



Empresa de Pesquisa Energética

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA E SOCIOAMBIENTAL DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

*Estudo de Atendimento à Região
Continental da Grande Florianópolis*

JUNHO DE 2023

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



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



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo do MME

Efrain Pereira da Cruz

Secretário de Planejamento e Transição Energética

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Secretário de Energia Elétrica

Gentil Nogueira de Sa Junior

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

Pietro Adamo Sampaio Mendes

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Vitor Eduardo de Almeida Saback

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

**ESTUDO DE ATENDIMENTO À REGIÃO CONTINENTAL
DA GRANDE FLORIANÓPOLIS**



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 interina

Angela Livino

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor interino de Estudos de Energia Elétrica

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Angela Livino

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

Sede

SCN, Qd. 01, Bl. C, nº 85, Sl. 1712/1714

70711-902 - Brasília - DF

Escritório Central

Praça Pio X, 54

20091-040 - Rio de Janeiro - RJ

Coordenação Geral

Giovani Vitória Machado

Coordenação Executiva

Elisângela Medeiros de Almeida

Thiago de Faria Rocha Dourado Martins

Equipe Técnica

Estudos Elétricos

Daniel José Tavares de Souza (coordenação)

Paulo Fernando de Matos Araujo

Rodrigo Ribeiro Ferreira

Análise Socioambiental

André Cassino Ferreira

Paula Cunha Coutinho de Andrade (coordenação)

Silvana Andreoli Espig

Nº EPE-DEE-RE-039/2023-rev0

Data: 29/06/2023

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



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

Análise Técnico-econômica

Produto (Nota Técnica ou Relatório)

EPE-DEE-RE-039/2023-rev0

Estudo de Atendimento à Região Continental da Grande Florianópolis

Revisões

Data

Descrição sucinta

rev0

29/06/2023

Emissão Original

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

SUMÁRIO

SUMÁRIO	7
ÍNDICE DE FIGURAS	9
ÍNDICE DE TABELAS	10
1 INTRODUÇÃO	11
1.1 Considerações Iniciais.....	11
1.2 Objetivo.....	12
1.3 Abordagem Adotada	12
2 CONCLUSÕES	14
3 RECOMENDAÇÕES	16
4 DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS	21
4.1 Critérios Básicos	21
4.2 Casos de Trabalho	21
4.3 Mercado	21
4.4 Plano de Geração	21
4.5 Cenários	21
4.6 Limites Operativos.....	22
4.7 Parâmetros Econômicos	23
4.8 Classificação do Horizonte das Obras	23
5 DIAGNÓSTICO	24
5.1 Sistema Elétrico de Interesse.....	24
5.2 Desempenho Elétrico da Rede	24
6 ALTERNATIVAS	29
6.1 Obras Comuns	29
6.2 Alternativa 1	30
6.3 Alternativa 2	32
6.4 Alternativa 3	34
7 ANÁLISE ECONÔMICA	36
7.1 Comparação Econômica	36
7.2 Discussão dos Resultados.....	37
8 ANÁLISE DE DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE	38
8.1 Condições normais	38
8.2 Condição de Emergência	40

9	CURTO-CIRCUITO	43
10	AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS	45
10.1	Dados e Premissas	45
10.2	Critérios Para Análises Elétricas e Comparações Econômicas	46
10.3	Avaliações Econômicas.....	47
10.4	Características Técnicas da Solução de Referência.....	47
11	RECOMENDAÇÕES PARA RELATÓRIOS R2	52
11.1	Linhas de Transmissão.....	52
11.2	Transformadores	53
12	ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL	54
13	Referências	55
14	EQUIPE TÉCNICA	56
15	ANEXOS.....	57
15.1	Caracterização das subestações novas.....	57
15.2	Plano de Obras e Estimativa de Investimentos	58
15.3	Formulários de Consultas sobre a Viabilidade de Expansões da Subestação	63
15.4	Fichas PET	67
15.5	Nota Técnica EPE/DEA/SMA 005/2023.....	71

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 – Rede Básica de atendimento à região metropolitana de Florianópolis.....	11
Figura 3-1 – Diagrama da alternativa recomendada na região da Grande Florianópolis	18
Figura 3-2 – Configuração futura – SE Santo Amaro da Imperatriz 230/138 kV	19
Figura 6-1 – Diagrama da Alternativa 1	31
Figura 6-2 – Diagrama da Alternativa 2	33
Figura 6-3 – Diagrama da Alternativa 3	35
Figura 10-1 Dados técnicos básicos da LT 230 kV Biguaçu – Santo Amaro da Imperatriz, C1, CS.....	48
Figura 10-2 Dados técnicos básicos do seccionamento da LT 230 kV Palhoça – Gaspar 2, CD.....	50
Figura 15-1 – SE 440/138 kV Santo Amaro da Imperatriz.....	57

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3-1 – Programa de obras em subestações de rede básica e fronteira.....	16
Tabela 3-2 – Programa de obras em subestações de distribuição.....	16
Tabela 3-3 – Programa de obras de linhas de transmissão e distribuição.....	16
Tabela 3-4 – Programa de obras de seccionamentos de linhas de transmissão e distribuição.....	17
Tabela 3-5 – Dados adicionais de seccionamento de linha de rede básica.....	17
Tabela 3-6 – Identificação e situação dos transformadores 230/138 kV de Biguaçu.....	20
Tabela 4-1 – Limites operativos de tensão.....	22
Tabela 5-1 – Diagnóstico do sistema– Condição normal – Tensão.....	24
Tabela 5-2 – Diagnóstico do sistema– Condição normal – Fluxo.....	24
Tabela 5-3 – Diagnóstico do sistema– Condição de emergência – Tensão.....	26
Tabela 5-4 – Diagnóstico do sistema– Condição de emergência – Fluxo.....	26
Tabela 7-1 – Comparação dos Rendimentos Necessários das alternativas.....	36
Tabela 7-2 – Custo Diferencial de Perdas das alternativas.....	36
Tabela 7-3 – Comparação Econômica das alternativas.....	36
Tabela 8-1 – Desempenho do sistema com Alternativa 3 – Condição normal – Tensão.....	38
Tabela 8-2 – Desempenho do sistema com Alternativa 3 – Condição normal – Fluxo.....	38
Tabela 8-3 – Desempenho do sistema com Alternativa 3 – Condição de emergência – Tensão.....	40
Tabela 8-4 – Desempenho do sistema com Alternativa 3 – Condição de emergência – Fluxo.....	40
Tabela 9-1 – Níveis de Curto-Circuito Máximo.....	43
Tabela 10-1 Dados do ambiente.....	45
Tabela 10-2 Dados para avaliação econômica.....	46
Tabela 10-3 Dados do sistema – Fluxos para cálculo de perdas.....	46
Tabela 10-4 Dados do sistema – Fluxos máximos observados para diferentes condições de operação.....	46
Tabela 10-5 Configurações com menor custo total.....	47
Tabela 10-6 Características elétricas básicas da LT 230 kV Biguaçu – Santo Amaro da Imperatriz, C1, CS.....	48
Tabela 10-7 Coordenadas da silhueta típica da LT 230 kV em CS.....	49
Tabela 10-8 Características elétricas básicas do seccionamento da LT 230 kV Palhoça – Gaspar 2, C1, em CD.....	49
Tabela 10-9 Coordenadas da silhueta típica da LT 230 kV em CD.....	50
Tabela 10-10 Estimativas iniciais para faixa de segurança.....	51
Tabela 15-1 – Previsão de expansão das subestações novas.....	57
Tabela 15-2 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 1 com seccionamento no final do horizonte.....	58
Tabela 15-3 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 2.....	60
Tabela 15-4 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 3.....	61

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

Atualmente, o atendimento na região insular de Florianópolis é realizado por duas subestações de rede básica de fronteira, a SE 230/138 kV Desterro e a recente SE 230/138 kV Ratoles. Considerando o restante da região metropolitana, tem-se ainda o suprimento de rede básica de fronteira via SE 525/230/138 kV Biguaçu e via SE 230/138 kV Palhoça.

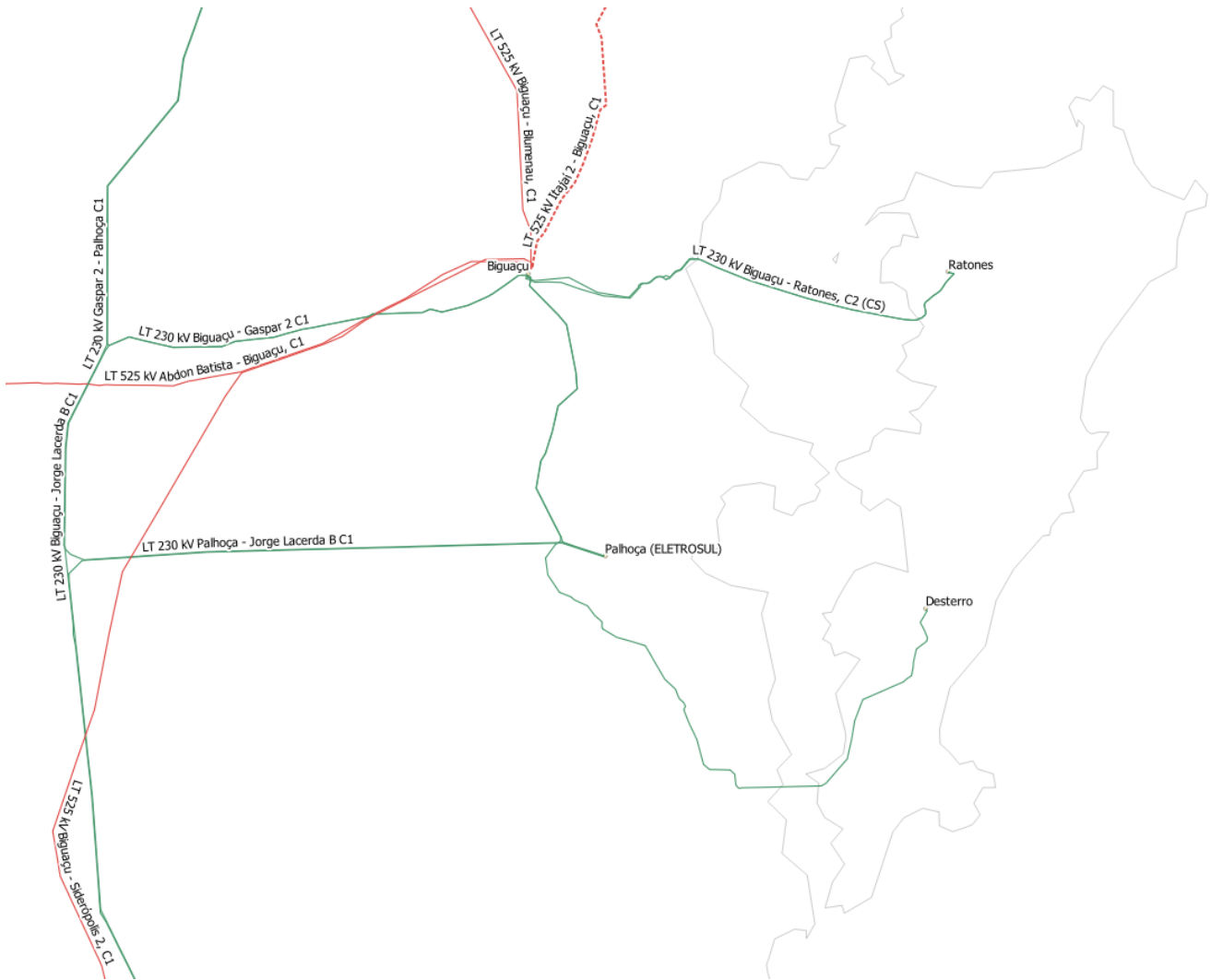


Figura 1-1 – Rede Básica de atendimento à região metropolitana de Florianópolis

Ao longo dos últimos anos foram realizados diversos estudos de expansão da transmissão com recomendações que visaram eliminar no médio/longo prazo os problemas relativos ao não atendimento aos critérios de Planejamento da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira que atendem ao estado de Santa Catarina. Tais recomendações estão representadas nos casos base do Plano Decenal 2031 e afetam os resultados obtidos nas avaliações desse diagnóstico de desempenho elétrico.

Dentre as recomendações dos estudos da EPE para a região metropolitana de Florianópolis, destacam-se dois estudos: (i) Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado de Santa Catarina: Região de Florianópolis [1], que provê a implantação da SE Ratoles e a substituição dos ATFs 230/138 kV da SE Palhoça por unidades de maior capacidade; e (ii) o Estudo de atendimento às regiões Sul e extremo Sul [2], que, embora não tenha recomendado reforços na região da capital, aliviou o carregamento das linhas que saem da SE Palhoça no sentido da SE Jorge Lacerda.

