à adequação descrita no item 3a:

625 / 705 MVA (Normal/Emergência).

- c) Informar o custo estimado para a construção de uma nova linha de transmissão com as mesmas características da LT requerida: 208.913,6 R\$x1000

- d) Informar o custo estimado à adequação descrita no item 3a, de forma relativa ao custo apresentado no item 3c: 13,04 %

- e) Informar o tempo estimado para a implantação das obras necessárias à adequação descrita no item 3a: 15 meses



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

Data: 29/07/2025

Revisão: 01

Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

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

5. Observações

Para atender às novas capacidades operativas solicitadas e manter as características eletromecânicas (flechas e trações) e eletromagnéticas (Ruído Audível, Corona, Radiointerferência, CE e CM) nos limites normatizados para definição de faixa, de maneira a manter a servidão atual, foram estudadas soluções com alguns cabos termoresistentes com núcleo de compósito.

Dentre as soluções estudadas optou-se pelo cabo ACCC Córdoba, sendo 01 condutor por fase.

Para comparar os custos de implantação do recondutoramento com aqueles referentes a uma nova LT 230 kV com as mesmas capacidades foi considerada uma LT 230 kV em circuito simples com 02 subcondutores Grosbeak, que atende às capacidades solicitadas.

Observa-se que para tornar o orçamento desta nova LT mais realista foi feito um ajuste dos custos fundiários para fins de constituição de faixa de servidão. Foi adotado o valor de R\$ 85,00 por m², mas que pode estar subestimado para a Região Metropolitana de Salvador.

São propostos 02 Módulos de Manobra nas subestações envolvidas devido à idade dos ativos e limites dos equipamentos.

Rio de Janeiro, 30 de julho de 2025

Data da Solicitação

Data da Entrega do Formulário

Thiago Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome:

Cargo:

17.6.4. SE Pituauçu



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 29/07/2025

Revisão: 0

Página: 1 - 5

INFORMAÇÕES SOLICITADAS

(PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: AVALIAÇÃO DO CONTROLE DE TENSÃO E CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO À REGIÃO METROPOLITANA DE SALVADOR PERÍODO 2028/2037

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Nova conexão na Subestação Pituauçu.

Confirmar a possibilidade de uma entrada em 230 kV, conforme descrito no estudo R1 que definiu a SE Pirajá, no lugar do tape atual da LT 230 kV Matatu - Cotegipe.

Subestação: Pituauçu

Concessionária Proprietária: CHESF

1. Módulos de Manobra

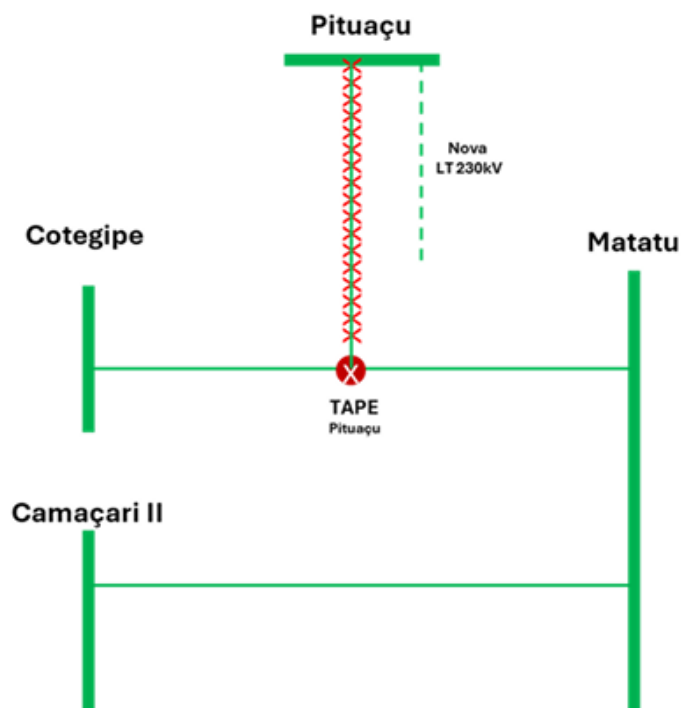
<input type="checkbox"/>	CT	Quantidade:	Tensão Prim/Sec (kV):	Arranjo:
<input checked="" type="checkbox"/>	EL	Quantidade:1	Tensão (kV): 230	Arranjo:BD4
<input type="checkbox"/>	IB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:
<input type="checkbox"/>	CCS	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:
<input type="checkbox"/>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

2. Módulos de Equipamentos

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

(PREENCHIDAS PELA EPE)

3. Diagrama Esquemático



4. Observações:

A solução sugerida implica:

1) É possível a desativação do tape atual da LT 230 kV Matatu - Cotegipe na SE Pituaçu para conexão de uma nova LT 230 kV? Em caso negativo, favor justificar.

Sim, existe a viabilidade física, todavia é necessária estudos das consequências em termos de fluxo de carga.



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 29/07/2025

Revisão:0

Página: 3 - 5

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES

SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

1. Módulos de Manobra

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

2. Módulos de Equipamentos

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

3. Módulo de Infraestrutura Geral

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

4. Outros

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



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 29/07/2025

Revisão:0

Página: 4 - 5

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

Conforme consulta realizada por e-mail, informamos que não há vãos disponíveis no setor de 230 kV. Para uma possível expansão do barramento, será imprescindível a realização de estudos nas áreas civil e ambiental, visando a viabilidade da ampliação, em função das relevantes dificuldades técnicas para execução da obra. Essa expansão demandará aquisição de terreno, execução de grande volume de aterro e formação de talude, além do remanejamento de linhas de transmissão de 69 kV atualmente presentes na área requerida.

No setor de 69 kV, há um vão disponível, localizado ao lado da estrutura da EL 02J2, conforme indicado no diagrama unifilar em anexo. Para viabilizar essa nova entrada, recomenda-se a realocação da estrutura atualmente posicionada no pátio da subestação, responsável pela conexão da 02J2, ou, alternativamente, a sua readequação para configuração de circuito duplo.

