

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

*Estudo para Escoamento de Geração na Área Sul da Região
Nordeste*

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



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministro

Fernando Coelho Filho

Secretário-Executivo do MME

Paulo Jerônimo Bandeira de Mello Pedrosa

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Eduardo Azevedo Rodrigues

Secretário de Energia Elétrica

Fábio Lopes Alves

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

Marco Antônio Martins Almeida

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Carlos Nogueira da Costa Junior

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

*Estudo para Escoamento de
Geração na Área Sul da Região
Nordeste*



Empresa de Pesquisa Energética

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

Presidente

Maurício Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Ricardo Gorini de Oliveira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amílcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Gelson Baptista Serva

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

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

Sede

SCN, Quadra 1, Bloco C, nº 85, Sl. 1712/1714
70711-902 - Brasília – DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim
Amílcar Gonçalves Guerreiro
Ricardo Gorini de Oliveira

Coordenação Executiva

José Marcos Bressane

Equipe Técnica

José Marcos Bressane (coordenação)
Marcelo Willian Henriques Szrajbman
Carolina Moreira Borges
Fabiano Schmidt
Igor Chaves
Leandro Moda
Luiz Felipe Froede Lorentz
Priscilla de Castro Guarini
Tiago Campos Rizzotto

Análise Socioambiental

Isaura Fraga (coordenação)
Bernardo Regis
Daniel Filipe Silva
Kátia Gisele Matosinho
Leonardo de Sousa Lopes
Valentine Jahnel

Nº EPE-DEE-RE-006/2016-rev0

Data: 17 de Junho de 2016

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

IDENTIFICAÇÃO CONTRATUAL

	Contrato Data de assinatura	
Projeto ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO		
Área de estudo Estudos do Sistema de Transmissão		
Sub-área de estudo Estudo para Escoamento de Geração na Área Sul da Região Nordeste		
Produto (Nota Técnica ou Relatório) DETALHAMENTO DA ALTERNATIVA RECOMENDADA: RELATÓRIO R1		
Revisões rev0	Data 17.06.2016	Descrição sucinta Emissão original

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

APRESENTAÇÃO

Este relatório apresenta o Estudo para Escoamento de Geração na Área Sul da Região Nordeste, de forma a indicar a melhor alternativa de expansão da Rede Básica para possibilitar o pleno escoamento das usinas já contratadas na região Nordeste e aumento das margens para conexão de novos empreendimentos de geração. A análise contempla os aspectos técnicos e econômicos, incorporando também, no capítulo 12, a avaliação preliminar dos aspectos socioambientais associados aos reforços propostos.

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

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	10
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	10
1.2	OBJETIVO.....	11
1.3	ABORDAGEM ADOTADA.....	11
2	CONCLUSÕES.....	12
3	RECOMENDAÇÕES	14
4	DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS	17
4.1	CRITÉRIOS BÁSICOS.....	17
4.2	CASOS DE TRABALHO	17
4.3	LIMITES OPERATIVOS	18
4.3.1	Tensão Nominal	18
4.3.2	Carregamento	18
4.3.3	Fator de Potência.....	18
4.4	HORIZONTE DO ESTUDO	18
4.5	PARÂMETROS ECONÔMICOS.....	19
5	ANÁLISE DE REFORÇOS NO ESTADO DO SERGIPE E NORDESTE DA BAHIA	20
5.1	DIAGNÓSTICO E CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO.....	20
5.2	ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO NO ESTADO DO SERGIPE E NORDESTE DA BAHIA	24
5.2.1	Descrição das alternativas	24
5.2.2	Desempenho das alternativas.....	26
5.2.3	Análise Econômica	34
6	ANÁLISE DE REFORÇOS ENTRE AS SE OLINDINA E SAPEAÇU	36
6.1	DIAGNÓSTICO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO	36
6.2	ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO NO EIXO ENTRE A SE OLINDINA E A SE SAPEAÇU	37
6.2.1	Descrição das alternativas	37
6.2.2	Desempenho das Alternativas	39
6.2.3	Análise Econômica	43
7	ANÁLISE DE REFORÇOS NA REGIÃO CENTRAL DA BAHIA	44
7.1	DIAGNÓSTICO E CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO.....	44
7.2	ALTERNATIVAS VISLUMBRADAS E COMPARAÇÃO ECONÔMICA	48
7.3	DESEMPENHO DO SISTEMA COM A IMPLANTAÇÃO DOS REFORÇOS	50
8	CONSIDERAÇÕES SOBRE AS LT 500 KV RIBEIRO GONÇALVES – GILBUÉS II E SOBRADINHO – SÃO JOÃO DO PIAUÍ.....	56
9	ANÁLISE DA NECESSIDADE DE COMPENSAÇÃO REATIVA MANOBRÁVEL.....	61
10	ANÁLISES DE SOBRETENSÕES À FREQUÊNCIA INDUSTRIAL 60 HZ	68
10.1	ENERGIZAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO.....	68
10.1.1	LT 500 kV Porto de Sergipe - Olindina C1	68
10.1.2	LT 500 kV Olindina - Sapeaçu C1	70
10.1.3	LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II C2	72

10.2	REJEIÇÃO DE CARGA	74
10.2.1	LT 500 kV Porto de Sergipe - Olindina C1	74
10.2.2	LT 500 kV Olindina - Sapeaçu C1	76
10.2.3	LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II C3	77
11	ANÁLISE DE CURTO CIRCUITO	79
12	ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL PRELIMINAR	80
13	REFERÊNCIAS	81
14	EQUIPE TÉCNICA	82
15	ANEXO	83
15.1	CARACTERÍSTICAS DAS INSTALAÇÕES	83
15.2	PLANO DE OBRAS E ESTIMATIVA DE CUSTOS	85
15.2.1	Alternativas no Estado do Sergipe e Nordeste da Bahia	85
15.2.2	Alternativas entre as SE Olindina e Sapeaçu	88
15.2.3	Alternativas na Região Central da Bahia	90
15.3	PERDAS DAS ALTERNATIVAS	91
15.3.1	Alternativas no Estado do Sergipe e Nordeste da Bahia	91
15.3.2	Alternativas entre as SE Olindina e Sapeaçu	91
15.3.3	Alternativas a na Região Central da Bahia	92
15.4	FICHAS PET	93
15.5	FICHA PELP	101
15.6	TABELAS DE COMPARAÇÃO R1 X R2	102
15.6.1	LT 500 kV Porto de Sergipe - Olindina C1	102
15.6.2	LT 500 kV Olindina – Sapeaçu C1	103
15.6.3	LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II C2 e C3	104
15.7	NOTA TÉCNICA DEA 23/16 – ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL	105

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 – Bipolos A e B	10
Figura 3-1 – Diagrama Unifilar do conjunto de obras recomendado - Reforços no Sergipe e Bahia	15
Figura 3-2 – Diagrama Unifilar do conjunto de obras recomendado – Reforços na Região Central da Bahia	16
Figura 5.1 – Sistema de transmissão da região de interesse – Ano 2021	21
Figura 5.2 – Diagnóstico do sistema de transmissão	22
Figura 5.3 – Contingência da LT 500 kV Jardim – Camaçari IV	23
Figura 5.4 – Alternativa 1 - LT 500 kV Porto de Sergipe - Olindina	25
Figura 5.5 – Alternativa 2 - LT 500 kV Xingó - Olindina + LT 230 kV Jardim – Catu C1	25
Figura 5.6 – Alternativa 3 - LT 230 kV Jardim – Catu C1 e C2	26
Figura 5.7 – Alternativa 1 - Condição normal de operação	27
Figura 5.8 – Alternativa 1 – Contingência da LT 500 kV Jardim – Camaçari IV	28
Figura 5.9 – Alternativa 2 - Condição normal de operação	29
Figura 5.10 – Alternativa 2 - Contingência da LT 500 kV Xingó – Olindina	30
Figura 5.11 – Alternativa 2 - Contingência da LT 500 kV Jardim - Camaçari IV	31
Figura 5.10 – Alternativa 3 – Condição Normal de Operação	32
Figura 5.11 – Alternativa 3 - Contingência da LT 500 kV Jardim - Camaçari IV	33
Figura 5.12 – Alternativa 3 - Contingência da LT 230 kV Catu – Camaçari IV (C1 ou C2)	34
Figura 6-1 – Diagnóstico do Sistema de Transmissão – Regime Normal de Operação	36
Figura 6-2 – Diagnóstico do Sistema de Transmissão - Contingência da LT 500 kV Camaçari IV – Sapeaçu	37
Figura 6-3 – Alternativa 1 - LT 500 kV Olindina – Sapeaçu	38
Figura 6-4 – Alternativa 2 - LT 500 kV Olindina – Camaçari IV + LT 500 kV Camaçari IV – Sapeaçu C2	38
Figura 6.5 – Alternativa 1 – Regime Normal de Operação	39
Figura 6.6 – Alternativa 1 - Contingência da LT 500 kV Camaçari IV – Sapeaçu	40
Figura 6.7 – Alternativa 1 - Contingência da LT 500 kV Olindina – Sapeaçu	40
Figura 6.8 – Alternativa 2 – Regime Normal de Operação	41
Figura 6.9 – Alternativa 2 - Contingência da LT 500 kV Olindina - Camaçari IV	42
Figura 7.1 – Expansão do sistema de transmissão previsto na Região Central da Bahia – Ano 2021	45
Figura 7.2 – Cenário 1 - Contingência da LT 500 kV Ourolândia II – Morro do Chapéu II	46
Figura 7.3 – Cenário 2 - Contingência da LT 500 kV Ourolândia II – Morro do Chapéu II	46
Figura 7.4 – Cenário 1 – Regime Normal de Operação	47
Figura 7.5 – Cenário 2 – Regime Normal de Operação	47
Figura 7.6 – Diagrama Unifilar da Alternativa 1	48
Figura 7.7 – Diagrama Unifilar da Alternativa 2	48
Figura 7.8 – Cenário 1 – Regime Normal de Operação	50
Figura 7.9 – Cenário 2 – Regime Normal de Operação	50
Figura 7.10 – Cenário 1 – Contingência da LT 500 kV Ourolândia II – Morro do Chapéu II	51
Figura 7.11 – Cenário 2 – Contingência da LT 500 kV Ourolândia II – Morro do Chapéu II	51
Figura 7.12 – Cenário 1 – Contingência da LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II C2	51
Figura 7.13 – Cenário 2 – Contingência da LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II C2	52
Figura 7.14 – Cenário 1 – Contingência da LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia II C1	52
Figura 7.15 – Cenário 2 – Contingência da LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia II C1	52
Figura 7.16 – Cenário 1 – Contingência da LT 230 kV Irecê – Ourolândia II C1	53
Figura 7.17 – Cenário 2 – Contingência da LT 230 kV Irecê – Ourolândia II C1	53
Figura 7.18 – Cenário 1 – Contingência da LT 230 kV Irecê – Brotas de Macaúbas C1	53
Figura 7.19 – Cenário 2 – Contingência da LT 230 kV Irecê – Brotas de Macaúbas C1	54
Figura 7.20 – Cenário 1 – Contingência da LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II C3	54
Figura 7.21 – Cenário 2 – Contingência do ATR 500/230 kV Ourolândia II	54
Figura 7.22 – Cenário 2 – Contingência do ATR 500/230 kV Gentio do Ouro II	55
Figura 7.23 – Cenário 2 – Contingência do ATR 500/230 kV Gentio do Ouro II	55
Figura 8.1 – Regime normal de operação	57
Figura 8.2 – Contingência da LT 500 kV São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves	57
Figura 8.3 – Contingência da LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves	58
Figura 8.4 – Contingência da LT 500 kV São João do Piauí – Gilbués II	58
Figura 8.5 – Contingência da LT 500 kV Queimada Nova II – Buritirama	59

Figura 8.6 – Contingência da LT 500 kV Buritirama – Barreiras.....	59
Figura 8.7 – Contingência da LT 500 kV São João do Piauí – Sobradinho (sem by pass)	60
Figura 8.8 – Contingência da LT 500 kV São João do Piauí – Sobradinho (com by pass)	60
Figura 9-1 – Região Central da Bahia	62
Figura 9-2 – Área Sul da região Nordeste	63
Figura 9-3 – Parte da Interligação SE-NE	64
Figura 9-4 – Região Central da Bahia (com reatores recomendados)	65
Figura 9-5 – Área Sul da região Nordeste (com reatores recomendados)	66
Figura 9-6 – Parte da Interligação SE-NE (com reatores recomendados).....	67
Figura 10-1 – Sistema Pré-Energização da LT 500 kV Porto de Sergipe – Olindina C1	68
Figura 10-2 – Energização da LT 500 kV Porto de Sergipe - Olindina C1 a partir de Porto de Sergipe	69
Figura 10-3 – Energização da LT 500 kV Porto de Sergipe - Olindina C1 a partir de Olindina	69
Figura 10-4 – Sistema Pré-Energização da LT 500 kV Olindina - Sapeaçu C1.....	70
Figura 10-5 – Energização da LT 500 kV Olindina - Sapeaçu C1 a partir de Olindina.....	70
Figura 10-6 – Energização da LT 500 kV Olindina - Sapeaçu C1 a partir de Sapeaçu.....	71
Figura 10-10 – Sistema Pré-Energização da LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II C2	72
Figura 10-11 – Energização da LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II C2 a partir de Irecê	73
Figura 10-12 – Energização da LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II C2 a partir de Morro do Chapéu II	73
Figura 10-13 – Sistema Pré-Rejeição da LT 500 kV Porto de Sergipe – Olindina C1	74
Figura 10-14 – Rejeição da LT 500 kV Porto de Sergipe – Olindina C1 com abertura do lado da SE Porto de Sergipe	75
Figura 10-15 – Rejeição da LT 500 kV Porto de Sergipe – Olindina C1 através da abertura em Olindina	75
Figura 10-16 – Sistema Pré-Rejeição da LT 500 kV Olindina – Sapeaçu C1	76
Figura 10-17 – Rejeição da LT 500 kV Olindina - Sapeaçu C1 através da abertura em Olindina	76
Figura 10-18 – Rejeição da LT 500 kV Olindina - Sapeaçu C1 através da abertura em Sapeaçu	77
Figura 10-22 – Sistema Pré-Rejeição da LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II C3	77
Figura 10-23 – Rejeição da LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II C3 através da abertura em Morro do Chapéu II	78
Figura 10-24 – Rejeição da LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II C3 através da abertura em Irecê.....	78

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3-1 – Obras em linhas de transmissão	14
Tabela 3-2 – Obras em subestações	14
Tabela 4-1 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão	18
Tabela 5-1 – Comparação econômica das alternativas: Investimentos + Perdas (R\$ x 1000).....	35
Tabela 6-2 – Comparação econômica das alternativas: Investimentos + Perdas (R\$ x 1000).....	43
Tabela 7-1 – Comparação econômica das alternativas: Investimentos + Perdas (R\$ x 1000).....	49
Tabela 9-1 – Compensação reativa manobrável na região Nordeste.....	61
Tabela 11-1 – Correntes de curto circuito referentes ao ano 2021.....	79
Tabela 15-1 – Características Elétricas das Linhas de Transmissão	83
Tabela 15-2 – Parâmetros Elétricos das Linhas de Transmissão	83
Tabela 15-3 – Carregamentos máximos e capacidade de corrente nas linhas de transmissão recomendadas.....	84
Tabela 15-4 – Lista de Reatores de Barra Manobráveis	84
Tabela 15-5 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1 (R\$x1000)	85
Tabela 15-5 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2 (R\$x1000)	86
Tabela 15-6 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 3 (R\$x1000)	87
Tabela 15-7 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1 (R\$x1000)	88
Tabela 15-8 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2 (R\$x1000)	89
Tabela 15-9 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1 (R\$x1000)	90
Tabela 15-10 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2 (R\$x1000)	90
Tabela 15-11 – Δ Perdas Elétricas [MW]	91
Tabela 15-12 – Δ Perdas Elétricas [MW]	91
Tabela 15-13 – Δ Perdas Elétricas [MW]	92

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

Diante da expectativa de aumento significativo da oferta de geração nas regiões Norte e Nordeste, considerando ainda uma grande concentração de fontes de energia eólica e solar na região Nordeste, a EPE emitiu recentemente o estudo [1] "Aumento da Capacidade de Transmissão da Interligação Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste", que recomendou a implantação de dois Bipolos, conforme ilustrado na Figura 1-1.



Figura 1-1 – Bipolos A e B

Entretanto, conforme será apresentado nos itens 5.1 e 6.1 desse relatório, mesmo com a implantação dos Bipolos A e B, ainda são verificados problemas de sobrecarga e subtensão na rede de transmissão da Área Sul da Região Nordeste, limitando o pleno escoamento de usinas já contratadas e futuros empreendimentos de geração.

1.2 Objetivo

O objetivo deste estudo é indicar a melhor alternativa de expansão da Rede Básica da Área Sul da região Nordeste de forma a possibilitar o pleno escoamento das usinas já contratadas na região Nordeste e aumento das margens para conexão de novos empreendimentos de geração.

O plano de obras da solução recomendada resultou da análise de mínimo custo global das alternativas avaliadas, levando-se em consideração aspectos técnicos, econômicos e socioambientais.

1.3 Abordagem Adotada

Foram efetuadas análises de fluxo de potência em regime permanente para todas as alternativas vislumbradas. As análises socioambientais, de curto circuito, energização e rejeição de novas linhas de transmissão foram realizadas apenas para a alternativa vencedora, conhecida mediante a comparação econômica através do método dos rendimentos necessários.

2 CONCLUSÕES

De forma a proporcionar o pleno escoamento das usinas contratadas no Nordeste brasileiro e possibilitar a conexão de futuros empreendimentos de geração nessa região, além da implantação dos Bipolos A e B recomendados em [1], são necessários ainda reforços complementares nos estados da Bahia e Sergipe.

Para analisar esses reforços, foram vislumbradas várias alternativas, separadas em três blocos independentes de comparações técnico-econômicas.

A primeira comparação de alternativas abrange os estados da Bahia e Sergipe, com destaque para o escoamento das usinas do rio São Francisco (complexo Paulo Afonso/Xingó/L. Gonzaga) e usinas térmicas recentemente contratadas com conexões previstas nas subestações Jardim (SE) e Sape (PE). Neste contexto, destaca-se a usina térmica Porto de Sergipe I, a qual foi contratada no Leilão de energia A-5/2015 (ocorrido em 30/04/2015), com previsão de conexão na SE 230 kV Jardim. Posteriormente, o empreendedor do projeto em questão protocolou na Aneel pedido de alteração do sistema de transmissão associado, migrando para conexão em 500 kV. Sendo assim, a primeira alternativa vislumbrada contempla reforço em 500 kV partindo-se da subestação de uso exclusivo do empreendedor (Porto de Sergipe) para Olindina.

A segunda alternativa vislumbrada propõe a construção de um novo eixo em 500 kV (Xingó – Olindina) e outro em 230 kV (Jardim - Catu). A terceira alternativa simulada considera a construção de duas linhas de transmissão em 230 kV entre as subestações Jardim e Catu. Da análise de mínimo custo global concluiu-se pela recomendação da Alternativa 1, cerca de 6% mais econômica que a Alternativa 2.

A segunda comparação de alternativas consistiu na avaliação de reforços entre as subestações Olindina e Sapeaçu. A primeira alternativa considerada é composta pela LT 500 kV Olindina – Sapeaçu C1. A segunda alternativa avaliada propõe a construção da LT 500 kV Olindina – Camaçari IV C1 e da LT 500 kV Camaçari IV – Sapeaçu C2. Da análise de mínimo custo global concluiu-se pela recomendação da Alternativa 1, cerca de 44% mais barata que a Alternativa 2. Este reforço possui ainda a vantagem de proporcionar a criação de uma nova rota entre as subestações terminais, aumentando a confiabilidade da rede. Cabe ressaltar que, no sistema de transmissão simulado, considerou-se como obra comum a alternativa vencedora da comparação anterior, ou seja, LT 500 kV Porto de Sergipe – Olindina C1.

A terceira comparação de alternativas envolve a região central da Bahia, na qual foram vislumbradas duas alternativas de reforços no sentido de proporcionar margem de escoamento nas subestações de Gentio do Ouro II, Irecê, Ourolândia II, Brotas de Macaúbas e Morro do Chapéu II. A Alternativa 1 corresponde a implantação da LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II C2

e C3. A Alternativa 2 contempla a implementação da LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II C2 e recondutoramento da LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II C1. Nesse caso, recomendou-se a implantação da Alternativa 1, cerca de 17% mais econômica que a Alternativa 2.

Destaca-se que todas as alternativas avaliadas atendem aos critérios de planejamento e às premissas estabelecidas para esse estudo. O detalhamento das mesmas é apresentado nos capítulos 5, 6 e 7.

3 RECOMENDAÇÕES

Sob o ponto de vista técnico e econômico, recomenda-se o seguinte plano de obras conforme descrito na Tabela 3-1 e Tabela 3-2.

Tabela 3-1 – Obras em linhas de transmissão

Ano	Tensão	Linha de Transmissão	Configuração	Distância
2021	500 kV	LT Porto de Sergipe – Olindina (C1)	4 x 954 MCM – CS	180 km
2021	500 kV	LT Olindina – Sapeaçu (C1)	4 x 954 MCM – CS	201 km
2021	230 kV	LT Morro do Chapéu II – Irecê (C2 e C3)	2 x 954 MCM – CD	65 km
2025	500 kV	LT Ribeiro Gonçalves – Gilbués II (C1)	6 x 795 MCM - CS	257 km

Tabela 3-2 – Obras em subestações

Ano	Subestação	Tensão	Descrição
2021	Porto de Sergipe	500 kV	Reator de linha (F) 100 Mvar - 1Ø - (3+1) x 33,33 Mvar ref. LT Porto de Sergipe - Olindina – C1
2021	Olindina	500 kV	Reator de barra (M) 150 Mvar - 1Ø - (3+1) x 50 Mvar
		500 kV	Reator de linha (F) 100 Mvar - 1Ø - (3+1) x 33,33 Mvar ref. LT Xingó - Olindina – C1 Reator de linha (F) 100 Mvar - 1Ø - (3+1) x 33,33 Mvar ref. LT Olindina – Sapeaçu C1
2021	Sapeaçu	500 kV	Reator de linha (F) 100 Mvar - 1Ø - (3+1) x 33,33 Mvar ref. LT Olindina – Sapeaçu C1
2021	Morro do Chapéu II	500 kV	Reator de barra (M) 150 Mvar - 1Ø - (3+1) x 50 Mvar
		500 kV	Reator de linha (F) 100 Mvar - 1Ø - 3 x 33,33 Mvar ref. LT Morro do Chapéu II – Ourolândia II – C2
2021	Ourolândia II	500 kV	Reator de barra (M) 100 Mvar - 1Ø - 3 x 33,33 Mvar
2021	Igaporã III	500 kV	Reator de barra (M) 150 Mvar - 1Ø - 3 x 50 Mvar
2021	Bom Jesus da Lapa II	500 kV	Reator de barra (M) 150 Mvar - 1Ø - 3 x 50 Mvar
2025	Ribeiro Gonçalves	500 kV	Reator de linha (F) 200 Mvar - 1Ø - (3+1) x 66,66 Mvar ref. LT Ribeiro Gonçalves – Gilbués II - C1
2025	Gilbués II	500 kV	Reator de linha (F) 200 Mvar - 1Ø - (3+1) x 66,66 Mvar ref. LT Ribeiro Gonçalves – Gilbués II - C1

Cumprir notar que a LT 500 kV Porto de Sergipe – Olindina C1 e a LT 500 kV Olindina – Sapeaçu C1 permitirão o pleno escoamento das usinas contratadas na região Nordeste, possibilitando inclusive que possam ser praticados os intercâmbios energéticos elevados entre as regiões Nordeste e Sudeste considerados em [1]. A implantação da LT 230 kV Morro do Chapéu II – Irecê (C2 e C3), em conjunto com a LT 500 kV Gentio do Ouro II – Bom Jesus da Lapa II C1 recomendada em [13], eliminará as restrições apontadas em [2] para as capacidades de escoamento nas subestações Irecê, Gentio do Ouro II, Ourolândia II e Brotas de Macaúbas, possibilitando a conexão de novas usinas na região central da Bahia. A postergação na data de

necessidade da LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Gilbués, anteriormente recomendada em [13] para o ano 2019, se deve ao fato de que essa linha de transmissão perde efetividade com a implantação dos Bipolos A e B recomendados em [1].

Torna-se imperativo que, por ocasião da licitação dessas linhas de transmissão, sejam respeitados os valores considerados de capacidade e reatância listados no Anexo 15.1. Caso contrário, a solução recomendada nesse estudo pode deixar de ser efetiva, com o surgimento de sobrecargas em linhas de transmissão existentes.

Por fim, recomenda-se o “*by pass*” dos capacitores série da LT 500 kV Sobradinho – São João do Piauí C1 e C2, nos cenários em que são detectadas sobrecargas nesse equipamento e/ou na linha de transmissão.

A Figura 3-1 e a Figura 3-2 apresentam os diagramas unifilares simplificados do conjunto de obras recomendado.

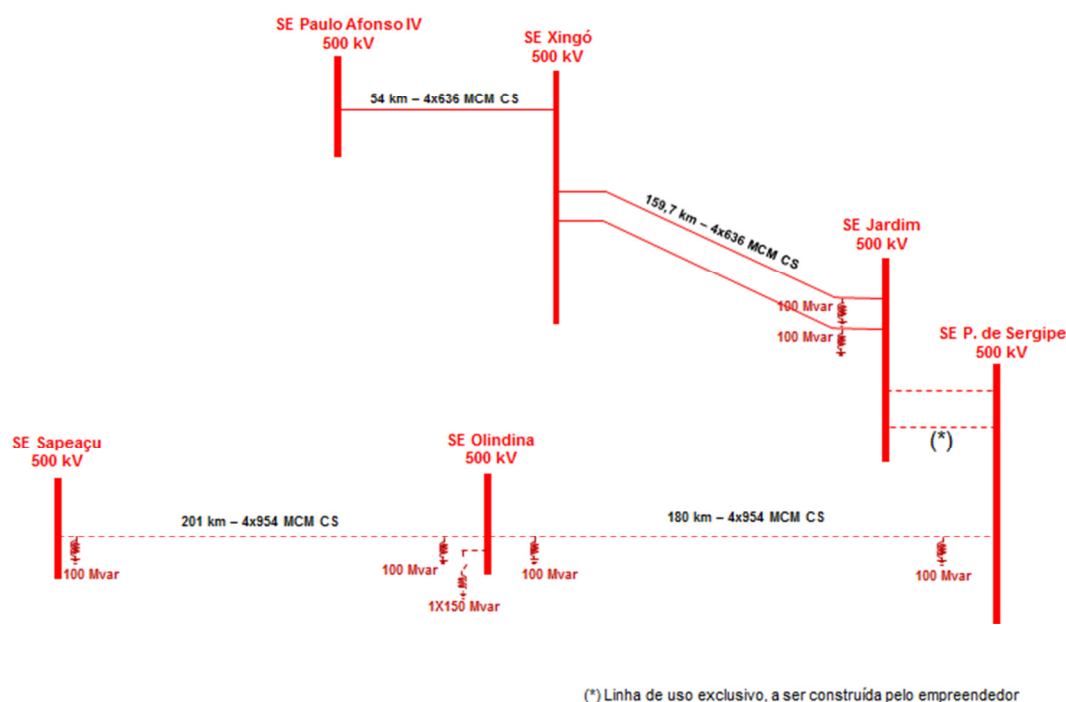


Figura 3-1 – Diagrama Unifilar do conjunto de obras recomendado - Reforços no Sergipe e Bahia

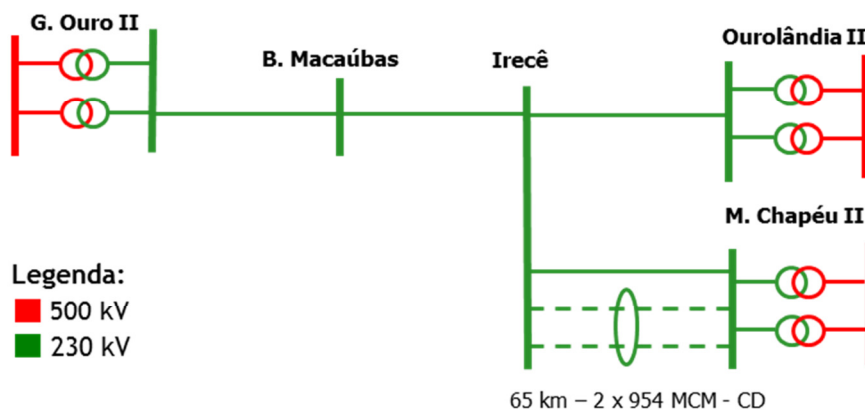


Figura 3-2 – Diagrama Unifilar do conjunto de obras recomendado – Reforços na Região Central da Bahia

4 DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS

4.1 Critérios Básicos

Foram seguidas as diretrizes para elaboração da documentação necessária para se recomendar à ANEEL uma nova instalação de transmissão integrante da Rede Básica através de ato licitatório, definidas no documento publicado pela EPE denominado “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica”, Ref. [3].

Os critérios e procedimentos utilizados no estudo estão de acordo com o documento “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão - CCPE/CTET - Janeiro/2001”, Ref. [4], além das premissas apresentadas nos subitens a seguir, onde se destacam:

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

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

4.2 Casos de Trabalho

Utilizou-se como referência para as simulações de fluxo de potência a base de dados correspondente ao Plano Decenal 2023, com as atualizações pertinentes da topologia da rede, plano de geração e mercado.

Considerou-se ainda o sistema de expansão recentemente recomendado em [1] para aumento da capacidade de transmissão das interligações entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, ilustrado na Figura 1-1.

4.3 Limites Operativos

4.3.1 Tensão Nominal

Os níveis de tensão admissíveis em regime permanente para cada classe de tensão envolvida são apresentados na Tabela 4-1.

Tabela 4-1 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão

Tensão Nominal	Tensão Máxima	Tensão Mínima
230 kV	242 kV (1,05 pu)	218 kV (0,95 pu)
500 kV	550 kV (1,10 pu)	475 kV (0,95 pu)

4.3.2 Carregamento

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

4.3.3 Fator de Potência

O fator de potência a ser respeitado na Rede Básica de Fronteira é de 0,95.

4.4 Horizonte do Estudo

Tendo em vista que o prazo mínimo para a implantação de qualquer obra de expansão da Rede Básica é de 3 anos, contados desde a incorporação no PET – Plano de Expansão da Transmissão, passando por todo o processo de licitação ou autorização, realizado pela ANEEL, até a instalação do empreendimento, considerou-se a data janeiro/2021 como factível para a entrada em operação dos empreendimentos a serem recomendados no presente relatório. Para analisar o desempenho do sistema em 10 anos, considerou-se com horizonte o ano 2030.

4.5 Parâmetros Econômicos

Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas foi utilizado o documento “Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2014” [5] e o método dos rendimentos necessários, com o truncamento das séries temporais no ano 2030. Os investimentos previstos ao longo do tempo são referidos ao ano 2021 com taxa de retorno de 8% ao ano.

Para cálculo de perdas elétricas foram simulados os patamares de carga pesada e leve. O custo das perdas foi calculado com base no custo marginal de expansão da geração informado pela EPE de 193,00 R\$/MWh.

5 ANÁLISE DE REFORÇOS NO ESTADO DO SERGIPE E NORDESTE DA BAHIA

5.1 Diagnóstico e Caracterização do Sistema de Transmissão

O sistema de transmissão que atende ao estado de Sergipe é alimentado a partir da subestação 500/230/69 kV de Jardim e das subestações 230/69 kV de Itabaiana, Itabaianinha e Penedo (AL). A subestação 500/230/69 kV de Jardim é alimentada na tensão de 500 kV pelas linhas de transmissão Xingó - Jardim e Jardim - Camaçari e conectada ao sistema de 230 kV através de dois autotransformadores de 600 MVA, além de duas linhas em 230 kV entre as subestações de Jardim e Itabaiana. As cargas da área metropolitana de Aracaju, além de parte da região sul do estado são alimentadas a partir da SE Jardim 69 kV. A subestação de Itabaiana atende ao norte e ao sudoeste do estado, sendo suprida através de três linhas de transmissão em 230 kV, das quais duas são originárias da SE Paulo Afonso e a outra da SE Catu, ambas localizadas na Bahia. A SE Itabaianinha, que atende às cargas da SULGIPE, localizadas ao sul do Estado, é alimentada a partir de um seccionamento na linha de transmissão 230 kV Itabaiana - Catu. Cabe ainda destacar que, parte do suprimento à região norte do estado de Sergipe é efetuado a partir da subestação de Penedo, localizada em Alagoas.

As principais obras de expansão da Rede Básica recomendadas pela EPE no estado de Sergipe incluem a nova subestação 230/69 kV Nossa Senhora do Socorro, um circuito duplo 230 kV Jardim – Nossa Senhora do Socorro, LT 230 kV Nossa Senhora do Socorro – Penedo C1, antiga LT 230 kV Jardim – Penedo, LT 230 kV Nossa Senhora do Socorro – Penedo C2, o 3º ATR 500/230 kV da SE Jardim e a LT 500 kV Xingó – Jardim C2.

O sistema de transmissão que atende a região de interesse no estado da Bahia é suprido a partir das subestações 500/230 kV de Camaçari (2400 MVA), Sapeaçu (1200 MVA), Bom Jesus da Lapa II (600 MVA) e Sobradinho (600 MVA). Essas subestações são alimentadas na tensão de 500 kV através das linhas de transmissão Presidente Dutra - Boa Esperança - São João do Piauí - Sobradinho, Luiz Gonzaga - Sobradinho C1 e C2, Paulo Afonso – Olindina - Camaçari, Luiz Gonzaga – Olindina - Camaçari, Xingó – Jardim - Camaçari, Serra da Mesa – Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa II – Ibicoara - Sapeaçu e Sapeaçu - Camaçari II. O nordeste do estado é suprido através de três circuitos em 230 kV, que convergem para a subestação de Catu, sendo dois provenientes de Paulo Afonso, seccionados em suas rotas para alimentar a subestação de Cícero Dantas, e o terceiro oriundo da subestação de Itabaiana, localizada no estado de Sergipe. A subestação de Catu interliga-se com o 230 kV da subestação de Camaçari, através de duas linhas de transmissão existentes entre elas.

A Figura 5.1 apresenta um diagrama unifilar simplificado com o sistema de transmissão previsto para o ano 2021, com destaque em roxo para a região de interesse.

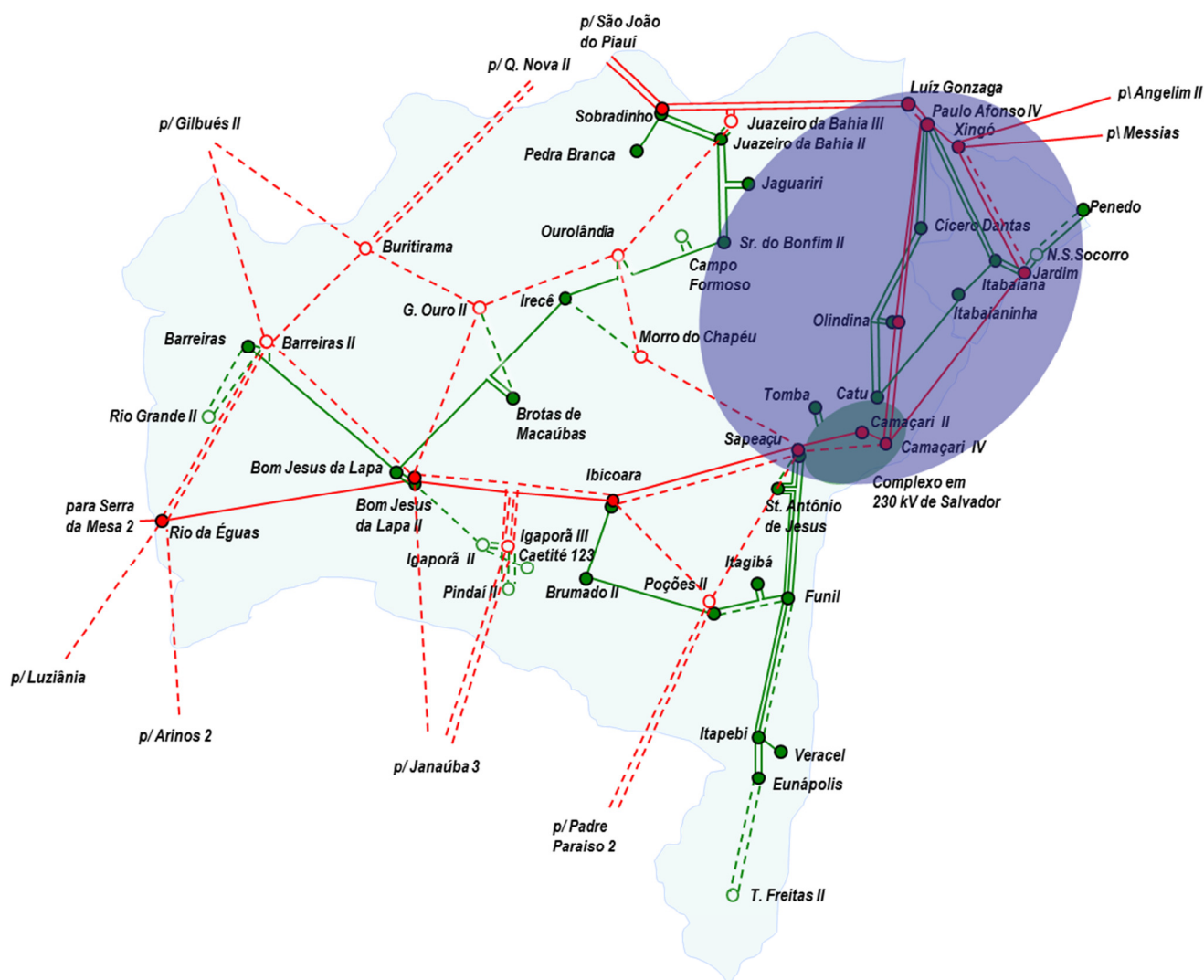


Figura 5.1 – Sistema de transmissão da região de interesse – Ano 2021

O diagnóstico do sistema elétrico dessa região mostra que existem limitações para o pleno escoamento das usinas alocadas na região Nordeste, no cenário 1A considerado no relatório Ref.[1] "Norte/Nordeste Máximo Exportador para o Sul", patamar de carga pesada. Esse cenário é caracterizado por apresentar elevado carregamento das linhas de transmissão da interligação Norte/Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste e da interligação Sudeste/Centro-Oeste – Sul, tornando-o crítico tanto do ponto de vista de carregamento, quanto do ponto de vista de esgotamento de potência reativa. Utilizaram-se, basicamente, as seguintes premissas:

- Período de elevada hidraulicidade das regiões Norte e Nordeste;
- Período de baixa hidraulicidade das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul;
- Utilização de todo o parque térmico do SIN, com fator de capacidade entre 90-95%;

- Despacho das usinas eólicas da região Nordeste em 55% da capacidade instalada prevista.

A Figura 5.2 apresenta a simulação do fluxo de potência em regime normal de operação, ano 2021, patamar de carga pesada, no cenário “Norte/Nordeste Máximo Exportador para o Sul”.

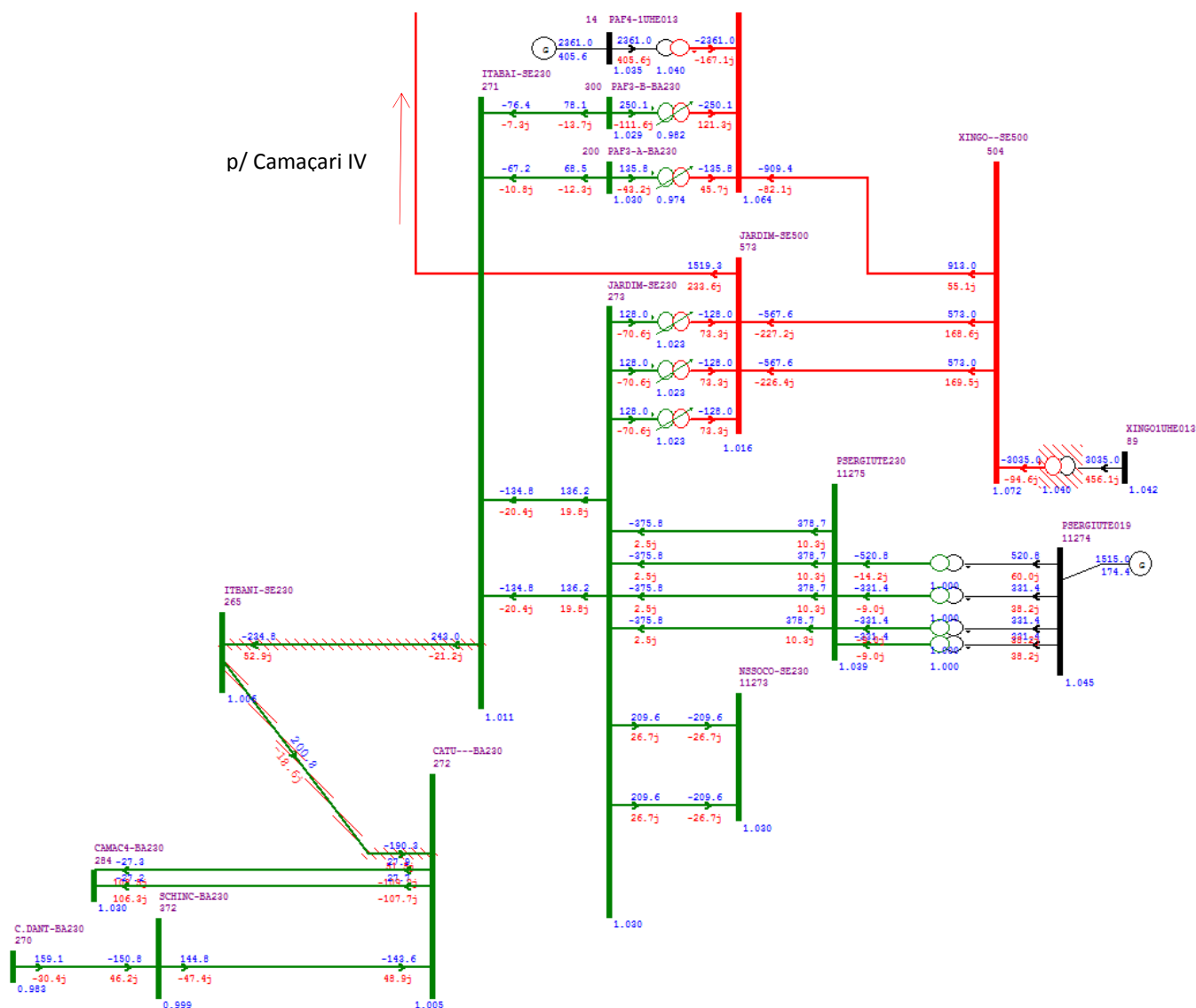


Figura 5.2 – Diagnóstico do sistema de transmissão

De acordo com a Figura 5.2, é verificada sobrecarga em condição normal de operação na LT 230 kV Itabaiana – Itabaianinha (cerca de 38%) e na LT 230 kV Itabaianinha – Catu (cerca de 13%). Observa-se ainda carregamento elevado na LT 500 kV Jardim – Camacari IV (1520 MW).

A Figura 5.3 apresenta a simulação do fluxo de potência para o ano 2021, patamar de carga pesada, no cenário “Norte/Nordeste Máximo Exportador para o Sul”, para a contingência da LT 500 kV Jardim – Camaçari IV.

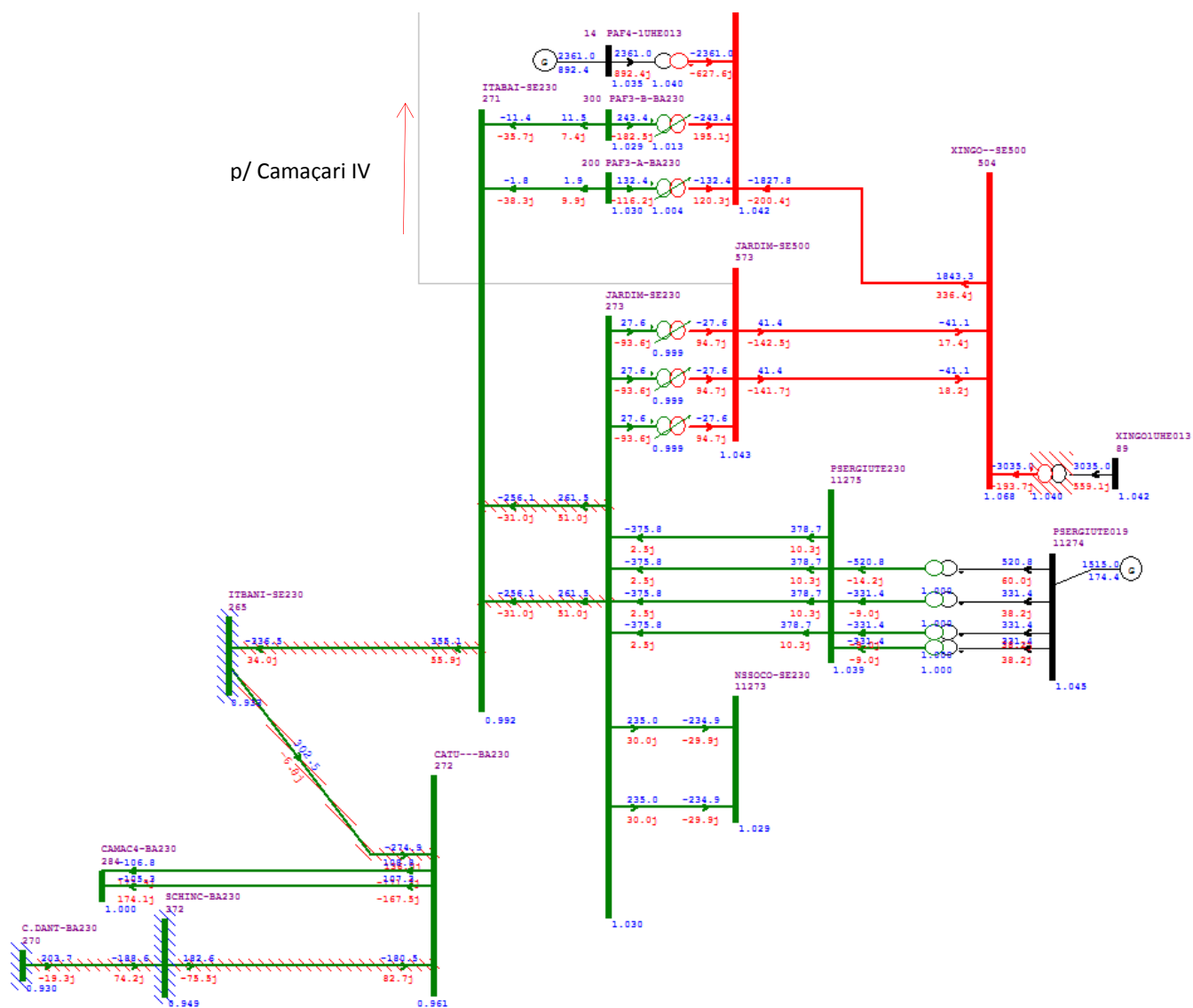


Figura 5.3 – Contingência da LT 500 kV Jardim – Camaçari IV

A Figura 5.3 apresenta subtensão no eixo Itabaiana – Catu, bem como elevadas sobrecargas no referido trecho, chegando a cerca de 70% entre Itabaianinha e Catu e de até 100% na LT 230 kV Itabaiana - Itabaianinha.

Assim, entende-se que é necessária a recomendação de reforços para que o sistema de transmissão do estado de Sergipe e nordeste do estado da Bahia possa operar sem restrições para as usinas contratadas e possibilitar o escoamento de futuros empreendimentos de geração no cenário analisado.

5.2 Alternativas de Expansão no Estado do Sergipe e Nordeste da Bahia

5.2.1 Descrição das alternativas

Conforme mencionado no item 2, nesta região destaca-se o empreendimento termelétrico Porto de Sergipe I, o qual foi vencedor do Leilão de Energia A-5/2015. O ponto de conexão original era o setor de 230 kV da SE Jardim. No entanto, no fim do ano passado o empreendedor protocolou na Aneel pedido de alteração de característica técnica, solicitando conexão no setor de 500 kV da subestação.

Sendo assim, foram vislumbradas três alternativas: construção da LT 500 kV Porto de Sergipe – Olindina, construção da LT 500 kV Xingó - Olindina C1 + LT 230 kV Jardim – Catu C1 (Alternativa 2) e construção da LT 230 kV Jardim – Catu C1 e C2 (Alternativa 3).

Foram vislumbradas ainda outras possibilidades de expansão do sistema, tais como reforços em 230 kV no sentido de criação de novos eixos (Jardim - Olindina, Itabaiana - Olindina) e até mesmo um abaixamento 500/230 kV na SE Olindina e conexão em 230 kV com a SE Jardim. No entanto, estas alternativas não se mostraram efetivas.

Também foi avaliada a integração da nova SE 230/69 kV Alagoinhas (recentemente recomendada em [8]), substituindo-se a LT 230 kV Jardim – Catu C1 pela LT 230 kV Jardim – Alagoinhas C1. No entanto, esta conexão demandaria reforços adicionais, encarecendo de forma significativa a alternativa.

A Figura 5.4, Figura 5.5 e a Figura 5.6 mostram o diagrama esquemático das alternativas que foram comparadas.

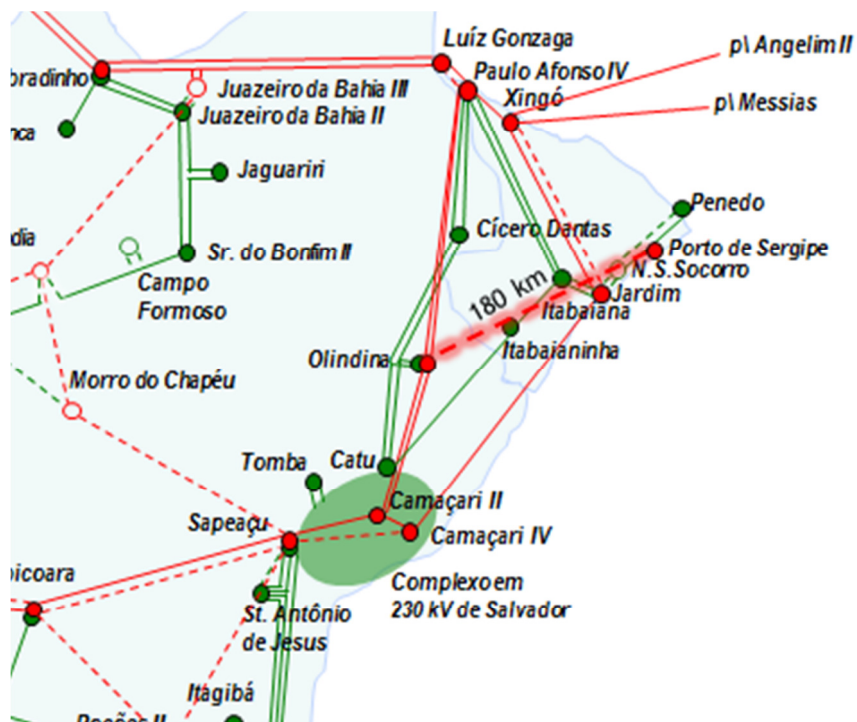


Figura 5.4 – Alternativa 1 - LT 500 kV Porto de Sergipe - Olindina

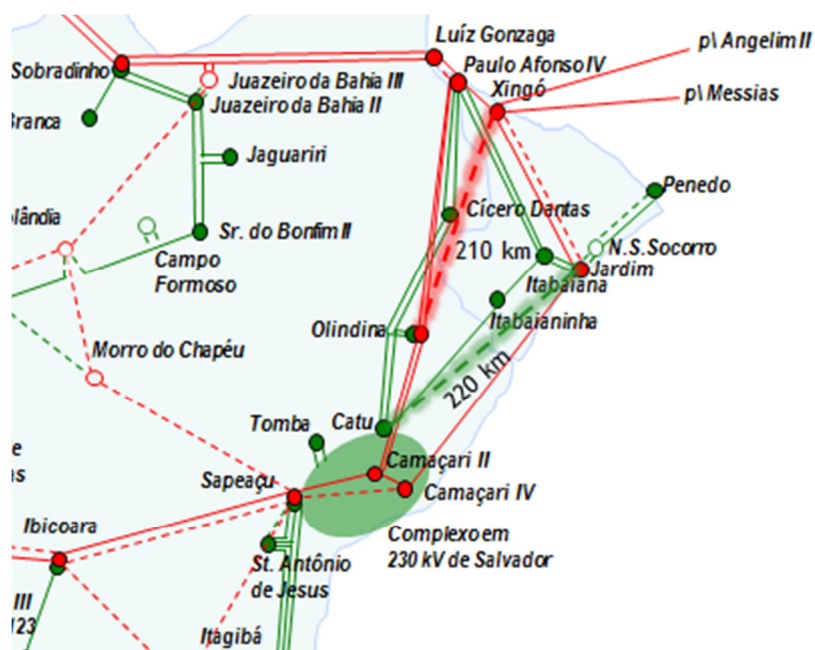


Figura 5.5 – Alternativa 2 - LT 500 kV Xingó - Olindina + LT 230 kV Jardim – Catu C1

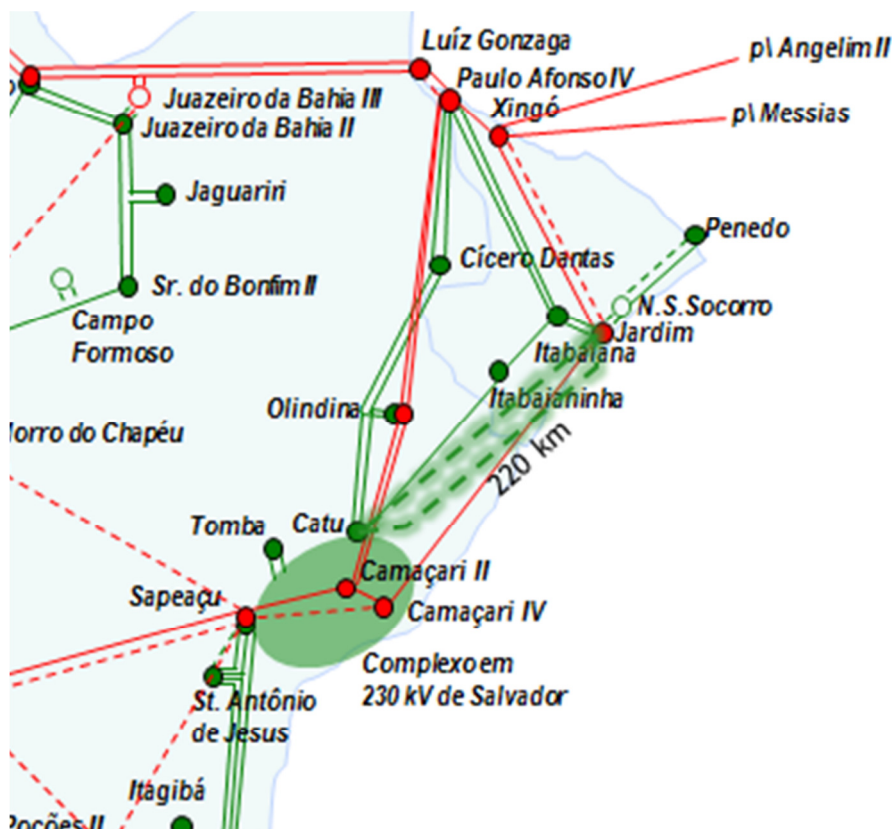


Figura 5.6 – Alternativa 3 - LT 230 kV Jardim – Catu C1 e C2

5.2.2 Desempenho das alternativas

O desempenho elétrico das alternativas foi avaliado nos cenários de exportação máxima do Norte/Nordeste para o Sul, patamar de carga pesada, ano 2021, conforme descrito no item 5.1.

Nesta avaliação foram realizadas simulações de fluxo de potência em regime normal de operação e durante contingências.

Ressalta-se que foi considerada nas simulações a retirada do fator limitante que restringe a capacidade de curta duração das seguintes linhas em 230 kV: Catu – Governador Mangabeira, Itabaianinha – Catu e Itabaiana – Itabaianinha. As resoluções autorizativas para a retirada dos fatores limitantes são respectivamente: [ReA 2.173/2009, ReA 4.407/2013 e ReA 3.817/2012]. Sendo assim, a capacidade de curta duração das mesmas a ser considerada é de 247 MVA. A capacidade de longa duração, por sua vez, permanece no valor de 174 MVA.

➤ Alternativa 1

A Figura 5.7 e a Figura 5.8 apresentam o fluxo de carga na região de Jardim e Nordeste da Bahia em condição normal e em contingência para a Alternativa 1, ou seja, implantação da LT 500 kV

Porto de Sergipe – Olindina. Através da Figura 5.7 é possível observar sobrecarga marginal (cerca de 1%) na LT 230 kV Itabaiana – Itabaianinha, evidenciando a necessidade de reforços adicionais em caso de incremento de geração.

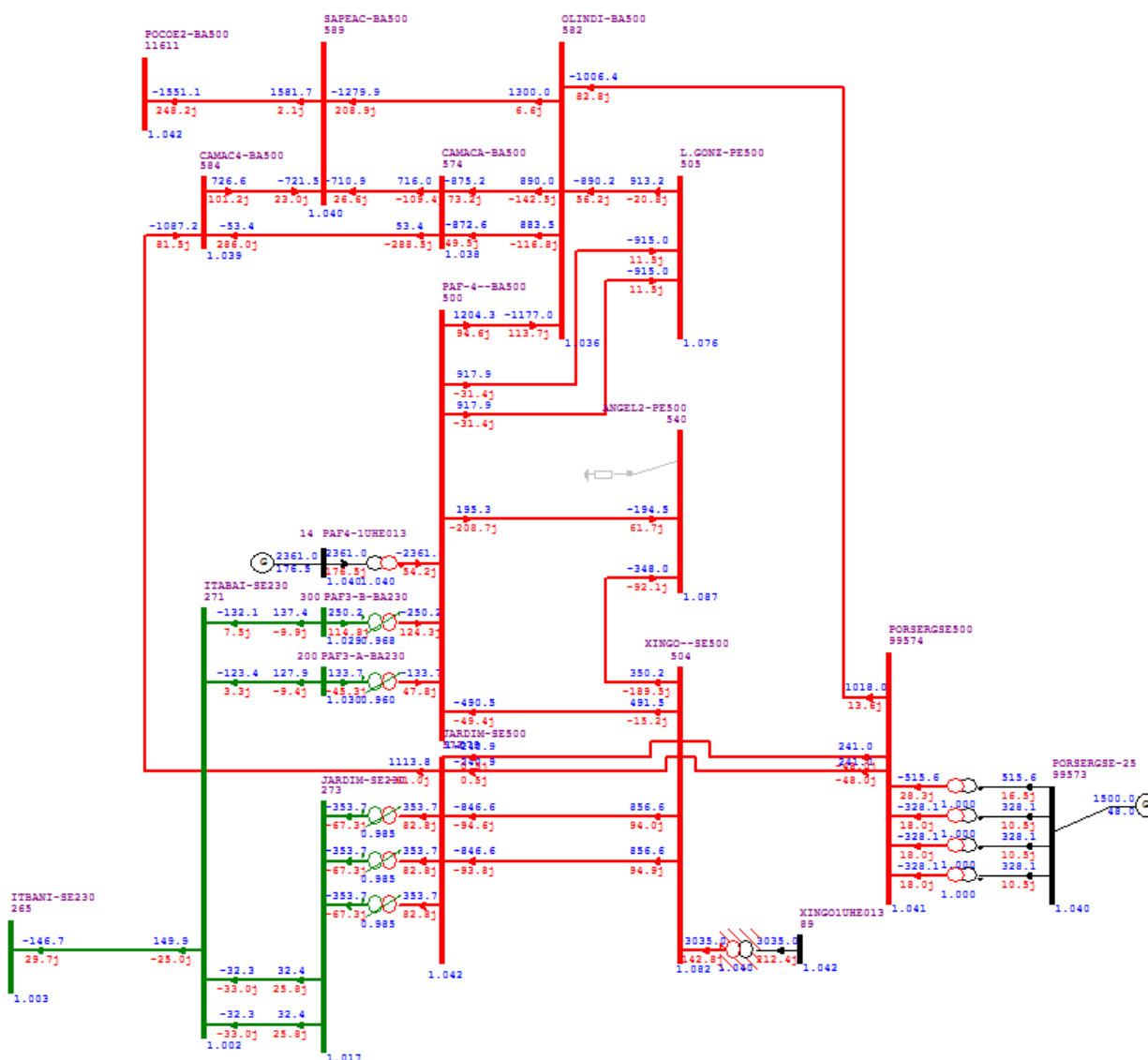


Figura 5.7 –Alternativa 1 - Condição normal de operação

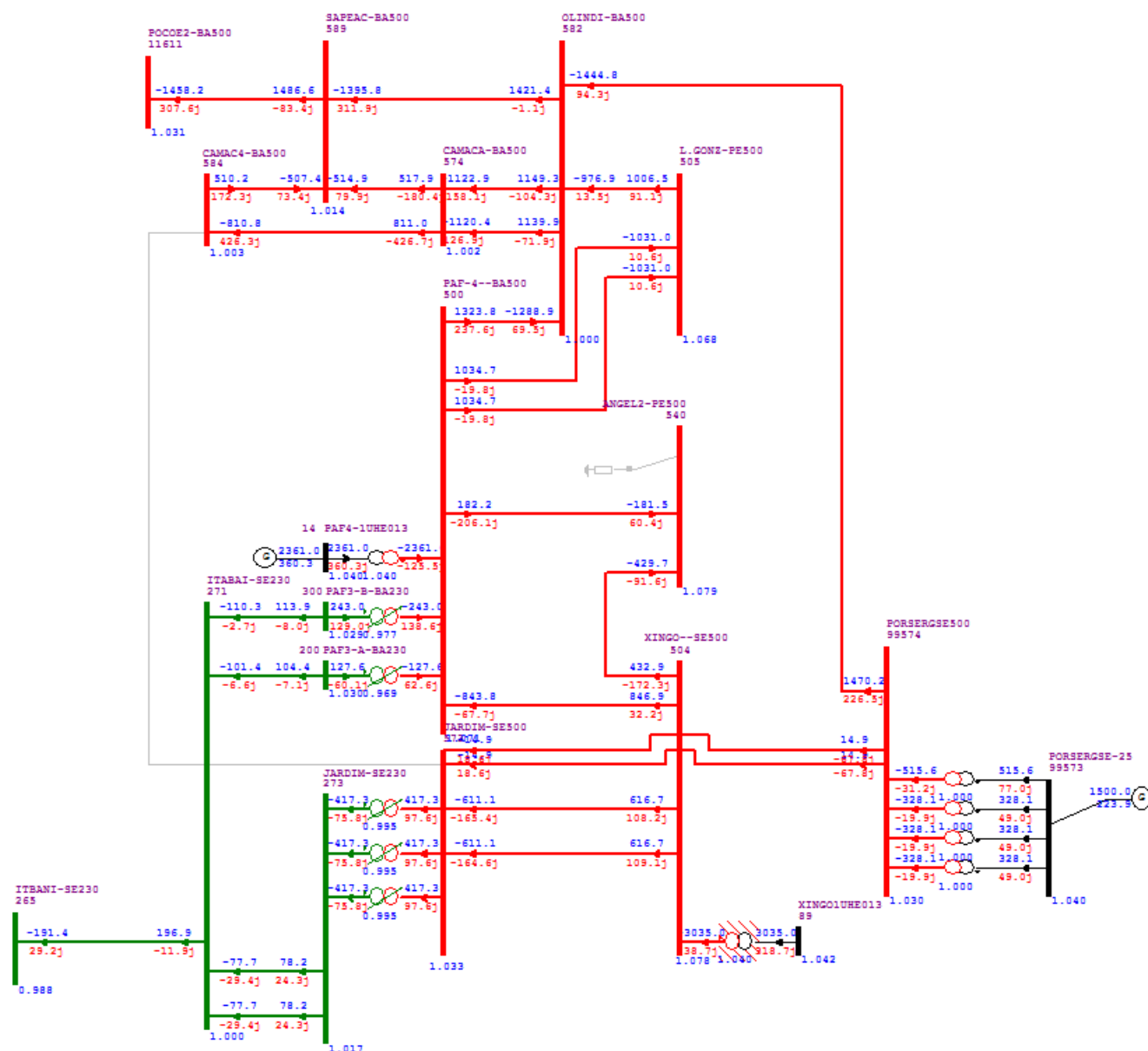


Figura 5.8 – Alternativa 1 – Contingência da LT 500 kV Jardim – Camaçari IV

➤ Alternativa 2

Da Figura 5.9 a **Erro! Fonte de referência não encontrada.** é apresentada a distribuição de fluxo no sistema de transmissão da região de interesse em condição normal e durante contingências para a Alternativa 2, ou seja, LT 500 kV Xingó - Olindina + LT 230 kV Jardim – Catu.

