

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

*ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA
DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1*

*Estudo de Atendimento às Cargas da SE Funil e Extremo
Sul da Bahia*



Empresa de Pesquisa Energética

**Ministério de
Minas e Energia**

GOVERNO FEDERAL
BRASIL
PÁTRIA EDUCADORA

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



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Carlos Eduardo de Sousa Braga

Secretário-Executivo do MME

Luiz Eduardo Barata Ferreira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Altino Ventura Filho

Secretário de Energia Elétrica

Ildo Wilson Grüdtner

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

Marco Antônio Martins Almeida

Secretaria de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Carlos Nogueira da Costa Júnior



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 Guerreiro

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Gelson Baptista Serva

Diretor de Gestão Corporativa

Alvaro Henrique Matias Pereira

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

Sede

SAN – Quadra 1 – Bloco B – Sala 100-A

70041-903 - Brasília – DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar

20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

*Estudo de Atendimento às Cargas
da SE Funil e Extremo Sul da Bahia*

Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim
Amílcar Guerreiro

Coordenação Executiva

José Marcos Bressane

Equipe Técnica

Estudos Elétricos

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

Edna Elias Xavier (coordenação)
Carina Rennó Siniscalchi
Kátia Gisele Matosinho
Silvana Andreoli Espig

Nº EPE-DEE-RE-139/2015-rev0

Data: 29 de Dezembro de 2015

(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 de alternativas de suprimento às cargas da SE Funil e Extremo Sul da Bahia. A análise contempla os aspectos técnicos e econômicos, incorporando também, no capítulo 11, a avaliação preliminar dos aspectos socioambientais associados à alternativa proposta.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	6
2	OBJETIVOS	8
3	CONCLUSÕES.....	9
4	RECOMENDAÇÕES	11
5	DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS	13
5.1	BASE DE DADOS	13
5.2	MERCADO.....	13
5.3	HORIZONTE DO ESTUDO	14
5.4	PREMISSAS E CRITÉRIOS	14
6	DIAGNÓSTICO	16
7	ALTERNATIVAS.....	19
7.1	ALTERNATIVA 1.....	19
7.2	ALTERNATIVA 2.....	20
7.3	ALTERNATIVA 3.....	21
7.4	ALTERNATIVA 4.....	22
8	AValiação DE DESEMPENHO DAS ALTERNATIVAS	23
8.1	DESEMPENHO DA ALTERNATIVA 1	23
8.2	DESEMPENHO DA ALTERNATIVA 2	24
8.3	DESEMPENHO DA ALTERNATIVA 3	25
8.4	DESEMPENHO DA ALTERNATIVA 4	26
9	ANÁLISE ECONÔMICA	27
9.1	CUSTOS DE INVESTIMENTO	27
9.2	CUSTOS DE PERDAS.....	28
9.3	CUSTOS DE INVESTIMENTO E PERDAS ELÉTRICAS.....	28
10	ANÁLISE DE CURTO CIRCUITO.....	29
11	ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL	30
11.1	CARACTERIZAÇÃO DA ÁREA PROPOSTA PARA A SUBESTAÇÃO PLANEJADA ITABUNA III	31
11.2	CARACTERIZAÇÃO DO CORREDOR SE ITABUNA III – SECCIONAMENTO LT 230KV FUNIL – ITAPEBI.....	32
11.3	RECOMENDAÇÕES PARA O RELATÓRIO R3	37
12	REFERÊNCIAS.....	39
13	EQUIPE TÉCNICA.....	41
14	ANEXOS	42
14.1	PARÂMETROS DOS EQUIPAMENTOS.....	42
14.2	NOVAS SUBESTAÇÕES.....	44
14.3	PERDAS DAS ALTERNATIVAS	45

14.4	PLANO DE OBRAS E ESTIMATIVA DE CUSTOS	46
14.5	RESULTADO DAS SIMULAÇÕES	51
14.6	FICHAS PET	63
14.7	TABELA DE COMPARAÇÃO DA SE ITABUNA III (R1XR3).....	68
14.8	TABELA DE COMPARAÇÃO DA DIRETRIZ DA LT SE ITABUNA III – SECCIONAMENTO LT 230KV FUNIL-ITAPEBI (R1XR3)	70

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 – Mapa Eletrogeográfico do Extremo Sul da Bahia – Fonte: ONS	6
Figura 1-2 – Diagrama Simplificado da Região Sul da Bahia – Rede de distribuição – Fonte: Coelba	7
Figura 4-1– Diagrama Esquemático da Alternativa 4	12
Figura 6-1 – Carregamento dos ATR 230/138 kV da SE Funil em contingência – Ano 2020 – Carga Pesada.....	16
Figura 6-2 – Carregamento dos ATR 230/138 kV da SE Funil em regime normal de operação – Ano 2023 – Carga Pesada.....	16
Figura 6-3 – Fluxo de potência em regime normal de operação – Ano 2015 – Carga Pesada	17
Figura 6-4 – Fluxo de potência em regime normal de operação– Ano 2016 – Carga Pesada	17
Figura 6-5 – Fluxo de potência em regime normal de operação– Ano 2023 – Carga Pesada	18
Figura 6-6 – Contingência da LT 230 kV Eunápolis – Teixeira de Freitas – Ano 2023 – Carga Pesada.....	18
Figura 7-1 – Diagrama Esquemático da Alternativa 1	19
Figura 7-2 – Diagrama Esquemático da Alternativa 2	20
Figura 7-3– Diagrama Esquemático da Alternativa 3	21
Figura 7-4 – Diagrama Esquemático da Alternativa 4	22
Figura 11-1 – Localização geral da área de estudo, no município de Itabuna, Bahia.....	30
Figura 11-2 – Aspecto geral da área proposta para implantação da SE Itabuna III (1 km raio).....	32
Figura 11-3 – Mapa de localização do Corredor SE Itabuna III – Seccionamento LT 230kV Funil - Itapebi.....	33
Figura 11-4 – Mapa de Uso do Solo e Cobertura Vegetal no Corredor SE Itabuna III – Seccionamento LT 230kV Funil - Itapebi.....	34
Figura 11-5 – Carta Topográfica (raster) da região de Itabuna, Bahia, indicando a localidade de Itamaracá.....	35
Figura 11-6 – Assentamentos Rurais na área de estudo do Corredor SE Itabuna III - Seccionamento LT230kV Funil-Itapebi.....	36
Figura 11-7 – Registros do DNPM na área de estudo do Corredor SE Itabuna III - Seccionamento LT 230kV Funil-Itapebi	37
Figura 14-1– Diagrama Unifilar da SE 230/138 kV Itabuna III	44
Figura 14-2 – Alternativa 4 – Região de Funil e Sul da Bahia - Regime Normal – Ano 2020	51
Figura 14-3 – Alternativa 4 – Região de Funil e Sul da Bahia - Regime Normal – Ano 2022	52
Figura 14-4 – Alternativa 4 – Região de Funil e Sul da Bahia - Regime Normal – Ano 2029	53
Figura 14-5 – Alternativa 4 – Região de Funil e Sul da Bahia – Contingência de 1 TR 230/138 kV Funil – Ano 2020.....	54
Figura 14-6 – Alternativa 4 – Região de Funil e Sul da Bahia – Contingência da LT 230 kV Itapebi – Itabuna III – Ano 2020	55
Figura 14-7 – Alternativa 4 – Região de Funil e Sul da Bahia – Contingência da LT 230 kV Funil – Itapebi C2 – Ano 2020.....	56
Figura 14-8 – Alternativa 4 – Região de Funil e Sul da Bahia – Contingência de 1 TR 230/138 kV Itabuna III – Ano 2020.....	57
Figura 14-9 – Alternativa 4 – Região de Funil e Sul da Bahia – Contingência de 1 TR 230/138 kV Itabuna III – sem 2º BC 20 Mvar em Itabuna III – Ano 2026.....	58
Figura 14-10 – Alternativa 4 – Região de Funil e Sul da Bahia – Contingência de 1 TR 230/138 kV Itabuna III – com 2º BC 20 Mvar em Itabuna III – Ano 2026.....	59
Figura 14-11 – Alternativa 4 – Região de Funil e Sul da Bahia – Contingência de 1 TR 230/138 kV Funil – Ano 2029	60
Figura 14-12 – Alternativa 4 – Região de Funil e Sul da Bahia – Contingência da LT 230 kV Funil – Itapebi C2 – Ano 2029.....	61
Figura 14-13 – Alternativa 4 – Região de Funil e Sul da Bahia – Contingência de 1 TR 230/138 kV Itabuna III – Ano 2029.....	62

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3-1– Comparação econômica das alternativas: Investimento + Perdas (R\$ x 1000).....	10
Tabela 4-1 – Alternativa 4 - Principais obras em linhas de transmissão	11
Tabela 4-2 – Alternativa 4 - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira.....	11
Tabela 4-3 – Alternativa 4 - Principais obras em linhas de distribuição	11
Tabela 5-1 – Mercado da Região de Funil.....	13
Tabela 8-1 – Alternativa 1 - Principais obras em linhas de transmissão	23
Tabela 8-2 – Alternativa 1 - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira.....	23
Tabela 8-3 – Alternativa 1 - Principais obras em linhas de distribuição	24
Tabela 8-4 – Alternativa 1 - Principais obras em subestações de distribuição.....	24
Tabela 8-5 – Alternativa 2 - Principais obras em linhas de transmissão	24
Tabela 8-6 – Alternativa 2 - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira.....	24
Tabela 8-7 – Alternativa 2 - Principais obras em linhas de distribuição	25
Tabela 8-8 – Alternativa 3 - Principais obras em linhas de transmissão	25
Tabela 8-9 – Alternativa 3 - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira.....	25
Tabela 8-10 – Alternativa 3 - Principais obras em linhas de distribuição	25
Tabela 8-11 – Alternativa 4 - Principais obras em linhas de transmissão	26
Tabela 8-12 – Alternativa 4 - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira.....	26
Tabela 8-13 – Alternativa 4 - Principais obras em linhas de distribuição	26
Tabela 9-1 – Custo do Investimento das Alternativas (R\$ x 1000)	27
Tabela 9-2 – Custo do diferencial de perdas (R\$ x 1000)	28
Tabela 9-3 – Comparação Econômica (R\$ x 1000).....	28
Tabela 10-1 – Correntes de curto circuito referentes ao ano 2020	29
Tabela 11-1 – Coordenadas das subestações em estudo.....	31
Tabela 14-1 – Características Elétricas das Linhas de Transmissão – Alternativa Vencedora	42
Tabela 14-2 - Parâmetros Elétricos das Linhas de Transmissão – Alternativa Vencedora	42
Tabela 14-3 – Carregamento Máximo das Linhas de Transmissão – Alternativa Vencedora.....	43
Tabela 14-3 - Parâmetros dos Transformadores Novos	43
Tabela 14-5 – Δ Perdas Elétricas [MW]	45
Tabela 14-6 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1 (R\$ x 1000) 1 de 2.....	46
Tabela 14-7 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1 (R\$ x 1000) 2 de 2.....	47
Tabela 14-8 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2 (R\$ x 1000) 1 de 1.....	48
Tabela 14-9 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 3 (R\$ x 1000) 1 de 1.....	49
Tabela 14-10 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 4 (R\$ x 1000) 1 de 1	50

1 INTRODUÇÃO

A SE 230 kV Funil encontra-se na região sul do Estado da Bahia e é responsável pelo atendimento elétrico a importantes cidades como Itabuna e Ilhéus. Ela se conecta ao SIN através de três circuitos entre as subestações de Sapeaçu e Funil, sendo dois deles seccionados em sua rota para alimentar a subestação de Santo Antônio de Jesus. Além disso, o sistema de atendimento a essa região conta ainda com dois circuitos de 230 kV que interligam as subestações de Funil e Eunápolis, com seccionamento para interligação da UHE Itapebi. O atendimento a SE Brumado II é realizado através de uma linha de transmissão em 230 kV oriunda da SE Funil 230 kV, com seccionamento para interligação da SE 230 kV Itagibá e, futuramente, da SE 230 kV Poções II, de forma a redistribuir as cargas desta região.

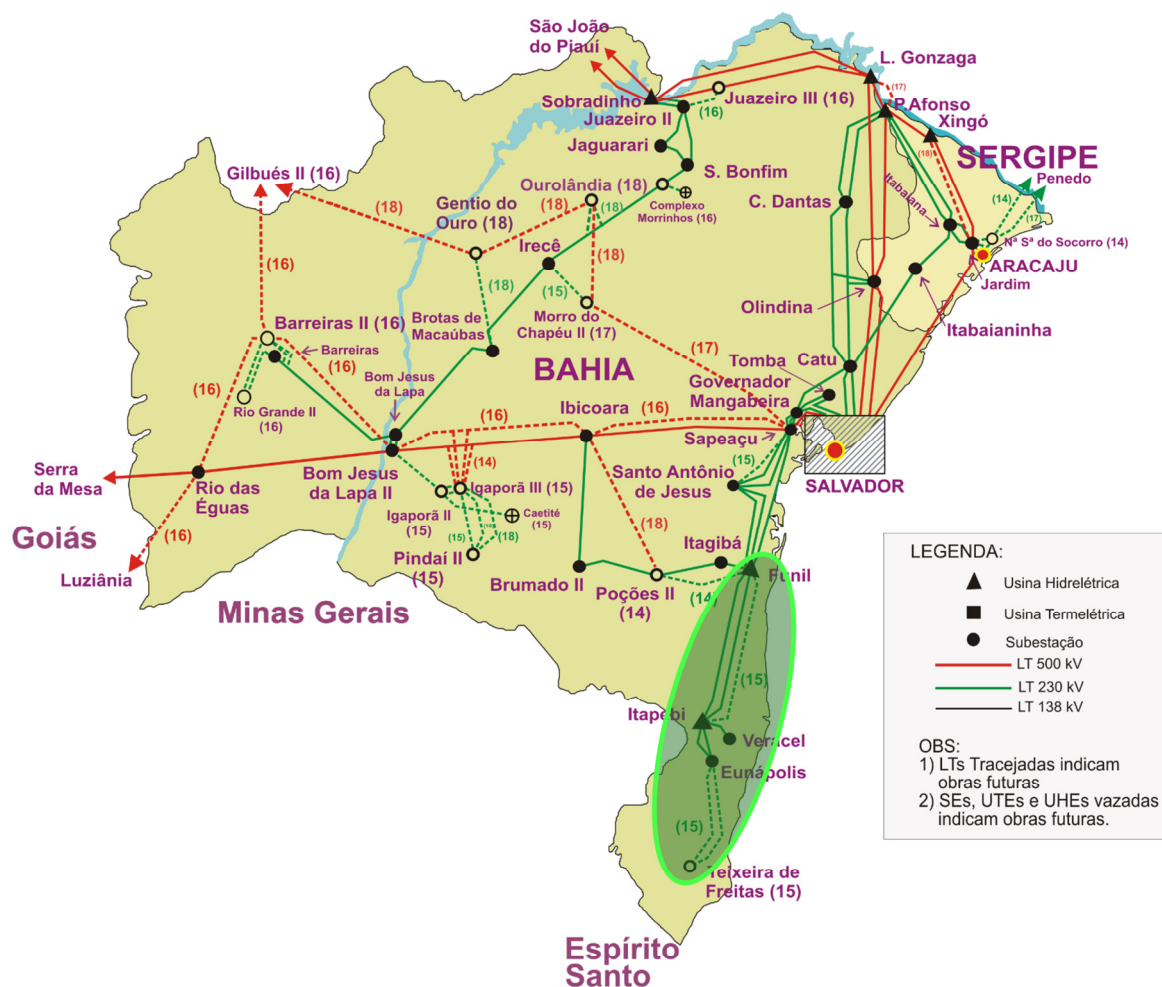


Figura 1-1 – Mapa Eletrogeográfico do Extremo Sul da Bahia – Fonte: ONS

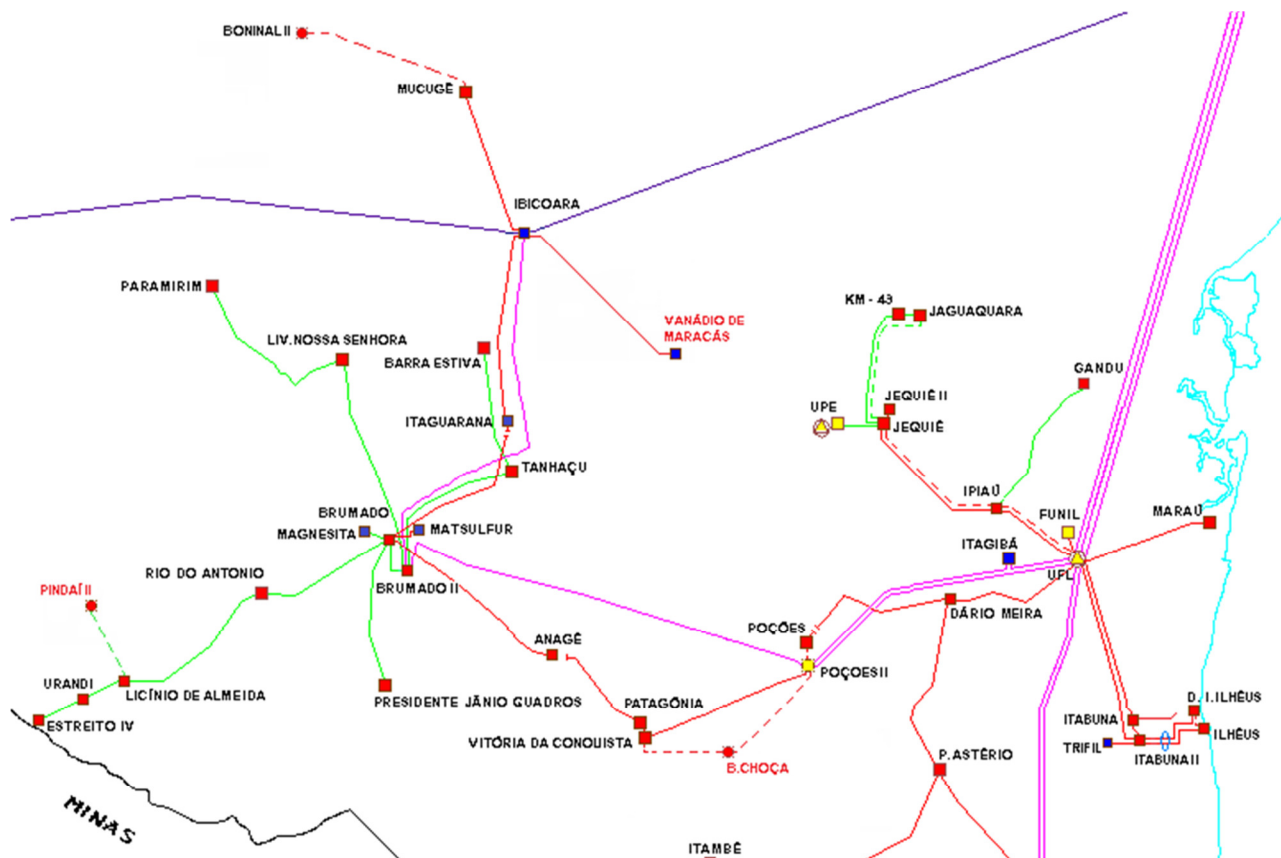


Figura 1-2 – Diagrama Simplificado da Região Sul da Bahia – Rede de distribuição – Fonte: Coelba

O diagnóstico do atendimento às cargas da SE 230/138 kV Funil aponta sobrecarga nos transformadores remanescentes desta subestação, na contingência de uma das quatro unidades, indicando, desta forma, a necessidade de realização de um estudo de planejamento para definir qual a melhor solução de expansão para o sistema elétrico da região.

2 OBJETIVOS

O objetivo desse estudo é indicar a melhor alternativa de atendimento às cargas da região extremo sul da Bahia, supridas a partir da subestação 230/138 kV de Funil, projetada para a instalação de até quatro unidades de 100 MVA e com limitações físicas que impedem sua ampliação.