Rio de Janeiro, 30 de julho de 2025

Data da Solicitação

Recife, 19 de setembro de 2025

Data da Entrega do Formulário

Luciano Ribeiro do Vale Jardelino da Costa

Thiago Dourado Martins

Superintendente

STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: Luciano Ribeiro do Vale J. da Costa

Cargo: Gerente

17.6.5. SE Narandiba



Campinas, 29 de agosto de 2025

2025_NARA_Carta_757

Ao Ilmo. Senhor

Thiago Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia Elétrica

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Assunto: Ofício nº 0703/2025/DEE/EPE – Data: 30/07/2025

Processo 48002.001594/2025-49

Prezado Senhor,

A SE NARANDIBA S.A., empresa brasileira, com sede na cidade do Rio de Janeiro, Praia do Flamengo, nº 78, 1ª andar-parte, Flamengo, CEP: 22210-030, inscrita no CNPJ/ME sob o nº 10.337.920/0001-53, vem, por meio da presente, respondendo ao Ofício em epígrafe, e em atenção aos questionamentos ali apontados, apresentar e ponderar o quanto segue:

1. A EPE realizou consulta acerca da disponibilidade de vãos na Subestação Narandiba, com vistas a subsidiar a avaliação técnica do seccionamento do circuito 230 kV entre Camaçari II/Matatu e/ou Cotegipe/Matatu para estabelecer uma outra fonte de alimentação para as cargas da Subestação Narandiba e reduzir o carregamento dos circuitos 230 kV Pituaçu/Narandiba que, para o final do horizonte do planejamento, não atendem ao critério N-1.
2. Como anexo a essa carta, disponibilizamos o "Formulário de Consulta SE Narandiba" preenchido, assim como os desenho e unifilar da Subestação Narandiba contendo as ampliações.

Por fim, colocamo-nos à disposição para esclarecimentos adicionais que se fizerem necessários e contribuir com o detalhamento e alternativas no processo de análise de menor custo global para a solução.

Atenciosamente,

Vinicius Fernando Conrado Crema

Superintendente de Operação & Manutenção da Transmissão

Este documento foi assinado digitalmente por Vinicius Fernando Conrado Crema.
Para verificar as assinaturas, vá ao site <https://neoenergia.portaldeassinaturas.com.br/verificar/> e utilize o código 6994-38A4-B596-317C.

Este documento foi assinado digitalmente por Vinicius Fernando Conrado Crema.
Para verificar as assinaturas vá ao site <https://neoenergia.portaldeassinaturas.com.br/verificar/> e utilize o código 6994-38A4-B596-317C.



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 29/07/2025

Revisão: 0

Página: 1 - 5

INFORMAÇÕES SOLICITADAS

(PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: AVALIAÇÃO DO CONTROLE DE TENSÃO E CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO À REGIÃO METROPOLITANA DE SALVADOR PERÍODO 2028/2037

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Seccionar o circuito 230 kV entre Camaçari II/Matatu e/ou Cotegipe/Matatu para estabelecer uma outra fonte de alimentação para as cargas de Narandiba a fim de reduzir o carregamento dos circuitos 230 kV Pituaçu/Narandiba que, para o final do horizonte do planejamento, não atendem ao critério N-1.

Subestação: Narandiba

Concessionária Proprietária: SE Narandiba S.A. (Neoenergia)

1. Módulos de Manobra

<input type="checkbox"/>	CT	Quantidade:	Tensão Prim/Sec (kV):	Arranjo:
<input checked="" type="checkbox"/>	EL	Quantidade: 2 e/ou 4	Tensão (kV): 230	Arranjo:BD3 (GIS)
<input type="checkbox"/>	IB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:
<input type="checkbox"/>	CCS	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:
<input type="checkbox"/>	CRL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:
<input type="checkbox"/>	CRB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:
<input type="checkbox"/>	CTA	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:
<input type="checkbox"/>	CC	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:

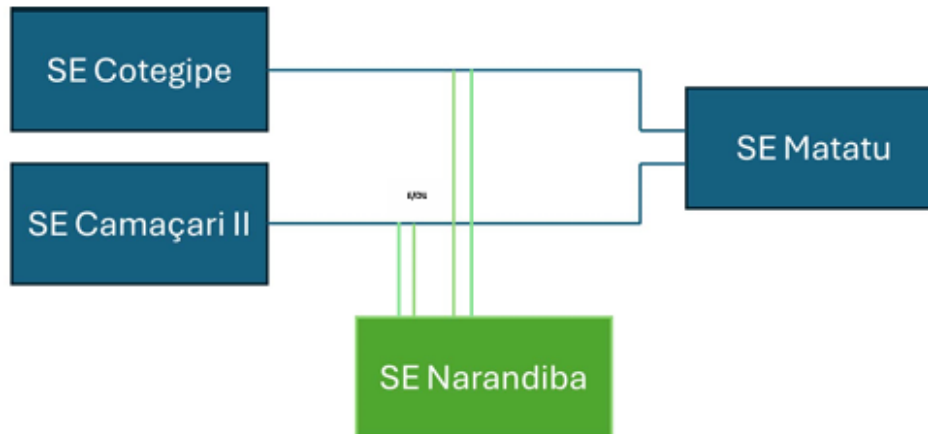
2. Módulos de Equipamentos

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

Este documento foi assinado digitalmente por Vinicius Fernando Contrado Crema. Para verificar a validade das assinaturas vá ao site <https://neoenergia.portaldeassinaturas.com.br/verificar/> e utilize o código 6994-38A4-B596-317C.