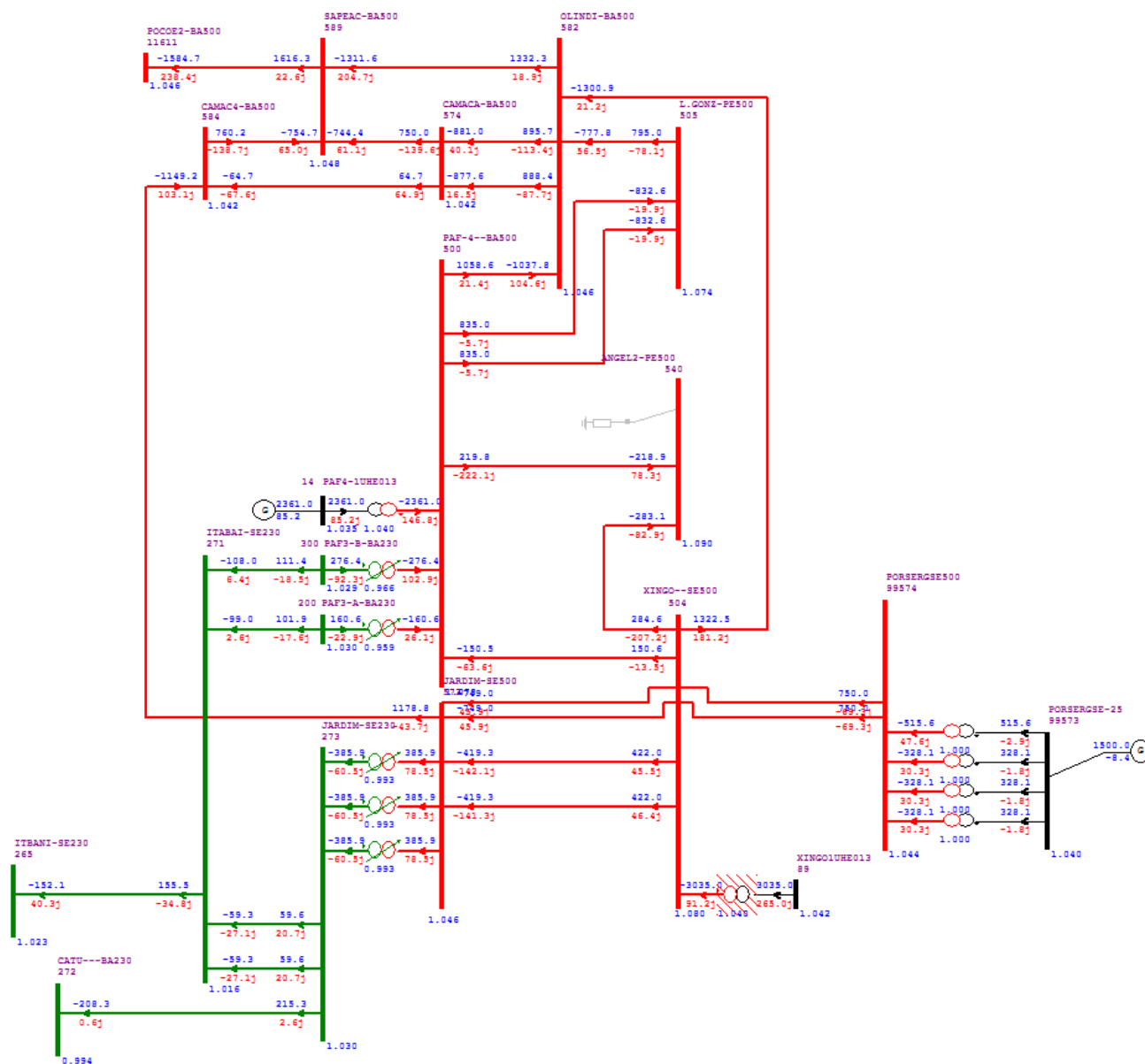


Figura 5.9 – Alternativa 2 - Condição normal de operação

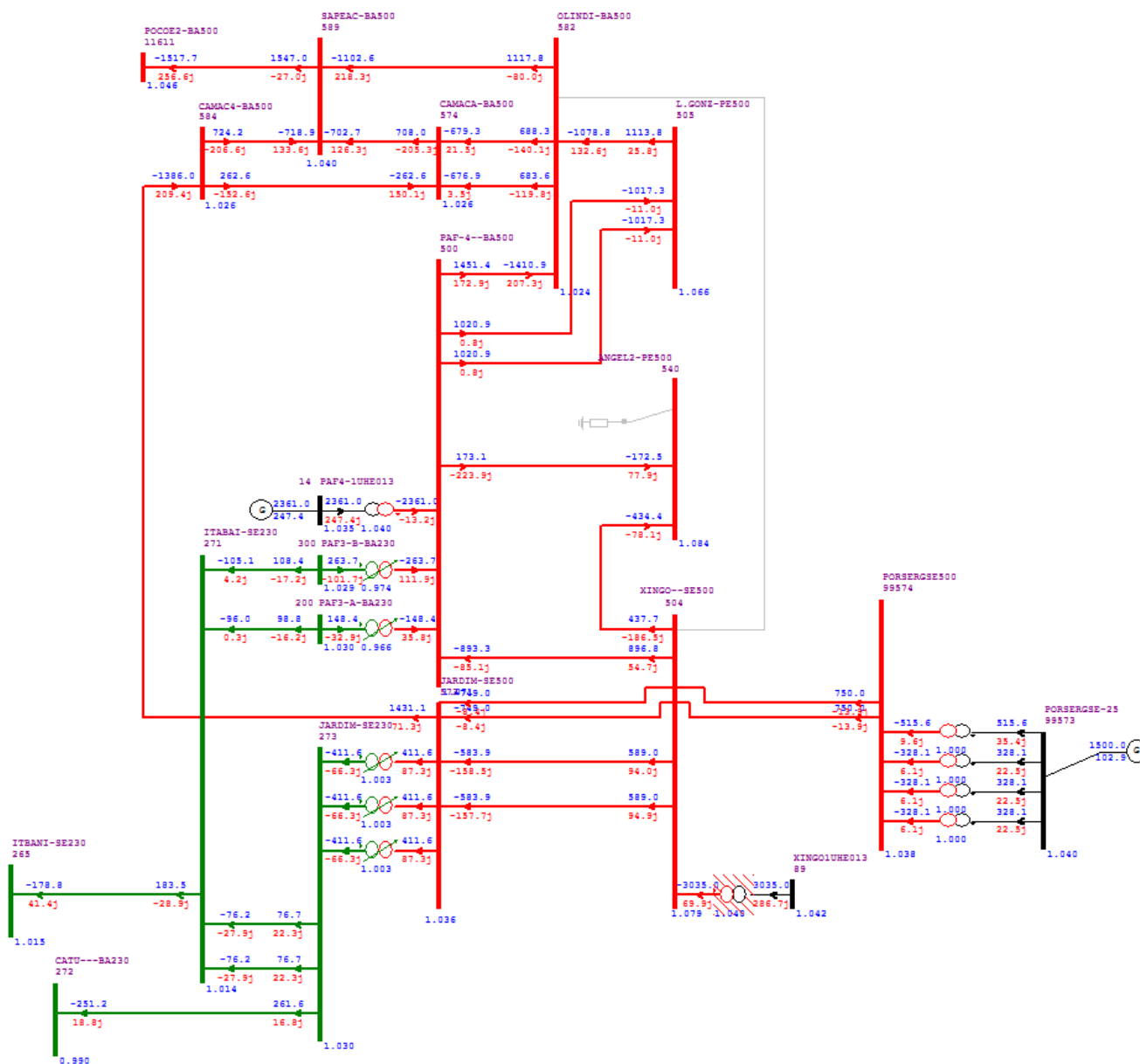


Figura 5.10 – Alternativa 2 - Contingência da LT 500 kV Xingó – Olindina

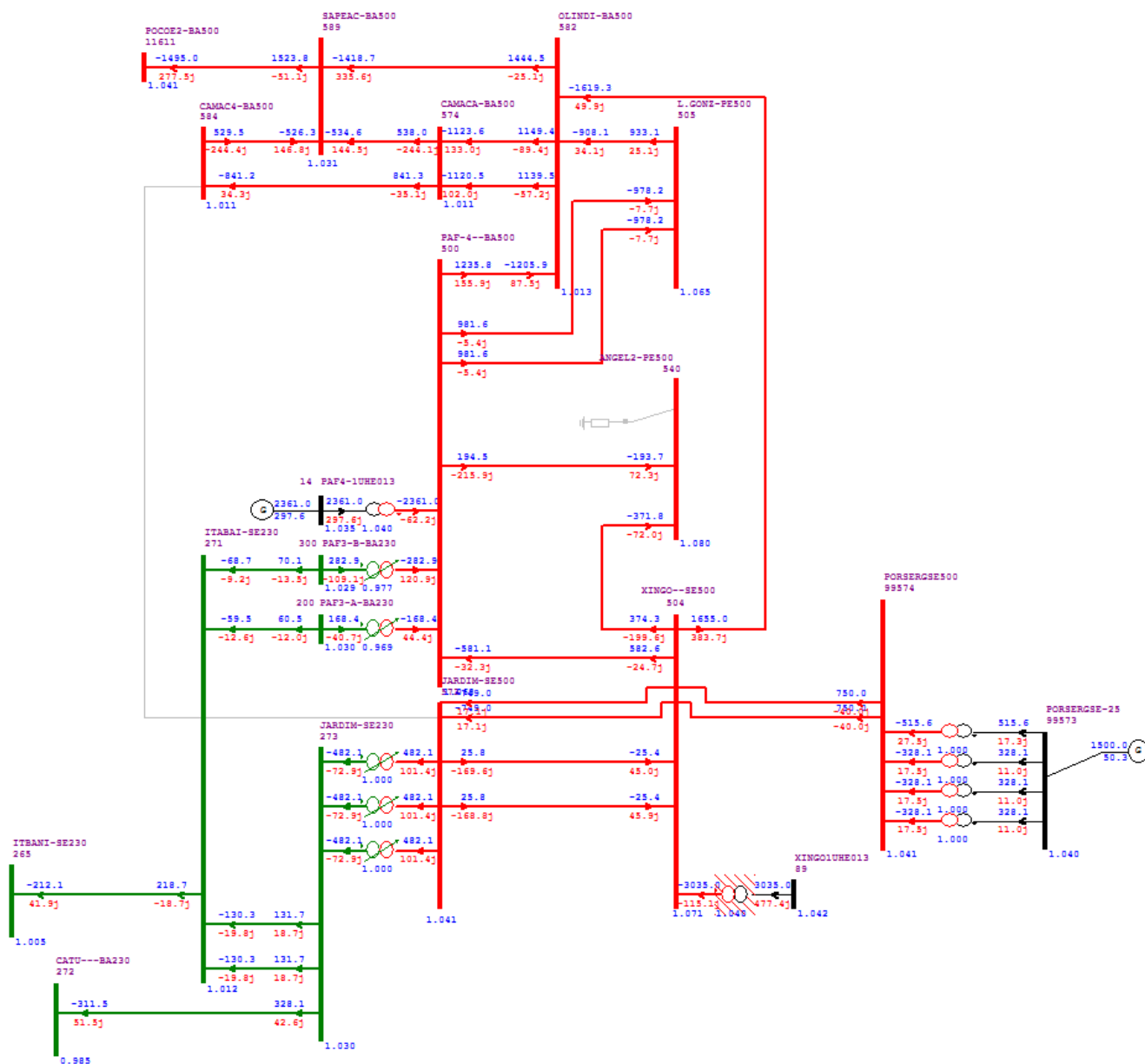


Figura 5.11 – Alternativa 2 - Contingência da LT 500 kV Jardim - Camaçari IV

➤ **Alternativa 3**

Da Figura 5.12 a Figura 5.14 é apresentada a distribuição de fluxo no sistema de transmissão da região de interesse em condição normal de operação e durante contingências para a Alternativa 3, ou seja, LT 230 kV Jardim – Catu C1 e C2.

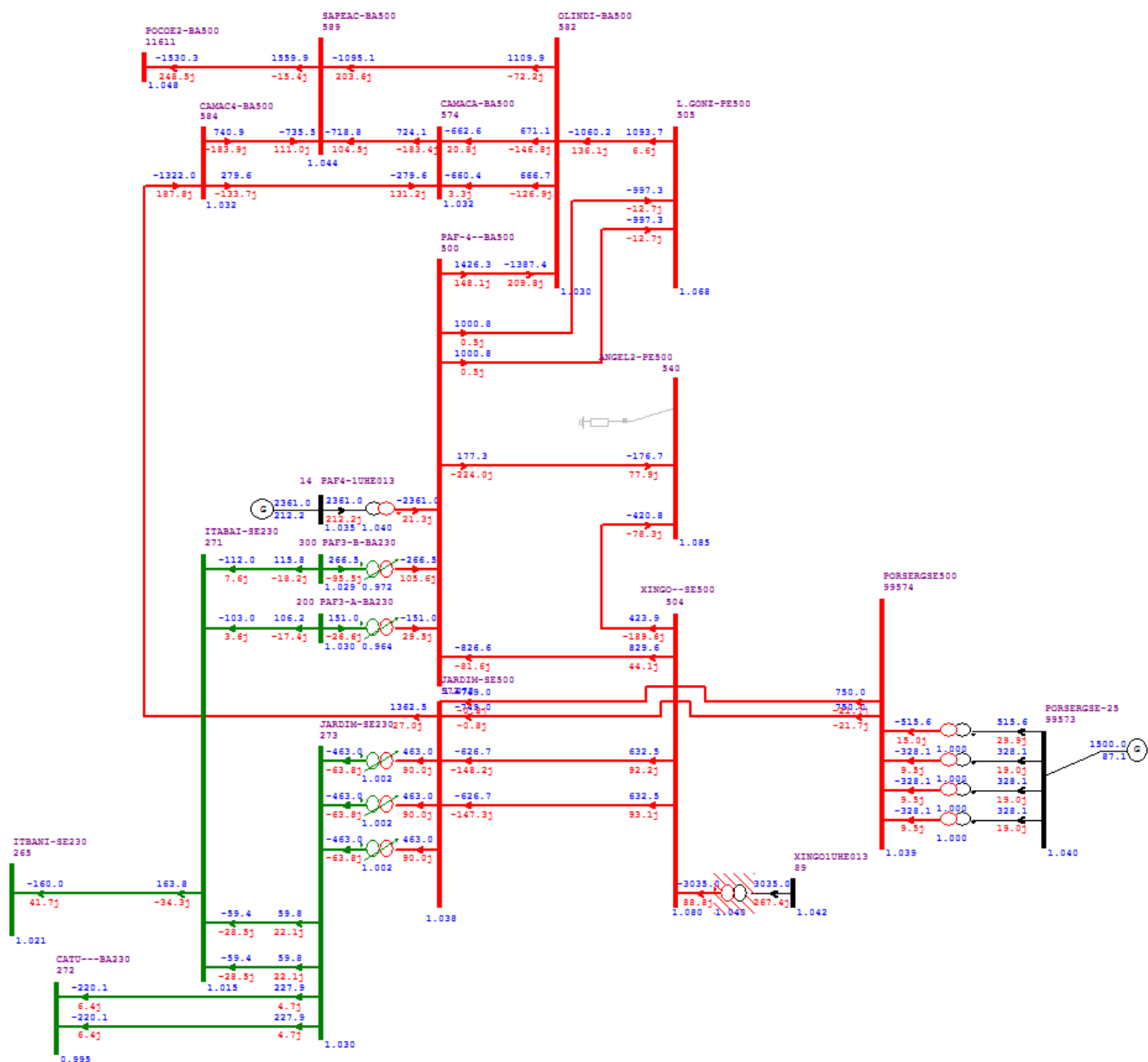


Figura 5.12 – Alternativa 3 – Condição Normal de Operação

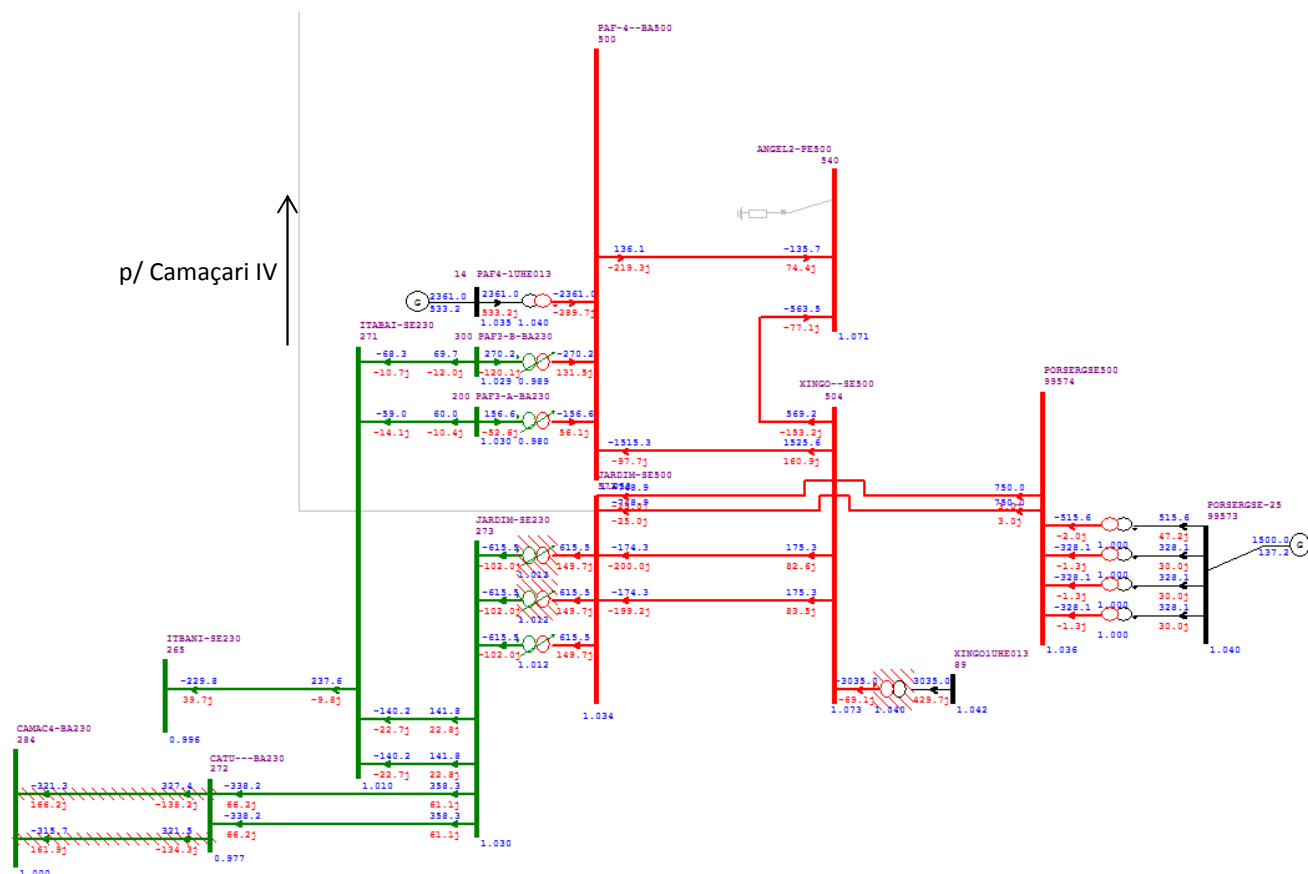


Figura 5.13 – Alternativa 3 - Contingência da LT 500 kV Jardim - Camaçari IV

A Figura 5.13 apresenta sobrecarga de 13% na LT 230 kV Catu – Camaçari IV (C1 e C2) na contingência da LT 500 kV Jardim – Camaçari IV. Para solucionar este problema, indica-se o recondutoramento da LT 230 kV Catu – Camaçari IV (C1 e C2), obra já recomendada em [12], mas não implantada devido a vinculação com a conexão de usinas térmicas na região de Camaçari que ainda não se concretizaram.

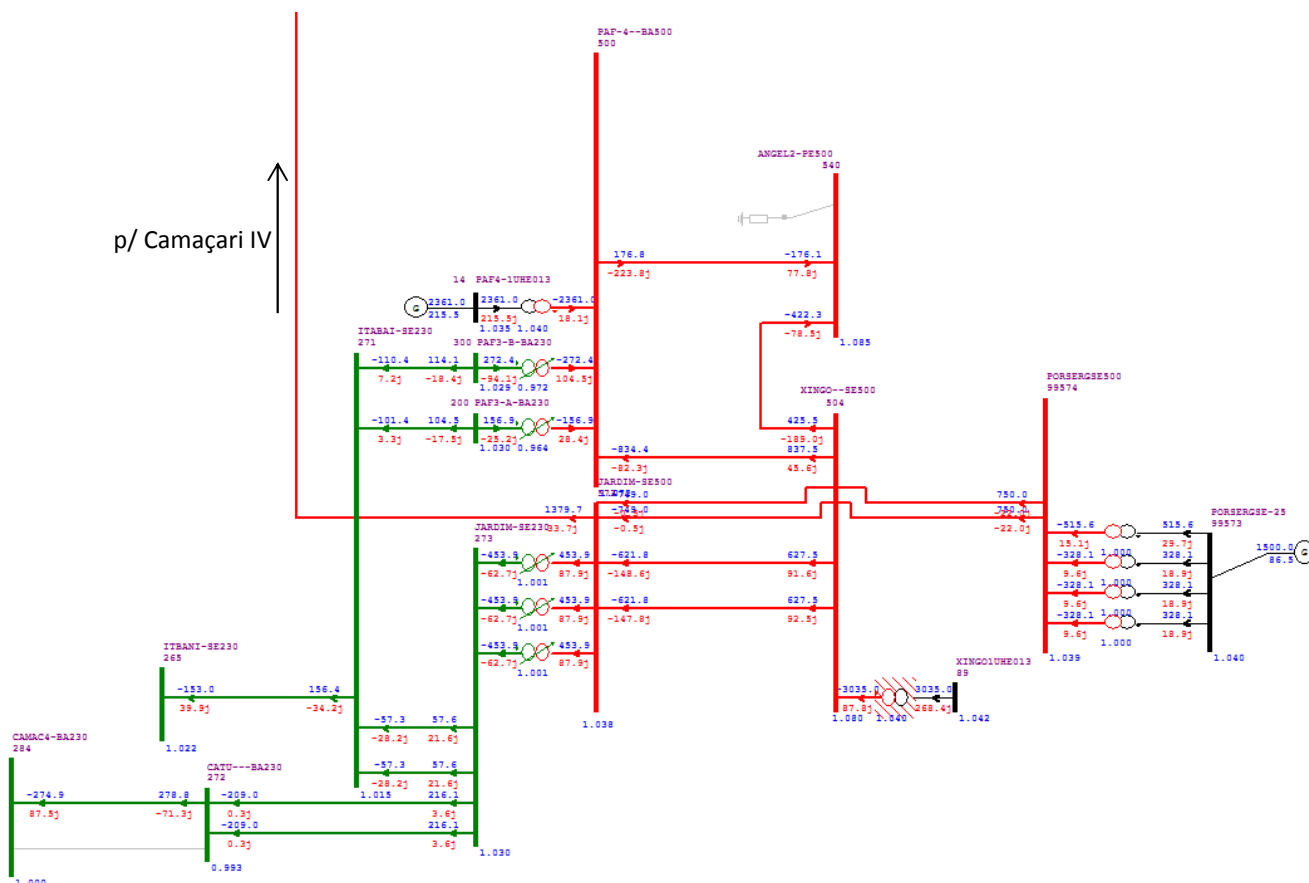


Figura 5.14 – Alternativa 3 - Contingência da LT 230 kV Catu – Camaçari IV (C1 ou C2)

5.2.3 Análise Econômica

Os custos utilizados na comparação econômica das alternativas são os que constam no documento “Base de Referência de Preços ANEEL – Setembro/2014”, Ref. [5]. Os investimentos previstos ao longo do tempo são referidos ao ano 2021 com taxa de retorno de 8% ao ano. Ressalta-se que esses valores são utilizados apenas para comparação de alternativas, não servindo como base para orçamentos.

Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas é utilizado o método dos rendimentos necessários com o truncamento das séries temporais no ano horizonte de 2030.

O diferencial de perdas elétricas de cada alternativa foi estimado considerando a mesma metodologia utilizada em [6], resultando em um fator de perdas calculado de 0,125 a partir dos carregamentos observados para o patamar de carga pesada. O custo considerado para as perdas elétricas foi de 193 R\$/MWh e taxa de retorno de 8% ao ano, referidos a 2021. O resultado da comparação econômica é apresentado na Tabela 5-1.

Tabela 5-1 – Comparação econômica das alternativas: Investimentos + Perdas (R\$ x 1000)

Custo total (PV)				Rendimentos Necessários			Perdas			Rendimentos Necessários + Perdas		
Alternativa	(R\$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	Diferencial	Ordem	(R\$ x 1000)	(%)	Ordem
Alternativa 1	227.160,17	100%	1ª	126.050,05	100%	1ª	2.667.297,07	34.918,68	2ª	160.968,73	100,0%	1ª
Alternativa 2	377.682,50	166%	3ª	209.574,14	166%	3ª	2.632.378,39	0,00	1ª	209.574,14	130,2%	3ª
Alternativa 3	239.843,53	106%	2ª	133.087,98	106%	2ª	2.689.963,58	57.585,19	3ª	190.673,17	118,5%	2ª

Observa-se que a Alternativa 1 é cerca de 18% mais econômica em relação à Alternativa 3. Assim, recomenda-se a implantação da Alternativa 1, composta pela LT 500 kV Porto de Sergipe – Olindina C1.

6 ANÁLISE DE REFORÇOS ENTRE AS SE OLINDINA E SAPEAÇU

6.1 Diagnóstico do Sistema de Transmissão

O diagnóstico do sistema elétrico dessa região mostra que existem limitações para o pleno escoamento das usinas alocadas na região Nordeste, no cenário “Norte/Nordeste Máximo Exportador para o Sul”, patamar de carga pesada, cujo detalhamento já foi descrito no item 5.1.

A Figura 6-1 apresenta a simulação do fluxo de potência em regime normal de operação, ano 2021, patamar de carga pesada, no cenário “Norte/Nordeste Máximo Exportador para o Sul”.

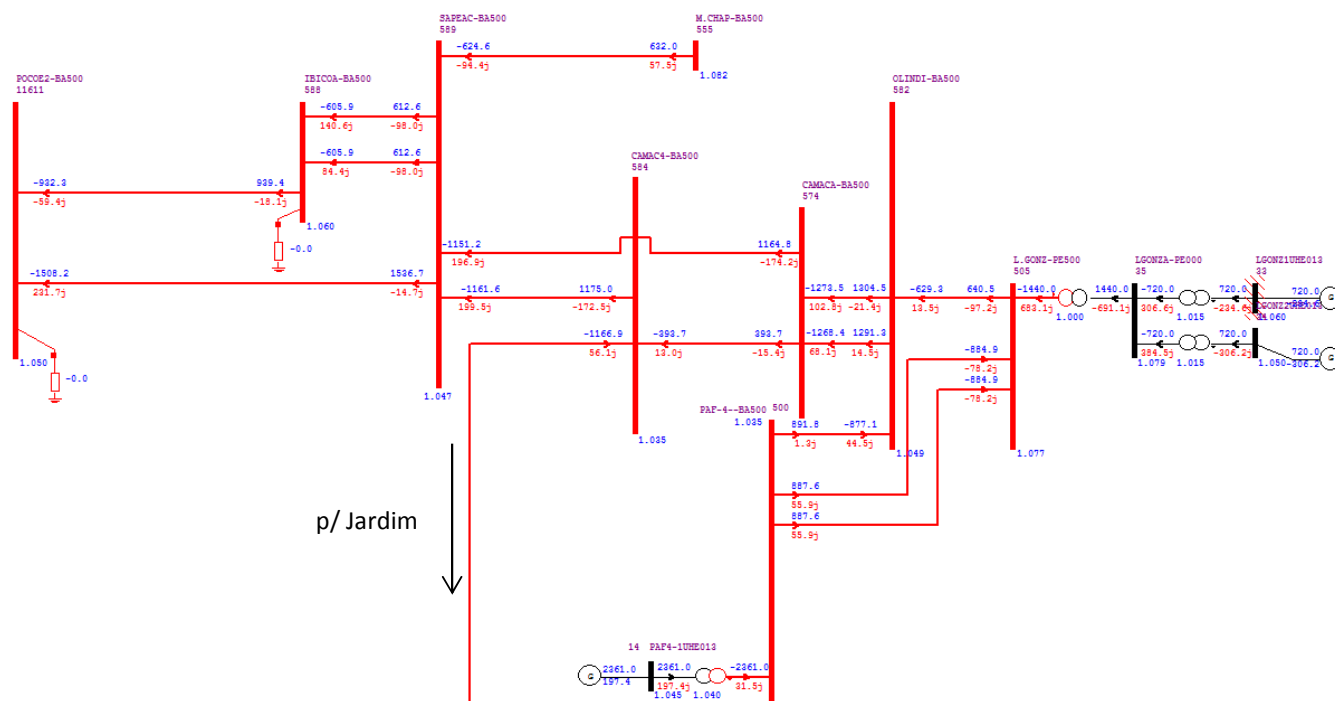


Figura 6-1 – Diagnóstico do Sistema de Transmissão – Regime Normal de Operação

A Figura 6-2 apresenta a contingência da LT 500 kV Camaçari IV – Sapeaçu nesse mesmo cenário.

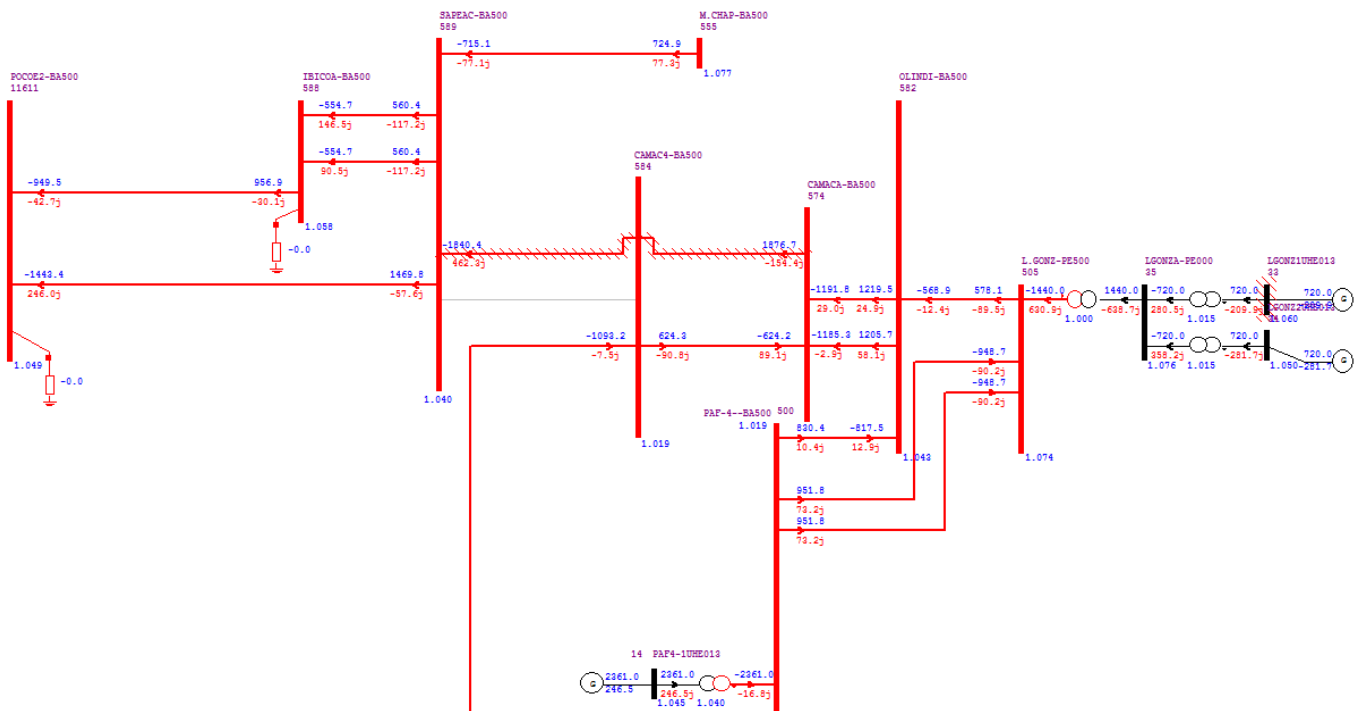


Figura 6-2 – Diagnóstico do Sistema de Transmissão - Contingência da LT 500 kV Camaçari IV – Sapeaçu

O resultado das simulações mostra a necessidade de reforço no trecho entre as subestações Olindina e Sapeaçu. Conforme pode ser observado, há sobrecarga de aproximadamente 45% na LT 500 kV Sapeaçu – Camaçari II na contingência da LT 500 kV Sapeaçu – Camaçari IV.

6.2 Alternativas de expansão no eixo entre a SE Olindina e a SE Sapeaçu

6.2.1 Descrição das alternativas

Foram então avaliadas duas alternativas de expansão a partir da SE Olindina: construção da LT 500 kV Olindina – Sapeaçu (Alternativa 1) e construção da LT 500 kV Olindina – Camaçari IV + LT 500 kV Camaçari IV – Sapeaçu C2 (Alternativa 2). Todos os outros reforços previstos para a região Nordeste, nesta comparação, foram considerados como obras comuns.

A Figura 6-4 e a Figura 6-4 mostram o diagrama esquemático das alternativas analisadas.

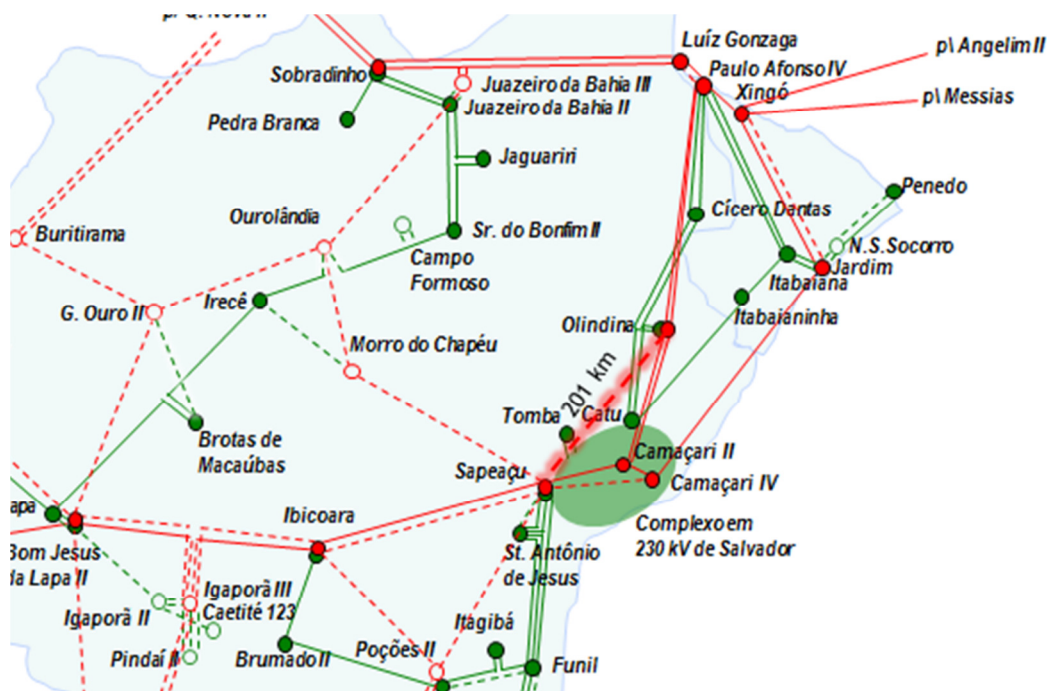


Figura 6-3 – Alternativa 1 - LT 500 kV Olindina – Sapeaçu

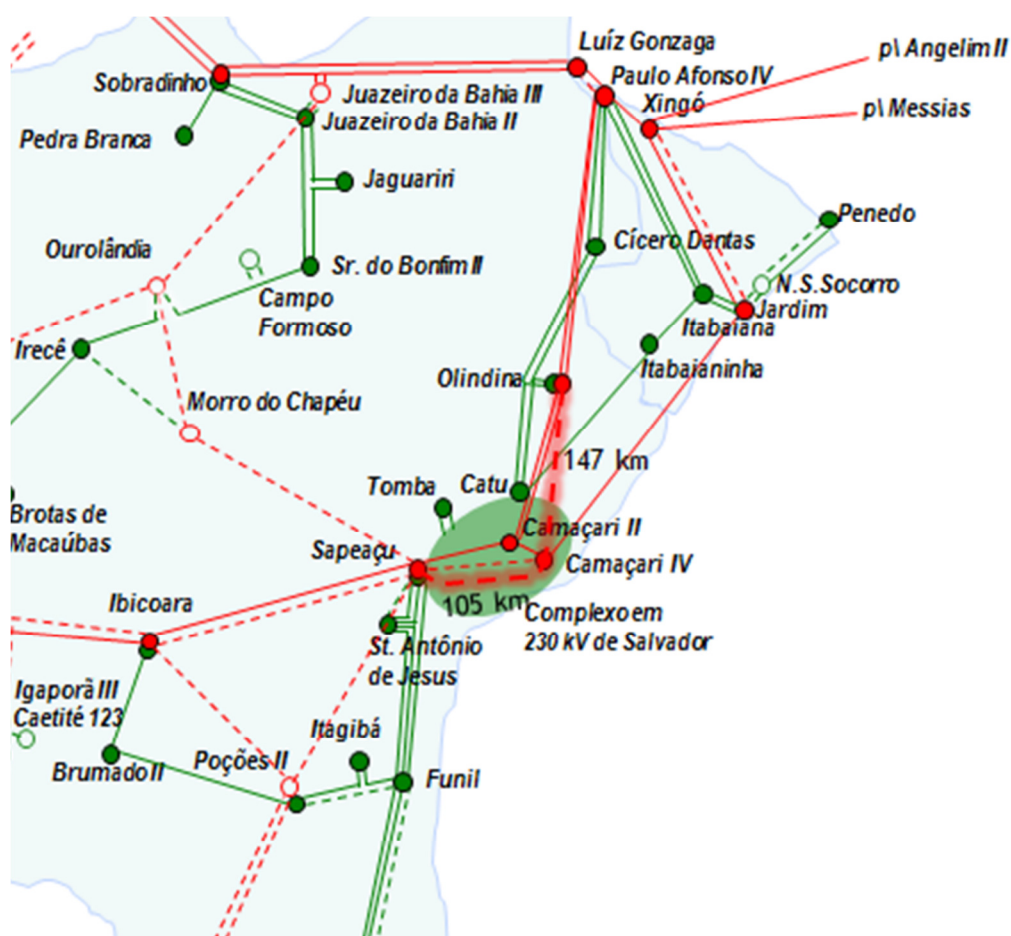


Figura 6-4 – Alternativa 2 - LT 500 kV Olindina – Camaçari IV + LT 500 kV Camaçari IV – Sapeaçu C2

6.2.2 Desempenho das Alternativas

O desempenho elétrico das alternativas foi avaliado nos cenários de exportação máxima do Norte/Nordeste para o Sul, patamar de carga pesada, ano 2021, descrito no item 5.1.

Nesta avaliação foram realizadas simulações de fluxo de potência em regime normal de operação e durante contingências.

➤ Alternativa 1

Da Figura 6.5 a Figura 6.7 é apresentada a distribuição de fluxo no sistema de transmissão da região de interesse em condição normal e durante contingência para a Alternativa 1 ou seja, LT 500 kV Olindina – Sapeaçu.

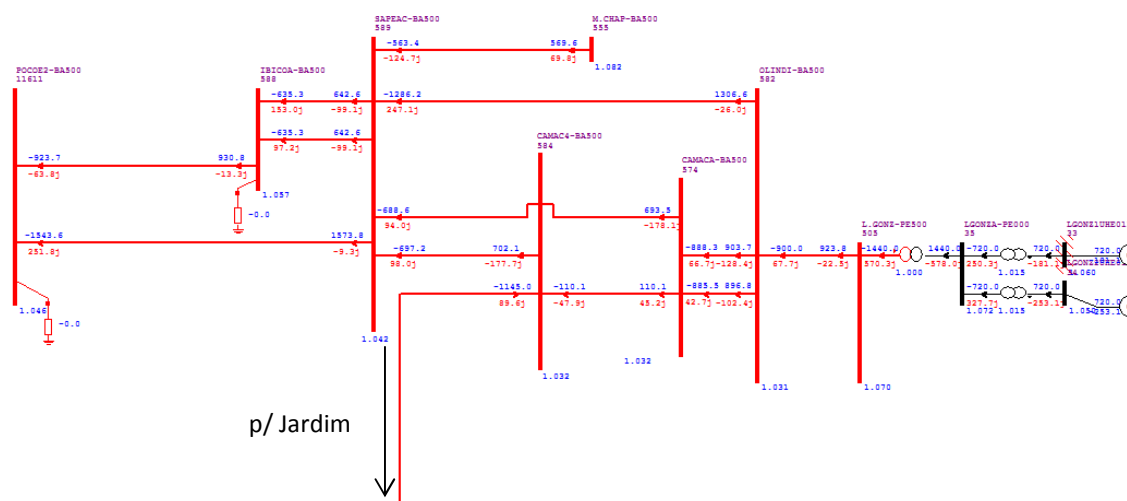


Figura 6.5 – Alternativa 1 – Regime Normal de Operação

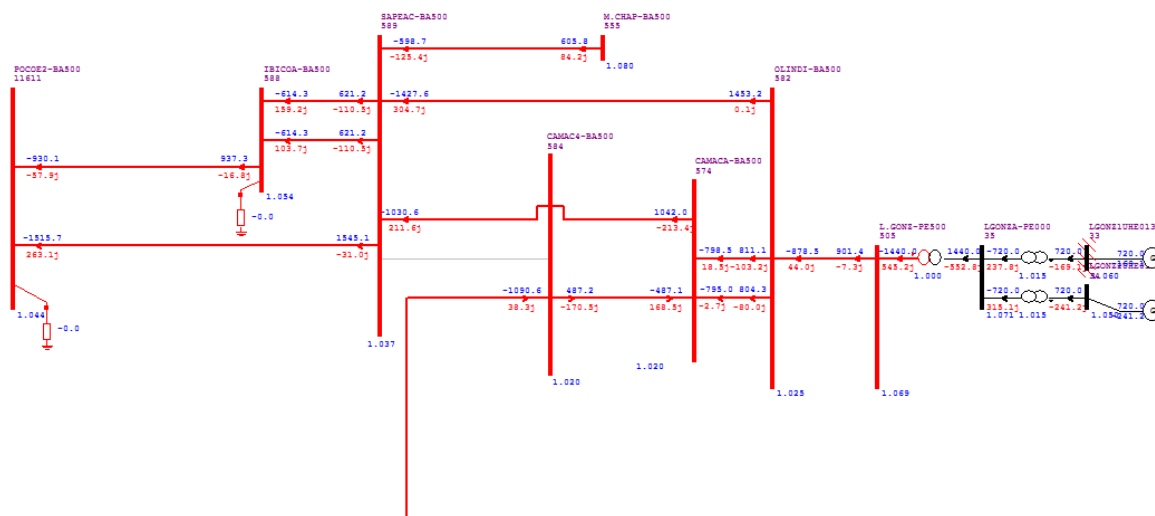


Figura 6.6 – Alternativa 1 - Contingência da LT 500 kV Camaçari IV – Sapeaçu

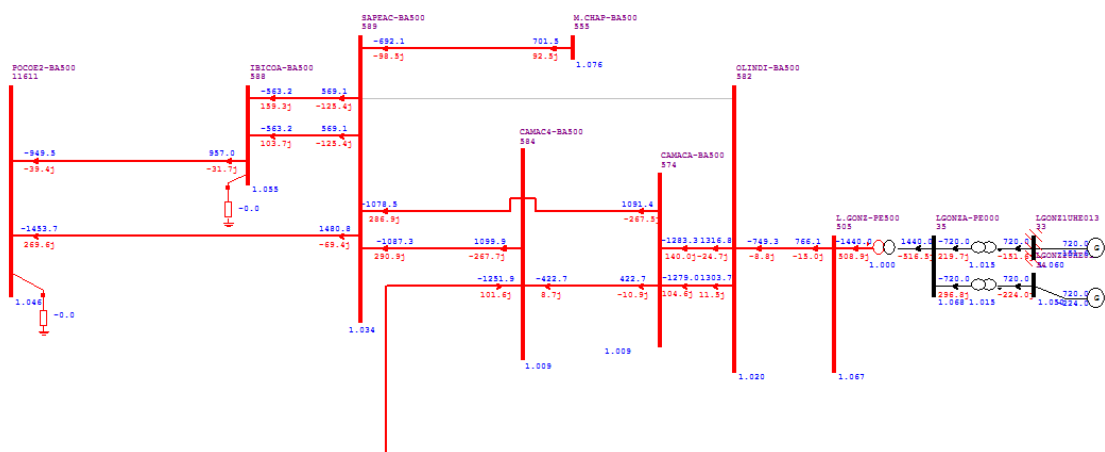


Figura 6.7 – Alternativa 1 - Contingência da LT 500 kV Olindina – Sapeaçu

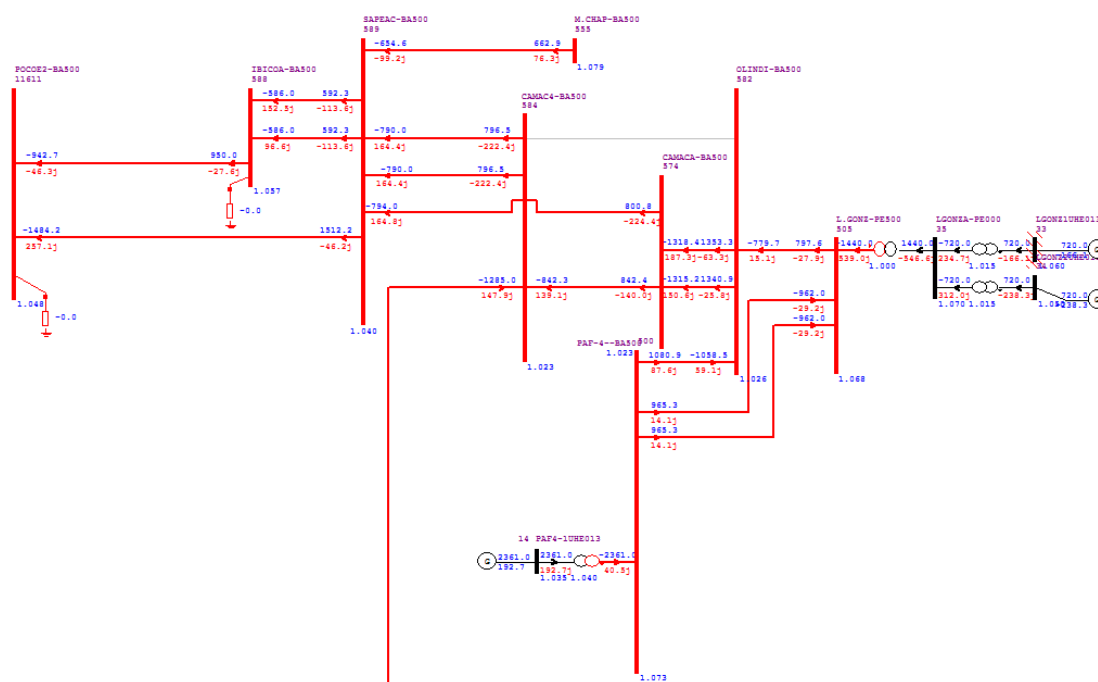


Figura 6.9 – Alternativa 2 - Contingência da LT 500 kV Olindina - Camaçari IV

6.2.3 Análise Econômica

Os custos utilizados na comparação econômica das alternativas são os que constam no documento “Base de Referência de Preços ANEEL – Setembro/2014”, Ref. [5]. Os investimentos previstos ao longo do tempo são referidos ao ano 2021 com taxa de retorno de 8% ao ano. Ressalta-se que esses valores são utilizados apenas para comparação de alternativas, não servindo como base para orçamentos.

Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas é utilizado o método dos rendimentos necessários com o truncamento das séries temporais no ano horizonte de 2030.

O diferencial de perdas elétricas de cada alternativa foi estimado considerando a mesma metodologia utilizada em [6], resultando em um fator de perdas calculado de 0,125 a partir dos carregamentos observados para o patamar de carga pesada. O custo considerado para as perdas elétricas foi de 193 R\$/MWh e taxa de retorno de 8% ao ano, referidos a 2021. O resultado da comparação econômica é apresentado na Tabela 6-1.

Tabela 6-1 – Comparação econômica das alternativas: Investimentos + Perdas (R\$ x 1000)

Custo total (PV)				Rendimentos Necessários			Perdas			Rendimentos Necessários + Perdas		
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	Diferencial	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
Alternativa 1	246.457,56	100%	1º	136.758,07	100%	1º	2.667.297,07	0,00	1º	136.758,07	100,0%	1º
Alternativa 2	309.122,96	125%	2º	171.530,79	125%	2º	2.677.098,81	9.801,73	2º	181.332,53	132,6%	2º

Em função do resultado da análise de mínimo custo global, recomenda-se a Alternativa 1, ou seja, implantação da LT 500 kV Olindina – Sapeaçu C1.

7 ANÁLISE DE REFORÇOS NA REGIÃO CENTRAL DA BAHIA

7.1 Diagnóstico e Caracterização do Sistema de Transmissão

A região central da Bahia conta atualmente com um sistema de transmissão radial em 230 kV extremamente extenso, que liga a SE Sobradinho a SE Igaporã, passando pelas subestações Juazeiro II, Senhor do Bonfim, Irecê, Brotas de Macaúbas e Bom Jesus da Lapa.

O sistema de distribuição da COELBA é atendido a partir das subestações Senhor do Bonfim e Irecê, com transformações 230/138 kV e 230/69 kV.

Esse sistema, inicialmente projetado para o atendimento às cargas da região, atende perfeitamente ao mercado previsto. Entretanto, para escoar o potencial eólico em constante expansão, o sistema é inadequado, e motivou assim a realização de estudos para implantação de uma rede na tensão de 500 kV.

O “Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Região Central da Bahia” Ref. [7], indicou a implantação de uma série de reforços visando o adequado escoamento dos futuros empreendimentos de geração eólica da região, dentro os quais destacam-se as subestações 500/230 kV Ourolândia II, Gentio do Ouro II e as LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II, Gentio do Ouro II – Ourolândia II e Ourolândia II – Morro do Chapéu II. Dentre outros benefícios, esse sistema possibilitará a conexão de cerca de 1.600 MW provenientes de usinas eólicas já contratadas principalmente nos leilões A-5 2013, A-5 2014 e LER 2015.

Posteriormente, foi emitido o “Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Área Leste da Região Nordeste” Ref. [13], que indicou uma série de reforços desde o estado do Rio Grande do Norte, passando por Ceará, Piauí e Bahia, de forma a possibilitar o escoamento da energia produzida por parques eólicos na região Nordeste como um todo. Destacam-se dentre essas obras as LT 500 kV Juazeiro III – Ourolândia II, Gentio do Ouro II – Bom Jesus da Lapa II e Buritirama – Barreiras II na região central da Bahia.

A Figura 7.1 apresenta um diagrama unifilar simplificado com destaque em roxo para o sistema de transmissão previsto na região central da Bahia, ano 2021, já com a indicação das obras recomendadas nesses dois relatórios.

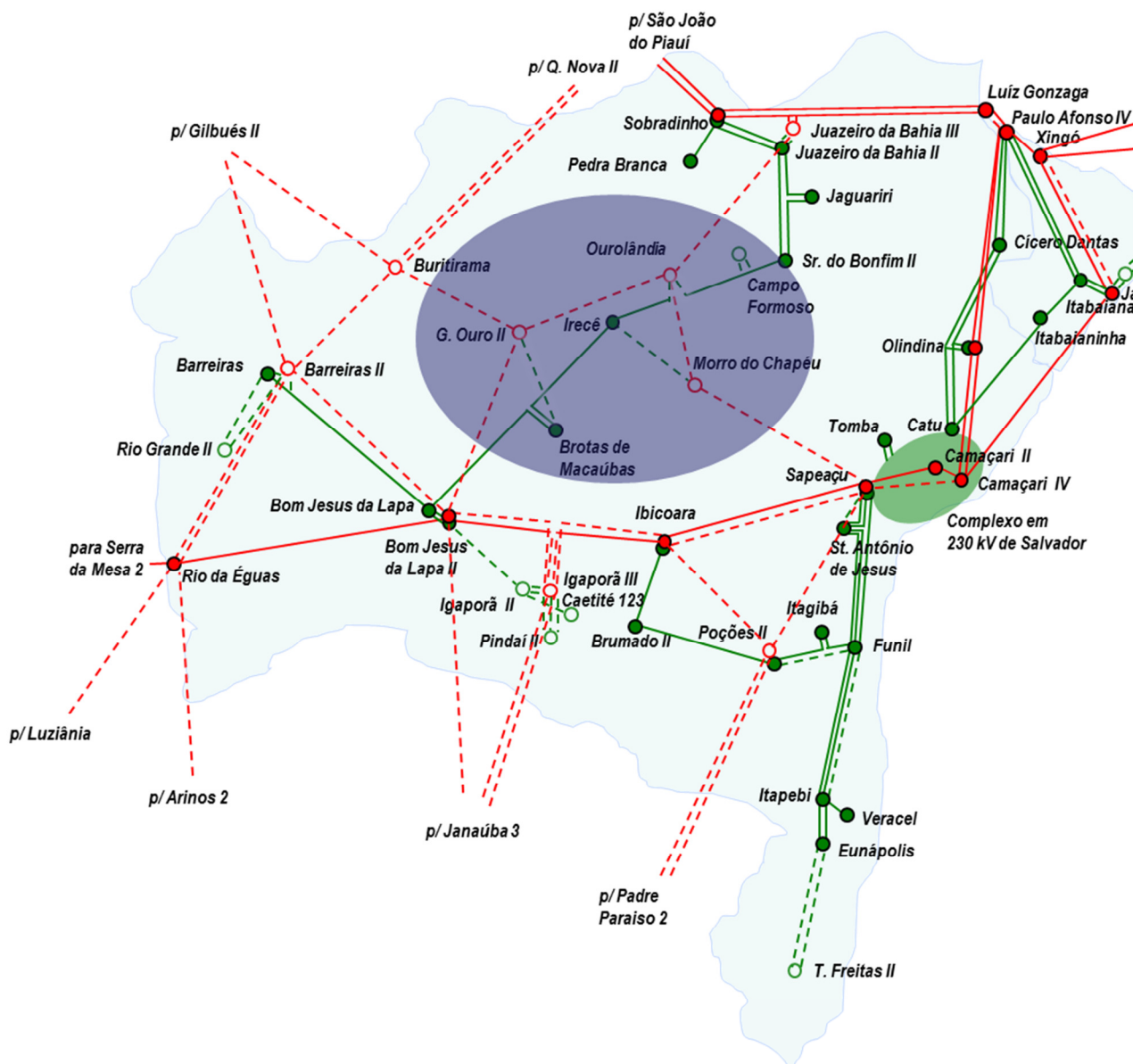


Figura 7.1 – Expansão do sistema de transmissão previsto na Região Central da Bahia – Ano 2021

O diagnóstico do sistema elétrico dessa região mostra que a nova rede de transmissão em 500 kV é bastante robusta e atende ao objetivo de escoar a energia gerada pelos parques eólicos já contratados. Entretanto, verifica-se que o sistema em 230 kV ainda é frágil, e suas limitações podem impedir o pleno escoamento de futuros empreendimentos eólicos nessa região em alguns cenários típicos de geração, caracterizados pelos seguintes despachos:

✓ **Cenário 1: “Norte Exportador para o Nordeste (carga média)”**

Região Norte

95% nas UHE
40% nas eólicas
3.450 MW de UTE

Região Nordeste

40% nas UHE (vazão de 1.300 m³/s no São Francisco)
40% nas eólicas (100% nas eólicas de Irecê + 270 MW)
4.150 MW de UTE

✓ **Cenário 2: "Nordeste Exportador Seco (carga leve)"**

Região Norte

65% nas UHE

80% nas eólicas

3.180 MW de UTE

Região Nordeste

40% nas UHE (vazão de 1.300 m³/s no São Francisco)

80% nas eólicas (100% nas eólicas de Irecê +270 MW)

3.100 MW de UTE

Ao se considerar a conexão do potencial eólico cadastrado para concorrer nos últimos leilões de energia na subestação Irecê (270 MW), que não haviam sido previstos em [7], verifica-se sobrecarga na LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II, conforme apresentado da Figura 7.2 a Figura 7.5.