O estudo deve indicar, do ponto de vista técnico, econômico e ambiental, qual o melhor cronograma de obras a ser implantado no horizonte considerado, tanto para a expansão da Rede Básica como para o sistema de distribuição, considerando as alternativas de expansão que garantam o atendimento aos consumidores, com padrões de qualidade e continuidade adequados, frente ao crescimento do mercado de energia elétrica previsto para a região.

3 CONCLUSÕES

Foram estudadas quatro alternativas de suprimento às cargas da região extremo sul da Bahia, com seccionamentos na LT 230 kV Funil – Itapebi C1, novas subestações em 230 kV, novas linhas de transmissão em 230 kV e 138 kV, implantação de novos transformadores de fronteira e compensação reativa em barras de carga. Todas as alternativas atendem aos critérios de planejamento e às premissas estabelecidas para esse estudo. O detalhamento das alternativas está descrito no item 7.

A Alternativa 1 propõe a implantação em 2020 da SE 230/138 kV Funil II com três transformadores de 150 MVA, contígua à existente SE 230/138 kV Funil.

A Alternativa 2 propõe a implantação em 2020 da SE 230/138 kV Itabuna III, alimentada através do seccionamento em loop da LT 230 kV Funil – Itapebi C1, e localizada a oeste da área urbana de Itabuna.

A Alternativa 3 propõe a implantação em 2020 da SE 230/138 kV Itajuípe, alocada no ponto de seccionamento da LT 230 kV Funil – Itapebi C1 e distante cerca de 28 km da área urbana de Itabuna.

A Alternativa 4 propõe a implantação em 2020 da SE 230/138 kV Itabuna III, alimentada através do seccionamento em loop da LT 230 kV Funil – Itapebi C1, e localizada ao sul da área urbana de Itabuna.

Na análise econômica foi observado o critério de mínimo custo global, que apresentou a Alternativa 4 como a vencedora.

As análises consideram o valor presente dos custos das alternativas, referidos a 2020 (ano inicial do estudo), e utilizam o método dos rendimentos necessários com truncamento das séries temporais em 2029, ano horizonte do estudo. O custo de cada alternativa, por sua vez, foi calculado tomando-se por base os investimentos de cada alternativa e as perdas diferenciais em relação àquela que apresentou menores perdas.

A Tabela 3-1 apresenta o resumo da comparação econômica das alternativas analisadas neste trabalho.

Tabela 3-1– Comparação econômica das alternativas: Investimento + Perdas (R\$ x 1000)

Comparação Econômica (R\$x1000)					
Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa 1	47.223,37	433,93	47.657,30	136,4%	4º
Alternativa 2	36.466,75	1.287,42	37.754,18	108,0%	2º
Alternativa 3	36.033,90	2.636,99	38.670,89	110,6%	3º
Alternativa 4	34.950,53	0,00	34.950,53	100,0%	1º

O detalhamento da análise econômica é apresentado no item 9.

4 RECOMENDAÇÕES

Sob o ponto de vista técnico e econômico, recomenda-se a implantação da Alternativa 4, com o cronograma de obras conforme Tabela 4-1, Tabela 4-2 e Tabela 4-3.

Tabela 4-1 – Alternativa 4 - Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Tensão	Linha de Transmissão	Configuração	Distância
2020	230 kV	Seccionamento em loop da LT 230 kV Funil – Itapebi C1 na SE Itabuna III	1 x 636 MCM – CS	2 x 25 km

Tabela 4-2 – Alternativa 4 - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2020	Itabuna III	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
			Novo pátio de subestação 138 kV	-
			3 ATR – 230/138-13,8 kV – T – 150 MVA ⁽¹⁾	1º, 2º e 3º
2022	Itabuna III	230 kV	Banco de capacitores shunt – 1 x 20 Mvar	1º
2023	Eunápolis	230 kV	Banco de capacitores shunt – 1 x 20 Mvar	1º
2026	Itabuna III	230 kV	Banco de capacitores shunt – 1 x 20 Mvar	2º

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

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

Ano	Tensão	Linha de Distribuição	Configuração	Distância
2020	138 kV	LT 138 kV Itabuna III – Itabuna II C1 e C2	1x636 MCM – CD	1,0 km

Recomenda-se ainda que os seguintes requisitos sejam atendidos:

1. As linhas de transmissão recomendadas neste relatório, Tabela 4-1, apresentem os parâmetros e as capacidades apresentadas no Anexo 14.1.
2. A nova subestação Itabuna III 230/138 kV deverá ser dimensionada considerando futuras expansões de, no mínimo, mais seis entradas de linhas em 230 kV, dez entradas de linhas em 138 kV e conexão para um 4º ATR 230/138 kV, além das obras indicadas neste estudo, visando atender a possíveis expansões futuras, conforme indicado no Anexo 14.2;

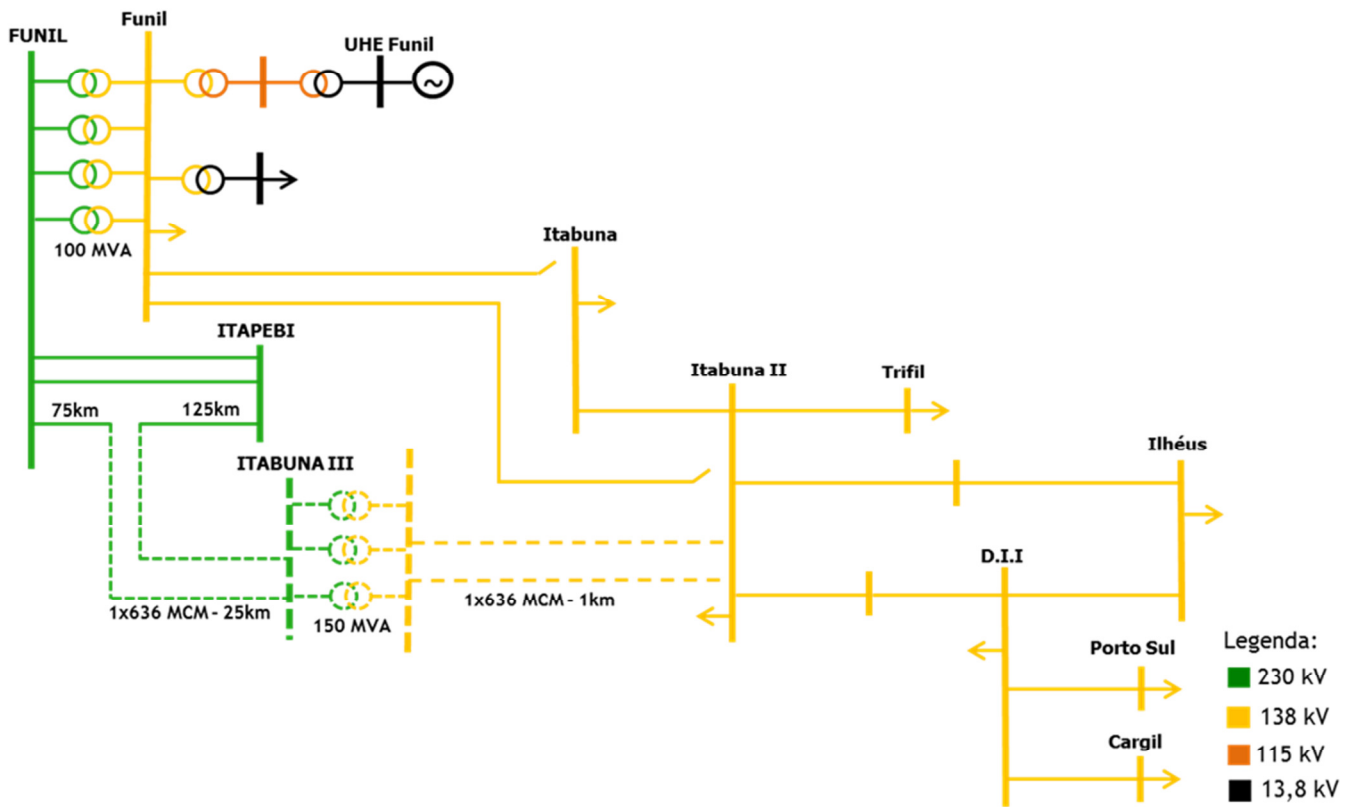


Figura 4-1– Diagrama Esquemático da Alternativa 4

5 DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS

5.1 Base de Dados

Considerou-se como referência para as simulações de fluxo de potência a base de dados correspondente ao Plano Decenal 2014-2023, com as atualizações pertinentes da topologia da rede, plano de geração e mercado.

5.2 Mercado

O mercado na área de interesse, fornecido pela COELBA, é apresentado na Tabela 5-1 a seguir.

Tabela 5-1 – Mercado da Região de Funil

Subestação	Tensão	Patamar de Carga	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
			MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Funil	138 kV	Pesada	134,59	136,98	139,26	141,45	143,52	145,50	147,35	149,46	151,59	153,73	155,88	158,05
		Média	151,44	154,34	157,15	159,89	162,53	165,11	167,58	170,30	173,05	175,83	178,65	181,50
		Leve	53,83	54,57	55,44	56,25	57,00	57,89	58,90	59,10	59,91	60,71	61,52	62,33
Itabuna	138 kV	Pesada	45,25	46,15	47,06	48,01	48,98	49,95	50,90	51,90	53,02	54,08	55,10	56,20
		Média	39,23	40,01	40,81	41,63	42,46	43,31	44,18	45,06	45,96	46,88	47,82	48,78
		Leve	23,63	24,10	24,58	25,07	25,58	26,09	26,61	27,14	27,69	28,24	28,80	29,38
Itabuna II	138 kV	Pesada	55,83	57,01	58,42	59,87	61,36	62,89	64,45	66,06	67,70	69,39	71,13	72,90
		Média	38,80	39,73	40,67	41,64	42,64	43,66	44,70	45,77	46,87	47,99	49,14	50,32
		Leve	28,58	29,25	29,96	30,69	31,44	32,20	32,99	33,79	34,62	35,46	36,33	37,22
Ilhéus	138 kV	Pesada	34,88	35,37	36,08	36,80	37,53	38,28	39,05	39,83	40,63	41,44	42,27	43,12
		Média	27,74	28,20	28,88	29,44	30,03	30,63	31,24	31,87	32,50	33,15	33,82	34,49
		Leve	17,87	18,23	18,80	19,37	19,95	20,73	20,13	20,53	20,94	21,36	21,79	22,22
D.LL	138 kV	Pesada	20,36	21,20	22,04	22,92	23,83	24,78	25,78	26,54	27,33	28,15	29,00	29,87
		Média	17,73	18,43	19,17	19,93	20,72	21,55	22,40	23,08	23,77	24,48	25,22	25,97
		Leve	16,18	16,82	17,49	18,19	18,91	19,66	20,45	21,08	21,89	22,34	23,01	23,70
T.M	138 kV	Pesada	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90
		Média	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90
		Leve	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90
Cargil	138 kV	Pesada	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90
		Média	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90
		Leve	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90
Porto Sul	138 kV	Pesada	0,00	0,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00
		Média	0,00	0,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00
		Leve	0,00	0,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00

5.3 Horizonte do Estudo

O ano inicial do estudo é 2020, tendo como o horizonte o ano 2029. Serão analisados, portanto, 10 anos. É importante ressaltar 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.

5.4 Premissas e Critérios

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.[1].

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.[2], 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;
- Variação máxima de 5% da tensão do barramento decorrente da manobra de equipamentos;
- Fator de potência no barramento da Rede Básica de Fronteira: 0,95;
- Utilizar os limites de carregamento das linhas de transmissão e transformadores existentes nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST). Para os novos equipamentos a serem instalados na rede, levar em consideração as recomendações contidas na Resolução nº 191 da ANEEL para determinação das capacidades em contingência;
- Para cálculo de perdas elétricas, utilizou-se custo de 154,00 R\$/MWh, calculado com base no custo marginal de expansão da geração informado pela EPE;
- Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas foi utilizado o documento: “Base de Referência de Preços ANEEL – Junho de 2014”, Ref. [3]; e o método dos rendimentos necessários, com o truncamento das séries temporais no ano horizonte do estudo;

- Para a preparação das fichas contendo a estimativa dos investimentos em empreendimentos de transmissão (Rede Básica), que servirão de subsídio para o processo licitatório, foi considerada a base de custos consolidada no documento: “Base de Referência de Preços ANEEL – Junho de 2014”, Ref. [3];

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

6 DIAGNÓSTICO

A subestação Funil, responsável pelo suprimento a importantes cargas na região sul da Bahia, possui quatro autotransformadores 230/138 kV de 100 MVA cada. Em 2020 é verificada sobrecarga durante a contingência de um dos equipamentos, conforme apresenta a Figura 6-1. Sem a recomendação de reforços e/ou transferência de cargas, são verificados em 2023 carregamentos da ordem de 95% da capacidade nominal dos autotransformadores (Figura 6-2), indicando o esgotamento dessa transformação também em regime normal de operação no ano 2024. Assim, é necessária a recomendação de um novo ponto de suprimento às cargas da região sul da Bahia, hoje atendidas pela SE Funil.

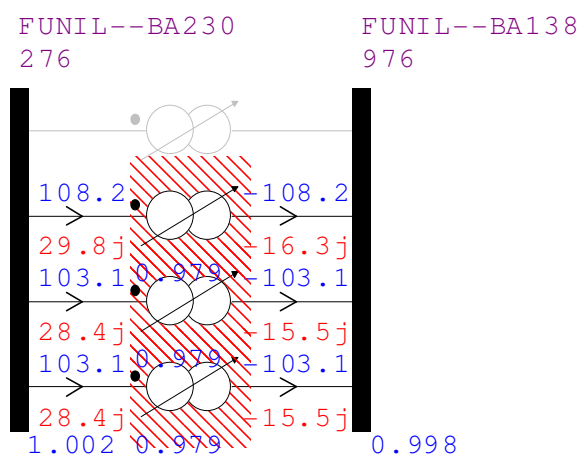


Figura 6-1 – Carregamento dos ATR 230/138 kV da SE Funil em contingência – Ano 2020 – Carga Pesada

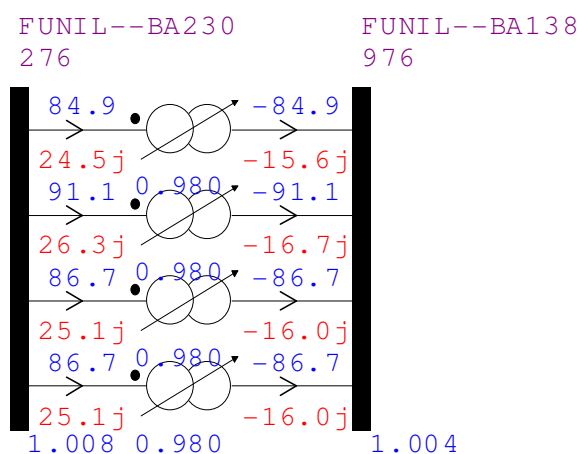


Figura 6-2 – Carregamento dos ATR 230/138 kV da SE Funil em regime normal de operação – Ano 2023 – Carga Pesada

O suprimento às cargas da região do extremo sul da Bahia é efetuado a partir da SE Teixeira de Freitas, que é alimentada por um circuito singelo de 138 kV proveniente da SE Eunápolis. Verifica-

se hoje carregamentos próximos da capacidade nominal da LT (100 MVA) e problemas de controle de tensão, conforme simulação apresentada pela Figura 6-3.

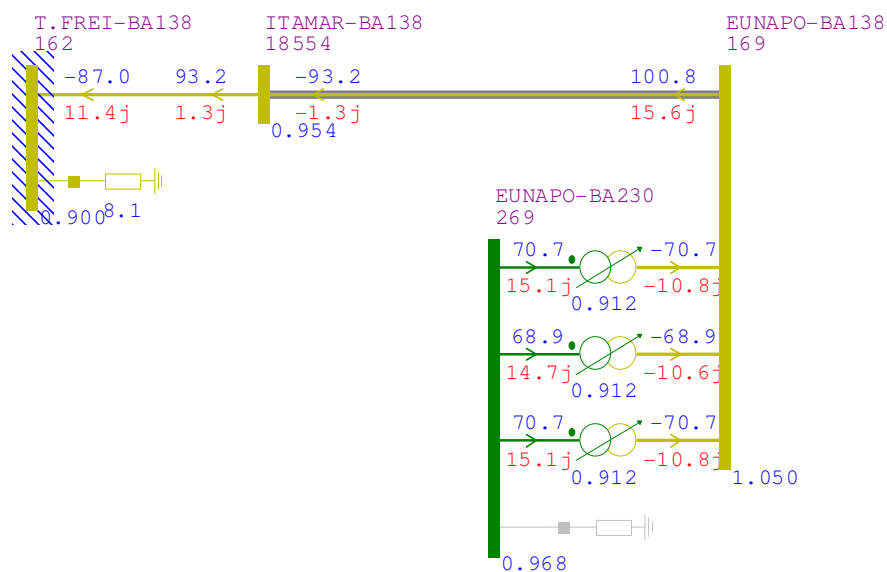


Figura 6-3 – Fluxo de potência em regime normal de operação – Ano 2015 – Carga Pesada

A solução para esse problema é a implantação da LT 230 kV Eunápolis – Teixeira de Freitas C1 e C2 e transformação 230/138 kV, previstos para entrar em operação em setembro de 2016, de acordo com reunião do DMSE de setembro de 2015. A partir da entrada em operação desse reforço, não são mais verificados problemas de sobrecarga em linhas de transmissão, conforme apresentam a Figura 6-4 (Ano 2016) e Figura 6-5 (Ano 2023).

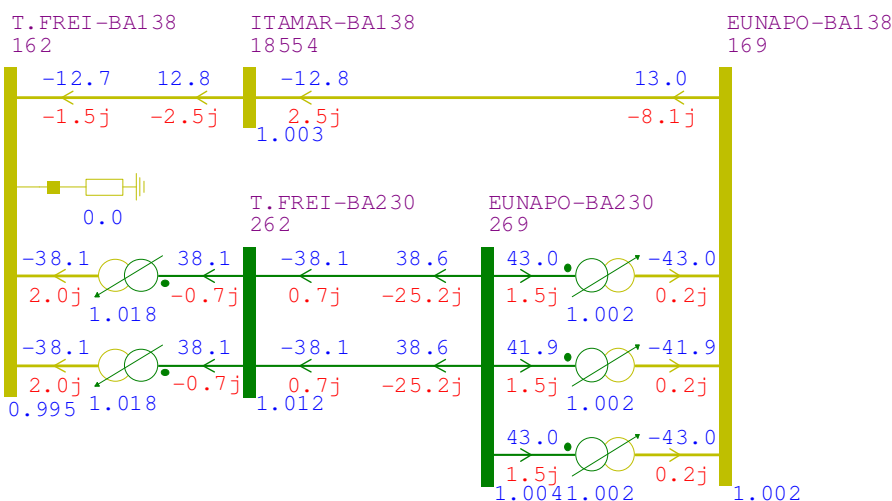


Figura 6-4 – Fluxo de potência em regime normal de operação – Ano 2016 – Carga Pesada

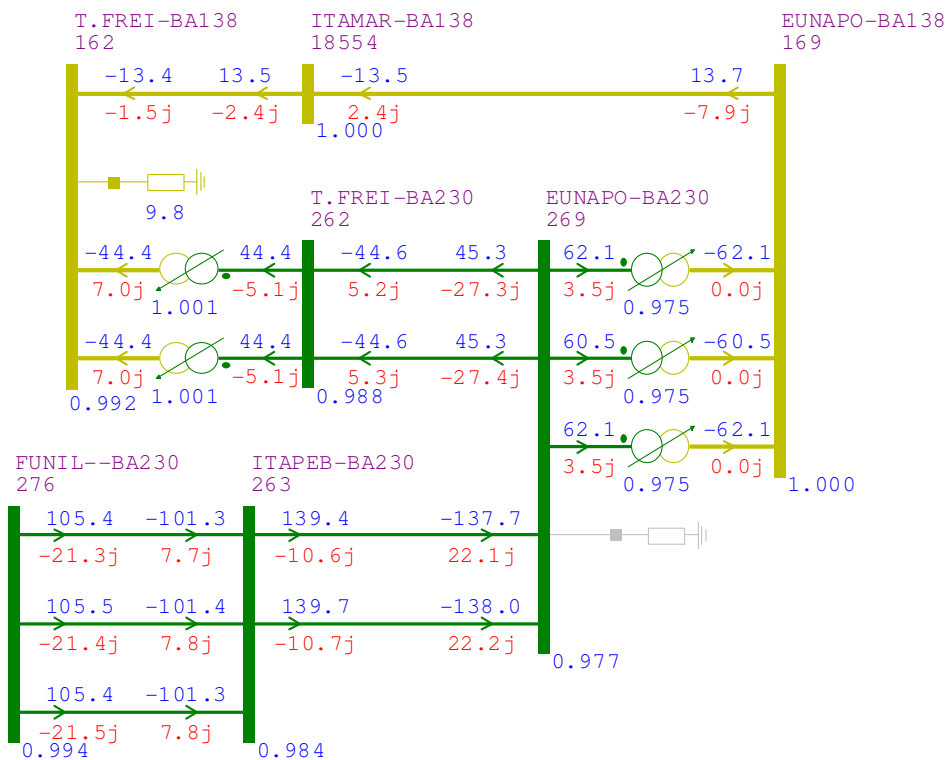


Figura 6-5 – Fluxo de potência em regime normal de operação– Ano 2023 – Carga Pesada

Entretanto, são verificados problemas de controle de tensão durante contingências, conforme apresenta a Figura 6-6. Como solução é recomendada a implantação de bancos de capacitores shunt na SE 230 kV Eunápolis (20 Mvar).