Considerando o diagnóstico regional da rede elétrica do Plano Decenal 2030 [3], o sistema que abrange a Região Metropolitana de Florianópolis e seu entorno apresentou as seguintes restrições:

- Carregamentos elevados em condição normal na LT 230 kV Biguaçu – Palhoça (2028);
- Carregamentos elevados na LT 230 kV Biguaçu – Palhoça na contingência da LT 230 kV Gaspar – Palhoça (2028); e
- Sobrecarga em contingência de um dos transformadores 230/138 kV da SE Ratoles (2028).

Durante o diagnóstico focado no presente estudo, com base no Plano Decenal 2031, também foram identificados carregamentos elevados e até violações nas transformações 230/138 kV das subestações de Biguaçu e Palhoça.

Cabe ressaltar que, nesta região, o estudo [1] recomendou referencialmente a implantação da SE 230/138 kV São José, que ajudava a reduzir o carregamento das linhas em 230 kV. No entanto, dado o tempo transcorrido desde esta recomendação, existe a necessidade de se reavaliar esta solução considerando não só aspectos elétricos, mas também ambientais e quanto à própria disponibilidade do terreno previsto à época para implantação da nova fronteira.

1.2 Objetivo

O objetivo do estudo é definir o conjunto de obras de transmissão e/ou distribuição mais adequado, sob a ótica técnico-econômica, que permita atender às cargas da região de interesse de acordo com os critérios vigentes de operação e planejamento, bem como os requisitos mínimos para novas instalações.

1.3 Abordagem Adotada

As análises foram realizadas de acordo com as etapas a seguir:

- Obter dados atualizados das cargas e geração, bem como um potencial adicional com base nas solicitações de novas conexões na região do estudo;

- Realizar o diagnóstico do sistema;
- Definição e análise de alternativas;
- Realização de consultas de disponibilidade física de expansão em subestações existentes;
- Definição da alternativa vencedora, em conformidade com o critério de mínimo custo global;
- Análise socioambiental preliminar da alternativa vencedora; e
- Análise de curto-circuito da alternativa vencedora.

2 CONCLUSÕES

A análise inicial desse estudo verificou que o atendimento na região metropolitana de Florianópolis pode apresentar carregamentos elevados em todas as fronteiras 230/138 kV. Apesar do foco do estudo na região continental, com ao menos uma nova subestação em todas as alternativas, a região insular também foi monitorada. Os problemas identificados na ilha, no entanto, já possuem soluções com a ampliação da transformação da SE Ratonas e uma redistribuição das cargas da CELESC.

O diagnóstico indicou ainda um carregamento elevado na LT 230 kV Biguaçu – Palhoça e que a falha dessa mesma linha resulta numa redistribuição significativa do fluxo no sistema 138 kV, podendo resultar em violações. Completam os problemas identificados outras violações pontuais no sistema de distribuição.

Considerando as intervenções recentes na SE Palhoça e a impossibilidade de adicionar novos transformadores, o estudo recomenda a construção da nova SE Santo Amaro da Imperatriz como uma nova fronteira 230/138 kV. Com recomendação no horizonte indicativo, essa subestação também servirá para conectar uma linha paralela à LT 230 kV Biguaçu – Palhoça, ajudando a dividir o fluxo e evitar as consequências da falha deste circuito.

A variedade de soluções analisadas como alternativas para tratar da transformação de Biguaçu foi responsável pela distinção entre as alternativas do estudo. Foram estudadas duas novas fronteiras 230/138 kV, São José (que já havia sido estudada em [1]) e Tijucas mais ao norte da capital. A fronteira em Tijucas também teve uma variação que resultaria numa fronteira 525/138 kV, uma vez que a LT 525 kV Biguaçu – Itajaí 2 passa na região de Tijucas, mas essa variação não se mostrou interessante sob uma ótica de desempenho.

No fim, junto com as alternativas das duas novas fronteiras, uma terceira alternativa estudou a substituição de transformadores 230/138 kV da SE Biguaçu, mesmo que ainda dentro do período de vida útil regulatória. A comparação econômica indicou que a substituição se mostra mais eficiente que uma nova subestação, ainda que fosse considerando um custo associado à amortização de investimentos referentes ao transformador mais recente.

Sobre uma das alternativas que não se mostraram a melhor opção técnico-econômica, a alternativa com a nova fonte em São José apresentou problemas de viabilidade, cujas alterações no escopo para a sua viabilização aumentariam sobremaneira o custo da solução. Como indicado anteriormente, essa subestação já foi estudada no R1 que recomendou a SE Ratonas e, ao longo dos últimos anos, o local provável de instalação da subestação apresentou um crescimento urbano significativo de forma que para garantir a viabilidade técnica dessa solução, uma avaliação mais aprofundada na região deveria ser realizada, com possibilidade de utilização de instalações compactas e/ou linhas subterrâneas.

Considerando que o efeito dessa reavaliação da solução da SE São José não alteraria a alternativa recomendada, optou-se por manter a alternativa conforme o escopo original.

O programa de obras indicado exigirá investimentos totais, até o final do horizonte do estudo, da ordem de R\$ 170 milhões.

3 RECOMENDAÇÕES

Para a solução do atendimento à região continental da Grande Florianópolis, recomenda-se a implantação da Alternativa 3, com o cronograma de obras de acordo com a Figura 3-1 e nas tabelas Tabela 3-1 a Tabela 3-5.

Tabela 3-1 – Programa de obras em subestações de rede básica e fronteira

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Descrição
2028	Ratones	230/138	3º ATF 150/180 MVA
2030*	Biguaçu	230/138	Substituição do 1º, 2º e 3º ATF 230/138 kV de 150 MVA (unidades TF 5, 6 e 7) por 3 x 225/270 MVA 3Φ e adequações nos terminais de conexão
2033	Santo Amaro da Imperatriz	230	Novo pátio
		230/138	1º e 2º ATF 230/138 kV de 150/180 MVA
		138	Novo pátio

*. Na análise econômica e no tabelamento de fluxos foi considerada a substituição do 1º ATF em 2030 e do 2º e 3º ATF em 2031. No entanto, considerando a diferença de apenas um ano entre as obras, entende-se como melhor solução a substituição dos três ATF no mesmo ano (2030).

Tabela 3-2 – Programa de obras em subestações de distribuição

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Descrição
2032	Porto Belo	138	Substituição do 3º Capacitor por 1 x 4,8 Mvar 3Φ
2032	Bombinhas	138	2º Capacitor 4,8 Mvar 3Φ
2033	Bombinhas	138	3º Capacitor 4,8 Mvar 3Φ

Tabela 3-3 – Programa de obras de linhas de transmissão e distribuição

Ano	Linha	Configuração de referência	Extensão
2033	LT 230 kV Biguaçu – Santo Amaro da Imperatriz C1	Circuito Simples, 1 x 1113 MCM (BLUEJAY) – 404/522 MVA	24 km
2033	LD 138 kV Santo Amaro da Imperatriz - Santo Amaro da Imperatriz Vila Becker C1	Circuito Simples, 1 x 636 MCM (GROSBEAK) – 186/195 MVA	5 km
2033	LD 138 kV Santo Amaro da Imperatriz – Palhoça (derivação – Casan) C1	Circuito Simples, 1 x 636 MCM (GROSBEAK) – 127/127 MVA	11 km
2035	LD 138 kV Itapema Meia Praia – Porto Belo C1	Circuito Simples, 1 x 636 MCM (GROSBEAK) – 186/186 MVA	13,8 km

Para o seccionamento da LT 230 kV Palhoça – Gaspar 2, é importante notar que o cabo recomendado para o novo trecho é diferente do cabo usado na linha atualmente. A decisão se deve a dois motivos, como explicado em 10.4.3, que resumidamente são: i) ganhar em escala ao aproveitar o mesmo cabo da nova LT entre Biguaçu e Santo Amaro da Imperatriz, considerando que o seccionamento é mais curto; e ii) deixar esse trecho do seccionamento já preparado para uma capacidade maior, uma vez que um dos novos circuitos resultantes do seccionamento apresenta um carregamento significativo no final do horizonte.

Tabela 3-4 – Programa de obras de seccionamentos de linhas de transmissão e distribuição

Ano	Seccionamento	Configuração de referência	Extensão
2028	LD 138 kV Trindade – Ilha Norte na SE Ratoles	Circuito Duplo, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), aérea e 1x1200mm ² XLPE, isolada e subterrânea – 186/186 MVA	4,80 km (2,67 aéreo + 2,14 subterrâneo)
2031	LD 138 kV Itajaí Fazenda - Biguaçu na SE Itajaí II	Circuito Duplo, 1 x 477 MCM (HAWK) – 119/151 MVA	3,42 km
2031	Rearranjo de conexões no 138kV entre Biguaçu, Itajaí Fazenda, Camboriú Morro do Boi e Tijucas LD 138kV Camboriú Morro do Boi - Itajaí II RB - C2 LD 138kV Tijucas - Biguaçu RB C4	Circuito Simples, 1 x 477 Circuito Simples, 1 x 477	0,1 km 0,1 km
2033	LT 230 kV Palhoça – Gaspar 2 na SE Santo Amaro da Imperatriz	Circuito Duplo, 1 x 1113 MCM (BLUEJAY) – 404/522 MVA	3 km

Tabela 3-5 – Dados adicionais de seccionamento de linha de rede básica

Seccionamento	Ponto de referência do seccionamento	Novas linhas	Extensão de referência
LT 230 kV Palhoça – Gaspar 2 na SE Santo Amaro da Imperatriz	11 km de distância de Palhoça	LT 230 kV Palhoça – Santo Amaro da Imperatriz	14 km
		LT 230 kV Gaspar 2 – Santo Amaro da Imperatriz	114 km

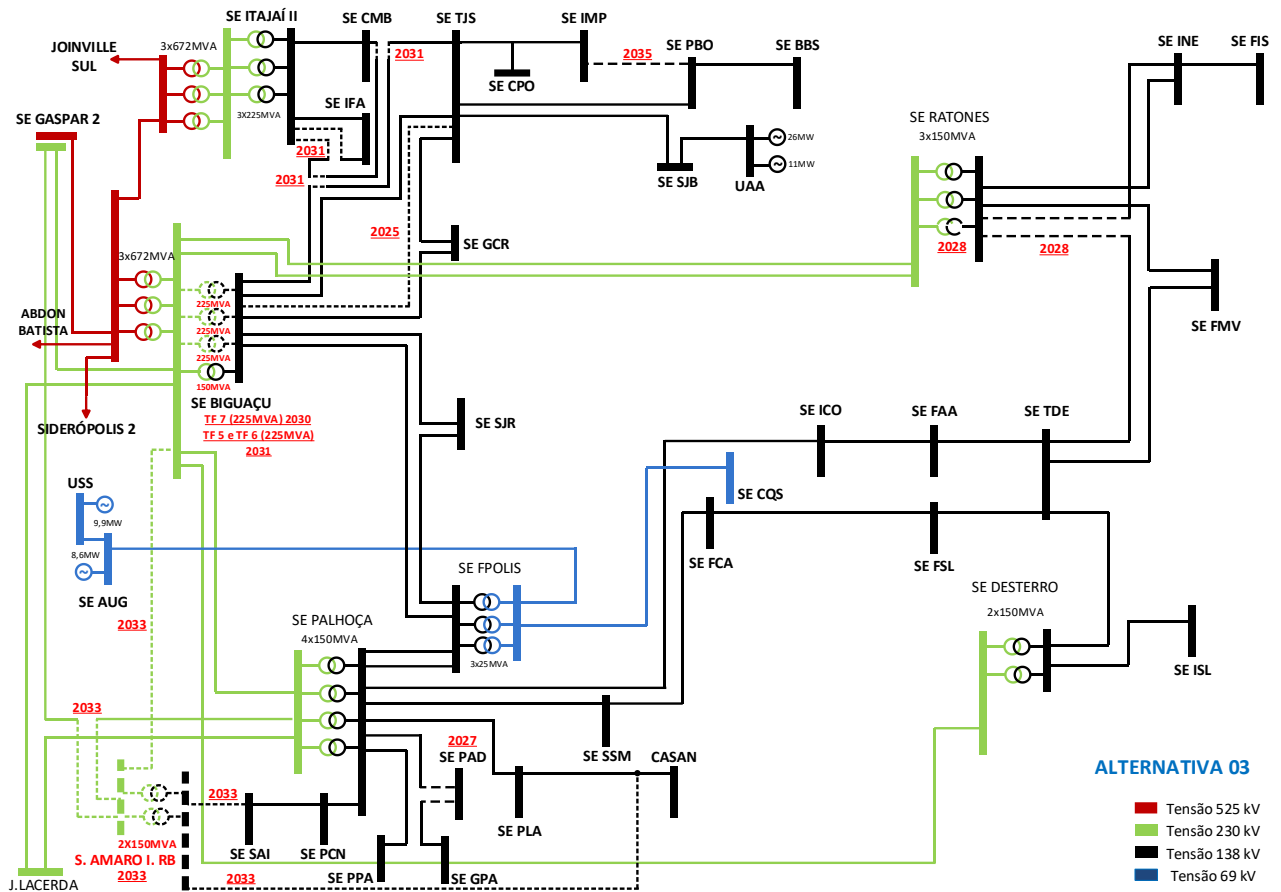


Figura 3-1 – Diagrama da alternativa recomendada na região da Grande Florianópolis

A nova SE Santo Amaro da Imperatriz 230/138 kV deve ser dimensionada visando a atender ao menos as conexões previstas e futuras expansões indicadas na Figura 3-2. No levantamento de vãos futuros foi considerada a possibilidade do seccionamento da LT 230 kV Palhoça – Jorge Lacerda B.