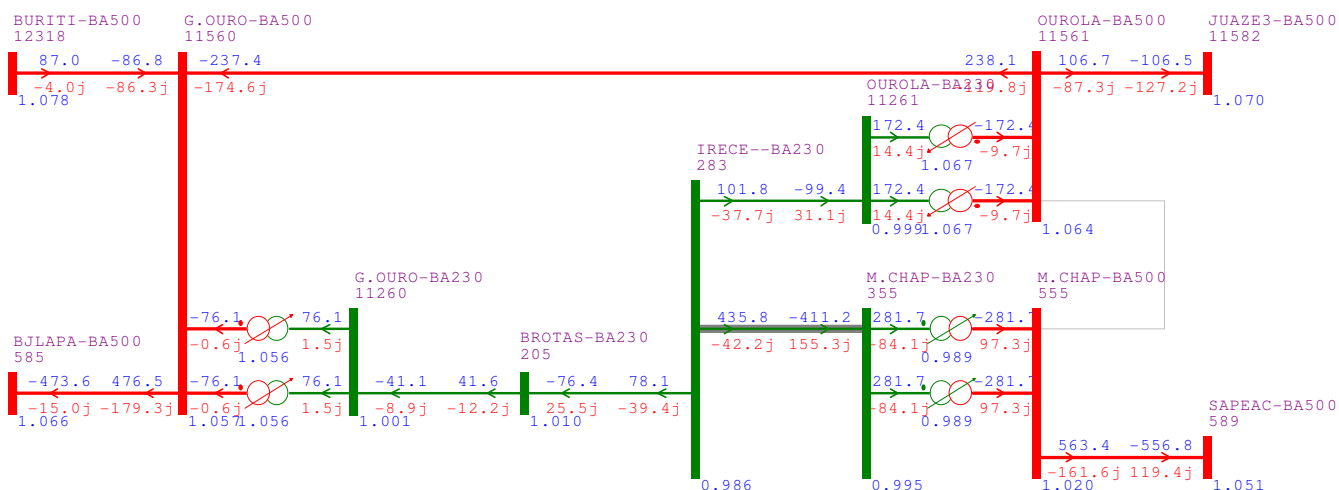


Figura 7.2 – Cenário 1 - Contingência da LT 500 kV Ouroilândia II – Morro do Chapéu II

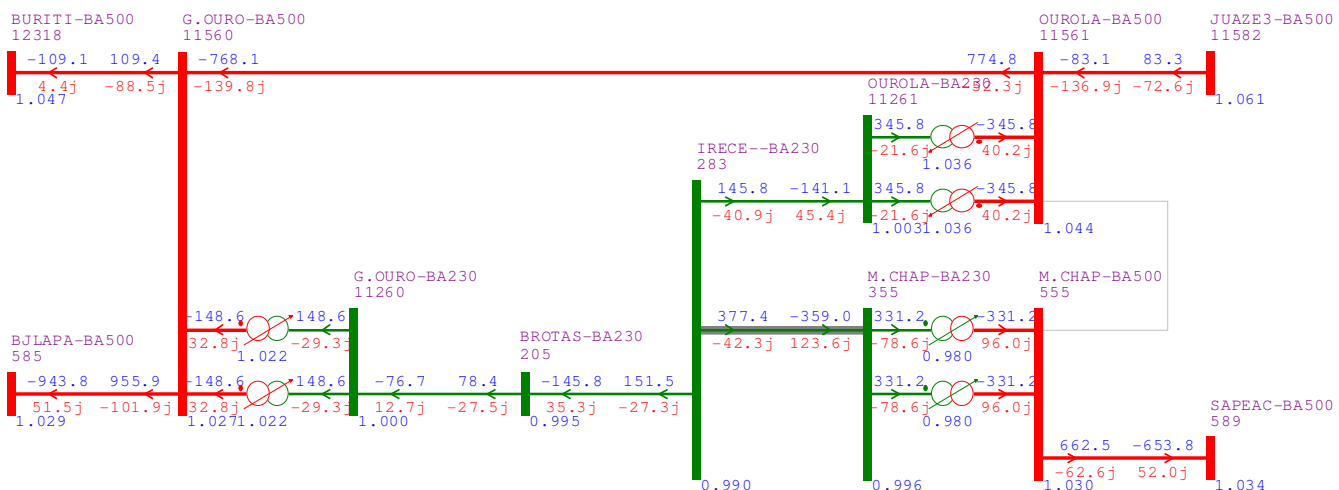


Figura 7.3 – Cenário 2 - Contingência da LT 500 kV Ourolândia II – Morro do Chapéu II

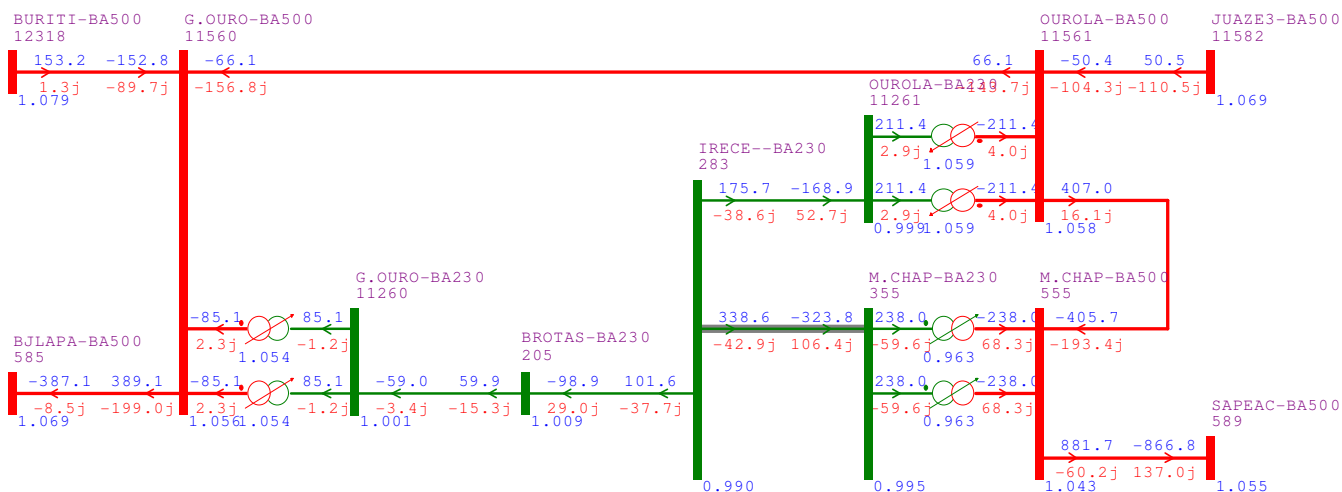


Figura 7.4 – Cenário 1 – Regime Normal de Operação

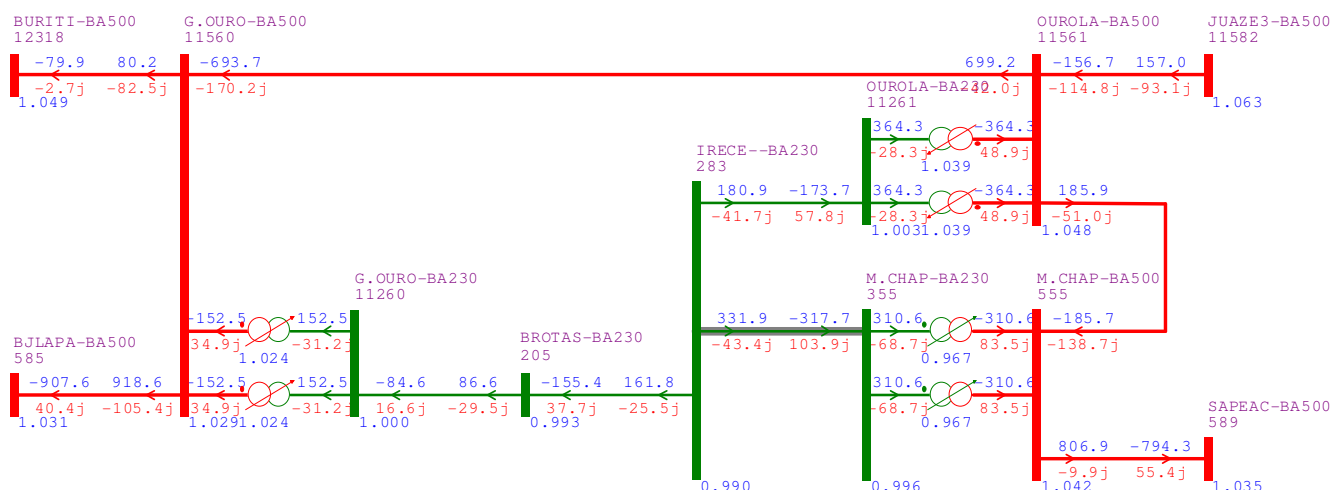


Figura 7.5 – Cenário 2 – Regime Normal de Operação

De acordo com as regras para contratação de energia dos últimos leilões, onde são consideradas margens para escoamento em cada ponto de conexão, essa sobrecarga impediria a contratação de novos parques eólicos não só na SE Irecê, mas também nas subestações adjacentes: Ourolândia II, Gentio do Ouro II e Brotas de Macaúbas. Conclui-se então que a LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II torna-se um gargalo para a inserção de futuros empreendimentos de geração nessa região, limitando a efetividade do sistema de transmissão em 500 kV.

Assim, é necessária a recomendação de reforços para que o sistema de transmissão da região central da Bahia possa escoar a energia proveniente dos futuros empreendimentos de geração previstos para essa região.

7.2 Alternativas Vislumbradas e Comparação Econômica

De forma a proporcionar o escoamento dos potenciais eólicos previstos com conexão na SE Irecê e aumentar as margens para conexão de empreendimentos de geração na região central da Bahia, foram vislumbradas as seguintes alternativas:

- 1) Construção da LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II – 2 x 954 MCM – CD (C2 e C3);
- 2) Construção da LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II – 2 x 954 MCM – CS (C2) + Recondutoramento da LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu C1 para 2 x 954 MCM.

A Figura 7.6 e a Figura 7.7 apresentam os diagramas unifilares das alternativas 1 e 2 respectivamente.

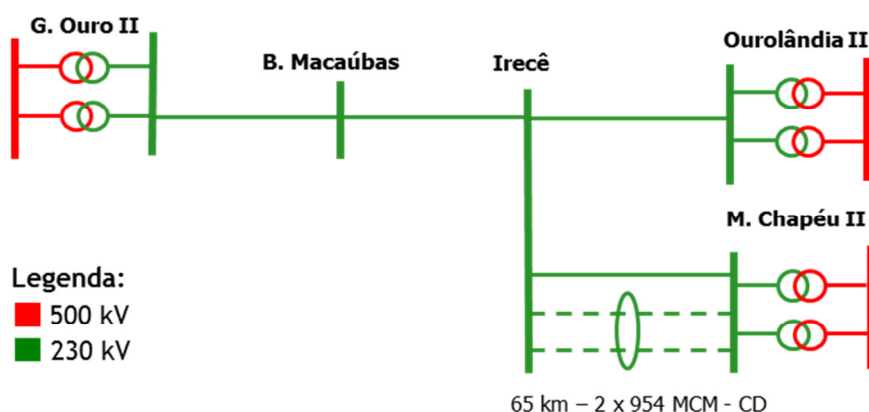


Figura 7.6 – Diagrama Unifilar da Alternativa 1

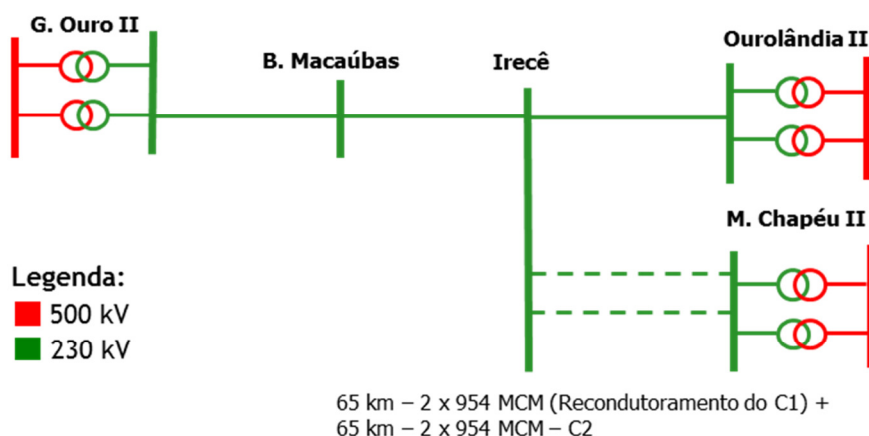


Figura 7.7 – Diagrama Unifilar da Alternativa 2

Foram avaliadas ainda outras possibilidades de expansão como a construção da LT 500 kV Gentio do Ouro II – Morro do Chapéu II C1, LT 500 kV Ourolândia II – Morro do Chapéu II C2 e LT

500 kV Ouroândia II – Sapeaçu C1, mas nenhuma dessas opções foi efetiva para eliminar a sobrecarga na LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II C1.

Os custos utilizados na análise econômica comparativa das alternativas são os que constam no documento “Base de Referência de Preços ANEEL – Setembro/2014”, [5]. Os investimentos previstos ao longo do tempo são referidos ao ano 2021 com taxa de retorno de 8% ao ano. Ressalta-se que esses valores são utilizados apenas para comparação de alternativas, não servindo como base para orçamentos.

Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas é utilizado o método dos rendimentos necessários com o truncamento das séries temporais no ano horizonte de 2030.

As perdas elétricas de cada alternativa foram ponderadas considerando 25% de permanência no Cenário 1 (com 100% de geração em Irecê), 25% de permanência no Cenário 1 (com 10% de geração em Irecê), e 25% de permanência no Cenário 2 (com 100% de geração em Irecê) e 25% de permanência no Cenário 2 (com 10% de geração em Irecê). O custo de perdas considerado foi de 193 R\$/MWh e taxa de retorno de 8% ao ano, referidos a 2021.

O resultado da comparação econômica das alternativas é apresentado na Tabela 7-1.

Tabela 7-1 – Comparação econômica das alternativas: Investimentos + Perdas (R\$ x 1000)

Custo total (PV)				Rendimentos Necessários			Perdas			Rendimentos Necessários + Perdas		
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	Diferencial	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
Alt 1	78.150,43	101%	2º	39.892,60	101%	2º	23.600.427,50	0,00	1º	39.892,60	100,0%	1º
Alt 2	77.286,64	100%	1º	39.451,67	100%	1º	23.609.267,46	8.839,97	2º	48.291,64	121,1%	2º

A avaliação econômica apresenta valores de investimento muito próximos para as duas alternativas, entretanto quando se leva em consideração o diferencial de perdas elétricas, a Alternativa 1 torna-se 21% mais barata que a Alternativa 2. Além disso, a topologia proposta pela Alternativa 1 apresenta mais linhas de transmissão, aumentando a confiabilidade e proporcionando maior margem para escoamento de geração na região. Assim, recomenda-se a implantação da LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II CD (C2 e C3), constante da Alternativa 1.

7.3 Desempenho do Sistema com a Implantação dos Reforços

A seguir estão resumidos os resultados das simulações de fluxo de potência em regime normal de operação e durante as principais contingências, atestando a eficácia da solução proposta pela Alternativa 1. Foram simulados os cenários 1 e 2, citados no item 7.1, por se tratarem dos mais críticos verificados para a região.

Da Figura 7.8 a Figura 7.19 são apresentadas as simulações considerando despacho de 100% das usinas eólicas com conexão na SE Irecê, mais 270 MW de potencial eólico.

Da Figura 7.20 a Figura 7.23 são apresentadas as simulações para estimativa de margem para conexão de futuros empreendimentos de geração nas subestações Irecê, Ourolândia II, Gentio do Ouro II e Morro do Chapéu II, considerando as contingências e cenários mais críticos em cada caso. Para o cálculo da margem em cada subestação específica, considerou-se o despacho de 100% das usinas no ponto de conexão, independente do cenário.

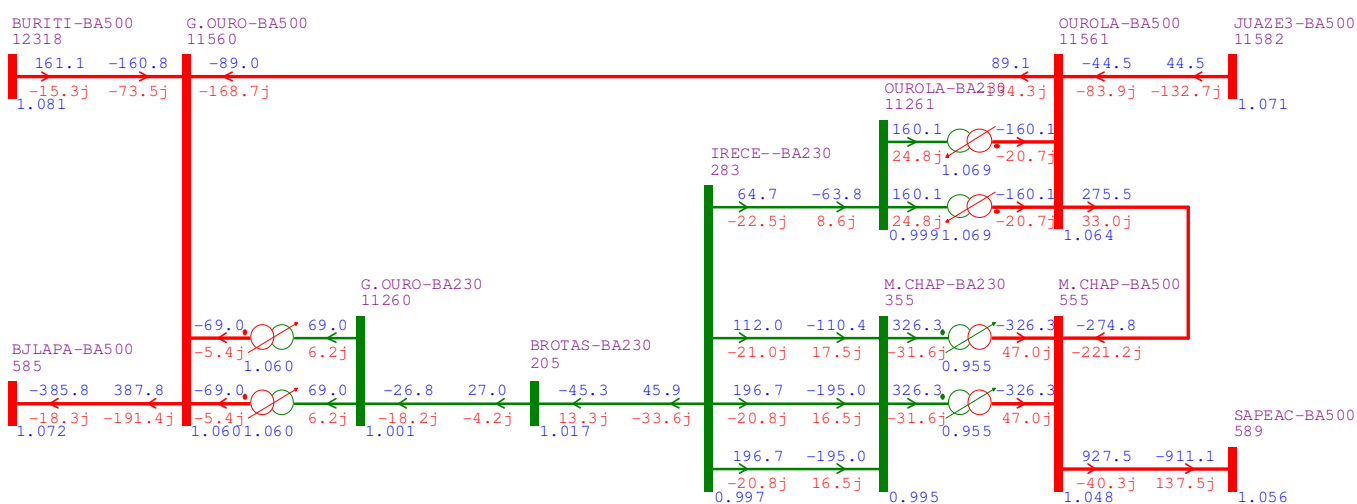


Figura 7.8 – Cenário 1 – Regime Normal de Operação

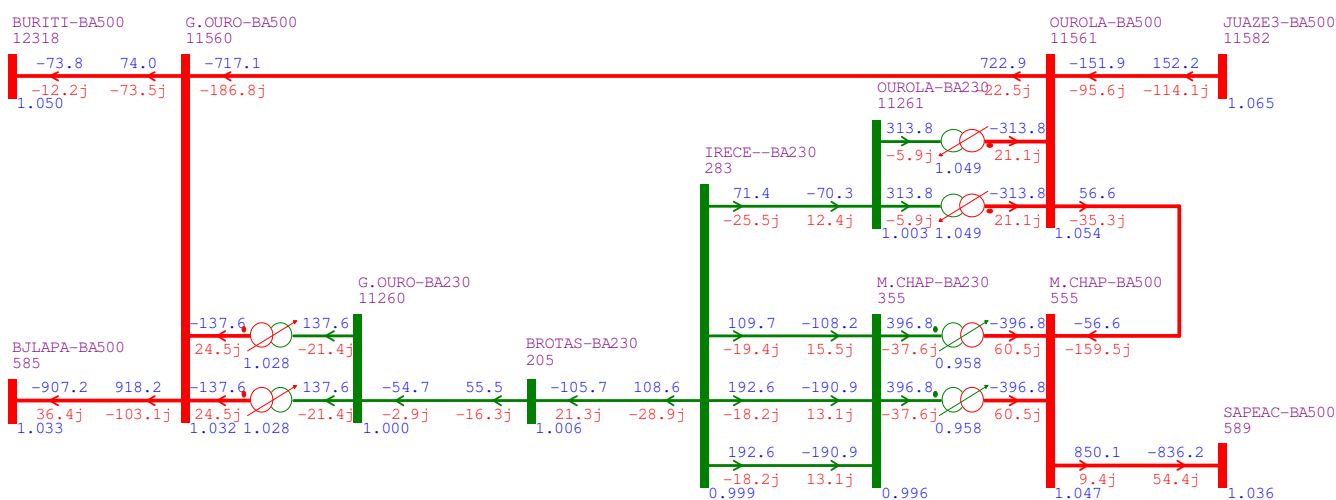


Figura 7.9 – Cenário 2 – Regime Normal de Operação

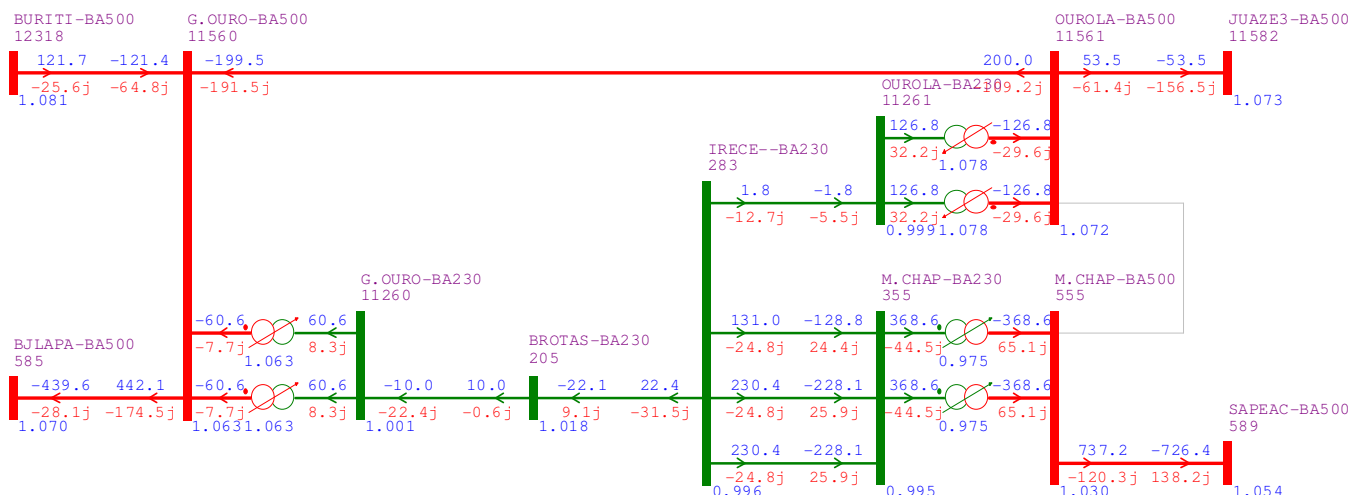


Figura 7.10 – Cenário 1 – Contingência da LT 500 kV Ourolândia II – Morro do Chapéu II

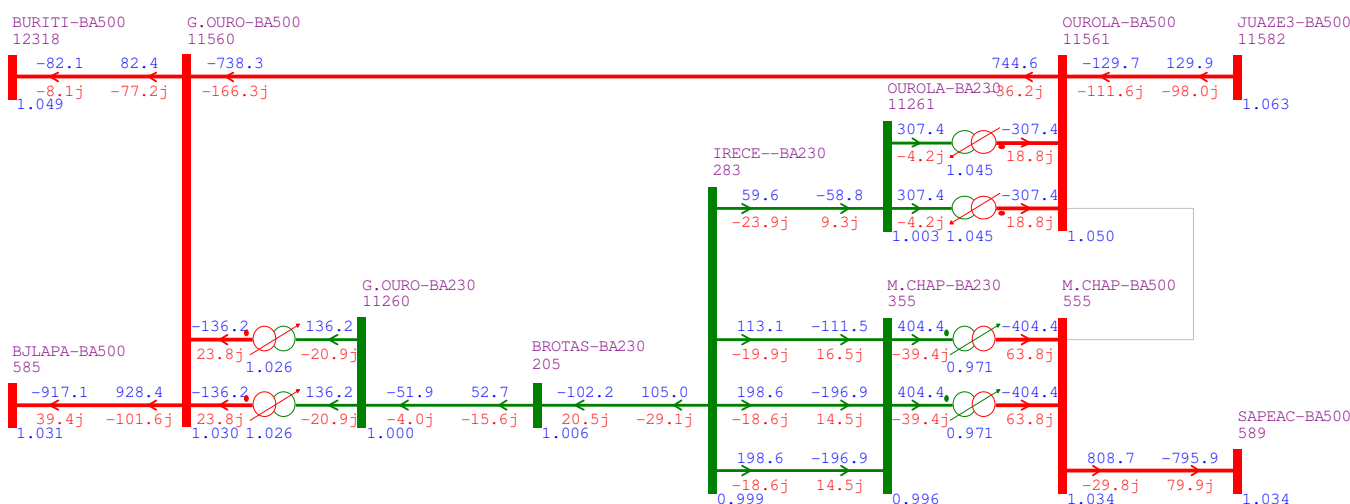


Figura 7.11 – Cenário 2 – Contingência da LT 500 kV Ourolândia II – Morro do Chapéu II

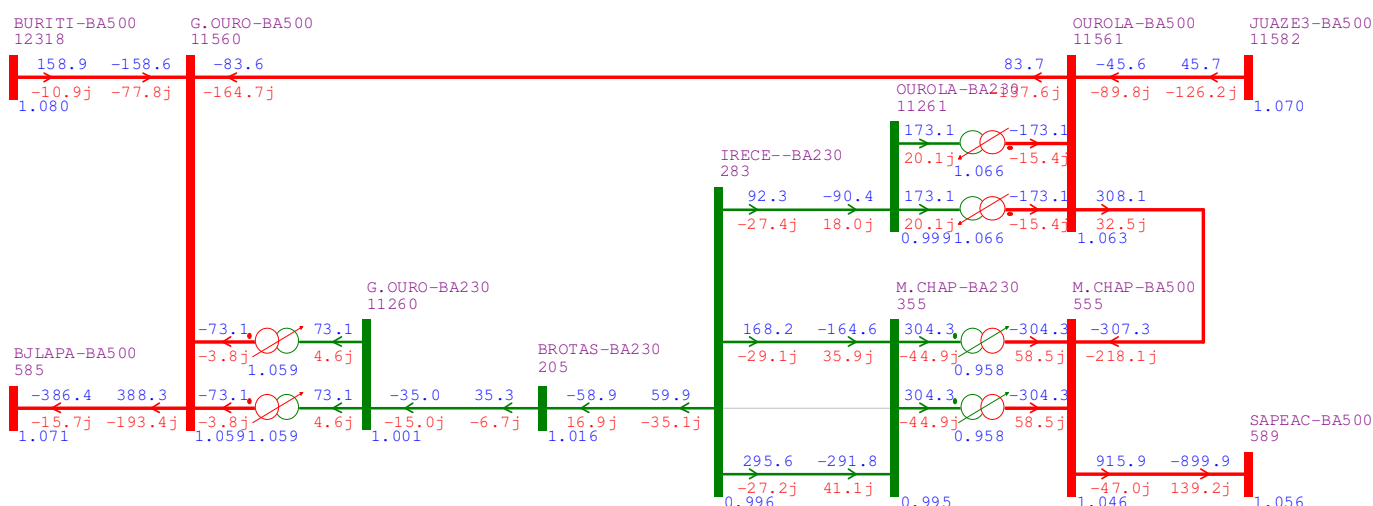


Figura 7.12 – Cenário 1 – Contingência da LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II C2

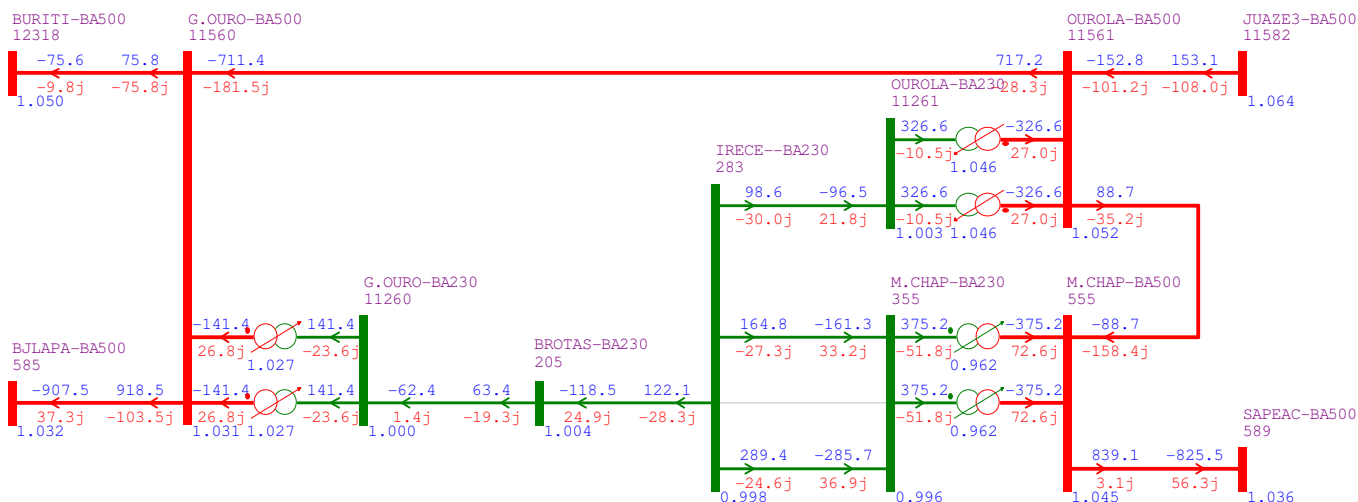


Figura 7.13 – Cenário 2 – Contingência da LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II C2

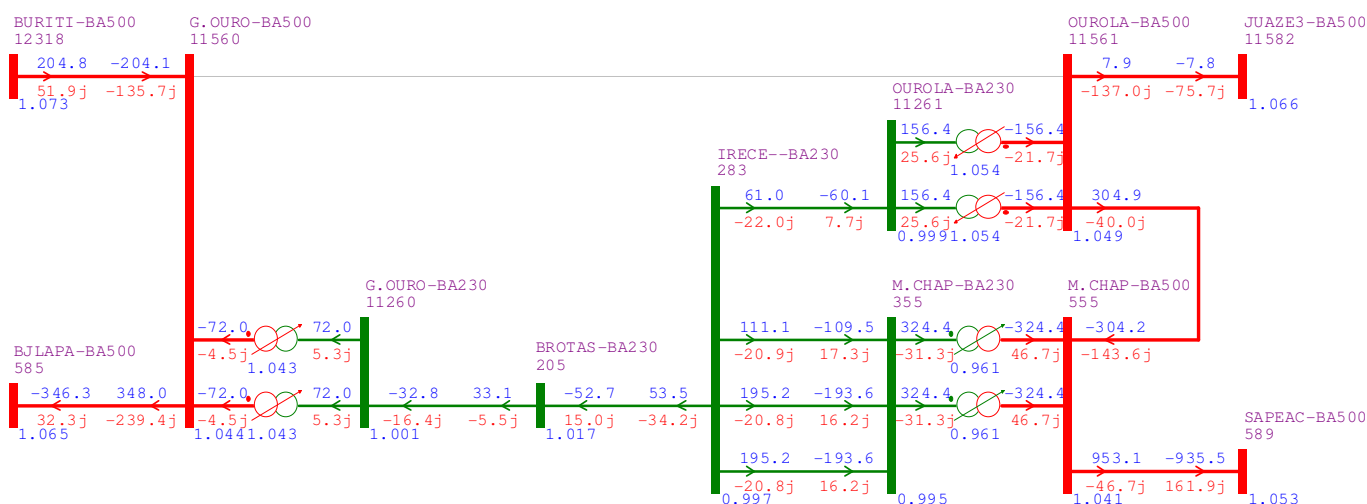


Figura 7.14 – Cenário 1 – Contingência da LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourulândia II C1

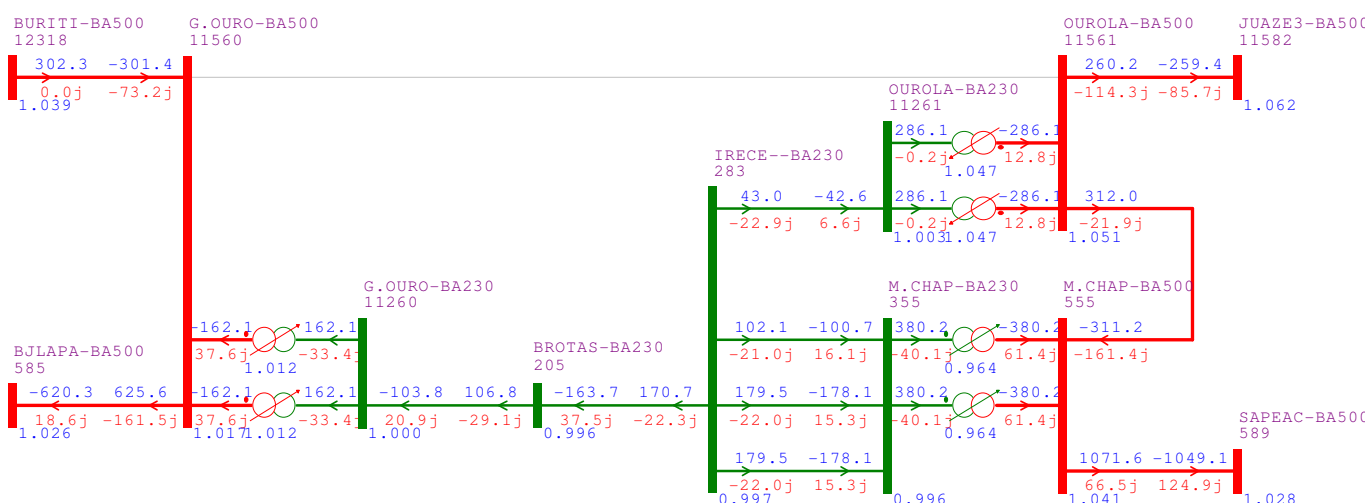


Figura 7.15 – Cenário 2 – Contingência da LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourulândia II C1

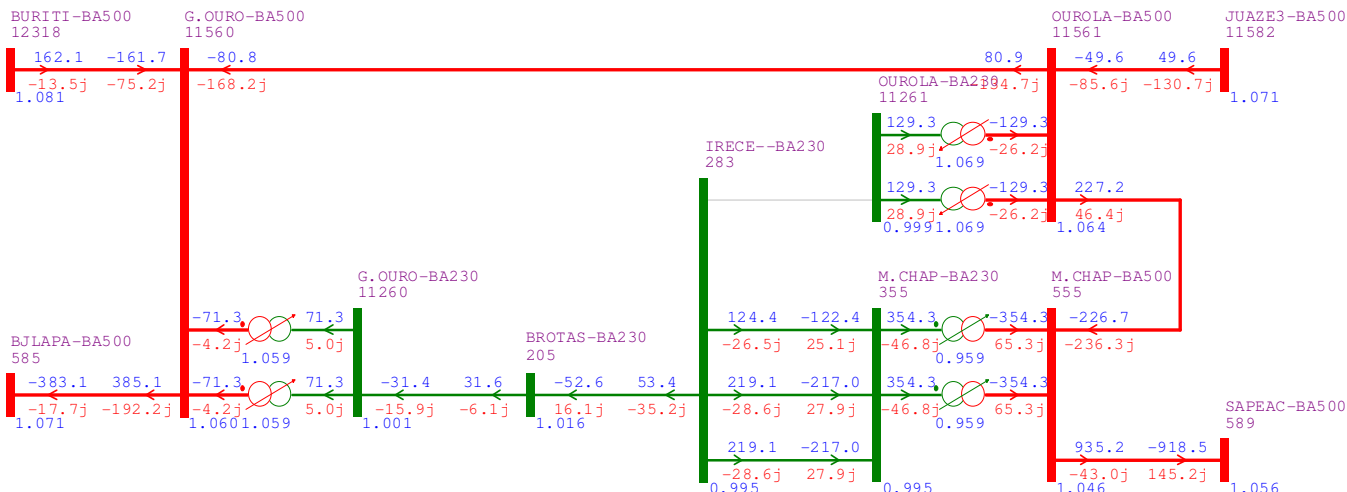


Figura 7.16 – Cenário 1 – Contingência da LT 230 kV Irecê – Ourulândia II C1

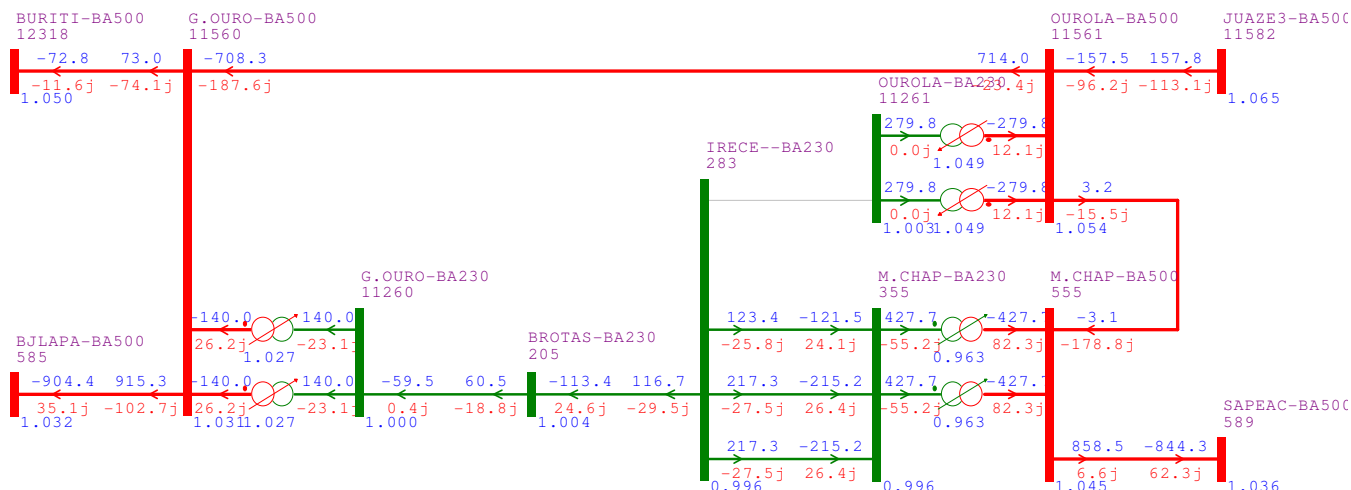


Figura 7.17 – Cenário 2 – Contingência da LT 230 kV Irecê – Ourulândia II C1

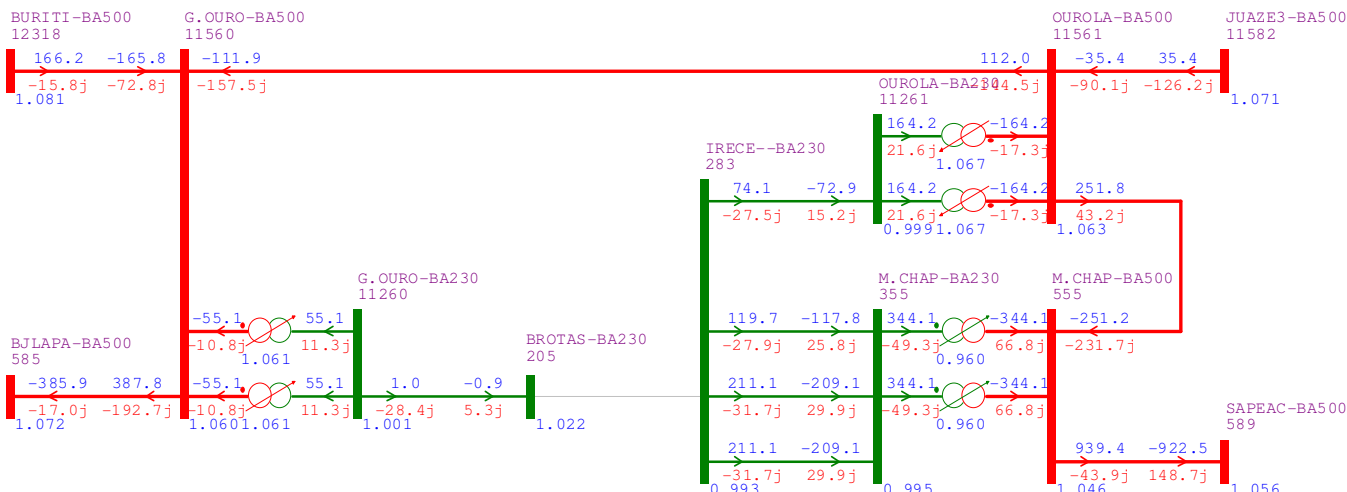


Figura 7.18 – Cenário 1 – Contingência da LT 230 kV Irecê – Brotas de Macaúbas C1

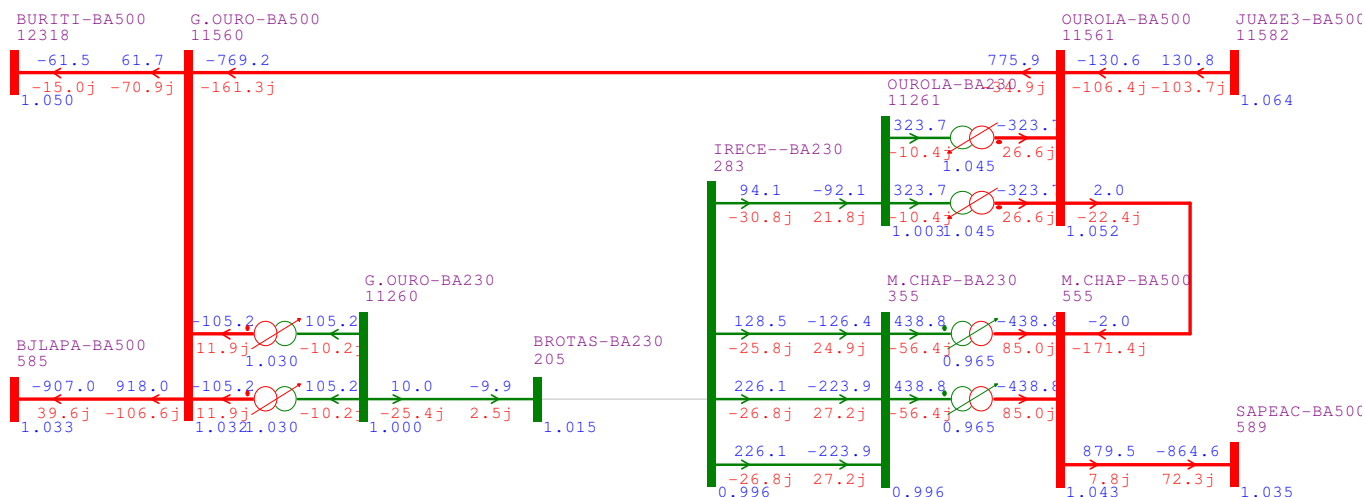


Figura 7.19 – Cenário 2 – Contingência da LT 230 kV Irecê – Brotas de Macaúbas C1

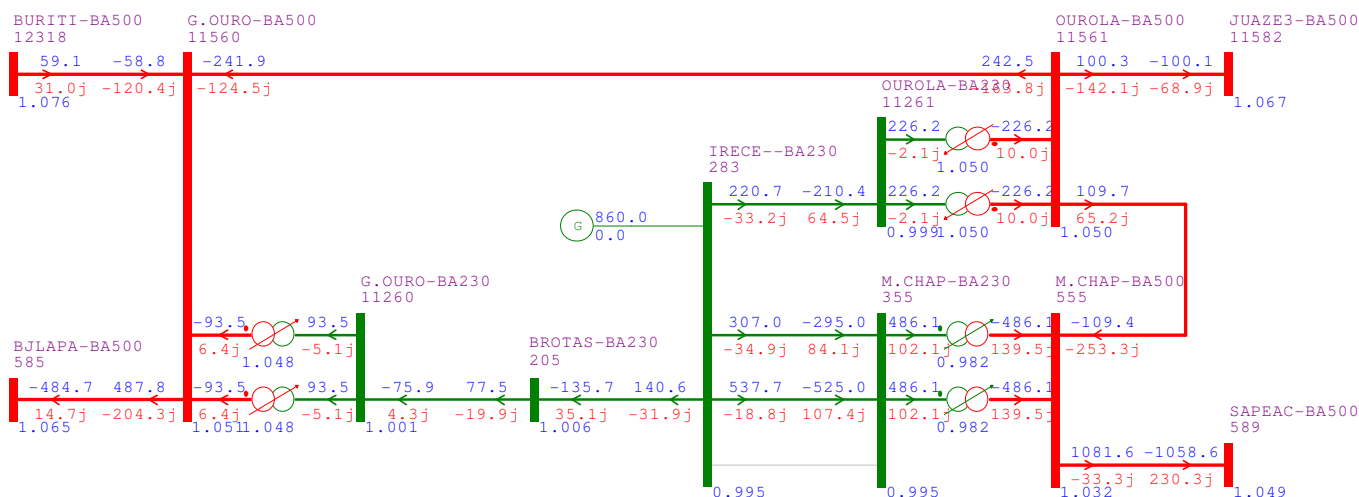


Figura 7.20 – Cenário 1 – Contingência da LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II C3 (Margem de 860 MW na SE Irecê)

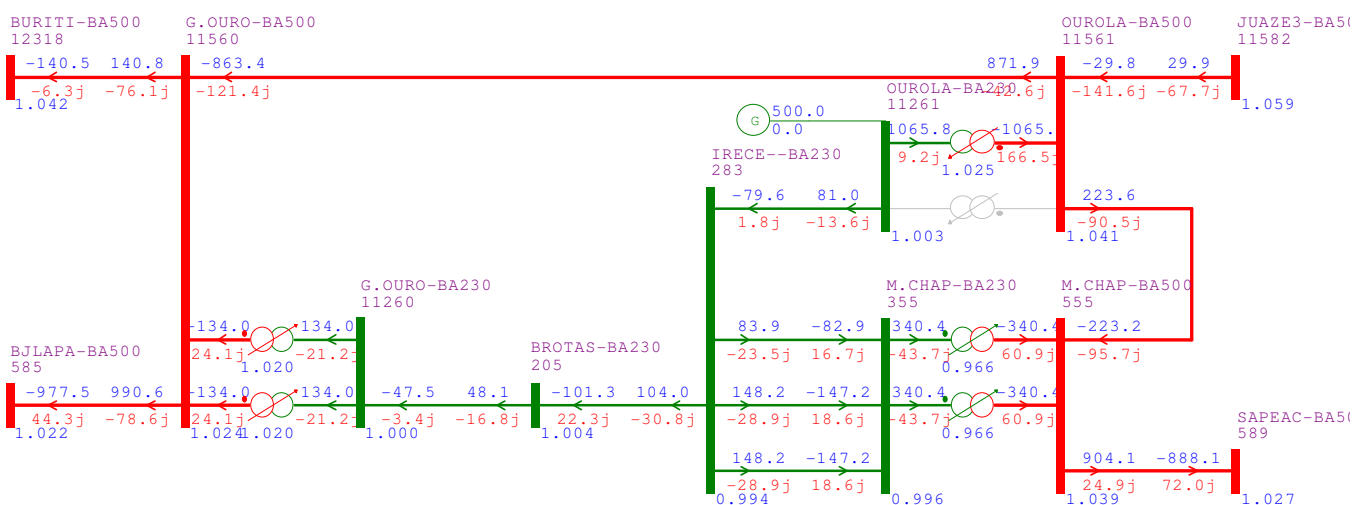


Figura 7.21 – Cenário 2 – Contingência do ATR 500/230 kV Ourolândia II (Margem de 500 MW na SE Ourolândia II)

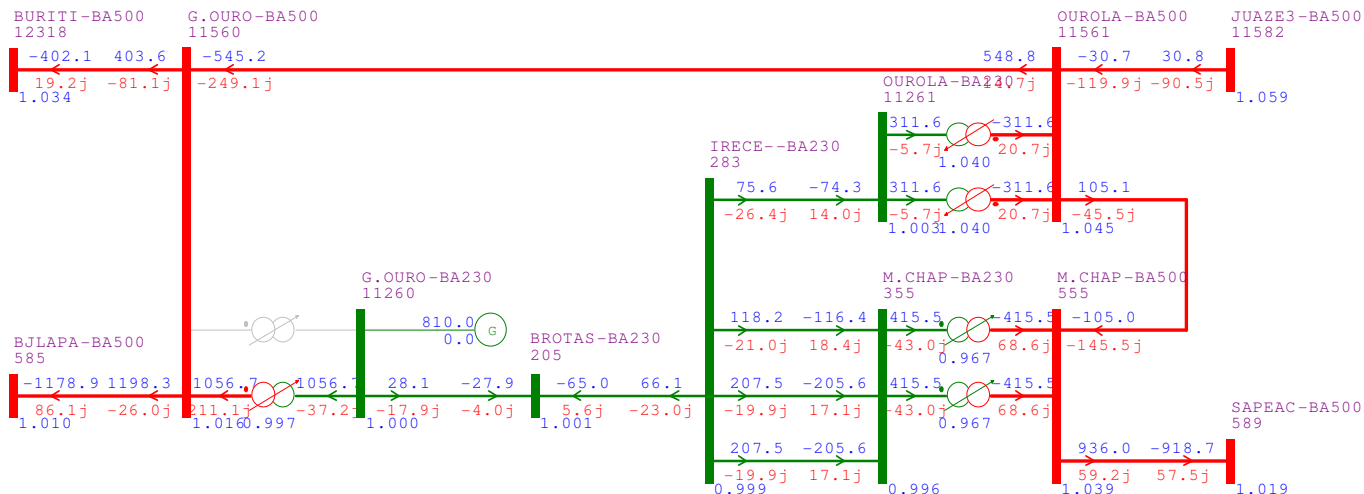


Figura 7.22 – Cenário 2 – Contingência do ATR 500/230 kV Gentio do Ouro II (Margem de 810 MW na SE Gentio do Ouro II)

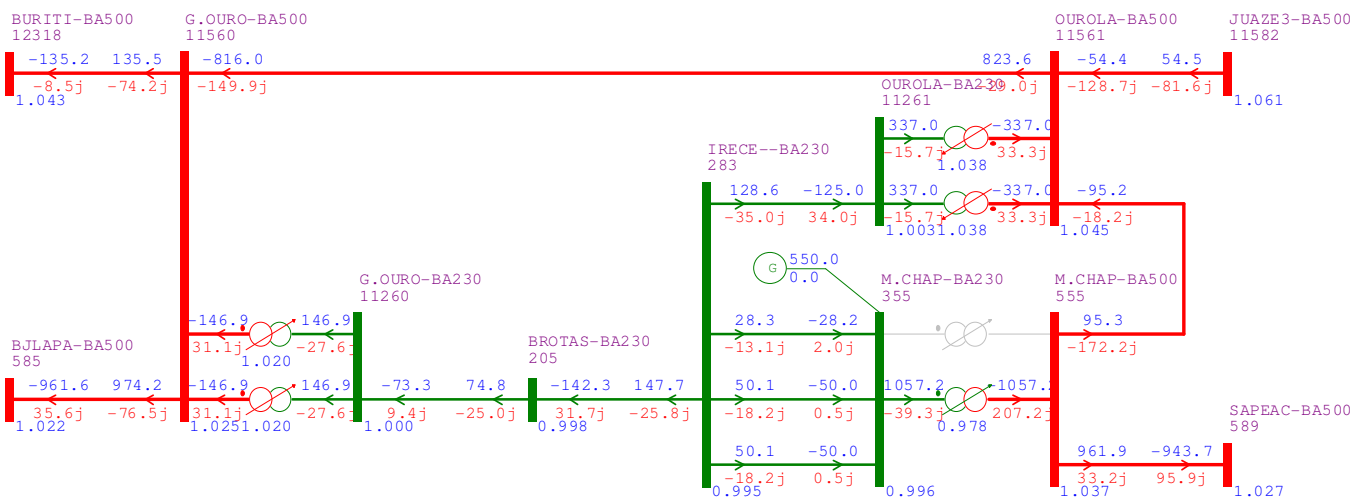


Figura 7.23 – Cenário 2 – Contingência do ATR 500/230 kV Gentio do Ouro II (Margem de 550 MW na SE Morro do Chapéu II)

Observa-se que com a implantação dos reforços recomendados, obtêm-se margens consideráveis para conexão de novos empreendimentos de geração nas subestações da região central Bahia, com valores variando entre 500 MW a 860 MW por subestação. A restrição para escoamento nas subestações Ourorândia II, Gentio do Ouro II e Morro do Chapéu II passa a ser a contingência de um dos autotransformadores de cada subestação, que pode ser solucionado autorizando-se a implantação de uma terceira unidade conforme recomendado em [7].

8 CONSIDERAÇÕES SOBRE AS LT 500 KV RIBEIRO GONÇALVES – GILBUÉS II E SOBRADINHO – SÃO JOÃO DO PIAUÍ

O estudo Ref.[13] recomendou, dentre outras obras, a LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Gilbués II C1. De acordo com o referido estudo, a função desta linha de transmissão era evitar sobrecarga em regime normal de operação no banco de capacitores série da LT 500 kV São João do Piauí – Gilbués II. Adicionalmente, esta LT contribuía para o aumento da capacidade de exportação de energia das regiões Norte e Nordeste para o Sudeste e Centro-Oeste, à medida que reduzia os fluxos verificados na “Interligação Norte-Sul”. Além disso, essa LT era eficaz para atender a contingências duplas nos eixos em 500 kV: Miracema – Gilbués II, Colinas – Ribeiro Gonçalves e Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí.

Entretanto, com a decisão pela não implantação dos bancos de capacitores série da LT 500 kV São João do Piauí – Gilbués II no documento Ref. [14] e com a recomendação dos Bipolos A e B (800 kV em CC) no relatório Ref.[1], não se faz mais necessária a entrada em operação da LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Gilbués II no ano 2019, conforme indicado em [13]. Por essas razões, recomenda-se que a LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Gilbués II seja implantada referencialmente no ano 2025 e que sua data de necessidade seja reavaliada futuramente de acordo com a contratação de novos empreendimentos de geração nas regiões Norte e Nordeste.

Com relação à LT 500 kV Sobradinho – São João do Piauí, verifica-se sobrecarga nos capacitores série dessa LT em alguns cenários típicos de geração, conforme exemplificado na Figura 8.7. Para solucionar esse problema, recomenda-se o “*by pass*” da compensação série nesses cenários.

Para realizar as simulações de fluxo de potência, foi utilizado o cenário “Máxima Exportação do Nordeste” (cenário 5B do relatório Ref.[1]), caracterizado pela grande oferta energética na região Nordeste, com a simultaneidade de oferta principalmente de fonte eólica e hidráulica dessa região durante o patamar de carga leve. Basicamente, foram utilizadas as seguintes premissas:

- Usinas eólicas da região Nordeste com geração alta (80% de fator de capacidade).
- Usinas das bacias hidrográficas da região Nordeste gerando próximas ao máximo (95% de fator de capacidade).
- Parque térmico do SIN com baixo despacho (aproximadamente 31% da capacidade total).

Da Figura 8.1 a Figura 8.8 são apresentadas as simulações de fluxo de potência nas principais linhas de transmissão e subestações da região, em regime normal de operação e durante contingências, ano 2021, no cenário: “Máxima Exportação do Nordeste”, patamar de carga leve, que é a condição mais crítica para os carregamentos da região.