(PREENCHIDAS PELA EPE)

3. Diagrama Esquemático



4. Observações:

A solução sugerida implica:

- 1) Ampliação da SE Narandiba (GIS) para acomodar o seccionamento sugerido de um ou dos dois circuitos citados.
- 2) Necessidade de implantação de loop de seccionamento na SE Narandiba. Gentileza informar no campo "observações" se haveria viabilidade de implantação de torres de seccionamento no entorno da SE



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 29/07/2025

Revisão:

Página: 3 - 5

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES

SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

1. Módulos de Manobra

<input type="checkbox"/>	CT	Quantidade:	Tensão Prim/Sec/Ter (kV)	Arranjo Prim.:	Sec.:	Ter:
<input checked="" type="checkbox"/>	EL	Quantidade: 4	Tensão (kV): 230	Arranjo: BD3 (GIS)		
<input type="checkbox"/>	EL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
<input type="checkbox"/>	IB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
<input type="checkbox"/>	CCS	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
<input type="checkbox"/>	CRL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
<input type="checkbox"/>	CRB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
<input type="checkbox"/>	CTA	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
<input type="checkbox"/>	CC	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		

2. Módulos de Equipamentos

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

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? Sim Área Prevista: 1.050 m²
 Não

4. Outros

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

Este documento foi assinado digitalmente por Vinicius Fernando Contrado Crema.
Para verificar as assinaturas vá ao site <https://neoennergia.portaldeassinaturas.com.br/verificar/> e utilize o código 6994-3844-B596-317C.



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 29/07/2025

Revisão:

Página: 4 - 5

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

A presença de diversas edificações locadas na faixa de servidão das linhas pode limitar a adoção de estruturas aéreas, sugerindo a necessidade de considerar alternativas subterrâneas.

Diante disso, é essencial aprofundar os estudos técnicos para definir a solução executiva mais adequada, considerando aspectos construtivos, operacionais, normativos e de impacto urbano.

O arranjo proposto para a subestação é compatível tanto com soluções aéreas quanto subterrâneas, em todos os casos o terreno considerado para aquisição atenderá a expansão.

Destacamos a complexidade de obras na Subestação devido a presença de cabos isolados de 69kV na região da ampliação em área com pouco espaço para execução.

Vale destacar que a solução apresentada inviabiliza a implantação de um 5º TR na Subestação, de forma que é necessário avaliar qual a melhor combinação de soluções de expansão para o SIN

Rio de Janeiro, 30 de julho de 2025

Data da Solicitação

Data da Entrega do Formulário

Thiago Dourado Martins

Superintendente

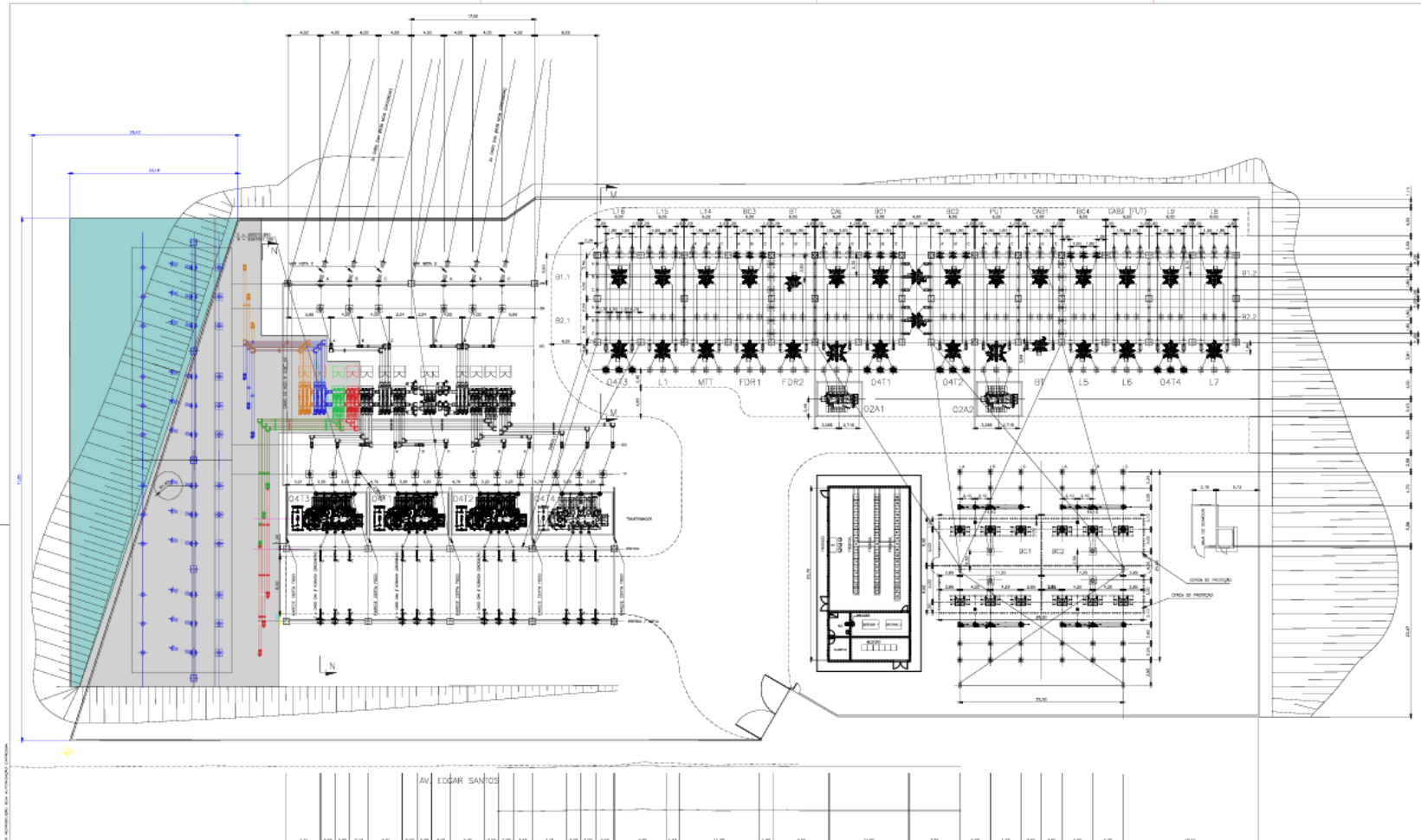
STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome:

Cargo:

nado digitalmente por Vinicius Fernando Conrado Crema.
uras via ao site: <https://meoenergia.portaldeassinaturas.com.br/verificar/> e utilize o código 6994-F8A4-B596-317C.