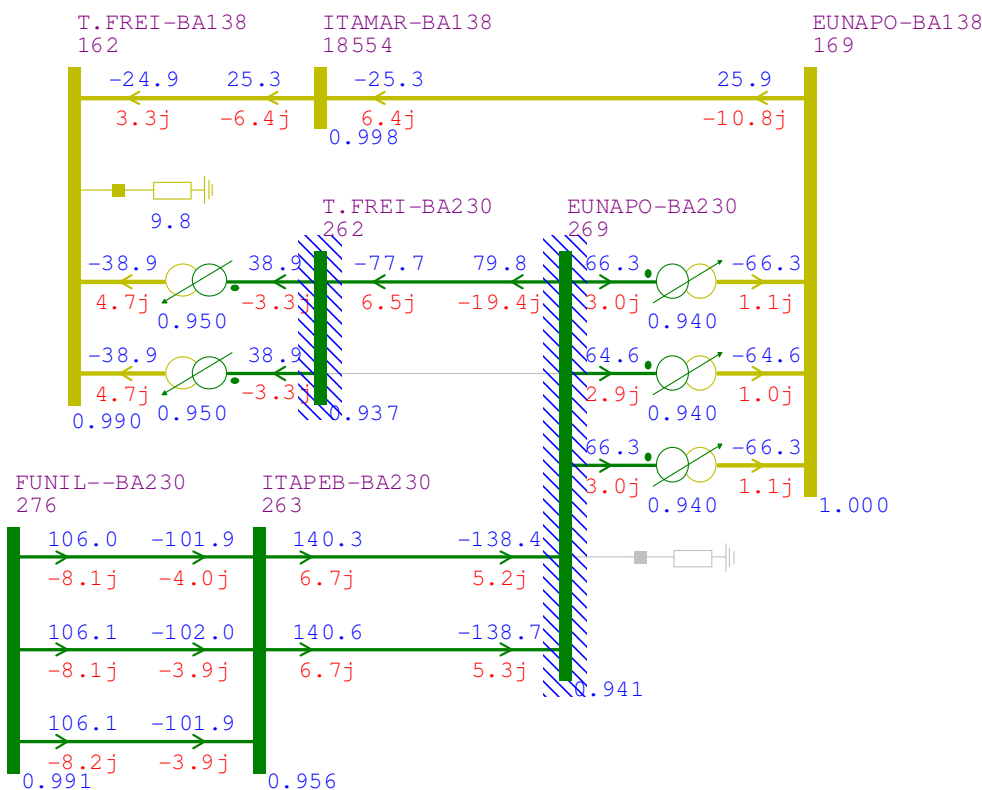


Figura 6-6 – Contingência da LT 230 kV Eunápolis – Teixeira de Freitas – Ano 2023 – Carga Pesada

7 ALTERNATIVAS

7.1 Alternativa 1

A Alternativa 1 considera a implantação de uma nova SE 230/138 kV Funil II com três ATR 230/138 kV – 150 MVA. Além disso, esta alternativa contempla a conexão desta subestação a SE 230 kV Funil, através da LT 230 kV Funil – Funil II C1 e C2, com extensão aproximada de 1 km.

Para alívio da transformação 230/138 kV da SE Funil é proposto remanejamento de carga para a SE Funil II através da construção da LT 138 kV Funil II – Itabuna C2 e LT 138 kV Funil II – Itabuna II C2, conforme apresenta a Figura 7-1.

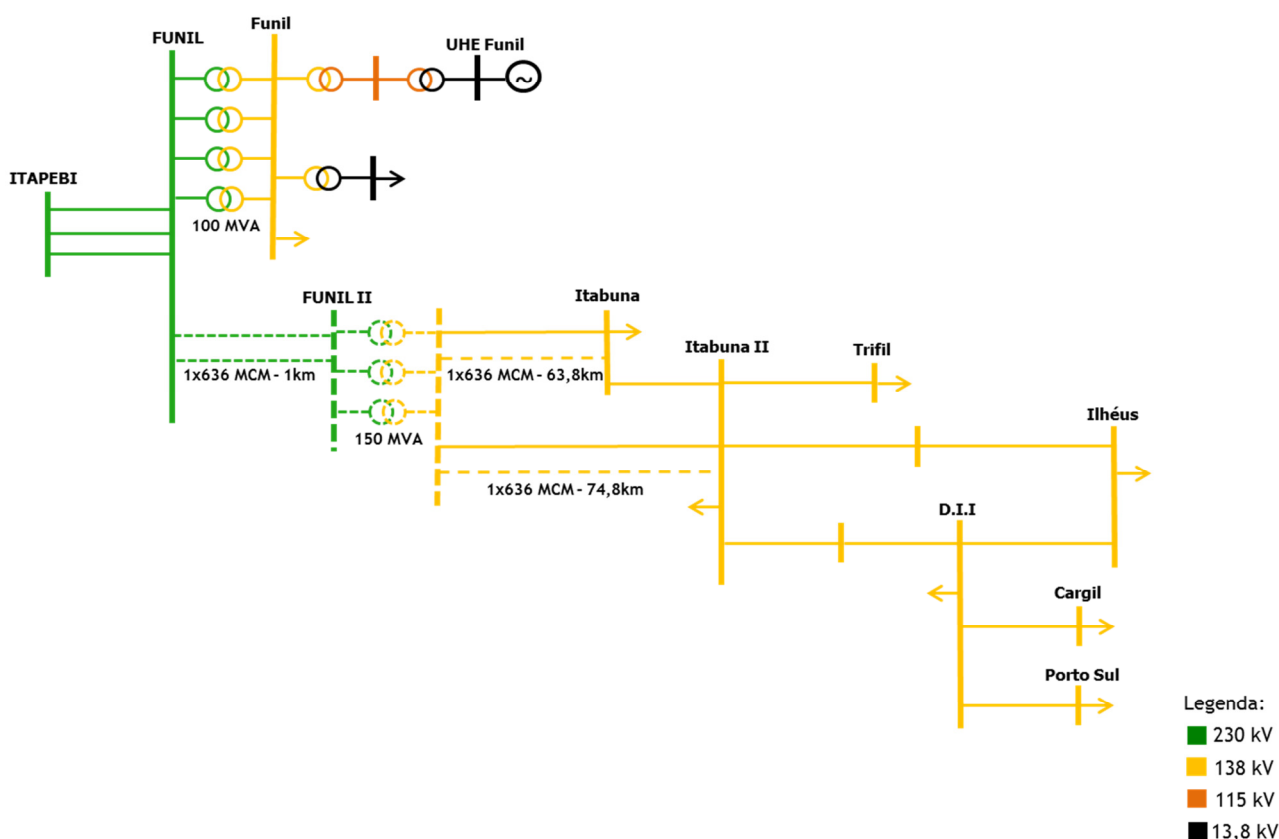


Figura 7-1 – Diagrama Esquemático da Alternativa 1

7.3 Alternativa 3

A Alternativa 3 considera a implantação da SE 230 kV Itajuípe, com três ATR 230/138 kV de 150 MVA e alocada no seccionamento da LT 230 kV Funil – Itapebi C1 distante cerca de 26 km da cidade de Itabuna.

A Figura 7-3 apresenta o diagrama esquemático da Alternativa 3 com as principais obras vislumbradas em todo o horizonte do estudo.

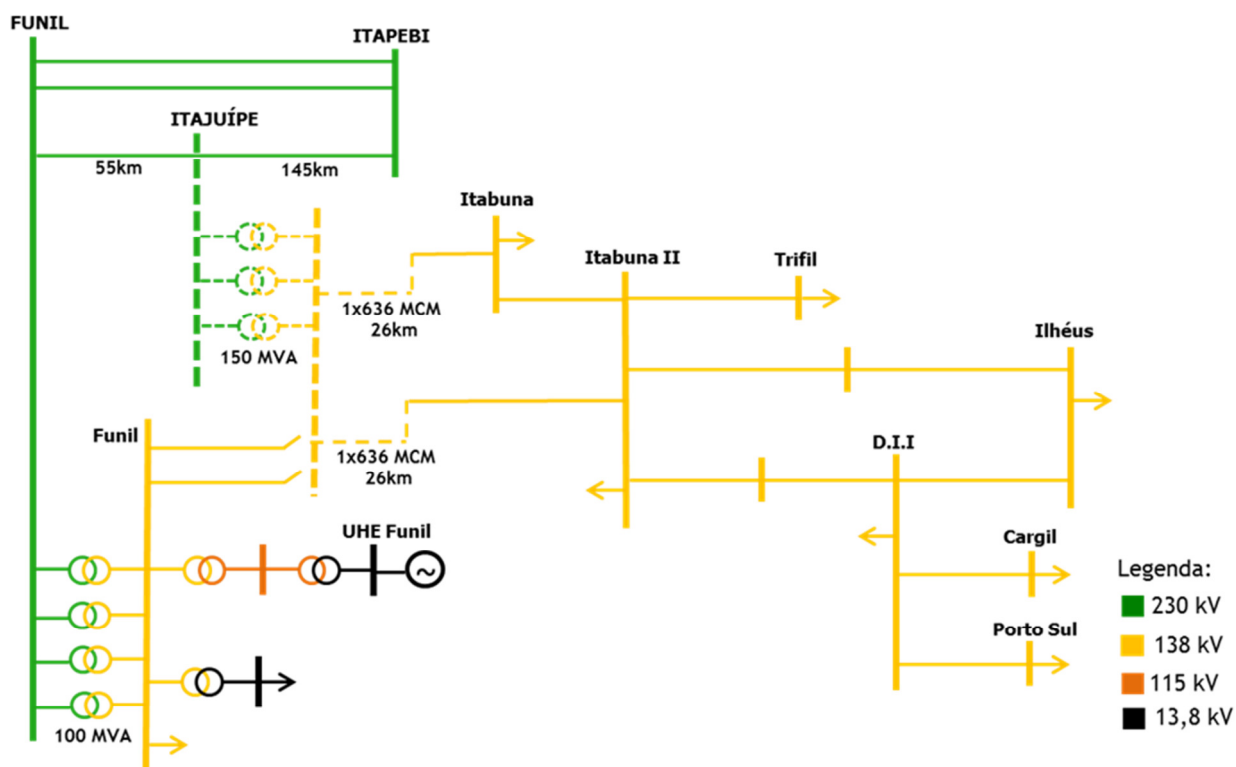


Figura 7-3– Diagrama Esquemático da Alternativa 3

7.4 Alternativa 4

A Alternativa 4 considera a implantação da SE 230 kV Itabuna III, com três ATR 230/138 kV de 150 MVA, alimentada pelo seccionamento em loop da LT 230 kV Funil – Itapebi C1 e alocada ao sul da cidade de Itabuna.

A Figura 7-4 apresenta o diagrama esquemático da Alternativa 4, com as principais obras vislumbradas em todo o horizonte do estudo.

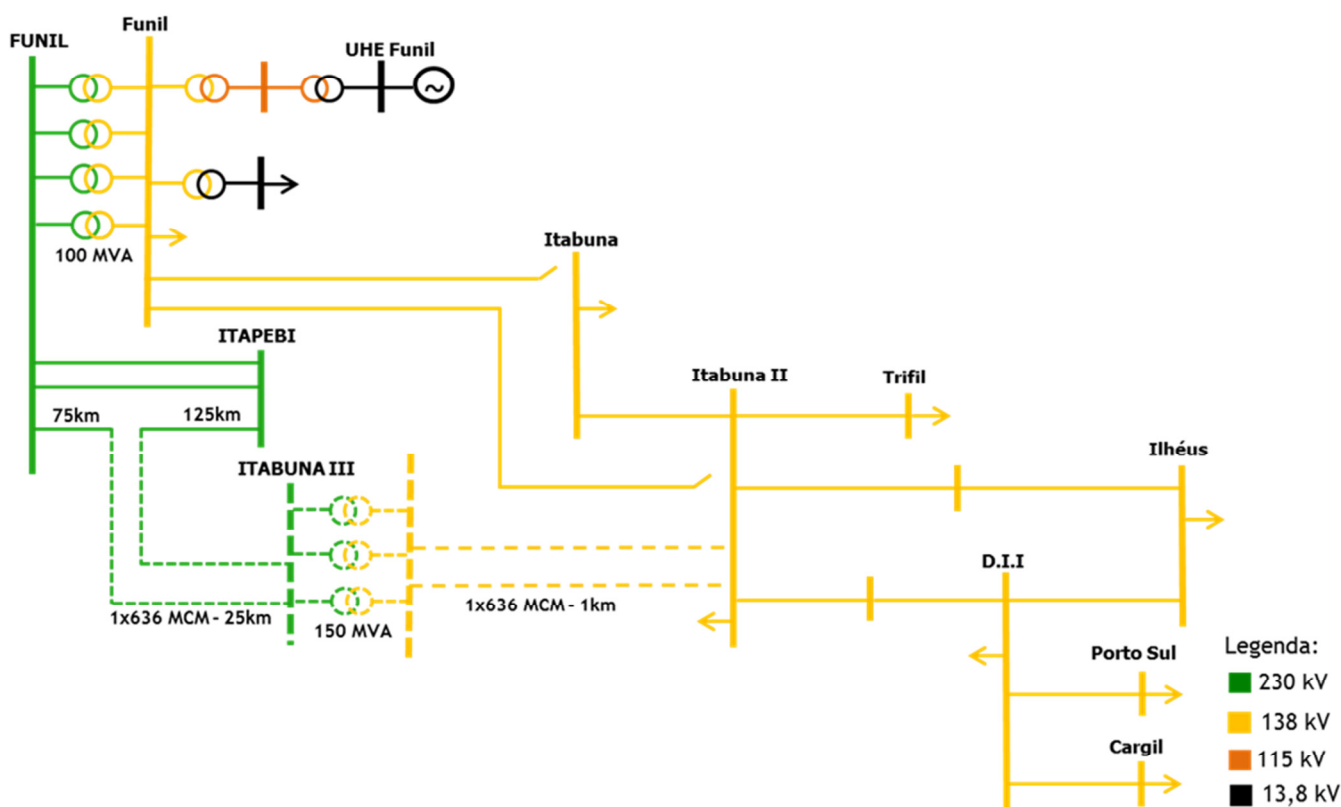


Figura 7-4 – Diagrama Esquemático da Alternativa 4

8 AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DAS ALTERNATIVAS

Os resultados das simulações de fluxo de potência para as alternativas analisadas, em regime normal e durante as principais contingências, para os anos 2020 a 2029, são apresentados no Anexo 14.5. Para estas simulações foram considerados os cenários mais críticos de intercâmbio e de carga (Nordeste Máximo Importador e Carga Pesada).

Do item 8.1 ao item 8.4 são apresentados o resumo do desempenho e a sequência de obras específicas de cada uma das 4 alternativas.

8.1 Desempenho da Alternativa 1

A Alternativa 1 considera a implantação de uma nova SE 230/138 kV Funil II com três ATR 230/138 kV – 150 MVA. Além disso, esta alternativa contempla a conexão desta subestação a SE 230 kV Funil, através da LT 230 kV Funil – Funil II C1 e C2, com extensão aproximada de 1 km.

Para alívio da transformação 230/138 kV da SE Funil é proposto remanejamento de carga para a SE Funil II através da construção da LT 138 kV Funil II – Itabuna C2 e LT 138 kV Funil II – Itabuna II C2.

Para controle de tensão, essa alternativa considera em 2020 a instalação de um banco de capacitores shunt de 10 Mvar na SE 138 kV Ilhéus e um banco de capacitores shunt de 5 Mvar na SE 138 kV Porto Sul.

Essas obras são suficientes para atender o mercado da COELBA do ano inicial do estudo (2020) ao ano final, respeitando o critério “N-1” para linhas e subestações da Rede Básica e Fronteira.

As principais obras referentes à Alternativa 1 são descritas em detalhes na Tabela 8-1 a Tabela 8-4.

Tabela 8-1 – Alternativa 1 - Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Tensão	Linha de Transmissão	Configuração	Distância
2020	230 kV	LT 230 kV Funil – Funil II C1 e C2	1x636 MCM – CS	2 x 1,0 km

Tabela 8-2 – Alternativa 1 - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2020	Funil II	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
			Novo pátio de subestação 138 kV	-
			3 ATR – 230/138 kV – T – 150 MVA	1º, 2º e 3º

Tabela 8-3 – Alternativa 1 - Principais obras em linhas de distribuição

Ano	Tensão	Linha de Distribuição	Configuração	Distância
2020	138 kV	LT 138 kV Funil II – Itabuna C2	1x636 MCM – CS	63,8 km
		LT 138 kV Funil II – Itabuna 2 C2	1x636 MCM – CS	74,8 km

Tabela 8-4 – Alternativa 1 - Principais obras em subestações de distribuição

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2020	Ilhéus	138 kV	Banco de Capacitores Shunt (2 x 5,0 Mvar)	1º e 2º
	Porto Sul	138 kV	Banco de Capacitores Shunt (1 x 5,0 Mvar)	1º

8.2 Desempenho da Alternativa 2

A Alternativa 2 considera a implantação da SE 230 kV Itabuna III, com três ATR 230/138 kV de 150 MVA, alimentada pelo seccionamento em loop da LT 230 kV Funil – Itapebi C1 e alocada a oeste da cidade de Itabuna.

Para controle e suporte de tensão, essa alternativa contempla a instalação, em 2022, de 1 banco de capacitor de 20 Mvar no barramento em 230 kV.

Em 2026 se faz necessário o segundo banco de capacitor de 20 Mvar no barramento em 230 kV na SE Itabuna III quando da perda da LT 230 kV Itapebi – Itabuna III.

Essas obras são suficientes para atender o mercado da COELBA em todo o período do estudo (2020-2029), respeitando o critério “N-1” para linhas e subestações da Rede Básica e Fronteira.

As principais obras referentes à Alternativa 2 são descritas em detalhes nas tabelas 8-5 a 8-7,

Tabela 8-5 – Alternativa 2 - Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Tensão	Linha de Transmissão	Configuração	Distância
2020	230 kV	Seccionamento em loop da LT 230 kV Funil – Itapebi C1	1x636 MCM – CS	2 x 25km

Tabela 8-6 – Alternativa 2 - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2020	Itabuna III	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
			Novo pátio de subestação 138 kV	-
			1 ATR – 230/138 kV – T – 150 MVA	1º, 2º e 3º
			Capacitor 230 kV – 1x20 Mvar	1º
2026	Itabuna III	230 kV	Capacitor 230 kV – 1x20 Mvar	2º

Tabela 8-7 – Alternativa 2 - Principais obras em linhas de distribuição

Ano	Tensão	Linha de Distribuição	Configuração	Distância
2020	138 kV	Seccionamento em loop da LT 138 kV Funil – Itabuna, na SE Itabuna III	1x636 MCM – CS	2 x 1,16 km
		Seccionamento em loop da LT 138 kV Funil – Itabuna II, na SE Itabuna III	1x636 MCM – CS	2 x 1,16 km

8.3 Desempenho da Alternativa 3

A Alternativa 3 considera a implantação da SE 230 kV Itajuípe, com três ATR 230/138 kV de 150 MVA e alocada no seccionamento da LT 230 kV Funil – Itapebi C1 distante cerca de 27 km da cidade de Itabuna.