A localização de referência da nova subestação considerou um raio de 2,5 km ao redor de um ponto central de coordenadas 27°39'2,16"S e 48°46'42,93"O, conforme a Nota Técnica EPE/DEA/SMA 005/2023 [4].

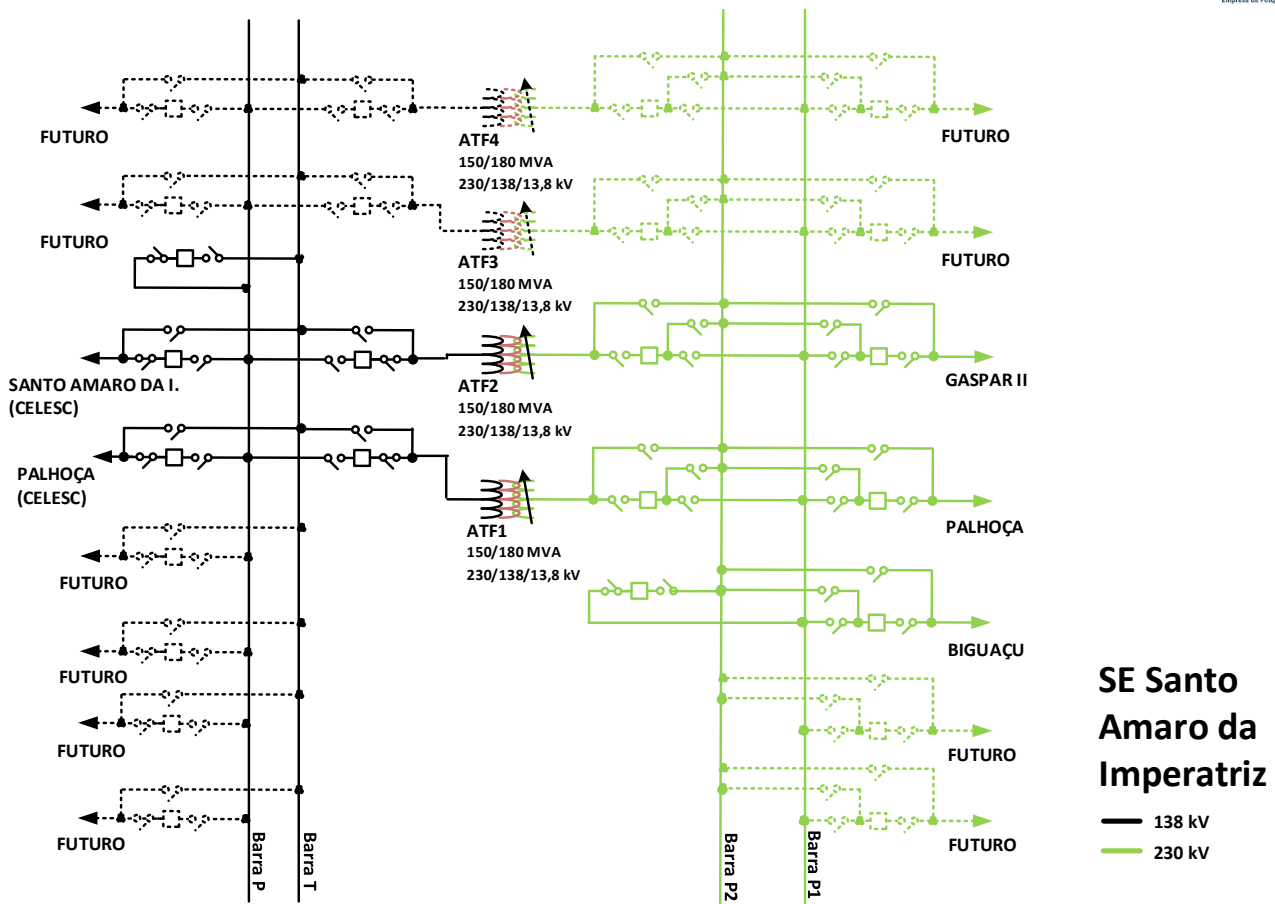


Figura 3-2 – Configuração futura – SE Santo Amaro da Imperatriz 230/138 kV

A posição da SE Santo Amaro da Imperatriz e de seus pátios também deve considerar as conexões previstas. Considerando a posição do circuito de 230 kV seccionado vindo de Biguaçu e do possível seccionamento de outro circuito ao norte, o pátio de 230 kV deverá facilitar a chegada de linhas vindo do norte. Da mesma forma, o sistema de 138 kV está mais presente ao leste, então o pátio de 138 kV deverá ter melhor acesso para o leste.

Tratando-se de uma recomendação de substituição de equipamentos existentes que ainda possuem vida útil, a Tabela 3-6 busca identificar os autotransformadores da SE Biguaçu pela posição, unidade e suas capacidades, além de resumir a situação regulatória. O transformador a ser substituído de forma prioritária é o TF 7, que é o único que não possui capacidade de emergência. Este transformador ainda não foi totalmente amortizado e, por isso, na análise econômica um custo foi considerado como forma de compensação. Na sequência, a recomendação seria a substituição dos TFs 5 e 6, que são os transformadores mais antigos e com vida útil regulatória esgotada.

Tabela 3-6 – Identificação e situação dos transformadores 230/138 kV de Biguaçu

Posição	Unidade	Capacidade (MVA)		Situação
		Longa Duração	Curta Duração	
ATF 1	TF 5	150	159	Indenizado
ATF 2	TF 6	150	159	Indenizado
ATF 3	TF 7	150	150	Ainda não amortizado
ATF 4	TF 8	150	180	Ainda não amortizado

4 DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS

4.1 Critérios Básicos

O presente estudo foi elaborado em conformidade com os critérios usuais de planejamento definidos no documento CCPE – Volume II “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão” [5]. Quando aplicável, foram respeitados ainda os requisitos do submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede do ONS [6] e dos Procedimentos de Distribuição/resoluções específicas da ANEEL.

4.2 Casos de Trabalho

Foram adotados os casos de trabalho do Plano Decenal da Transmissão 2031, com atualização de topologia na região do estudo. O horizonte do estudo foi o período entre 2028 e 2036.

4.3 Mercado

As projeções de demanda consideradas de forma geral foram aquelas referentes ao Plano Decenal da Transmissão 2031. Para a região de forma específica, a CELESC realizou uma revisão para o estudo que incluía ainda previsão de novas subestações no sistema de distribuição.

4.4 Plano de Geração

A geração adotada foi a dos casos de trabalho do Plano Decenal da Transmissão 2031.

4.5 Cenários

Serão avaliadas somente as condições de intercâmbio, carga e geração mais críticas para o sistema da região de interesse. Por se tratar de um estudo de atendimento a cargas de uma região metropolitana há poucas usinas relevantes na área de interesse, destacando-se a UTE Jorge Lacerda. Além da UTE, há algumas PCHs e CGHs nas proximidades da região de interesse.

Por premissa, sempre serão consideradas as situações mais críticas para a operação da rede de interesse, de modo que não haja restrições para o atendimento às cargas em situações de geração nula, nem limitações ao escoamento das usinas em situações de máxima geração.

4.6 Limites Operativos

4.6.1 Tensão

Como critério de análise do perfil de tensão, admitiu-se que os barramentos de carga da Rede Básica não deveriam exceder as faixas estabelecidas nos Procedimentos de Rede para classificação adequada, conforme apresentadas na Tabela 4-1.

Tabela 4-1 – Limites operativos de tensão

Limites de Tensão				
Tensão	Condição Normal		Condição de Emergência	
	min	max	Min	max
kV				
<=138	0,950	1,050	0,900	1,050
230	0,950	1,050	0,900	1,050
345	0,950	1,050	0,900	1,050
440	0,950	1,046	0,900	1,046
500	1,000	1,100	1,000	1,100
525	0,950	1,050	0,950	1,050
765	0,900	1,046	0,900	1,046

4.6.2 Carregamento

Para as linhas de transmissão existentes na Rede Básica, foram utilizados, em regime normal e de emergências, os limites de carregamentos constantes do Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST). Para as linhas DIT e da rede de distribuição, foram observados os limites usuais utilizados pelo planejamento e operação da empresa.

Para os transformadores existentes, foram utilizados os limites de curta e longa duração informados pelas empresas proprietárias dos equipamentos no CPST. No caso de transformadores novos, foi considerada a capacidade operativa de curta duração (4 horas) correspondente a 120% da capacidade nominal do equipamento.

4.6.3 Fator de Potência

Na fronteira com a Rede Básica ou DIT, foi considerado um fator de potência mínimo de 0,95.

4.7 Parâmetros Econômicos

Para o custeamento das novas instalações, foram utilizados os preços referenciais da ANEEL de 03/2022. Salienta-se que esses valores são de referência, compostos por custos médios de mercado e utilizados apenas para comparação de alternativas em estudos de planejamento, não servindo como base para orçamentos executivos do empreendimento.

Foram considerados ainda:

- Custo marginal de expansão (custos das perdas): R\$ 196,05/MWh;
- Taxa de desconto: 8% a.a.;
- Ano de referência: 2022;
- Tempo de vida útil das instalações: 30 anos;
- Ano horizonte: 2036; e
- Empate entre alternativas: diferença de custos inferior a 5 % (requer análises adicionais).

Para o cálculo dos custos das perdas foram considerados os três patamares de carga (leve, média e pesada) e os intercâmbios Norte Úmido e Norte Seco do PDE 2031.

4.8 Classificação do Horizonte das Obras

Foram consideradas como determinativas as obras definidas dentro do horizonte do Programa de Expansão da Transmissão (PET) em produção à época do término do estudo. As demais obras foram definidas como indicativas, e serão incorporadas ao Programa de Expansão de Longo Prazo (PELP).

Cumprir notar que tanto as obras determinativas quanto as indicativas fazem parte das recomendações do estudo, contudo, as obras indicativas poderão ser reavaliadas nos ciclos de planejamento subsequentes. Por outro lado, caso não sejam vislumbrados novos problemas que justifiquem análises adicionais para a região envolvida, essas obras podem se tornar determinativas à medida que o horizonte do PET for incrementado.

5 DIAGNÓSTICO

5.1 Sistema Elétrico de Interesse

Considerando o foco no atendimento à região continental, o sistema elétrico de interesse é composto pelas subestações de Biguaçu e Palhoça, suas vizinhanças no 230 e 525 kV e o sistema de distribuição local.

5.2 Desempenho Elétrico da Rede

As próximas sessões apresentam os problemas observados no cenário mais crítico, o cenário dimensionador deste estudo, que foi o cenário de Carga Média Norte Úmido que apresenta a maior carga na região.

5.2.1 Cenário Dimensionador em Condições Normais

As tabelas Tabela 5-1 e Tabela 5-2 apresentam violações e pontos de atenção sobre o nível de tensão e de carregamento no sistema de interesse em condições normais. No sistema da CELESC nas subestações de Porto Belo e Bombinhas observasse uma redução no nível de tensão que tende para violações nos anos finais do horizonte.