DATA	DESCRIÇÃO	DESENHADO	REVISADO	APROVADO	
1	12/11/2014	DMG	RMNO	M. LEBES	
0	24/08/2014	DMG	RMNO	M. LEBES	
M	DATA	DESCRIÇÃO	DESENHADO	REVISADO	APROVADO

NOTAS:
 1 - DIMENSÕES EM METROS
 2 - AS CADEIAS DE ANCORAGEM DAS LINHAS DE 220KV SÃO PONTUAÇÕES PELA CHEIA.

LEGENDA
 - EXISTENTE
 - PROPOSTA P/OUTRA
 AMPLIAÇÃO - 3º BARRIO

DESENHOS DE REFERÊNCIA
 148R1500231-001 - PLANTA
 148R1500231-002 - CORTI N=4
 148R1500231-003 - CORTI N=4
 148R1500231-003 - LISTA DE MATERIAS

ATV./NOME	DATA	ATV./NOME	DATA	ATV./NOME	DATA	PROJENHO/PROJ. TÉCNICO
LEBES	14/05/2012	LEBES	14/05/2012	LEBES	14/05/2012	
LEBES	14/05/2012	LEBES	14/05/2012	LEBES	14/05/2012	
LEBES	14/05/2012	LEBES	14/05/2012	LEBES	14/05/2012	
LEBES	14/05/2012	LEBES	14/05/2012	LEBES	14/05/2012	

BBE - SE NARANDEIA 250/69 KV
 ELETROMECÂNICO - AMPLIAÇÃO - 3º BARRIO
 PLANTA
 1:250
 148R1500231-001

X-XXXXX	
1	1
A1	1

17.6.6. SE Matatu (Axia)



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 14/07/2025

Revisão: 0

Página: 1 - 10

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: AVALIAÇÃO DO CONTROLE DE TENSÃO E CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO À REGIÃO METROPOLITANA DE SALVADOR PERÍODO 2028/2037

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

A Alternativa 1 (Figura 1) prevê a utilização de dois vãos existentes de 69 kV para instalação de dois novos transformadores 69/11,9 kV, sendo um deles em substituição a um dos transformadores 230/11,9 kV existentes com posterior descomissionamento do transformador 230/11,9 kV remanescente. Além disso, prevê a troca dos transformadores 230/69 kV por equipamentos de maior capacidade.

A Alternativa 2 (Figura 2) prevê a construção de um novo pátio 69 kV. Prevê-se a instalação de dois novos transformadores 69/11,9 kV em substituição aos transformadores 230/11,9 kV existentes. Além disso, prevê-se a troca dos transformadores 230/69 kV por equipamentos de maior capacidade.

A Alternativa 3 (Figura 3) prevê a construção de um novo pátio 69 kV. Prevê-se a instalação de dois novos transformadores 69/11,9 kV sendo um em substituição a um dos transformadores 230/11,9 kV existentes. Prevê a instalação de um transformador 230/69 kV no mesmo local do transformador 230/11,9 kV existente.

Subestação: Matatu

Concessionária Proprietária: CHESF

1. Módulos de Manobra

<input checked="" type="checkbox"/>	CT	Quantidade: 1	Tensão (kV): 230	Arranjo: BPT
<input checked="" type="checkbox"/>	CT	Quantidade: 3	Tensão (kV): 69	Arranjo: BPT
<input checked="" type="checkbox"/>	CT	Quantidade: 2	Tensão (kV): 11,9	Arranjo: BPT
<input type="checkbox"/>	EL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:
<input type="checkbox"/>	IB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:
<input type="checkbox"/>	CCS	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:

2. Módulos de Equipamentos

<input checked="" type="checkbox"/>	Transformadores	Quantidade: 2	Potência (MVA): 40 ou 50	Tensão Prim./Sec. (kV): 69/11,9	Fase: trifásico
<input checked="" type="checkbox"/>	Transformadores	Quantidade: 3	Potência (MVA): 150 ou 200	Tensão Prim./Sec. (kV): 230/69	Fase: trifásico
<input type="checkbox"/>	Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
<input type="checkbox"/>	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
<input type="checkbox"/>	Capacitor Série	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
<input type="checkbox"/>	Compensador Síncrono	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

3. Alternativa 1

3.1 Diagrama Esquemático



Figura 1 – Alternativa 1.

3.2 Observações: A solução sugerida implica. Para cada item, mencionar a viabilidade

1) Substituição das unidades transformadoras 230/69 kV existentes (04T1, 04T2, 04T8) por equipamentos de maior capacidade (150 MVA ou 200 MVA). Necessário verificar a vida útil regulatória dos equipamentos da subestação. Além disto, avaliar a necessidade da troca das conexões dos transformadores (CTs), capacidade de curto-circuito e dos barramentos para uma potência maior de transformadores. Sabe-se que o equipamento 04T3 está prestes a ser trocado, com novo equipamento de mesma potência já fabricado, inclusive.

A substituição das unidades transformadoras 230/69 kV existentes (04T1, 04T2 e 04T8) é viável. Fim da vida útil regulatória dos transformadores: 04T1 (2030), 04T2 (2041), 04T4 (2034), 04T5 (depreciado) e 04T8 (2057). Para o caso de novos transformadores de 150 ou 200 MVA, há necessidade de troca de componentes conforme tabela no campo de observações da transmissora.

2) Implantação de cabos isolados de 69 kV dentro do pátio de 230 kV existente, para conexão dos transformadores 69/11,9 kV.

Há viabilidade de implantar os cabos isolados dentro do pátio 230 kV existente, entretanto só existe viabilidade física para implantação de um único módulo de manobra na extremidade do barramento (local indicado para conexão do 04T4 - 40 MVA na imagem acima). O local identificado para conexão do novo TR 69/11,9 kV não possibilita a implantação de um módulo de manobra em razão de interferência com o 04T8.