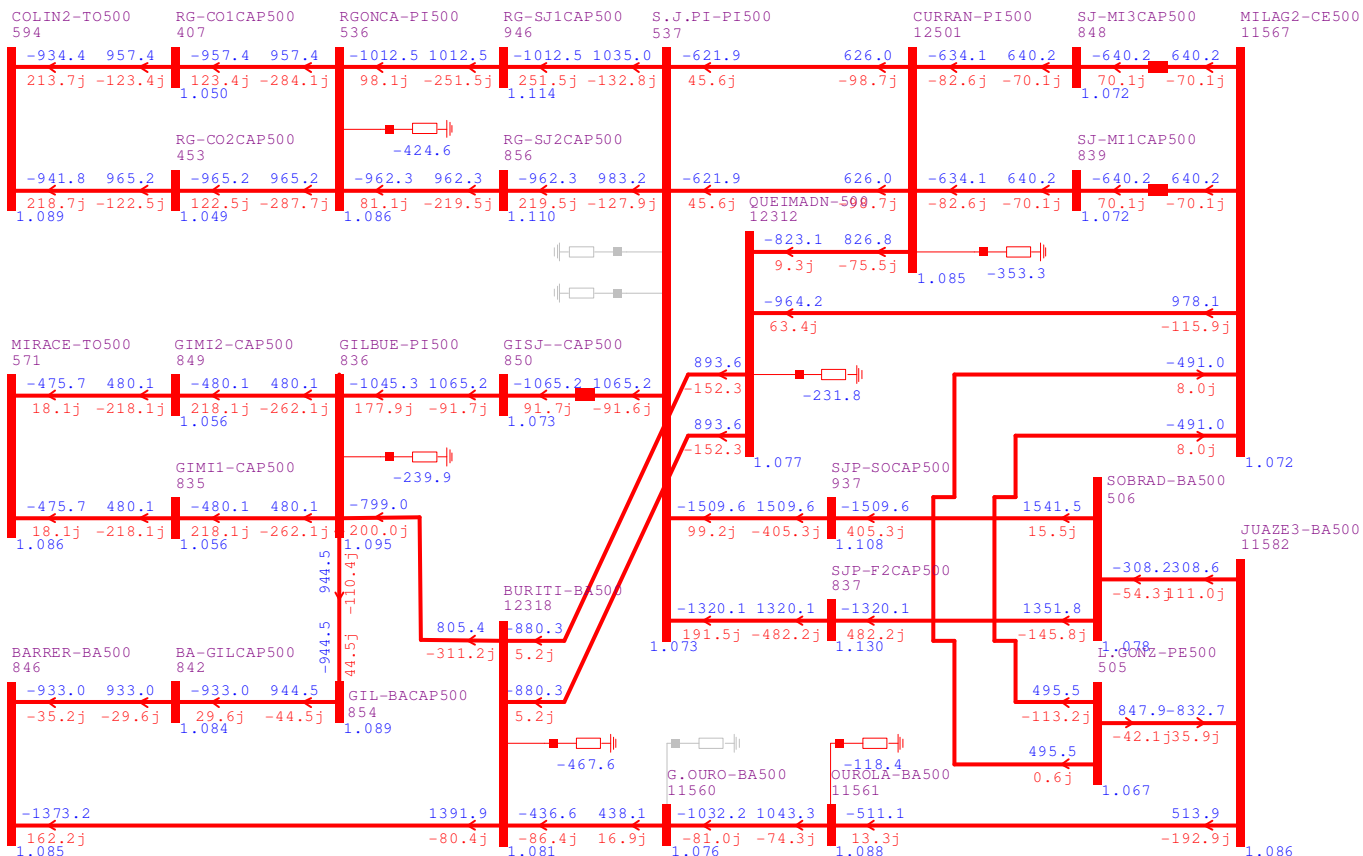


Figura 8.1 – Regime normal de operação

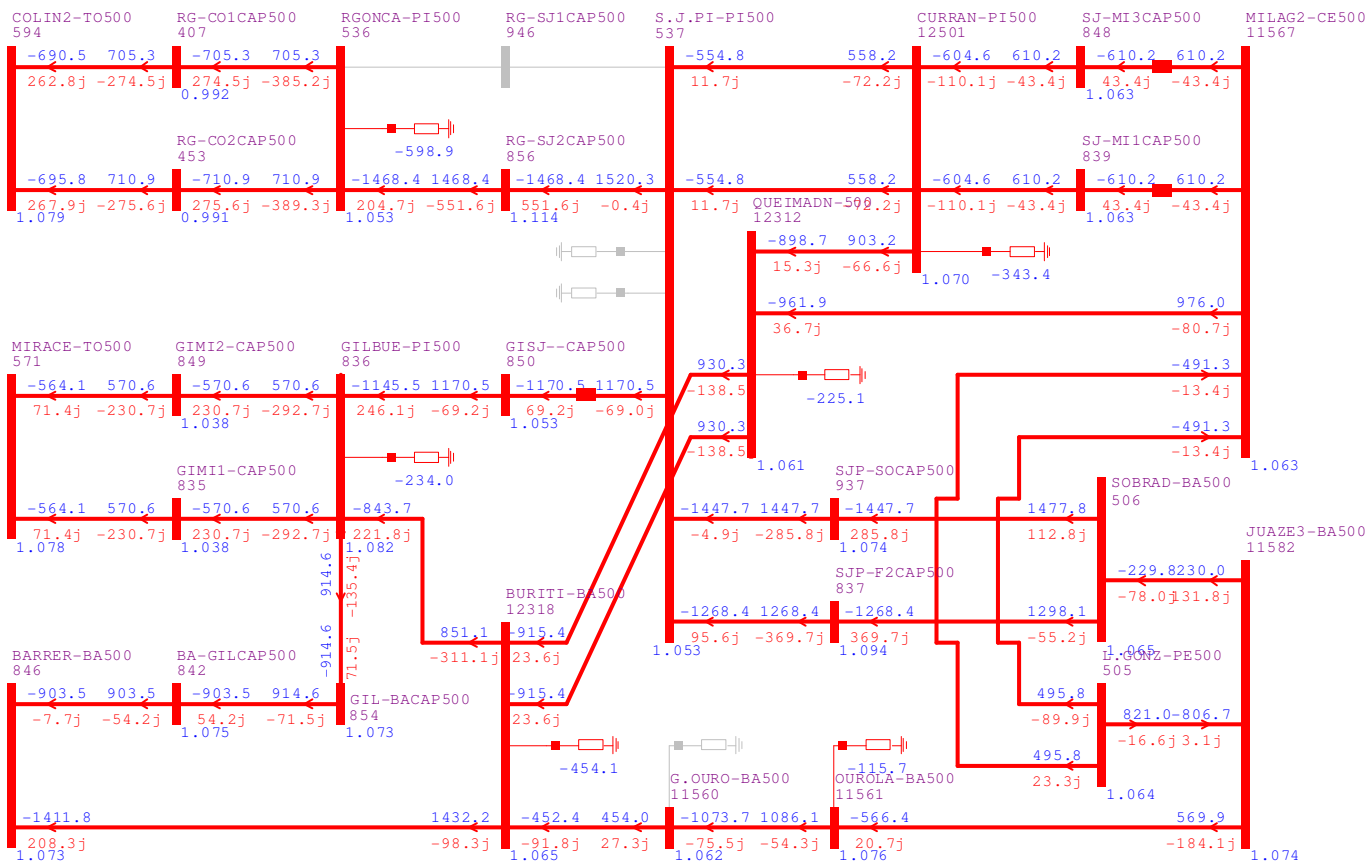


Figura 8.2 – Contingência da LT 500 kV São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves

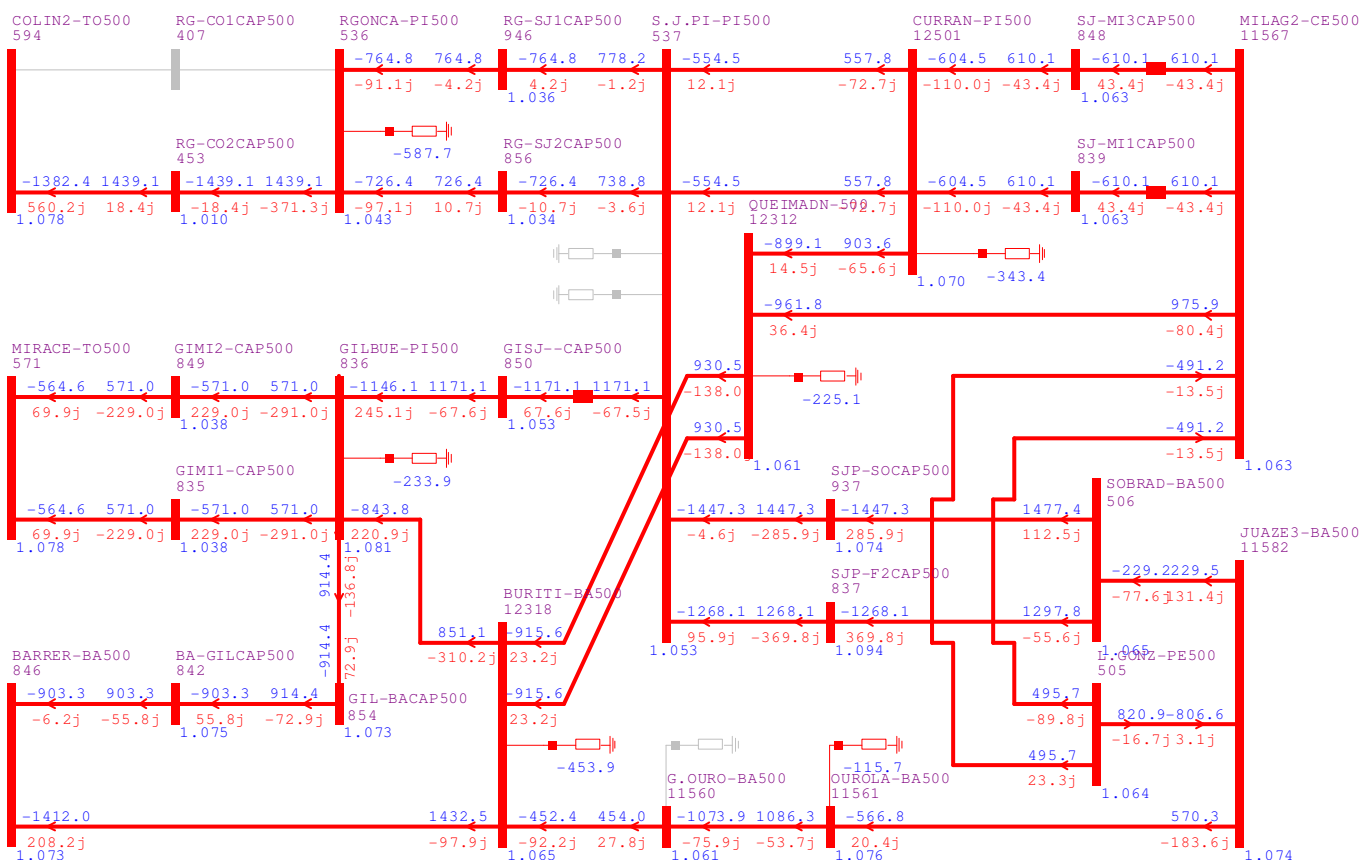


Figura 8.3 – Contingência da LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves

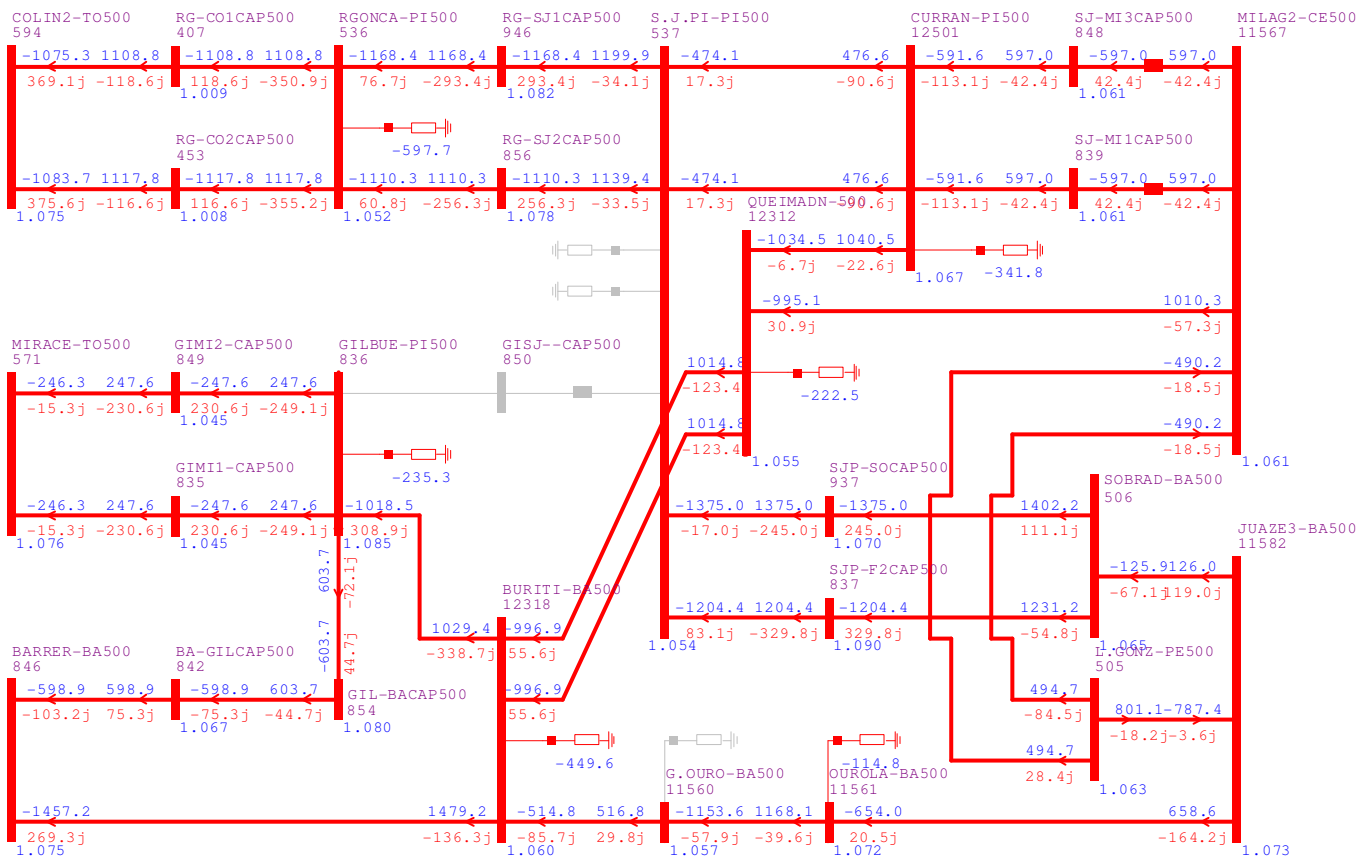


Figura 8.4 – Contingência da LT 500 kV São João do Piauí – Gilbués II

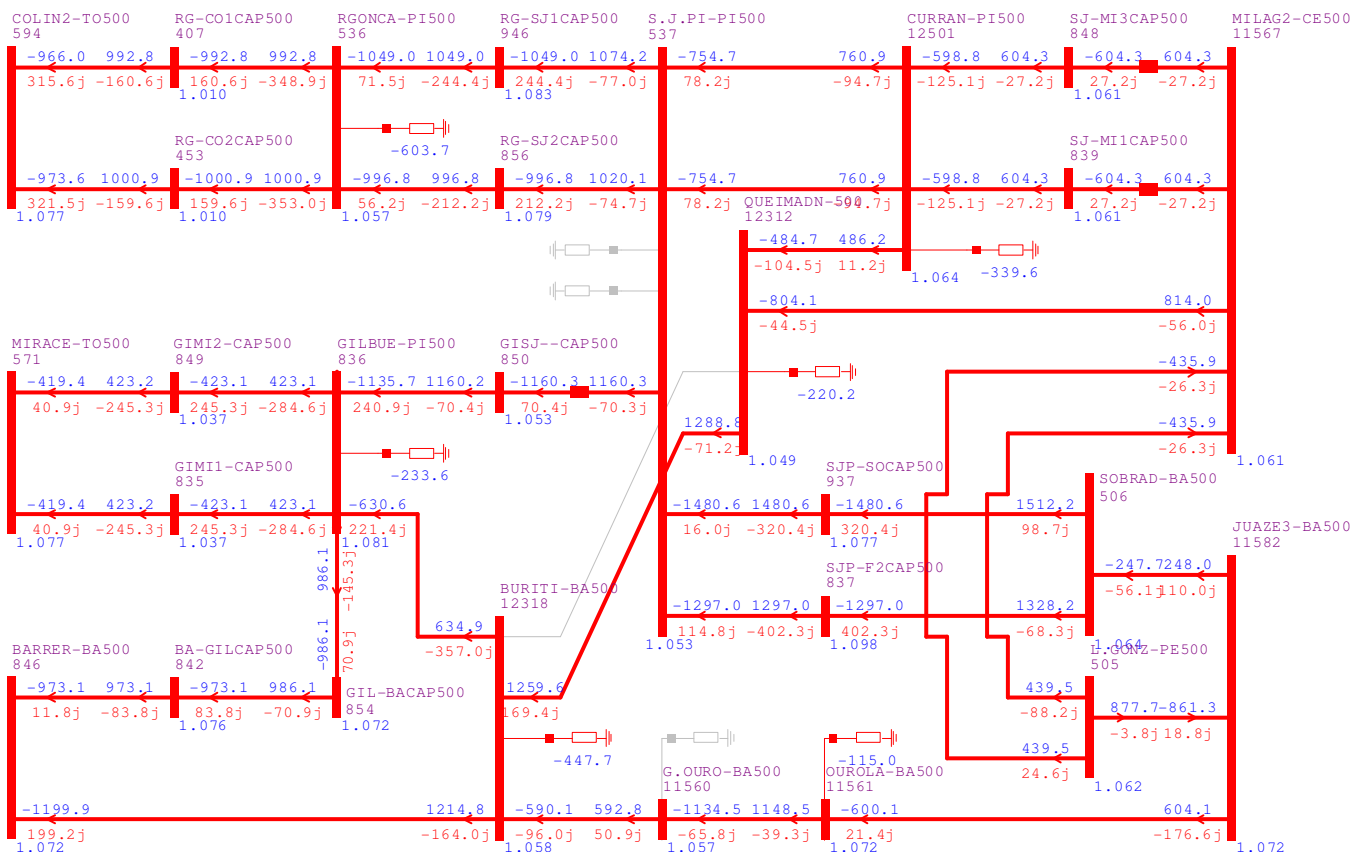


Figura 8.5 – Contingência da LT 500 kV Queimada Nova II – Buritirama

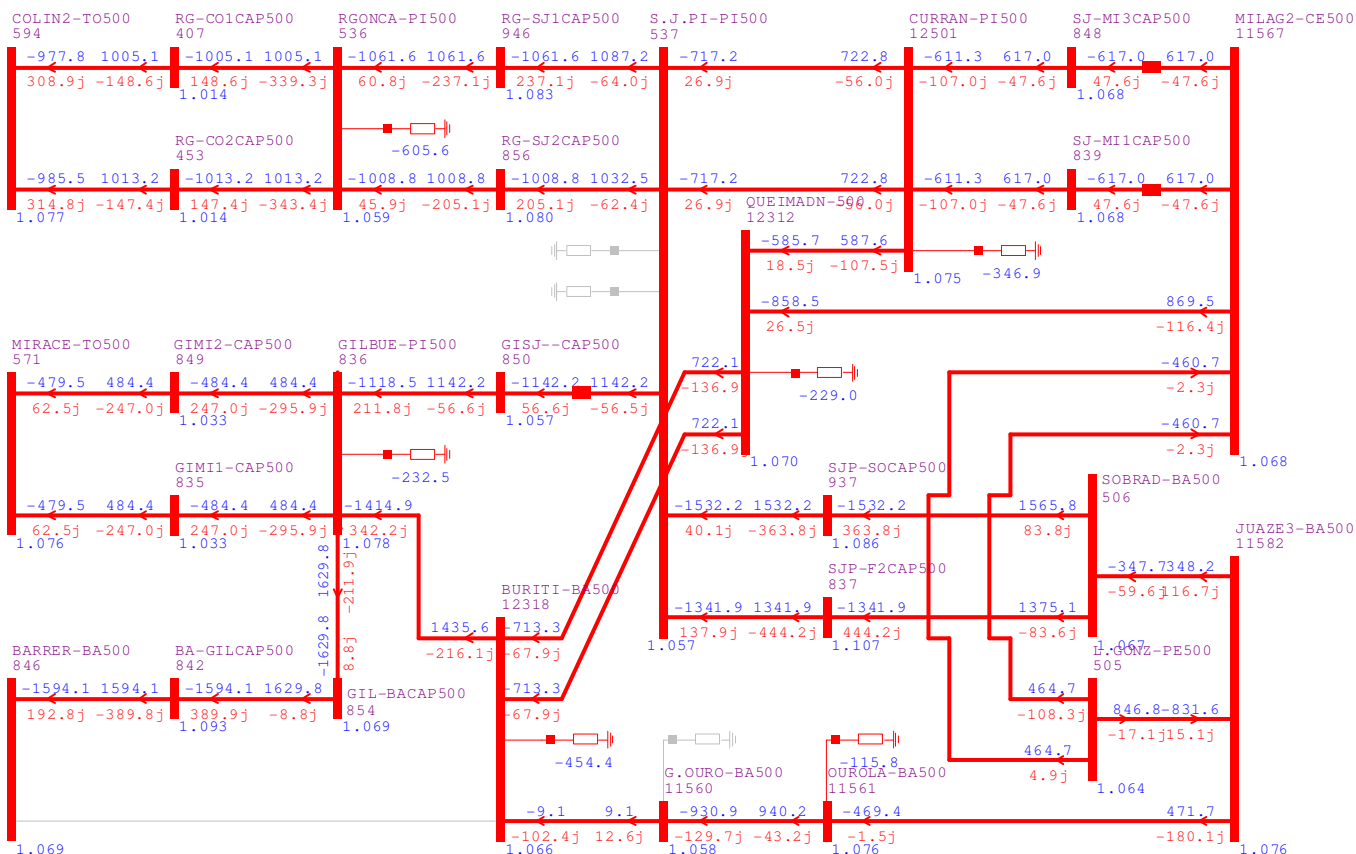
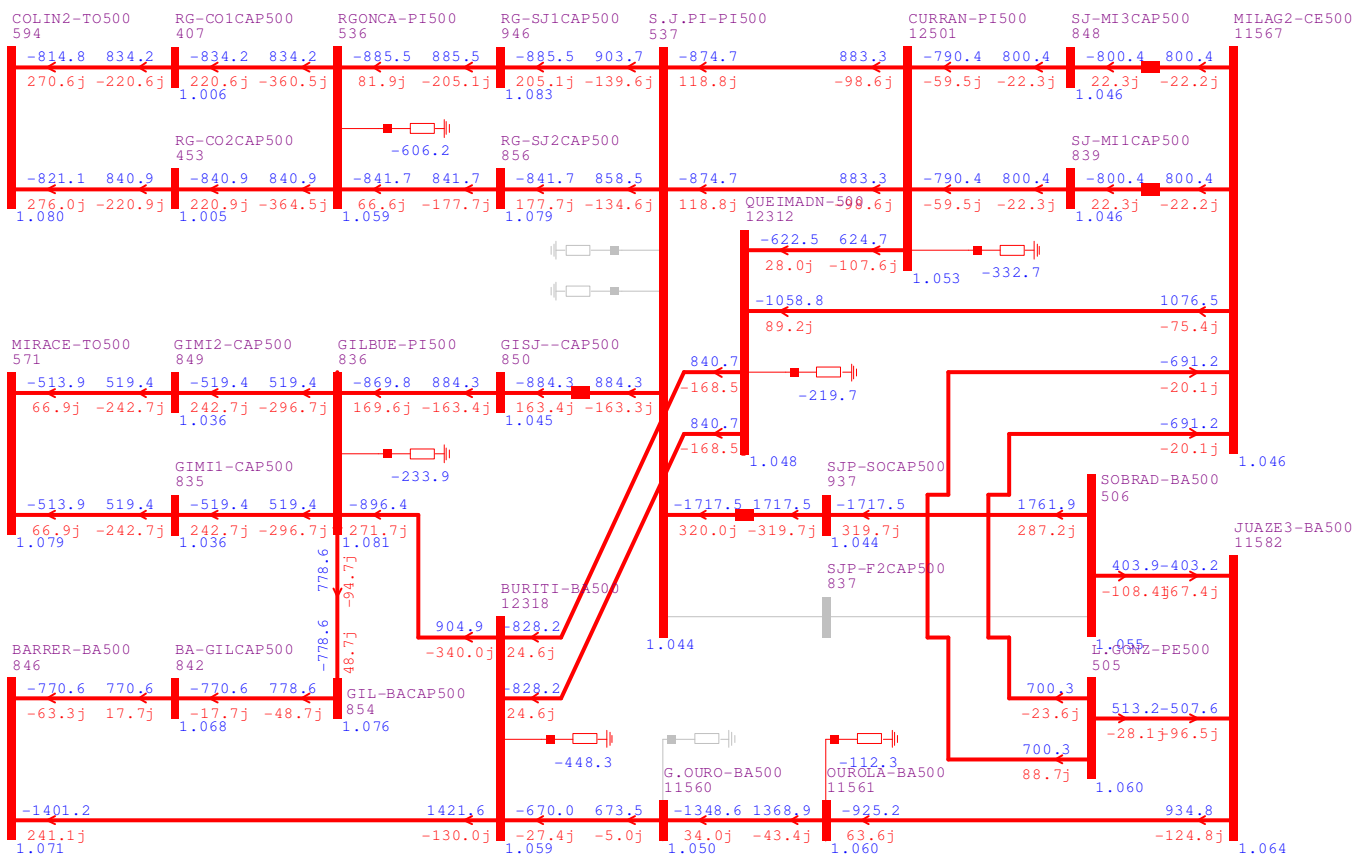
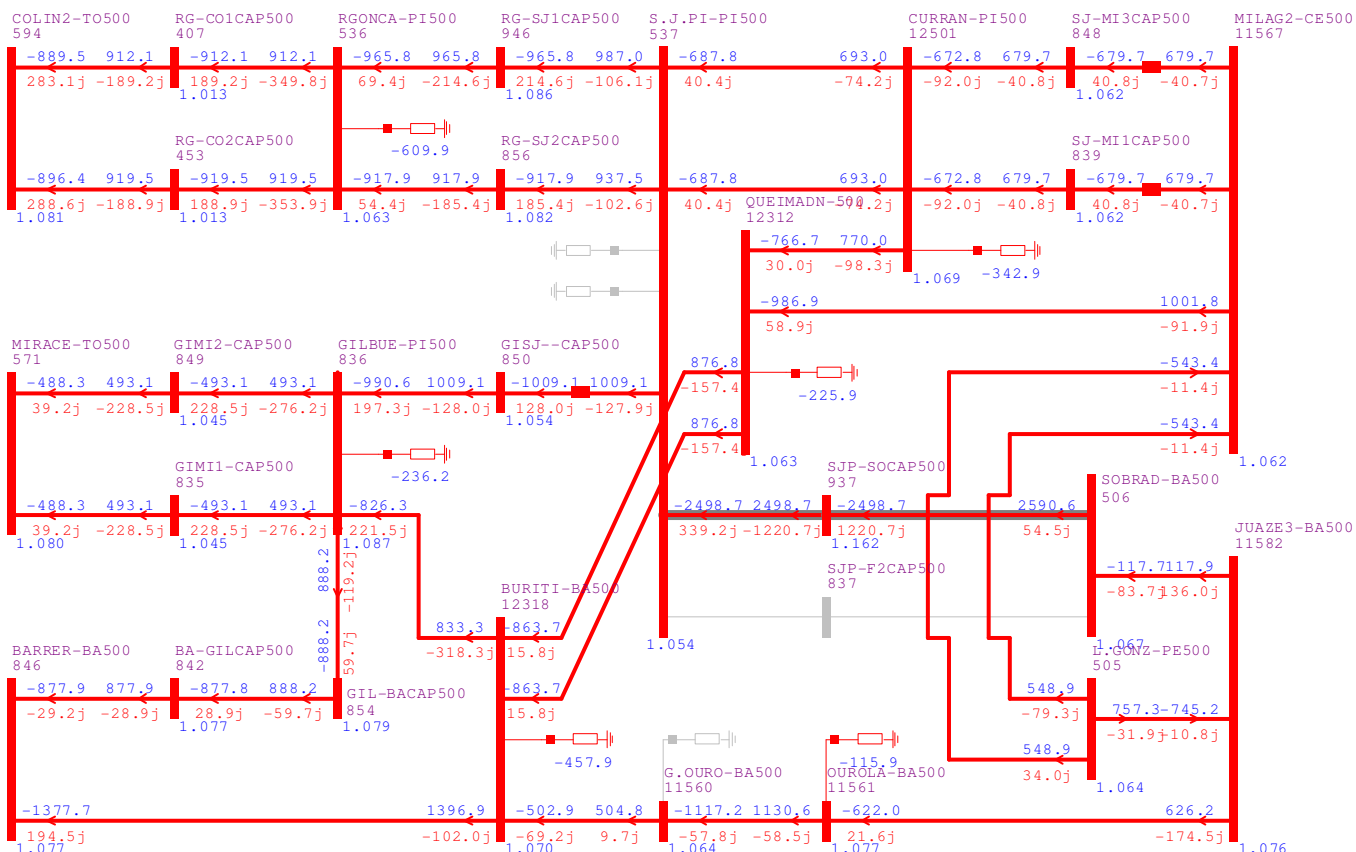


Figura 8.6 – Contingência da LT 500 kV Buritirama – Barreiras



9 ANÁLISE DA NECESSIDADE DE COMPENSAÇÃO REATIVA MANOBRÁVEL

Para adequado dimensionamento da compensação reativa manobrável, foi utilizado o cenário “Norte Exportador”, patamar de carga leve, com carregamento reduzido das linhas de transmissão da região Nordeste. Neste cenário, as usinas da bacia do São Francisco estão despachadas de acordo com a vazão mínima (1.300 m³/s), a geração eólica da região está em cerca de 50% e a geração térmica com despacho das usinas inflexíveis.

O resultado das simulações apresenta sobretensão elevada em condição normal de operação, chegando a 1,2 pu em algumas subestações (Ourolândia II, Olindina, Morro do Chapéu II e Sapeaçu). Verifica-se ainda que não há margem para controle de tensão com o recurso do *Tap* dos autotransformadores 500/230 kV, uma vez que tanto a tensão no lado de alta quanto no lado de baixa dos equipamentos encontra-se acima dos limites aceitáveis para cada nível de tensão.

Para corrigir o problema, foi alocada compensação reativa manobrável de acordo com a Tabela 9-1.

Tabela 9-1 – Compensação reativa manobrável na região Nordeste

Subestação 500 kV	Compensação <i>shunt</i> existente ou planejada (Mvar)	Compensação <i>shunt</i> recomendada (Mvar)
Olindina	-	1x150
Morro do Chapéu II	-	1x150
Ourolândia II	1x100	1x100
Igaporã III	3x150	1x150
Bom Jesus da Lapa II	2x150	1x150

Da Figura 9-1 a Figura 9-3 é apresentado o perfil de tensão na região Nordeste sem os reforços recomendados. Da Figura 9-4 a Figura 9-6 é apresentada a simulação do caso anterior com a compensação reativa manobrável indicada na Tabela 9-1. Todas as simulações foram efetuadas para o ano 2021, regime normal de operação, patamar de Carga Leve, cenário “Norte Exportador” com carregamento reduzido das linhas de transmissão da região Nordeste.

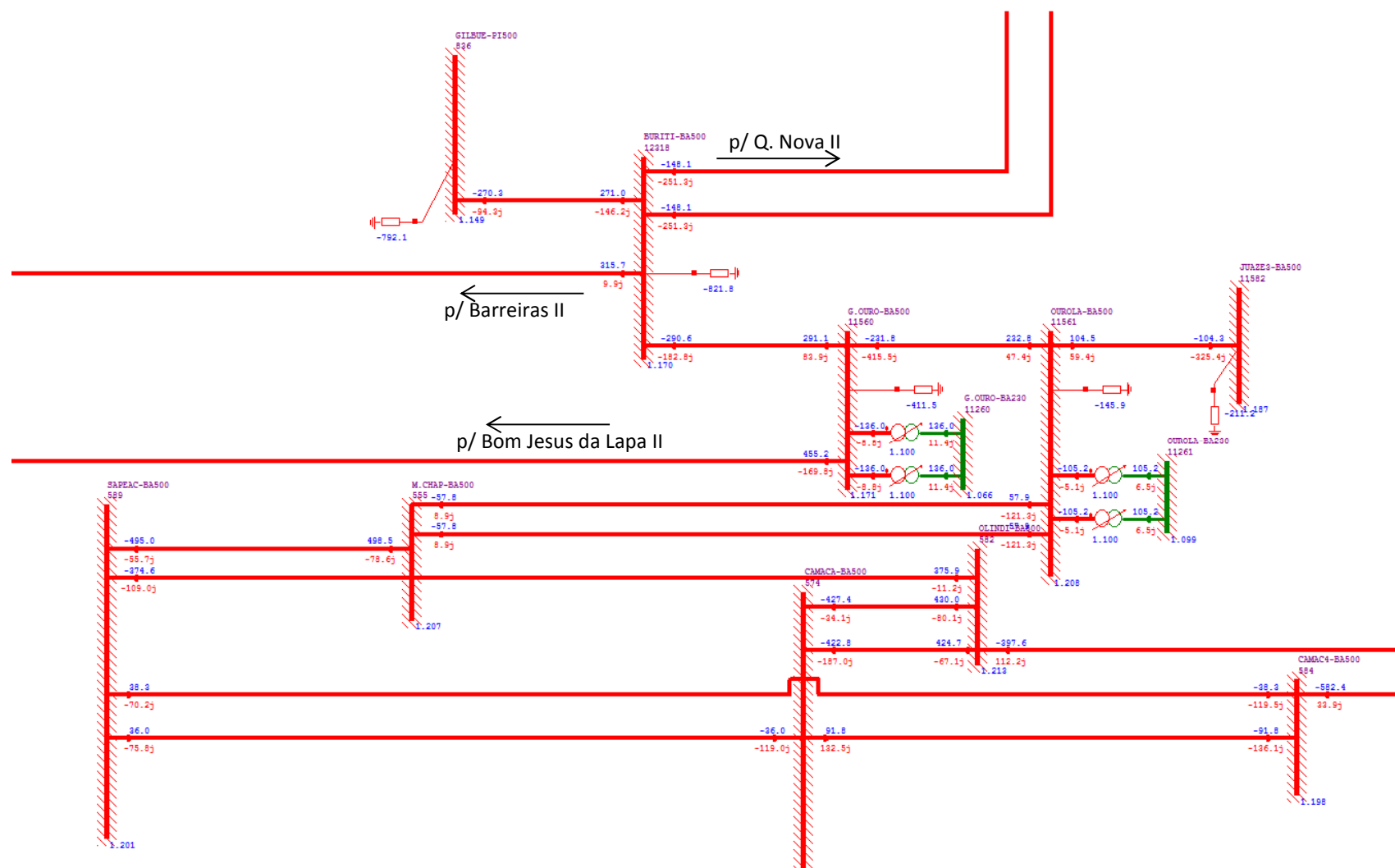


Figura 9-1 – Região Central da Bahia

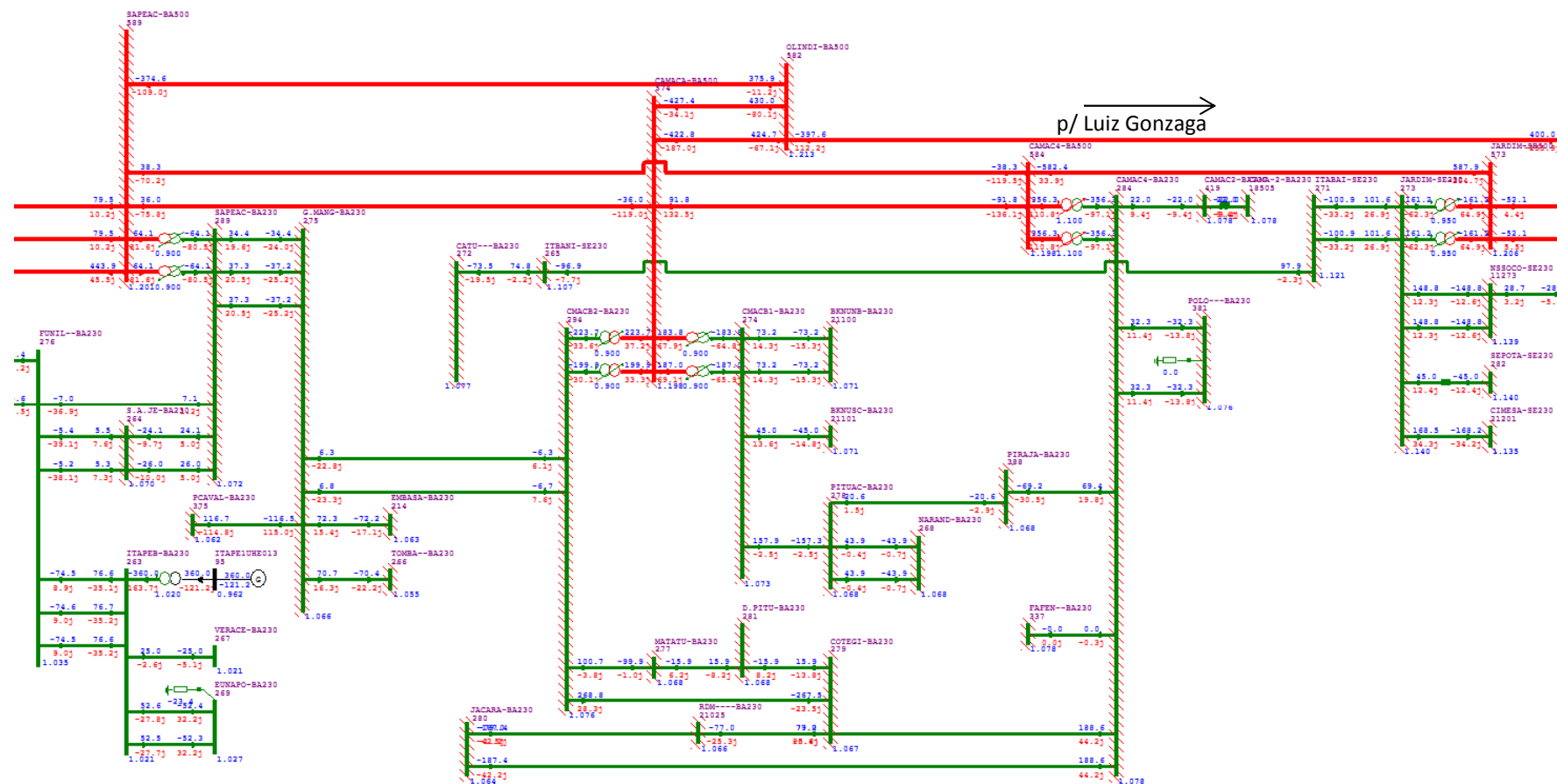


Figura 9-2 – Área Sul da região Nordeste

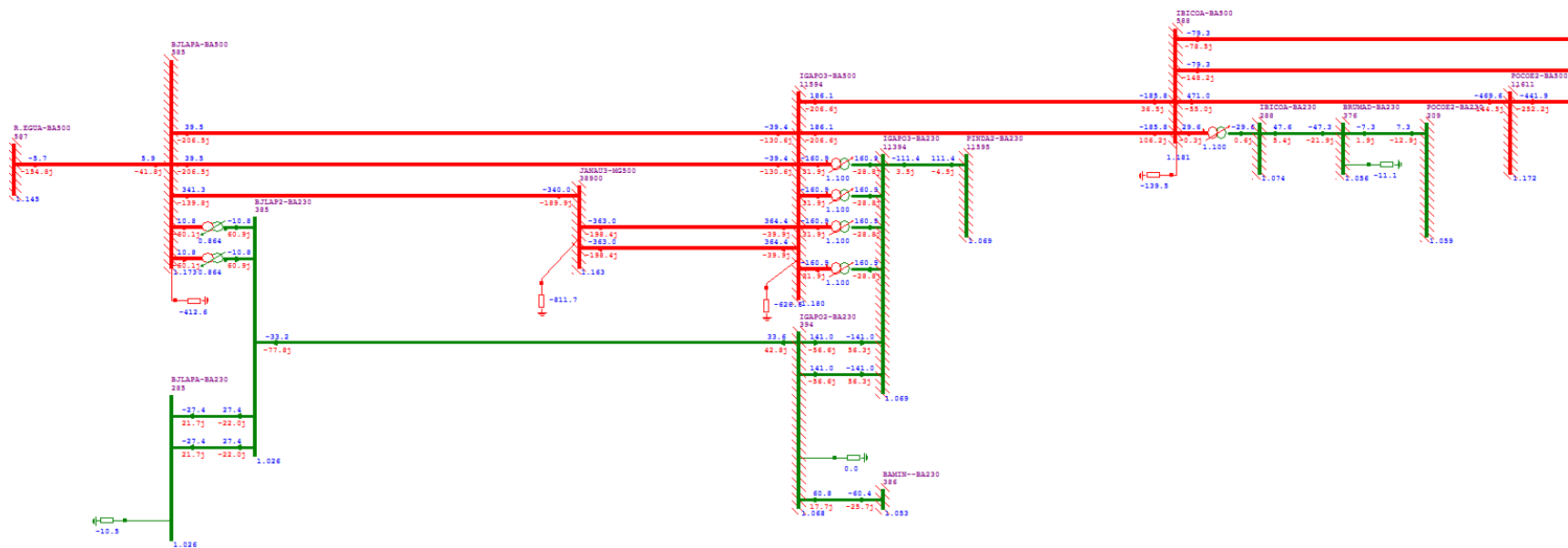


Figura 9-3 – Parte da Interligação SE-NE

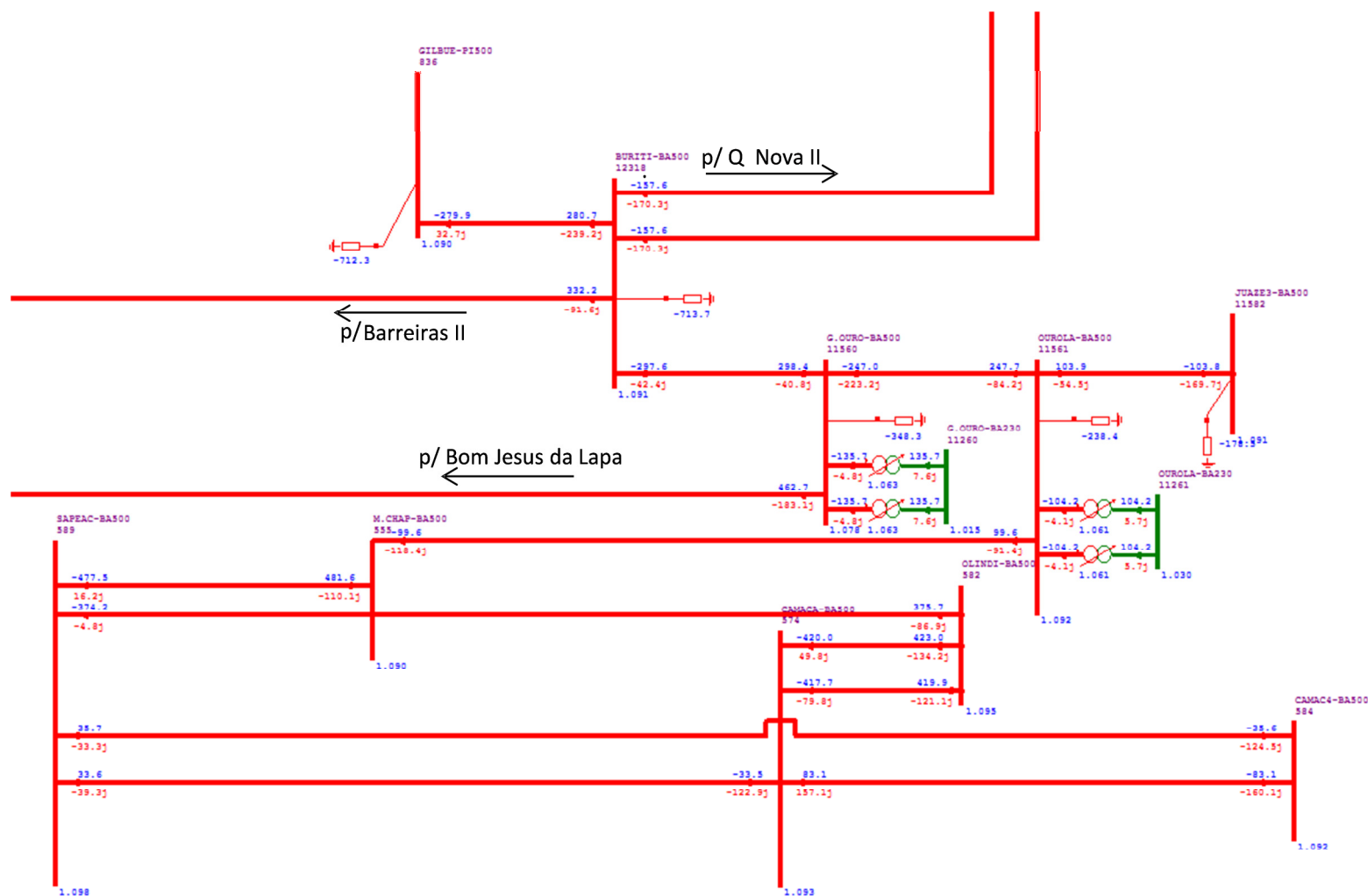


Figura 9-4 – Região Central da Bahia (com reatores recomendados)

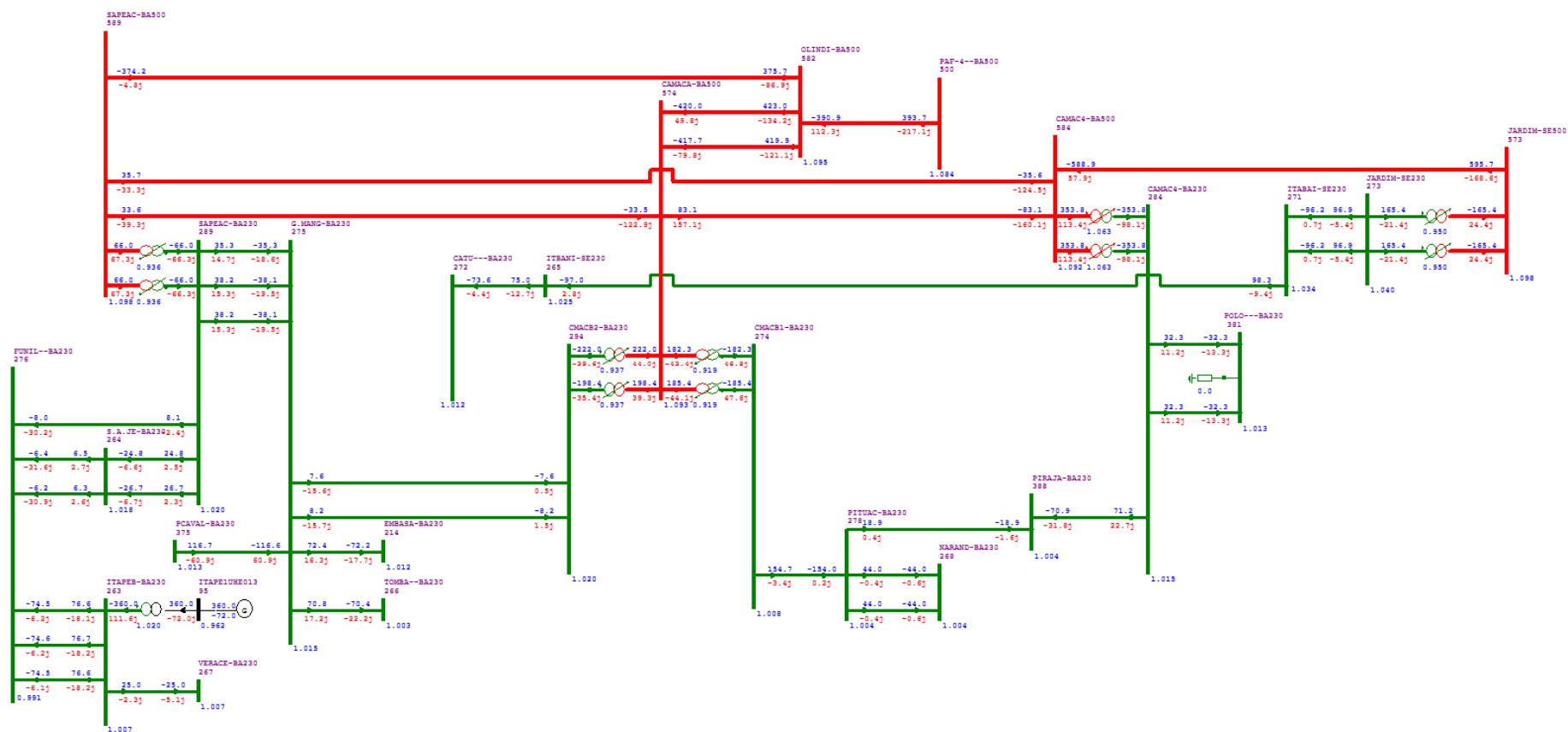


Figura 9-5 – Área Sul da região Nordeste (com reatores recomendados)

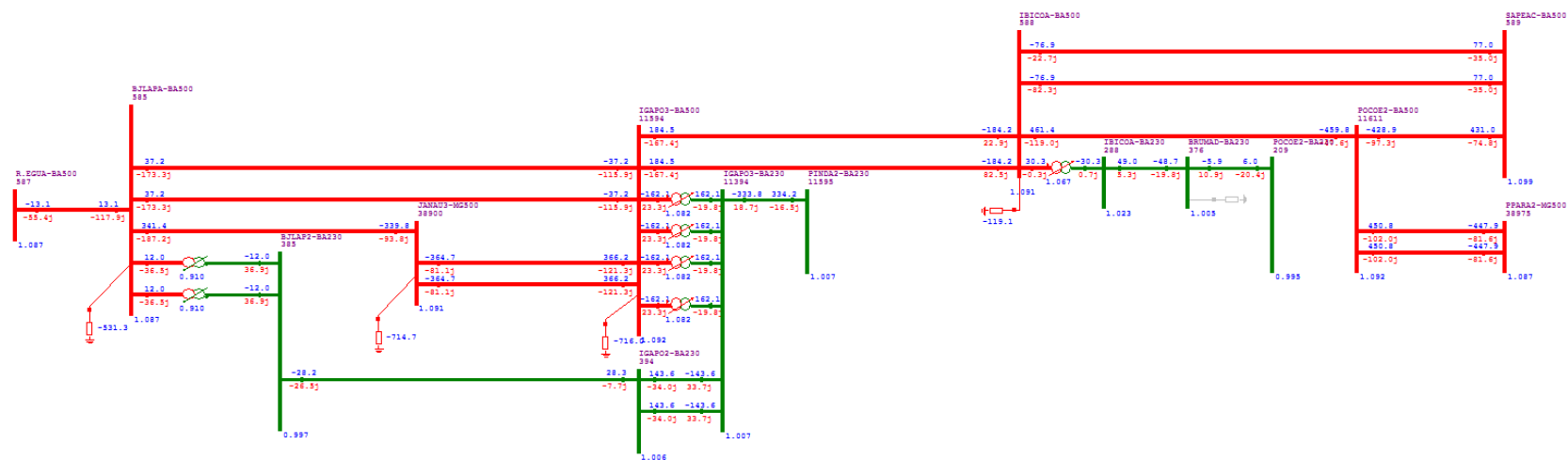


Figura 9-6 – Parte da Interligação SE-NE (com reatores recomendados)

10 ANÁLISES DE SOBRETENSÕES À FREQUÊNCIA INDUSTRIAL 60 HZ

10.1 Energização de linhas de transmissão

Este item apresenta os resultados dos estudos de sobretensões à frequência industrial, realizados com o objetivo de verificar a possibilidade de ocorrência de valores proibitivos de tensões temporárias ou sustentadas, que venham a comprometer os equipamentos conectados ao sistema, em consequência das manobras programadas e/ou intempestivas dos circuitos da região onde a linha de transmissão será implantada, indicando se há necessidade de reatores adicionais na linha de transmissão para permitir a energização.

Com o objetivo de obter perfil de tensão mais alto nas subestações terminais durante a pré-energização e atender ao caso mais crítico, considerou-se cenário de fluxo reduzido nas linhas de transmissão da região em análise, caracterizado no item 9.

A análise foi efetuada considerando a configuração de reatores proposta nas avaliações de desempenho em regime permanente. Durante o processo de energização não foi admitida variação de tensão superior a 5% em nenhuma subestação.

10.1.1 LT 500 kV Porto de Sergipe - Olindina C1

A Figura 10-1 apresenta o sistema pré-energização com tensão de 1,065 pu no barramento 500 kV da SE Porto de Sergipe e 1,094 pu no barramento 500 kV da SE Olindina. Considerou-se nas simulações a presença de reatores de linha de -100 Mvar em cada terminal da LT.



Figura 10-1 – Sistema Pré-Energização da LT 500 kV Porto de Sergipe – Olindina C1

➤ Energização a partir da SE Xingó

A Figura 10-2 apresenta o resultado da simulação de energização em regime permanente após o lançamento da LT 500 kV Porto de Sergipe – Olindina C1. A tensão passa para 1,068 pu no barramento 500 kV da SE Porto de Sergipe e para 1,077 pu no terminal aberto da SE 500 kV Olindina.

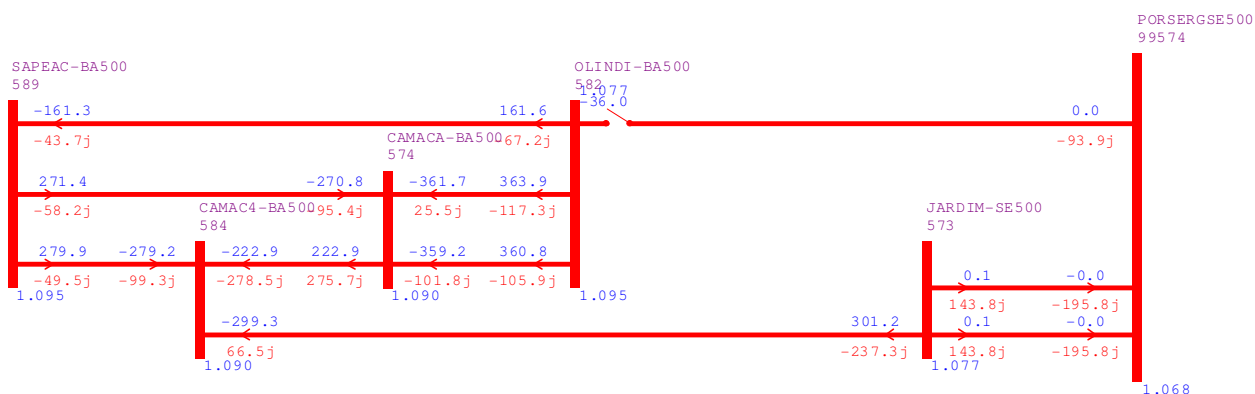


Figura 10-2 – Energização da LT 500 kV Porto de Sergipe - Olindina C1 a partir de Porto de Sergipe

➤ Energização a partir da SE Olindina

A Figura 10-3 apresenta o resultado da simulação de energização em regime permanente após o lançamento da LT 500 kV Porto de Sergipe – Olindina C1. A tensão passa para 1,102 pu no barramento 500 kV da SE Olindina e para 1,111 pu no terminal aberto da SE 500 kV Porto de Sergipe.

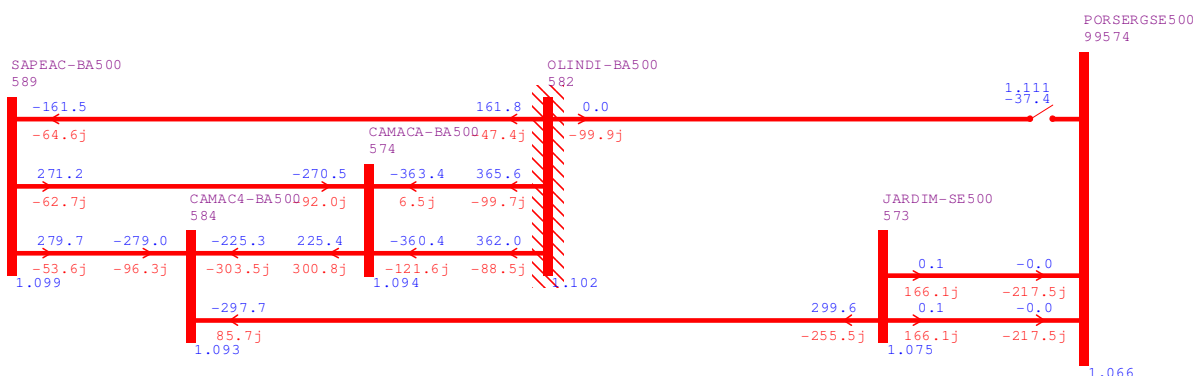


Figura 10-3 – Energização da LT 500 kV Porto de Sergipe - Olindina C1 a partir de Olindina

Conclui-se que é possível energizar a LT 500 kV Porto de Sergipe – Olindina C1 por ambos os terminais sem variação de tensão superior a 5%, nem violação dos limites de tensão.

10.1.2 LT 500 kV Olindina - Sapeaçu C1

A Figura 10-4 apresenta o sistema pré-energização com tensão de 1,085 pu no barramento 500 kV da SE Olindina e 1,090 pu no barramento 500 kV da SE Sapeaçu. Considerou-se nas simulações a presença de reatores de linha de -100 Mvar em cada terminal da LT.

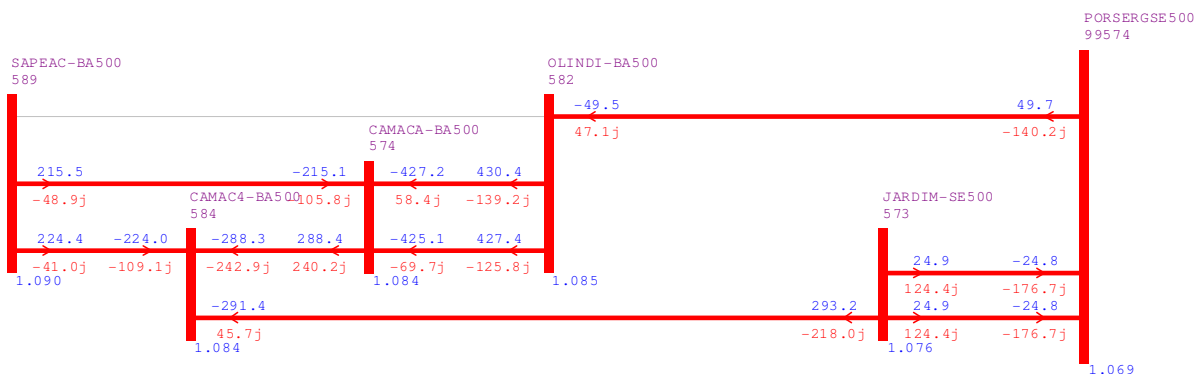


Figura 10-4 – Sistema Pré-Energização da LT 500 kV Olindina - Sapeaçu C1

➤ Energização a partir da SE Olindina

A Figura 10-5 apresenta o resultado da simulação de energização em regime permanente após o lançamento da LT 500 kV Sapeaçu – Olindina C1. A tensão passa para 1,093 pu no barramento 500 kV da SE Olindina e para 1,104 pu no terminal aberto da SE 500 kV Sapeaçu.

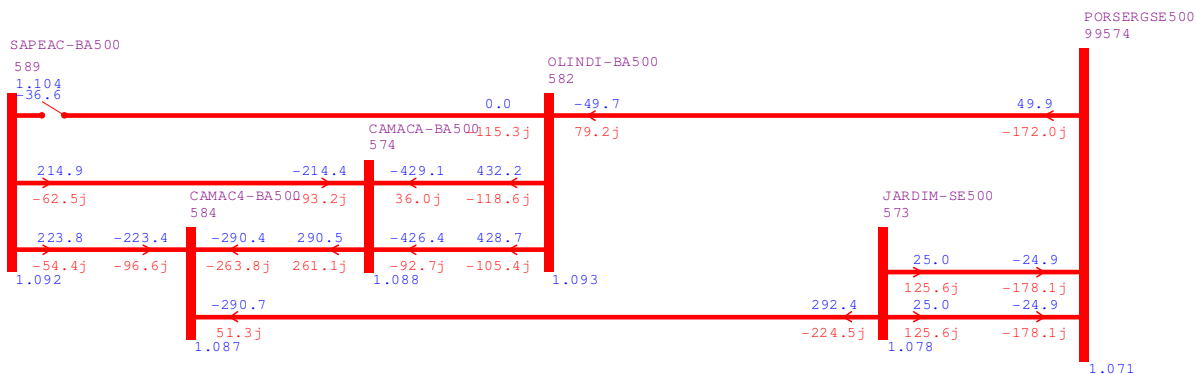


Figura 10-5 – Energização da LT 500 kV Olindina - Sapeaçu C1 a partir de Olindina

➤ Energização a partir da SE Sapeaçu

A Figura 10-6 apresenta o resultado da simulação de energização em regime permanente após o lançamento da LT 500 kV Sapeaçu – Olindina C1. A tensão passa para 1,096 pu no barramento 500 kV da SE Sapeaçu e para 1,107 pu no terminal aberto da SE 500 kV Olindina.

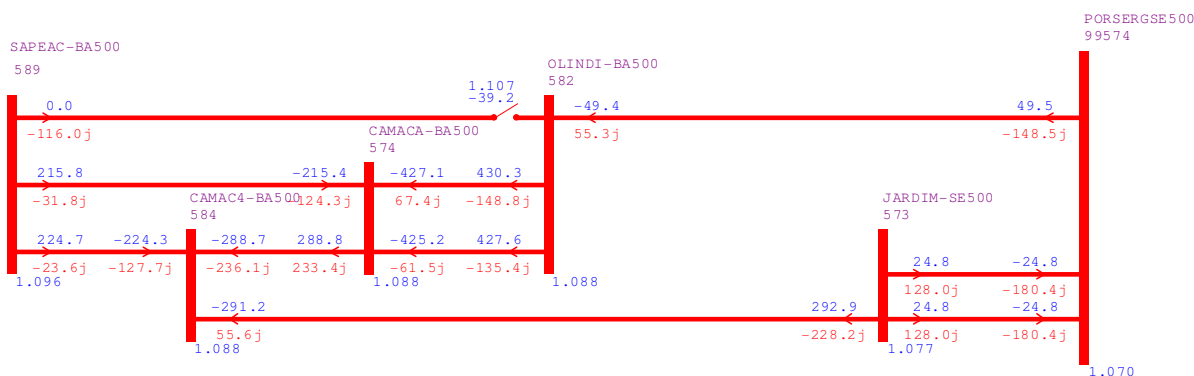


Figura 10-6 – Energização da LT 500 kV Olindina - Sapeaçu C1 a partir de Sapeaçu

Conclui-se que é possível energizar a LT 500 kV Sapeaçu – Olindina C1 por ambos os terminais sem variação de tensão superior a 5%, nem violação dos limites de tensão.

10.1.3 LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II C2

A Figura 10-10 apresenta o sistema pré-energização com tensão de 1,041 pu no barramento 230 kV da SE Irecê e 1,050 pu no barramento 230 kV da SE Morro do Chapéu II. Não foram considerados reatores de linha na simulação.

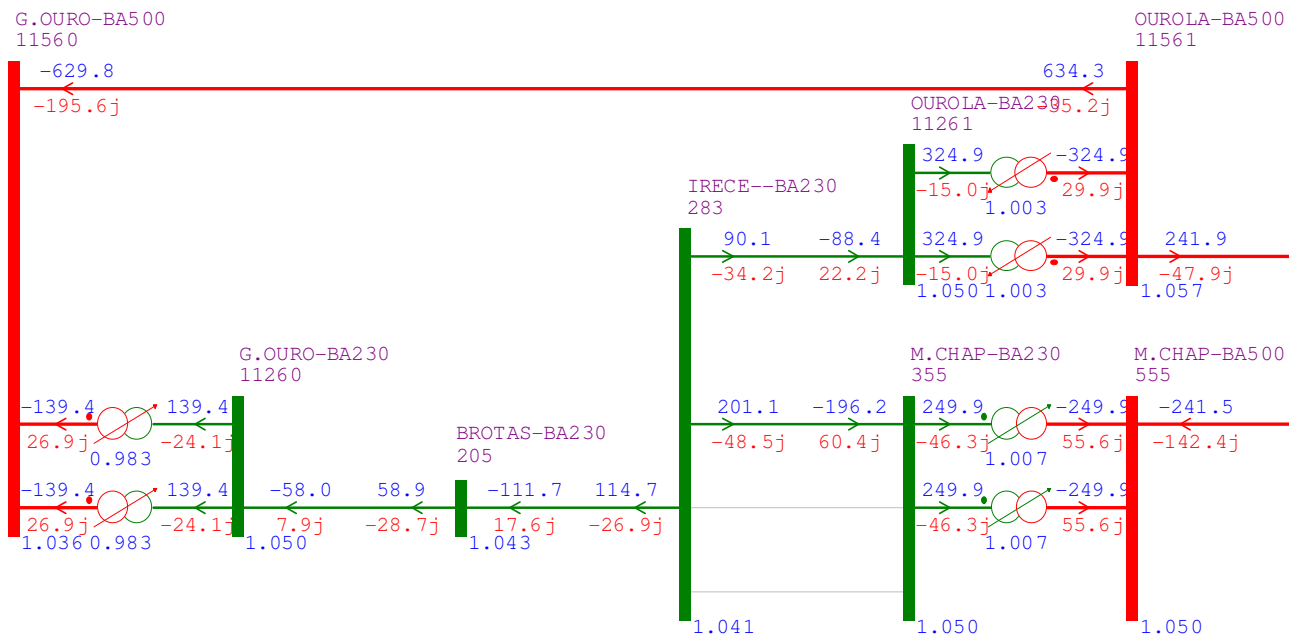


Figura 10-7 – Sistema Pré-Energização da LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II C2

➤ Energização a partir da SE Irecê

A Figura 10-11 apresenta o resultado da simulação de energização em regime permanente após o lançamento da LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu C2. A tensão passa para 1,050 pu no barramento 230 kV da SE Irecê e para 1,053 pu no terminal aberto da SE 230 kV Morro do Chapéu II.

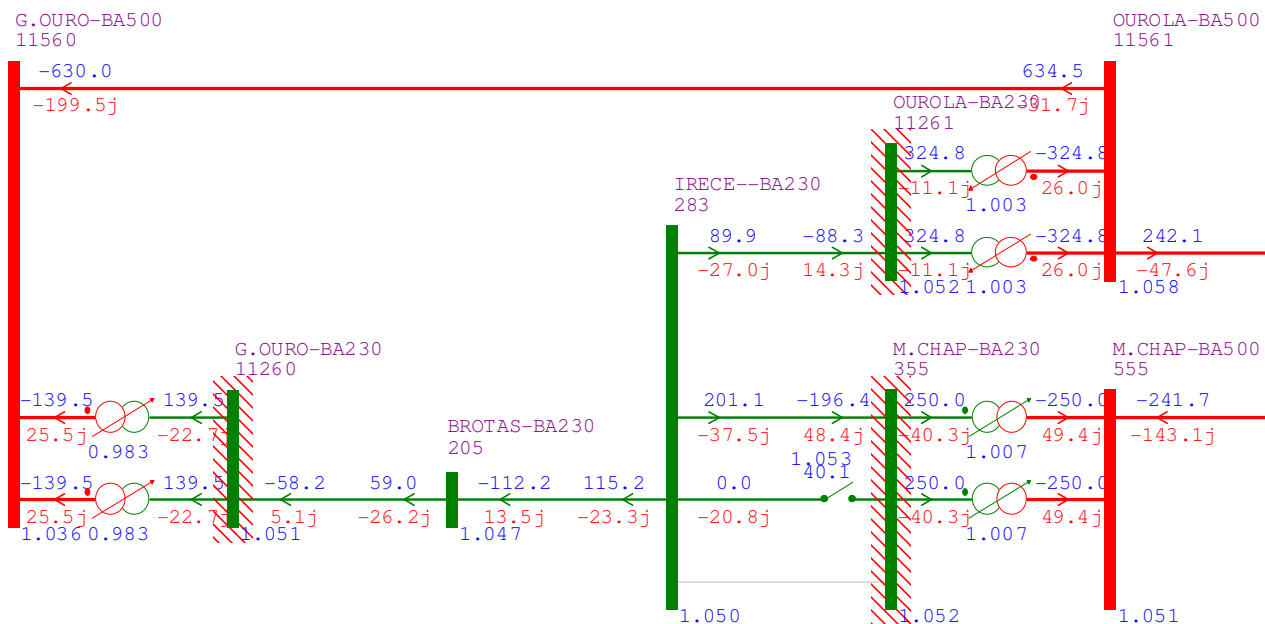


Figura 10-8 – Energização da LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II C2 a partir de Irecê

➤ Energização a partir da SE Morro do Chapéu II

A Figura 10-12 apresenta o resultado da simulação de energização em regime permanente após o lançamento da LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu C2. A tensão passa para 1,053 pu no barramento 230 kV da SE Morro do Chapéu II e para 1,056 pu no terminal aberto da SE 230 kV Irecê.