Para controle e suporte de tensão essa alternativa contempla, em 2025, a instalação de 1 banco de capacitor de 20 Mvar no barramento em 230 kV.

Essas obras são suficientes para atender o mercado da COELBA em todo o período do estudo, respeitando o critério “N-1” para linhas e subestações da Rede Básica e Fronteira.

As principais obras referentes à Alternativa 3 são descritas em detalhes nas Tabela 8-8 a Tabela 8-10.

Tabela 8-8 – Alternativa 3 - Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Tensão	Linha de Transmissão	Configuração	Distância
2020	230 kV	Seccionamento em loop da LT 230 kV Funil – Itapebi C1	1x636 MCM – CS	2 x 1 km

Tabela 8-9 – Alternativa 3 - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2020	Itajuípe	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
			Novo pátio de subestação 138 kV	-
			3 ATR – 230/138 kV – T – 150 MVA	1º, 2º e 3º
2025	Itajuípe	230 kV	Capacitor 230 kV – 1x20 Mvar	1º

Tabela 8-10 – Alternativa 3 - Principais obras em linhas de distribuição

Ano	Tensão	Linha de Distribuição	Configuração	Distância
2020	138 kV	Seccionamento em loop da LT 138 kV Funil – Itabuna, na SE Itajuípe	1 x 636 MCM – CS	2 x 26 km
		Seccionamento em loop da LT 138 kV Funil – Itabuna II, na SE Itajuípe	1 x 636 MCM – CS	2 x 26 km

8.4 Desempenho da Alternativa 4

A Alternativa 4 considera a implantação da SE 230 kV Itabuna III, com três ATR 230/138 kV de 150 MVA, alimentada pelo seccionamento em loop da LT 230 kV Funil – Itapebi C1 e alocada ao sul da cidade de Itabuna.

Para controle e suporte de tensão, essa alternativa também contempla a instalação, em 2022, de 1 banco de capacitor de 20 Mvar no barramento em 230 kV.

Em 2026 se faz necessário o segundo banco de capacitor de 20 Mvar no barramento em 230 kV na SE Itabuna III quando da perda da LT 230 kV Itapebi – Itabuna III.

Essas obras são suficientes para atender o mercado da COELBA em todo o período do estudo, respeitando o critério “N-1” para linhas e subestações da Rede Básica e Fronteira.

As principais obras referentes à Alternativa 4 são descritas em detalhes nas Tabela 8-11 a Tabela 8-13.

Tabela 8-11 – Alternativa 4 - Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Tensão	Linha de Transmissão	Configuração	Distância
2020	230 kV	Seccionamento em loop da LT 230 kV Funil – Itapebi C1 na SE Itabuna III	1x636 MCM – CS	2 x 25 km

Tabela 8-12 – Alternativa 4 - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2020	Itabuna III	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
			Novo pátio de subestação 138 kV	-
			3 ATR – 230/138 kV – T – 150 MVA	1º, 2º e 3º
2022	Itabuna III	230 kV	Capacitor 230 kV – 1x20 Mvar	1º
2026	Itabuna III	230 kV	Capacitor 230 kV – 1x20 Mvar	2º

Tabela 8-13 – Alternativa 4 - Principais obras em linhas de distribuição

Ano	Tensão	Linha de Distribuição	Configuração	Distância
2020	138 kV	LT 138 kV Itabuna III – Itabuna II C1 e C2	1 x 636 MCM – CS	2 x 1 km

9 ANÁLISE ECONÔMICA

9.1 Custos de Investimento

Os custos utilizados na análise econômica comparativa das alternativas são os que constam na “Base de Referência de Preços Aneel – Junho/2014” Ref.[3].

Os investimentos previstos ao longo do tempo são referidos ao ano 2020 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.

A Tabela 9-1 resume os valores referidos ao ano 2020, obtidos para os custos de investimento de cada uma das alternativas analisadas, apresentando valores referentes às obras não comuns, com o truncamento das séries temporais no ano horizonte.

Os planos de obras referentes a cada alternativa são apresentados no Anexo 14.4 - Plano de Obras e Estimativa de Custos.

Tabela 9-1 – Custo do Investimento das Alternativas (R\$ x 1000)

Alternativas	Investimento	Ordem
Alternativa 1	47.223,37	4º
Alternativa 2	36.466,75	3º
Alternativa 3	36.033,90	2º
Alternativa 4	34.950,53	1º

9.2 Custos de Perdas

Os custos referentes ao diferencial de perdas elétricas de cada alternativa, em relação àquela de menores perdas (Alternativa 4), são apresentados na Tabela 9-2 e foram estimados considerando:

- patamares de carga pesada, média e leve;
- custo de perdas R\$ 154,00 / MWh;
- taxa de retorno de 8% ao ano, referidos a 2020;

Tabela 9-2 – Custo do diferencial de perdas (R\$ x 1000)

Alternativas	Δ Perdas	Ordem
Alternativa 1	433,93	2º
Alternativa 2	1.287,42	3º
Alternativa 3	2.636,99	4º
Alternativa 4	0,00	1º

9.3 Custos de Investimento e Perdas Elétricas

A Tabela 9-3 apresenta a comparação econômica das alternativas levando-se em consideração custos de investimentos (obras não comuns) e diferencial de perdas.

Tabela 9-3 – Comparação Econômica (R\$ x 1000)

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa 1	47.223,37	433,93	47.657,30	136,4%	4º
Alternativa 2	36.466,75	1.287,42	37.754,18	108,0%	2º
Alternativa 3	36.033,90	2.636,99	38.670,89	110,6%	3º
Alternativa 4	34.950,53	0,00	34.950,53	100,0%	1º

A Alternativa 4 é a alternativa de mínimo custo global, sendo a recomendada nesse estudo para o atendimento às cargas do Extremo Sul da Bahia.

10 ANÁLISE DE CURTO CIRCUITO

O cálculo dos níveis de curto circuito foi efetuado para a alternativa vencedora (Alternativa 4), considerando o sistema em regime subtransitário, com todas as máquinas sincronizadas, utilizando a base de dados referente ao PDE 2014-2023.

Os valores referentes às correntes de curto circuito para as principais subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira são apresentados na Tabela 10-1, para o ano de 2020.

Tabela 10-1 – Correntes de curto circuito referentes ao ano 2020

Subestação	Ano 2020					
	Curto Máximo				Curto Mínimo	
	3Φ [kA]	X/R	1Φ [kA]	X/R	3Φ [MVA]	1Φ [MVA]
SE Funil - 230 kV	6,73	6,99	7,29	8,15	2107	2396
SE Itapebi - 230 kV	6,84	17,33	8,02	19,13	1376	1495
SE Itabuna 3 - 230 kV	3,32	6,09	2,26	4,57	1086	805
SE Funil - 138 kV	7,05	11,20	7,67	13,38	1395	1556
SE Itabuna - 138 kV	4,60	7,27	3,30	5,25	937	718
SE Itabuna 2 - 138 kV	3,50	6,44	2,26	4,95	739	506

11 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

O presente capítulo contempla a análise socioambiental para a alternativa selecionada para atendimento ao extremo sul da Bahia: nova subestação Itabuna III e o seccionamento em loop da LT 230kV Funil – Itapebi - SE Itabuna III. Cabe acrescentar que a SE Itabuna III (planejada) irá se interligar à SE Itabuna II (existente). A localização dos empreendimentos no estado da Bahia é mostrada na Figura 11-1.



Figura 11-1 – Localização geral da área de estudo, no município de Itabuna, Bahia
(Fonte: IBGE, 2013)

Inicialmente são apresentados os procedimentos adotados para identificação de área apropriada para implantação da subestação e linha de transmissão planejadas. Na sequência, são caracterizados a área proposta para implantação da SE Itabuna III e o corredor de interligação dessa subestação à LT 230 kV Funil – Itapebi. Por fim, são apresentadas as recomendações para a fase de estudos do Relatório R3.

Primeiramente, foram localizadas as subestações e as linhas de transmissão existentes na área de estudo, por meio de bases cartográficas e imagens de satélite disponíveis no aplicativo Google Earth. Para a definição da área para implantação da nova subestação Itabuna III buscou-se proximidade com a subestação existente Itabuna II (pré-requisito dos estudos elétricos), bem como, o afastamento das edificações da sede municipal de Itabuna.

Ao delimitar o corredor, com largura de 5 km, procurou-se desviar das áreas de maior sensibilidade socioambiental. Na área de estudo destacam-se os assentamentos rurais e as áreas urbanas. Ao mesmo tempo, buscou-se proximidade com rodovias, visando reduzir a abertura de vias de acesso, além do paralelismo com LTs existentes, de forma a minimizar os possíveis impactos socioambientais.

A descrição da área do referido corredor se dá na sequência de seu percurso, apontando suas principais características. Posteriormente, são apresentados os mapas dos temas relevantes para a análise socioambiental da área estudada. Foram consideradas as seguintes bases de dados:

- Base Cartográfica Integrada do Brasil ao Milionésimo Digital, incluindo hidrografia, divisão territorial e sistema viário (IBGE, 2013);
- Distribuição municipal de quilombos (FCP, 2015);
- Áreas Prioritárias para a Conservação, Uso Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira (MMA, 2007b);
- Cavernas Naturais Subterrâneas (Cecav, 2015);
- Processos Minerários (DNPM, 2015);
- Projetos de Assentamento Rural (Incra, 2015);
- Reserva Particular do Patrimônio Natural (ICMBio, 2015);
- Terras Indígenas (Funai, 2015);
- Distribuição territorial de quilombos (Incra, 2015);
- Unidades de Conservação Federais e Estaduais (MMA, 2015; Eletrobrás, 2011);
- Cobertura Vegetal e Uso do Solo dos Biomas Brasileiros (MMA, 2007a);
- Linhas de transmissão e subestações existentes (SMA/EPE, 2015);
- Base de Dados i3GEO, consulta a cartas topográficas em formato raster, na escala de 1:250.000 ou 1:100.000 (MMA, 2015).

11.1 Caracterização da área proposta para a Subestação Planejada Itabuna III

A área sugerida para implantação da subestação planejada Itabuna III está localizada no município homônimo, região Sul da Bahia, nas proximidades da SE Itabuna II e da área urbana do município. Na Figura 11-2, tem-se um aspecto geral da localização da área proposta, com 1 km de raio. A Tabela 11-1 apresenta as coordenadas geográficas do ponto central dessa área.

Tabela 11-1 – Coordenadas das subestações em estudo

Subestação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Itabuna II	Existente	14°49'1.00"S	39°16'9.03"O	Itabuna	BA
Itabuna III*	Planejada	14°49'44.51"S	39°16'7.35"O	Itabuna	BA

* As coordenadas da subestação planejada referem-se à área circular de 1 km de raio indicada para aprofundamento dos estudos no Relatório R3.

A área está no domínio do Bioma Mata Atlântica e atualmente encontra-se bastante alterada, com predomínio da ocupação por pastagens, com árvores esparsas e um pequeno fragmento de vegetação, classificado pelo Probio/MMA como representativo da Floresta Ombrófila Densa Submontana.

A área apresenta relevo suavemente ondulado, com a presença de corpos d'água (açude/lago). A área apresenta condições de acesso regulares, com duas vias sem pavimentação (rua Senhor do Bonfim e outra sem toponímia nas bases consultadas). Destaca-se também na Figura 11-2 o traçado da LT 230kV existente Funil – Itabuna e os aspectos gerais da paisagem e da infraestrutura viária da região (detalhe 1 e 2).



Figura 11-2 – Aspecto geral da área proposta para implantação da SE Itabuna III (1 km raio)
(Google Earth Pro: Fevereiro, 2010)

11.2 Caracterização do Corredor SE Itabuna III – Seccionamento LT 230kV Funil – Itapebi

O corredor proposto SE Itabuna III – Seccionamento LT 230kV Funil - Itapebi apresenta 5 km de largura e eixo central com aproximadamente 25 km de extensão.

Os municípios interceptados pelo corredor são Itabuna, Itapé e Ibicaraí, todos na região Sul da Bahia. O corredor abrange parte da cidade de Itabuna e a cidade de Itapé, bem como a localidade

denominada Ferradas (Figura 11-3). A região no entorno é de fazendas produtoras de cacau, várias áreas já convertidas em pastagens e também de pequenas propriedades rurais.

As principais rodovias que atravessam o corredor proposto são: a BA-415, de Itabuna em direção a Ibicarai; a BA-120, nas proximidades de Itapé; a BR-101, que liga Itabuna ao município de Buerarema, e a BA-663, que cruza o corredor estudado de Itabuna até a porção sul do município.

Destaca-se que em paralelo com a BA-663, tem-se o gasoduto Cacimbas – Catu, que se estende da região nordeste baiana ao Espírito Santo, e atravessa o corredor proposto neste estudo. De Itabuna também deriva o oleoduto Orsub 8 – Ipiau-Itabuna, com um pequeno trecho sobreposto ao corredor estudado.

O corredor intercepta os rios: Cachoeira, rio principal de Itabuna, que atravessa a área urbana do município, e se sobrepõe ao corredor em sua porção leste; o rio Colônia, afluente da Cachoeira e outros menores, como o ribeirão Grande, o riacho do Boqueirão e o rio Salgado.

Na Figura 11-3 são visualizados os aspectos descritos acima.

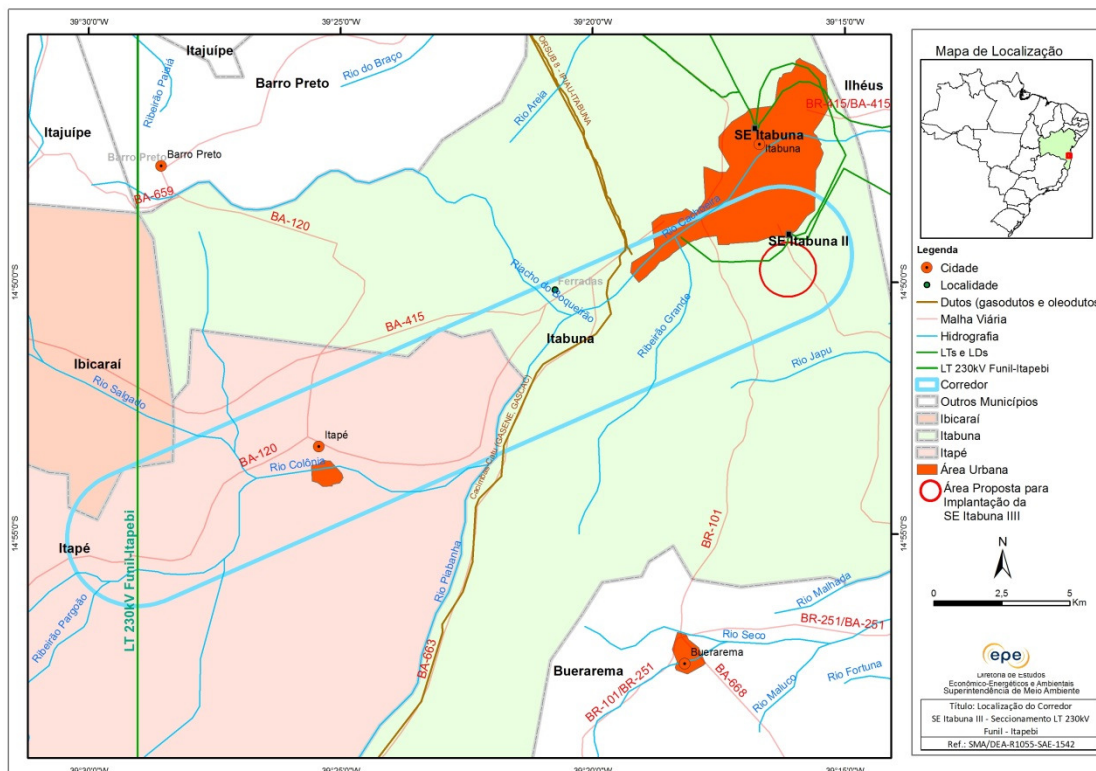


Figura 11-3 – Mapa de localização do Corredor SE Itabuna III – Seccionamento LT 230kV Funil - Itapebi
(Fonte: IBGE, 2013; SMA/EPE, 2015)

Considerando o levantamento realizado pelo Probio (MMA, 2007a) em relação ao uso do solo e à cobertura vegetal, parte da área do corredor é ocupada com usos antrópicos (área de influência

Piabanha, afluente do rio Cachoeira, há uma localidade denominada Itamaracá, que segundo registros de um pesquisador da PUC-SP, Eduardo Santos (2009), pode ser um remanescente quilombola, conforme seu relato no site <http://www.pimenta.blog.br/2009/09/15/o-significado-de-itamaraca-para-itabuna/>, reproduzido abaixo:

"Estudos científicos de matrizes cartográfica, histórica, arqueológica e geográfica, realizados pelos mais diferentes pesquisadores e instituições, conferiram à Itamaracá o estatuto de Quilombo no século XIX, e, na história recente, a condição de Remanescente Quilombola. Silva Campos, que realizou uma das mais vastas pesquisas sobre Ilhéus e a região, já mencionava, em "Crônicas da Capitania de Ilhéus", os "ataques" realizados por Quilombolas na comunidade de Ferradas. Atualmente, Rafael Sanzo, pesquisador da Universidade de Brasília, e o grupo de estudos Geografar, da Universidade Federal da Bahia, caracterizam Itamaracá como Remanescente Quilombola.

Por meio de pesquisas que realizei no campo da memória e da pós-memória, na comunidade de Itamaracá, em 2003, foi possível evidenciar, através de relatos orais de alguns moradores, a existência de vestígios materiais de engenho de farinha e, até mesmo, as lembranças dos cantos em língua bantu que netos ouviam de seus avós negros, no cotidiano das atividades domésticas."

Acrescenta-se ainda que nas cartas topográficas consultadas da região (formato raster 1:250.000), há indicação de uma localidade denominada Itamaracá, ao longo da BA-663 e do rio Piabanha, afluente do rio Cachoeira (Figura 11-5). Dessa forma, no âmbito do Relatório R3, deve-se confirmar essa informação.

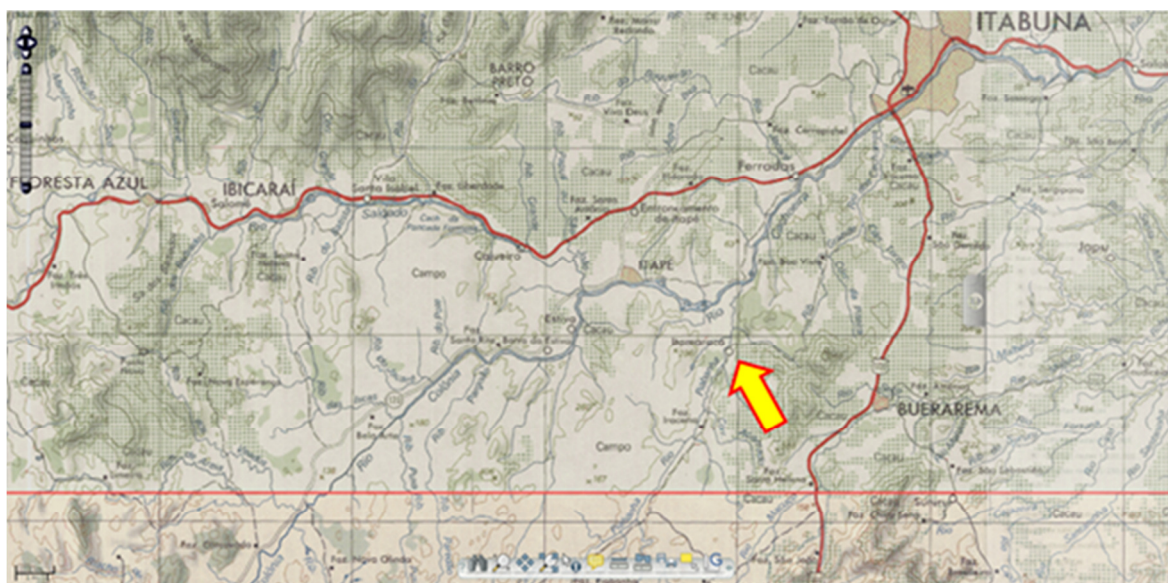


Figura 11-5 – Carta Topográfica (raster) da região de Itabuna, Bahia, indicando a localidade de Itamaracá.
 (Fonte: MMA, 2015. Visualização do site: <http://mapas.mma.gov.br/i3geo>)

De acordo com a base de dados consultada, o corredor não abrange Terras Indígenas e Unidades de Conservação. Há dois projetos de assentamentos (PA) sobrepostos ao corredor, quais sejam: Conjunto Alemita e Etevaldo Barreto Pelé, ambos com possibilidade de desvio pela LT planejada (Figura 11-6).