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 14/07/2025

Revisão:

Página: 3 - 10

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

3) Instalação de um novo transformador 69/11,9 kV.

Não é viável no local proposto pois há vários cabos isolados do setor 11,9 kV como interferência, além de não ser possível conectar o novo transformador nos barramentos de 69 kV e implantar a CT de 69 kV.

4) Instalação de um novo transformador 69/11,9 kV, a ser alocado no espaço ocupado pelo transformador 230/11,9 kV (04T4), a ser descomissionado.

Há viabilidade.

5) Descomissionamento do transformador 230/11,9 kV remanescente (04T5).

Há viabilidade.

6) Avaliar a possibilidade de realocar o transformador 230/69 kV 04T3 de 100 MVA (com início de operação mais recente) para outra instalação para que novos transformadores de 230/69 kV de maior potência sejam instalados em Matatu.

Há viabilidade de alocar em Jacaracanga.

7) Solicita-se, em função da previsão de crescimento de carga no 11,9 kV, averiguar a possibilidade de instalação de transformadores de 40 ou 50 MVA

Para o caso do item 04 em que há viabilidade física, é possível a instalação de um TR 40 ou 50 MVA.

8) Solicitam-se informações sobre a vida útil dos compensadores da instalação. Eles tem sido utilizados com frequência na operação em tempo real? O espaço utilizado para estes equipamentos poderia ser utilizado para as expansões citadas. Comentar sobre essa viabilidade para a Alternativa 1.

Os compensadores síncronos tiveram início de operação em janeiro de 1976, fim de vida útil regulatória expirada. Não tem sido utilizados com frequência em tempo real. O espaço ocupado pelos compensadores síncronos seria o local ideal para viabilizar as expansões.

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

4. Alternativa 2

4.1 Diagrama Esquemático



Figura 2 – Alternativa 2.

4.2 Observações: A solução sugerida implica. Para cada item, mencionar a sua viabilidade

1) Substituição das unidades transformadoras 230/69 kV existentes (04T1, 04T2, 04T8) por equipamentos de maior capacidade. Necessário verificar a vida útil regulatória dos equipamentos da subestação. Além disto, avaliar a necessidade da troca das conexões dos transformadores (CTs), capacidade de curto-circuito e dos barramentos para uma potência maior de transformadores. Sabe-se que o equipamento 04T3 está prestes a ser trocado, com novo equipamento de mesma potência já fabricado, inclusive.

A substituição das unidades transformadoras 230/69 kV existentes (04T1, 04T2 e 04T8) é viável. Fim da vida útil regulatória dos transformadores: 04T1 (2030), 04T2 (2041), 04T4 (2034), 04T5 (depreciado) e 04T8 (2057). Para o caso de novos transformadores de 150 ou 200 MVA, há necessidade de troca de componentes, inclusive barramento, conforme tabela no campo de observações da transmissora.

2) Construção de uma extensão do pátio de 69 kV, conforme figura 2.

Não há possibilidade, visto que o espaço em questão da GIS é utilizado para manobra de caminhões. Caso seja instalada, não haveria acesso para veículo de carga adentrar a subestação.

3) Instalação de um novo transformador 69/11,9 kV.

Há viabilidade, conforme resposta no item 04 a seguir, para substituição dos equipamentos existentes por novos de 69/11,9 kV.

4) Instalação de dois novos transformadores 69/11,9 kV, a serem alocados no espaço ocupado pelos transformadores 230/11,9 kV (04T4 e 04T5), a serem descomissionados.

Há viabilidade, visto que o tamanho dos transformadores seria igual ou menor.

5) Avaliar a possibilidade de realocar o transformador 230/69 kV 04T3 de 100 MVA (com início de operação mais recente) para outra instalação para que novos transformadores de 230/69 kV de maior potência sejam instalados em Matatu.

Há viabilidade de alocar em Jacaracanga.

6) Solicita-se, em função da previsão de crescimento de carga no 11,9 kV, averiguar a possibilidade de instalação de transformadores de 40 ou 50 MVA.

Há possibilidade de instalação de transformadores de 40 ou 50 MVA nos locais indicados para substituição dos TR 04T4 e 04T5.

7) Solicita-se confirmação sobre a recente substituição do transformador 04T8.

Trata-se da unidade original do 04T8, portanto o equipamento não foi fruto de substituição. O equipamento entrou em operação em 2021.

8) Solicitam-se informações sobre a vida útil dos compensadores da instalação. Eles tem sido utilizados com frequência na operação em tempo real? O espaço utilizado para estes equipamentos poderia ser utilizado para as expansões citadas. Comentar sobre essa viabilidade para a Alternativa 2.

Os compensadores síncronos tiveram início de operação em janeiro de 1976, fim de vida útil regulatória expirada. Não tem sido utilizados com frequência em tempo real. O espaço ocupado pelos compensadores síncronos seria o local ideal para viabilizar as expansões.

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

5. Alternativa 3

5.1 Diagrama Esquemático



Figura 3 – Alternativa 3.

5.2 Observações: A solução sugerida implica. Informar a viabilidade de cada item:

1) Construção de uma extensão do pátio de 69 kV, conforme figura 3.

Não há possibilidade, visto que o espaço em questão da GIS é utilizado para manobra de caminhões. Caso seja instalada, não haveria acesso para veículo de carga adentrar a subestação.

2) Instalação de dois novos transformadores 69/11,9 kV

É viável a substituição do 04T4 por um TR 69/11,9 kV. Porém, a adição do novo TR 69/11,9 kV não é viável, pois há vários cabos isolados do setor 11,9 kV como interferência.

3) Instalação de um novo transformador 230/69 kV, a ser alocado no espaço ocupado pelo transformador 230/11,9 kV (04T5), a ser descomissionado.

Não é viável fisicamente um transformador 230/69 kV no espaço do 04T5, considerando o tamanho similar aos existentes mais novos da própria subestação de Matatu.