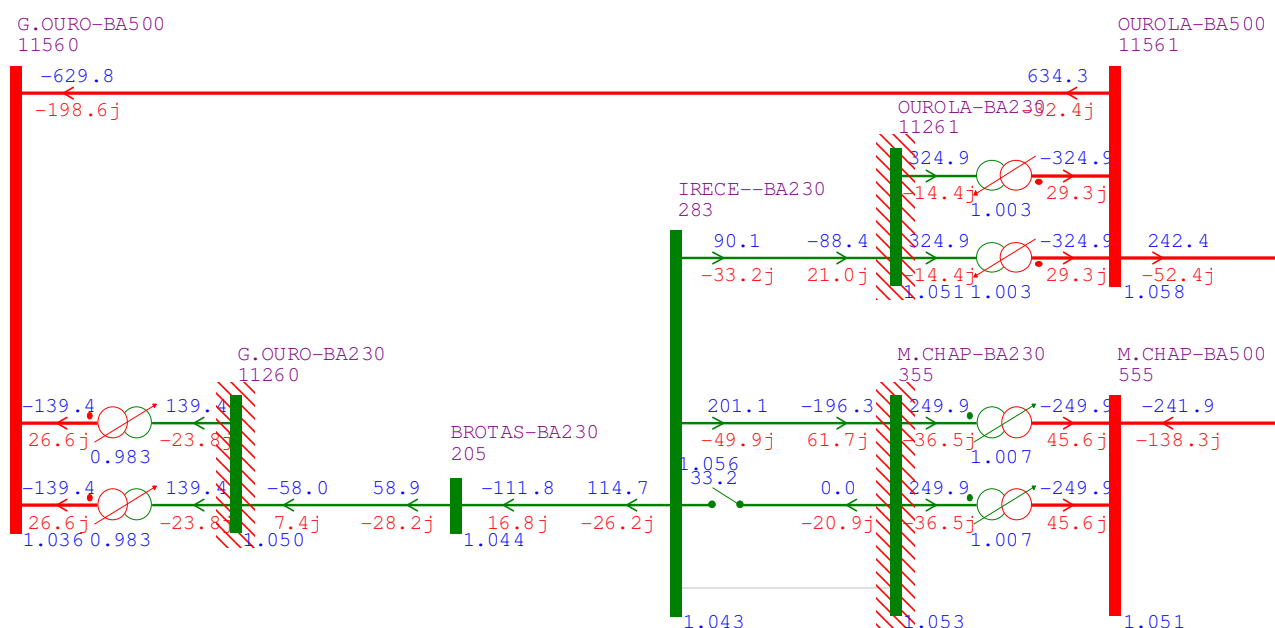


Figura 10-9 – Energização da LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II C2 a partir de Morro do Chapéu II

Conclui-se que é possível energizar a LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II C2 por ambos os terminais sem variação de tensão superior a 5%, nem violação dos limites de tensão.

10.2 Rejeição de carga

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

Desta forma, as análises de rejeição de carga visam verificar a existência de sobretensões acima da suportabilidade dos equipamentos associados quando de aberturas intempestivas em um dos terminais das linhas de transmissão em questão. A situação mais crítica é a abertura de apenas um destes terminais, devido a uma atuação da proteção ou falha humana.

Foi realizada a análise de rejeição no patamar de carga pesada, em que o fluxo nas linhas de transmissão é mais elevado devido ao maior excedente de energia. Considerou-se cenário “Norte e Nordeste Exportador” caracterizado no item 5.1, patamar de carga pesada, uma vez que neste cenário é esperado que os reatores para a rede de 500 kV estejam desligados, configurando-se desta forma condição mais adversa sob o ponto de vista de sobretensão.

10.2.1 LT 500 kV Porto de Sergipe - Olindina C1

A Figura 10-10 apresenta o sistema pré-rejeição na região de interesse com tensão de 1,039 pu no barramento 500 kV da SE Porto de Sergipe e 1,030 pu no barramento 500 kV da SE Olindina. Considerou-se nas simulações a presença de reatores de linha de -100 Mvar em cada terminal da LT.

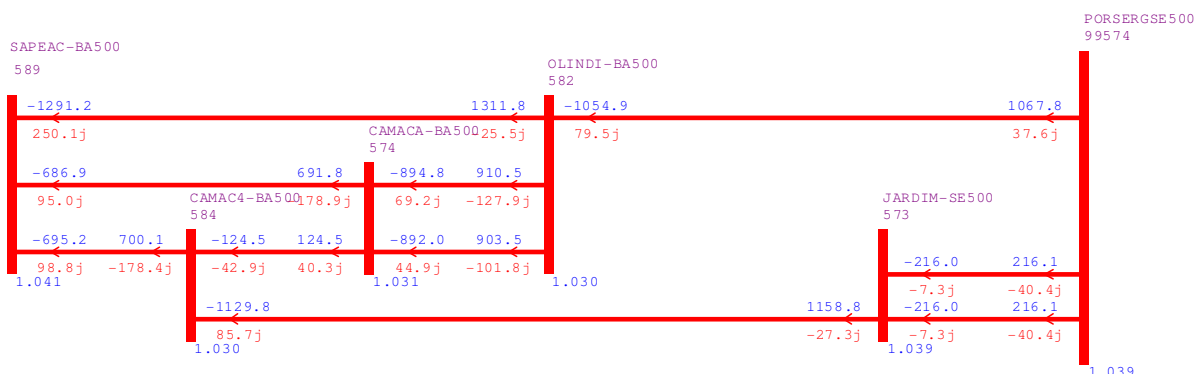


Figura 10-10 – Sistema Pré-Rejeição da LT 500 kV Porto de Sergipe – Olindina C1

A Figura 10-11 apresenta a rejeição da LT 500 kV Porto de Sergipe – Olindina C1 por meio de abertura intempestiva do lado da SE Porto de Sergipe. A tensão obtida foi de 1,024 pu na SE 500 kV Olindina e de 1,032 pu no terminal aberto da SE Porto de Sergipe.

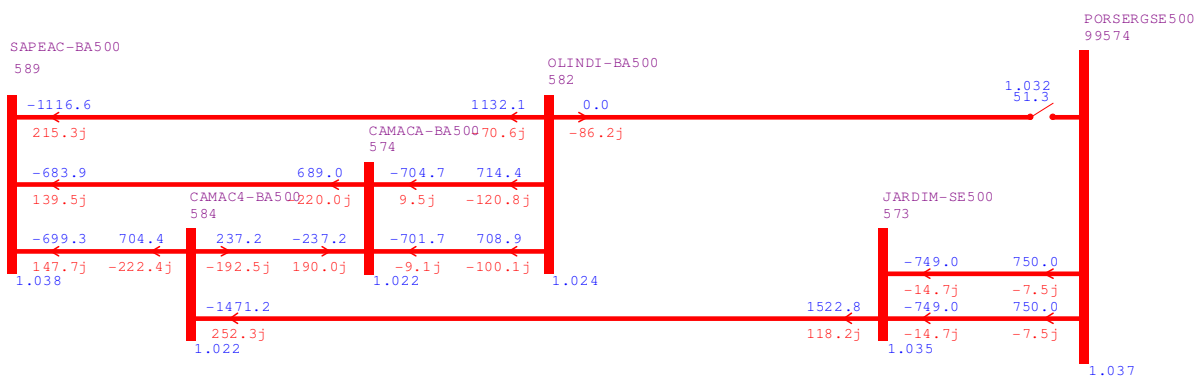


Figura 10-11 – Rejeição da LT 500 kV Porto de Sergipe – Olindina C1 com abertura do lado da SE Porto de Sergipe

A Figura 10-12 apresenta a rejeição da LT 500 kV Porto de Sergipe – Olindina C1 por meio de abertura intempestiva do lado da SE Olindina. A tensão obtida foi de 1,040 pu na SE 500 kV Porto de Sergipe e de 1,048 pu no terminal aberto da SE Olindina.

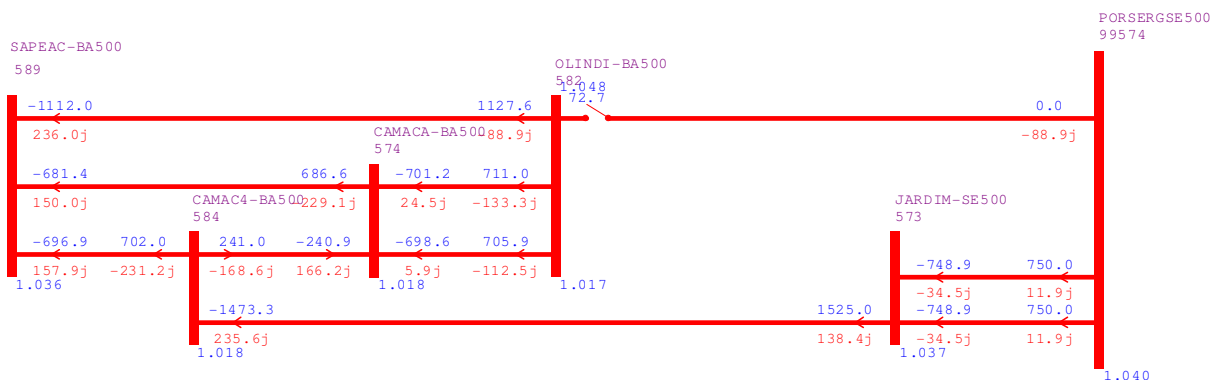


Figura 10-12 – Rejeição da LT 500 kV Porto de Sergipe – Olindina C1 através da abertura em Olindina

Conclui-se que a abertura intempestiva da LT 500 kV Xingó – Olindina C1 não resulta em tensões proibitivas no sistema.

10.2.2 LT 500 kV Olindina - Sapeaçu C1

A Figura 10-13 apresenta o sistema pré-rejeição na região de interesse com tensão de 1,030 pu no barramento 500 kV da SE Olindina e 1,041 pu no barramento 500 kV da SE Sapeaçu. Considerou-se nas simulações a presença de reatores de linha de -100 Mvar em cada terminal da LT.

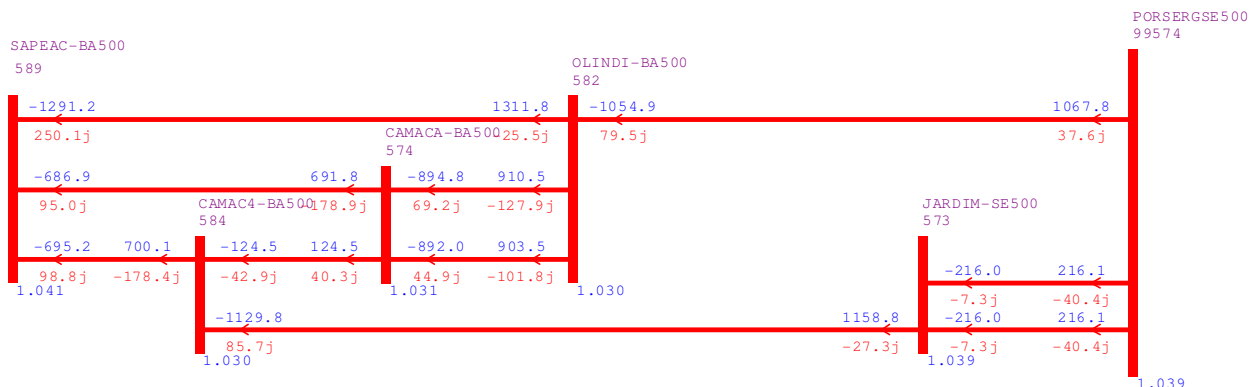


Figura 10-13 – Sistema Pré-Rejeição da LT 500 kV Olindina – Sapeaçu C1

A Figura 10-14 apresenta a rejeição da LT 500 kV Olindina – Sapeaçu C1 por meio de abertura intempestiva do lado da SE Olindina. A tensão obtida foi de 1,039 pu na SE 500 kV Sapeaçu e de 1,049 pu no terminal aberto da SE Olindina.

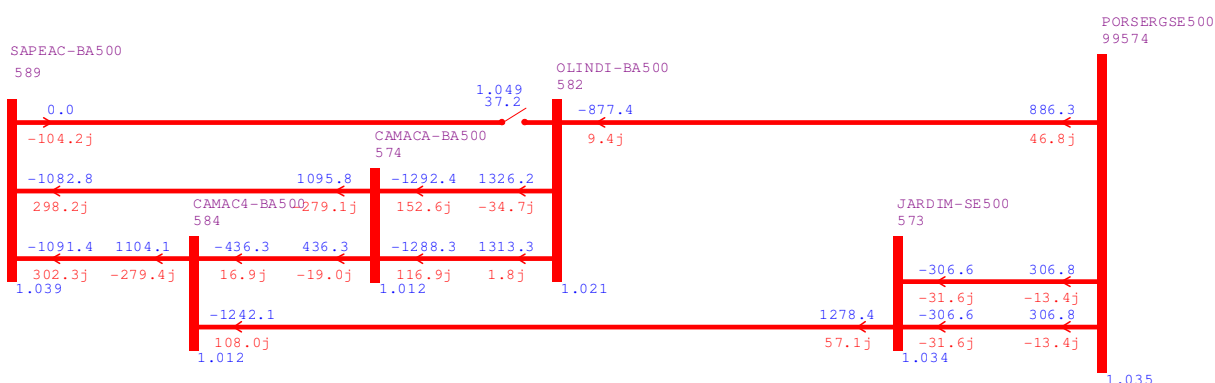


Figura 10-14 – Rejeição da LT 500 kV Olindina - Sapeaçu C1 através da abertura em Olindina

A Figura 10-15 apresenta a rejeição da LT 500 kV Olindina - Sapeaçu C1 por meio de abertura intempestiva do lado da SE Sapeaçu. A tensão obtida foi de 1,026 pu na SE 500 kV Olindina e de 1,036 pu no terminal aberto da SE Sapeaçu.

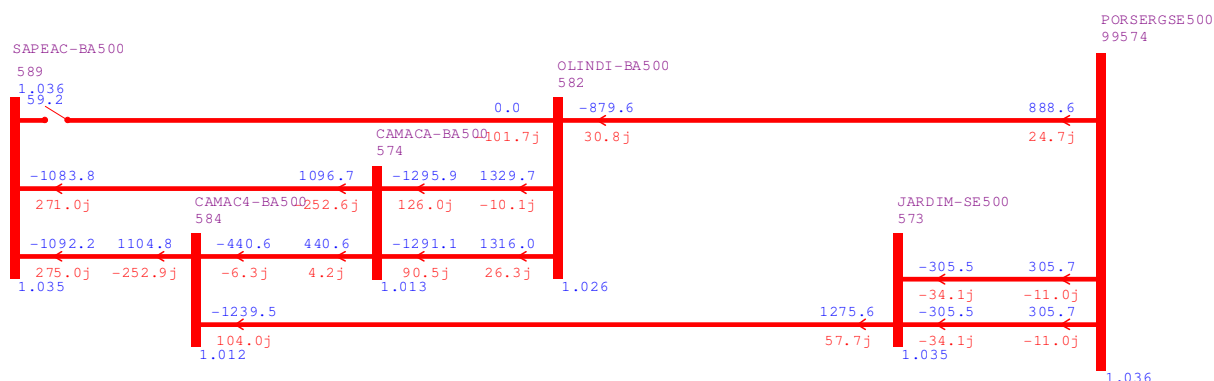


Figura 10-15 – Rejeição da LT 500 kV Olindina - Sapeacu C1 através da abertura em Sapeacu

Conclui-se que a abertura intempestiva da LT 500 kV Sapeaçu - Olindina não resulta em tensões proibitivas no sistema.

10.2.3 LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II C3

A Figura 10-16 apresenta o sistema pré-rejeição na região de interesse com tensão de 1,050 pu no barramento 230 kV da SE Irecê e 1,050 pu no barramento 230 kV da SE Morro do Chapéu II. Não foram considerados reatores de linha nas simulações.

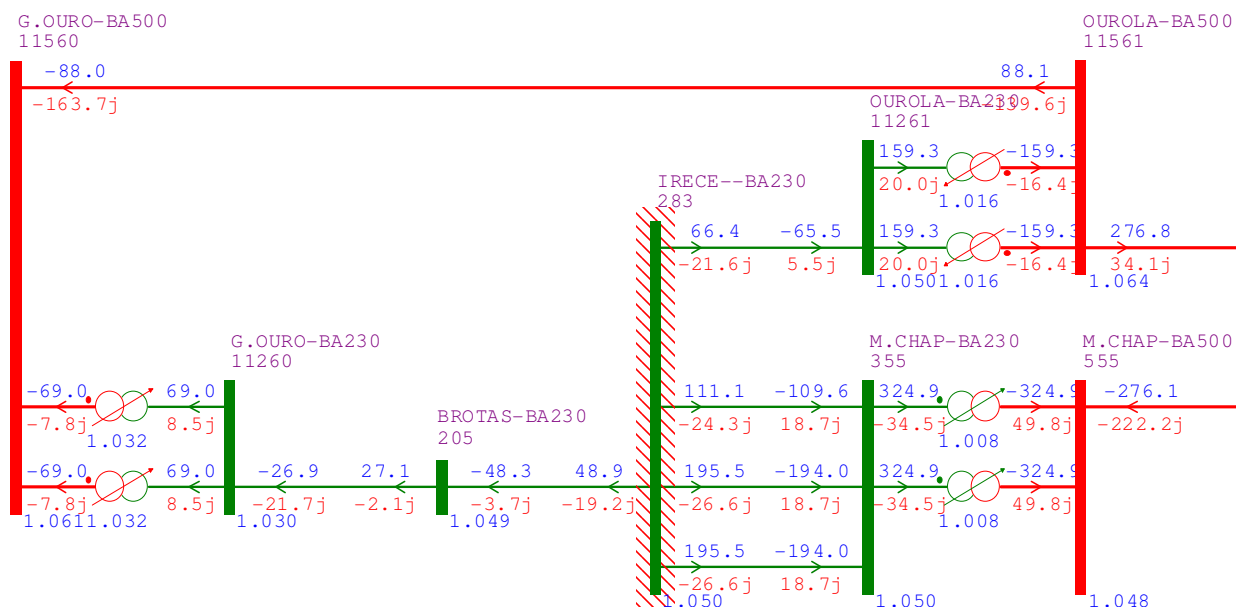


Figura 10-16 – Sistema Pré-Rejeição da LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II C3

A Figura 10-17 apresenta a rejeição da LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II C3 por meio de abertura intempestiva do lado da SE Morro do Chapéu II. A tensão obtida foi de 1,050 pu na SE 230 kV Irecê e de 1,054 pu no terminal aberto da SE Morro do Chapéu II.

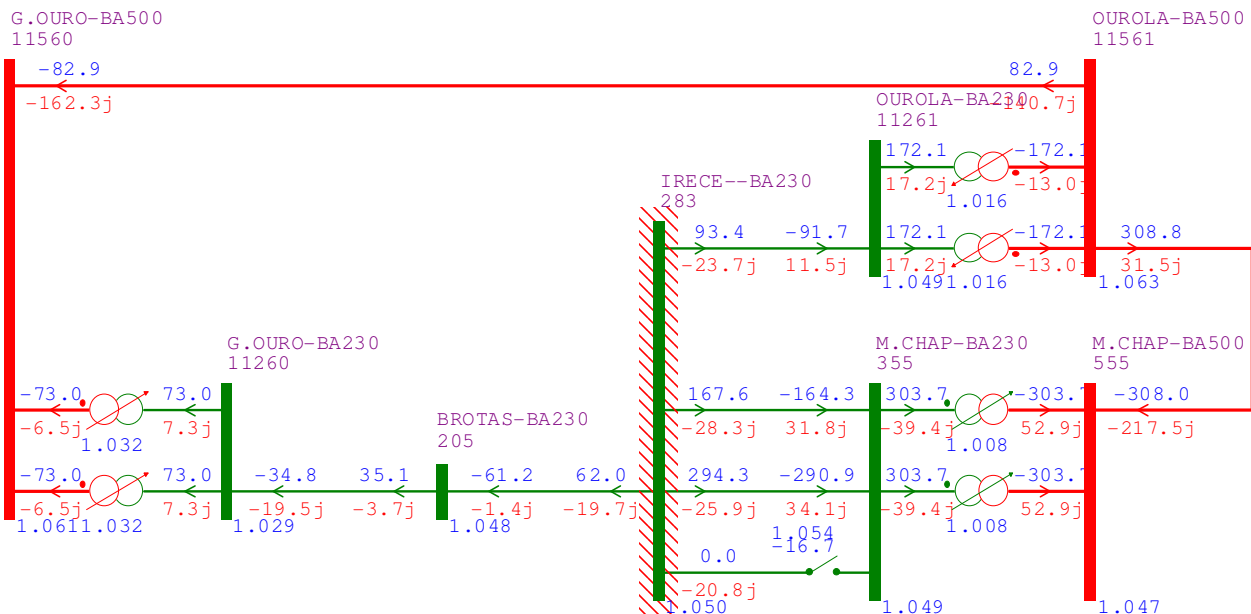


Figura 10-17 – Rejeição da LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II C3 através da abertura em Morro do Chapéu II

A Figura 10-18 apresenta a rejeição da LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II C3 por meio de abertura intempestiva do lado da SE Irecê. A tensão obtida foi de 1,049 pu na SE 230 kV Morro do Chapéu II e de 1,053 pu no terminal aberto da SE Irecê.

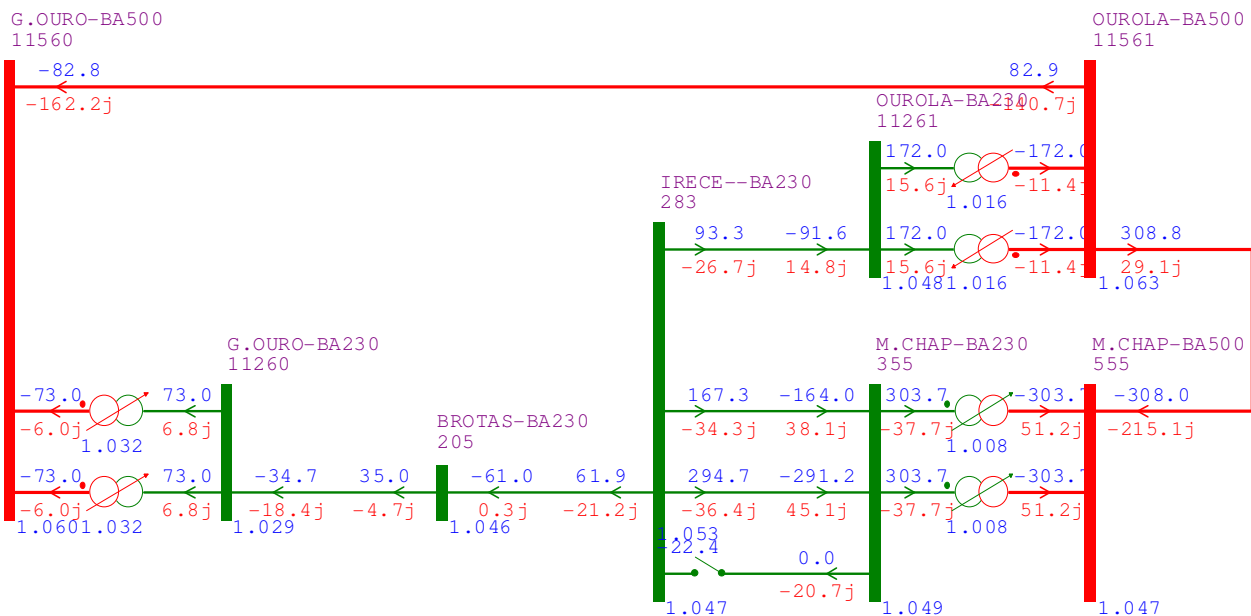


Figura 10-18 – Rejeição da LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II C3 através da abertura em Irecê

Conclui-se que a abertura intempestiva da LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II C3 não resulta em tensões proibitivas no sistema.

11 ANÁLISE DE CURTO CIRCUITO

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

Os valores referentes às correntes de curto circuito máximo e mínimo para as principais subestações de Rede Básica são apresentados na Tabela 11-1, para o ano de 2021.

Tabela 11-1 – Correntes de curto circuito referentes ao ano 2021

Identificação		Curto circuito máximo				Curto circuito mínimo				Disjuntor (kA)
Subestação	Tensão	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	
Xingó	500 kV	28,48	25,01	30,55	23,04	15,84	23,62	16,32	16,56	63
Olindina	500 kV	16,97	14,92	11,28	5,87	12,52	16,35	9,71	6,59	50
Sapeaçu	500 kV	18,1	15,31	16,05	9,88	13,11	15,93	13,05	10,84	40
Jardim	500 kV	14,95	14,41	13,46	12,51	11,05	16,21	11,04	13,96	63
Jardim	230 kV	23,77	15,95	24,8	14,8	18,82	17,41	20,9	16,05	40
Catu	230 kV	17,21	7,64	16,61	7,12	13,62	8,57	14,15	7,81	26,3
Irecê	230 kV	10,13	10,04	10,09	9,97	8,26	9,9	8,63	9,95	26,3
M. Chapéu II	230 kV	14,2	17,25	14,33	15,79	11,09	16,02	11,88	15,34	40

12 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL PRELIMINAR

A análise socioambiental preliminar das obras recomendadas nesse estudo está presente na Nota Técnica DEA 23/16 Ref.[16], anexa a esse relatório.

13 REFERÊNCIAS

- [1]. "EPE-DEE-RE-020/2016-rev0 – Aumento da Capacidade da Interligação entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste para Escoamento de Excedentes de Energia das Regiões Norte e Nordeste: Bipolos A e B", EPE – Fevereiro/2016
- [2]. "ONS NT 0134/2015-r1 – 2º LER/2015: Margens de capacidade para escoamento de energia elétrica pela Rede Rásica, DIT e ICG", ONS – Setembro/2015
- [3]. "Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica", EPE - Abril/2005
- [4]. "Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão", CCPE/CTET - Janeiro/2001
- [5]. "Base de Referência de Preços ANEEL" – Junho/2014
- [6]. "EPE-DEE-RE-020_2016-rev0 - Aumento da Capacidade da Interligação entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste para Escoamento de Excedentes de Energia das Regiões Norte e Nordeste: Bipolos A e B", EPE – Fevereiro de 2016
- [7]. "EPE-DEE-RE-160/2013-rev0 – Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Região Central da Bahia", EPE – Dezembro/2013.
- [8]. "EPE-DEE-RE-119_2015-rev1 - Estudo de Atendimento às Cargas das SE Cícero Dantas, Olindina e Catu" – EPE – Outubro/2015.
- [9]. Resolução Autorizativa 2.173/2009 - Aneel
- [10]. Resolução Autorizativa 4.407/2013 – Aneel
- [11]. Resolução Autorizativa 3.817/2012 – Aneel
- [12]. "Carta-CHESF_CE-DE-041-2014 – Consulta Adicional sobre a LT 230 kV Camaçari IV – Catu" – Chesf – Julho/2014.
- [13]. "Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Área Leste da Região Nordeste", EPE-DEE-RE-147-2014-rev3, EPE – Setembro/2015;
- [14]. "EPE-DEE-NT-101-2015-rev0 (Geração Eólica em CNPII)" - Avaliação do Escoamento de Geração Eólica na SE 500/230 kV Curral Novo do Piauí II – EPE – Junho/2015.
- [15]. "Ofício nº 0516 (3º Reator de Barra na SE Bom Jesus da Lapa II)" – Recomendação do 3º reator de barra – 150 Mvar da SE 500 kV Bom Jesus da Lapa II
- [16]. "Análise Socioambiental do Estudo para Escoamento de Geração na Área Sul da Região Nordeste (Relatório R1) Nota Técnica DEA 23/16" – EPE – Junho/2016.

14 EQUIPE TÉCNICA

Carolina Moreira Borges – EPE/STE

Fabiano Schmidt– EPE/STE

Fábio de Almeida Rocha – EPE/STE

Igor Chaves – EPE/STE

Leandro Moda – EPE/STE

Luiz Felipe Froede Lorentz – EPE/STE

Marcelo Willian Henriques Szrajbman – EPE/STE

Priscilla de Castro Guarini – EPE/STE

Tiago Campos Rizzotto – EPE/STE

Bernardo Regis – EPE/SMA

Daniel Filipe Silva – EPE/SMA

Kátia Gisele Matosinho – EPE/SMA

Leonardo de Sousa Lopes – EPE/SMA

Valentine Jahnel – EPE/SMA

Agradecemos a colaboração dos seguintes técnicos:

Fernando Rodrigues Alves – CHESF

Henrique Abreu de Oliveira - TAESA

15 ANEXO

15.1 Características das Instalações

⇒ Características Elétricas e Parâmetros das Novas Linhas de Transmissão:

Tabela 15-1 – Características Elétricas das Linhas de Transmissão

Linha de Transmissão	Nível de Tensão (kV)	Estrutura	Extensão (km)	Condutor		
				Número por fase	Nome	Bitola (MCM)
Porto de Sergipe - Olindina	500	AA, CS	180	4	Rail	954
Olindina - Sapeaçu	500	AA, CS	201	4	Rail	954
Irecê – Morro do Chapéu II (C2 e C3)	230	AA, CD	65	2	Rail	954

Tabela 15-2 - Parâmetros Elétricos das Linhas de Transmissão

Linha de Transmissão	km	Parâmetros elétricos ¹											
		Longitudinais e transversais por unidade de comprimento						Longitudinais e transversais equivalentes ²					
		Sequência positiva			Sequência zero			Sequência positiva			Sequência zero		
		R1	X1	C1	R0	X0	C0	R1	X1	B1	R0	X0	B0
		(Ω/km)	(Ω/km)	(nF/km)	(Ω/km)	(Ω/km)	(nF/km)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
Porto de Sergipe – Olindina C1	180	0,0170	0,2685	16,452	0,2254	0,9437	9,5275	0,120	1,916	280,37	1,564	6,678	163,1 2
Olindina – Sapeaçu C1	201	0,0170	0,2685	16,452	0,2254	0,9437	9,5275	0,134	2,135	313,43	1,73	7,425	182,5 7
Irecê – Morro do Chapéu II (C2 e C3)	65	0,0358	0,3354	13,214	0,3963	1,5753	6,1750	0,438 9	4,116 9	17,139 2	4,837 7	19,29 8	10,05 8

¹ Parâmetros elétricos calculados para frequência nominal de 60 Hz e temperatura de 50°C

² Considerado a correção hiperbólica. Valores na base de 100 MVA e na tensão nominal do sistema.

⇒ Capacidade de Corrente:

Tabela 15-3 – Carregamentos máximos e capacidade de corrente nas linhas de transmissão recomendadas

Linha de Transmissão	Condutor	Nível de Tensão (kV)	Máximo carregamento verificado em condição normal (A)	Contingência mais crítica	Máximo carregamento verificado em emergência (A)	Capacidade da LT em regime normal de operação/emergência (A)
Porto de Sergipe - Olindina	4x954	500	1170	Jardim - Camaçari IV	1713	3000/3700
Olindina - Sapeaçu	4x954	500	1501	Olindina - Camaçari II	1773	3000/3700
Irecê – Morro do Chapéu II (C2 e C3)	2x954	230	498	Irecê – Morro do Chapéu II	750	1569/1960

⇒ Lista de Reatores de Barra Manobráveis:

Tabela 15-4 – Lista de Reatores de Barra Manobráveis

Subestação 500 kV	Compensação <i>shunt</i> existente ou planejada (Mvar)	Compensação <i>shunt</i> recomendada (Mvar)
Olindina	-	1x150
Morro do Chapéu II	-	1x150
Ouroândia II	1x100	1x100
Igaporã III	3x150	1x150
Bom Jesus da Lapa II	2x150	1x150

15.2 Plano de Obras e Estimativa de Custos

15.2.1 Alternativas no Estado do Sergipe e Nordeste da Bahia

Tabela 15-5 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1 (R\$x1000)

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					227.160,17	227.160,17	20.178,05	126.050,05
LT 500 kV PORTO DE SERGIPE - OLINDINA, C1 (Nova)					227.160,17	227.160,17	20.178,05	126.050,05
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 180 km	2021	180,0	1,0	918,92	165.406,21	165.406,21	14.692,61	91.783,08
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // SE OLINDINA	2021	1,0	1,0	7912,03	7.912,03	7.912,03	702,81	4.390,35
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE PORTO DE SERGIPE	2021	1,0	1,0	8401,92	8.401,92	8.401,92	746,32	4.662,18
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE OLINDINA	2021	1,0	1,0	8401,92	8.401,92	8.401,92	746,32	4.662,18
MIG-A // SE PORTO DE SERGIPE	2021	1,0	1,0	1548,61	1.548,61	1.548,61	137,56	859,31
MIG-A // SE OLINDINA	2021	1,0	1,0	1548,61	1.548,61	1.548,61	137,56	859,31
MIM - 500 kV // SE OLINDINA	2021	1,0	1,0	1694,29	1.694,29	1.694,29	150,50	940,15
Reator de Linha Manobrável 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE PORTO DE SERGIPE	2021	4,0	1,0	4030,82	16.123,30	16.123,30	1.432,19	8.946,74
Reator de Linha Manobrável 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE OLINDINA	2021	4,0	1,0	4030,82	16.123,30	16.123,30	1.432,19	8.946,74

Tabela 15-6 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2 (R\$x1000)

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					377.682,50	377.682,50	33.548,57	209.574,14
LT 230 kV JARDIM - CATU, C1 (Nova)					122.954,63	122.954,63	10.921,74	68.226,91
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 220 km	2021	220,0	1,0	507,42	111.632,88	111.632,88	9.916,06	61.944,53
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JARDIM	2021	1,0	1,0	3919,35	3.919,35	3.919,35	348,15	2.174,83
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE CATU	2021	1,0	1,0	3919,35	3.919,35	3.919,35	348,15	2.174,83
MIM - 230 kV // SE JARDIM	2021	1,0	1,0	309,34	309,34	309,34	27,48	171,65
MIM - 230 kV // SE CATU	2021	1,0	1,0	309,34	309,34	309,34	27,48	171,65
MIG-A // SE JARDIM	2021	1,0	1,0	1432,19	1.432,19	1.432,19	127,22	794,71
MIG-A // SE CATU	2021	1,0	1,0	1432,19	1.432,19	1.432,19	127,22	794,71
LT 500 kV XINGÓ - OLINDINA, C1 (Nova)					254.727,87	254.727,87	22.626,82	141.347,23
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE XINGÓ	2021	1,0	1,0	8401,92	8.401,92	8.401,92	746,32	4.662,18
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE OLINDINA	2021	1,0	1,0	8401,92	8.401,92	8.401,92	746,32	4.662,18
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // SE OLINDINA	2021	1,0	1,0	7912,03	7.912,03	7.912,03	702,81	4.390,35
MIM - 500 kV // SE OLINDINA	2021	1,0	1,0	1694,29	1.694,29	1.694,29	150,50	940,15
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 210 km	2021	210,0	1,0	918,92	192.973,91	192.973,91	17.141,38	107.080,26
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE XINGÓ	2021	4,0	1,0	4030,82	16.123,30	16.123,30	1.432,19	8.946,74
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE OLINDINA	2021	4,0	1,0	4030,82	16.123,30	16.123,30	1.432,19	8.946,74
MIG-A // SE XINGÓ	2021	1,0	1,0	1548,61	1.548,61	1.548,61	137,56	859,31
MIG-A // SE OLINDINA	2021	1,0	1,0	1548,61	1.548,61	1.548,61	137,56	859,31

Tabela 15-7 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 3 (R\$x1000)

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					239.843,53	239.843,53	21.304,68	133.087,98
LT 230 kV CATU - CAMAÇARI IV, C1 (Ampliação/Adequação)					22.500,00	22.500,00	1.998,62	12.485,14
Recapacitação LT 230 kV Catu - Camaçari IV (C1 e C2), 25 km (valor informado pela Chesf)	2021	50,0	1,0	450,00	22.500,00	22.500,00	1.998,62	12.485,14
LT 230 kV JARDIM - CATU, CD (C1, C2) (Nova)					217.343,53	217.343,53	19.306,07	120.602,84
Circuito Duplo, 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 220 km	2021	220,0	1,0	898,02	197.564,40	197.564,40	17.549,14	109.627,50
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JARDIM	2021	2,0	1,0	3919,35	7.838,69	7.838,69	696,29	4.349,65
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE CATU	2021	2,0	1,0	3919,35	7.838,69	7.838,69	696,29	4.349,65
MIM - 230 kV // SE JARDIM	2021	1,0	1,0	618,68	618,68	618,68	54,96	343,30
MIM - 230 kV // SE CATU	2021	1,0	1,0	618,68	618,68	618,68	54,96	343,30
MIG-A // SE JARDIM	2021	1,0	1,0	1432,19	1.432,19	1.432,19	127,22	794,71
MIG-A // SE CATU	2021	1,0	1,0	1432,19	1.432,19	1.432,19	127,22	794,71

15.2.2 Alternativas entre as SE Olindina e Sapeaçu

Tabela 15-8 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1 (R\$x1000)

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					246.457,56	246.457,56	21.892,19	136.758,07
LT 500 kV OLINDINA - SAPEAÇU, C1 (Nova)					246.457,56	246.457,56	21.892,19	136.758,07
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 201 km	2021	201,0	1,0	918,92	184.703,60	184.703,60	16.406,75	102.491,11
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE OLINDINA	2021	4,0	1,0	4030,82	16.123,30	16.123,30	1.432,19	8.946,74
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE SAPEAÇU	2021	4,0	1,0	4030,82	16.123,30	16.123,30	1.432,19	8.946,74
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE OLINDINA	2021	1,0	1,0	8401,92	8.401,92	8.401,92	746,32	4.662,18
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE SAPEAÇU	2021	1,0	1,0	8401,92	8.401,92	8.401,92	746,32	4.662,18
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // SE OLINDINA	2021	1,0	1,0	7912,03	7.912,03	7.912,03	702,81	4.390,35
MIM - 500 kV // SE OLINDINA	2021	1,0	1,0	1694,29	1.694,29	1.694,29	150,50	940,15
MIG-A // SE OLINDINA	2021	1,0	1,0	1548,61	1.548,61	1.548,61	137,56	859,31
MIG-A // SE SAPEAÇU	2021	1,0	1,0	1548,61	1.548,61	1.548,61	137,56	859,31

Tabela 15-9 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2 (R\$x1000)

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					309.122,96	309.122,96	27.458,60	171.530,79
LT 500 kV OLINDINA - CAMAÇARI IV, C1 (Nova)					194.205,93	194.205,93	17.250,81	107.763,90
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 147 km	2021	147,0	1,0	918,92	135.081,73	135.081,73	11.998,96	74.956,18
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 26,6 Mvar 1Φ // SE OLINDINA	2021	4,0	1,0	3702,10	14.808,41	14.808,41	1.315,39	8.217,11
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 26,6 Mvar 1Φ // SE CAMAÇARI IV	2021	4,0	1,0	3702,10	14.808,41	14.808,41	1.315,39	8.217,11
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE OLINDINA	2021	1,0	1,0	8401,92	8.401,92	8.401,92	746,32	4.662,18
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE CAMAÇARI IV	2021	1,0	1,0	8401,92	8.401,92	8.401,92	746,32	4.662,18
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // SE OLINDINA	2021	1,0	1,0	7912,03	7.912,03	7.912,03	702,81	4.390,35
MIM - 500 kV // SE OLINDINA	2021	1,0	1,0	1694,29	1.694,29	1.694,29	150,50	940,15
MIG-A // SE OLINDINA	2021	1,0	1,0	1548,61	1.548,61	1.548,61	137,56	859,31
MIG-A // SE CAMAÇARI IV	2021	1,0	1,0	1548,61	1.548,61	1.548,61	137,56	859,31
LT 500 kV CAMAÇARI IV - SAPEAÇU, C1 (Nova)					114.917,03	114.917,03	10.207,79	63.766,89
Circuito Simples 500 kV, 4 x 636.0 MCM (Grosbeak), 105 km	2021	105,0	1,0	813,43	85.409,66	85.409,66	7.586,72	47.393,39
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE CAMAÇARI IV	2021	1,0	1,0	8401,92	8.401,92	8.401,92	746,32	4.662,18
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE SAPEAÇU	2021	1,0	1,0	8401,92	8.401,92	8.401,92	746,32	4.662,18
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // SE CAMAÇARI IV	2021	1,0	1,0	7912,03	7.912,03	7.912,03	702,81	4.390,35
MIM - 500 kV // SE CAMAÇARI IV	2021	1,0	1,0	1694,29	1.694,29	1.694,29	150,50	940,15
MIG-A // SE CAMAÇARI IV	2021	1,0	1,0	1548,61	1.548,61	1.548,61	137,56	859,31
MIG-A // SE SAPEAÇU	2021	1,0	1,0	1548,61	1.548,61	1.548,61	137,56	859,31

15.2.3 Alternativas na Região Central da Bahia

Tabela 15-10 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1 (R\$x1000)

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					78.150,43	78.150,43	6.941,90	39.892,60
LT 230 kV IRECÊ - MORRO DO CHAPÉU II, CD (C2, C3) (Nova)					78.150,43	78.150,43	6.941,90	39.892,60
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 65 km	2021	65,0	1,0	898,02	58.371,30	58.371,30	5.184,97	29.796,17
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE IRECÊ	2021	2,0	1,0	3919,35	7.838,69	7.838,69	696,29	4.001,33
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MORRO DO CHAPÉU II	2021	2,0	1,0	3919,35	7.838,69	7.838,69	696,29	4.001,33
MIM - 230 kV // SE IRECÊ	2021	1,0	1,0	618,68	618,68	618,68	54,96	315,81
MIM - 230 kV // SE MORRO DO CHAPÉU II	2021	1,0	1,0	618,68	618,68	618,68	54,96	315,81
MIG-A // SE IRECÊ	2021	1,0	1,0	1432,19	1.432,19	1.432,19	127,22	731,07
MIG-A // SE MORRO DO CHAPÉU II	2021	1,0	1,0	1432,19	1.432,19	1.432,19	127,22	731,07

Tabela 15-11 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2 (R\$x1000)

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					77.286,64	77.286,64	6.865,17	39.451,67
LT 230 kV IRECÊ - MORRO DO CHAPÉU II, C1 (Ampliação/Adequação)					32.982,44	32.982,44	2.929,75	16.836,19
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 65 km (Recondutoramento)	2021	65,0	1,0	507,42	32.982,44	32.982,44	2.929,75	16.836,19
LT 230 kV IRECÊ - MORRO DO CHAPÉU II, C2 (Nova)					44.304,19	44.304,19	3.935,43	22.615,48
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 65 km	2021	65,0	1,0	507,42	32.982,44	32.982,44	2.929,75	16.836,19
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE IRECÊ	2021	1,0	1,0	3919,35	3.919,35	3.919,35	348,15	2.000,67
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MORRO DO CHAPÉU II	2021	1,0	1,0	3919,35	3.919,35	3.919,35	348,15	2.000,67
MIM - 230 kV // SE IRECÊ	2021	1,0	1,0	309,34	309,34	309,34	27,48	157,91
MIM - 230 kV // SE MORRO DO CHAPÉU II	2021	1,0	1,0	309,34	309,34	309,34	27,48	157,91
MIG-A // SE IRECÊ	2021	1,0	1,0	1432,19	1.432,19	1.432,19	127,22	731,07
MIG-A // SE MORRO DO CHAPÉU II	2021	1,0	1,0	1432,19	1.432,19	1.432,19	127,22	731,07

15.3 Perdas das Alternativas

15.3.1 Alternativas no Estado do Sergipe e Nordeste da Bahia

O diferencial de perdas elétricas de cada alternativa, discretizado por ano em cada um dos cenários/patamares de carga é apresentado na Tabela 15-12. Os valores apresentados já consideram o Fator de Perdas de 25%, conforme detalhado no item 5.2.3.

Tabela 15-12 – Δ Perdas Elétricas [MW]

Ano	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
2021	5,7 MW	0 MW	9,4 MW
2022	5,7 MW	0 MW	9,4 MW
2023	5,7 MW	0 MW	9,4 MW
2024	5,7 MW	0 MW	9,4 MW
2025	5,7 MW	0 MW	9,4 MW
2026	5,7 MW	0 MW	9,4 MW
2027	5,7 MW	0 MW	9,4 MW
2028	5,7 MW	0 MW	9,4 MW
2029	5,7 MW	0 MW	9,4 MW
2030	5,7 MW	0 MW	9,4 MW

15.3.2 Alternativas entre as SE Olindina e Sapeaçu

O diferencial de perdas elétricas de cada alternativa, discretizado por ano em cada um dos cenários/patamares de carga é apresentado na Tabela 15-13. Os valores apresentados já consideram o Fator de Perdas de 25%, conforme detalhado no item 6.2.3.

Tabela 15-13 – Δ Perdas Elétricas [MW]

Ano	Alternativa 1	Alternativa 2
2021	0 MW	1,6 MW
2022	0 MW	1,6 MW
2023	0 MW	1,6 MW
2024	0 MW	1,6 MW
2025	0 MW	1,6 MW
2026	0 MW	1,6 MW
2027	0 MW	1,6 MW
2028	0 MW	1,6 MW
2029	0 MW	1,6 MW
2030	0 MW	1,6 MW

15.3.3 Alternativas a na Região Central da Bahia

O diferencial de perdas elétricas de cada alternativa, discretizado por ano em cada um dos cenários/patamares de carga é apresentado na Tabela 15-14. Considerou-se tempo de permanência de 25% em cada cenário, conforme detalhado no item 7.2.

Tabela 15-14 – Δ Perdas Elétricas [MW]

Ano	Alternativa 1				Alternativa 2			
	Cen.1 (100%)	Cen.1 (10%)	Cen.2 (100%)	Cen.2 (10%)	Cen.1 (100%)	Cen.1 (10%)	Cen.2 (100%)	Cen.2 (10%)
2021	0 MW	0 MW	0 MW	0,1 MW	1,4 MW	1,4 MW	0,4 MW	0 MW
2022	0 MW	0 MW	0 MW	0,1 MW	1,4 MW	1,4 MW	0,4 MW	0 MW
2023	0 MW	0 MW	0 MW	0,1 MW	1,4 MW	1,4 MW	0,4 MW	0 MW
2024	0 MW	0 MW	0 MW	0,1 MW	1,4 MW	1,4 MW	0,4 MW	0 MW
2025	0 MW	0 MW	0 MW	0,1 MW	1,4 MW	1,4 MW	0,4 MW	0 MW
2026	0 MW	0 MW	0 MW	0,1 MW	1,4 MW	1,4 MW	0,4 MW	0 MW
2027	0 MW	0 MW	0 MW	0,1 MW	1,4 MW	1,4 MW	0,4 MW	0 MW
2028	0 MW	0 MW	0 MW	0,1 MW	1,4 MW	1,4 MW	0,4 MW	0 MW
2029	0 MW	0 MW	0 MW	0,1 MW	1,4 MW	1,4 MW	0,4 MW	0 MW

15.4 Fichas PET

Empreendimento: LT 500 kV Porto de Sergipe - Olindina C1	Estado: AL/BA
	Data de Necessidade: janeiro/2021
	Prazo de execução: 48 meses

Justificativa:

Reforço necessário para escoamento de geração na Área Sul da Região Nordeste.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

LT 500 kV Porto de Sergipe - Olindina – 4x954 MCM – CS – 180 km	165.406,21
2 EL – 500 kV - DJM	16.803,84
1 IB – 500 kV – DJM	7.912,03
1 Reator de linha - 500 kV – 100 Mvar – (3+1) x 33,33 Mvar – SE Porto de Sergipe	16.123,30
1 Reator de linha - 500 kV – 100 Mvar – (3+1) x 33,33 Mvar – SE Olindina	16.123,30
1 Módulo de infraestrutura de manobra (MIM) - 500 kV - DJM	1.694,29
MIG-A – SE Porto de Sergipe	1.548,61
MIG-A – SE Olindina	1.548,61

Investimentos previstos: 227.160,17

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-006/2016-rev0, “Estudo para Escoamento de Geração na Área Sul da Região Nordeste”
- [2] “Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2014”

Empreendimento: LT 500 kV Olindina – Sapeaçu C1	Estado: BA
	Data de Necessidade: janeiro/2021 Prazo de execução: 48 meses

Justificativa:

Reforço necessário para escoamento de geração na Área Sul da Região Nordeste.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

LT 500 kV Olindina - Sapeaçu- 4x954 MCM – CS – 201 km	184.703,60
2 EL – 500 kV - DJM	16.803,84
1 IB – 500 kV – DJM	7.912,03
1 Reator de linha - 500 kV – 100 Mvar – (3+1) x 33,33 Mvar – SE Sapeaçu	16.123,30
1 Reator de linha - 500 kV – 100 Mvar – (3+1) x 33,33 Mvar – SE Olindina	16.123,30
1 Módulo de infraestrutura de manobra (MIM) - 500 kV - DJM	1.694,29
MIG-A – SE Sapeaçu	1.548,61
MIG-A – SE Olindina	1.548,61

Investimentos previstos: 246.457,56

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-006/2016-rev0, “Estudo para Escoamento de Geração na Área Sul da Região Nordeste”
- [2] “Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2014”

Empreendimento: LT 230 kV Morro do Chapéu II – Irecê (C2 e C3)	Estado: BA
	Data de Necessidade: janeiro/2021 Prazo de execução: 36 meses

Justificativa:

Reforço necessário para escoamento de geração na Área Sul da Região Nordeste.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

LT 230 kV Morro do Chapéu II – Irecê – 2x954 MCM – CD (C2 e C3) – 65 km	58.371,30
4 EL – 230 kV – BD4	15.677,38
MIM – 230 kV – SE Irecê	618,68
MIM – 230 kV – SE Morro do Chapéu II	618,68
MIG-A – SE Irecê	1.432,19
MIG-A – SE Morro do Chapéu II	1.432,19

Investimentos previstos: 78.150,43

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-006/2016-rev0, “Estudo para Escoamento de Geração na Área Sul da Região Nordeste”
- [2] “Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2014”

Empreendimento: SE 500 kV Olindina	Estado: BA
	Data de Necessidade: janeiro/2021 Prazo de execução: 36 meses

Justificativa:

Reforço necessário para controle de tensão na Área Sul da Região Nordeste.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

1 CRB – 500 kV - DJM	6.963,18
1 Reator de barra - 500 kV – 150 Mvar – (3+1) x 50Mvar	18.502,40

Investimentos previstos: 25.465,58

Situação atual:

Observações: A conexão para reator de barra deverá compartilhar a interligação de barras referente à LT 500 kV Xingó – Olindina ou à LT 500 kV Olindina - Sapeaçu

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-006/2016-rev0, “Estudo para Escoamento de Geração na Área Sul da Região Nordeste”
- [2] “Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2014”

Empreendimento:

SE 500 kV Bom Jesus da Lapa II

Estado: BA

Data de Necessidade: janeiro/2021

Prazo de execução: 36 meses

Justificativa:

Reforço necessário para controle de tensão na Área Sul da Região Nordeste.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

1 Módulo de infraestrutura de manobra (MIM) - 500 kV - DJM	1.694,29
1 Reator de barra - 500 kV – 150 Mvar – (3) x 50Mvar	13.876,80
1 CRB – 500 kV - DJM	6.963,18
1 IB – 500 kV – DJM	7.912,03

Investimentos previstos: 30.446,30

Situação atual:

Observações: Em consulta à viabilidade de expansão da subestação, a TAESA informou a necessidade de recomendação de interligação de barra adicional caso o 2º e o 3º reatores de barra não sejam instalados juntos.

No entanto, em [15] a EPE sugere ao MME e à Aneel que seja avaliada a possibilidade de considerar o equipamento indicado nesta Ficha (3º reator de barra) no mesmo lote em que for licitado o 2º reator (indicado em [13]).

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-006/2016-rev0, "Estudo para Escoamento de Geração na Área Sul da Região Nordeste"
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2014"

Empreendimento:

SE 500 kV Morro do Chapéu II

Estado: BA

Data de Necessidade: janeiro/2021

Prazo de execução: 36 meses

Justificativa:

Reforço necessário para controle de tensão na Área Sul da Região Nordeste.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

1 Módulo de infraestrutura de manobra (MIM) - 500 kV - DJM	1.694,29
1 Reator de barra - 500 kV – 150 Mvar – (3+1) x 50Mvar	18.502,40
1 CRB – 500 kV - DJM	6.963,18
1 IB – 500 kV – DJM	7.912,03

Investimentos previstos: 35.071,90

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-006/2016-rev0, "Estudo para Escoamento de Geração na Área Sul da Região Nordeste"
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2014"

Empreendimento:

SE 500 kV Ourolândia II

Estado: BA

Data de Necessidade: janeiro/2021

Prazo de execução: 36 meses

Justificativa:

Reforço necessário para controle de tensão na Área Sul da Região Nordeste.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

1 Módulo de infraestrutura de manobra (MIM) - 500 kV - DJM	1.694,29
1 Reator de barra - 500 kV – 100 Mvar – (3) x 33,33 Mvar	12.096,42
1 CRB – 500 kV - DJM	6.963,18
1 IB – 500 kV – DJM	7.912,03

Investimentos previstos: 28.665,93

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-006/2016-rev0, "Estudo para Escoamento de Geração na Área Sul da Região Nordeste"
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2014"

Empreendimento:

SE 500 kV Igaporã III

Estado: BA

Data de Necessidade: janeiro/2021

Prazo de execução: 36 meses

Justificativa:

Reforço necessário para controle de tensão na Área Sul da Região Nordeste.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

1 Módulo de infraestrutura de manobra (MIM) - 500 kV - DJM	1.694,29
1 Reator de barra - 500 kV – 150 Mvar – (3) x 50 Mvar	13.876,80
1 CRB – 500 kV - DJM	6.963,18
1 IB – 500 kV – DJM	7.912,03

Investimentos previstos: 30.446,30

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-006/2016-rev0, "Estudo para Escoamento de Geração na Área Sul da Região Nordeste"
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2014"

15.5 Ficha PELP

Empreendimento: LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Gilbués II C1	Estado: PI
	Data de Necessidade: janeiro/2025 Prazo de execução: 48 meses

Justificativa:

Reforço necessário para escoamento do potencial eólico da Área Leste da Região Nordeste.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Gilbués II – 6x795 MCM – CS – 257 km	283.395,97
2 EL – 500 kV - DJM	16.803,84
1 IB – 500 kV – DJM	7.912,03
1 Reator de linha - 500 kV – 200 Mvar – (3+1) x 66,66 Mvar – SE Ribeiro Gonçalves	32.246,60
1 Reator de linha - 500 kV – 200 Mvar – (3+1) x 66,66 Mvar – SE Gilbués II	32.246,60
1 Módulos de infraestrutura de manobra (MIM) - 500 kV - DJM	1.694,29

Investimentos previstos: 374.299,33

Situação atual:

Observações: Obra postergada de 2019 para 2025.

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-006/2016-rev0, "Estudo para Escoamento de Geração na Área Sul da Região Nordeste"
- [2] EPE-DEE-RE-147/2014-rev3, "Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Área Leste da Região Nordeste"
- [3] "Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2014"

15.6 Tabelas de Comparação R1 x R2

15.6.1 LT 500 kV Porto de Sergipe - Olindina C1

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2 <i>Empreendimento: LT 500 kV Porto de Sergipe - Olindina C1</i>			
Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R2	Justificativas em Caso de Alterações no R2
Comprimento do circuito (km)	180		
Condutor utilizado (tipo e número por fase)	Rail – 4x954 MCM		
Capacidade operativa de longa duração (A)	3000		
Capacidade operativa de curta duração (A)	3700		
Resistência de sequência positiva, 60 Hz, (Ω/km)	0,0170		
Reatância, 60 Hz (Ω/km)	0,2685		
Susceptância, 60 Hz (nF/km)	16,452		
Cenário utilizado no cálculo do equivalente de rede	---		
Fluxo máximo na linha considerado no estudo (MVA)	1000 - normal 1480 - emergência		
OBSERVAÇÕES			

15.6.2 LT 500 kV Olindina – Sapeaçu C1

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2 <i>Empreendimento: LT 500 kV Olindina – Sapeaçu C1</i>			
Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R2	Justificativas em Caso de Alterações no R2
Comprimento do circuito (km)	201		
Condutor utilizado (tipo e número por fase)	Rail – 4x954 MCM		
Capacidade operativa de longa duração (A)	3000		
Capacidade operativa de curta duração (A)	3700		
Resistência de sequência positiva, 60 Hz, (Ω/km)	0,0170		
Reatância, 60 Hz (Ω/km)	0,2685		
Susceptância, 60 Hz (nF/km)	16,452		
Cenário utilizado no cálculo do equivalente de rede	---		
Fluxo máximo na linha considerado no estudo (MVA)	1300 - normal 1540 - emergência		
OBSERVAÇÕES			

15.6.3 LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II C2 e C3

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2			
<i>Empreendimento: LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II C2 e C3</i>			
Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R2	Justificativas em Caso de Alterações no R2
Comprimento do circuito (km)	65		
Condutor utilizado (tipo e número por fase)	Rail – 2x954 MCM		
Capacidade operativa de longa duração (A)	1570		
Capacidade operativa de curta duração (A)	1960		
Resistência de sequência positiva, 60 Hz, (Ω/km)	0,0358		
Reatância, 60 Hz (Ω/km)	0,3354		
Susceptância, 60 Hz (nF/km)	13,214		
Cenário utilizado no cálculo do equivalente de rede	---		
Fluxo máximo na linha considerado no estudo (MVA)	200 - normal 300 - emergência		
OBSERVAÇÕES			

15.7 Nota Técnica DEA 23/16 – Análise Socioambiental

Série
MEIO AMBIENTE: TRANSMISSÃO

NOTA TÉCNICA DEA 23/16

Análise socioambiental
do estudo para escoamento
de geração na
Área Sul da Região Nordeste
(Relatório R1)

Rio de Janeiro
Junho de 2016



Governo Federal

Ministério de Minas e Energia



Série
MEIO AMBIENTE: TRANSMISSÃO

NOTA TÉCNICA DEA 23/16
Análise socioambiental
do estudo para escoamento
de geração na
Área Sul da Região
Nordeste
(Relatório R1)

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

Presidente

Maurício Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Ricardo Gorini de Oliveira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amílcar Guerreiro Guerreiro

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível

Gelson Baptista Serva

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim
Ricardo Gorini de Oliveira

Coordenação Executiva

Isaura Maria Ferreira Frega

Equipe Técnica

Bernardo Regis Guimarães de Oliveira
Daniel Filipe Silva
Kátia Gisele Matosinho (coordenação técnica)
Leonardo de Sousa Lopes
Valentine Jahnel

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

Sede

SCN – Quadra 1 – Bloco C Nº 85 – Salas 1712/1714
Edifício Brasília Trade Center
70711-902 - Brasília – DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, nº 01 – 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Rio de Janeiro
Junho de 2016

Série
MEIO AMBIENTE: TRANSMISSÃO

NOTA TÉCNICA DEA 23/16
Análise socioambiental
do estudo para escoamento
de geração na
Área Sul da Região Nordeste
(Relatório R1)

SUMÁRIO

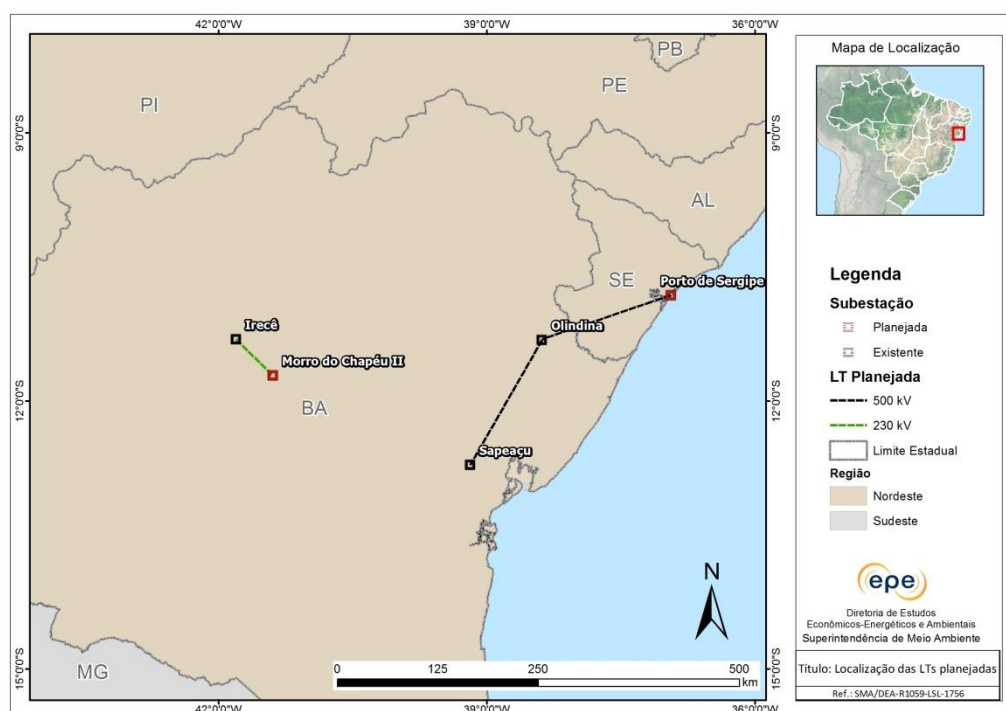
SIGLÁRIO	2
1 INTRODUÇÃO	3
2 PROCEDIMENTOS ADOTADOS	5
2.1. PROCEDIMENTOS PARA LOCALIZAÇÃO DOS CORREDORES DE LINHAS DE TRANSMISSÃO	5
2.2. BASE DE DADOS UTILIZADA	6
3 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL	7
3.1 LOCALIZAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES	7
3.2 DESCRIÇÃO DOS CORREDORES	8
3.2.1 Corredor SE Irecê - SE Morro do Chapéu II C2 e C3	8
3.2.2 Corredor SE Porto de Sergipe - SE Olindina	14
3.2.3 Corredor SE Olindina - SE Sapeaçu	26
4 RECOMENDAÇÕES GERAIS	46
4.1 MATA ATLÂNTICA	46
4.2 POTENCIAL DE OCORRÊNCIA DE CAVERNAS	47
4.3 ASPECTOS FUNDIÁRIOS	48
4.4 REGIÕES PETROLÍFERAS	48
5 CONCLUSÃO	50
6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	51
7 APÊNDICES	56

SIGLÁRIO

Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
APA	Área de Proteção Ambiental
APCB	Área Prioritária para Conservação da Biodiversidade
Cecav	Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas
Conama	Conselho Nacional do Meio Ambiente
DNPM	Departamento Nacional de Produção Mineral
Eletrobras	Centrais Elétricas Brasileiras SA
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FCA	Ferrovia Centro-Atlântica SA
FCP	Fundação Cultural Palmares
Funai	Fundação Nacional do Índio
Ibama	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
Inpe	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
ICMBio	Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade
Iphan	Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional
Incra	Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária
LT	Linha de Transmissão
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MONA	Monumento Natural
NT	Nota Técnica
PA	Projeto de Assentamento Rural
PI	Proteção Integral
RPPN	Reserva Particular do Patrimônio Natural
SE	Subestação
SIG	Sistema de Informação Geográfica
SIN	Sistema Interligado Nacional
STE	Superintendência de Transmissão de Energia da EPE
TI	Terra Indígena
TQ	Território Quilombola
UC	Unidade de Conservação
US	Uso Sustentável
UTE	Usina Termelétrica

1 INTRODUÇÃO

Os estudos de planejamento da rede básica identificaram a necessidade de obras de reforço para o escoamento de geração na área sul da região Nordeste. Nesse contexto, a EPE, por meio da Superintendência de Transmissão de Energia (STE) analisou as alternativas de transmissão, e recomendou a implantação de uma linha de transmissão (LT) de 230 kV e duas de 500 kV conforme indicado na Figura 1.