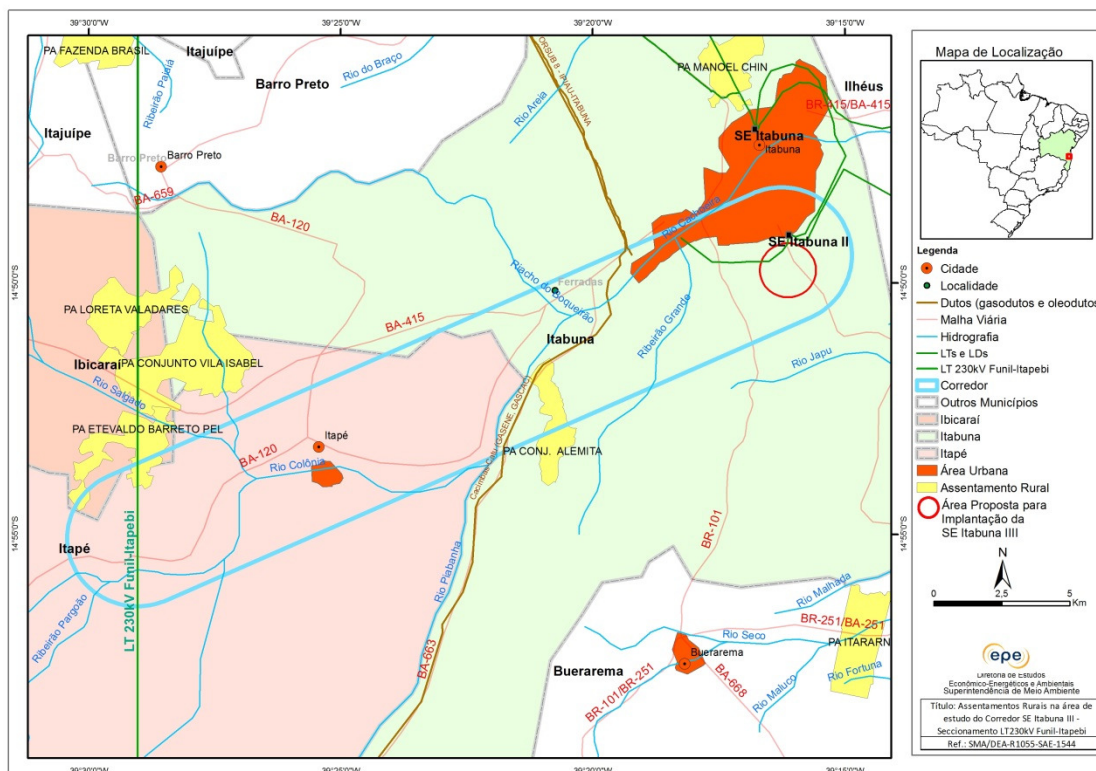


Figura 11-6 – Assentamentos Rurais na área de estudo do Corredor SE Itabuna III - Seccionamento LT230kV Funil-Itapebi

(Fonte: Incra, 2015; IBGE, 2013; MMA, 2007ª; SMA/EPE, 2015)

Segundo as bases consultadas de Processos Minerários do DNPM, na área do corredor existe uma concessão de lavra, da Pedreira União, com a extração de Granulito e algumas autorizações de pesquisas, cuja substância é o granito (Figura 11-7).

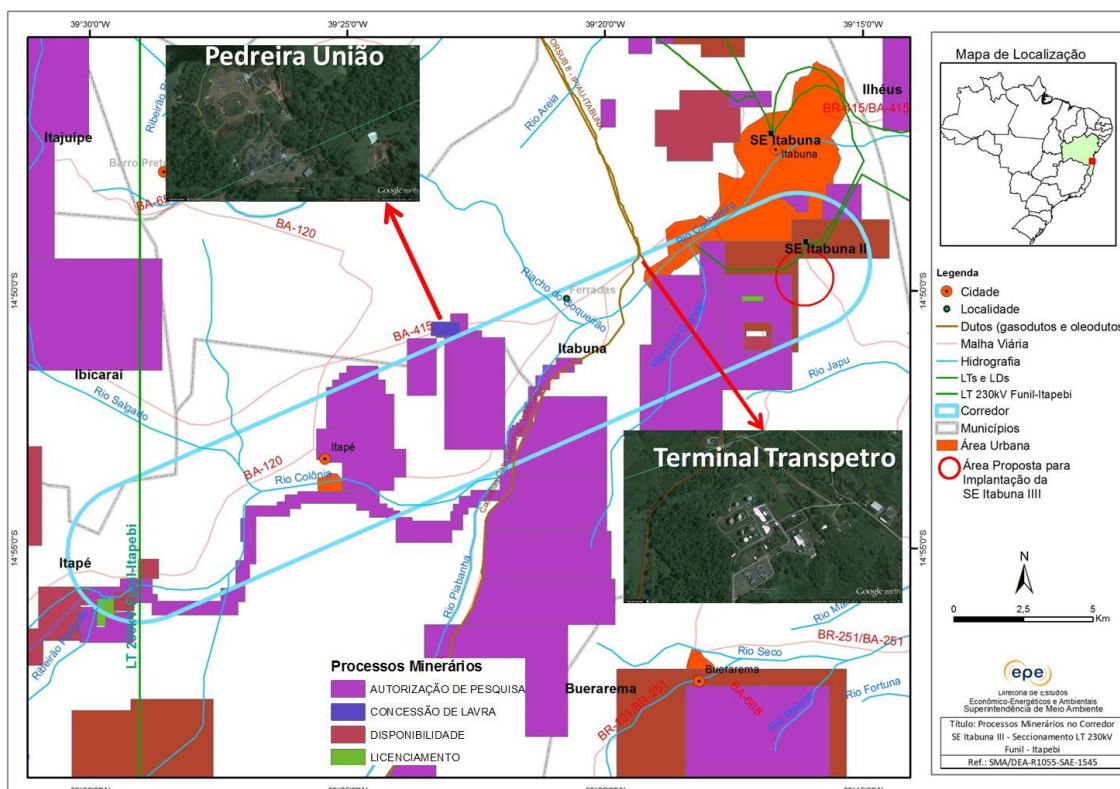


Figura 11-7 – Registros do DNPM na área de estudo do Corredor SE Itabuna III - Seccionamento LT 230kV Funil-Itapebi
(Fonte: DNPM, 2015; IBGE, 2013; SMA/EPE, 2015)

11.3 Recomendações para o Relatório R3

A região proposta para implantação da SE planejada Itabuna III e conexão do seccionamento da LT 230 kV Itabuna – Funil à referida subestação não apresenta sensibilidades socioambientais significativas. Cabem as seguintes recomendações para o Relatório R3:

Subestação

- Selecionar o local para construção da Subestação Itabuna III preferencialmente dentro da área proposta;
- Manter proximidade da Subestação Planejada Itabuna III com a Subestação Existente Itabuna II;
- Evitar interferência com remanescentes de vegetação nativa. Destaca-se que o corredor está inteiramente inserido no polígono compreendido pela 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 do bioma Mata Atlântica. A referida lei estabelece que novos empreendimentos que impliquem corte ou supressão de vegetação do bioma Mata

Atlântica deverão ser implantados, preferencialmente, em áreas já substancialmente alteradas ou degradadas;

- Consultar no Plano Diretor do Município de Itabuna, a classificação atualizada e as propostas do município para a área proposta para implantação da Subestação Itabuna III, e apresentar informações sobre a compatibilidade da área recomendada para implantação da SE com o disposto no Plano Diretor e em outros eventuais instrumentos legais que regulamentam o uso e ocupação solo na área.

Corredor SE Itabuna III – Seccionamento LT 230kV Funil-Itapebi

- Evitar interferência com remanescentes de vegetação nativa. Destaca-se que o corredor está inteiramente inserido no polígono compreendido pela 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 do bioma Mata Atlântica. A referida lei estabelece que novos empreendimentos que impliquem corte ou supressão de vegetação do bioma Mata Atlântica deverão ser implantados, preferencialmente, em áreas já substancialmente alteradas ou degradadas;
- Afastar o traçado da diretriz das áreas urbanas de Itabuna, Itapé e de Ferradas;
- Afastar o traçado da diretriz da LT da área dos Assentamentos Rurais Conjunto Alemita e Etevaldo Barreto Pelé;
- Tendo em vista os relatos históricos de presença de quilombolas na região, recomenda-se apurar essa informação quando do levantamento de campo no âmbito do Relatório R3. Caso sejam realmente identificadas comunidades quilombolas ao longo do corredor proposto, evitar a interferência da futura LT nessas comunidades, considerando o disposto na Portaria Interministerial nº 60/2015.

12 REFERÊNCIAS

- [1]. "Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica", EPE - Abril/2005
- [2]. "Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão", CCPE/CTET - Janeiro/2001
- [3]. "Base de Referência de Preços ANEEL" – Junho/2014
- [4]. CECAV. Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas. Mapa de Ocorrências de Cavernas – ICMBio. Disponível em: <http://www.icmbio.gov.br/cecav/> Acesso em: Julho de 2015.
- [5]. CPRM. Serviço Geológico do Brasil, 2008. Mapa de Geodiversidade do Brasil. Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/publique/cgi/cgilua.exe/sys/start.htm?infoid=623&sid=9>. Acesso em: Julho de 2015.
- [6]. DNPM. Departamento Nacional de Produção Mineral, 2015. Processos Minerários (arquivos vetoriais). Disponível em: <http://sigmine.dnpm.gov.br>. Acesso em: Julho de 2015.
- [7]. ELETROBRAS. Centrais Elétricas Brasileiras, 2011. Base cartográfica dos limites das UCs Estaduais e Municipais.
- [8]. FCP. Fundação Cultural Palmares, 2015. Lista de terras quilombolas por município. Disponível em: <http://www.palmares.gov.br/quilombola/> . Acesso em: Julho de 2015.
- [9]. FUNAI. Fundação Nacional do Índio, 2015. Base Cartográfica Delimitação das Terras Indígenas do Brasil. Disponível em: <http://mapas.funai.gov.br>. . Acesso em: Julho de 2015.
- [10]. IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2006. Mapa de Unidades de Relevo do Brasil 1:5.000.000. Disponível em: ftp://geoftp.ibge.gov.br/mapas/tematicos/mapas_murais/. . Acesso em: Julho de 2015.
- [11]. IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2007. Mapa de Vegetação do Brasil – IBGE. Disponível em: www.ibge.gov.br . Acesso em: Julho de 2015.
- [12]. _____. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2013. Base Cartográfica Integrada ao Milionésimo. Disponível em: www.ibge.gov.br . Acesso em: Julho de 2015.
- [13]. INCRA. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2015. Mapa de Projetos de Assentamento – SIGEL. Disponível em: <http://sigel.aneel.gov.br>. . Acesso em: Julho de 2015.
- [14]. _____. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2015. Mapa de Território Quilombola. Disponível em: <http://acervofundiario.incra.gov.br/i3geo/datadownload.htm>. . Acesso em: Julho de 2015.
- [15]. _____. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2015. Mapa dos Imóveis Rurais Certificados. Disponível em: <http://acervofundiario.incra.gov.br/i3geo/interface/incra.html?fvofts2cdrtfchurat51ngcq83>. . Acesso em: Julho de 2015.

- [16]. MMA. Ministério de 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: Julho de 2015.
- [17]. _____. 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 em: Julho de 2015.
- [18]. _____. Ministério do Meio Ambiente, 2015. 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: Julho de 2015.
- [19]. PREFEITURA MUNICIPAL DE ITABUNA. LEI Nº2.111 DE 19 DEZ DE 2008. Plano Diretor do Município de Itabuna. Disponível em: <http://prefeituradeitabuna.com.br/2015/servicos/legislacao/category/5-leis-gerais.html?download=21:lei-2111-pddu> Acesso em Julho 2015.
- [20]. SANTOS, EDUARDO A. E., 2009. O Significado de Itamaracá para Itabuna. Disponível em: <http://www.pimenta.blog.br/2009/09/15/o-significado-de-itamaraca-para-itabuna/> Acesso em Julho de 2015.

13 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
Carina Rennó Siniscalchi – EPE/SMA
Katia Gisele Soares Matosinho – EPE/SMA
Silvana Andreoli Espig – EPE/SMA
Fernando Rodrigues Alves – CHESF
Gustavo H. S. Vieira de Melo - CHESF
Humbertino Gonçalves Borges - COELBA
Humberto da Silva Santana - COELBA
Marcelo Rebouças Soares da Cunha - COELBA
Sylvia Maria de Assis - COELBA

14 ANEXOS

14.1 Parâmetros dos Equipamentos

Linha de Transmissão Nova (LT)

Tabela 14-1 – Características Elétricas das Linhas de Transmissão – Alternativa Vencedora

Linha de transmissão	Tensão (kV)	Estrutura	Extensão (km)	Condutor		
				Número por fase	Nome	Bitola (MCM)
Seccionamento LT Funil/Itapebi – Itabuna III C1	230	CV, CS	25,0	1	Grosbeak	1x636
Seccionamento LT Funil/Itapebi – Itabuna III C2	230	CV, CS	25,0	1	Grosbeak	1x636

Tabela 14-2 - Parâmetros Elétricos das Linhas de Transmissão – Alternativa Vencedora

Linha de transmissão	km	Parâmetros elétricos											
		Longitudinais e transversais por unidade de comprimento						Longitudinais e transversais equivalentes					
		Sequência positiva			Sequência zero			Sequência positiva			Sequência zero		
		R1 (Ω /km)	X1 (Ω /km)	C1 (nF/km)	R0 (Ω /km)	X0 (Ω /km)	C0 (nF/km)	R1 (%)	X1 (%)	B1 (Mvar)	R0 (%)	X0 (%)	B0 (Mvar)
Seccionamento LT Funil/Itapebi – Itabuna III C1	25	0,105	0,503	8,7579	0,489	1,67	6,2367	0,4974	2,3777	4,359	2,3096	7,9037	3,1047
Seccionamento LT Funil/Itapebi – Itabuna III C2	25	0,105	0,503	8,7579	0,489	1,67	6,2367	0,4974	2,3777	4,359	2,3096	7,9037	3,1047

⇒ Capacidade de Corrente:

Tabela 14-3 – Carregamento Máximo das Linhas de Transmissão – Alternativa Vencedora

Linha de transmissão	Condutor (MCM)	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)
Seccionamento LT Funil/Itapebi – Itabuna III C1	1x636	230	296,6	Trecho LT 230 kV Itapebi – Itabuna III	474,4	775

Transformadores Novos (TR)

Tabela 14-4 - Parâmetros dos Transformadores Novos

Subestação	Transformação	Unidade	Capacidade [MVA]	X (%) na base de 100 MVA	Ligação	Δ TAP
Itabuna III	230/138-13,8 kV	ATR1	150/180	9,33	Y-Δ	1,1/0,9
Itabuna III	230/138-13,8 kV	ATR2	150/180	9,33	Y-Δ	1,1/0,9
Itabuna III	230/138-13,8 kV	ATR3	150/180	9,33	Y-Δ	1,1/0,9

14.2 Novas Subestações

A Figura 14-1 mostra o diagrama esquemático da SE Itabuna III, contemplando as obras recomendadas e expansões futuras.

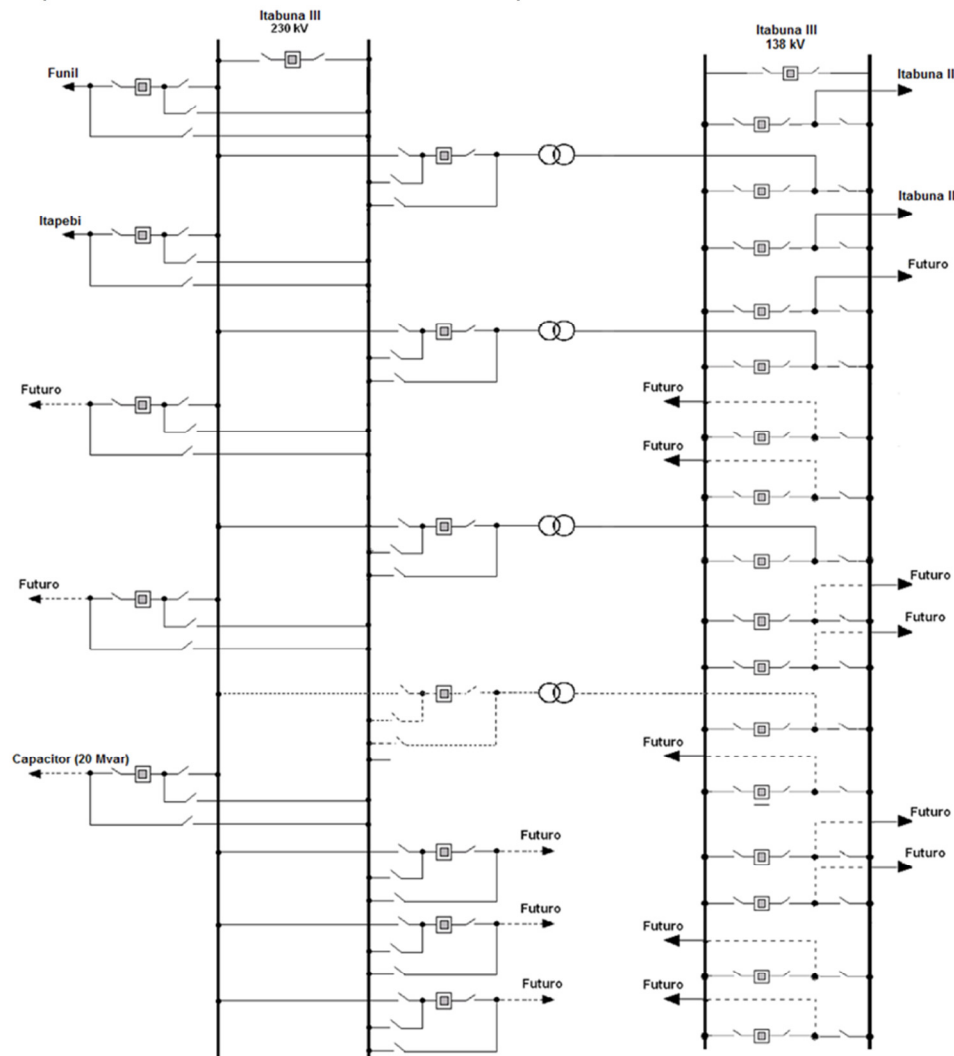


Figura 14-1– Diagrama Unifilar da SE 230/138 kV Itabuna III

14.3 Perdas das Alternativas

A seguir é apresentado o diferencial de perdas elétricas de cada alternativa, discretizadas por ano, para cada um dos patamares de carga analisados.