Tabela 5-1 – Diagnóstico do sistema– Condição normal – Tensão

SUBESTAÇÃO	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
PTOBEL-SC138	96,8%	96,4%	96,4%	96,0%	95,7%	95,3%	94,8%	94,4%	93,9%
BOMBIN-SC138	96,0%	95,6%	95,6%	95,2%	94,8%	94,3%	93,8%	93,3%	92,8%

Em relação ao carregamento de linhas e transformadores, são muitos os equipamentos que apresentam carregamentos elevados ou mesmo violações. No sistema de CELESC, se destacam os carregamentos na transformação 138/69 kV de Roçado, o circuito entre a subestação de Palhoça da CELESC e a subestação de fronteira Palhoça e o circuito entre Itajaí 2 e Itajaí Fazenda. No sistema de rede básica e fronteira, temos a violação de carregamento na LT 230 kV Biguaçu – Palhoça e carregamentos elevados nas transformações 230/138 kV das subestações Biguaçu, Palhoça e Ratoles.

Tabela 5-2 – Diagnóstico do sistema– Condição normal – Fluxo

LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
	NC	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar
	LIM.	%	%	%	%	%	%	%	%	%
RATONE-SC138	1	142 23	148 25	153 28	158 30	164 32	170 34	176 37	183 40	190 43
ILHANO-SC138	186	75%	78%	81%	84%	87%	90%	94%	98%	102%
TIJUCA-SC138	1	-77 -27	-80 -28	-88 -26	-87 -29	-91 -31	-95 -32	-98 -34	-102 -36	-106 -38
BIGUCB-SC138	119	69%	71%	77%	78%	82%	85%	88%	92%	97%

LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
	NC	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar
	LIM.	%	%	%	%	%	%	%	%	%
CAMBMB-SC138	1	-108 -18	-110 -20	-99 -25	-113 -23	-115 -25	-118 -27	-121 -29	-125 -31	-128 -33
ITAJA2-SC138	120	91%	93%	85%	96%	98%	101%	104%	108%	112%
BIGUAC-SC230	1	278 104	287 112	286 114	295 131	305 137	310 153	321 162	331 173	342 185
PALHOC-SC230	328	88%	91%	91%	96%	99%	102%	106%	111%	115%
ITAJFA-SC138	1	-106 -14	-109 -16	-101 -20	-113 -19	-116 -21	-119 -23	-123 -20	-127 -22	-132 -24
ITAJA2-SC138	120	88%	90%	84%	94%	98%	100%	103%	107%	110%
PALHOC-SC138	1	-89 -23	-94 -26	-100 -29	-105 -32	-112 -35	-118 -38	-125 -42	-133 -45	-140 -49
PALHRB-SC138	127	71%	75%	80%	85%	90%	96%	102%	108%	115%
TIJUCA-SC138	1	88 23	91 25	95 22	99 24	103 27	107 29	111 32	116 34	121 37
PTOBEL-SC138	127	72%	75%	77%	81%	85%	89%	93%	97%	102%
COQUEI-SC069	1	-70 -12	-72 -13	-74 -14	-75 -14	-77 -15	-78 -16	-80 -16	-82 -13	-84 -14
ROCADO-SC069	80	91%	94%	96%	99%	101%	104%	106%	106%	110%
PALHOC-SC230	1	94 40	97 43	99 45	102 49	105 51	109 55	112 58	116 60	120 64
PALHO1-SC000	150	67%	70%	72%	75%	78%	81%	84%	87%	91%
PALHOC-SC230	2	93 40	96 42	98 45	101 49	104 50	108 54	111 57	115 60	119 64
PALHO2-SC000	150	67%	69%	71%	74%	77%	80%	83%	87%	91%
PALHOC-SC230	3	93 40	96 42	99 45	101 48	105 50	108 54	112 57	115 60	119 64
PALHO3-SC000	150	67%	69%	72%	75%	77%	81%	84%	87%	91%
PALHOC-SC230	4	100 39	103 41	106 44	109 48	113 50	116 54	120 57	124 59	129 63
PALHO4-SC000	150	71%	73%	76%	79%	82%	85%	89%	92%	96%
RATONE-SC230	1	111 21	115 24	119 26	122 28	127 30	131 32	136 34	141 37	146 40
RATONE-SC138	150	73%	76%	79%	81%	84%	87%	91%	94%	98%
RATONE-SC230	2	111 21	115 24	119 26	122 28	127 30	131 32	136 34	141 37	146 40
RATONE-SC138	150	73%	76%	79%	81%	84%	87%	91%	94%	98%
BIGUAC-SC230	3	108 35	112 37	119 36	120 40	124 42	129 45	133 46	138 49	143 52
BIGU3--SC000	150	73%	76%	81%	82%	85%	88%	91%	95%	99%
BIGUAC-SC230	4	110 34	114 37	122 36	122 39	127 42	131 44	136 45	141 48	146 51
BIGU4--SC000	150	75%	77%	82%	83%	86%	89%	93%	96%	100%
BIGUAC-SC230	1	109 35	113 37	120 37	121 40	125 42	129 45	134 46	139 49	144 52
BIGU1--SC000	150	74%	77%	81%	82%	85%	89%	92%	95%	99%
BIGUAC-SC230	2	109 35	113 37	120 37	121 40	125 42	129 45	134 46	139 49	144 52
BIGU2--SC000	150	74%	77%	81%	82%	85%	89%	92%	95%	99%
ROCADO-SC138	1	25 8	25 8	26 8	27 9	27 9	28 10	29 10	29 9	30 10
ROCAD1-SC000	25	100%	104%	108%	112%	112%	116%	120%	120%	124%
ROCADO-SC138	2	25 8	26 8	27 9	27 9	28 9	29 10	29 10	30 10	31 10
ROCAD2-SC000	25	104%	108%	108%	112%	116%	120%	120%	124%	128%
ROCADO-SC138	3	25 8	26 8	27 9	27 9	28 10	29 10	29 10	30 10	31 10
ROCAD3-SC000	25	104%	108%	112%	112%	116%	120%	124%	124%	128%

5.2.2 Cenário Dimensionador em Emergência

As tabelas Tabela 5-3 e Tabela 5-4 apresentam as violações e os pontos de atenção sobre o nível de tensão e de carregamento no sistema de interesse, na ocorrência de contingências. Como os problemas de tensão em condição normal ocorrem na distribuição onde o N-1 não foi analisado, a única questão apresentada é a tendência de redução da tensão em Palhoça 230 kV na falha da LT 230 kV Biguaçu – Palhoça.

Tabela 5-3 – Diagnóstico do sistema– Condição de emergência – Tensão

CONTINGÊNCIA	SUBESTAÇÃO	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
LT BIGUAC-SC230 --- PALHOC-SC230 -	PALHOC-SC230	94,5%	94,4%	94,4%	94,1%	94,0%	93,8%	93,6%	93,4%	93,2%

No resultado do carregamento, circuitos da distribuição não aparecem com o mesmo volume, seja pelo fato de alguns trechos serem radiais ou por não ter sido avaliado o N-1. Dessa forma, as violações e atenções ocorrem geralmente na Rede Básica ou nas fronteiras. Na tabela então é possível identificar os carregamentos de todas as transformações 230/138 kV da região, sendo a de Biguaçu a mais severa, seguida por Desterro e violação na unidade sem capacidade de emergência de Palhoça. A transformação da SE Ratoles seria a mais severa, mas há previsão de uma terceira unidade, portanto, apesar do diagnóstico não ter considerado esse reforço, a solução estrutural existe. A transformação 525/230 kV de Biguaçu também aparece no diagnóstico, mas apenas como um alerta no último ano do horizonte.

Seguindo para as contingências nas linhas da região, o carregamento da LT 230 kV Biguaçu – Palhoça, que apresenta violação em condição normal, tende a crescer nas contingências das outras linhas que chegam em Palhoça, tendo um efeito maior a perda da LT 230 kV Palhoça – Gaspar 2. Já a falha da própria LT 230 kV Biguaçu – Palhoça e da LT 230 kV Biguaçu – Desterro acabam influenciando nos carregamentos das linhas de 138 kV.

Tabela 5-4 – Diagnóstico do sistema– Condição de emergência – Fluxo

CONTINGÊNCIA	LINHAS E TRAFOS	NC LIM.	2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036	
			MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
ATF-3 525/230kV BIGUA3- SC000	BIGUAC-SC525	2	462	22	477	36	493	64	503	62	520	77	533	97	552	113	570	135	588	158
	BIGUA2-SC000	672	68%	70%	73%	75%	78%	80%	83%	87%	91%									
	BIGUAC-SC525	1	484	25	499	40	516	69	526	67	544	83	558	104	578	120	596	144	615	168
	BIGUA1-SC000	705	68%	70%	73%	75%	77%	80%	83%	87%	91%									
ATF-4 230/138kV BIGUA4- SC000	BIGUAC-SC230	3	132	51	137	54	146	54	147	58	152	62	157	66	163	67	169	72	175	76
	BIGU3--SC000	150	92%	95%	101%	102%	106%	111%	114%	119%	123%									
	BIGUAC-SC230	1	133	51	138	55	147	54	148	59	153	62	158	66	164	68	170	72	176	77
	BIGU1--SC000	159	87%	91%	96%	97%	101%	105%	108%	113%	117%									
	BIGUAC-SC230	2	133	51	138	55	147	54	148	59	153	62	158	66	164	68	170	72	176	77
BIGU2--SC000	159	87%	91%	96%	97%	101%	105%	108%	113%	117%										

CONTINGÊNCIA	LINHAS E TRAFOS	NC LIM.	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	
			MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar
			%	%	%	%	%	%	%	%	%	
ATF-1 230/138kV BIGU1-- SC000	BIGUAC-SC230	3	132 51	137 55	146 54	146 58	152 62	157 66	162 68	168 72	174 77	
	BIGU3--SC000	150	91%	95%	101%	102%	106%	110%	114%	119%	123%	
	BIGUAC-SC230	4	134 51	139 54	149 54	149 58	155 62	160 66	166 67	172 71	178 76	
	BIGU4--SC000	180	78%	81%	85%	86%	90%	93%	97%	100%	104%	
	BIGUAC-SC230	2	133 52	138 55	147 54	147 59	153 63	158 67	163 68	169 72	175 77	
	BIGU2--SC000	159	87%	91%	96%	97%	101%	104%	108%	113%	117%	
ATF-1 230/138kV PALHO1- SC000	PALHOC-SC230	2	112 57	116 61	119 65	122 70	126 73	130 79	134 83	139 87	143 93	
	PALHO2-SC000	180	69%	72%	75%	78%	81%	84%	88%	91%	96%	
	PALHOC-SC230	3	113 57	116 61	119 65	122 70	127 73	130 79	135 83	139 87	144 93	
	PALHO3-SC000	180	70%	73%	75%	78%	81%	84%	88%	92%	96%	
	PALHOC-SC230	4	122 57	125 61	129 64	132 70	137 73	141 79	146 83	151 87	156 93	
PALHO4-SC000	150	89%	93%	95%	99%	103%	108%	112%	117%	122%		
ATF-4 230/138kV PALHO4- SC000	PALHOC-SC230	1	115 58	119 62	122 65	125 71	129 74	133 79	138 84	142 88	147 94	
	PALHO1-SC000	180	71%	74%	77%	79%	83%	86%	90%	93%	98%	
	PALHOC-SC230	2	114 57	118 61	121 65	124 70	128 73	132 79	136 83	141 87	146 93	
	PALHO2-SC000	180	71%	73%	76%	79%	82%	86%	89%	92%	97%	
	PALHOC-SC230	3	114 57	118 61	121 65	124 70	129 73	132 79	137 83	141 87	146 93	
PALHO3-SC000	180	71%	73%	76%	79%	82%	86%	89%	93%	97%		
ATF-2 230/138kV DESTE2- SC000	DESTER-SC230	1	108 46	112 49	114 53	118 56	122 60	125 61	129 66	133 70	138 74	
	DESTE1-SC000	150	79%	81%	84%	87%	91%	93%	97%	101%	106%	
ATF-1 230/138kV RATONE- SC230	RATONE-SC230	2	173 57	179 62	185 66	191 72	198 77	205 80	213 87	221 93	229 100	
	RATONE-SC138	180	98%	102%	106%	110%	114%	118%	124%	129%	135%	
LT GASPAR- SC230 --- PALHOC- SC230 -	BIGUAC-SC230	1	342 113	351 123	341 135	351 150	361 157	366 176	378 187	390 199	402 213	
	PALHOC-SC230	404	86%	89%	88%	92%	95%	98%	101%	105%	109%	
LT BIGUAC- SC230 --- PALHOC- SC230 -	RATONE-SC138	1	161 26	167 29	172 32	179 36	185 39	192 42	199 45	207 49	215 53	
	ILHANO-SC138	186	85%	89%	91%	95%	99%	103%	106%	111%	116%	
	BIGUCB-SC138	1	132 7	136 10	133 12	139 15	143 17	146 21	151 23	155 25	160 28	
	REPARQ-SC138	151	85%	87%	86%	90%	93%	95%	98%	101%	105%	
	ROCADO-SC138	2	-129 0	-133 -2	-129 -4	-136 -7	-139 -8	-142 -12	-146 -13	-151 -14	-155 -16	
BIGUCB-SC138	151	85%	87%	85%	89%	92%	94%	97%	100%	103%		
LT JLACB- SC230 --- PALHOC- SC230 -	BIGUAC-SC230	1	282 119	292 129	308 130	317 150	329 158	340 174	352 185	364 199	376 215	
	PALHOC-SC230	404	74%	77%	80%	84%	88%	92%	96%	100%	104%	