(Fonte: IBGE, 2009; EPE, 2016)

Figura 1 – Traçado esquemático das Linhas de Transmissão do estudo

Esta Nota Técnica (NT) apresenta a análise dos aspectos socioambientais do conjunto de interligações que constituem a alternativa de transmissão selecionada para atendimento à área sul da Região Nordeste. Foram delineados corredores para novas linhas de transmissão, os quais serão estudados de forma mais detalhada quando da elaboração do Relatório R3. Este relatório descreve os fatores socioambientais mais relevantes, conforme informações obtidas por meio de dados secundários, relacionados aos empreendimentos da alternativa selecionada.

A Tabela 1 a seguir apresenta os empreendimentos planejados e contemplados no presente estudo:

Tabela 1 – Linhas de Transmissão planejadas no estudo

LT planejada	Tensão (kV)	Nº de circuitos	Extensão (km)
SE Irecê – SE Morro do Chapéu II	230	2	65
SE Porto de Sergipe – SE Olindina	500	1	180
SE Olindina – SE Sapeaçu	500	1	201

A estrutura deste relatório contempla: procedimentos utilizados na análise socioambiental (item 2); análises individuais dos corredores de LTs da alternativa selecionada, com as suas respectivas recomendações (item 3); recomendações gerais a todos os empreendimentos (item 4); as conclusões do estudo (item 5); referências bibliográficas (item 6); e, ao final, nos apêndices, as fichas de recomendação para os relatórios R3.

2 PROCEDIMENTOS ADOTADOS

2.1. Procedimentos para localização dos corredores de Linhas de Transmissão

Para definição dos corredores foram utilizadas as imagens de satélite disponíveis no *software* Google Earth Pro e bases cartográficas dos temas mais relevantes do ponto de vista socioambiental.

Primeiramente, foi confirmada a localização da subestação (SE) de Morro do Chapéu II, planejada em estudo anterior, e que se encontra em processo de implantação, e da SE Porto de Sergipe, vinculada à UTE Porto de Sergipe. A partir de então, foram traçados corredores com largura de 10 a 20 km para as interligações entre as subestações. Essas informações foram tratadas em ambiente de Sistema de Informação Geográfica (SIG), utilizando-se o *software* ArcGIS 10.3.

Ao traçar os corredores, procurou-se desviá-los das áreas com maior sensibilidade socioambiental, como Unidades de Conservação (UC), Territórios Quilombolas (TQ), áreas de exploração de petróleo, áreas com vegetação nativa, cavernas, Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade (APCB), Projetos de Assentamentos Rurais (PA) e áreas urbanas. Além disso, buscou-se proximidade com rodovias, visando reduzir a abertura de vias de acesso, e o paralelismo com LTs existentes, evitando, entretanto, o cruzamento de linhas, pois isto pode reduzir o impacto socioambiental de uma nova LT.

Cada corredor é descrito conforme a sequência de seu percurso, apontando suas principais características socioambientais. Posteriormente, é apresentado o mapa de infraestrutura do corredor, com os principais núcleos urbanos, malha viária e ferroviária, aeródromos, aeroportos, gasodutos, oleodutos e LTs existentes. Em seguida, são apresentadas figuras com indicação dos temas relevantes das áreas estudadas, elaboradas a partir de imagens de satélite disponíveis no Google Earth Pro. Ao final, é apresentado o mapa de áreas de interesse socioambiental (que engloba UC, TI, APCB, PA, TQ e cavernas) e, em seguida, são apresentadas as recomendações para o Relatório R3.

2.2. Base de Dados utilizada

Para delimitação dos corredores e elaboração das figuras e tabelas, foram consultadas e/ou utilizadas informações das seguintes bases de dados:

- Advanced Spaceborne Thermal Emission and Reflection Radiometer – Aster (USGS, 2012);
- Base Cartográfica Integrada do Brasil ao Milionésimo Digital, incluindo hidrografia divisão territorial e sistema viário (IBGE, 2009);
- Mapeamento da Cobertura Vegetal e Uso do Solo dos Biomas Brasileiros (MMA, 2007a);
- Mapa das Áreas Prioritárias para a Conservação, Uso Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira (MMA, 2007b);
- Mapa de Ocorrência de Cavernas (Cecav, 2016);
- Mapa de Processos Minerários (DNPM, 2016);
- Mapa de Projetos de Assentamento (Incra, 2016a);
- Mapa de Reserva Particular do Patrimônio Natural (ICMBio, 2016);
- Mapa de Terras Indígenas (Funai, 2016);
- Mapa de Territórios Quilombolas (Incra, 2016);
- Mapa de Unidades de Conservação Federais e Estaduais (MMA, 2016; Eletrobras, 2011);
- Mapa dos Remanescentes Florestais da Mata Atlântica (Fundação SOS Mata Atlântica e Inpe, 2014);
- Mapa da Área de Aplicação da Lei nº 11.428/2006 - Lei da Mata Atlântica (IBGE, 2006);
- Traçado georreferenciado de linhas de transmissão existentes e subestações (SMA/EPE, 2016);
- Banco de Dados de Exploração e Produção (ANP, 2015).

3 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

A área em estudo localiza-se no sul da Região Nordeste, e abrange os estados da Bahia e Sergipe numa região situada nos biomas Caatinga e Mata Atlântica. Na porção leste, o relevo é caracterizado por áreas planas e baixas próximas ao litoral, onde estão localizadas as grandes áreas urbanas da região de estudo, enquanto a porção oeste, possui maiores altitudes e relevo mais acidentado.

A região de estudo engloba algumas sedes municipais, dentre elas duas capitais de estado, Salvador e Aracaju, e várias áreas com restrições socioambientais como UCs, PAs, TIs, TQs. Destaca-se que parte da área de estudo encontra-se inserida no polígono de aplicação da Lei nº 11.428/06, conhecida como Lei da Mata Atlântica, que protege os remanescentes de vegetação nativa componentes desse bioma.

A seguir apresenta-se a localização das subestações e a descrição dos corredores propostos para as interligações que compõem a alternativa de transmissão selecionada.

3.1 Localização das subestações

O presente estudo envolve cinco subestações, que compõem a alternativa selecionada, sendo três existentes e duas planejadas. A Tabela 2 apresenta as coordenadas das subestações que compõem o estudo.

Tabela 2 - Coordenadas das subestações

Subestação	Situação	Coordenadas		Município
		Latitude	Longitude	
Irecê	Existente	11°18'31"S	41°48'26"O	Irecê
Morro do Chapéu II	Planejada (em construção)	11°42'51"S	41°23'46"O	Cafarnaum
Porto de Sergipe	Planejada	10°48'59"S	36°56'29"O	Barra dos Coqueiros
Olindina	Existente	11°19'01"S	38°22'59"O	Olindina
Sapeaçu	Existente	12°43'02"S	39°11'07"O	Sapeaçu

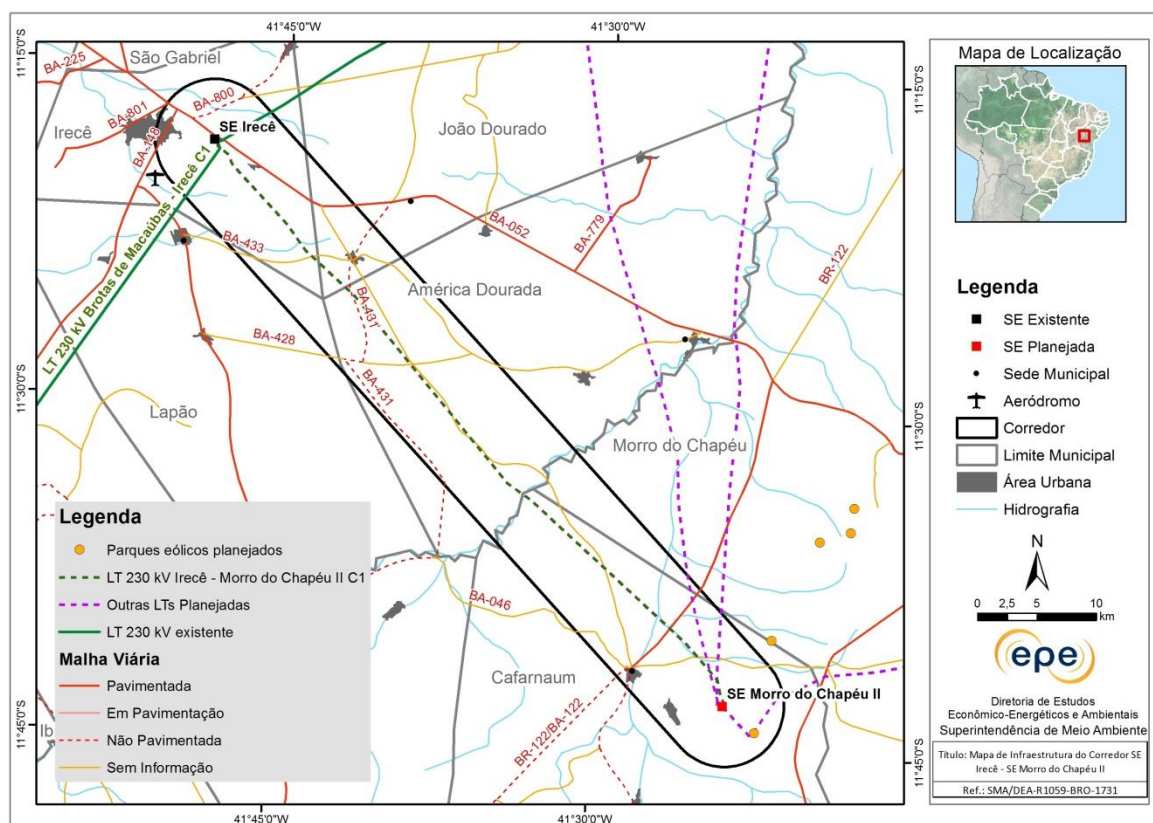
Este estudo contempla duas subestações planejadas. A SE Morro do Chapéu II foi planejada em um estudo anterior, e encontra-se atualmente em fase de implantação, e apenas confirmou-se sua localização. A SE Porto de Sergipe é a subestação da Usina Termelétrica Porto de Sergipe, de uso exclusivo do empreendedor, encontra-se em fase de implantação, tendo sido sua localização informada pela STE.

3.2 Descrição dos Corredores

Os itens seguintes apresentam a descrição dos corredores em estudo referentes às LTs que compõem a alternativa selecionada, para os quais foram elaborados mapas e figuras com as principais características socioambientais. Para definição dos traçados foram adotados os procedimentos destacados no item 2 desta Nota Técnica.

3.2.1 Corredor SE Irecê – SE Morro do Chapéu II C2 e C3

O corredor SE Irecê – SE Morro do Chapéu II, com 10 km de largura e eixo de aproximadamente 65 km de extensão, está inserido no estado da Bahia. O corredor não possui inflexões e segue em paralelo ao primeiro circuito da LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II que encontra-se em fase de implantação (Figura 2).



(Fonte: MMA, 2007b; IBGE, 2009; EPE, 2016; Aneel, 2016)

Figura 2 – Infraestrutura e municípios no corredor SE Irecê - SE Morro do Chapéu II

As coordenadas das subestações do corredor SE Irecê – SE Morro do Chapéu II são apresentadas na Tabela 3. Essa interligação está prevista para operar a uma tensão de 230 kV em circuito duplo.

Tabela 3- Coordenadas das subestações do corredor SE Irecê – SE Morro do Chapéu II

Subestação	Status	Coordenadas		Município	UF
		Latitude	Longitude		
Irecê	Existente	11°18'31"S	41°48'26"O	Irecê	BA
Morro do Chapéu II	Planejada (Em construção)	11°42'51"S	41°23'46"O	Cafarnaum	BA

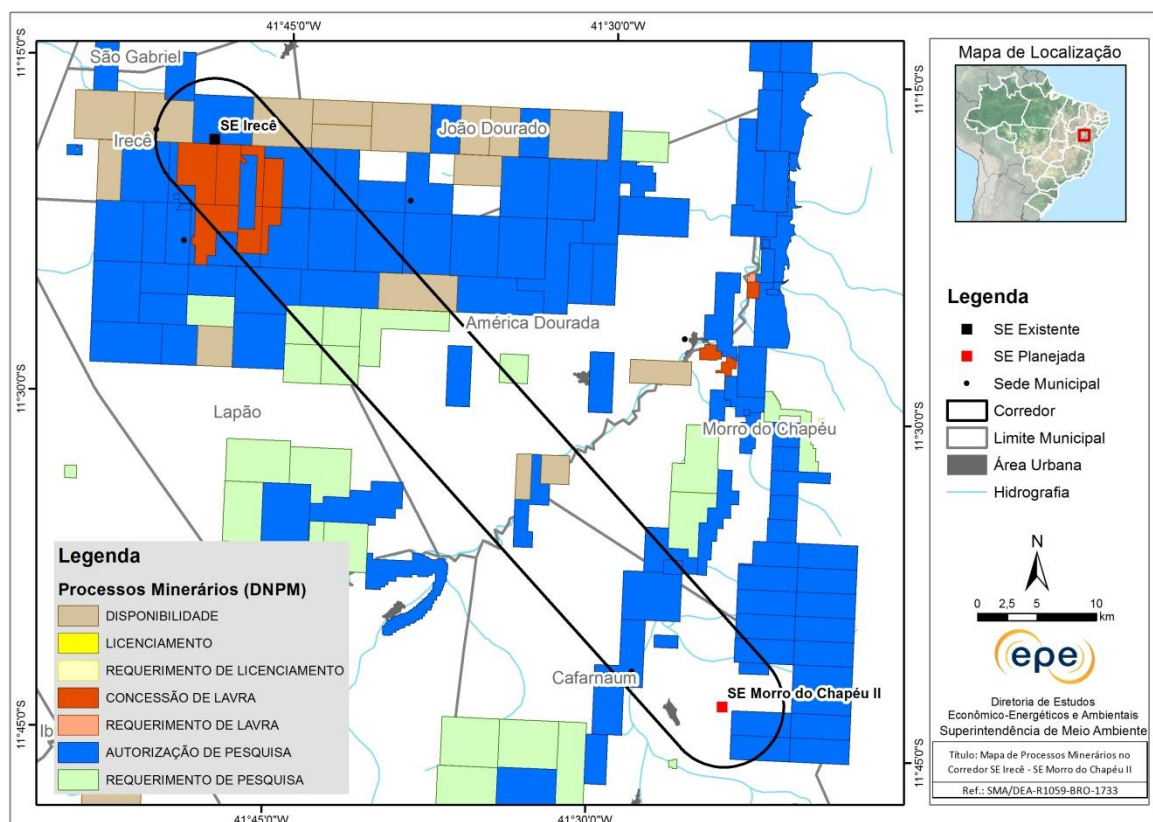
O corredor abrange parcialmente seis municípios das mesorregiões Irecê e Jacobina (Tabela 4). Ressalta-se que todas as áreas urbanas e localidades sobrepostas pelo corredor poderão ser desviadas pelo traçado da futura LT.

Tabela 4 - Municípios atravessados pelo corredor SE Irecê – SE Morro do Chapéu II

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
BA	Centro Norte Baiano	Irecê	América Dourada
			Cafarnaum
			Irecê
			João Dourado
			Lapão
			Jacobina
			Morro do Chapéu

A SE Irecê localiza-se no município homônimo, às margens da rodovia BA-052. Partindo da subestação no sentido sudeste, o corredor se sobrepõe à Fazenda Nova Canaã, do projeto beneficente de mesmo nome, e atravessa extensas áreas rurais do município. Após cruzar a rodovia BA-433, o corredor transpõe uma área cujo uso do solo é caracterizado por pastagens e agricultura com a utilização de pivôs centrais de irrigação. Os pivôs centrais estão concentrados na primeira metade do corredor e ocupam áreas nos municípios de Irecê, Lapão, João Dourado e América Dourada. Os principais produtos agrícolas desses municípios são milho, feijão e mamona (IBGE, 2006b).

Nesse trecho inicial o corredor se sobrepõe a aproximadamente trinta processos minerários, com destaque para oito deles que estão em fase de concessão de lavra, com exploração de fostafo, zinco e calcário, conforme apresentado na Figura 3. No trecho final, existem apenas alguns processos na fase de autorização de pesquisa, totalizando quarenta e sete processos minerários sobrepostos pelo corredor, segundo o Departamento Nacional de Pesquisas Minerais (DNPM). Cabe ressaltar que houve necessidade de alteração na declaração de utilidade pública da faixa de servidão do primeiro circuito da LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II, devido ao desvio de áreas de lavra, existentes nas proximidades da SE Irecê (Figura 3).



(Fonte: IBGE, 2009; DNPM, 2016)

Figura 3 – Processos minerários no corredor SE Irecê - SE Morro do Chapéu II

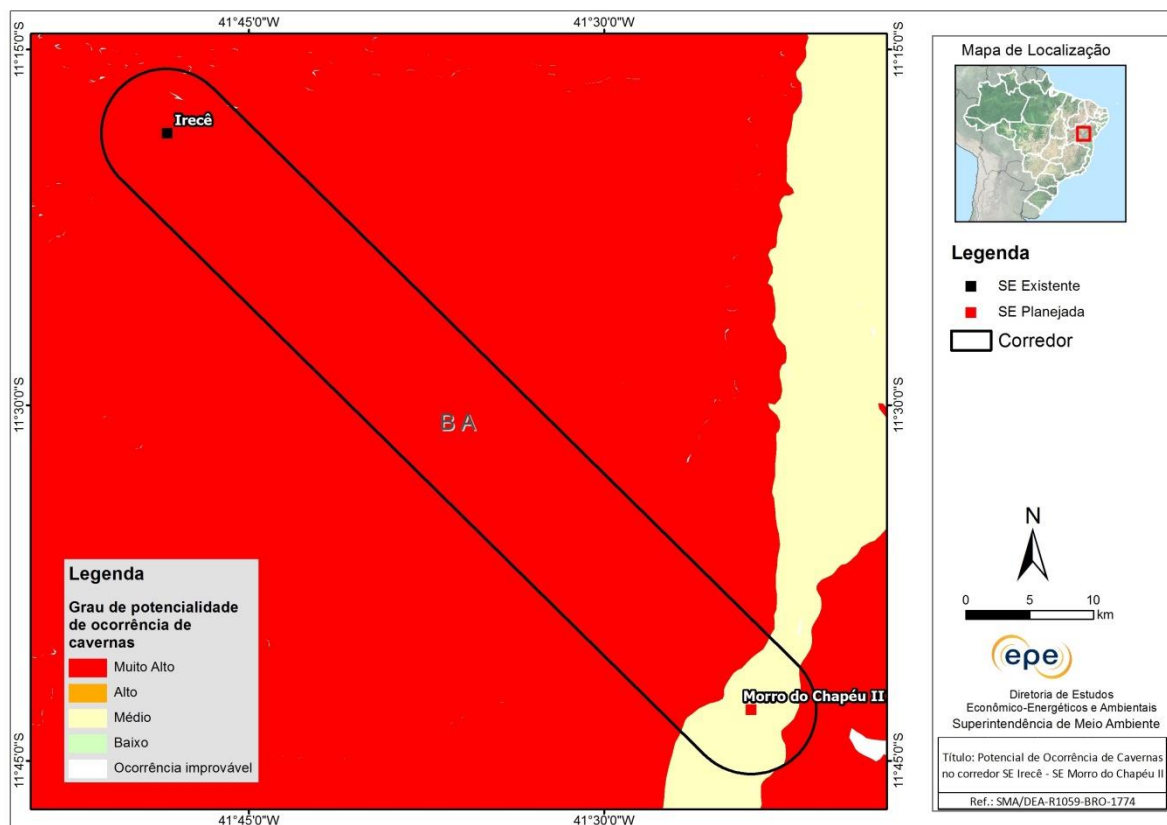
Na segunda metade, o corredor sai do município de América Dourada e, após cruzar o Rio Jacaré, adentra os municípios de Morro do Chapéu e Cafarnaum. Em Morro do Chapéu existem vários registros de sítios arqueológicos, um deles encontra-se sobreposto pelo corredor. Nesse mesmo município existem alguns parques eólicos planejados, porém o traçado da futura LT não deve interferir diretamente nessas áreas.

No trecho final, antes de chegar à SE Morro do Chapéu II, o corredor cruza a rodovia BR-122 e se sobrepõe à APCB Região Morro do Chapéu, cuja importância é classificada como extremamente alta e sua ação prioritária é de formação de mosaico/corredor.

O relevo ao longo do corredor é majoritariamente plano apresentando suaves declividades e pequenas variações altimétricas compreendidas entre 650 e 850 metros de altitude.

De acordo com o mapeamento geomorfológico disponível no GEOBAHIA, o corredor atravessa apenas uma unidade geomorfológica, os Planaltos Kársticos. Essa unidade é composta de formas cársticas geralmente cobertas de materiais argilosos e resíduos das rochas calcárias sobre planaltos ou em depressões. Relevos cársticos possuem um potencial de existência de cavernas mais elevado. Tal característica pode ser observada no município de Lapão, onde existem cinco cavernas mapeadas pelo Cecav.

Conforme o mapa de potencialidade de ocorrência de cavernas no Brasil, na escala 1:2.500.000, (Cecav, 2016a) o corredor sobrepõe áreas classificadas com um grau de potencialidade muito alto (Figura 4).



(Fonte: CECAV, 2016; EPE, 2106)

Figura 4 - Potencial de ocorrência de cavernas no Corredor SE Irecê - SE Morro do Chapéu II

O corredor se localiza no bioma Caatinga, abrangendo áreas utilizadas para agropecuária e agricultura com pequenas áreas de vegetação nativa do tipo Savana-Estépica Arborizada. Nos limites do corredor podem ser encontradas pequenas áreas urbanas e distritos, tais como Gameleira dos Crentes (João Dourado), Belo Campo e Zabelê (América Dourada), e o distrito sede do município de Cafarnaum.

O apoio rodoviário no corredor se dá, na primeira metade, pelas rodovias BA-052, BA-433 e BA-431 e, no trecho final, pela rodovia BR-122. Existem também algumas estradas vicinais e de serviços ao longo de todo o corredor.

Áreas com restrição legal e Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade

De acordo com a base de dados consultada, na área do corredor não há registro de caverna, terra indígena, assentamento rural do Incra e unidade de conservação.

Existem 48 comunidades remanescentes de quilombo certificadas situadas em municípios atravessados pelo corredor SE Irecê – SE Morro do Chapéu II, conforme dados consultados

no site da FCP. Nenhuma dessas comunidades consta da base de dados geográficos consultada. A Tabela 5 apresenta os municípios onde se localizam estas comunidades. Será necessário o contato com a Fundação Cultural Palmares quando da elaboração do Relatório R3, para obter sua localização exata, visando desviar o traçado da futura LT.

Tabela 5 - Municípios com Terras Quilombolas atravessados pelo corredor SE Irecê - SE Morro do Chapéu II

UF	Município	Comunidades Quilombolas Certificadas
BA	América Dourada	12
	João Dourado	16
	Lapão	14
	Morro do Chapéu	6

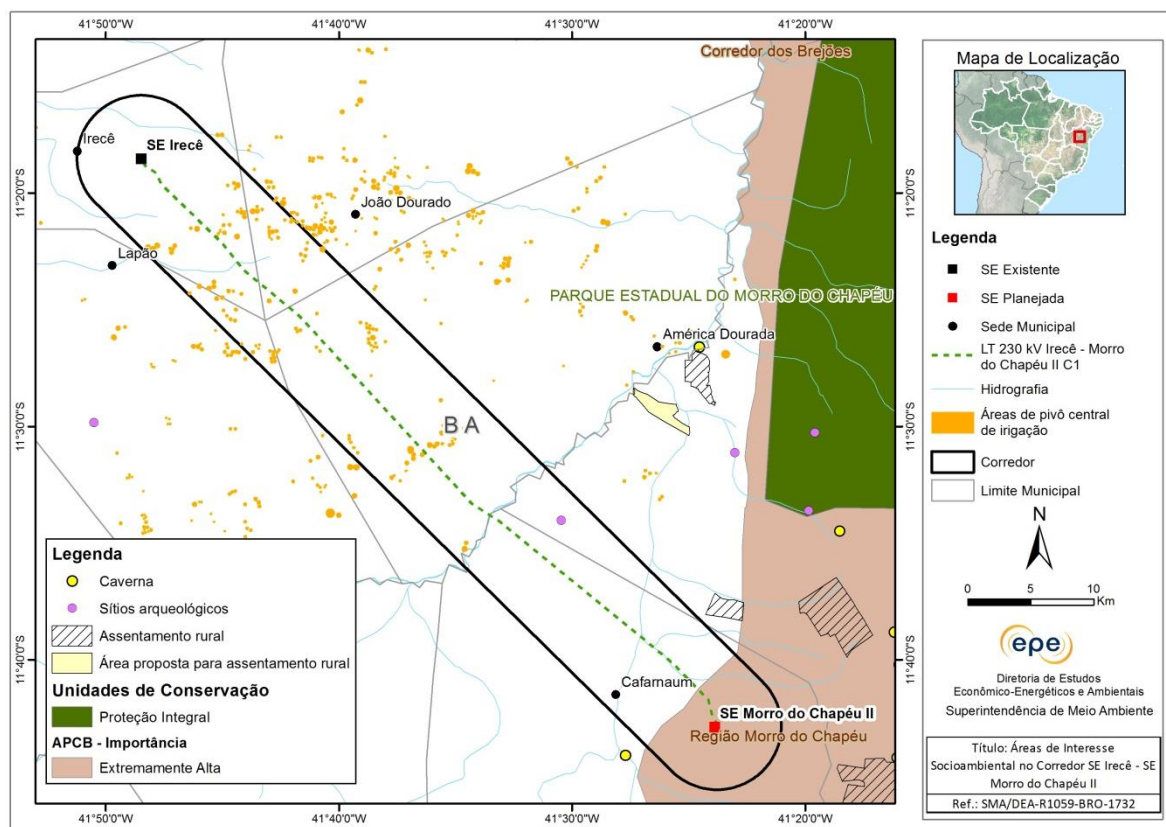
De acordo com a Superintendência de Estudos Econômicos e Sociais da Bahia (SEI), o corredor abrange um sítio arqueológico (arte rupestre) localizado no município de Morro do Chapéu. Existem ainda outros 51 sítios cadastrados pelo Iphan (IPHAN, 2015a)¹ em municípios atravessados pelo corredor, mas sem informações sobre sua localização. A Tabela 6 apresenta o número de sítios por município, e na Figura 5 é possível visualizar a localização dos sítios existentes no cadastro da SEI.

Tabela 6 - Municípios com sítios arqueológicos atravessados pelo corredor SE Irecê - SE Morro do Chapéu II

UF	Município	Sítios arqueológicos
BA	Cafarnaum	2
	Irecê	1
	Lapão	1
	Morro do Chapéu	47

A Figura 5 resume os principais temas de interesse socioambiental que possuem interface direta com o corredor SE Irecê – SE Morro do Chapéu II.

¹ Devido à ausência de informações sobre a localização dos sítios arqueológicos cadastrados pelo Iphan, esses não foram indicados no mapa de áreas de interesse socioambiental no corredor.



(Fonte: MMA, 2007b; Eletrobrás, 2011; SEI, 2011; IBGE, 2009; Cecav, 2016; Cecav, 2016a; Incra, 2016; MMA, 2016)

Figura 5 – Áreas de interesse socioambiental no corredor SE Irecê – SE Morro do Chapéu II

Recomendações para o Relatório R3

Como aspectos de destaque no corredor SE Irecê – SE Morro do Chapéu II, tem-se uma concentração de processos minerários no terço do corredor próximo à SE Irecê, assim como um grande número de pivôs centrais de irrigação. Recomenda-se, para definição da diretriz da linha de transmissão no Relatório R3, que se observem os pontos a seguir, buscando ainda informações contidas nos Relatórios R3 e estudos do licenciamento ambiental do primeiro circuito dessa LT.

- Desviar o traçado da futura LT dos poucos e pequenos remanescentes de vegetação nativa sobrepostos pelo corredor;
- Estudar criteriosamente a travessia nas áreas onde ocorre lavra para extração mineral, nas proximidades da SE Irecê;
- Afastar o traçado da futura LT das áreas urbanas de Gameleira dos Crentes, Belo Campo, Zabelê e Cafarnaum, assim como demais localidades e distritos abrangidos pelo corredor;
- Atentar para a possibilidade de existência de cavernas não mapeadas na área do corredor;

- Desviar o traçado da futura LT do sítio arqueológico registrado no município de Morro do Chapéu, para que a futura LT não tenha qualquer interferência nesse sítio, e buscar a localização exata dos demais sítios cadastrados pelo Iphan, para evitar proximidade com os mesmos, caso se localizem no corredor;
- Estudar criteriosamente a diretriz de LT de forma a desviar dos pivôs centrais de irrigação existentes no corredor;
- Consultar a Fundação Cultural Palmares a respeito da localização exata das comunidades remanescentes de quilombos existentes nos municípios sobrepostos pelo corredor, e desviar de suas áreas de ocupação.

3.2.2 Corredor SE Porto de Sergipe – SE Olindina

O corredor SE Porto de Sergipe – SE Olindina se localiza entre os estados de Sergipe e Bahia. Seu território se divide entre os biomas da Mata Atlântica e Caatinga, com largura de 20 km e eixo com aproximadamente 180 km de extensão (Figura 6).

Os principais motivadores para a escolha do caminamento do corredor apresentado foram: proximidade com rodovias existentes, desvio de áreas com grande densidade de poços de petróleo, da área urbana da Região Metropolitana de Aracaju e do Parque Nacional da Serra de Itabaiana.

As coordenadas das duas subestações são apresentadas na Tabela 7.

Tabela 7 - Coordenadas das subestações do corredor SE Porto de Sergipe – SE Olindina

Subestação	Status	Coordenadas		Município	UF
		Latitude	Longitude		
Porto de Sergipe	Planejada (licitada)	10°48' 59"S	36°56'29"O	Barra dos Coqueiros	SE
Olindina	Existente	11°19'01"S	38°22'59"S	Olindina	BA

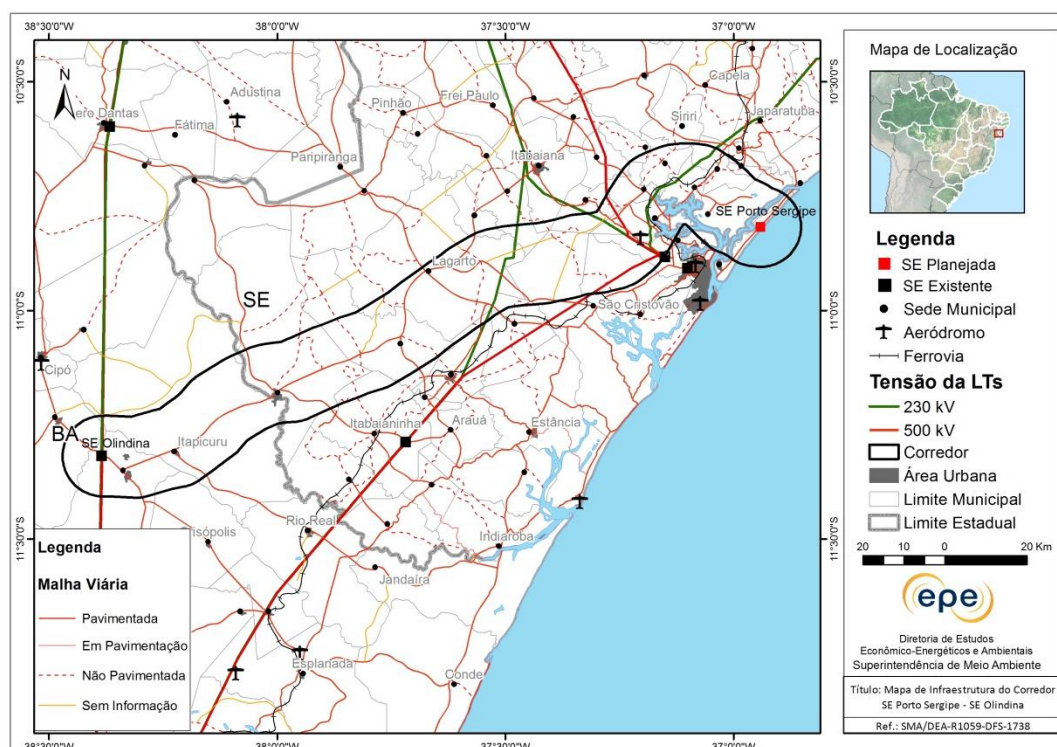


Figura 6 - Infraestrutura e municípios no corredor SE Porto de Sergipe – SE Olindina

Tendo em vista a facilidade de acesso para a implantação da nova linha de transmissão, o eixo do corredor foi traçado tentando ao máximo manter proximidade com as rodovias SE-240, SE-160, SE-170, BR-349 e BR-110.

A LT planejada de 500 kV Porto de Sergipe-Olindina Circuito Simples se inicia na subestação planejada de Porto de Sergipe, localizada nos arredores de Barra dos Coqueiros, próxima ao Terminal Marítimo Inácio Barbosa e ao Parque Eólico Barra dos Coqueiros, na Região Metropolitana de Aracaju, Sergipe. Em seu percurso inicial, o corredor da LT planejada acompanha, no sentido noroeste, a rodovia SE-240, a fim de evitar a passagem por grande área de mangue nas margens do rio Sergipe e afluentes, e a área urbana da Região Metropolitana de Aracaju (Figura 7).

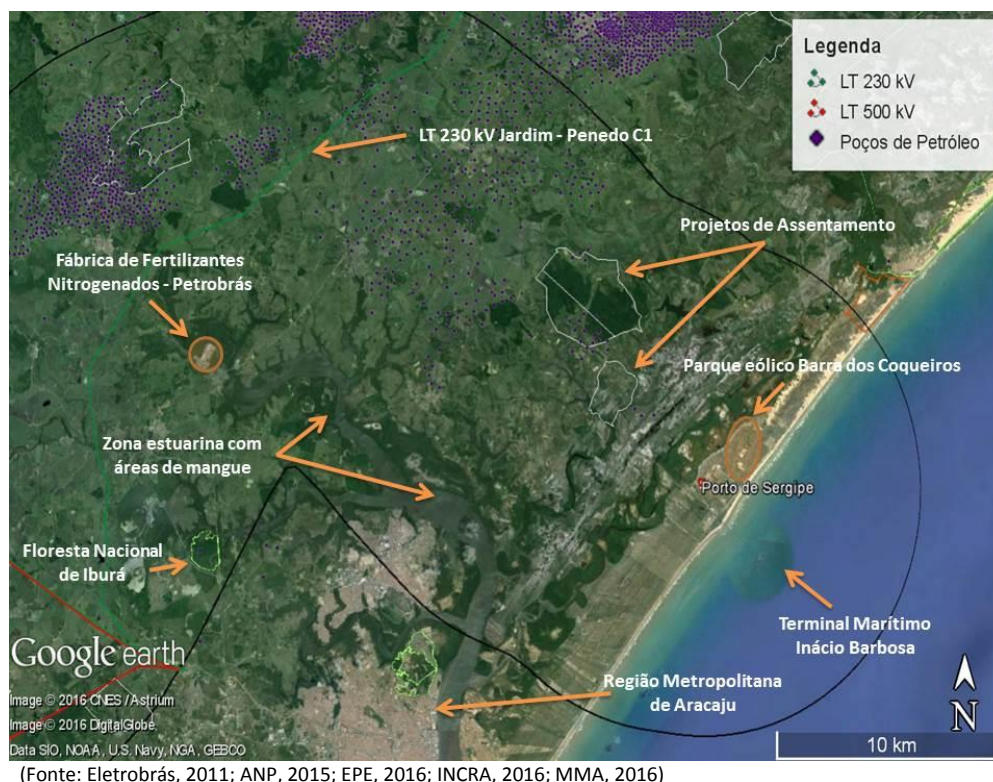


Figura 7 – Trecho inicial do corredor SE Porto de Sergipe – SE Olindina

Após aproximadamente 20 km, o eixo sofre uma suave inflexão no sentido sudoeste para evitar uma grande área com alta concentração de poços de exploração de petróleo e gás. No município de Maruim/SE, o corredor acompanha a LT 230 kV Jardim-Penedo por aproximadamente 10 km. Há um desvio no sentido sul-sudoeste para evitar a área do Parque Nacional da Serra de Itabaiana. A partir deste ponto passa a acompanhar com maior proximidade a rodovia SE-160. Neste trecho o corredor engloba uma região de cultivo de cana-de-açúcar, já atravessada pela LT acima mencionada, e pelas LT 500 kV Xingó – Jardim e 230 kV Itabaiana – Jardim (Figura 8).

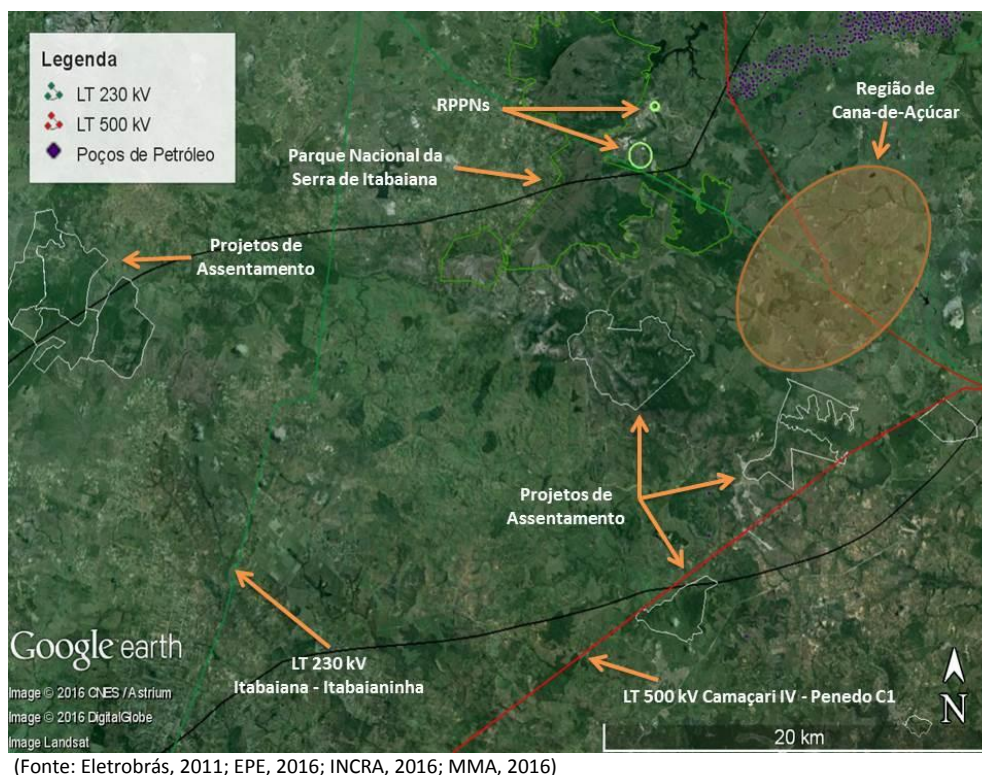


Figura 8 – Trecho intermediário do corredor SE Porto de Sergipe – SE Olindina

Posteriormente, não há grandes mudanças de sentido, apenas alguns desvios para evitar a sede do município de Tobias Barreto/SE e para manutenção da proximidade com as rodovias SE-170 (por aproximadamente 80 km), BR-349 e BR-110 até chegar à SE Olindina (Figura 9).

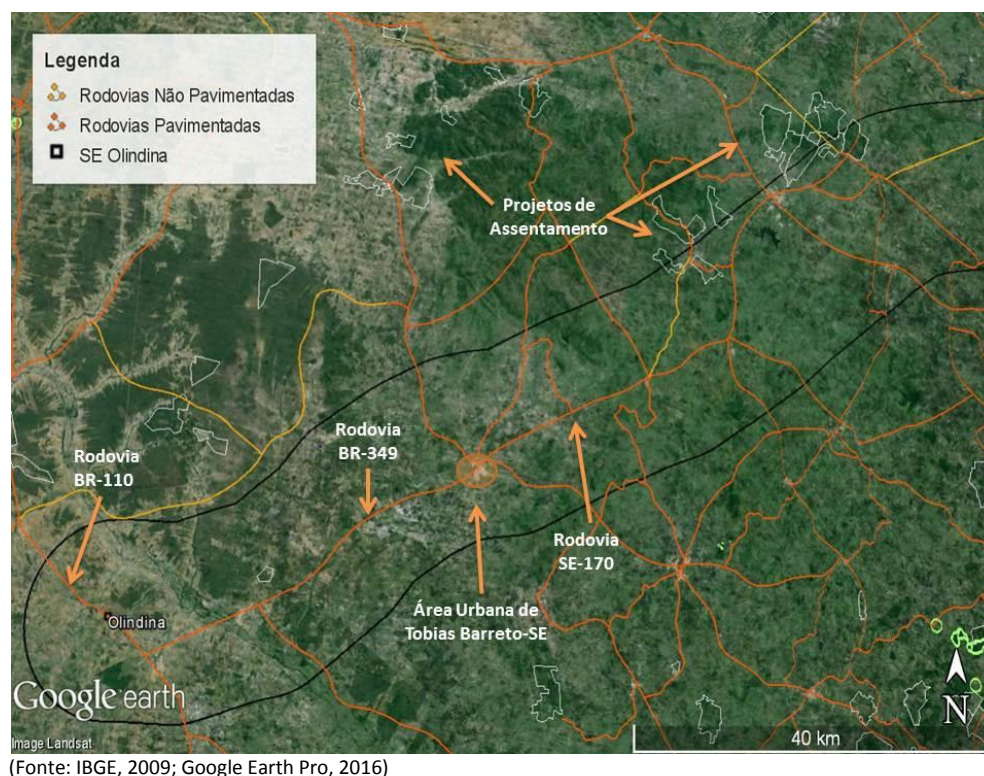


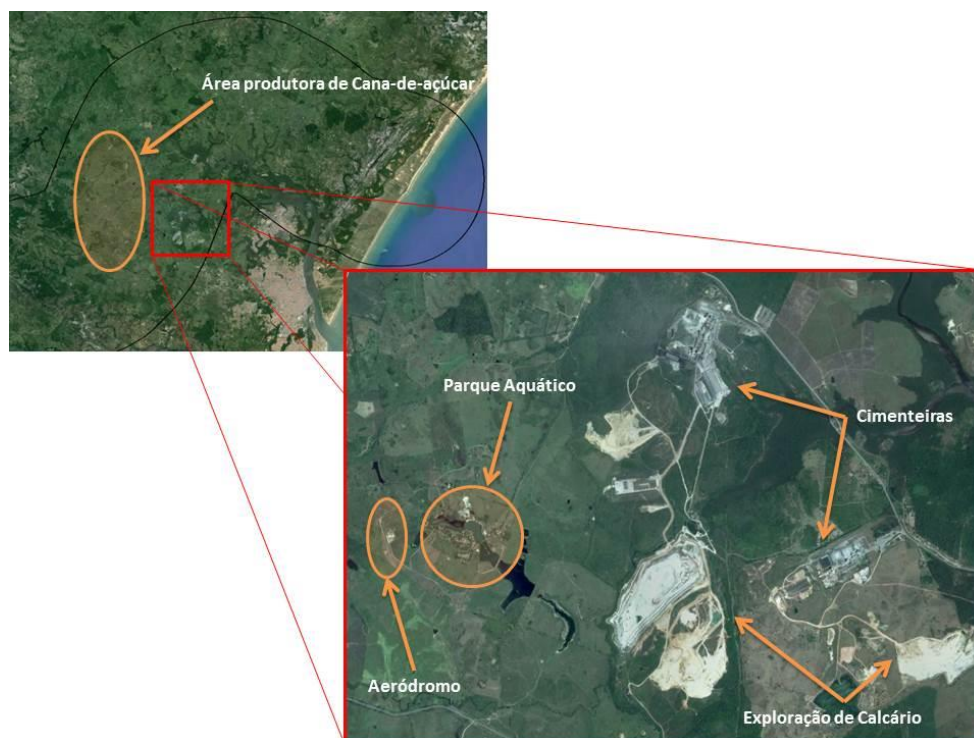
Figura 9 – Trecho final do Corredor SE Porto de Sergipe – SE Olindina

O corredor passa pelo território de trinta municípios, sendo vinte e seis no estado de Sergipe, e quatro na Bahia (Tabela 8).

Tabela 8 - Municípios atravessados pelo corredor SE Porto de Sergipe – SE Olindina

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
SE	Agreste Sergipano	Agreste de Itabaiana	Areia Branca
			Campo do Brito
			Itabaiana
			Malhador
			São Domingos
		Agreste de Lagarto	Lagarto
			Riachão do Dantas
		Tobias Barreto	Tobias Barreto
	Leste Sergipano	Aracaju	Aracaju
			Barra dos Coqueiros
			Nossa Senhora do Socorro
			São Cristóvão
		Baixo Cotinguiba	Carmópolis
			General Maynard
			Laranjeiras
			Maruim
			Riachuelo
			Rosário do Catete
			Santo Amaro das Brotas
		Boquim	Boquim
			Itabaianinha
			Salgado
		Cotinguiba	Divina Pastora
			Santa Rosa de Lima
			Siriri
		Estância	Itaporanga d'Ajuda
BA	Nordeste Baiano	Alagoinhas	Crisópolis
		Ribeira do Pombal	Itapicuru
			Nova Soure
			Olindina

Cabe mencionar a presença de um aeródromo no corredor, no município de Nossa Senhora do Socorro, na Região Metropolitana de Aracaju, que pode ser facilmente desviado pela futura diretriz. Outros aspectos que valem ser destacados e que estão localizados entre os municípios de Laranjeiras e Nossa Senhora do Socorro são: existência de duas grandes cimenteiras, duas grandes cavas para exploração de calcário, parque aquático e área de produção de cana-de-açúcar em grandes lotes com usina associada (Figura 10).



(Fonte: EPE, 2016; Google Earth Pro, 2016)

Figura 10 – Empreendimentos na porção norte do corredor SE Porto de Sergipe – SE Olindina

Em toda a extensão do corredor existem pequenas variações de altitude. A maior parte da área possui altitudes variando de 150 a 300 m, sendo que as altitudes mais baixas estão localizadas nos arredores da Região Metropolitana de Aracaju, ao nível do mar.

Os processos minerários registrados no Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM) estão concentrados principalmente na extremidade nordeste do corredor, próximos à Região Metropolitana de Aracaju. Nas outras áreas do corredor os processos são bem menos frequentes (Figura 11).

A grande maioria desses processos se encontra na fase de autorização de pesquisa (saís de potássio, areia e argila). Existem alguns requerimentos de pesquisa (calcário) localizados na porção norte do corredor (próxima à Região Metropolitana de Aracaju). Nessas mesmas áreas se encontram algumas concessões de lavra, com exploração principalmente de calcário, água mineral, silvinita (potássio), argila, entre outros (Figura 11).

Cabe destacar a exploração de potássio (silvinita) parcialmente sobreposta pelo corredor, em seu extremo norte (maior polígono vermelho na Figura 11). É a única mina de potássio em operação no Brasil, explorada pela Vale SA. Esta mina subterrânea situa-se entre os campos petrolíferos de Carmópolis e Siriri, e possui 185 km² de área, a 450 metros de profundidade.

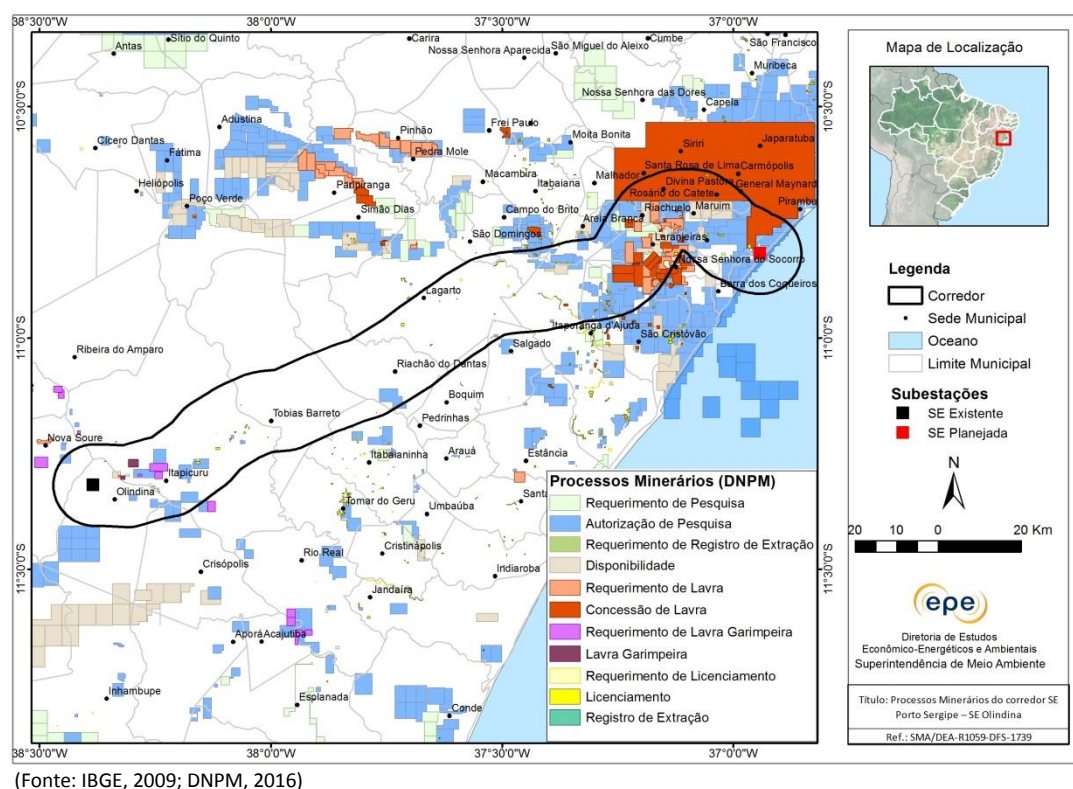
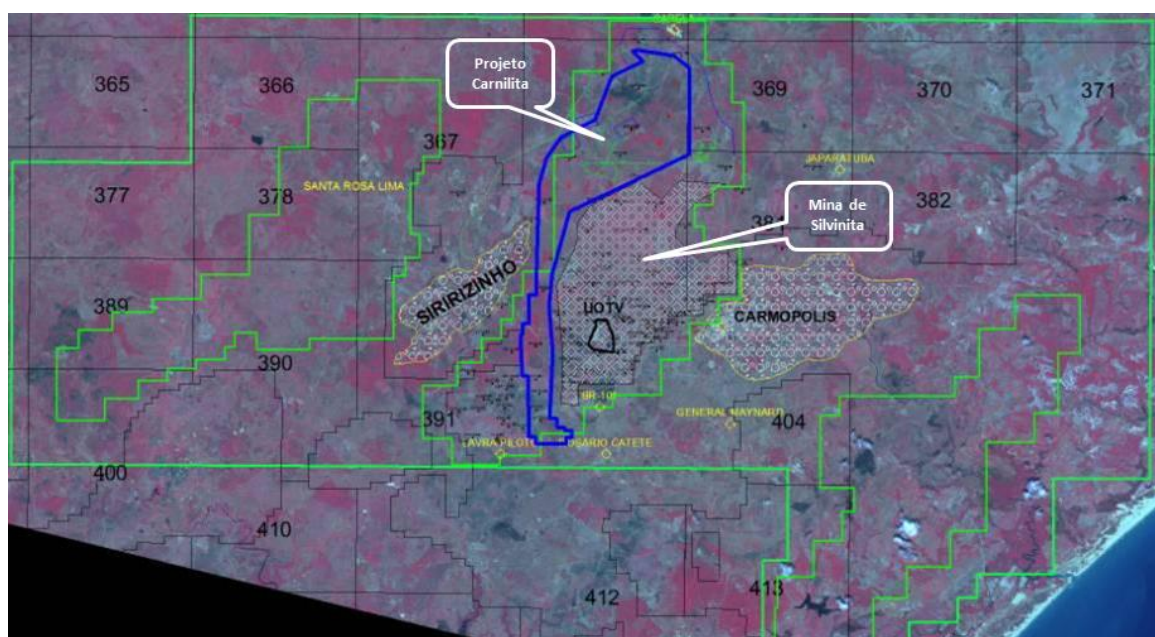


Figura 11 - Processos minerários no corredor SE Porto de Sergipe – SE Olindina

Nesta mesma região a Vale SA possui o Projeto Carnalita, também para produção de potássio, mas que encontra-se suspenso. Estas áreas podem ser visualizadas na Figura 12, que apresenta um detalhamento do polígono vermelho citado no parágrafo anterior.



(Fonte: ALVES)

Figura 12 – Áreas de exploração e concessão de lavra de potássio no corredor SE Porto de Sergipe – SE Olindina

Áreas com Restrição Legal e Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade

O corredor atravessa duas UCs federais, uma de proteção integral, o Parque Nacional da Serra de Itabaiana, e uma de uso sustentável, a Floresta Nacional de Ibura. O Parna da Serra de Itabaiana é abrangido parcialmente pelo corredor no município de Areia Branca, Sergipe. Cabe destacar que o Plano de Manejo desta UC encontra-se em elaboração. Com relação à Flona de Ibura, trata-se de um pequeno fragmento de vegetação nativa localizada no município de Nossa Senhora do Socorro. A Flona não possui plano de manejo (Tabela 9).

Tabela 9 - Unidades de conservação no corredor SE Porto de Sergipe – SE Olindina

Nome	Grupo	Categoria
Floresta Nacional de Ibura	Uso Sustentável	Floresta Nacional
Parque Nacional da Serra de Itabaiana	Proteção Integral	Parque Nacional

Vale ressaltar que as UCs estão localizadas nas extremidades laterais do corredor e poderão ser facilmente desviadas pelo traçado da futura linha de transmissão. Como o território da Floresta Nacional de Ibura é muito reduzido, na escala de mapeamento que engloba toda a extensão do corredor, não é possível visualizá-la.

Ao longo de sua extensão, o corredor atravessa seis áreas prioritárias para conservação da biodiversidade, com graus de importância de Insuficientemente Conhecida a Extremamente Alta (Tabela 10).

Tabela 10 - APCBs no Corredor SE Porto de Sergipe – SE Olindina

Nome da APCB	Importância	Ação Prioritária
Serra Negra (SE)	Insuficientemente Conhecida	Cria UC - Indef.
Mata de Oiteiro e Caititu	Insuficientemente Conhecida	Cria UC - Indef.
Estuário do Sergipe	Alta	Definição Área Exclusão
Região de Japarutuba	Extremamente Alta	Mosaico/Corredor
Mata Seca do Riachão	Insuficientemente Conhecida	Recuperação
Matas de Areia Branca	Extremamente Alta	Recuperação

Alguns municípios por onde passa o corredor possuem comunidades remanescentes de quilombos reconhecidas pela Fundação Palmares - FCP, conforme dados consultados no site da FCP. Nenhuma dessas comunidades consta da base de dados geográficos consultada. Será necessário contato com a Fundação Cultural Palmares quando da elaboração do Relatório R3, para obter a localização exata dessas comunidades, visando desviar o traçado da futura LT. A Tabela 11 apresenta os municípios onde se localizam estas comunidades.

Tabela 11 - Municípios com Terras Quilombolas atravessados pelo corredor SE Porto de Sergipe – SE Olindina

UF	Município	Comunidades Quilombolas Certificadas
SE	Aracaju	1
	Barra dos Coqueiros	1
	Laranjeiras	1
	Riachão do Dantas	1
	Riachuelo	1

O corredor não abrange terra indígena, sendo que a mais próxima encontra-se a mais de 70 km do corredor.

Existem 23 projetos de assentamento localizados totalmente ou parcialmente na extensão do corredor. Como são pequenos polígonos, poderão ser facilmente desviados pelo traçado da futura linha de transmissão (Tabela 12).

Tabela 12 - Projetos de Assentamento no corredor SE Porto de Sergipe – SE Olindina

Município	Projetos de Assentamento	UF
Divina Pastora	1	SE
Itaporanga d'Ajuda	1	
Lagarto	8	
Nossa Senhora do Socorro	1	
Santo Amaro das Brotas	3	
São Cristóvão	2	
Itapicuru	1	BA

No que se refere ao patrimônio cultural, importa destacar que alguns municípios possuem em seu território sítios arqueológicos² cadastrados pelo Iphan (IPHAN, 2015a), bens tombados³ por esse mesmo órgão (IPHAN, 2015b), e bens na lista do Patrimônio Cultural Ferroviário também do Iphan (IPHAN, 2015c), conforme dados da Tabela 13. Como estes sítios e bens não constam da base de dados geográficos consultada, deve-se atentar para o fato de que alguns podem estar localizados dentro da área do corredor.

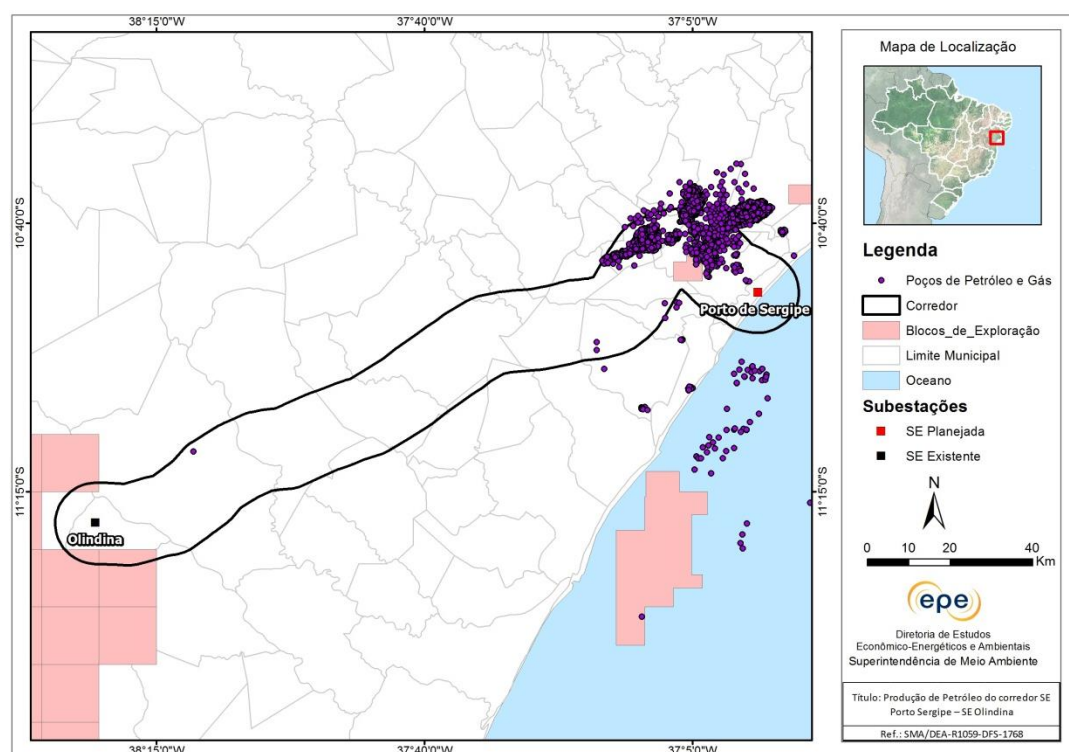
² Devido à ausência de informações sobre a localização dos sítios arqueológicos cadastrados pelo Iphan, esses não foram indicados no mapa de áreas de relevância socioambiental no corredor.

³ Devido à ausência de informações sobre a localização dos bens tombados pelo Iphan, esses não foram indicados no mapa de áreas de relevância socioambiental no corredor.