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 14/07/2025

Revisão:

Página: 7 - 10

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

4) Solicita-se, também, informações sobre a vida útil dos transformadores 230/69 kV da subestação (ano fabricação e ano previsto para final de vida útil regulatória e física)

Ano de fabricação e fim da vida útil regulatória dos transformadores: 04T1 (1986-2030), 04T2 (1989-2041), 04T4 (1987-2034), 04T5 (1988-depreciado) e 04T8 (2021-2057).

5) Solicita-se, em função da previsão de crescimento de carga no 11,9 kV, averiguar a possibilidade de instalação de transformadores de 40 ou 50 MVA.

Fisicamente, um dos novos transformadores cabe no local de instalação dos 04T4 (69/11,9 kV).

6) Solicita-se confirmação sobre a recente troca do transformador **04T8**.

Trata-se da unidade original do 04T8, portanto o equipamento não foi fruto de substituição. O equipamento entrou em operação em 2021.

7) Solicitam-se informações sobre a vida útil dos compensadores da instalação. Eles tem sido utilizados com frequência na operação em tempo real? O espaço utilizado para estes equipamentos poderia ser utilizado para as expansões citadas. Comentar sobre essa viabilidade para a Alternativa 3.

Os compensadores síncronos tiveram início de operação em janeiro de 1976, fim de vida útil regulatória expirada. Não tem sido utilizados com frequência em tempo real. O espaço ocupado pelos compensadores síncronos seria o local ideal para viabilizar as expansões.



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 14/07/2025

Revisão:

Página: 8 - 10

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 [Verificar proposta incluída no campo de observações da transmissora.](#)

- | | | | | |
|--------------------------|-----|-------------|--------------|----------|
| <input type="checkbox"/> | CT | Quantidade: | Tensão (kV): | Arranjo: |
| <input type="checkbox"/> | CT | Quantidade: | Tensão (kV): | Arranjo: |
| <input type="checkbox"/> | IB | Quantidade: | Tensão (kV): | Arranjo: |
| <input type="checkbox"/> | CCS | Quantidade: | Tensão (kV): | Arranjo: |
| <input type="checkbox"/> | CRL | Quantidade: | Tensão (kV): | Arranjo: |
| <input type="checkbox"/> | CRB | Quantidade: | Tensão (kV): | Arranjo: |
| <input type="checkbox"/> | CTA | Quantidade: | Tensão (kV): | Arranjo: |
| <input type="checkbox"/> | CC | Quantidade: | Tensão (kV): | Arranjo: |

2. Módulos de Equipamentos [Verificar proposta incluída no campo de observações da transmissora.](#)

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

3. Módulo de Infraestrutura Geral

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

4. Outros

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



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

Data: 14/07/2025

Revisão:

Página: 9 - 10

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

Após análise das três alternativas, foram identificadas restrições para execução de todas elas. Entretanto, analisamos a possibilidade de ampliação conforme novas condições de contorno verificadas e apresentamos uma quarta alternativa em documento anexo.

Rio de Janeiro, 15 de julho de 2025

Data da Solicitação

15/08/2025

Data da Entrega do Formulário

Luciano Ribeiro do Vale J da Costa

Thiago Dourado Martins

Superintendente

STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: Luciano Ribeiro do Vale J da Costa

Cargo: Gerente Eletromecânico



Proposta Neoenergia Coelba Subestação Matatu

Relatório Técnico

23/01/2025

Relatório Técnico – Proposta Neoenergia Coelba Subestação Matatu

Neoenergia

Destinatário: Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Segue relatório com a proposta da Neoenergia Coelba de solução técnica para o atendimento, através de uma futura transformação 69-11,9 kV de propriedade da Neoenergia Coelba, às cargas supridas atualmente pelo pátio 11,9 kV da Subestação Matatu (Axia).

Introdução

A solução indicada nesse presente documento visa a melhor alternativa do ponto de vista construtivo, operacional e regulatório. A proposta foi baseada em uma visita técnica no local previamente avaliado, visando alternativas para substituição da transformação 230-11,9 kV existente na SE Matatu e buscando soluções para atendimento por uma transformação 69-11,9 kV de propriedade da Neoenergia Coelba.

Visita Técnica a SE Matatu

No dia 26/11/2025, as equipes da Neoenergia Coelba e Axia estiveram em campo com objetivo de avaliar a viabilidade técnica das alternativas propostas preliminarmente em conjunto pela EPE, Neoenergia e Axia Energia. Algumas das questões a se observar, entre outras, eram:

- Espaço físico na SE Matatu;
- Possibilidades de acesso futuro aos pátios 230 kV e 69 kV da SE Matatu;
- Possibilidades de acesso às futuras dependências da Neoenergia;
- Planejamento de execução das obras propostas em cada alternativa;
- Compatibilidade com atendimento 11,9 kV;

Os seguintes colaboradores da transmissora e distribuidora estiveram presentes:

EMPRESA	NOME	ÁREA
Neoenergia	Fernando Menezes de Sá	Planejamento da Expansão
Neoenergia	Igor Lima Tavares	Expansão de Subestações
Neoenergia	Tamara Viana Pereira	Expansão de Subestações
Neoenergia	Marcelo Artur Xavier	Gerência de Subestações
Axia	Leila Barbosa Braga	Projeto Eletromecânico
Axia	Carlos Adriano Esteveo de Freitas	Projeto Civil
Axia	Antonio Carlos Vieira de Souza	O&M
Axia	Alice Batista Valente	O&M
Axia	Guilherme Melo de Amorim	O&M
Axia	Rafael Gomes da Silva	O&M

Proposta

Resumo: Construção de uma SE Neoenergia 69-11,9 kV, no local onde hoje está localizado prédio dos compensadores síncronos, que serão desativados. Conexão da nova SE ao barramento 69 kV existente, através de duas linhas subterrâneas 69 kV, supridas pela Entrada de Linha 69 kV O2H1 (que hoje supre os bancos de capacitores 69 kV) e por nova Entrada de Linha 69 kV a ser construída.