Tabela 14-5 – Δ Perdas Elétricas [MW]

Ano	Carga Pesada				Carga Média				Carga Leve			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2020	0,31	1,44	3,12	0,00	3,03	0,55	2,70	0,00	1,79	0,41	1,67	0,00
2021	0,14	1,52	3,23	0,00	3,18	0,57	2,80	0,00	1,83	0,42	1,73	0,00
2022	0,25	1,86	3,71	0,00	3,32	0,59	2,91	0,00	1,88	0,43	1,78	0,00
2023	0,98	2,04	4,08	0,00	3,39	0,61	3,02	0,00	1,98	0,44	1,85	0,00
2024	0,96	2,12	4,25	0,00	3,51	0,63	3,14	0,00	2,05	0,46	1,92	0,00
2025	0,95	2,22	4,28	0,00	3,64	0,65	3,26	0,00	2,12	0,47	1,99	0,00
2026	0,88	2,04	4,25	0,00	3,77	0,68	3,38	0,00	2,18	0,50	2,05	0,00
2027	0,87	2,13	4,42	0,00	3,87	0,70	3,51	0,00	2,25	0,52	2,12	0,00
2028	0,85	2,23	4,61	0,00	4,01	0,73	3,64	0,00	2,32	0,53	2,20	0,00
2029	0,84	2,33	4,80	0,00	4,15	0,75	3,78	0,00	2,43	0,54	2,26	0,00

14.4 Plano de Obras e Estimativa de Custos

Tabela 14-6 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1 (R\$ x 1000) 1 de 2

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					126.413,13	85.569,18	11.228,95	47.223,37
SE 230 kV FUNIL II (Nova)					50.248,33	34.198,17	4.463,43	18.976,39
1º, 2º e 3º ATF 230/138 kV, 3 x 150 MVA 3Φ	2020	3,0	1,0	7794,69	23.384,08	15.914,81	2.077,15	8.831,05
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2020	3,0	1,0	2787,86	8.363,58	5.692,11	742,92	3.158,52
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2020	3,0	1,0	2032,25	6.096,75	4.149,34	541,56	2.302,45
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2,0					
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			4,0					
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2020	1,0	1,0	2410,53	2.410,53	1.640,57	214,12	910,34
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2020	1,0	1,0	1571,41	1.571,41	1.069,47	139,58	593,45
MIM - 230 kV	2020	1,0	1,0	1237,36	1.237,36	842,13	109,91	467,29
MIM - 138 kV	2020	1,0	1,0	744,00	744,00	506,35	66,09	280,97
MIG (Terreno Rural)	2020	1,0	1,0	6440,62	6.440,62	4.383,38	572,10	2.432,32
LT 230 kV FUNIL - FUNIL II, C1, C2 (Nova)					17.780,40	12.101,04	1.579,39	6.714,81
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 1 km (C1)	2020	1,0	1,0	432,83	432,83	294,57	38,45	163,46
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 1 km (C2)	2020	1,0	1,0	432,83	432,83	294,57	38,45	163,46
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE FUNIL	2020	2,0	1,0	3919,35	7.838,69	5.334,88	696,29	2.960,30
MIM - 230 kV // SE FUNIL	2020	1,0	1,0	618,68	618,68	421,06	54,96	233,65
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE FUNIL II	2020	2,0	1,0	3919,35	7.838,69	5.334,88	696,29	2.960,30
MIM - 230 kV // SE FUNIL II	2020	1,0	1,0	618,68	618,68	421,06	54,96	233,65
SE 138 kV ILHÉUS (Ampliação/Adequação)					3.317,31	2.257,71	294,67	1.252,79
1º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ	2020	1,0	1,0	1023,89	1.023,89	696,84	90,95	386,68
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2020	1,0	1,0	2107,42	2.107,42	1.434,27	187,20	795,87
MIM - 138 kV	2020	1,0	1,0	186,00	186,00	126,59	16,52	70,24

Tabela 14-7 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1 (R\$ x 1000) 2 de 2

SE 138 kV PORTO SUL (Ampliação/Adequação)					2.370,61	1.613,40	210,58	895,27
1° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ	2020	1,0	1,0	77,20	77,20	52,54	6,86	29,15
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2020	1,0	1,0	2107,42	2.107,42	1.434,27	187,20	795,87
MIM - 138 kV	2020	1,0	1,0	186,00	186,00	126,59	16,52	70,24
SE 138 kV D.I.I (Ampliação/Adequação)					3.317,31	1.792,24	294,67	735,96
1° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ	2023	1,0	1,0	1023,89	1.023,89	553,18	90,95	227,16
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2023	1,0	1,0	2107,42	2.107,42	1.138,57	187,20	467,54
MIM - 138 kV	2023	1,0	1,0	186,00	186,00	100,49	16,52	41,27
LT 138 kV FUNIL II - ITABUNA, C2 (Nova)					23.232,84	15.811,88	2.063,71	8.773,93
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 63,8 km	2020	63,8	1,0	264,86	16.898,15	11.500,59	1.501,02	6.381,62
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE FUNIL II	2020	2,0	1,0	2981,35	5.962,70	4.058,11	529,65	2.251,83
MIM - 138 kV // SE FUNIL II	2020	1,0	1,0	372,00	372,00	253,18	33,04	140,49
LT 138 kV FUNIL II - ITABUNA II, C2 (Nova)					26.146,31	17.794,74	2.322,51	9.874,21
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 74,8 km	2020	74,8	1,0	264,86	19.811,62	13.483,45	1.759,82	7.481,90
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE FUNIL II	2020	2,0	1,0	2981,35	5.962,70	4.058,11	529,65	2.251,83
MIM - 138 kV // SE FUNIL II	2020	1,0	1,0	372,00	372,00	253,18	33,04	140,49

Tabela 14-8 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2 (R\$ x 1000) 1 de 1

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					102.224,65	67.646,30	9.080,35	36.466,75
SE 230 kV ITABUNA 3 (Nova)					61.311,22	39.801,30	5.446,12	21.015,70
1°, 2° e 3° ATF 230/138 kV, 3 x 150 MVA 3Φ	2020	3,0	1,0	7794,69	23.384,08	15.914,81	2.077,15	8.831,05
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2020	3,0	1,0	2787,86	8.363,58	5.692,11	742,92	3.158,52
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2020	3,0	1,0	2032,25	6.096,75	4.149,34	541,56	2.302,45
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2,0					
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			4,0					
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2020	1,0	1,0	2410,53	2.410,53	1.640,57	214,12	910,34
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2020	1,0	1,0	1571,41	1.571,41	1.069,47	139,58	593,45
MIM - 230 kV	2020	1,0	1,0	1237,36	1.237,36	842,13	109,91	467,29
MIM - 138 kV	2020	1,0	1,0	744,00	744,00	506,35	66,09	280,97
MIG (Terreno Rural)	2020	1,0	1,0	6459,22	6.459,22	4.396,03	573,76	2.439,34
1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	2055,86	2.055,86	1.199,58	182,62	554,77
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4	2022	1,0	1,0	3156,94	3.156,94	1.842,05	280,42	851,89
MIM - 230 kV	2022	1,0	1,0	309,34	309,34	180,50	27,48	83,47
1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	2026	1,0	1,0	2055,86	2.055,86	881,73	182,62	201,84
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4	2026	1,0	1,0	3156,94	3.156,94	1.353,96	280,42	309,94
MIM - 230 kV	2026	1,0	1,0	309,34	309,34	132,67	27,48	30,37
SECC LT 138 kV FUNIL - ITABUNA, C1, NA SE ITABUNA III (Nova)					7.072,07	4.813,13	628,19	2.670,78
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 1,16 km (para Funil)	2020	1,16	1,0	344,32	399,41	271,83	35,48	150,84
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 1,16 km (para Itabuna)	2020	1,16	1,0	291,35	337,96	230,01	30,02	127,63
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	2020	2,0	1,0	2981,35	5.962,70	4.058,11	529,65	2.251,83
MIM - 138 kV	2020	1,0	1,0	372,00	372,00	253,18	33,04	140,49
SECC LT 138 kV FUNIL - ITABUNA II, C1, NA SE ITABUNA (Nova)					7.072,07	4.813,13	628,19	2.670,78
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 1,16 km (para Funil)	2020	1,16	1,0	344,32	399,41	271,83	35,48	150,84
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 1,16 km (para Itabuna II)	2020	1,16	1,0	291,35	337,96	230,01	30,02	127,63
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	2020	2,0	1,0	2981,35	5.962,70	4.058,11	529,65	2.251,83
MIM - 138 kV	2020	1,0	1,0	372,00	372,00	253,18	33,04	140,49
SECC LT 230 kV FUNIL - ITAPEBI, C1, NA SE ITABUNA III (Nova)					26.769,30	18.218,73	2.377,85	10.109,48
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 25 km (para Funil)	2020	25,0	1,0	366,24	9.155,96	6.231,39	813,30	3.457,77
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 25 km (para Itapebi)	2020	25,0	1,0	366,24	9.155,96	6.231,39	813,30	3.457,77
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2020	2,0	1,0	3919,35	7.838,69	5.334,88	696,29	2.960,30
MIM - 230 kV	2020	1,0	1,0	618,68	618,68	421,06	54,96	233,65

Tabela 14-9 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 3 (R\$ x 1000) 1 de 1

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					98.945,05	66.139,88	8.789,03	36.033,90
SE 230 kV ITAJUÍPE (Nova)					55.789,07	36.768,65	4.955,60	19.735,95
1º, 2º e 3º ATF 230/138 kV, 3 x 150 MVA 3Φ	2020	3,0	1,0	7794,69	23.384,08	15.914,81	2.077,15	8.831,05
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2020	3,0	1,0	2787,86	8.363,58	5.692,11	742,92	3.158,52
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2020	3,0	1,0	2032,25	6.096,75	4.149,34	541,56	2.302,45
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2,0					
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			4,0					
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2020	1,0	1,0	2410,53	2.410,53	1.640,57	214,12	910,34
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2020	1,0	1,0	1571,41	1.571,41	1.069,47	139,58	593,45
MIM - 230 kV	2020	1,0	1,0	1237,36	1.237,36	842,13	109,91	467,29
MIM - 138 kV	2020	1,0	1,0	744,00	744,00	506,35	66,09	280,97
MIG (Terreno Rural)	2020	1,0	1,0	6459,22	6.459,22	4.396,03	573,76	2.439,34
1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	2025	1,0	1,0	2055,86	2.055,86	952,26	182,62	280,16
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4	2025	1,0	1,0	3156,94	3.156,94	1.462,27	280,42	430,21
MIM - 230 kV	2025	1,0	1,0	309,34	309,34	143,28	27,48	42,16
SECC LT 138 kV FUNIL - ITABUNA, C1, NA SE ITAJUÍPE (Nova)					21.577,99	14.685,62	1.916,72	8.148,98
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 26,16 km (para Funil)	2020	26,16	1,0	291,35	7.621,65	5.187,16	677,01	2.878,33
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 26,16 km (para Itabuna)	2020	26,16	1,0	291,35	7.621,65	5.187,16	677,01	2.878,33
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	2020	2,0	1,0	2981,35	5.962,70	4.058,11	529,65	2.251,83
MIM - 138 kV	2020	1,0	1,0	372,00	372,00	253,18	33,04	140,49
SECC LT 138 kV FUNIL - ITABUNA II, C1, NA SE ITAJUÍPE (Nova)					21.577,99	14.685,62	1.916,72	8.148,98
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 26,16 km (para Funil)	2020	26,16	1,0	291,35	7.621,65	5.187,16	677,01	2.878,33
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 26,16 km (para Itabuna II)	2020	26,16	1,0	291,35	7.621,65	5.187,16	677,01	2.878,33
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	2020	2,0	1,0	2981,35	5.962,70	4.058,11	529,65	2.251,83
MIM - 138 kV	2020	1,0	1,0	372,00	372,00	253,18	33,04	140,49

Tabela 14-10 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 4 (R\$ x 1000) 1 de 1

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					98.170,19	64.900,37	8.720,21	34.950,53
SE 230 kV ITABUNA 3 (Nova)					61.153,87	39.707,68	5.432,14	20.971,24
1º, 2º e 3º ATF 230/138 kV, 3 x 150 MVA 3Φ	2020	3,0	1,0	7794,69	23.384,08	15.914,81	2.077,15	8.831,05
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2020	3,0	1,0	2787,86	8.363,58	5.692,11	742,92	3.158,52
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2020	3,0	1,0	2032,25	6.096,75	4.149,34	541,56	2.302,45
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2,0					
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			2,0					
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2020	1,0	1,0	2410,53	2.410,53	1.640,57	214,12	910,34
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2020	1,0	1,0	1571,41	1.571,41	1.069,47	139,58	593,45
MIM - 138 kV	2020	1,0	1,0	744,00	744,00	506,35	66,09	280,97
MIM - 230 kV	2020	1,0	1,0	1237,36	1.237,36	842,13	109,91	467,29
MIG (Terreno Rural)	2020	1,0	1,0	6440,62	6.440,62	4.383,38	572,10	2.432,32
1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	2055,86	2.055,86	1.199,58	182,62	554,77
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BPT	2022	1,0	1,0	3018,19	3.018,19	1.761,08	268,10	814,45
MIM - 230 kV	2022	1,0	1,0	309,34	309,34	180,50	27,48	83,47
1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	2026	1,0	1,0	2055,86	2.055,86	881,73	182,62	201,84
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4	2026	1,0	1,0	3156,94	3.156,94	1.353,96	280,42	309,94
MIM - 230 kV	2026	1,0	1,0	309,34	309,34	132,67	27,48	30,37
SECC LT 230 kV FUNIL - ITAPEBI, C1, NA SE ITABUNA III (Nova)					26.769,30	18.218,73	2.377,85	10.109,48
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 25 km (para Funil)	2020	25,0	1,0	366,24	9.155,96	6.231,39	813,30	3.457,77
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 25 km (para Itapebi)	2020	25,0	1,0	366,24	9.155,96	6.231,39	813,30	3.457,77
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2020	2,0	1,0	3919,35	7.838,69	5.334,88	696,29	2.960,30
MIM - 230 kV	2020	1,0	1,0	618,68	618,68	421,06	54,96	233,65
LT 138 kV ITABUNA 3 - ITABUNA 2, CD (C1, C2) (Nova)					10.247,02	6.973,95	910,22	3.869,81
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 1 km	2020	1,0	1,0	558,98	558,98	380,43	49,65	211,10
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE ITABUNA 3	2020	2,0	1,0	2981,35	5.962,70	4.058,11	529,65	2.251,83
MIM - 138 kV // SE ITABUNA 3	2020	1,0	1,0	372,00	372,00	253,18	33,04	140,49
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE ITABUNA 2	2020	1,0	1,0	2981,35	2.981,35	2.029,06	264,83	1.125,91
MIM - 138 kV // SE ITABUNA 2	2020	1,0	1,0	372,00	372,00	253,18	33,04	140,49

14.5 Resultado das Simulações

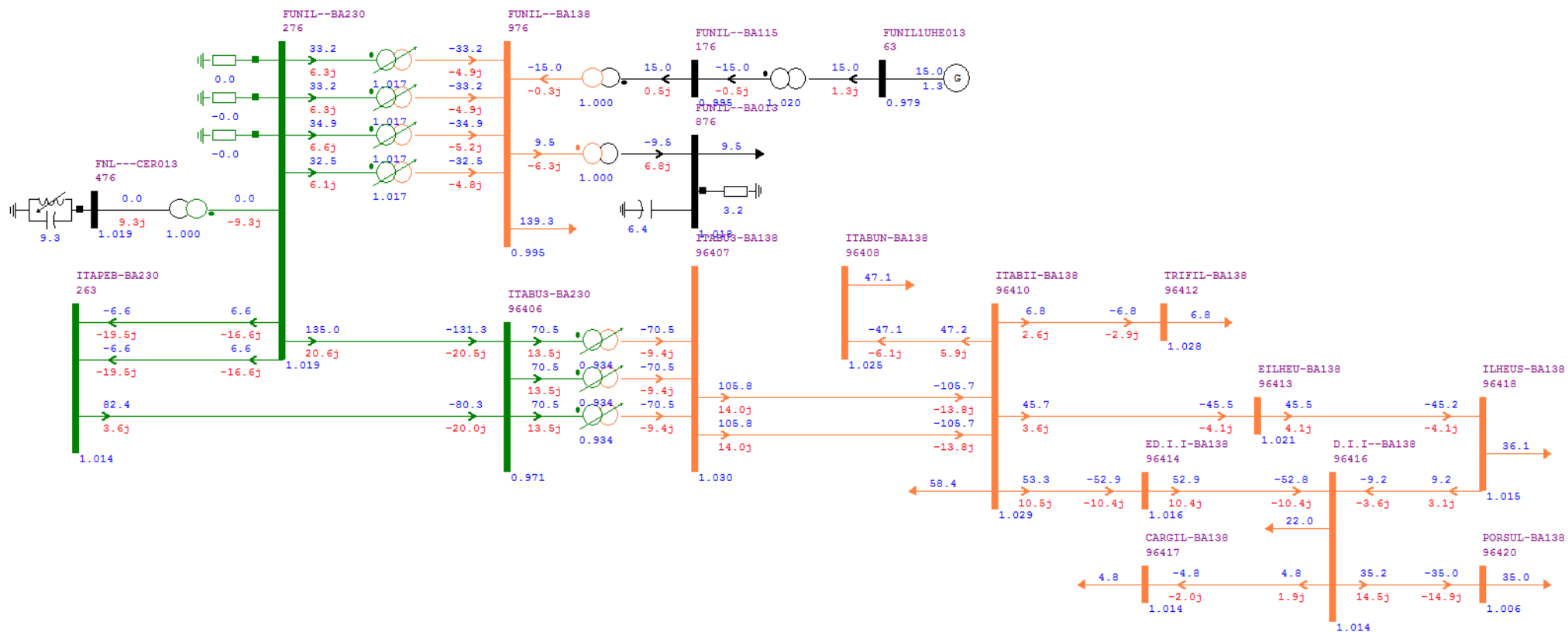


Figura 14-2 – Alternativa 4 – Região de Funil e Sul da Bahia - Regime Normal – Ano 2020

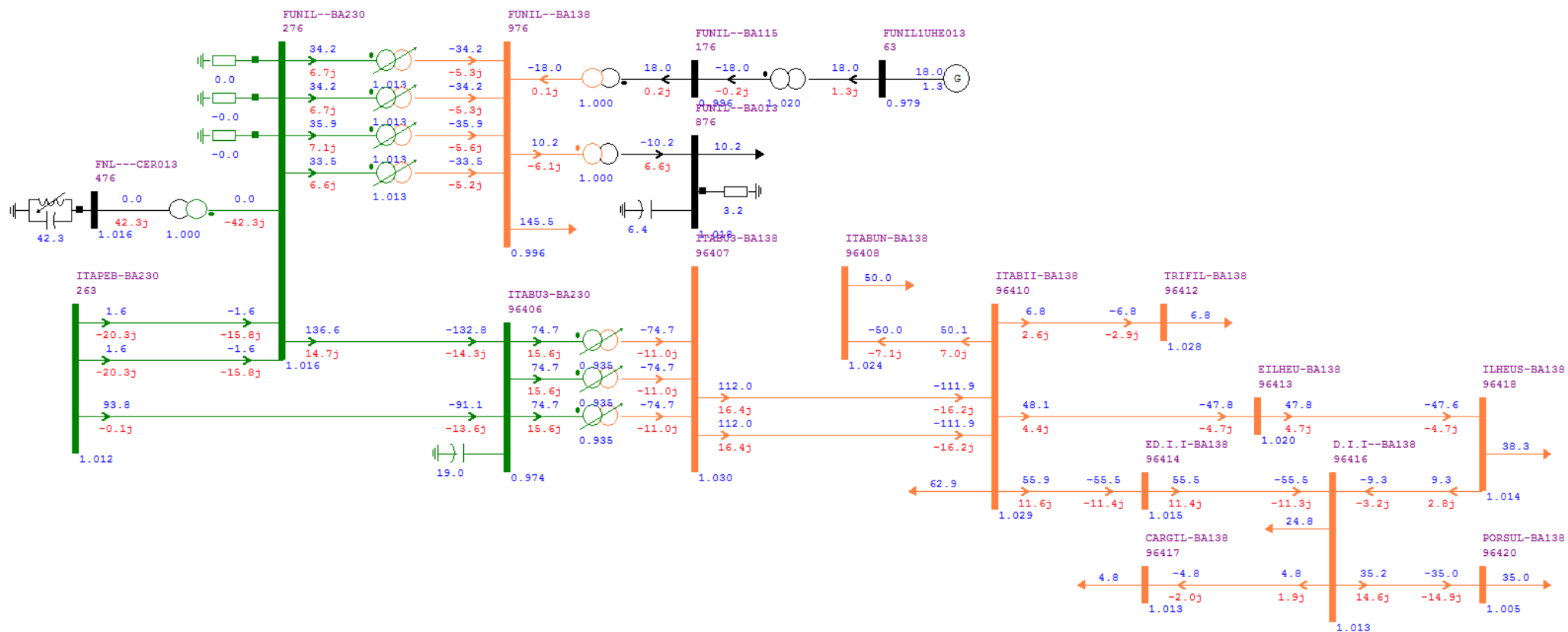


Figura 14-3 – Alternativa 4 – Região de Funil e Sul da Bahia - Regime Normal – Ano 2022