Tabela 13 - Municípios com sítios arqueológicos e bens tombados atravessados pelo corredor SE Porto de Sergipe – SE Olindina

UF	Município	Sítios arqueológicos	Bens tombados	Bens ferroviários
SE	Aracaju	-	6	9
	Barra dos Coqueiros	5	-	-
	Boquim	-	1	4
	Carmópolis	1	-	-
	Divina Pastora	1	1	-
	Itabaiana	1	-	-
	Itaporanga d'Ajuda	1	2	-
	Laranjeiras	2	6	-
	Maruim	2	1	-
	Nossa Senhora do Socorro	7	1	-
	Riachuelo	5	1	-
	Rosário do Catete	3	-	-
	Santo Amaro das Brotas	2	2	-
	São Cristóvão	11	12	-
	Tobias Barreto	1	-	-
BA	Itapicuru	1	-	-

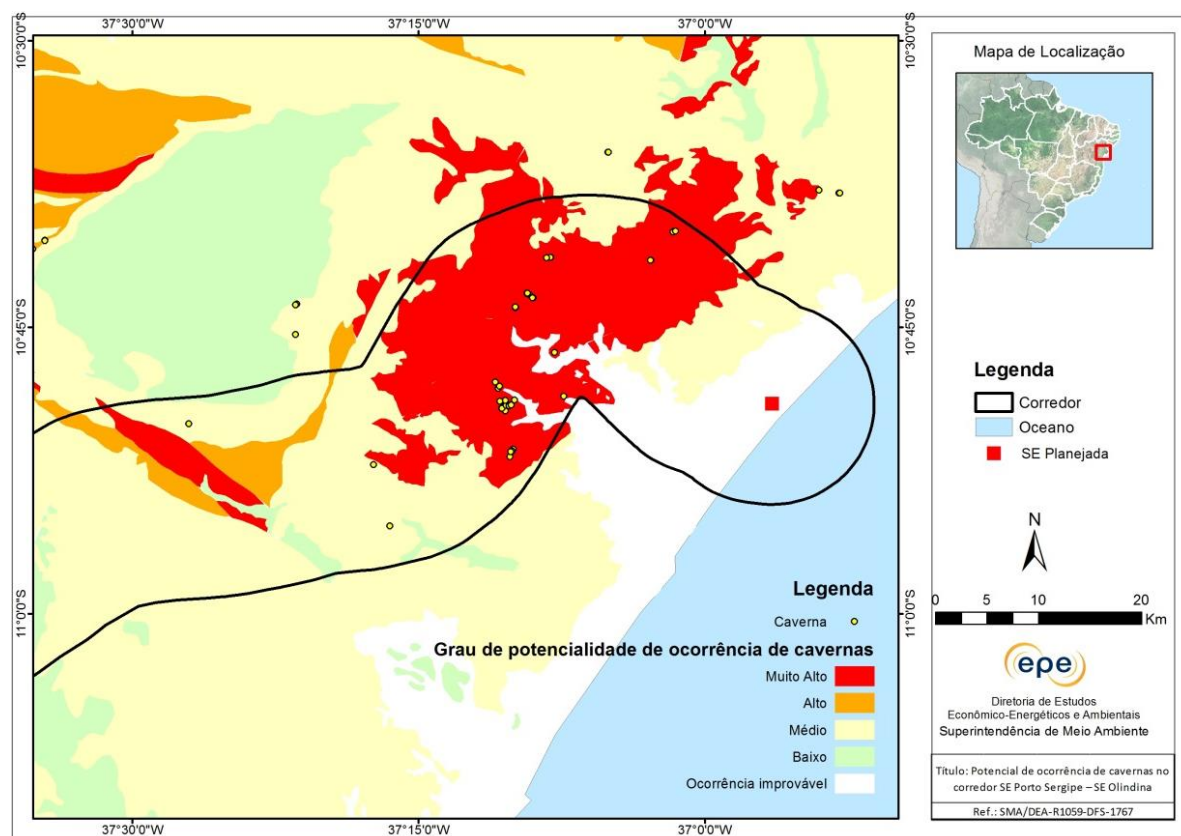
Destaca-se que nos arredores das duas subestações o corredor se sobrepõe a blocos de exploração e a poços de petróleo e gás natural, que podem apresentar dificuldades para serem desviados pela futura LT (Figura 13).



(Fonte: ANP, 2015; Google Earth pro, 2106)

Figura 13 - Poços de petróleo no Corredor SE Porto de Sergipe – SE Olindina

No que diz respeito à espeleologia, é importante ressaltar que as áreas próximas das regiões produtoras de petróleo, ao norte e noroeste da Região Metropolitana de Aracaju, possuem um grande potencial de ocorrência de cavernas, com a presença comprovada de algumas cavidades naturais (Figura 14).

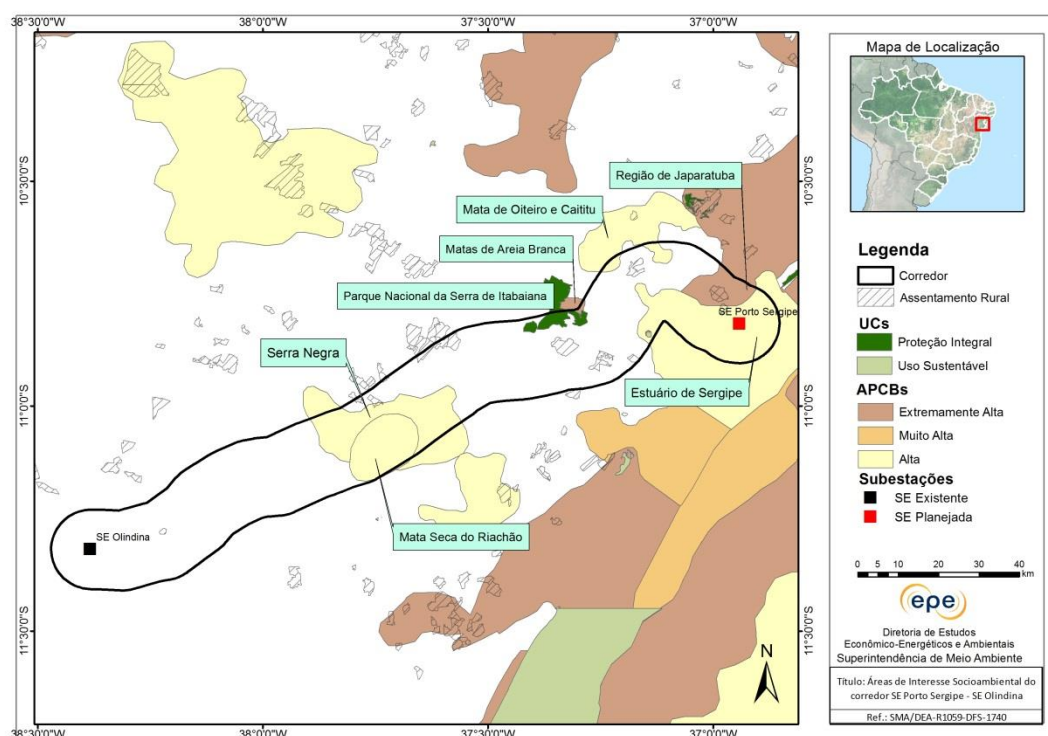


(Fonte: CECVAV, 2016; EPE, 2106)

Figura 14 - Potencial de ocorrência de cavernas na porção norte do Corredor SE Porto de Sergipe – SE Olindina

Por fim, é importante ressaltar que o corredor se sobrepõe a algumas áreas abrangidas pelo polígono da lei da Mata Atlântica (Lei nº 11.428/06, regulamentada pelo Decreto nº 6.660/08), que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa no bioma Mata Atlântica, e possui restrições quanto à supressão vegetal nesse bioma. A Figura 35, na página 46, apresenta estas áreas de sobreposição.

A Figura 15 resume os principais temas de interesse socioambiental que possuem interface direta com o corredor SE Porto de Sergipe – SE Olindina.



(Fonte: MMA, 2007; IBGE, 2009; Cecav, 2015; DNPM, 2016; EPE, 2106; Incra, 2016; MMA, 2016)

Figura 15 - Áreas de interesse socioambiental no Corredor SE Porto de Sergipe – SE Olindina

Recomendações para o Relatório R3

O corredor em estudo apresenta sensibilidades socioambientais, principalmente pela presença de áreas urbanas, blocos de exploração *onshore* de petróleo, projetos de assentamento rural, e pela sobreposição de áreas pertencentes ao polígono da Mata Atlântica. Devido à proximidade com rodovias, algumas interferências poderão ser minimizadas. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para a definição da diretriz da linha planejada.

- Confirmar a localização da SE Porto de Sergipe com o empreendedor responsável pela UTE Porto de Sergipe;
- Procurar seguir em paralelo com as rodovias existentes, principalmente as SE-240, SE-160, SE-170, BR-349 e BR-110;
- Evitar extensas áreas de mangue ao redor do estuário do rio Sergipe e seus afluentes;
- Evitar as áreas urbanas e periurbanas dos municípios da Região Metropolitana de Aracaju e do município de Tobias Barreto, assim como demais localidades e distritos abrangidos pelo corredor;
- Desviar de sítios e edificações de interesse histórico e cultural existentes principalmente na porção norte do corredor (casarões de antigas fazendas, igrejas antigas existentes nas áreas rurais). Para tanto, contatar o Iphan para verificar a localização das edificações e sítios tombados;

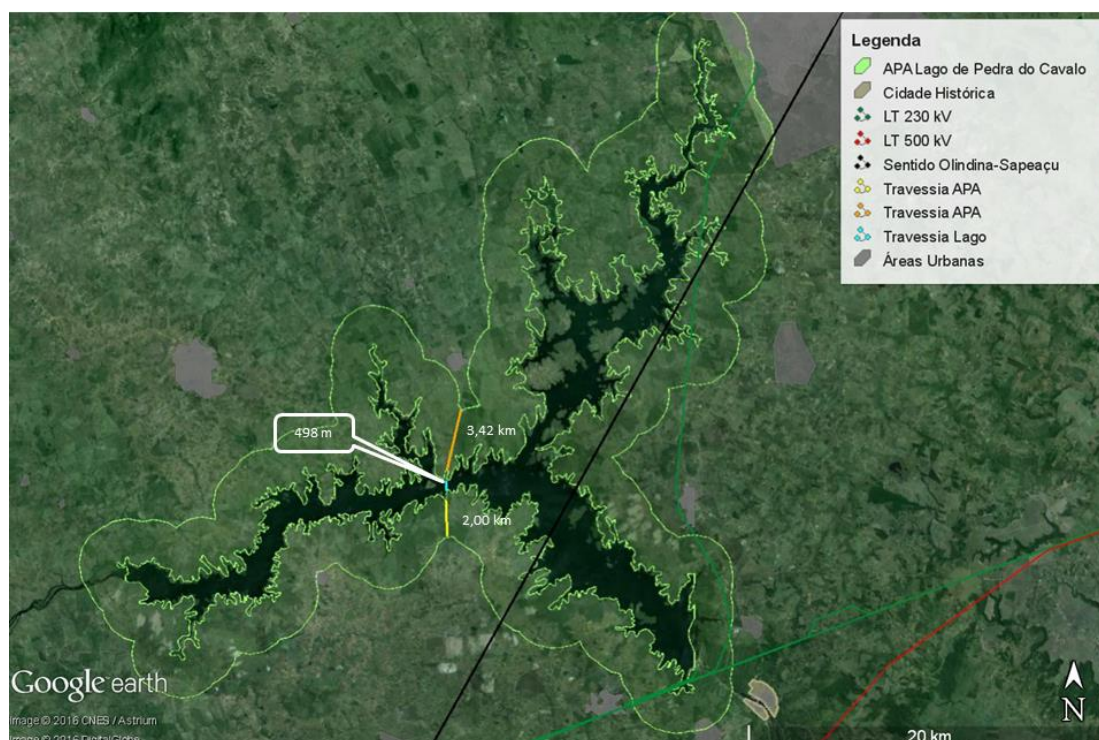
- Consultar a Fundação Cultural Palmares a respeito da localização exata das comunidades remanescentes de quilombos existentes nos municípios sobrepostos pelo corredor, e desviar de suas áreas de ocupação;
- Evitar áreas de projetos de assentamentos rurais, principalmente os localizados nos municípios de Divina Pastora, Itaporanga d'Ajuda, Lagarto, Nossa Senhora do Socorro, Santo Amaro das Brotas, São Cristóvão e Itapicuru;
- Evitar áreas de cavernas nas proximidades de São Cristóvão, Nossa Senhora do Socorro, Laranjeiras, Divina Pastora e Maruim em Sergipe;
- Consultar o ICMBio a respeito do status da elaboração do Plano de Manejo do Parque Nacional da Serra de Itabaiana e principalmente dos limites de sua Zona de Amortecimento, visando desviar o traçado;
- Minimizar interferências com as áreas requeridas e concedidas para lavra;
- Atentar para as áreas de produção de petróleo dentro do corredor, desviando o traçado da futura LT dessas áreas;
- Atualizar as informações sobre as atividades nos blocos e áreas de produção de petróleo e gás natural sobrepostos pelo corredor, para certificar-se da viabilidade da passagem da linha de transmissão;
- Evitar as áreas de exploração e produção de potássio no extremo norte do corredor, buscando ainda atualizar informações sobre os empreendimentos aí existentes, e sobre a existência de restrições para a passagem da linha de transmissão;
- Desviar, na medida do possível, dos remanescentes de vegetação nativa sobrepostos pelo corredor, observando-se que o corredor está inserido no polígono de abrangência da Lei da Mata Atlântica (Lei nº 11.428/06, regulamentada pelo Decreto nº 6.660/08), que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa no bioma Mata Atlântica.

3.2.3 Corredor SE Olindina – SE Sapeaçu

O Corredor SE Olindina – SE Sapeaçu localiza-se no estado da Bahia. A região compreendida entre as subestações apresenta núcleos urbanos, zonas industriais, produção agropecuária, unidades de conservação e assentamentos rurais. Os trechos de maior complexidade para a passagem da LT planejada encontram-se na porção leste da região, onde poços de produção de petróleo, grandes áreas de silvicultura, e áreas urbanas e periurbanas dos municípios de Feira de Santana, Conceição de Jacuípe e Amélia Rodrigues, limitam a passagem da LT.

O Reservatório da barragem de Pedra do Cavalo e a Área de Proteção Ambiental no entorno do lago da barragem ocupam uma área de 30.156 hectares, sendo que o lago possui aproximadamente 25 km de extensão, transversal ao sentido SE Olindina – SE Sapeaçu. Os

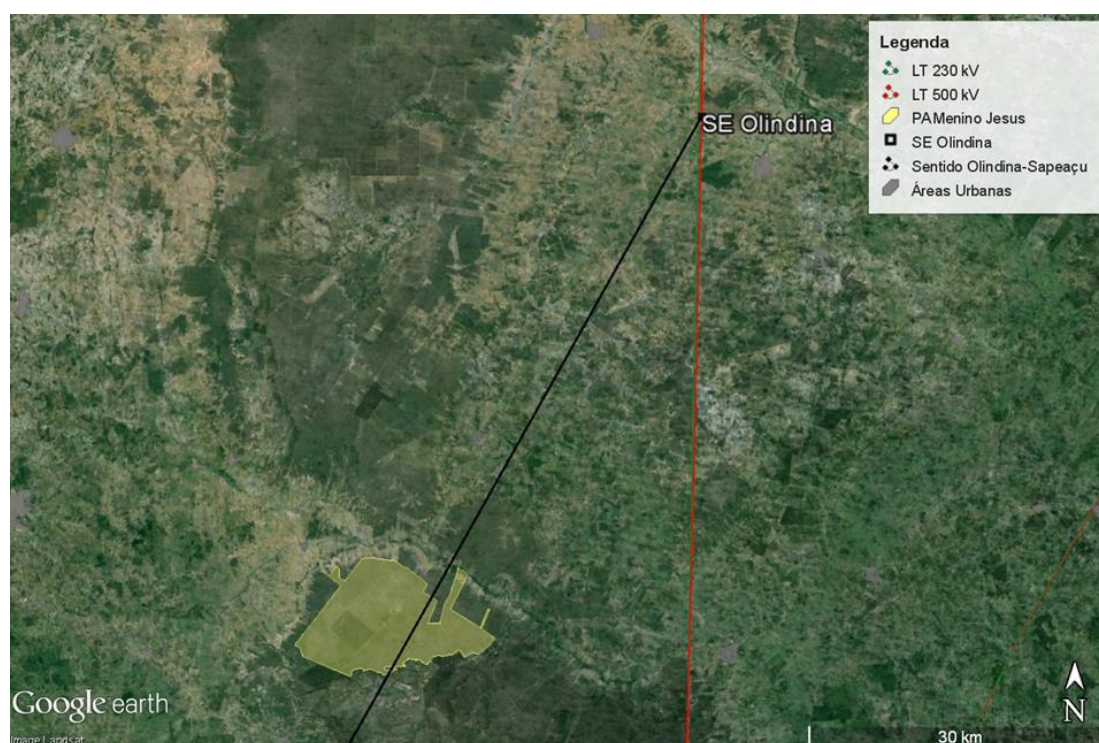
pontos de menor extensão para travessia do lago possuem aproximadamente 500 m, atravessando ainda pelo menos 2 km do território da APA, nas margens do lago (Figura 16).



(Fonte: MMA, 2007a; MMA, 2007b; Eletrobras, 2011; IBGE, 2009; EPE, 2016; ICMBio, 2015)

Figura 16 – Ponto potencial para travessia do Lago de Pedra do Cavalo

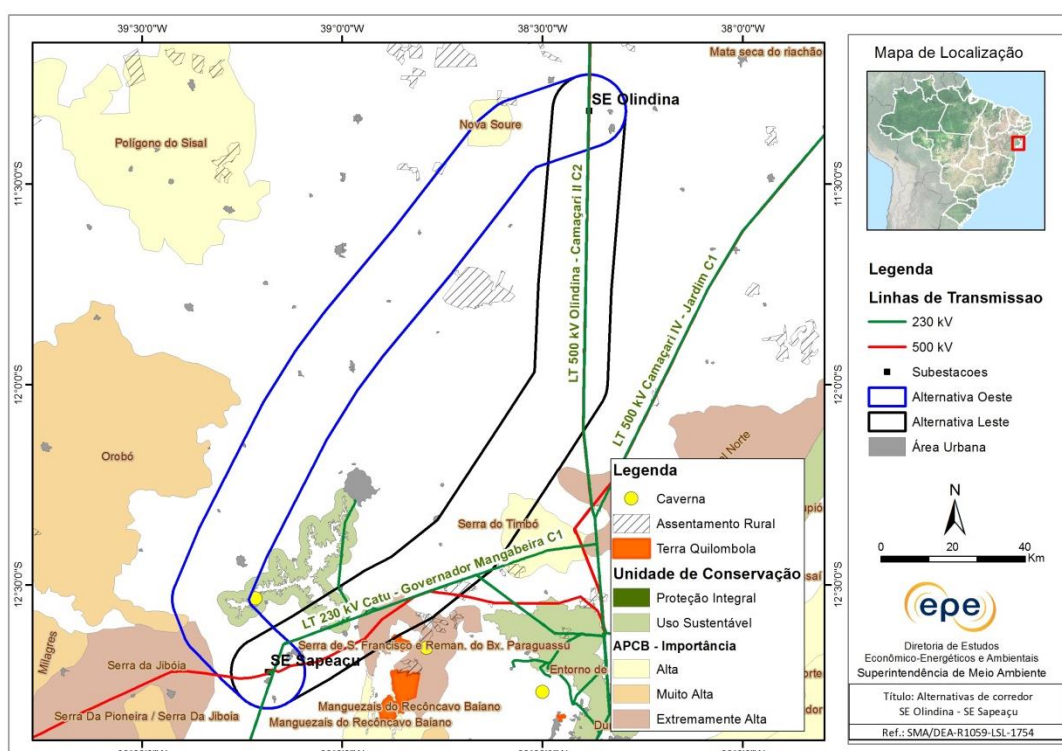
Na porção norte da região de estudo, o Projeto de Assentamento Rural Menino Jesus, com mais de treze hectares, situado a aproximadamente 50 km da SE Olindina, também constitui-se em um elemento complicador para a passagem da linha de transmissão (Figura 17).



(Fonte: MMA, 2007a; MMA, 2007b; Eletrobras, 2011; IBGE, 2009; EPE, 2016; ICMBio, 2015)

Figura 17 – Assentamento rural nas proximidades da SE Olindina

As travessias sobre o lago e o assentamento dificultam a passagem de linhas de transmissão, e podem retardar o licenciamento ambiental do empreendimento, desta forma, um contorno destas áreas minimizaria estas interferências. Diante disto, e visando identificar a melhor alternativa de corredor, inicialmente foram vislumbradas duas alternativas de corredor, uma passando a oeste do lago de Pedra do Cavalo (Alternativa Oeste), e outra a leste (Alternativa Leste), sendo que ambas desviam do assentamento, conforme Figura 18. Apresenta-se a seguir comparação entre as alternativas Leste e Oeste de corredor.

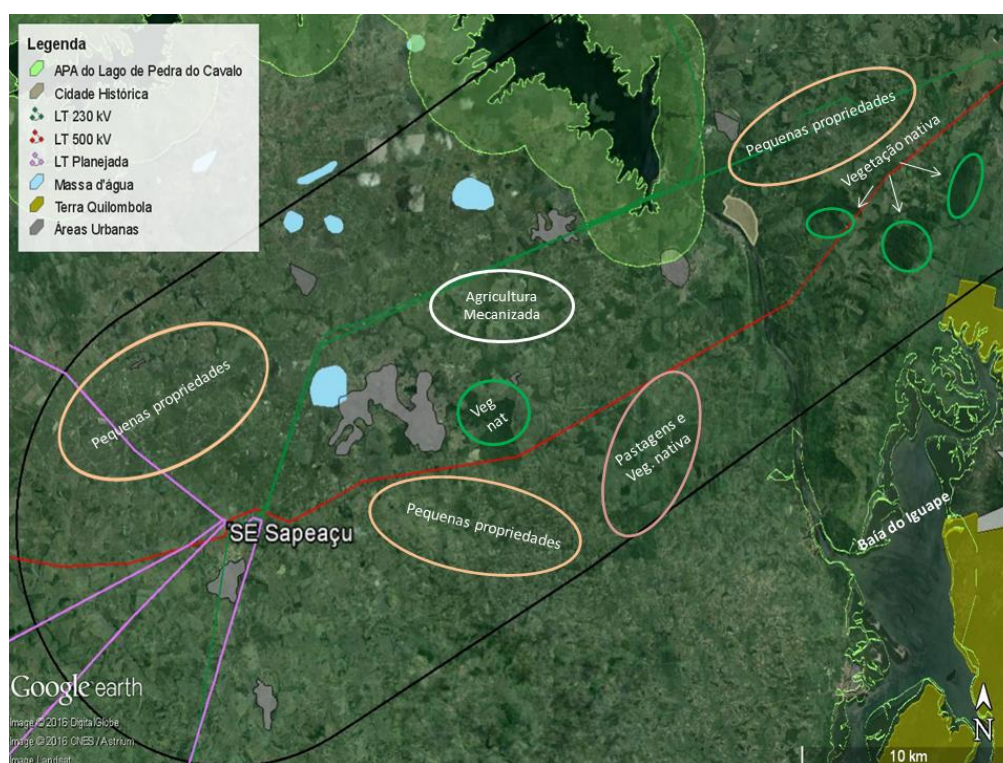


(Fonte: MMA, 2007a; MMA, 2007b; Eletrobras, 2011; IBGE, 2009; Cecav, 2016; ICMBio, 2015; INCRA, 2016; MMA, 2016)

Figura 18 – Alternativas de corredor para a interligação SE Olindina – SE Sapeaçu

A **Alternativa Leste** possui aproximadamente 192 km de extensão e atravessa uma área com vários núcleos urbanos, blocos de exploração e poços de produção de petróleo, grandes áreas com agricultura e silvicultura, unidade de conservação, assentamentos rurais e conjuntos urbanos tombados pelo Iphan. O corredor engloba também várias linhas de transmissão, e possibilita que se defina um traçado paralelo a estas LTs existentes.

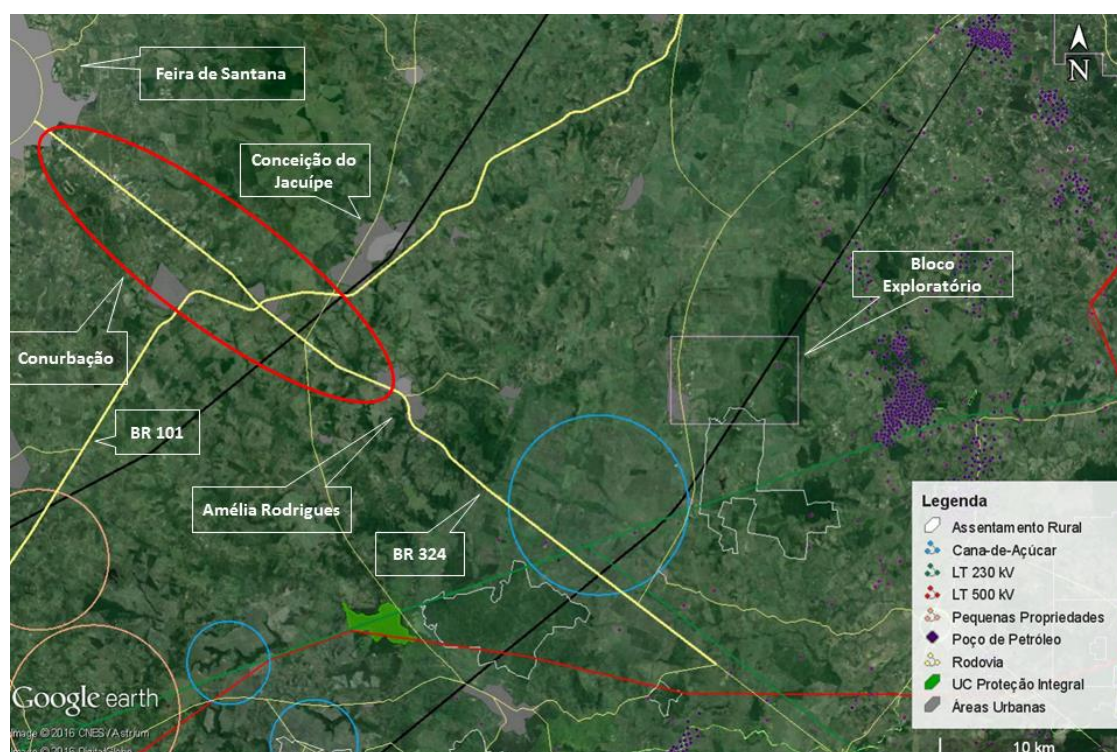
Na porção sul do corredor a distância entre o eixo da Barragem de Pedra do Cavalo e a Baía de Todos os Santos é de aproximadamente 8 km, e nesta extensão existem alguns núcleos urbanos, atividade agrícola de pequenas propriedades, várias linhas de transmissão, UCs, PAs, TQs, duas cidades tombadas pelo IPHAN, e uma ferrovia. Diante disso, a definição de um traçado de LT a partir da SE Sapeaçu será complexa, pois ainda que este traçado siga em paralelo às LTs existentes, o custo fundiário poderá ser significativo, em face da potencial inviabilização de pequenas propriedades, e cruzamento das LTs existentes (Figura 19).



(Fonte: MMA, 2007a; Eletrobras, 2011; IBGE, 2009; EPE, 2016; ICMBio, 2015; INCRA, 2016; MMA, 2016)

Figura 19 – Porção sul da Alternativa Leste de corredor (SE Olindina – SE Sapeaçu)

O corredor segue na direção nordeste, entre a Região Metropolitana de Feira de Santana, onde se verifica um processo de conurbação entre os municípios de Feira de Santana, Conceição do Jacuípe e Amélia Rodrigues, e a região petrolífera (Figura 20).



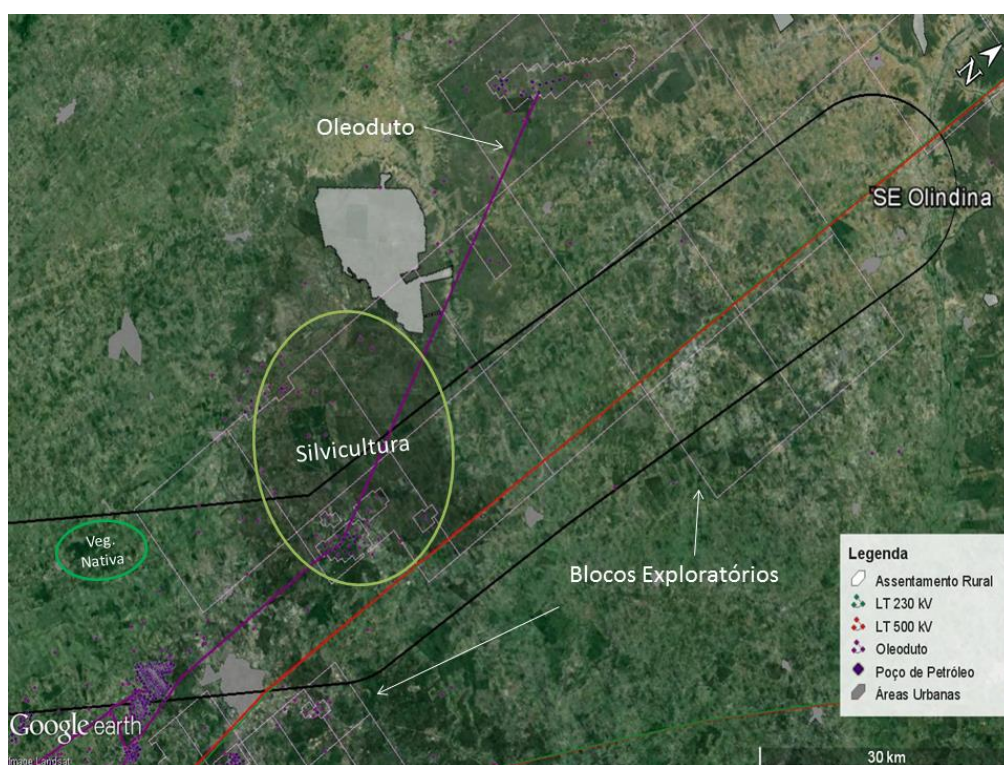
(Fonte: MMA, 2007a; Eletrobras, 2011; IBGE, 2009; EPE, 2016)

Figura 20 – Porção mediana na Alternativa Leste de corredor (SE Olindina – SE Sapeaçu)

Atentar ainda, na Figura 20, que as linhas existentes atravessam uma UC de proteção integral, o Monumento Natural dos Cânions do Subaé, e onde não é mais possível implantar nenhum tipo de empreendimento, ou seja, se a nova LT seguir em paralelo às existentes, neste ponto será preciso fazer um desvio. Observar também a existência de grandes regiões de cultivo de cana-de-açúcar e alguns assentamentos rurais.

Após cruzar a rodovia BR-324, o corredor faz uma pequena inflexão para norte para evitar áreas com grande concentração de poços de petróleo; ainda assim uma parte é sobreposta pelo corredor (ver Figuras 20 e 21).

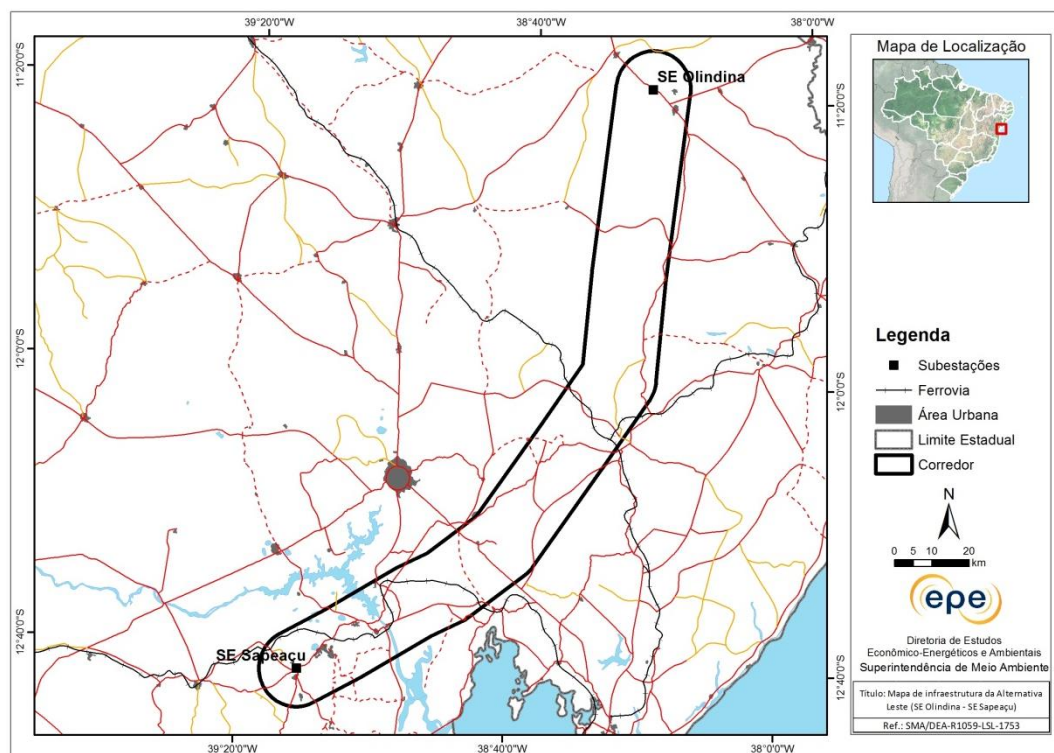
Ultrapassadas estas áreas, tem-se outra inflexão para norte, em direção à SE Olindina. Inevitavelmente o corredor sobrepõe-se a blocos exploratórios de petróleo, que são grandes polígonos concedidos pela ANP para pesquisa acerca da existência de petróleo e gás, e posterior exploração, caso sejam viáveis. Nesta região já existem poços em produção, gasodutos subterrâneos, instalações de armazenamento e processamento de petróleo, e os blocos concedidos seguem até a SE Olindina. Também são atravessadas grandes áreas de silvicultura, entremeadas com fragmentos de vegetação nativa. Neste trecho também existe a possibilidade de paralelismo com LTs existentes (Figura 21).



(Fonte: MMA, 2007a; Eletrobras, 2011; IBGE, 2009; ANP, 2015; EPE, 2016; INCRA, 2016)

Figura 21 – Área petrolífera na Alternativa Leste de corredor (SE Olindina – SE Sapeaçu)

Em relação aos acessos viários, partindo-se da SE Sapeaçu, os primeiros 120 km são relativamente servidos de rodovias; já os 70 km restantes contam apenas com o apoio da BR-110, cujo traçado acompanha o corredor em sua margem leste, e com a BA-233, que cruza o corredor em seu terço final. No interior do corredor existem apenas estradas de terra, que fazem a ligação entre as diversas propriedades rurais (Figura 22).



(Fonte: IBGE, 2009; MMA, 2007a; EPE, 2015)

Figura 22 – Infraestrutura na Alternativa Leste de corredor (SE Olindina – SE Sapeaçu)

A **Alternativa Oeste** possui cerca de 200 km e segue por uma área com padrão de cobertura do solo praticamente dominado pela agropecuária, praticada em pequenas e médias propriedades, com manchas de vegetação nativa, alguns núcleos e aglomerados urbanos, e vilarejos rurais.

A partir da SE Sapeaçu, o corredor desta alternativa segue no sentido noroeste, acompanhando o traçado do Relatório R3 da LT planejada Morro do Chapéu II – Sapeaçu. Nos dez quilômetros iniciais o corredor se sobrepõe a uma área majoritariamente ocupada por pequenas propriedades, com grande produção de laranja. Neste trecho o corredor é atravessado pela Ferrovia Centro-Atlântica. Segue-se por mais 12 km, ocupados por pastos e vegetação nativa, e na margem nordeste do corredor está a poligonal da APA Lago de Pedra do Cavalo. O corredor então atravessa o rio Paraguaçu, um dos formadores, e principal contribuinte da Barragem de Pedra do Cavalo, e faz uma inflexão para o norte (Figura 23).

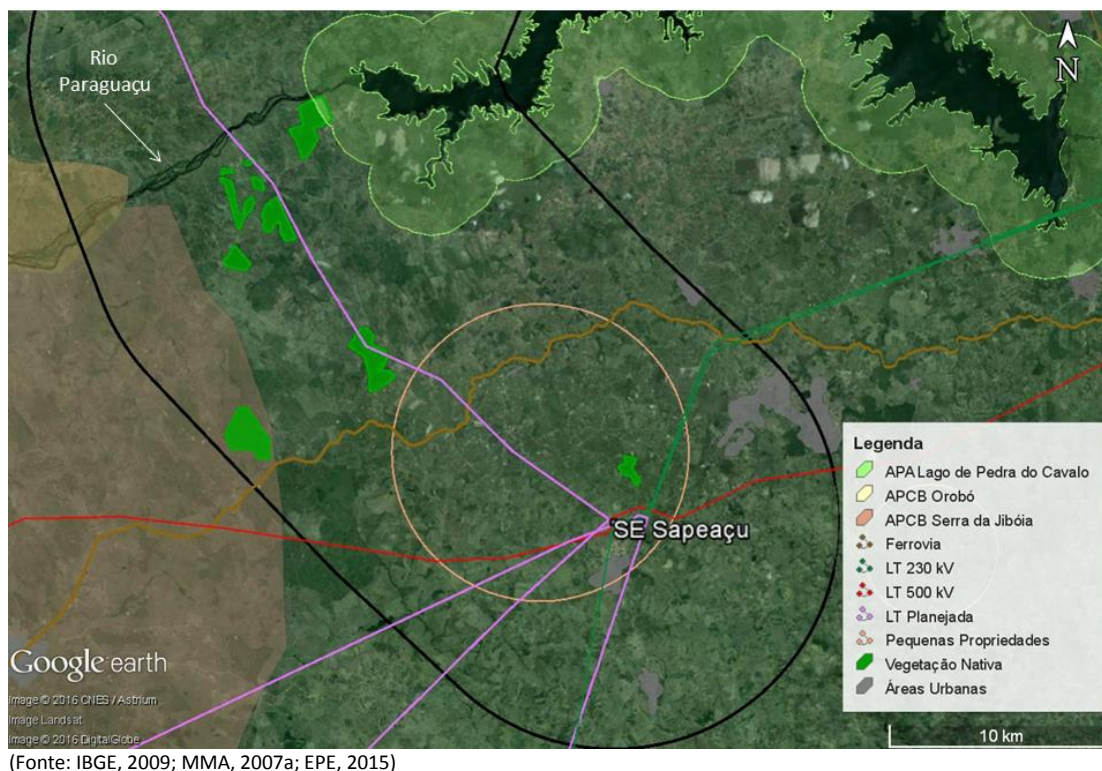


Figura 23 – Porção sul da Alternativa Oeste de corredor (SE Olindina – SE Sapeaçu)

O corredor segue atravessando uma grande área rural, mas com algumas sedes municipais, núcleos urbanos, vilarejos, e fragmentos de vegetação nativa com elevada beleza cênica. Atravessa o rio Jacuípe, o outro formador da barragem de Pedra do Cavalo, e a seguir a ferrovia FCA (Figura 24).

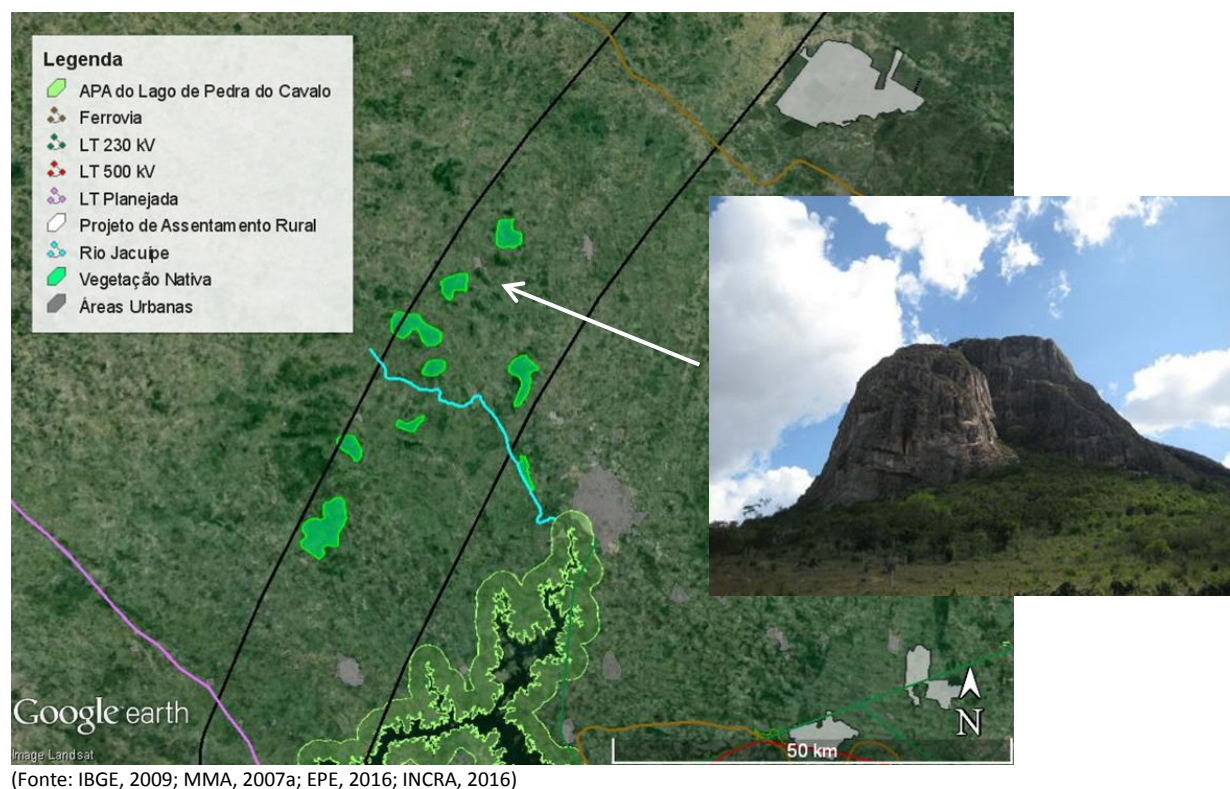


Figura 24 – Porção mediana da Alternativa Oeste de corredor (SE Olindina – SE Sapeaçu)

Em sua porção final o corredor se sobrepõe a uma área petrolífera composta de blocos exploratórios, poços e um oleoduto, várias propriedades agrícolas medianas, entremeadas com vegetação nativa, dois assentamentos rurais parcialmente sobrepostos, e duas áreas de relevo acidentado; faz uma inflexão para sudeste chegando na SE Olindina (Figura 25).

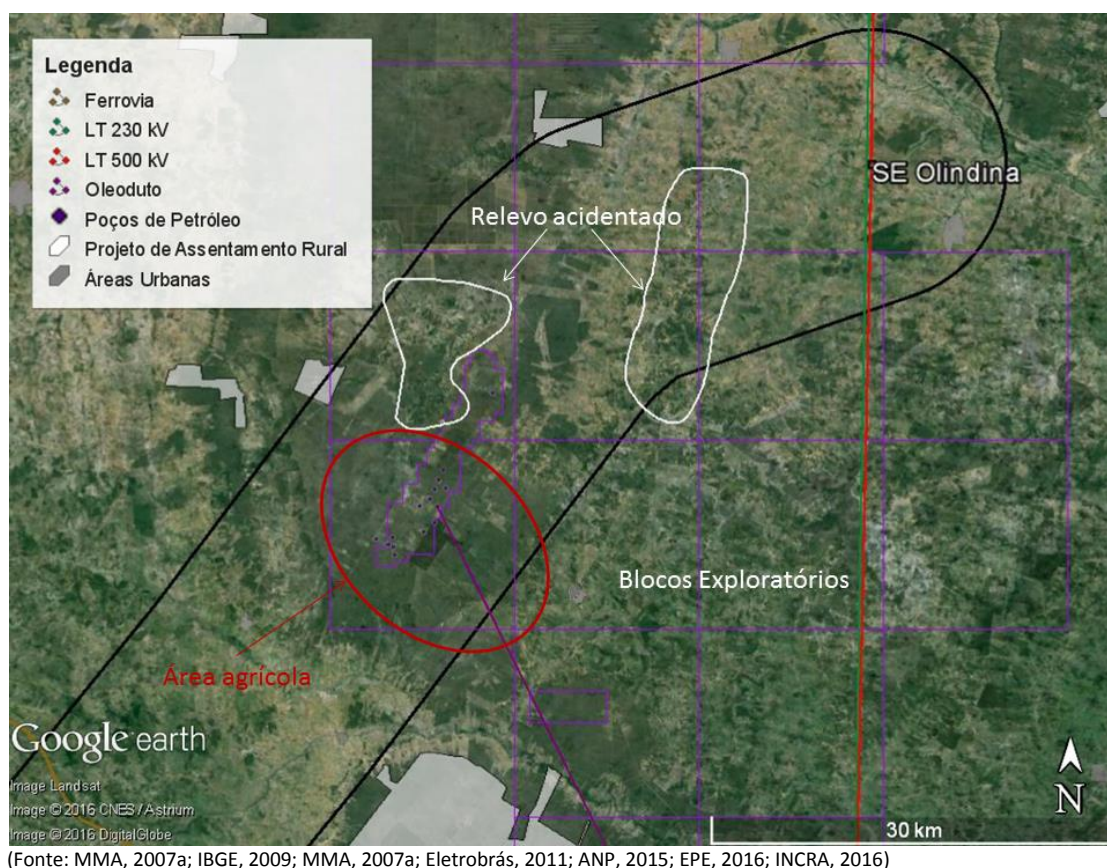
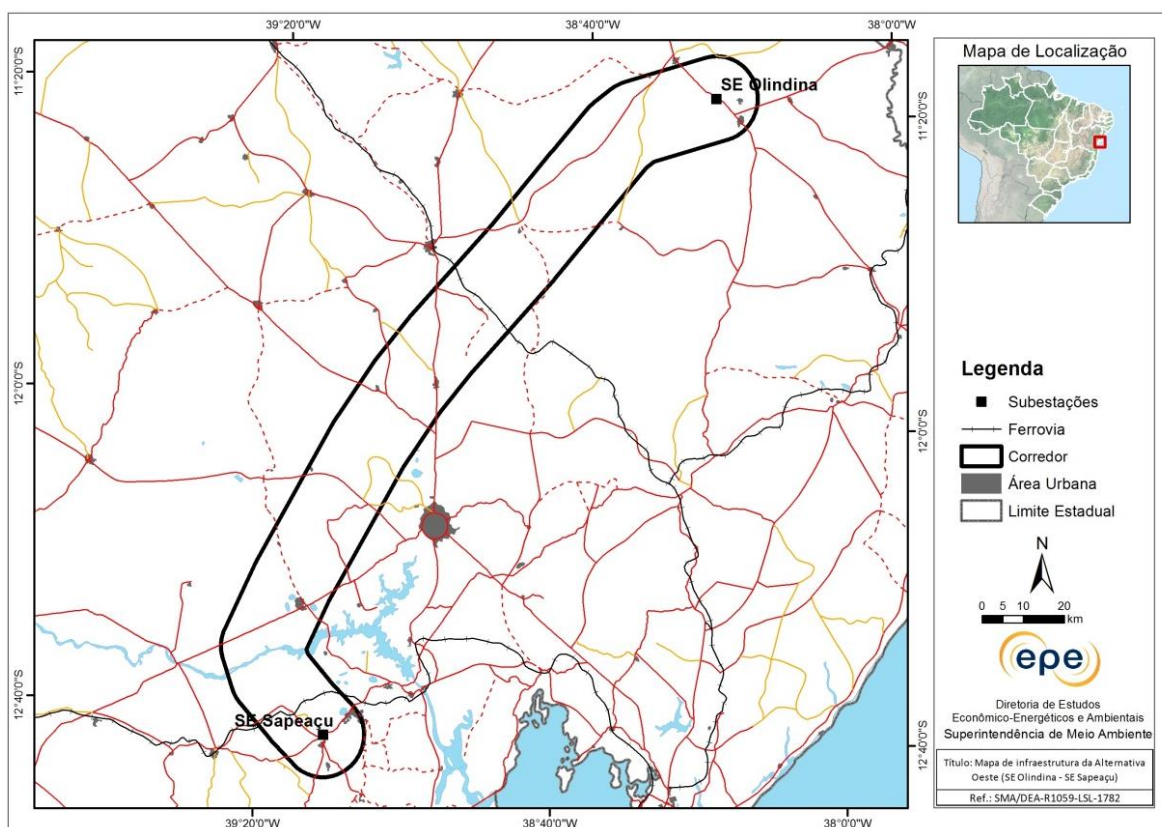


Figura 25 – Área petrolífera da Alternativa Oeste de corredor (SE Olindina – SE Sapeaçu)

Quanto aos acessos, esta alternativa possui menor número que a anterior, entretanto as rodovias estão mais distribuídas ao longo de toda a extensão do corredor, embora a maioria o cruze transversalmente, conforme pode ser observado na Figura 26.



(Fonte: IBGE, 2009; MMA, 2007a; EPE, 2015)

Figura 26 – Infraestrutura na Alternativa Leste de corredor (SE Olindina – SE Sapeaçu)

Diante do exposto, verifica-se que a Alternativa Leste de corredor apresenta maiores complexidades socioambientais para a passagem de uma nova linha de transmissão, e apesar de possibilitar a definição de um traçado paralelo a LTs existentes, poderá apresentar maiores dificuldades no processo de licenciamento ambiental, devido à supressão de áreas florestadas, e potencial inviabilização de pequenas propriedades rurais para manutenção deste paralelismo; além disso, em algumas áreas poderá ser necessário o cruzamento com as LTs existentes para fugir de custos excessivamente altos de desapropriação/ressarcimento de áreas atravessadas, bem como para desviar da UC de proteção integral atravessada pelas LTs existentes.

Já a Alternativa Oeste apresenta uma pequena desvantagem devido à maioria dos acessos viários serem perpendiculares ao corredor; entretanto, tal fato poderá ser minimizado fazendo-se o acesso pela própria faixa de serviço da linha de transmissão. Os demais aspectos que poderão representar dificuldades para implantação da LT são os mesmos existentes para a outra alternativa: travessia de áreas de pequenas propriedades rurais e de áreas petrolíferas, fragmentos de remanescentes florestais e núcleos urbanos a serem desviados. Em razão disso, indica-se a Alternativa Oeste como o traçado de corredor mais promissor do ponto de vista socioambiental.

3.2.3.1 Descrição do corredor selecionado (Alternativa Oeste)

O corredor SE Olindina – SE Sapeaçu, com 20 km de largura e eixo de 201 km de extensão, localiza-se no estado da Bahia. O corredor possui duas inflexões. A interligação entre as duas subestações está prevista para ser realizada em um circuito simples de 500 kV.

As coordenadas das subestações são apresentadas na Tabela 14 a seguir.

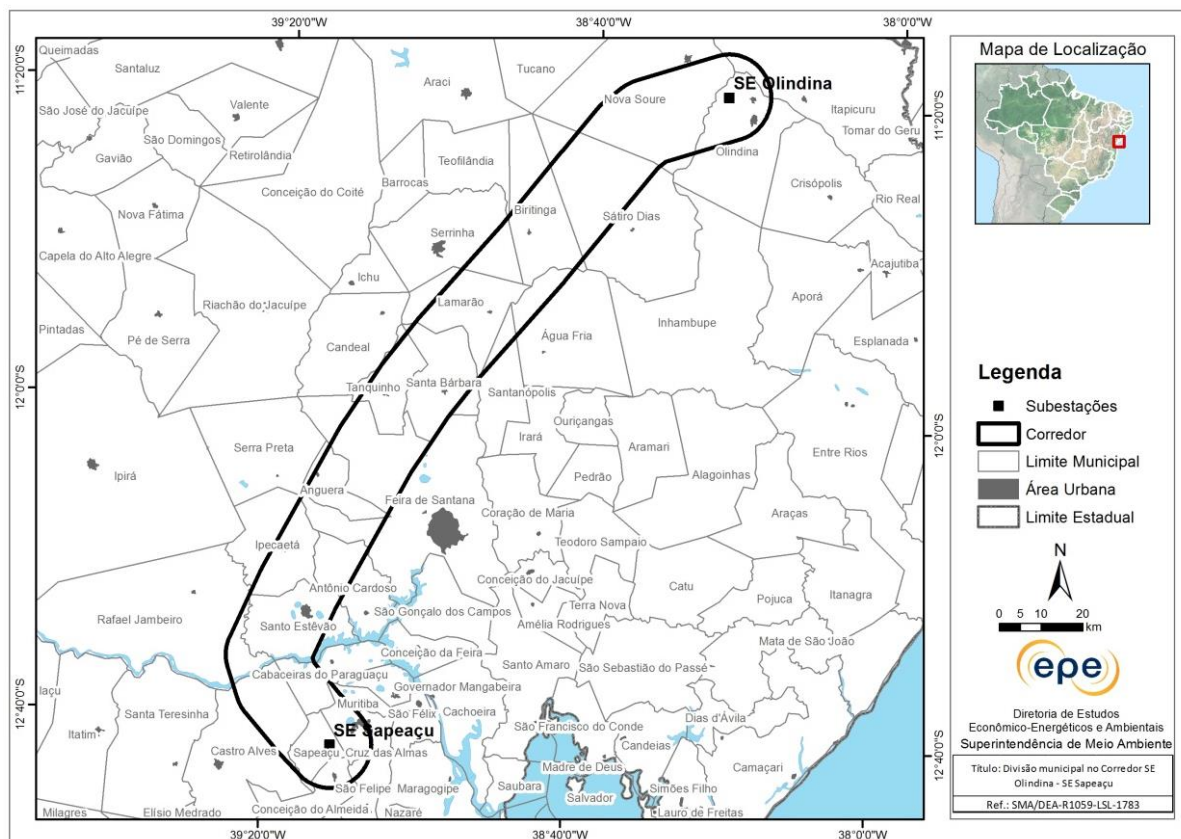
Tabela 14 – Coordenadas das subestações do corredor SE Olindina – SE Sapeaçu

Subestação	Status	Coordenadas		Município	UF
		Latitude	Longitude		
Olindina	Existente	11°19'01"S	38°22'59"O	Olindina	BA
Sapeaçu	Existente	12°43'02"S	39°11'07"O	Sapeaçu	

O corredor abrange 25 municípios (Tabela 15). As áreas urbanas de Olindina, Biritinga, Lamarão, Santa Bárbara, Tanquinho, Anguera, Ipecaetá, Santo Estevão, Sapeaçu, Conceição do Almeida e Cruz das Almas estão inseridas no corredor, e poderão ser desviadas pelo traçado da futura LT (Figura 27).

Tabela 15 – Municípios atravessados pelo corredor SE Olindina – SE Sapeaçu

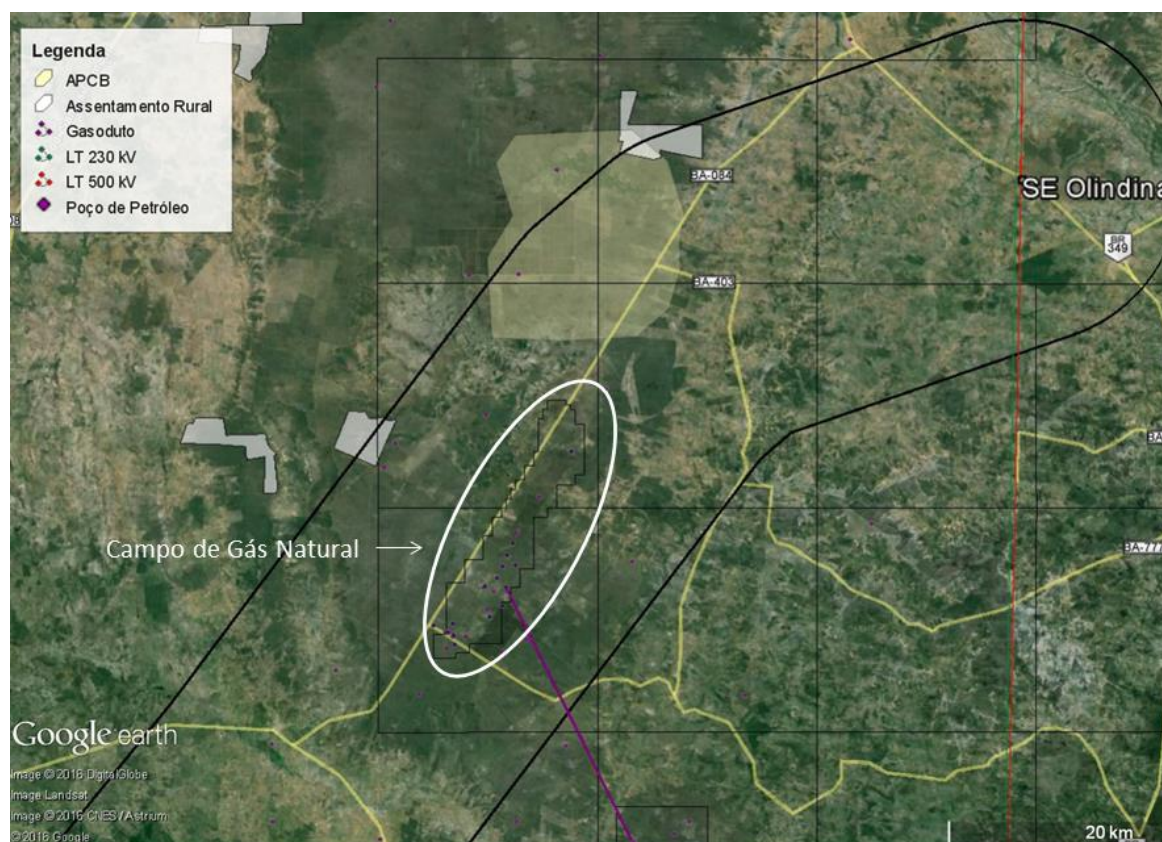
UF	Mesorregião	Microrregião	Município
BA	Nordeste Baiano	Ribeira do Pombal	Itapicuru
			Olindina
			Nova Soure
		Alagoinhas	Sátiro Dias
		Serrinha	Biritinga
			Teofilândia
			Serrinha
			Lamarão
	Centro Norte Baiano	Feira de Santana	Água Fria
			Santanópolis
			Santa Bárbara
			Tanquinho
			Feira de Santana
			Anguera
			Antônio Cardoso
			Ipecaetá
			Santo Estevão
			Rafael Jambeiro
	Metropolitana de Salvador	Santo Antônio de Jesus	São Felipe
			Conceição do Almeida
			Cruz das Almas
			Sapeaçu
			Castro Alves
			Muritiba
			Cabaceiras do Paraguaçu



(Fonte: IBGE, 2009; MMA, 2007a; EPE, 2015)

Figura 27 – Infraestrutura na Alternativa Leste de corredor (SE Olindina – SE Sapeaçu)

A SE Olindina localiza-se no município homônimo, às margens da rodovia BR-110/BR-349. Partindo da SE Olindina no sentido oeste-sudoeste, o corredor atravessa extensas áreas rurais dos municípios de Olindina e Nova Soure, e neste município sobrepõe-se aos blocos de petróleo. Após cruzar a rodovia BA-403, o corredor faz uma inflexão para sudoeste, e passa a acompanhar a rodovia BA-084, englobando, neste trecho, parte da APCB Nova Soure, e dos PAs Penha e Santa Virgínia. O corredor continua seguindo por áreas agrícolas, e no município de Sítio Dias sobrepõe-se por aproximadamente 17 quilômetros a uma área de exploração de gás natural, o Campo de Quererá, de onde parte, no sentido sudeste, o gasoduto subterrâneo Quererá/Conceição de propriedade da Petrobrás. Logo após, o corredor é atravessado pela rodovia BA-233, que compartilha um trecho de aproximadamente 12 Km com a rodovia BA-084, até a sede do município Biritinga, onde a BA-084 segue no sentido sudeste, e a BA-233 segue para oeste. Neste trecho de compartilhamento das rodovias termina a sobreposição do corredor com os blocos de petróleo (Figura 28).



(Fonte: MMA, 2007a; IBGE, 2009; Eletrobras, 2011; ANP, 2015; INCRA, 2016)

Figura 28 – Pontos de interesse no trecho inicial do corredor SE Olindina – SE Sapeaçu

Agora em seu trecho central, o corredor cruza a Ferrovia Centro-Atlântica SA – FCA, e logo em seguida é atravessado pelas rodovias BA-400, BR-116, e pela BA-788, que interliga as outras duas. Neste trecho encontra-se a sede do município de Lamarão. Logo após o corredor cruza a rodovia BA-402, que se conecta com a BR-116, e próximo desta conexão situa-se a sede municipal de Santa Bárbara, na borda leste do corredor.

Seguindo por mais 14 km, o corredor cruza a rodovia BR-324, e às margens desta rodovia, na borda oeste do corredor, localiza-se a sede municipal de Tanquinho, de onde se inicia a rodovia BA-411. Nesta porção do corredor, principalmente na borda oeste, existem alguns fragmentos de mata nativa, associados em sua maioria a um relevo montanhoso. Essas serras constituem elementos de beleza cênica que se destacam na paisagem, o que deverá ser considerado na definição da diretriz de traçado da LT (Figura 29).