Vantagens: Maior flexibilidade, operação independente, aproveitamento do barramento 69 kV.

Desafios: Ampliação do pátio 230-69 kV, construção de LD subterrânea, construção de SE Neoenergia no espaço disponível.

Descrição:



Figura 1 – Configuração atual da subestação Matatu

Desativação de equipamentos:

A intenção principal das alternativas propostas neste relatório é a desativação da transformação 230-11,9 kV existente na SE Matatu, porém a viabilização desta solução proposta passa pela necessidade de desativação adicional dos seguintes ativos da transmissora Axia:

- Bay 69 kV 02H1 - Bancos de Capacitores;
- Casarão de Compensadores Síncronos;
- Barramento 11,9 kV ;
- Cabana Eletronet.



Figura 2 – Proposta de ativos a serem desativados na subestação Matatu

Escopo da solução proposta :

- 1) Doação de parte do terreno da Axia para Neoenergia - Área necessária para futura SE 69-11,9 kV= 50m x 60m

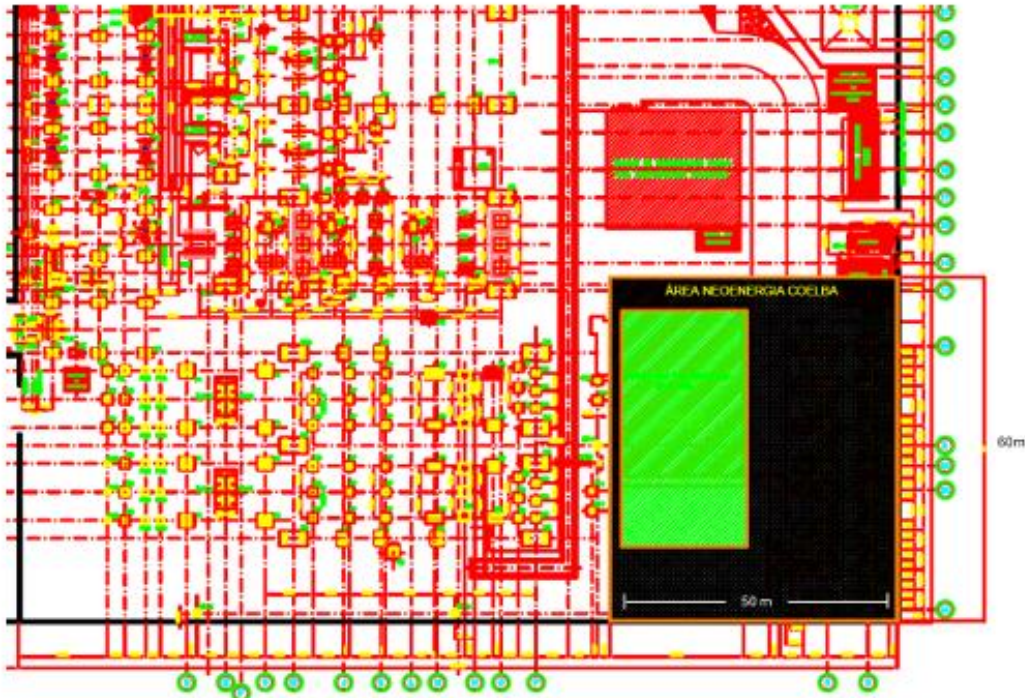


Figura 3 – Área necessária proposta para construção da futura subestação 69-11,9 kV de propriedade da Neoenergia Coelba

- 2) Acesso ao barramento 69 kV da SE Matatu - A Neoenergia deverá acessar o barramento 69 kV da SE Matatu através de duas entradas de linha 69 kV, a ser construída no local do bay onde hoje se encontra conectado os bancos de capacitor 69 kV, e no espaço disponível no lado oposto de onde hoje está o banco de capacitores. Essa é a melhor solução técnica para passagem dos dutos subterrâneos no pátio 230 kV da SE Matatu.
- 3) Construção dos seguintes ativos de distribuição:
 - a. 02 Linhas 69 kV subterrâneas, conectando o barramento 69 kV da SE Matatu (Axia) à nova SE 69-11,9 kV a ser construída.
 - b. Nova Subestação 69-11,9 kV, ocupando o local onde hoje estão os compensadores síncronos da SE Matatu, cujo escopo final simplificado deve incluir:
 - i. 04 Entradas de Linha 69 KV com Disjuntor;
 - ii. 02 Conexões de Trafo 69 KV com Disjuntor;
 - iii. 02 Transformadores 69-11,9 KV com LTC;
 - iv. 02 Conexões de Trafo 11,9 KV com Disjuntor;
 - v. 04 Bancos de Capacitor de 4,8 MVAR/11,9 KV;
 - vi. 12 Entradas de Linha 11,9 KV com DJ.

- 4) Construção de acesso individualizado à nova SE da Neoenergia – Os acessos à SE Matatu (Axia) e nova SE 69-11,9 kV de propriedade da Neoenergia Coelba devem ser totalmente independentes, permitindo a entrada e saída de colaboradores da Neoenergia Coelba ao novo empreendimento sem nenhuma necessidade de autorização prévia ou comunicado à Axia.
Para tanto, a solução indicada é da construção do novo acesso direto ao arruamento através do canteiro existente, com entrada no local onde hoje se encontra o barramento 11,9 kV da SE Matatu (Axia). Caso não seja viável, a Axia e a Neoenergia Coelba devem encontrar alguma solução que permita acessos independentes às suas respectivas subestações.
- 5) Ampliação da transformação 230-69 kV – O estudo da EPE deve contemplar a ampliação da capacidade dos transformadores 230-69 kV, bem como do barramento de 69 kV, de forma a atender à demanda adicional que será atendida pelo barramento 69 kV. As cargas que hoje são atendidas pelos transformadores 230-11,9 kV passarão a ser supridas pelos transformadores 230-69 kV.