CONTINGÊNCIA	LINHAS E TRAFOS	NC LIM.	2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036			
			MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
			%		%		%		%		%		%		%		%		%		%	
LT BIGUAC-SC230 --- DESTER-SC230	ILHACE-SC138	1	-113	-17	-116	-19	-120	-20	-123	-21	-127	-23	-131	-21	-134	-23	-137	-25	-141	-27		
	PALHRB-SC138	147	77%		79%		82%		85%		87%		90%		92%		95%		97%			
	RATONE-SC138	1	168	35	175	38	180	41	187	45	194	48	201	50	208	54	216	58	224	62		
	ILHANO-SC138	186	90%		93%		97%		100%		104%		108%		112%		117%		122%			
	BIGUAC-SC230	1	317	137	326	147	327	151	337	171	348	180	354	198	366	211	377	225	389	241		
	PALHOC-SC230	404	83%		86%		87%		91%		94%		98%		101%		106%		110%			
	PALHOC-SC230	4	112	47	116	51	119	54	122	58	126	61	130	66	134	69	139	73	144	78		
	PALHO4-SC000	150	81%		84%		87%		91%		94%		98%		102%		106%		111%			
	RATONE-SC230	1	141	40	146	43	150	47	155	50	161	54	166	56	172	61	178	65	185	70		
	RATONE-SC138	180	79%		82%		85%		88%		92%		95%		99%		103%		107%			
	RATONE-SC230	2	141	40	146	43	150	47	155	50	161	54	166	56	172	61	178	65	185	70		
	RATONE-SC138	180	79%		82%		85%		88%		92%		95%		99%		103%		107%			

6 ALTERNATIVAS

Neste capítulo são apresentadas as alternativas analisadas como solução aos problemas diagnosticados no sistema elétrico da região.

O diagnóstico indicou como principais problemas na rede básica e fronteira as transformações nas subestações de Biguaçu e Palhoça e no circuito 230 kV entre essas subestações. As alternativas estudadas foram divididas em soluções para tratar: i) sobrecarga na transformação de Biguaçu; ii) carregamento elevado na transformação de Palhoça e no circuito entre Palhoça e Biguaçu; e iii) carregamento no sistema de 138 kV.

Ao longo do estudo, foram analisadas alternativas que envolviam expansão do sistema 525 kV, mas, no fim, as alternativas apresentadas aqui focam apenas em ampliações nos sistemas de 230 e de 138 kV, além das transformações 230/138 kV, por terem se mostrado mais efetivas e econômicas.

Por questão de proximidade da subestação de Palhoça, o conjunto de obras focado no alívio do carregamento de Palhoça e da linha para Biguaçu é comum a todas as alternativas, caracterizado pela implantação de uma nova subestação 230/138 kV denominada Santo Amaro da Imperatriz. Esse conjunto varia apenas no ano de necessidade de entrada de acordo com as diferentes opções para tratar da transformação de Biguaçu. As obras no sistema de 138 kV são similares, com pequenas variações dependendo, também, da solução para a transformação de Biguaçu. Portanto, é a solução para a transformação de Biguaçu que ajuda a definir as alternativas.

As alternativas foram elaboradas em conjunto com a CELESC, e, por isso, todos os reforços no sistema 138 kV foram estudados pela distribuidora.

6.1 Obras Comuns

Algumas obras estão presentes em todas as alternativas com o mesmo ano de necessidade e, portanto, devem ser consideradas além das obras específicas de cada alternativa. As obras comuns são:

- 3º ATR 230/138 kV de 150/180 MVA na SE Ratonos (2028)
- Seccionamento da LD 138 kV Trindade – Ilha Norte na SE Ratonos, 4,80 km (2028)
- LD 138KV Itapema Meia Praia – Porto Belo, 13,8 km (2035)

6.2 Alternativa 1

A Alternativa 1 reavalia a nova fronteira de São José, estudada anteriormente em [1]. Localizada entre as subestações de Biguaçu e Palhoça, essa subestação absorve cargas das duas subestações e a melhor forma de conectá-la ao SIN é o seccionamento da Biguaçu – Gaspar 2. Pela proximidade e possibilidade de absorver carga de Palhoça, a necessidade de uma outra solução mais ao sul com a nova SE Santo Amaro da Imperatriz fica apenas para 2035. As obras são indicadas na Figura 6-1 e são detalhadas a seguir:

- SE São José 230/138 kV (2030)
 - 2 ATRs de 225/270 MVA 3Φ
 - Seccionamento da LT 230 kV Biguaçu – Gaspar 2, 19,2 km
 - Seccionamento da LD 138 kV Florianópolis – Biguaçu, 5,4 km
 - Seccionamento da LD 138 kV Florianópolis – São José Real Parque, 5,4 km
- Seccionamento da LD 138 kV Florianópolis – Biguaçu na SE São José Real Parque, 0,1 km (2030)
- SE Porto Belo: 3º Capacitor 138 kV, 1 x 4,8 Mvar 3Φ (2032)
- SE Bombinhas: 2º Capacitor 138 kV, 1 x 4,8 Mvar 3Φ (2032)
- SE Bombinhas: 3º Capacitor 138 kV, 1 x 4,8 Mvar 3Φ (2033)
- Seccionamento da LD 138 kV Itajaí Fazenda - Biguaçu na SE Itajaí 2, 1,9 km (2034)
- Rearranjo de conexões no 138kV entre Biguaçu, Itajaí Fazenda, Camboriú Morro do Boi e Tijucas (2034)
- SE Santo Amaro da Imperatriz 230/138 kV (2035)
 - 2 ATRs de 150/180 MVA 3Φ
 - Seccionamento da LT 230 kV Palhoça - Gaspar 2, 2 km
 - LT 230 kV Biguaçu – Santo Amaro da Imperatriz, 22 km
 - LD 138 kV Santo Amaro da Imperatriz – Santo Amaro da Imperatriz Vila Becker, 5 km
 - LD 138 kV Santo Amaro da Imperatriz – derivação Palhoça (CELESC) - Casan, 6,2 km

6.3 Alternativa 2

A Alternativa 2 apresenta como proposta para o carregamento de Biguaçu uma nova subestação na região de Tijucas, mais ao norte de Biguaçu e, portanto, mais eficiente em absorver cargas de Biguaçu do que de Palhoça. Dessa forma, a nova subestação mais ao sul passa a ter o ano de 2034 como ano de necessidade. As obras são indicadas na Figura 6-2 e são detalhadas a seguir:

- SE Tijucas 230/138 kV (2030)
 - 2 ATRs de 225/270 MVA 3Φ
 - LT 230 kV Biguaçu – Tijucas, 24,5 km
 - LT 230 kV Itajaí 2 – Tijucas, 24,5 km
 - Seccionamento LD Tijucas (CELESC) – Porto Belo na SE Tijucas, 1,8 km
 - Seccionamento LD Tijucas (CELESC) – Itapema Meia Praia na SE Tijucas, 1,8 km
- Seccionamento LD Biguaçu – Itajaí Fazenda na SE Itajaí 2, 3,42 km (2034)
- SE Santo Amaro da Imperatriz 230/138 kV (2034)
 - 2 ATRs de 150/180 MVA 3Φ
 - Seccionamento da LT 230 kV Palhoça - Gaspar 2, 2 km
 - LT 230 kV Biguaçu – Santo Amaro da Imperatriz, 22 km
 - LD 138 kV Santo Amaro da Imperatriz – Santo Amaro da Imperatriz Vila Becker, 5 km
 - LD 138 kV Santo Amaro da Imperatriz – derivação Palhoça (CELESC) - Casan, 6,2 km

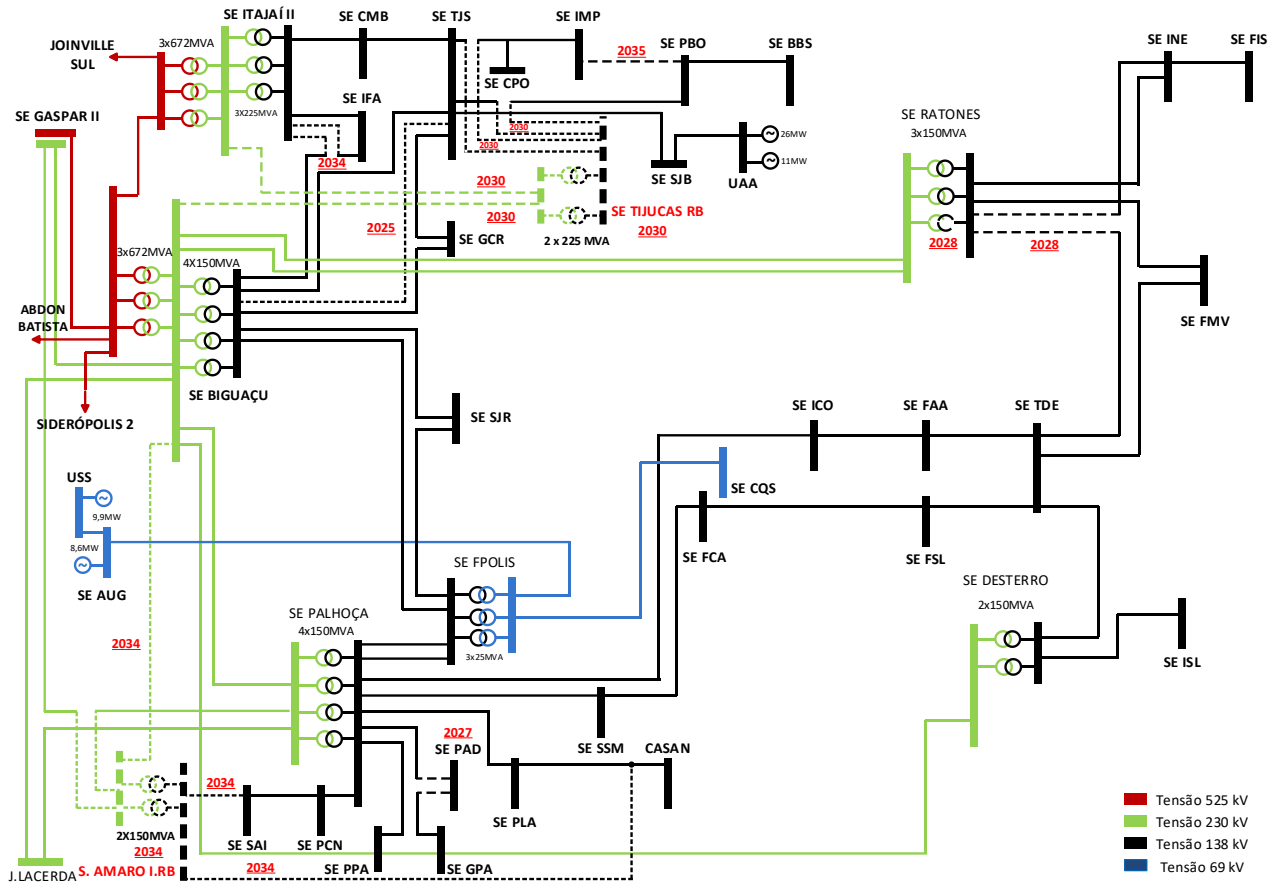


Figura 6-2 – Diagrama da Alternativa 2

6.4 Alternativa 3

A Alternativa 3 tem como solução a substituição dos transformadores de Biguaçu por outros de maior capacidade, no caso foi identificado que a substituição de três dos quatro transformadores 230/138 kV seria o suficiente até o horizonte de 2036. Por não criar uma nova fronteira para dividir a carga da região, a necessidade da nova subestação ao sul ocorre em 2033. As obras são indicadas na Figura 6-3 e são detalhadas a seguir:

- SE Biguaçu 230/138 kV (2030)
 - Substituição do 3º ATR, de 150 MVA para 225/270 MVA
- SE Biguaçu 230/138 kV (2031)
 - Substituição dos 1º e 2º ATR, de 150 MVA para 225/270 MVA
- Seccionamento da LD 138 kV Itajaí Fazenda - Biguaçu na SE Itajaí 2, 3,42 km (2031)
- Rearranjo de conexões no 138kV entre Biguaçu, Itajaí Fazenda, Camboriú Morro do Boi e Tijucas (2031)
- SE Porto Belo: 3º Capacitor 138 kV, 1 x 4,8 Mvar 3Φ (2032)
- SE Bombinhas: 2º Capacitor 138 kV, 1 x 4,8 Mvar 3Φ (2032)
- SE Bombinhas: 3º Capacitor 138 kV, 1 x 4,8 Mvar 3Φ (2033)
- SE Santo Amaro da Imperatriz 230/138 kV (2033)
 - 2 ATRs de 150/180 MVA 3Φ
 - Seccionamento da LT 230 kV Palhoça - Gaspar 2, 2 km
 - LT 230 kV Biguaçu – Santo Amaro da Imperatriz, 22 km
 - LD 138 kV Santo Amaro da Imperatriz – Santo Amaro da Imperatriz Vila Becker, 5 km
 - LD 138 kV Santo Amaro da Imperatriz – derivó Palhoça (CELESC) - Casan, 6,2 km

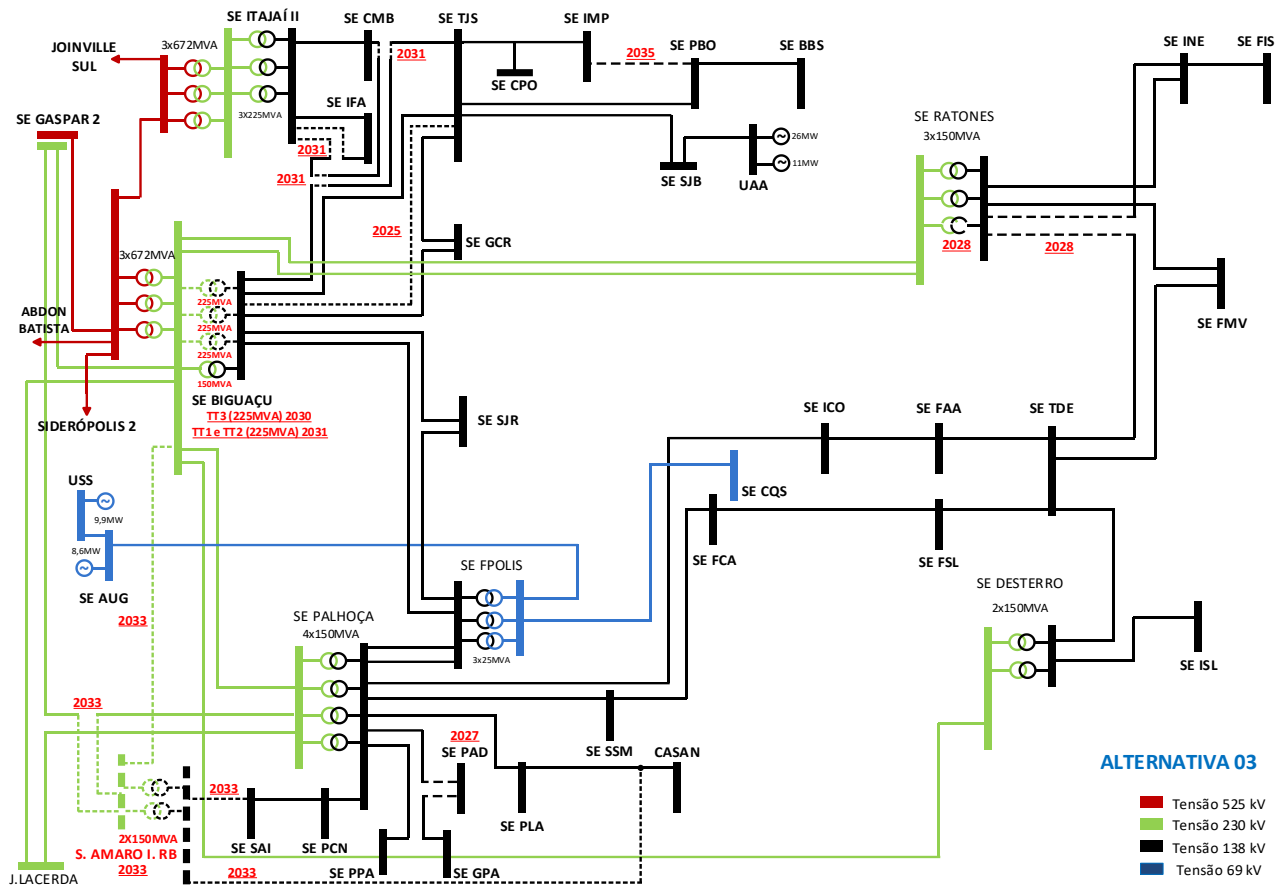


Figura 6-3 – Diagrama da Alternativa 3

7 ANÁLISE ECONÔMICA

A estimativa dos custos relacionados às obras propostas para as alternativas foi realizada com base nos critérios descritos no Capítulo 4. O detalhamento dos investimentos é apresentado no Anexo A.

7.1 Comparação Econômica

As tabelas a seguir indicam, respectivamente, os rendimentos necessários dos investimentos, o diferencial de custos de perdas elétricas e os custos totais associados a cada alternativa para efeitos de comparação.

Tabela 7-1 – Comparação dos Rendimentos Necessários das alternativas

Rendimentos Necessários			
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
Alternativa 1	59.513,83	123,3%	2º
Alternativa 2	69.947,57	144,9%	3º
Alternativa 3	48.274,31	100,0%	1º

Tabela 7-2 – Custo Diferencial de Perdas das alternativas

Rendimentos Necessários			
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	Diferencial	Ordem
Alternativa 1	35.954.371,07	3.967,07	3º
Alternativa 2	35.950.404,00	0,00	1º
Alternativa 3	35.952.731,18	2.327,18	2º

Tabela 7-3 – Comparação Econômica das alternativas

Rendimentos Necessários + Perdas			
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
Alternativa 1	63.480,90	125,5%	2º
Alternativa 2	69.947,57	138,2%	3º
Alternativa 3	50.601,49	100,0%	1º

7.2 Discussão dos Resultados

Conforme pode ser visto na Tabela 7-3 – Comparação Econômica das alternativas, a Alternativa 3 é a que apresenta menor custo global.

Não existindo uma alternativa dentro da margem de 5%, a Alternativa 3, portanto, é a solução recomendada neste estudo.

8 ANÁLISE DE DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE

Essa etapa tem por objetivo mostrar o desempenho da alternativa vencedora, comprovando que os problemas verificados na etapa de diagnóstico foram solucionados em todo o horizonte do estudo, que vai até 2036.

Nos itens seguintes são apresentadas as tabelas com os resultados das simulações destacando os itens com problemas identificados no diagnóstico e o estado das novas instalações.

8.1 Condições normais

As tensões vistas na Tabela 8-1 mostram que, após as obras estudadas, o nível de tensão nas subestações na extremidade do sistema em 138 kV da CELESC passa a ficar dentro da faixa esperada em todo o horizonte.

Tabela 8-1 – Desempenho do sistema com Alternativa 3 – Condição normal – Tensão

SUBESTAÇÃO	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
PTOBEL-SC138	96,8%	96,4%	96,4%	97,0%	97,2%	97,2%	96,8%	97,4%	97,1%
BOMBIN-SC138	96,0%	95,6%	95,6%	96,1%	96,4%	96,5%	96,1%	96,7%	96,3%

Os destaques de carregamento no sistema de transmissão apresentado no diagnóstico em condição normal eram as transformações 230/138 kV de Biguaçu, Palhoça e Ratores, bem como a LT 230 kV Biguaçu – Palhoça. A Tabela 8-2, apresenta uma redução desses e de outros carregamentos. Os pontos de atenção com carregamento mais elevado no fim do horizonte são as transformações de Roçado, que está estável, e o transformador 230/138 kV não substituído de Biguaçu, indicando que após a substituição de três transformadores, a substituição do quarto deve ocorrer após o ano de 2036.

Tabela 8-2 – Desempenho do sistema com Alternativa 3 – Condição normal – Fluxo

LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036	
		NC LIM.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW
RATONE-SC138	1	60	10	62	11	65	12	67	13	70	15	73	16	76	17	79	19	83	20
ILHANO-SC138	186	32%		33%		34%		36%		37%		39%		41%		42%		44%	
TIJUCA-SC138	1	-77	-27	-80	-28	-88	-26	-75	-20	-78	-20	-80	-20	-83	-21	-86	-22	-89	-24
BIGUCB-SC138	119	69%		71%		78%		66%		67%		70%		72%		75%		77%	
CAMBMB-SC138	1	-107	-19	-109	-20	-99	-25	-51	-19	-53	-20	-55	-21	-58	-22	-60	-23	-62	-25
ITAJA2-SC138	120	90%		93%		85%		45%		47%		49%		51%		53%		56%	
BIGUAC-SC230	1	263	86	271	93	270	93	282	109	291	114	233	79	241	84	248	89	256	95
PALHOC-SC230	328	82%		85%		85%		89%		92%		73%		75%		78%		81%	

LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
	NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
ITAJFA-SC138	1	-105 -14	-108 -16	-100 -21	-52 -16	-54 -17	-56 -17	-58 -16	-61 -17	-63 -18
ITAJA2-SC138	120	88%	90%	84%	44%	46%	48%	49%	52%	53%
PALHOC-SC138	1	-60 -9	-64 -11	-67 -13	-71 -15	-76 -17	-20 -25	-23 -27	-25 -29	-28 -32
PALHRB-SC138	127	46%	50%	53%	56%	59%	24%	27%	30%	32%
TIJUCA-SC138	1	88 23	91 25	95 22	99 24	103 19	107 16	111 19	87 12	90 14
PTOBEL-SC138	127	72%	75%	77%	80%	83%	85%	89%	69%	72%
COQUEI-SC069	1	-60 -9	-60 -9	-60 -9	-60 -9	-60 -9	-60 -9	-60 -9	-60 -5	-60 -5
ROCADO-SC069	80	78%	78%	79%	79%	79%	79%	78%	78%	78%
PALHOC-SC230	1	89 35	92 37	95 39	99 42	102 44	89 44	92 46	95 48	98 50
PALHO1-SC000	150	63%	65%	67%	71%	74%	65%	68%	70%	73%
PALHOC-SC230	2	88 35	91 37	94 39	98 42	101 44	88 44	91 45	94 47	97 50
PALHO2-SC000	150	63%	65%	67%	71%	73%	65%	67%	69%	72%
PALHOC-SC230	3	89 35	92 37	94 39	98 42	102 44	89 44	92 45	95 47	98 50
PALHO3-SC000	150	63%	65%	67%	71%	73%	65%	67%	70%	73%
PALHOC-SC230	4	95 33	98 36	101 38	106 41	109 43	96 43	99 45	102 47	105 50
PALHO4-SC000	150	67%	69%	71%	75%	77%	69%	71%	74%	77%
RATONE-SC230	1	89 12	92 14	95 15	98 17	102 19	99 20	103 22	106 24	110 26
RATONE-SC138	150	58%	60%	62%	65%	67%	65%	68%	71%	73%
RATONE-SC230	2	89 12	92 14	95 15	98 17	102 19	99 20	103 22	106 24	110 26
RATONE-SC138	150	58%	60%	62%	65%	67%	65%	68%	71%	73%
BIGUAC-SC230	3	105 34	109 36	114 41	124 39	128 39	122 42	126 43	130 45	134 48
BIGU3--SC000	150/225	71%	75%	52%	56%	58%	56%	57%	60%	61%
BIGUAC-SC230	4	107 34	111 36	119 34	129 31	133 31	127 34	131 35	135 37	140 39
BIGU4--SC000	150	73%	75%	80%	86%	89%	85%	88%	91%	94%
BIGUAC-SC230	1	106 35	110 37	117 34	124 39	128 39	122 42	126 43	130 45	134 48
BIGU1--SC000	150/225	72%	75%	79%	56%	58%	56%	57%	60%	61%
BIGUAC-SC230	2	106 35	110 37	117 34	124 39	128 39	122 42	126 43	130 45	134 48
BIGU2--SC000	150/225	72%	75%	79%	56%	58%	56%	57%	60%	61%
SANTOA-SC230	1						69 -4	71 -3	74 -2	77 -2
SANTOA-SC138	150						45%	47%	49%	50%
SANTOA-SC230	2						69 -4	71 -3	74 -2	77 -2
SANTOA-SC138	150						45%	47%	49%	50%
PALHOC-SC230	2						-89 -42	-91 -44	-93 -45	-95 -48
SANTOA-SC230	243						40%	41%	42%	43%
GASPAR-SC230	1						81 -14	83 -13	84 -14	86 -11
SANTOA-SC230	243						33%	33%	34%	35%
BIGUAC-SC230	1						148 35	153 37	159 41	165 44
SANTOA-SC230	328						45%	47%	48%	51%
ROCADO-SC138	1	21 5	21 6	22 6	22 6	22 6	22 6	22 6	22 5	22 5
ROCAD1-SC000	25	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%
ROCADO-SC138	2	22 6	22 6	22 6	22 6	22 6	22 6	22 6	22 5	22 5
ROCAD2-SC000	25	88%	88%	88%	88%	88%	92%	92%	88%	92%
ROCADO-SC138	3	22 6	22 6	22 6	22 6	22 6	22 6	22 6	22 5	23 5
ROCAD3-SC000	25	88%	88%	88%	92%	92%	92%	92%	92%	92%

8.2 Condição de Emergência

A LT 230 kV Biguaçu – Palhoça foi um dos destaques no diagnóstico por conta de seu carregamento elevado, mas também por conta dos efeitos que a contingência dela poderiam ocasionar. O que se pode observar na Tabela 8-3, é que o nível de tensão no barramento de 230 kV de Palhoça tende a se manter mais estável nessa contingência, após a entrada da LT 230 kV Biguaçu – Santo Amaro da Imperatriz, que cria um caminho paralelo.