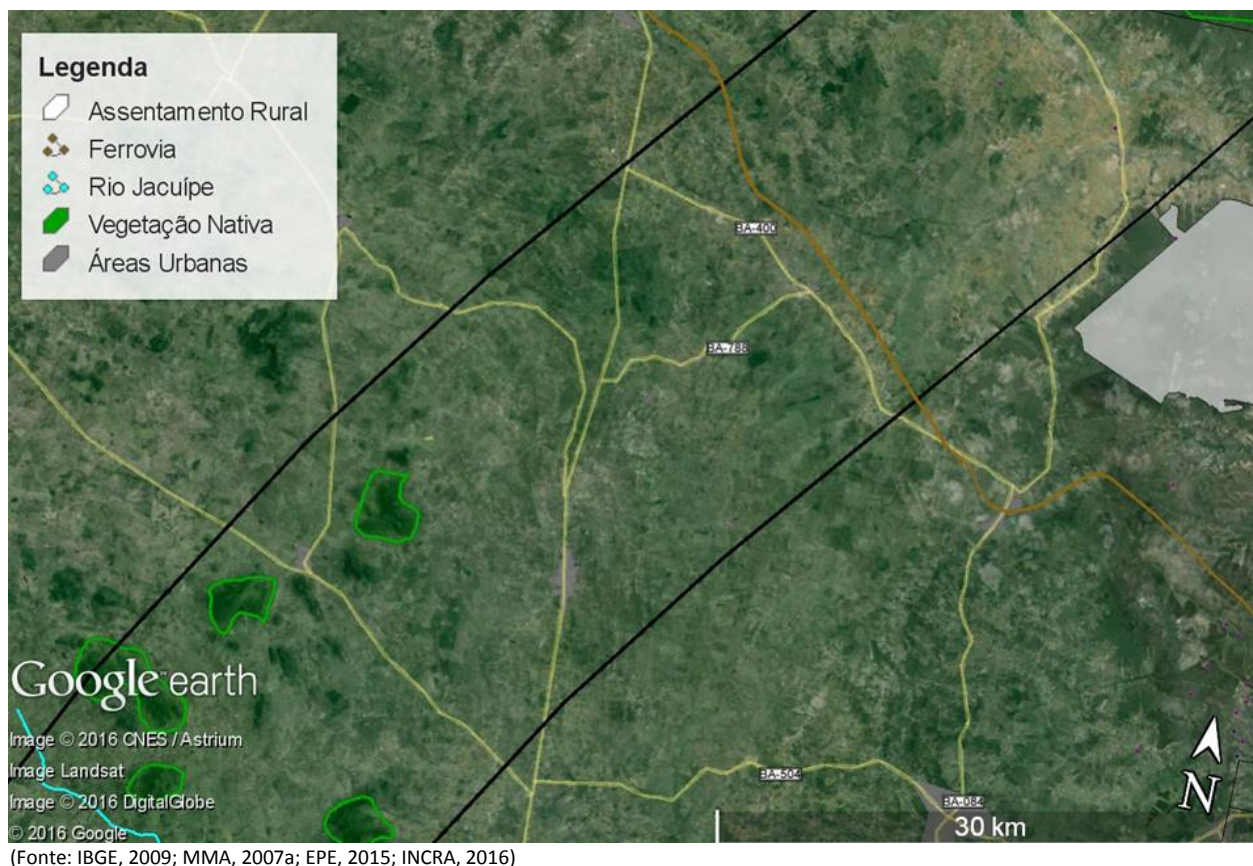


Figura 29 – Pontos de interesse no trecho central de corredor SE Olindina – SE Sapeaçu

O corredor adentra o município de Feira de Santana e atravessa o rio Jacuípe, um dos formadores do lago da Barragem de Pedra do Cavalo. Pouco mais de 5 km adiante, cruza a rodovia BA-052, e adentra o município de Anguera, cuja sede situa-se no limite oeste do corredor, a um quilômetro da rodovia BA-052. Na borda leste, partindo da BA-052 e seguindo no mesmo sentido do eixo do corredor por aproximadamente 17 km, tem-se a rodovia BA-499. Adentra-se então o município de Santo Estêvão, estando sua sede próxima à borda leste. Esta sede municipal engloba o entroncamento das rodovias BR-116 e BA-120; a primeira cruza o corredor no sentido leste-sudoeste, e a segunda no sentido sudeste-oeste (Figura 30).

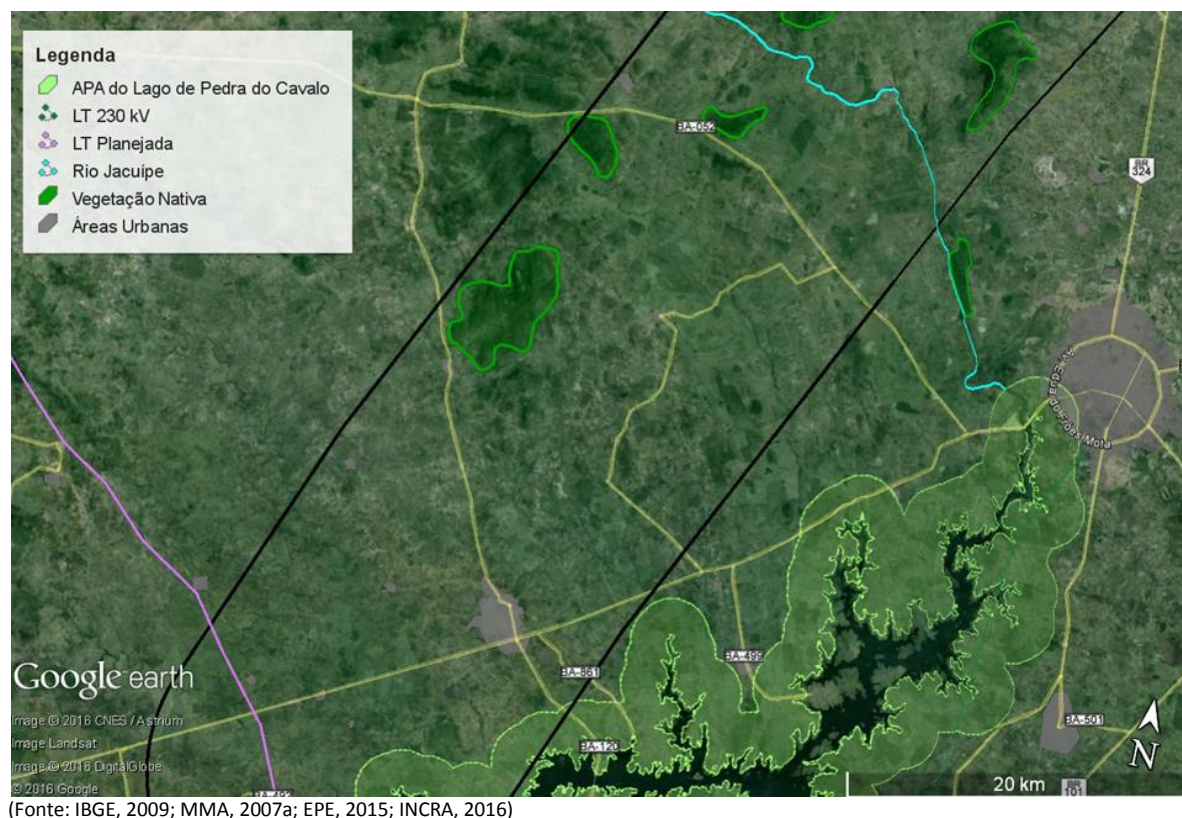
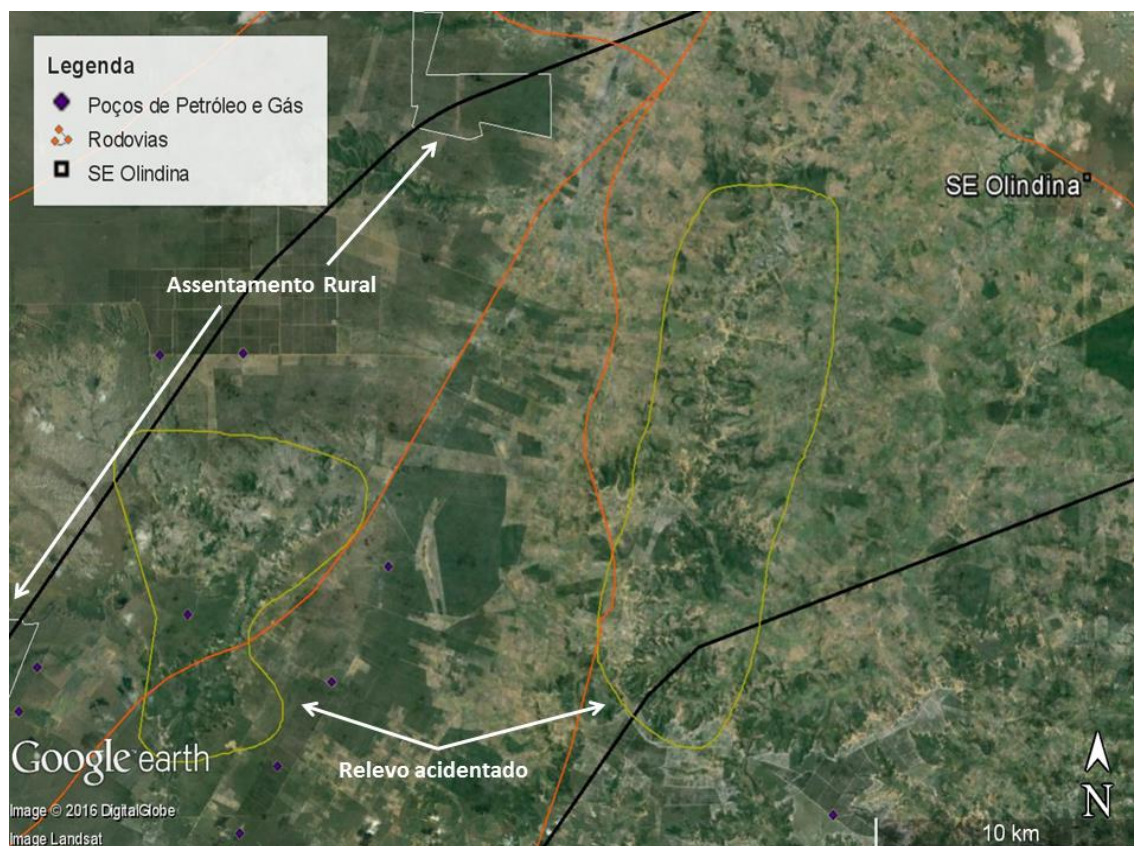


Figura 30 – Pontos de interesse no trecho central de corredor SE Olindina – SE Sapeaçu

Aproximadamente 7 km adiante, o corredor adentra o município de Rafael Jambeiro, e faz uma inflexão para oeste, cruzando o rio Paraguaçu, contornando o reservatório da barragem de Pedra do Cavalo, e a partir daqui, engloba e segue em paralelo à LT 500 kV planejada Morro do Chapéu II – Sapeaçu, até chegar à SE Sapeaçu. Neste trecho, em sua margem oeste, o corredor se sobrepõe a parte das APCBs Serra da Jiboia e Orobó (Figura 23).

O corredor tem as rodovias BR-116 e BA-084 como principais ligações rodoviárias em seu interior, e conforme abordado anteriormente, a primeira cruza o corredor em suas porções sul e central, e a segunda percorre 45 km na porção norte do corredor. Existem várias outras rodovias estaduais cruzando o corredor ao longo de toda a sua extensão, bem como inúmeras estradas de terra que fazem as ligações entre povoados e servem aos produtores rurais. A Ferrovia Centro-Atlântica SA - FCA, que atravessa o corredor transversalmente em seu trecho central, nos municípios de Serrinha, Água Fria e Lamarão, cruza-o novamente na porção sul nos municípios de Muritiba, Cabaceiras do Paraguaçu e Castro Alves (Figura 26).

O uso do solo do corredor é formado predominantemente por áreas de agropecuária em pequenas e médias propriedades rurais com presença de fragmentos de vegetação nativa. Na porção norte do corredor, existem duas áreas com relevo acidentado, sendo que uma delas, por seu tamanho e localização transversal ao eixo do corredor, pode ocasionar dificuldade para a passagem da LT (Figura 31).



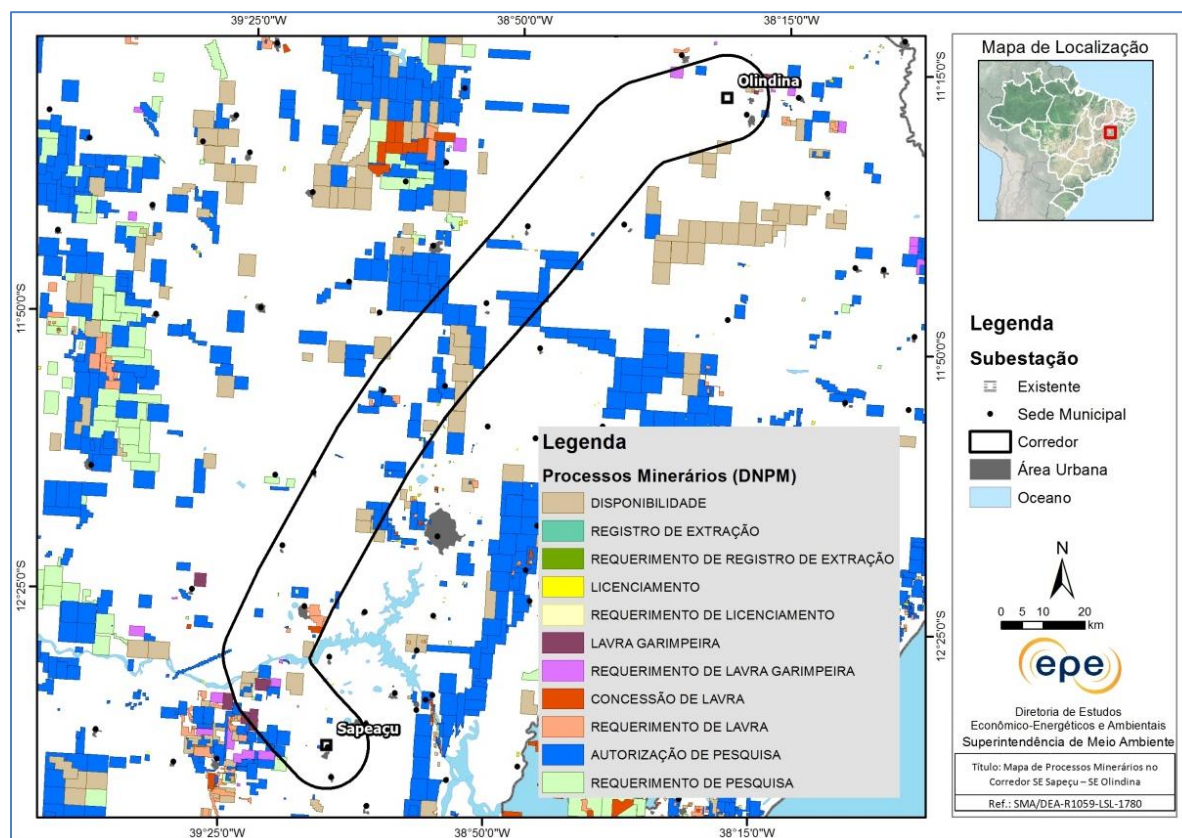
(Fonte: IBGE, 2009; MMA, 2007a; EPE, 2015)

Figura 31 – Área com relevo acidentado no corredor SE Olindina – SE Sapeaçu

O corredor está localizado nos biomas Caatinga e Mata Atlântica, e se sobrepõe a três áreas abrangidas pelo polígono da lei da Mata Atlântica, que estão associadas predominantemente aos fragmentos florestais presentes em áreas montanhosas e nas margens dos cursos d'água. O eixo do corredor percorre aproximadamente 25 km em uma área do polígono situada no centro-norte do corredor, 50 km na área localizada em sua porção centro-sul, e 32 km em área na sua porção sul (Figura 35).

Em relação ao relevo, o corredor está predominantemente inserido na Depressão dos Rios Paraguaçu/Itapicuru, existindo uma pequena porção ao norte inserida nos Tabuleiros do Recôncavo/Tucano. As altitudes variam de 145 metros até 190 metros na porção sul, e entre 166 e 335 metros no restante do corredor.

Foram identificados 136 processos minerários que possuem sobreposição com o corredor na base de dados do DNPM (Figura 32).



(Fonte: DNPM, 2015; IBGE, 2009)

Figura 32 – Processos minerários no corredor SE Olindina – SE Sapeaçu

Dentre esses, apenas 30 se encontram em fases mais avançadas, sendo cinco em fase de lavra garimpeira, sete em fase de requerimento de lavra, um em concessão de lavra, seis em fase de requerimento de lavra garimpeira, quatro em licenciamento, sete em requerimento de licenciamento, e as substâncias são areia, argila, cascalho, feldspato, gnaiss, granito e quartzo. Todos poderão ser desviados pela futura LT. Os demais blocos de processos minerários, em fases relativas à pesquisa, são destinados principalmente à extração de granito, minério de ferro, fosfato, quartzo, areia, feldspato e manganês.

Áreas com restrição legal e Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade

De acordo com a base de dados consultada, na área do corredor existe uma caverna registrada no município de Cabaceiras do Paraguaçu; entretanto, nos dados do Cecav essa caverna está locada no interior do lago da barragem de Pedra do Cavalo, fora do corredor. Também existe no corredor uma unidade de conservação, a APA do Lago de Pedra do Cavalo, unidade de uso sustentável estadual, que pode ser desviada pela futura diretriz. Não há registro de terra indígena.

O corredor se sobrepõe a três APCBs, todas com possibilidade de desvio pela futura LT. A APCB Nova Soure é parcialmente atravessada pelo corredor na porção norte deste, e sua importância é classificada como “insuficientemente conhecida” com ação prioritária “outras”. As APCBs Serra da Jiboia e Orobó são parcialmente sobrepostas na porção sul do corredor (Tabela 16); a primeira tem sua importância classificada como “extremamente alta”, e com ação prioritária a criação de UC de proteção integral; já a segunda, tem importância “muito alta” e ação prioritária de “recuperação”. Estas áreas podem ser visualizadas na Figura 18, na página 28, e na Figura 34, na página 44.

Tabela 16 - APCBs no corredor SE Olindina - SE Sapeaçu

Nome	Importância	Ação Prioritária
Serra da Jiboia	Extremamente Alta	Cria UC – PI
Orobó	Muito Alta	Recuperação
Nova Soure	Insuficientemente Conhecida	Outras

Em sua porção norte o corredor se sobrepõe parcialmente a dois assentamentos rurais, cujas informações estão na Tabela 17, e que podem ser desviados pela diretriz a ser definida no Relatório R3.

Tabela 17 - Projetos de Assentamento no Corredor SE Olindina - SE Sapeaçu

Projeto de Assentamento	Município	UF
Penha e Outras	Nova Soure	BA
Santa Virginia	Biritinga	

Existem nove comunidades remanescentes de quilombo certificadas situadas em municípios atravessados pelo corredor SE Olindina – SE Sapeaçu, conforme dados consultados no site da FCP. Nenhuma dessas comunidades consta da base de dados geográficos consultada. A Tabela 18 apresenta os municípios onde se localizam estas comunidades. Será necessário o contato com a Fundação Cultural Palmares quando da elaboração do Relatório R3, para obter sua localização exata, visando desviar o traçado da futura LT.

Tabela 18 - Municípios com Terras Quilombolas atravessados pelo corredor SE Olindina - SE Sapeaçu

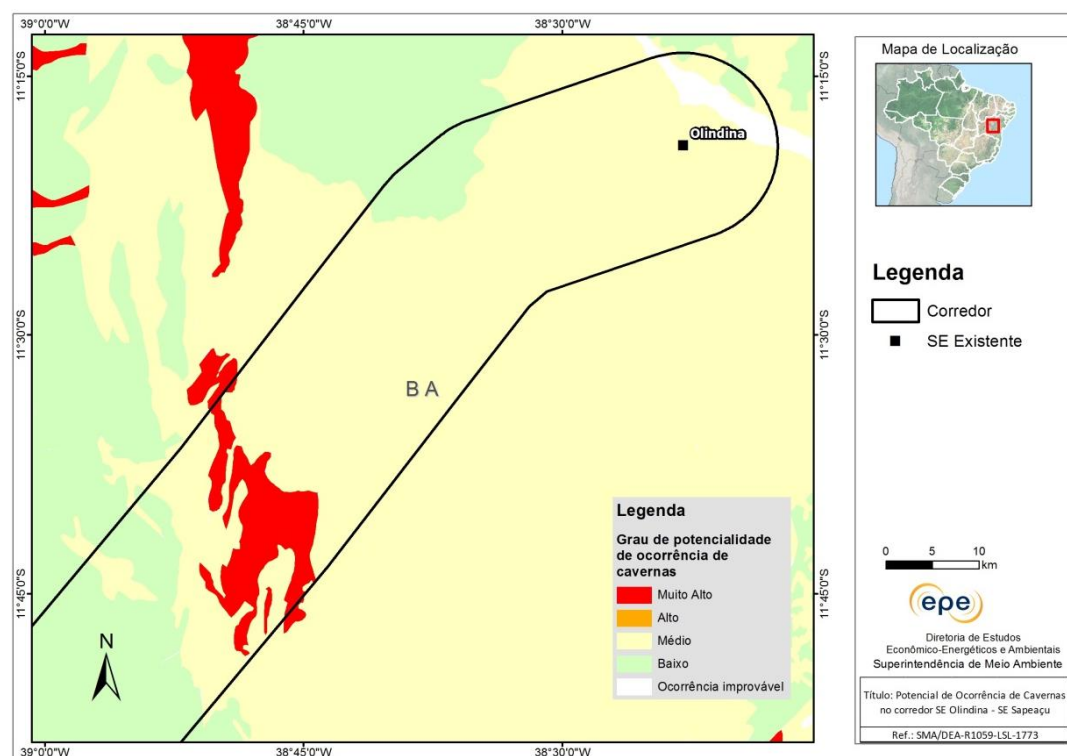
UF	Município	Comunidades Quilombolas Certificadas
BA	Água Fria	1
	Antônio Cardoso	2
	Biritinga	2
	Cruz das Almas	2
	Feira de Santana	2

No que se refere ao patrimônio cultural, importa destacar que alguns municípios possuem em seu território sítios arqueológicos⁴ cadastrados pelo Iphan (IPHAN, 2015a), bens tombados⁵ por esse mesmo órgão (IPHAN, 2015b), e bens na lista do Patrimônio Cultural Ferroviário também do Iphan (IPHAN, 2015c), conforme dados da Tabela 19. Como estes sítios e bens não constam da base de dados geográficos consultada, deve-se atentar para o fato de que alguns podem estar localizados dentro da área do corredor.

Tabela 19 - Municípios com sítios arqueológicos e bens tombados atravessados pelo corredor SE Olindina – SE Sapeaçu

UF	Município	Sítios arqueológicos	Bens tombados	Bens ferroviários
BA	Castro Alves	-	1	-
	Conceição do Almeida	1	-	-
	Cruz das Almas	1	-	-
	Itapicuru	1	-	-
	Serrinha	-	-	5

Ressalte-se, no que diz respeito à espeleologia, que algumas áreas dos municípios de Biritinga, Lamarão, Água Fria e Serrinha, na porção norte do corredor, possuem um grande potencial de ocorrência de cavernas (Figura 33).



(Fonte: CECAV, 2016; EPE, 2106)

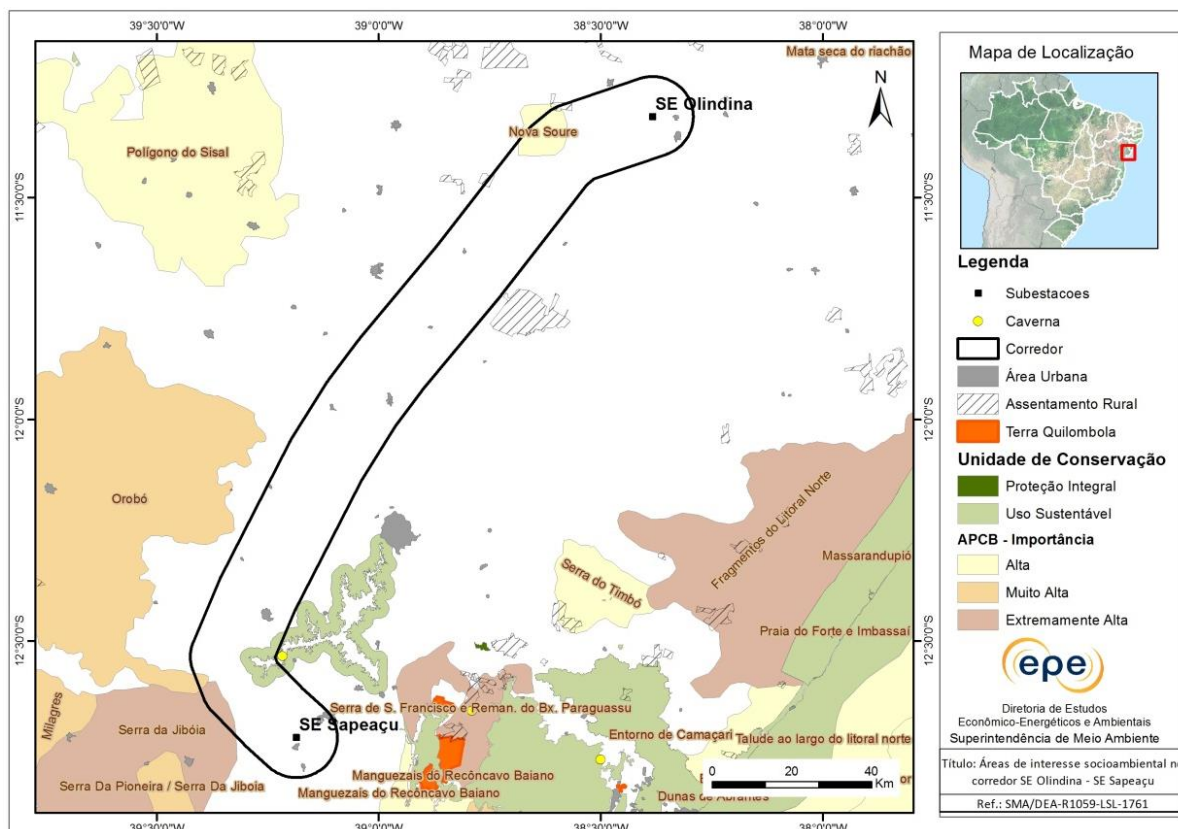
Figura 33 - Potencial de ocorrência de cavernas na porção norte do Corredor SE Olindina – SE Sapeaçu

⁴ Devido à ausência de informações sobre a localização dos sítios arqueológicos cadastrados pelo Iphan, esses não foram indicados no mapa de áreas de relevância socioambiental no corredor.

⁵ Devido à ausência de informações sobre a localização dos bens tombados pelo Iphan, esses não foram indicados no mapa de áreas de relevância socioambiental no corredor.

Por fim, reitere-se que na porção norte do corredor, nos municípios de Biritinga, Sátiro Dias, Nova Soure e Olindina, o corredor se sobrepõe a blocos de exploração de petróleo, que não podem ser desviados pela futura LT, mas permitem a passagem de LTs, como pode ser verificado na Figura 21.

A Figura 34 resume os principais temas de interesse socioambiental que possuem interface direta com o corredor SE Sapeaçu – SE Olindina.



(Fonte: MMA, 2007; IBGE, 2009; Cecav, 2015; DNPM, 2016; EPE, 2106; Incra, 2016; MMA, 2016)

Figura 34 - Áreas de interesse socioambiental no Corredor SE Sapeaçu – SE Olindina

Recomendações para o Relatório R3

A seguir, são apresentadas as principais recomendações para a definição da diretriz da LT planejada:

- Desviar das áreas urbanas de Olindina, Biritinga, Lamarão, Santa Bárbara, Tanquinho, Anguera, Ipecaetá, Santo Estevão, Sapeaçu, Conceição do Almeida e Cruz das Almas, assim como demais localidades e distritos abrangidos pelo corredor;
- Buscar o paralelismo com a LT planejada 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu, na porção sul do corredor, evitando o cruzamento com essa linha;

- Desviar da APA Lago de Pedra do Cavalo, visando minimizar as interferências ambientais;
- Desviar de uma pista de pouso localizada no município de Castro Alves;
- Estudar criteriosamente as travessias com a Ferrovia Centro-Atlântica SA;
- Evitar interferência nas serras existentes nos municípios de Tanquinho e Feira de Santana;
- Atentar para a presença de 30 áreas de mineração ao longo do corredor, cujos processos minerários encontram-se em fases avançadas de exploração, pois no caso de incompatibilidade com esta atividade, pode ser obrigatório desviar das mesmas, ou arcar com os custos de indenizações aos titulares dos direitos minerários;
- Desviar, na medida do possível, dos remanescentes de vegetação nativa sobrepostos pelo corredor, observando-se que o corredor está inserido no polígono de abrangência da Lei da Mata Atlântica (Lei nº 11.428/06, regulamentada pelo Decreto nº 6.660/08), que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa no bioma Mata Atlântica;
- Consultar a Fundação Cultural Palmares a respeito da localização exata das comunidades remanescentes de quilombos existentes nos municípios sobrepostos pelo corredor, e desviar de suas áreas de ocupação;
- Desviar dos Projetos de Assentamento Rural “Penha e Outras” e “Santa Virgínia”;
- Atentar para a presença de três sítios arqueológicos, um bem tombado, e cinco bens do Patrimônio Cultural Ferroviário nos municípios atravessados pelo corredor, buscando-se a localização exata destas áreas com o IPHAN para evitar proximidade;
- Desviar das sondas e poços de petróleo existentes nos municípios de Sátiro Dias, Biritinga e Nova Soure, observando-se ainda o traçado do gasoduto Quererá-Conceição;
- Atualizar as informações sobre as atividades nos blocos e áreas de produção de petróleo e gás natural sobrepostos pelo corredor, para certificar-se da viabilidade da passagem da linha de transmissão.

4 RECOMENDAÇÕES GERAIS

No item 3.2 desta Nota Técnica, foram descritos os corredores e apresentadas suas respectivas recomendações para o Relatório R3, de forma individualizada. Visto existirem alguns aspectos socioambientais comuns aos três corredores do estudo, destacam-se neste item, recomendações gerais a serem observadas quando da elaboração do Relatório R3.

4.1 Mata Atlântica

Destaca-se que parte da área de estudo encontra-se inserida no polígono de aplicação da Lei nº 11.428/06, Lei nº 11.428, de 22 de dezembro de 2006, que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa no bioma Mata Atlântica, regulamentada pelo Decreto nº 6.660/08) conhecida como Lei da Mata Atlântica, que protege os remanescentes de vegetação nativa componentes desse bioma (Figura 35).

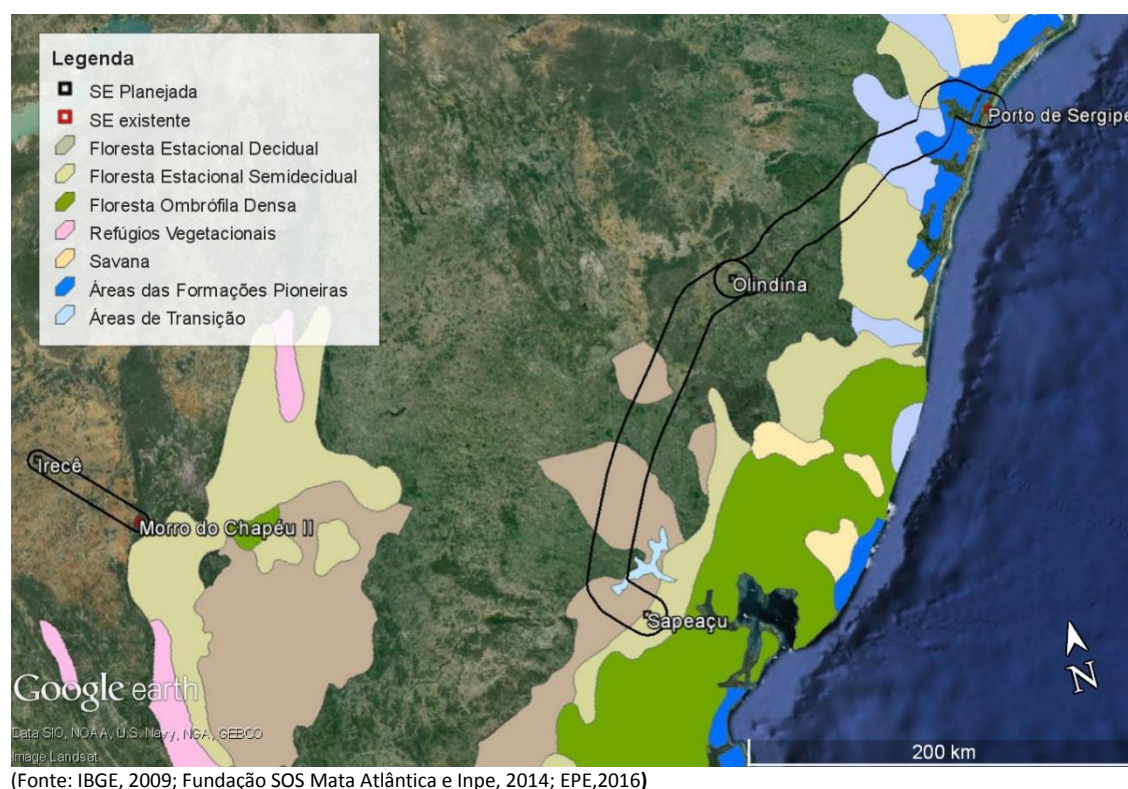


Figura 35 – Polígono da Mata Atlântica na área em estudo

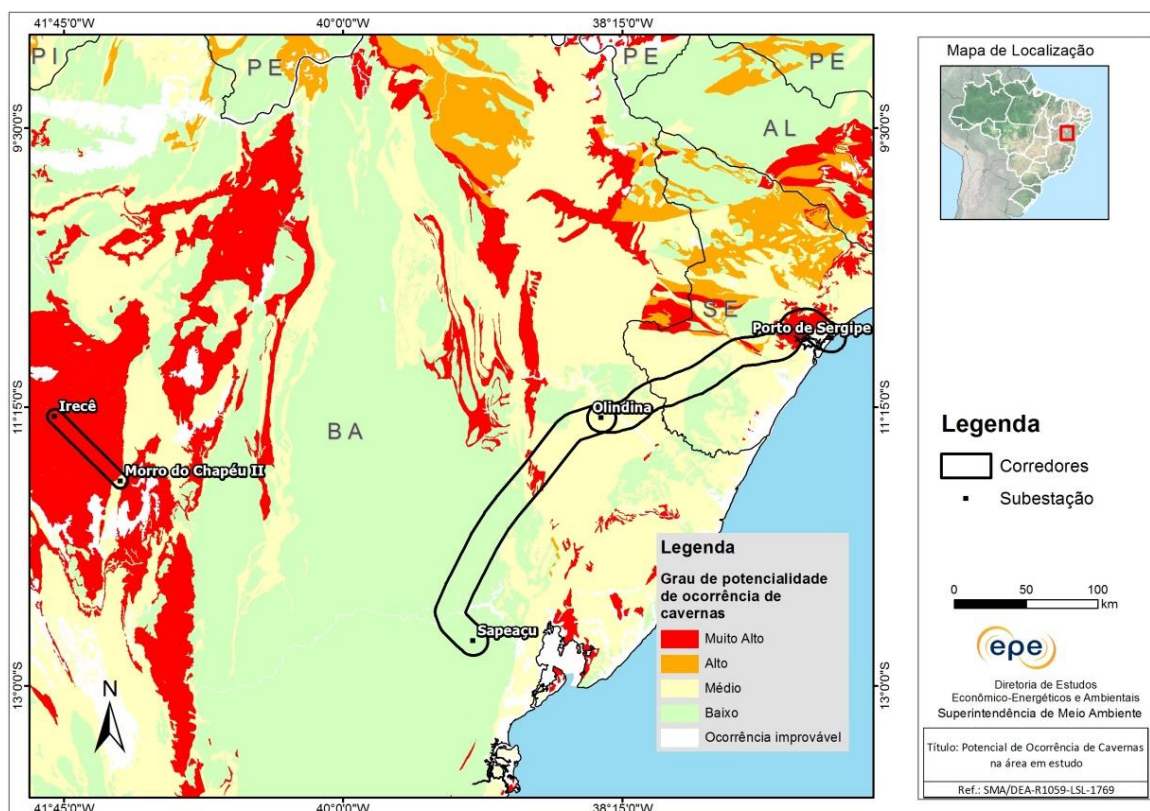
O artigo 12 da lei mencionada estabelece que os novos empreendimentos que impliquem o corte ou a supressão de vegetação do bioma deverão ser implantados preferencialmente em áreas já substancialmente alteradas ou degradadas. De acordo com o artigo 14 da mesma lei, a supressão de vegetação primária e secundária no estágio avançado de regeneração somente poderá ser autorizada em caso de utilidade pública (vegetação secundária em

estágio médio de regeneração também poderá ser autorizada em casos de interesse social), sendo que deverá ser devidamente caracterizada e motivada em procedimento administrativo próprio, quando inexistir alternativa técnica e locacional ao empreendimento proposto. Ainda de acordo com a Lei da Mata Atlântica, o corte ou a supressão de vegetação primária ou secundária nos estágios médio ou avançado de regeneração, autorizados pela lei, ficam condicionados à compensação ambiental, na forma de destinação de área equivalente à extensão da área desmatada, com as mesmas características ecológicas, na mesma bacia hidrográfica (sempre que possível na mesma microbacia hidrográfica).

Desta forma recomenda-se desviar sempre que possível o traçado da futura LT de qualquer fragmento florestal, visando simplificar o licenciamento ambiental das futuras LTs, bem como não onerar sua implantação com custos referentes a plantios de árvores para compensar supressão vegetal.

4.2 Potencial de ocorrência de cavernas

A área em estudo apresenta alto grau de potencial cavernícola, com alta ocorrência de cavernas mapeadas, conforme pode ser observado na Figura 36. Apesar dos corredores definidos apresentarem baixo número de cavernas mapeadas, é preciso buscar informação para cavernas não mapeadas quando das visitas de campo do relatório R3.



(Fonte: IBGE, 2009; CECV, 2015; CECV, 2016; EPE, 2016)

Figura 36 – Potencialidade de ocorrência de cavernas na área em estudo

4.3 Aspectos fundiários

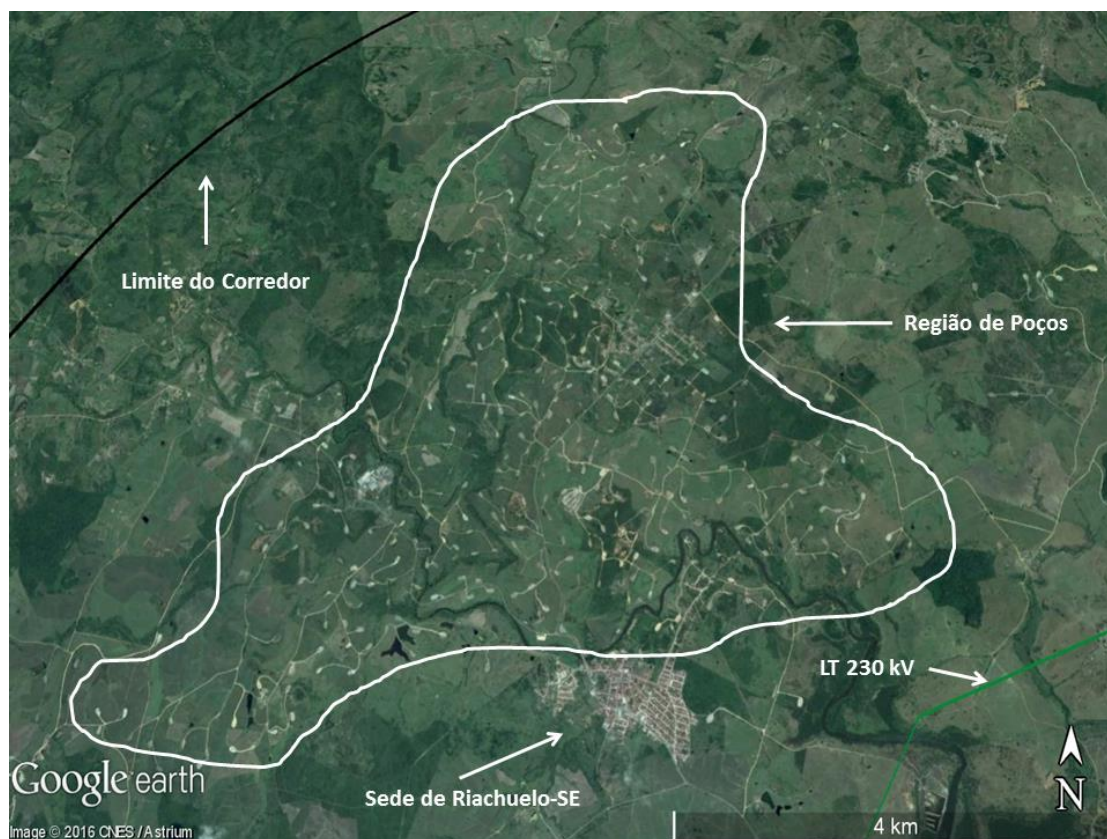
Todos os corredores estão situados majoritariamente em zona rural, e atravessam áreas ocupadas por pequenas propriedades rurais. O uso da terra nestas propriedades tende a ser intensivo, e a perda de área ou a remoção de edificações pode causar um impacto significativo no sistema de produção e na renda global da propriedade.

Alguns empreendimentos estudados atravessam regiões produtoras de cana-de-açúcar, e aqui a preocupação maior é atravessar uma área onde o sistema de colheita utiliza o fogo. Para redução do risco das linhas serem atingidas pelo fogo, não se permite o plantio na faixa de servidão; com isso, é preciso também estudar o ângulo de passagem da linha sobre estas áreas, visando reduzir a perda de área pelos proprietários, bem como eventuais custos de desapropriação e/ou indenização devido à proibição de uso da faixa para plantio.

Atentar ainda para o uso da terra no corredor Irecê – Morro do Chapéu, significativamente ocupado com agricultura irrigada por pivô central. Neste caso trata-se do custo de indenização não só da terra, mas também da relocação ou indenização deste maquinário.

4.4 Regiões petrolíferas

Os corredores Olindina - Sapeaçu e Porto de Sergipe – Olindina se sobrepõem a regiões onde existem grandes blocos exploratórios de petróleo e gás natural, além de áreas efetivamente produtoras destes recursos energéticos. Algumas regiões sobrepostas pelos corredores estudados apresentam uma concentração de poços e sondas tão alta, que a locação e implantação de torres é praticamente impossível, sendo necessário contornar essas áreas como se observa na Figura 37. Quando da elaboração do Relatório R3, recomenda-se fortemente atualizar as informações sobre as atividades nos blocos e áreas de produção de petróleo e gás natural sobrepostos pelo corredor, para certificar-se da viabilidade da passagem da linha de transmissão.



(Fonte: ANP, 2015; Google Earth pro, 2106)

Figura 37 – Detalhes dos poços de petróleo e gás natural no Corredor SE Porto de Sergipe – SE Olindina

5 CONCLUSÃO

Neste estudo foram analisadas três linhas de transmissão da alternativa selecionada para escoamento de geração na área sul da região Nordeste do país. Essa alternativa resultou no delineamento e análise de três corredores, cujas descrições e recomendações individualizadas estão apresentadas no item 3.2 desta Nota Técnica. Além disso, tendo em vista alguns aspectos comuns aos corredores, apresentou-se recomendações adicionais para os estudos futuros (Relatório R3) de definição do traçado dessas LTs, que estão descritas no item 4. Cabe ressaltar que a alternativa selecionada apresenta complexidades socioambientais que demandam cuidados especiais para definição dos traçados das linhas, apesar de os corredores terem sido delineados priorizando afastamento de áreas de maior sensibilidade e paralelismo com linhas existentes.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALVES, E. A. Produção de potássio: Panorama do Brasil e do mundo. Apresentação em Power-point. 32 slides. Disponível em <http://www.cetem.gov.br/agrominerais/livros/producaoapotassio.pdf>. Acesso em 07/06/2016.

ANAC. Agência Nacional de Aviação Civil, 2016. Lista de Aeródromos Públicos. Disponível em: <http://www2.anac.gov.br/arquivos/pdf/aerodromos/AerodromosPublicos.xls>. Acesso em: Fevereiro de 2016.

_____, 2016b. Lista de Aeródromos Privados. Disponível em: <http://www2.anac.gov.br/arquivos/pdf/aerodromos/aerodromosPrivados.xls>. Acesso em: Fevereiro de 2016.

ANEEL. Resolução Autorizativa de 23 de fevereiro de 2016. Altera a declaração de utilidade pública, que instituiu servidão administrativa, em favor da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf, da área de terra necessária à passagem da Linha de Transmissão 230 kV Morro do Chapéu – Irecê, localizada no estado da Bahia.

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Lista de Concessões. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?dw=57558>. Acesso em Fevereiro de 2016.

BRASIL, 2006. Lei nº 11.428, de 22 de dezembro de 2006. Dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa do Bioma Mata Atlântica, e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2006/lei/l11428.htm. Acesso em: Julho de 2014.

_____, 2008. Decreto nº 6.660, de 21 de novembro de 2008. Regulamenta dispositivos da Lei nº 11.428, de 22 de dezembro de 2006, que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa do Bioma Mata Atlântica. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2008/decreto/d6660.htm. Acesso em: Julho de 2014.

_____, 2008a. Advocacia Geral da União. Parecer/PROGE N° 500/2008-FMM-LBTL-MP-SDM-JA. Conflito entre atividades de exploração de recursos minerais e de geração e transmissão de energia elétrica. Disponível em: <http://www.dnpm.gov.br/aceso-a-informacao/legislacao/pareceres/colecao-de-pareceres-procuradoria-geral>. Acesso em: Agosto de 2015.

_____, 2012. Decreto de 21 de dezembro de 2010. Cria a Zona de Processamento de Exportação - ZPE de Barra dos Coqueiros, no Município de Barra dos Coqueiros, Estado de Sergipe. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Dnn/Dnn12990.htm. Acesso em: Março de 2016.

_____, 2011. Portaria Interministerial nº 419, de 26 de outubro de 2011. Regulamenta a atuação dos órgãos e entidades da Administração Pública Federal envolvidos no licenciamento ambiental, de que trata o art. 14 da Lei nº 11.516, de 28 de agosto de 2007.

_____, 2012. Lei nº 12.651, de 25 de maio de 2012. Dispõe sobre a proteção da vegetação nativa; altera as Leis nºs 6.938, de 31 de agosto de 1981, 9.393, de 19 de dezembro de 1996, e 11.428, de 22 de dezembro de 2006; revoga as Leis nºs 4.771, de 15 de setembro de 1965, e 7.754, de 14 de abril de 1989, e a Medida Provisória nº 2.166-67, de 24 de agosto de 2001; e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/lei/l12651.htm. Acesso em: Outubro de 2014.

CECAV. Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas, 2016. Cadastro Nacional de Informações Espeleológicas – ICMBio. Disponível em: <http://www.icmbio.gov.br/cecav/>. Acesso em: Janeiro de 2016.

CECAV. Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas, 2016a. Potencialidade de ocorrência de cavernas. Mapa brasileiro de potencialidade de ocorrência de cavernas. Disponível em: <http://www.icmbio.gov.br/cecav/projetos-e-atividades/potencialidade-de-ocorrencia-de-cavernas.html> Acesso em: Janeiro de 2016.

CETEM. Centro de Tecnologia Mineral, 2002. Cloreto de Potássio – Mina de Taquari Vassouras – CVRD. Comunicação Técnica CT2002-158-00. Rio de Janeiro.

CONAMA. Conselho Nacional do Meio Ambiente. Resolução Conama nº 428, de 17 de dezembro de 2010. Dispõe, no âmbito do licenciamento ambiental sobre a autorização do órgão responsável pela administração da Unidade de Conservação (UC), de que trata o § 3º do artigo 36 da Lei nº 9.985 de 18 de julho de 2000, bem como sobre a ciência do órgão responsável pela administração da UC no caso de licenciamento ambiental de empreendimentos não sujeitos a EIA-RIMA e dá outras providências. Disponível em: <http://www.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=641>. Acesso em: Julho de 2015.

CPRM. Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais, 2002. Mapa de Geodiversidade (corte ao milionésimo). Disponível em: <http://geobank.sa.cprm.gov.br/>. Acesso em: Outubro de 2011.

DNPM. Departamento Nacional de Produção Mineral, 2013. Processos Minerários (arquivos vetoriais). Disponível em: <http://sigmine.dnpm.gov.br>. Acesso em: Janeiro de 2013.

Eletrobras. Centrais Elétricas Brasileiras SA, 2011. Base cartográfica dos limites das UCs Estaduais e Municipais.

FCP. Fundação Cultural Palmares. Comunidades Remanescentes de Quilombos (CRQs) com processos abertos até 04/09/2015 - aguardando visita técnica de certificação. Disponível em: <http://www.palmares.gov.br>. Acesso em: Março de 2016.

FCP. Fundação Cultural Palmares. Comunidades Remanescentes de Quilombos (CRQs) com processos abertos até 12/08/2015 - em análise técnica. Disponível em: <http://www.palmares.gov.br>. Acesso em: Março de 2016.

FCP. Fundação Cultural Palmares. Tabela Quilombolas completa atualizada até 31/12/2015. Disponível em: <http://www.palmares.gov.br>. Acesso em: Março de 2016.

FCP. Fundação Cultural Palmares. Certidões expedidas às Comunidades Remanescentes de Quilombos (CRQ's). Disponível em: <http://www.palmares.gov.br/wp-content/uploads/2015/09/C%C3%B3pia-de-Lista-das-CRQs-Certificadas-Portaria-n%C2%B0-84-08-06-2015.pdf>. Acesso em: Março de 2016.

Funai. Fundação Nacional do Índio, 2016. Base Cartográfica Delimitação das Terras Indígenas do Brasil. Disponível em: <http://mapas.funai.gov.br>. Acesso em: Janeiro de 2016.

Fundação SOS Mata Atlântica & Inpe. 2014. Atlas dos Remanescentes Florestais de Mata Atlântica. Período: 2012/2013. Relatório Técnico: São Paulo. 61p.

GEOBAHIA. Sistema de informação geográfica. Salvador: INEMA. Disponível em: <http://geobahia.inema.ba.gov.br/> Acesso em: Janeiro de 2016

ICMBio. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, 2016. Base Cartográfica das Reservas Particulares do Patrimônio Natural. Disponível em: <http://sistemas.icmbio.gov.br/simrppn/publico/>. Acesso em: Janeiro de 2016.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2006. Mapa da Área de Aplicação da Lei nº 11.428/2006 - Lei da Mata Atlântica. Disponível em: http://www.ibge.gov.br/home/geociencias/recursosnaturais/mapas_doc6.shtm. Acesso em: Março de 2016.

_____. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2006b. Censo agropecuário 2006. Disponível em: <http://www.sidra.ibge.gov.br/bda/agric/>. Acesso em: março de 2016.

_____. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2007. Mapa de Vegetação do Brasil – IBGE. Disponível em: www.ibge.gov.br. Acesso em: Agosto de 2012.

_____. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2009. Base Cartográfica Integrada ao Milionésimo. Disponível em: www.ibge.gov.br. Acesso em: Junho de 2012.

IBRAM. Instituto Brasileiro de Mineração, 2015. Sem isonomia fiscal, produção de potássio nacional é postergada. Disponível em http://www.ibram.org.br/150/15001002.asp?ttCD_CHAVE=253125. Acesso em 07/06/2016.

INCRA. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2016a. Mapa de Projetos de Assentamento. Disponível em: <http://acervofundiario.incra.gov.br/i3geo/datadownload.htm>. Acesso em: Janeiro de 2016.

_____. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2016b. Mapa de Território Quilombola. Disponível em: <http://acervofundiario.incra.gov.br/i3geo/datadownload.htm>. Acesso em: Janeiro de 2016.

_____. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2016b. Andamento processos quilombolas: quadro geral. Disponível em: <http://incra.gov.br/quilombola>. Acesso em: Janeiro de 2016.

IPHAN. Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2015a. Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos. Disponível em: <http://portal.iphan.gov.br/pagina/detalhes/236>. Acesso em: Fevereiro de 2016.

_____. Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2015b. Lista de Bens Tombados e Processos em Andamento (1938 - 2015). Disponível em: <http://www.iphan.gov.br/>. Acesso em: Fevereiro de 2016.

_____. Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2015c. Lista do Patrimônio Cultural Ferroviário. Disponível em: <http://portal.iphan.gov.br/pagina/detalhes/127>. Acesso em: Fevereiro de 2016.

MMA. Ministério do Meio Ambiente - Secretaria de Biodiversidade de Florestas. Projeto de Conservação e Utilização Sustentável da Diversidade Biológica Brasileira, 2007a. Mapa de Cobertura Vegetal e Uso do Solo em Biomas – escala 1:250.000. Disponível em: www.mma.gov.br. Acesso em: Junho de 2012.

_____. Ministério do Meio Ambiente, 2007b. Mapa das Áreas Prioritárias para a Conservação, Uso Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira – Probio. Disponível em: <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm> Acesso: Agosto de 2012.

____. Ministério do Meio Ambiente, 2016. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade. Mapa de Unidades de Conservação Federais e Estaduais. Disponível em: <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm> Acesso em: Fevereiro de 2016.

SEI, Superintendência de Estudos Econômicos e Sociais da Bahia. Mapa de Sítios Arqueológicos da Bahia. Disponível em: http://www.sei.ba.gov.br/images/publicacoes/download/sep/mapas/sep_88_sitios_arqueologicos.pdf Acesso em: Março de 2016

USGS. United States Geological Survey, 2012. Advanced Spaceborne Thermal Emission and Reflection Radiometer (ASTER). Disponível em <http://gdex.cr.usgs.gov/gdex/>. Acesso em: Junho de 2012.

7 APÊNDICES

LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II	
Tabela 1 - Comparação da diretriz da LT (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da diretriz da linha de transmissão (R3) com o corredor estudado no R1	
Extensão do eixo do corredor (R1): 65 km	Extensão da diretriz da LT (R3):
Variação da extensão e principal(ais) motivos:	
A diretriz está inteiramente inserida no corredor?	
No caso de não inserção da diretriz do R3 no corredor do R1, informar os motivos:	
1 - Anexar o mapa contendo o corredor estudado no Relatório R1 e a diretriz proposta no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram a diretriz. 2 - Encaminhar arquivo digital da diretriz definida no R3 (formato KML ou <i>shapefile</i>).	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.
1. Desviar o traçado da futura LT dos poucos e pequenos remanescentes de vegetação nativa sobrepostos pelo corredor	
2. Estudar criteriosamente a travessia nas áreas onde ocorre lavra para extração mineral, nas proximidades da SE Irecê	
3. Afastar o traçado da futura LT das áreas urbanas de Gameleira dos Crentes, Belo Campo, Zabelê e Cafarnaum, assim como demais localidades e distritos abrangidos pelo corredor	
4. Atentar para a possibilidade de existência de cavernas não mapeadas na área do corredor	
5. Desviar o traçado da futura LT do sítio arqueológico, registrado no município de Morro do Chapéu, para que a futura LT não tenha qualquer interferência nesse sítio, e buscar a localização exata dos demais sítios	

cadastrados pelo Iphan, para evitar proximidade com os mesmos, caso se localizem no corredor	
6. Estudar criteriosamente a diretriz de LT de forma a desviar dos pivôs centrais de irrigação existentes no corredor	
7. Consultar a Fundação Cultural Palmares a respeito da localização exata das comunidades remanescentes de quilombos existentes nos municípios sobrepostos pelo corredor, e desviar de suas áreas de ocupação	

LT 500 kV Porto de Sergipe – Olindina	
Tabela 2 - Comparação da diretriz da LT (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da diretriz da linha de transmissão (R3) com o corredor estudado no R1	
Extensão do eixo do corredor (R1): 180 km	Extensão da diretriz da LT (R3):
Variação da extensão e principal(ais) motivos:	
A diretriz está inteiramente inserida no corredor?	
No caso de não inserção da diretriz do R3 no corredor do R1, informar os motivos:	
1 - Anexar o mapa contendo o corredor estudado no Relatório R1 e a diretriz proposta no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram a diretriz. 2 - Encaminhar arquivo digital da diretriz definida no R3 (formato KML ou <i>shapefile</i>).	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.
1. Confirmar a localização da SE Porto de Sergipe com o empreendedor responsável pela UTE Porto de Sergipe	
2. Procurar seguir em paralelo com as rodovias existentes, principalmente as SE-240, SE-160, SE-170, BR-349 e BR-110	
3. Evitar extensas áreas de mangue ao redor do estuário do Rio Sergipe e seus afluentes	
4. Evitar as áreas urbanas e periurbanas dos municípios da Região Metropolitana de Aracaju e Tobias Barreto, assim como demais localidades e distritos abrangidos pelo corredor	
5. Desviar de sítios e edificações de interesse histórico e cultural existentes principalmente na porção norte do corredor (casarões de antigas fazendas, igrejas antigas existentes nas áreas rurais). Para tanto, contatar o Iphan para verificar a localização das edificações e sítios tombados	

6. Consultar a Fundação Cultural Palmares a respeito da localização exata das comunidades remanescentes de quilombos existentes nos municípios sobrepostos pelo corredor, e desviar de suas áreas de ocupação	
7. Evitar áreas de projetos de assentamentos rurais, principalmente os localizados no municípios de Divina Pastora, Itaporanga d'Ajuda, Lagarto, Nossa Senhora do Socorro, Santo Amaro das Brotas, São Cristóvão e Itapicuru	
8. Evitar áreas de cavernas nas proximidades de São Cristóvão, Nossa Senhora do Socorro, Laranjeiras, Divina Pastora e Maruim em Sergipe	
9. Consultar o ICMBio a respeito do status da elaboração do Plano de Manejo do Parque Nacional da Serra de Itabaiana e principalmente dos limites de sua Zona de Amortecimento, visando desviar o traçado	
10. Minimizar interferências com as áreas requeridas e concedidas para lavra	
11. Atentar para as áreas de produção de petróleo dentro do corredor, desviando o traçado da futura LT dessas áreas	
12. Atualizar as informações sobre as atividades nos blocos e áreas de produção de petróleo e gás natural sobrepostos pelo corredor, para certificar-se da viabilidade da passagem da linha de transmissão	
13. Evitar as áreas de exploração e produção de potássio no extremo norte do corredor, buscando ainda atualizar informações sobre os empreendimentos aí existentes, e sobre a existência de restrições para a passagem da linha de transmissão	
14. Desviar, na medida do possível, dos remanescentes de vegetação nativa	

sobrepostos pelo corredor, observando-se que o corredor está inserido no polígono de abrangência da Lei da Mata Atlântica (Lei nº 11.428/06, regulamentada pelo Decreto nº 6.660/08), que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa no bioma Mata Atlântica	
--	--

LT 500 kV Olindina – Sapeaçu	
Tabela 3 - Comparação da diretriz da LT (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da diretriz da linha de transmissão (R3) com o corredor estudado no R1	
Extensão do eixo do corredor (R1): 201 km	Extensão da diretriz da LT (R3):
Variação da extensão e principal(ais) motivos:	
A diretriz está inteiramente inserida no corredor?	
No caso de não inserção da diretriz do R3 no corredor do R1, informar os motivos:	
1 - Anexar o mapa contendo o corredor estudado no Relatório R1 e a diretriz proposta no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram a diretriz. 2 - Encaminhar arquivo digital da diretriz definida no R3 (formato KML ou <i>shapefile</i>).	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.
1. Desviar das áreas urbanas de Olindina, Biritinga, Lamarão, Santa Bárbara, Tanquinho, Anguera, Ipecaetá, Santo Estevão, Sapeaçu, Conceição do Almeida e Cruz das Almas, assim como demais localidades e distritos abrangidos pelo corredor	
2. Buscar o paralelismo com a LT planejada 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu, na porção sul do corredor, evitando o cruzamento com essa linha	
3. Desviar da APA do Lago de Pedra do Cavalo, visando minimizar as interferências ambientais	
4. Desviar de uma pista de pouso localizada no município de Castro Alves	
5. Estudar criteriosamente as travessias com a Ferrovia Centro-Atlântica SA	
6. Evitar interferência nas serras existentes nos municípios de Tanquinho e Feira de Santana	
7. Atentar para a presença de 30 áreas de mineração ao longo do corredor, cujos processos minerários encontram-se em fases	

avançadas de exploração, pois no caso de incompatibilidade com esta atividade, pode ser obrigatório desviar das mesmas, ou arcar com os custos de indenizações aos titulares dos direitos minerários	
8. Desviar, na medida do possível, dos remanescentes de vegetação nativa sobrepostos pelo corredor, observando-se que o corredor está inserido no polígono de abrangência da Lei da Mata Atlântica (Lei nº 11.428/06, regulamentada pelo Decreto nº 6.660/08), que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa no bioma Mata Atlântica	
9. Consultar a Fundação Cultural Palmares a respeito da localização exata das comunidades remanescentes de quilombos existentes nos municípios sobrepostos pelo corredor, e desviar de suas áreas de ocupação	
10. Desviar dos Projetos de Assentamento Rural “Penha e Outras” e “Santa Virgínia”.	
11. Atentar para a presença de três sítios arqueológicos, um bem tombado, e cinco bens do Patrimônio Cultural Ferroviário nos municípios atravessados pelo corredor, buscando-se a localização exata destas áreas com o Iphan para evitar proximidade	
12. Desviar das sondas e poços de petróleo existentes no município de Sátiro Dias, Biritinga e Nova Soure, observando-se ainda o traçado do gasoduto Quererá-Conceição	
13. Atualizar as informações sobre as atividades nos blocos e áreas de produção de petróleo e gás natural sobrepostos pelo corredor, para certificar-se da viabilidade da passagem da linha de transmissão	