Proposta Final:



Figura 4 – Proposta final da configuração futura da subestação Matatu contemplando a futura subestação 69-11,9 kV de propriedade da Neoenergia Coelba com acesso independente

Considerações Finais

Diante da alternativa de construção da nova Subestação 69-11,9 kV da Neoenergia proposta acima, algumas observações devem ser salientadas para viabilizar a execução dessa solução:

Necessário a doação, por parte da Axia, do terreno (50 m x 60 m) para Neoenergia Coelba.

Desativação de ativos: A desativação dos ativos da Axia deve ser realizada pela transmissora. As atividades de desativação realizadas pela distribuidora são regulatoriamente enquadradas como custos operacionais. Caso os ativos sejam transferidos para a Neoenergia Coelba antes da desativação, o ônus da desoperacionalização destes ativos da transmissora seria indevidamente imputado à distribuidora.

Desativação da Cabana da Eletronet: A área indicada como necessária para a Neoenergia Coelba na figura 4 inclui o local onde hoje existe uma cabana, que foi informada durante a visita ser pertencente à empresa Eletronet, operadora de telecom vinculada à Axia. Este espaço, entretanto, deverá ser disponibilizado para a Neoenergia Coelba, compondo o espaço cedido para a nova Subestação 69-11,9 kV, pois será uma área necessária para acesso e manobra de caminhões, transformadores móveis etc. Diante da indicação da Neoenergia sobre a necessidade de desativação da Cabana da Eletronet, a Axia Energia confirmou, através de e-mail em 14/01/2026, de Luciano Ribeiro do Vale, que 'verificamos a viabilidade técnica para remanejamento da cabana para um outro local na subestação'. Dessa forma, não há empecilhos técnicos para a disponibilização da área solicitada pela Neoenergia dentro do terreno da SE Matatu.

17.7. FICHAS PET/PELP

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: BA
SE 500/230 kV AREMBEPE II (NOVA)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2032
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Atendimento à carga

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

1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 200 MVA 1Φ	117.297,18
2 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	30.253,36
2 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	18.981,34
1 IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	7.494,63
2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	28.865,02
MIM - 500 kV	8.405,82
MIM - 230 kV	3.396,76
MIG (Terreno Rural)	24.900,57

Total de Investimentos Previstos: – **239.594,68**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:

SE 230/69 kV LAURO DE FREITAS II (NOVA)

UF: **BA**

DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2032**

PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Atendimento à carga

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

1° e 2° TF 230/69 kV, (6+1R) x 83,33 MVA 1Φ	84.046,27
2 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	18.981,34
2 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	6.976,40
1 IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	7.494,63
1 IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT	2.782,41
MIM - 230 kV	3.580,53
MIM - 69 kV	1.031,05
MIG (Terreno Rural)	14.764,80

Total de Investimentos Previstos: – **139.657,43**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:

SECC LT 500 kV OLINDINA - CAMAÇARI II, C1, NA SE
AREMBEPE II (NOVA)

UF: **BA**

DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2032**

PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Atendimento à carga

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

2 x Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 27,5 km	123.475,55
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	26.795,38

Total de Investimentos Previstos: – **150.270,93**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: LT 230 kV LAURO DE FREITAS II - AREMBEPE II, C1 (NOVA)	UF: BA
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2032
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Atendimento à carga

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

Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 11,2 km	13.919,25
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // LAURO DE FREITAS II	10.501,25
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // AREMBEPE II	10.501,25
MIM - 230 kV // LAURO DE FREITAS II	1.193,51
MIM - 230 kV // AREMBEPE II	1.193,51

Total de Investimentos Previstos: – **37.308,77**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:

SE 230 kV PIRAJA (AMPLIAÇÃO/ADEQUAÇÃO)

UF: **BA**

DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**

PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Atendimento à carga

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

3° TF 230/69 kV, 1 x 180 MVA 3Φ	18.274,66
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	9.667,92
1 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	3.573,09

Total de Investimentos Previstos: – **31.515,67**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:

SE 230 kV POLO (AMPLIAÇÃO/ADEQUAÇÃO)

UF: **BA**

DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2035**

PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Atendimento à carga

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

4° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	14.175,31
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	9.667,92
1 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	3.573,09

Total de Investimentos Previstos: – **27.416,32**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:

SE 230 kV CAMAÇARI II (AMPLIAÇÃO/ADEQUAÇÃO)

UF: **BA**

DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**

PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Atendimento à carga

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

3° TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	16.884,35
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	9.667,92
1 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	3.573,09

Total de Investimentos Previstos: – **30.125,36**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:

SE 230/69 kV MATATU (AMPLIAÇÃO/ADEQUAÇÃO)

UF: **BA**

DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2032**

PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Atendimento à carga

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

1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 200 MVA 3Φ

40.760,32

Total de Investimentos Previstos:

– **40.760,32**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:

SECC LT 230 kV CAMAÇARI II - MATATU, C1, NA SE LAURO DE FREITAS II (NOVA)

UF: **BA**

DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2032**

PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Atendimento à carga

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

Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 4,29 km	9.320,28
Circuito Simples 230 kV, 1 x ACCC Cordoba, 21,4 km (recondutorar)	12.404,08
2 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	21.002,50
MIM - 230 kV	2.264,51

Total de Investimentos Previstos: – **44.991,37**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:

SECC LT 230 kV CAMAÇARI IV - PITUAÇU, C1, NA SE
AREMBEPE II (NOVA)

UF: **BA**

DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2032**

PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Atendimento à carga

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

Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 10,3 km	22.377,37
2 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	21.002,50
MIM - 230 kV	2.387,02

Total de Investimentos Previstos: – **45.766,89**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:

SECC LT 230 kV MATATU - COTEGIPE, C1, NA SE
NARANDIBA (NOVA)

UF: **BA**

DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2032**

PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Atendimento à carga

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

Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,1 km	122,83
Circuito Simples 230 kV, 1 x ACCC Cordoba, 5,1 km	3.147,82
2 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	42.004,96
MIM - 230 kV	4.529,02

Total de Investimentos Previstos: – **49.804,63**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.