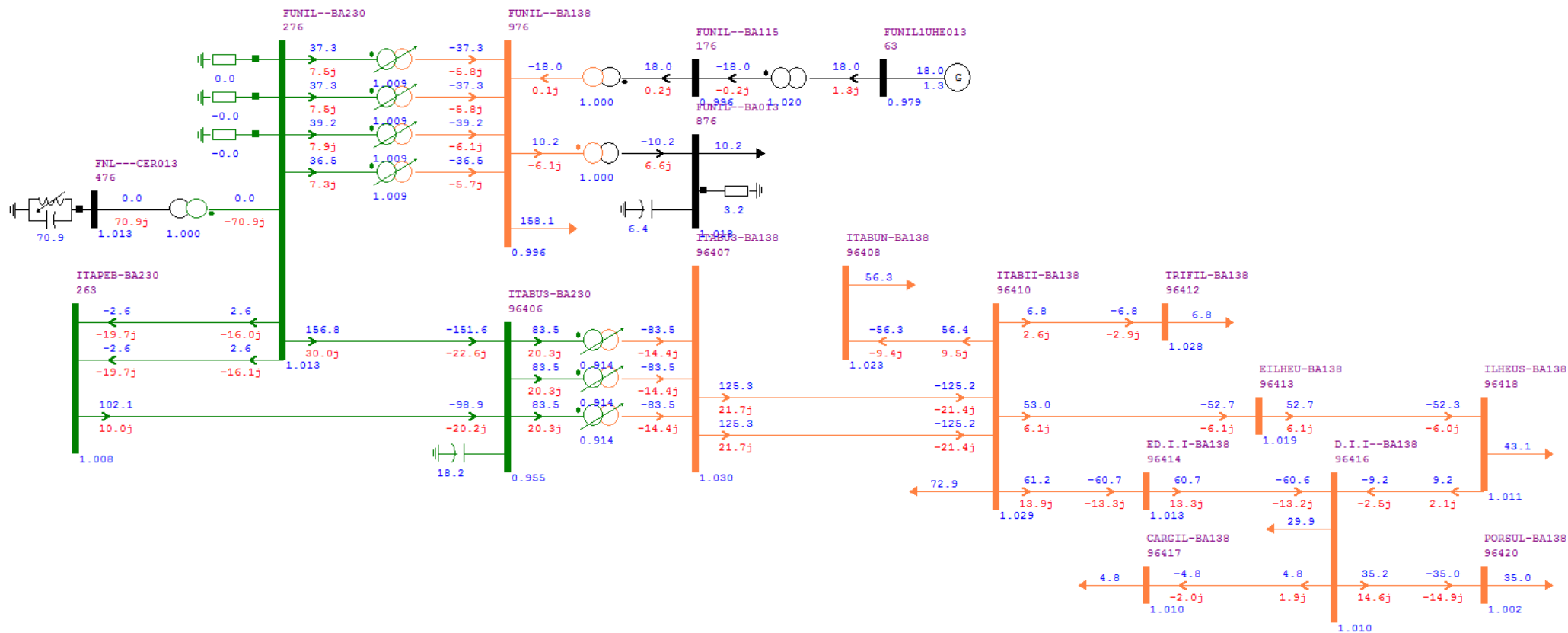


Figura 14-4 – Alternativa 4 – Região de Funil e Sul da Bahia - Regime Normal – Ano 2029

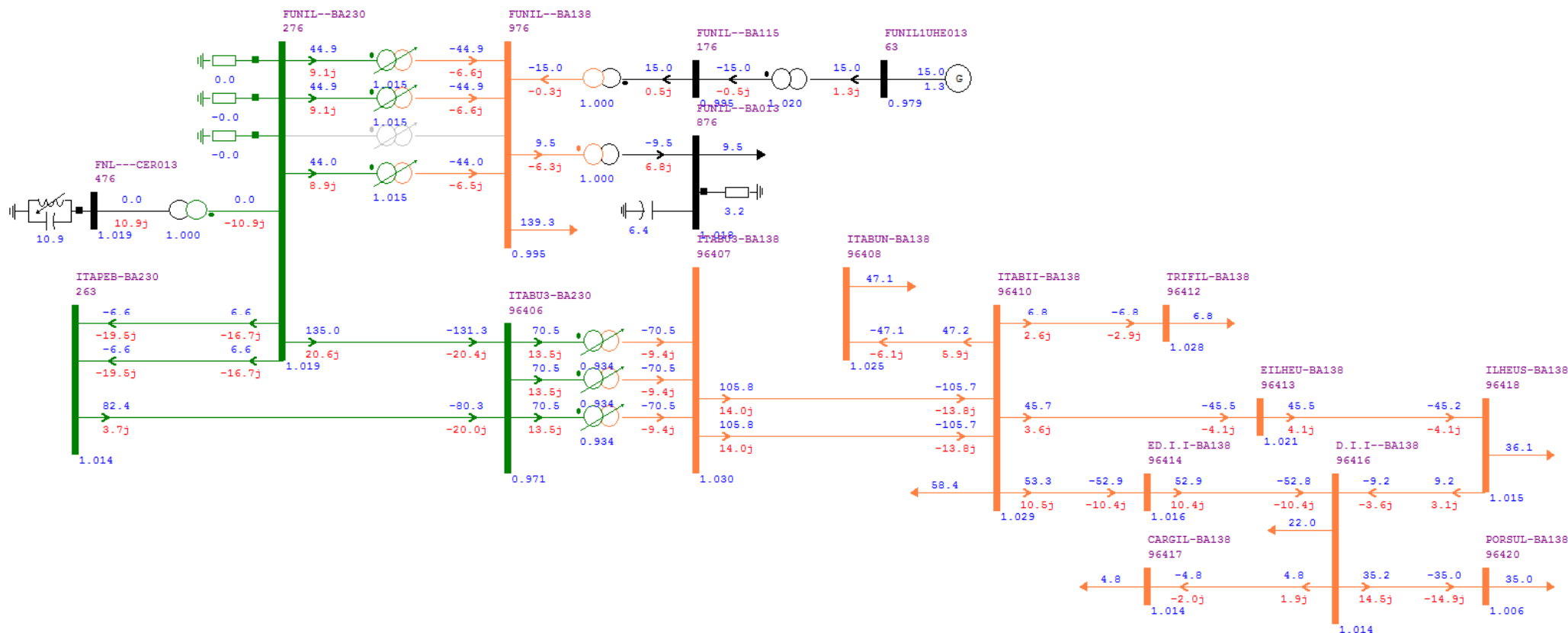


Figura 14-5 – Alternativa 4 – Região de Funil e Sul da Bahia – Contingência de 1 TR 230/138 kV Funil – Ano 2020

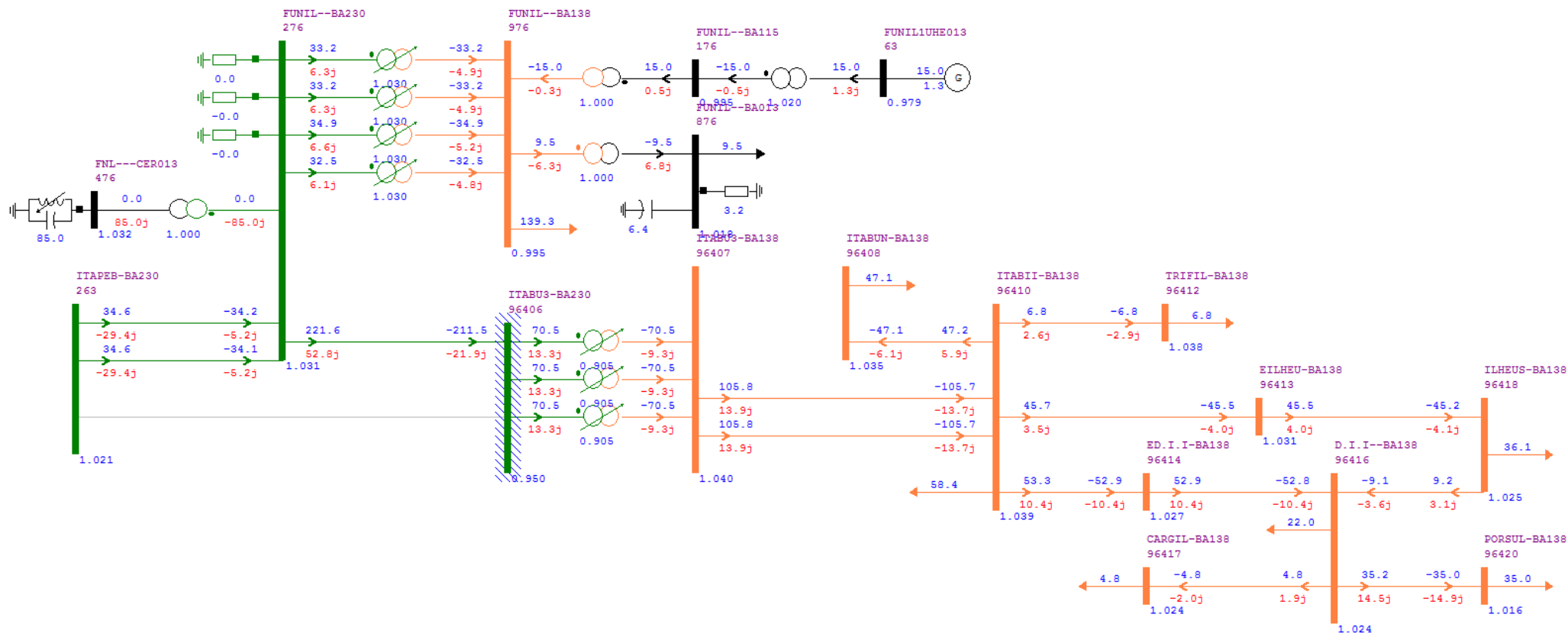


Figura 14-6 – Alternativa 4 – Região de Funil e Sul da Bahia – Contingência da LT 230 kV Itapebi – Itabuna III – Ano 2020

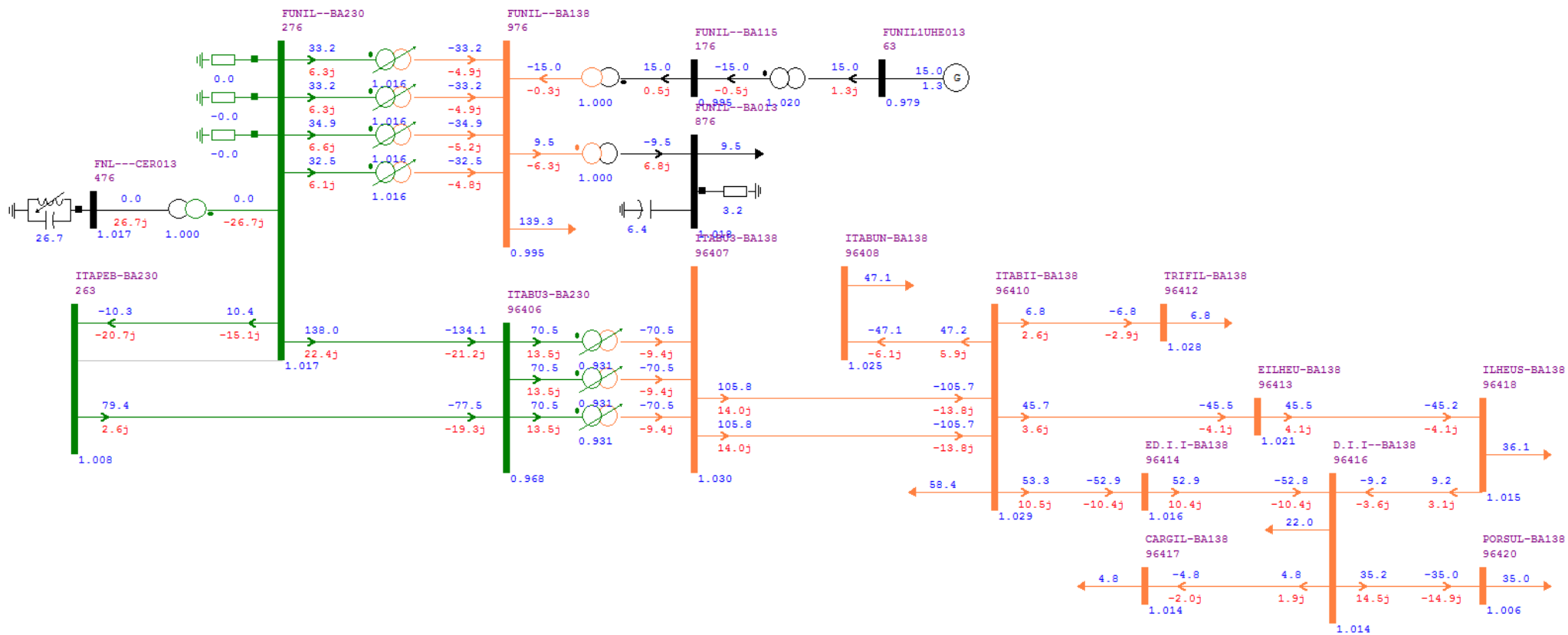


Figura 14-7 – Alternativa 4 – Região de Funil e Sul da Bahia – Contingência da LT 230 kV Funil – Itapebi C2 – Ano 2020

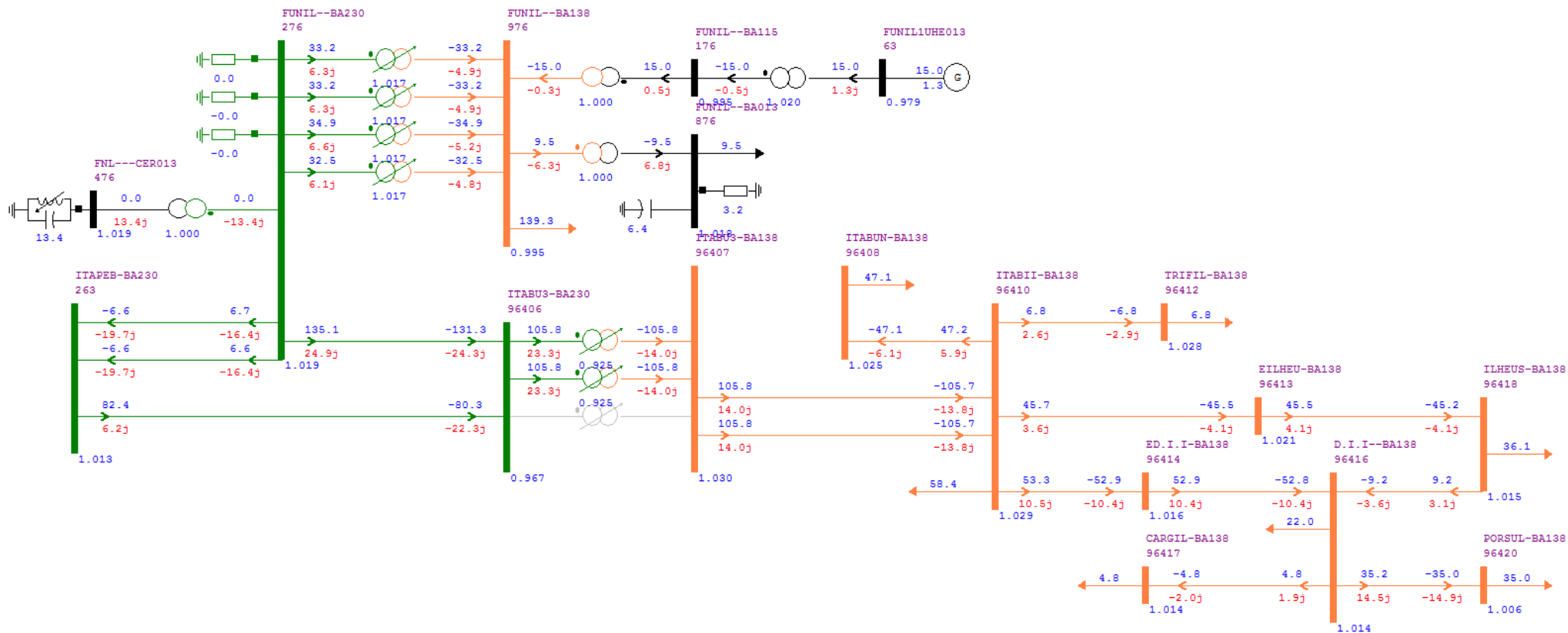


Figura 14-8 – Alternativa 4 – Região de Funil e Sul da Bahia – Contingência de 1 TR 230/138 kV Itabuna III – Ano 2020

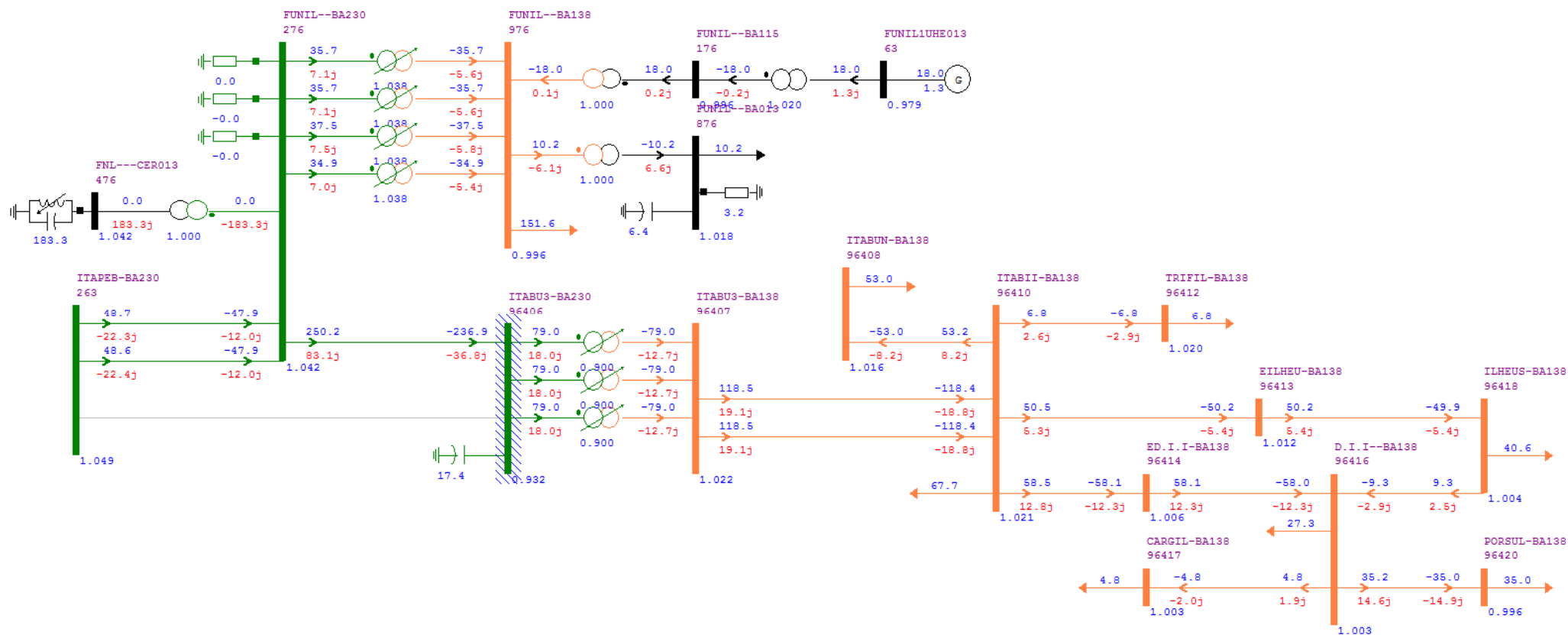


Figura 14-9 – Alternativa 4 – Região de Funil e Sul da Bahia – Contingência de 1 TR 230/138 kV Itabuna III – sem 2º BC 20 Mvar em Itabuna III – Ano 2026