Tabela 8-3 – Desempenho do sistema com Alternativa 3 – Condição de emergência – Tensão

CONTINGÊNCIA	SUBESTAÇÃO	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
LT BIGUAC-SC230 --- PALHOC-SC230	PALHOC-SC230	94,8%	94,7%	94,8%	94,4%	94,4%	98,3%	98,1%	97,8%	97,6%

Por fim, a Tabela 8-4 apresenta os carregamentos esperados em situações de emergência, agora sem a presença de violações por conta das obras da alternativa vencedora. Assim como no resultado da avaliação em condição normal, o destaque nessa tabela é o carregamento do transformador não substituído de 230/138 kV em Biguaçu, que ainda não apresenta violação, mas indica uma necessidade de substituição em um horizonte próximo de 2036.

Outros carregamentos elevados no fim do horizonte indicam possíveis reforços futuros como a substituição do transformador 230/138 kV mais antigo de Palhoça por uma unidade que tenha a mesma capacidade de emergência dos mais novos. Ainda em Biguaçu, a transformação 525/230 kV também começa a indicar a necessidade de um reforço futuro.

Destaque ainda para o carregamento da LT 230 kV Palhoça – Santo Amaro da Imperatriz na falha da LT 230 kV Biguaçu – Palhoça. Como ainda não existe violação, é importante considerar o que deve acontecer além do horizonte. A recomendação é que o seccionamento considere uma capacidade maior, usando o mesmo cabo ou não como forma de preparar a linha para uma recapacitação.

Tabela 8-4 – Desempenho do sistema com Alternativa 3 – Condição de emergência – Fluxo

CONTINGÊNCIA	LINHAS E TRAFOS	NC LIM.	2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036	
			MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
ATF-3 525/230kV BIGUA3-SC000	BIGUAC-SC525	2	464	6	479	20	494	47	527	45	544	55	562	69	581	83	599	102	619	122
	BIGUA2-SC000	672	68%		70%		73%		78%		80%		83%		86%		90%		93%	
	BIGUAC-SC525	1	486	9	502	23	518	51	552	49	569	60	588	74	608	90	627	110	648	131
	BIGUA1-SC000	705	68%		70%		73%		78%		80%		83%		86%		89%		93%	

CONTINGÊNCIA	LINHAS E TRAFOS	NC LIM.	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
			MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
ATF-4 230/138kV BIGU4--SC000	BIGUAC-SC230	3	129 50	133 54	139 58	156 55	160 56	153 59	157 60	162 63	167 68
	BIGU3--SC000	150/270	89%	93%	54%	59%	61%	59%	61%	63%	65%
	BIGUAC-SC230	1	130 51	134 54	144 51	156 55	160 56	153 59	157 60	162 63	167 68
	BIGU1--SC000	159/270	85%	88%	93%	59%	61%	59%	61%	63%	65%
	BIGUAC-SC230	2	130 51	134 54	144 51	156 55	160 56	153 59	157 60	162 63	167 68
	BIGU2--SC000	159/270	85%	88%	93%	59%	61%	59%	61%	63%	65%
ATF-1 230/138kV BIGU1--SC000	BIGUAC-SC230	3	128 51	133 54	139 58	154 58	159 59	151 62	156 63	161 66	166 71
	BIGU3--SC000	150/270	89%	93%	54%	59%	61%	59%	60%	63%	65%
	BIGUAC-SC230	4	131 50	136 53	145 50	161 48	166 49	158 53	163 54	168 57	173 61
	BIGU4--SC000	180	76%	78%	83%	91%	93%	90%	93%	96%	99%
	BIGUAC-SC230	2	129 51	134 54	144 51	154 58	159 59	151 62	156 63	161 66	166 71
BIGU2--SC000	159/270	85%	88%	93%	59%	61%	59%	60%	63%	65%	
ATF-1 230/138kV PALHO1-SC000	PALHOC-SC230	2	107 50	110 54	113 57	118 61	122 64	104 63	107 66	111 68	114 72
	PALHO2-SC000	180	65%	68%	70%	73%	76%	67%	69%	72%	74%
	PALHOC-SC230	3	107 50	111 54	114 57	119 61	123 64	104 63	108 66	111 69	115 73
	PALHO3-SC000	180	65%	68%	70%	74%	77%	67%	69%	72%	75%
PALHOC-SC230	4	116 49	119 53	122 56	128 61	132 63	113 63	116 66	120 69	124 73	
PALHO4-SC000	150	83%	86%	89%	94%	97%	85%	88%	91%	95%	
ATF-4 230/138kV PALHO4-SC000	PALHOC-SC230	1	110 50	113 54	116 57	121 62	125 64	106 64	110 66	113 69	117 73
	PALHO1-SC000	180	66%	69%	71%	75%	78%	68%	71%	73%	76%
	PALHOC-SC230	2	109 50	112 54	115 57	120 61	124 64	105 63	109 66	112 69	116 73
	PALHO2-SC000	180	66%	68%	71%	74%	77%	67%	70%	72%	76%
	PALHOC-SC230	3	109 50	112 54	115 57	121 61	125 64	106 63	109 66	113 69	116 73
PALHO3-SC000	180	66%	68%	71%	74%	77%	68%	70%	73%	76%	
ATF-2 230/138kV DESTE2-SC000	DESTER-SC230	1	98 40	101 43	103 46	107 49	111 53	106 55	110 59	113 62	117 66
	DESTE1-SC000	150	70%	73%	75%	79%	82%	80%	83%	87%	90%
ATF-1 230/138kV RATONE-SC230	RATONE-SC230	2	119 23	123 25	128 28	132 30	137 33	133 35	138 38	143 42	148 45
	RATONE-SC138	180	66%	68%	71%	73%	76%	74%	77%	81%	84%
ATF S.AMARO 230/138	SANTOA-SC230	2							99 5	103 7	107 8
	SANTOA-SC138	180							54%	56%	58%
	PALHOC-SC230	2							-114 -38	-117 -39	-120 -42
	SANTOA-SC230	306							39%	40%	41%
LT GASPAR- SC230 --- PALHOC-SC230 -	BIGUAC-SC230	1	325 92	334 101	323 112	338 124	348 130	233 79	241 84	248 89	256 95
	PALHOC-SC230	404	81%	84%	82%	87%	89%	59%	61%	63%	66%

CONTINGÊNCIA	LINHAS E TRAFOS	NC LIM.	2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036	
			MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
LT BIGUAC- SC230 --- PALHOC-SC230 -	RATONE-SC138	1	60	10	62	11	65	12	67	13	70	15	73	16	76	17	79	19	83	20
	ILHANO-SC138	186	32%		33%		34%		36%		37%		39%		41%		42%		44%	
	BIGUCB-SC138	1	122	3	125	5	122	7	122	11	126	12	81	2	83	1	85	0	87	0
	REPARQ-SC138	151	79%		81%		78%		79%		81%		52%		53%		55%		56%	
	ROCADO-SC138	2	-119	4	-122	2	-118	0	-118	-4	-121	-5	-75	1	-77	2	-79	3	-81	4
	BIGUCB-SC138	151	78%		79%		77%		77%		79%		49%		50%		52%		53%	
	PALHOC-SC230	2											-211	-119	-217	-125	-222	-131	-228	-139
	SANTOA-SC230	306											80%		83%		86%		90%	
	GASPAR-SC230	1											95	-1	98	0	100	1	102	4
	SANTOA-SC230	306											30%		31%		32%		32%	
BIGUAC-SC230	1											267	117	276	125	286	134	296	142	
SANTOA-SC230	404											70%		73%		76%		79%		
LT JLACB- SC230 --- PALHOC-SC230	BIGUAC-SC230	1	266	98	275	108	291	107	304	125	315	132	253	87	262	93	271	100	280	108
PALHOC-SC230	404	68%		71%		75%		79%		82%		64%		67%		69%		72%		
LT BIGUAC- SC230 --- DESTER-SC230	ILHACE-SC138	1	-91	-17	-94	-18	-97	-19	-99	-21	-102	-22	-120	-17	-124	-18	-127	-19	-131	-21
	PALHRB-SC138	147	63%		64%		67%		69%		71%		82%		84%		87%		90%	
	RATONE-SC138	1	60	10	62	11	65	12	67	13	70	15	73	16	76	17	79	19	83	20
	ILHANO-SC138	186	32%		33%		34%		36%		37%		39%		41%		42%		44%	
	BIGUAC-SC230	1	294	111	303	120	303	122	31	140	326	147	258	103	267	109	275	116	284	124
	PALHOC-SC230	404	75%		78%		78%		83%		86%		67%		69%		72%		75%	
	PALHOC-SC230	4	105	40	108	43	111	46	116	49	120	52	105	52	108	55	112	57	116	61
	PALHO4-SC000	150	75%		77%		80%		84%		87%		77%		81%		83%		87%	
	RATONE-SC230	1	109	23	113	25	116	28	121	30	125	33	120	34	125	37	129	40	134	43
	RATONE-SC138	180	60%		62%		64%		67%		70%		68%		71%		73%		76%	
RATONE-SC230	2	109	23	113	25	116	28	121	30	125	33	120	34	125	37	129	40	134	43	
RATONE-SC138	180	60%		62%		64%		67%		70%		68%		71%		73%		76%		

9 CURTO-CIRCUITO

O conhecimento dos níveis de curto-circuito previstos nas instalações é uma informação fundamental para o dimensionamento dos equipamentos a serem aplicados na expansão do sistema elétrico, bem como para identificar possíveis superações de equipamentos dentro do horizonte estudado.

Foram analisadas as correntes de curto-circuito trifásicas e monofásicas nos barramentos de subestações na região de interesse, nos anos de 2030, antes de obras da alternativa recomendada, e nos anos de 2033 e 2036 com as obras da alternativa.

Durante as simulações, foram considerados como superados os disjuntores de subestações cujos níveis de curto-circuito se mostraram acima de 100% da sua capacidade nominal de interrupção e, como em alerta, os disjuntores com 90% a 100% dessa capacidade. Foi utilizada a base de dados para estudos de curto-circuito – PDE 2031 [7], disponível no site EPE.