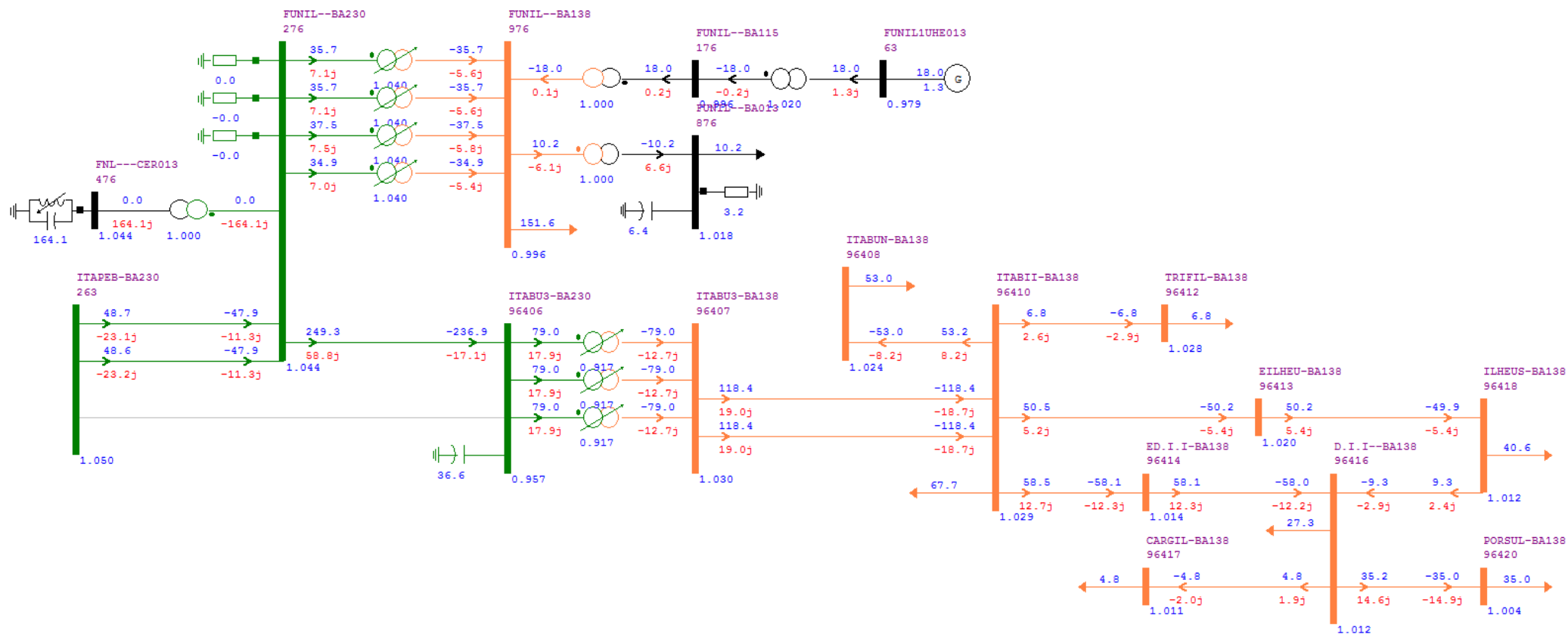


Figura 14-10 – Alternativa 4 – Região de Funil e Sul da Bahia – Contingência de 1 TR 230/138 kV Itabuna III – com 2º BC 20 Mvar em Itabuna III – Ano 2026

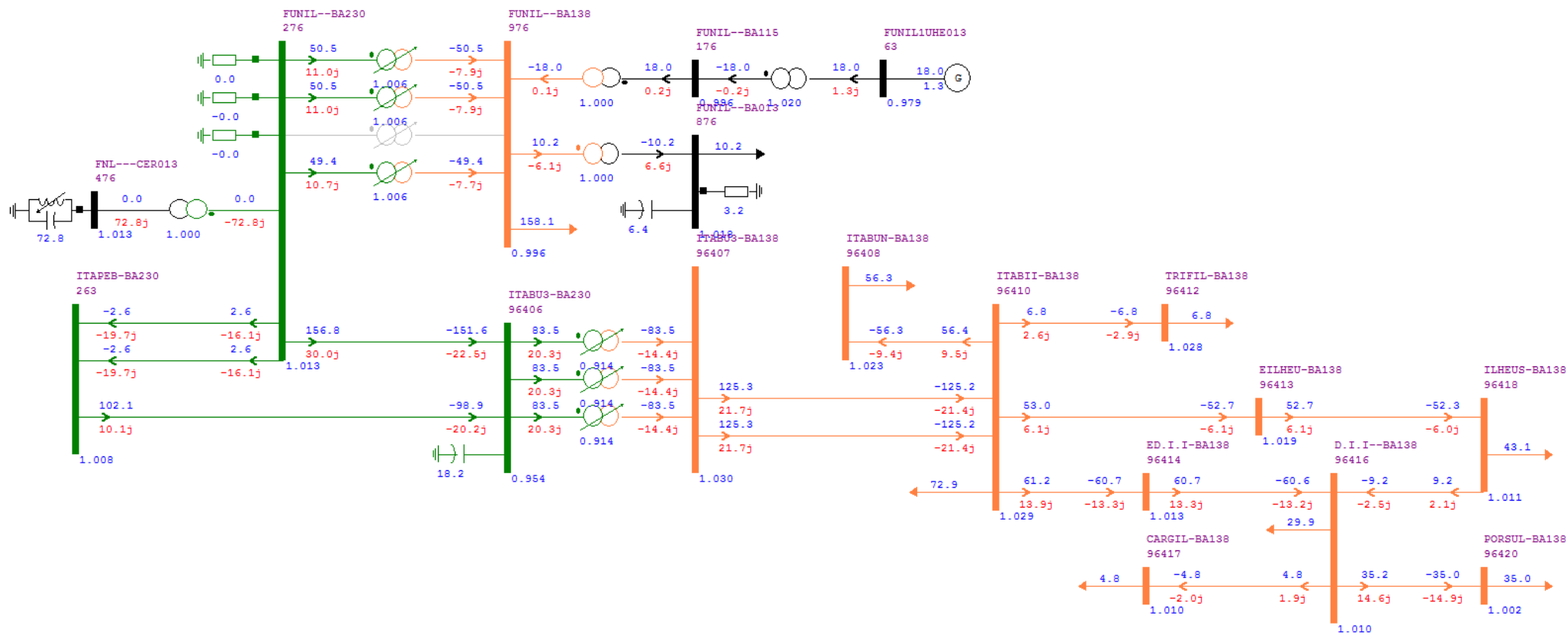


Figura 14-11 – Alternativa 4 – Região de Funil e Sul da Bahia – Contingência de 1 TR 230/138 kV Funil – Ano 2029

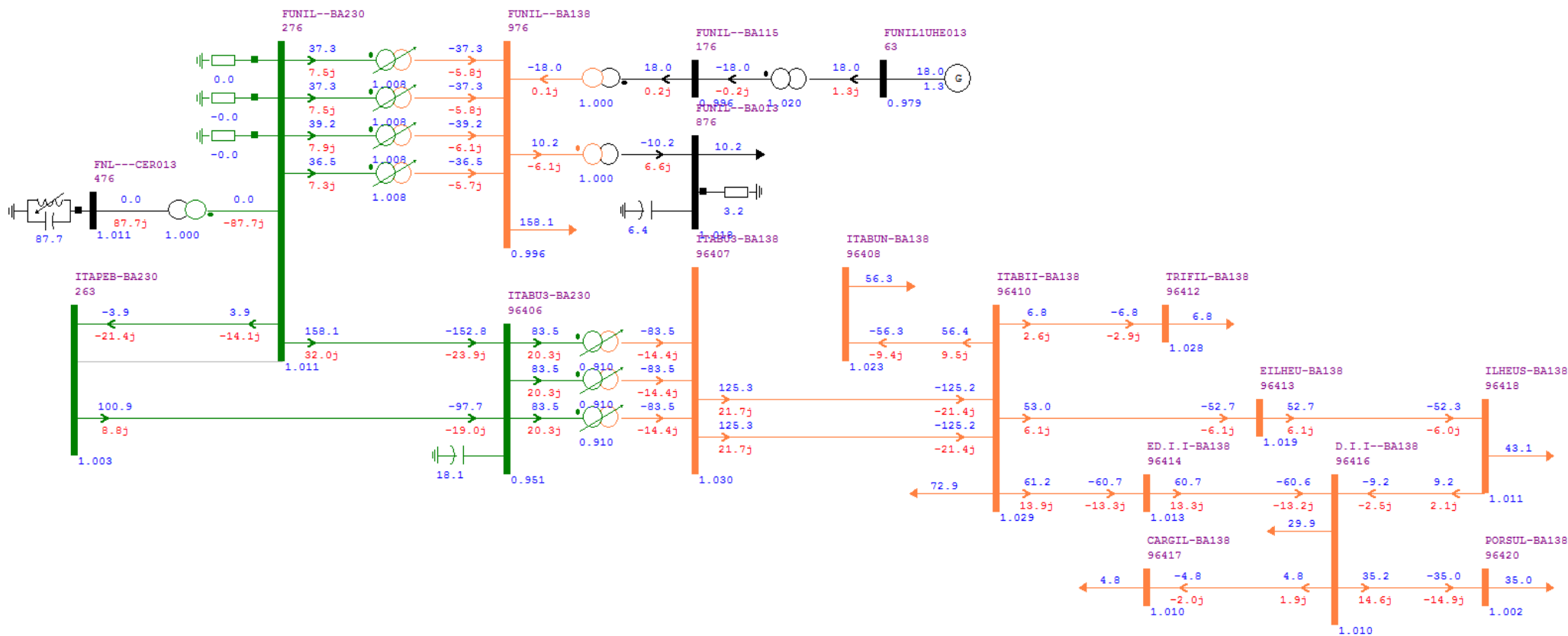


Figura 14-12 – Alternativa 4 – Região de Funil e Sul da Bahia – Contingência da LT 230 kV Funil – Itapebi C2 – Ano 2029

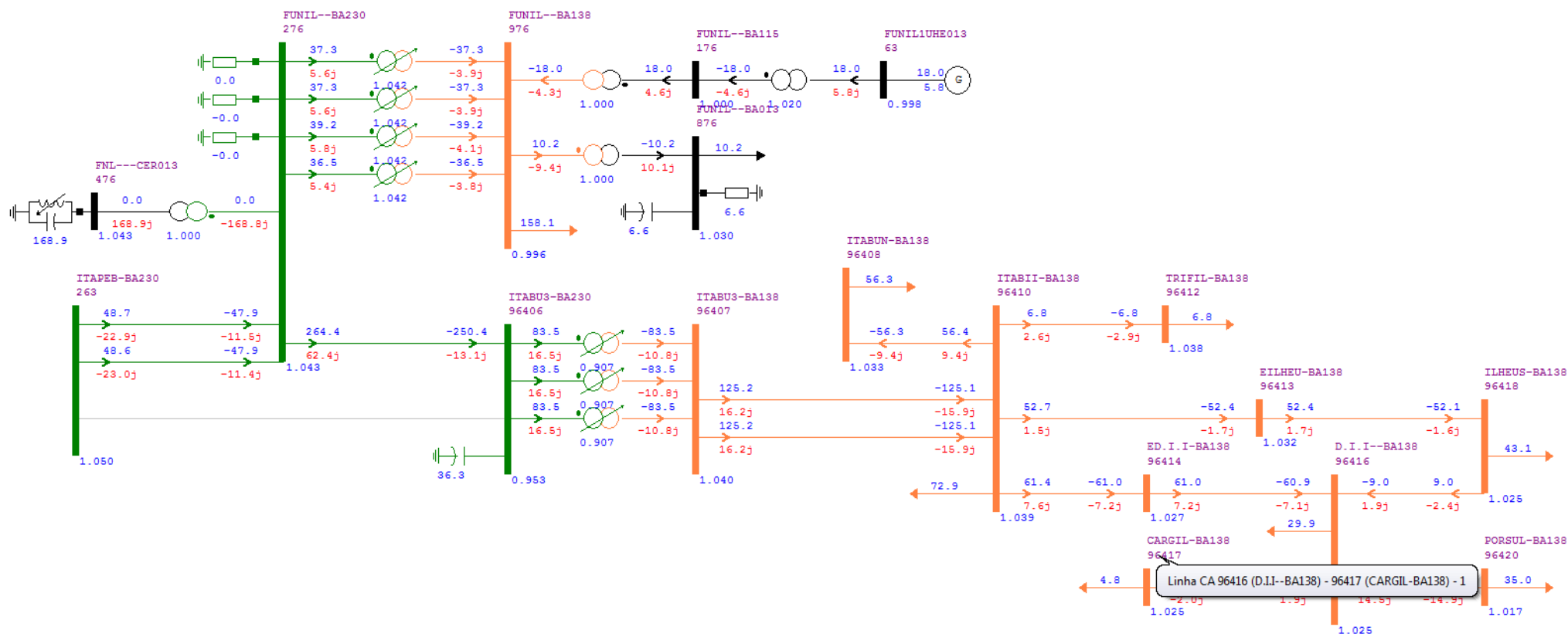


Figura 14-13 – Alternativa 4 – Região de Funil e Sul da Bahia – Contingência de 1 TR 230/138 kV Itabuna III – Ano 2029

14.6 Fichas PET

Empreendimento: SE Itabuna III	Estado: BA
	Data de Necessidade: 2020 Prazo de execução: 36 meses

Justificativa:

Reforço necessário para atendimento às cargas do extremo sul da Bahia.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

MIG	6.440,62
MIM - 230 kV – BD4	1.237,36
MIM - 138 kV – BPT	1.116,00
IB - 230 kV – BD4	2.410,53
IB - 138 kV – BPT	1.571,41
3 ATR - 230/138-13,8 kV - T - 150 MVA	23.384,08
3 CT - 230 kV – BD4	8.363,58
3 CT - 138 kV - BPT	6.096,75
2 EL – 138 kV - BPT	5.962,70

Investimentos previstos: 56.583,03

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-139/2015-rev0, "Estudo de Atendimento ao Extremo Sul da Bahia"
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL – junho/2014"

Empreendimento: Seccionamento em loop da LT 230 kV Funil – Itapebi C1 na SE Itabuna III	Estado: BA
	Data de Necessidade: 2020 Prazo de execução: 36 meses

Justificativa:

Reforço necessário para atendimento às cargas do extremo sul da Bahia.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

Secc. LT 230 kV Funil – Itapebi C1 na SE Itabuna III, CS, 1x636 MCM – 2 x 25km	18.311,92
2 EL - 230 kV – BD4	7.838,69
MIM - 230 kV – BD4	618,68

Investimentos previstos: 26.769,29

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-139/2015-rev0, “Estudo de Atendimento ao Extremo Sul da Bahia”
- [2] “Base de Referência de Preços ANEEL – junho/2014”

Empreendimento: SE Eunápolis	Estado: BA
	Data de Necessidade: 2023 Prazo de execução: 36 meses

Justificativa:

Reforço necessário para atendimento às cargas do extremo sul da Bahia.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

MIM - 230 kV – BD4	309,34
1 Capacitor em derivação – 230 kV – 1 x 20 Mvar	2.055,86
1 CCD - 230 kV – BD4	3.156,94

Investimentos previstos: 5.522,14

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-139/2015-rev0, "Estudo de Atendimento ao Extremo Sul da Bahia"
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL – junho/2014"

Empreendimento: SE Itabuna III	Estado: BA
	Data de Necessidade: 2022 Prazo de execução: 36 meses

Justificativa:
 Atendimento ao critério N-1.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

MIM - 230 kV – BD4	309,34
1 Capacitor em derivação – 230 kV – 1 x 20 Mvar	2.055,86
1 CCD - 230 kV – BD4	3.156,94

Investimentos previstos: 5.522,14

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [3] EPE-DEE-RE-139/2015-rev0, "Estudo de Atendimento ao Extremo Sul da Bahia"
- [4] "Base de Referência de Preços ANEEL – junho/2014"

Empreendimento: SE Itabuna III	Estado: BA
	Data de Necessidade: 2026 Prazo de execução: 36 meses

Justificativa:
 Atendimento ao critério N-1.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

MIM - 230 kV – BD4	309,34
1 Capacitor em derivação – 230 kV – 1 x 20 Mvar	2.055,86
1 CCD - 230 kV – BD4	3.156,94

Investimentos previstos: 5.522,14

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-139/2015-rev0, "Estudo de Atendimento ao Extremo Sul da Bahia"
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL – junho/2014"

14.7 Tabela de Comparação da SE Itabuna III (R1xR3)

SE Itabuna III	
Tabela 1 – Comparação da localização da SE (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da localização da SE (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
No caso de localização da SE Itabuna III em área diferente do indicado no Relatório R1, indicar justificativa(s):	
1. Anexar mapa indicando a localização proposta para a SE Itabuna III no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram essa localização. 2. Coordenadas da localização proposta para a SE Itabuna III:	
Pontos notáveis verificados no Relatório R3, não identificados no Relatório R1	
Recomendações do Relatório R1 e atendimento no Relatório R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.
1. Selecionar o local para construção da Subestação Itabuna III, preferencialmente dentro da área proposta.	
2. Evitar interferência com remanescentes de vegetação nativa. Destaca-se que o corredor está inteiramente inserido no polígono compreendido pela Lei da Mata Atlântica - Lei nº 11.428/06	

<p>regulamentada pelo Decreto nº 6.660/08 - que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa do bioma Mata Atlântica. A referida lei estabelece que novos empreendimentos que impliquem corte ou supressão de vegetação do bioma Mata Atlântica deverão ser implantados, preferencialmente, em áreas já substancialmente alteradas ou degradadas.</p>	
<p>3. Manter a proximidade da Subestação Planejada Itabuna III com a Subestação Existente Itabuna II.</p>	
<p>4. Consultar no Plano Diretor do Município de Itabuna, a classificação atualizada e as propostas do município para a área proposta para implantação da Subestação Itabuna III, e apresentar informações sobre a compatibilidade da área recomendada para implantação da SE com o disposto no Plano Diretor e em outros eventuais instrumentos legais que regulamentam o uso e ocupação solo na área.</p>	

14.8 Tabela de comparação da diretriz da LT SE Itabuna III – Seccionamento LT 230kV Funil-Itapebi (R1xR3)

LT SE Itabuna III – Seccionamento LT 230kV Funil-Itapebi	
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): 25 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:	
<p>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.</p> <p>2 - Encaminhar arquivo digital da diretriz definida no R3 (formato KML ou <i>shapefile</i>).</p>	
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.
<p>1. Evitar interferência com remanescentes de vegetação nativa. Destaca-se que o corredor está inteiramente inserido no polígono compreendido pela 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 do bioma Mata Atlântica. A referida lei estabelece que novos empreendimentos que impliquem corte ou supressão de vegetação do bioma Mata Atlântica deverão ser implantados, preferencialmente, em áreas já substancialmente alteradas ou degradadas.</p>	

<p>2. Consultar no Plano Diretor do Município de Itabuna, a classificação atualizada e as propostas do município para a diretriz a ser definida no R3.</p>	
<p>3. Afastar o traçado da diretriz das áreas urbanas de Itabuna, Itapé e de Ferradas.</p>	
<p>4. Afastar o traçado da diretriz da LT da área dos Assentamentos Rurais: Conjunto Alemita e Etevaldo Barreto Pell.</p>	
<p>5. Contatar a empresa responsável pelo gasoduto Cacimbas – Catu para informar a diretriz proposta no R3.</p>	
<p>6. Tendo em vista os relatos históricos de presença de quilombolas na região, recomenda-se apurar essa informação quando do levantamento de campo no âmbito do Relatório R3. Caso sejam realmente identificadas comunidades quilombolas ao longo do corredor proposto, evitar a interferência da futura LT nessas comunidades, considerando o disposto na Portaria Interministerial nº 60/2015.</p>	