Tabela 9-1 – Níveis de Curto-Circuito Máximo

Identificação			2030 sem obras			2033 com obras			2036 com obras			Disj. (kA)
Nº	Subestação	kV	3Φ (kA)	1Φ (kA)	2Φ (kA)	3Φ (kA)	1Φ (kA)	2Φ (kA)	3Φ (kA)	1Φ (kA)	2Φ (kA)	
6051	BIGUAÇU QUINTINO BOCAIUVA	138	10,43	7,33	9,53	9,90	7,12	9,05	9,90	7,10	9,04	31,50
6077	PALHOÇA (CELESC)	138	12,65	9,87	11,85	14,81	11,68	13,91	14,81	11,67	13,91	20,00
6079	PORTO BELO	138	4,74	3,04	4,29	4,62	2,99	4,19	6,14	4,04	5,55	20,00
6081	ROÇADO	69	6,73	8,31	8,18	6,76	8,37	8,20	6,76	8,36	8,19	20,00
6082	ROÇADO	138	17,06	13,79	15,98	17,10	13,86	16,06	17,10	13,82	16,05	20,00
6084	SANTO AMARO* (CELESC)	138	9,11	5,79	8,18	13,78	10,04	12,67	13,78	10,04	12,67	NOVA
6088	PALHOÇA C. NOVO	138	19,69	17,20	18,95	21,07	18,64	20,35	21,07	18,62	20,35	40,00
6090	CASAN (Consumidor futuro)	138	8,50	5,74	7,69	12,46	8,90	11,41	12,46	8,90	11,41	Futuro
6091	TIJUCAS	138	11,19	8,32	10,31	10,48	7,97	9,69	10,48	7,97	9,69	20,00
6269	ITAJAI FAZENDA	138	9,86	5,15	8,76	12,42	8,60	11,32	12,42	8,60	11,32	20,00
7740	BIGUAÇU (RB)	230	24,07	23,77	24,17	23,71	23,57	23,89	23,71	23,56	23,89	40,00
7741	BIGUAÇU (RB)	525	16,50	15,13	16,19	16,60	15,24	16,29	16,60	15,23	16,29	50,00
7742	BIGUAÇU (RB)	138	21,85	21,45	21,68	19,55	19,68	19,63	19,55	19,67	19,62	31,50
7745	DESTERRO	230	6,29	4,79	5,87	6,32	4,84	5,90	6,32	4,84	5,90	40,00
7746	DESTERRO	138	10,26	8,41	9,70	10,49	8,59	9,90	10,49	8,59	9,90	31,50
7800	JORGE LACERDA A	230	19,79	21,56	20,85	19,76	21,53	20,81	19,76	21,53	20,81	31,50
7802	JORGE LACERDA B	230	20,15	22,05	21,32	20,12	22,02	21,28	20,12	22,02	21,28	31,50
7803	JORGE LACERDA A	138	14,84	16,08	15,74	14,83	16,07	15,73	14,83	16,07	15,73	31,5*
7808	PALHOÇA (RB)	230	14,62	12,00	13,93	15,51	12,91	14,80	15,51	12,89	14,80	40,00
7809	PALHOÇA (RB)	138	19,97	17,61	19,28	21,34	19,06	20,68	21,34	19,04	20,67	31,5*
7824	SIDERÓPOLIS	230	26,91	22,78	26,17	26,76	22,41	25,98	26,76	22,39	25,98	31,50
99996	SANTO AMARO DA IMPERATRIZ	230				14,77	11,30	13,89	14,77	11,29	13,89	NOVA
99995	SANTO AMARO DA IMPERATRIZ	138				14,71	11,96	13,81	14,71	11,96	13,80	NOVA

*SANTO AMARO DA IMPERATRIZ VILA BECKER

A Tabela 9-1 apresenta resultados da análise de mínimo disjuntor com a evolução da corrente de curto-circuito e não indica nenhum caso de violação ou de atenção. Outras subestações foram avaliadas, mas não sofreram nenhuma mudança significativa no nível de tensão e/ou o nível foi bem inferior à capacidade do menor disjuntor.

O nível de curto de Siderópolis já tinha sido sinalizado como elevado em estudo recente [2] e agora ele está sendo apresentado para indicar que a substituição de disjuntores em 2021 elevou a capacidade da subestação.

Outros casos semelhantes são as subestações de Palhoça e Jorge Lacerda onde os valores na tabela já são indicações futuras após substituições atualmente planejadas pela Eletrobras CGT Eletrosul.

Dessa forma, este estudo não propõe novas substituições, apenas recomenda-se que os novos pátios considerem a configuração do último ano do horizonte para estimar a capacidade de seus disjuntores.

10 AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS

Neste capítulo são apresentadas análises técnicas e de otimização visando definir as especificações básicas da nova Linha de Transmissão (LT) aérea e novo trecho de seccionamento de LT listados abaixo:

- LT 230 kV Biguaçu – Santo Amaro da Imperatriz, C1, em Circuito Simples (CS), de cerca de 24 km de comprimento;
- Trecho de seccionamento da LT 230 kV Palhoça – Gaspar 2, C1, em Circuito Duplo (CD), com cerca de 3 km de extensão.

Os resultados obtidos nas análises foram extraídos diretamente do programa ELEKTRA, desenvolvido pelo CEPEL [8].

10.1 Dados e Premissas

Os dados ambientais predominantes e preliminares para as análises técnicas e definição das capacidades de corrente estão dispostos na Tabela 10-1. Nota-se que a temperatura do ar corresponde à maior máxima média mensal registrada na estação de medição localizada em Florianópolis/SC [9].

Tabela 10-1 Dados do ambiente

Temperatura do ar [°C]	30
Vento p/ cálculo de temperatura [m/s]	1
Radiação solar [W/m²]	1000
Altitude média [m]	180
Altitude máxima [m]	355
DRA⁽¹⁾ [p.u.]	0,95
Vento p/ balanço (50 anos, 30 s, 10 m) [km/h]	140

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

Na Tabela 10-2 estão apresentados os parâmetros econômicos considerados na otimização. Os fluxos e fatores de perdas utilizados estão apresentados na Tabela 10-3. Já a Tabela 10-4 apresenta os carregamentos máximos verificados nos estudos de fluxo de potência em condição normal de operação e em emergência, decorrente de contingência no sistema, conforme resultados apresentados no capítulo 8.

Tabela 10-2 Dados para avaliação econômica

Custo das perdas de energia [R\$/MWh]	196,05
Período [anos]	30
Taxa de desconto anual [%]	8
Banco de preços	Ref. ANEEL – 2022/03 ¹

Tabela 10-3 Dados do sistema – Fluxos para cálculo de perdas

Linha	Fluxo¹ [MVA]	Duração [Anos]	Fator de perdas
LT 230 kV Biguaçu – Santo Amaro da Imperatriz, C1, CS	131,4	1	0,66
	135,6	1	0,66
	141,6	1	0,65
	145,4	27	0,66

⁽¹⁾ Fluxos verificados à tensão nominal.

Tabela 10-4 Dados do sistema – Fluxos máximos observados para diferentes condições de operação

Linha	Fluxo¹ [MVA]	
	Normal	Emergência
LT 230 kV Biguaçu – Santo Amaro da Imperatriz, C1, CS	145,8	292,8
Trecho de seccionamento da LT 230 kV Palhoça – Gaspar 2, C1, CD	105,4	274,0

⁽¹⁾ Fluxos verificados à tensão nominal.

Nestas análises adotou-se estruturas com geometria de fases triangular para o CS e vertical para o CD. Na Seção 0 constam as coordenadas finais, após a otimização, dos cabos na torre e flechas para a silhueta típica. Por fim, considerou-se apenas cabos condutores tipo CAA, com diferentes bitolas e formações, e cabos para-raios EAR 3/8" e OPGW 13,3 mm.

10.2 Critérios Para Análises Elétricas e Comparações Econômicas

Na definição das capacidades de corrente, os valores a serem especificados devem atender minimamente aos fluxos observados no estudo, em condição normal e emergência. Adicionalmente, para as novas LT, deve-se buscar adotar 65 °C como limite superior de temperatura nos cabos condutores em condição normal de operação e 90 °C em condição de emergência. Com relação aos níveis de emissão eletromagnética, estes devem observar os requisitos mínimos definidos em [10]. Essas restrições, juntamente com o balanço dos cabos, devem ser observadas de forma a definir uma estimativa inicial para a faixa de segurança e o conjunto de cabos condutores tecnicamente viáveis.

¹ Atualizado pela EPE conforme [12].

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

10.3 Avaliações Econômicas

10.3.1 Seleção dos cabos condutores

Inicialmente, cumpre destacar que foram avaliadas configurações possuindo um e dois cabos por fase. Quanto aos cabos considerados, salienta-se que foi considerado uma ampla gama de possibilidades de condutores CAA, com distintas bitolas e formações.

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que as soluções economicamente equivalentes dentre as soluções candidatas são aquelas apresentadas na Tabela 10-5.

Como pode se verificar, a configuração de menor custo total é a 1 x ORTOLAN (1033 MCM). Contudo, visando uma maior folga de capacidade frente aos fluxos máximos observados no estudo, a configuração 1 x BLUEJAY (1113 MCM), que se encontra dentro da região de empate econômico, é a configuração recomendada para utilização nesta LT.

Tabela 10-5 Configurações com menor custo total

Cabo condutor		Custos (1000 x R\$/km)			Relação entre custo total e o menor custo total [%]
Nome	Nº de subcond. por fase	Instalação	Perdas	Total	
ORTOLAN	1	979,4	325,5	1305,0	100,0%
RUDDY	1	929,5	376,2	1305,7	100,1%
BLUEJAY	1	1004,3	301,7	1306,0	100,1%
RAIL	1	952,8	353,7	1306,6	100,1%
TERN	1	901,5	428,6	1330,1	101,9%
DRAKE	1	919,9	421,3	1341,2	102,8%

10.4 Características Técnicas da Solução de Referência

10.4.1 Características elétricas – LT 230 kV Biguaçu – Santo Amaro da Imperatriz, C1, CS

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades de corrente especificadas para esta LT estão sumarizados na Tabela 10-6.

Tabela 10-6 Características elétricas básicas da LT 230 kV Biguaçu – Santo Amaro da Imperatriz, C1, CS

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω /km]	x [Ω /km]	b [μ S/km]
Circuito Simples	CAA 1 x BLUEJAY (1113 MCM)	1015	1310	+	0,0594	0,4730	3,5065
				0	0,4039	1,4147	2,2300
				mut.0	-	-	-

A Figura 10-1, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da nova LT em CS, incluindo o vão médio de 450 m utilizado na análise referencial.

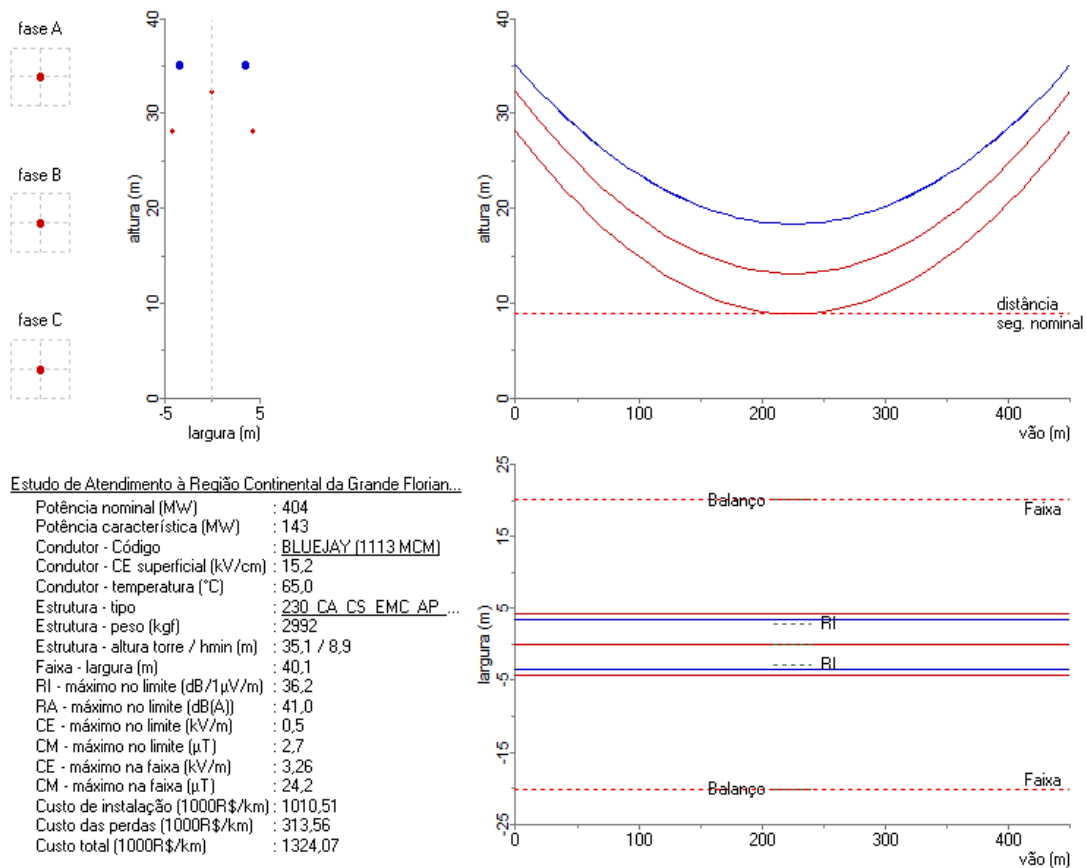


Figura 10-1 Dados técnicos básicos da LT 230 kV Biguaçu – Santo Amaro da Imperatriz, C1, CS

10.4.2 Características construtivas – LT 230 kV Biguaçu – Santo Amaro da Imperatriz, C1, CS

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas da silhueta típica e as respectivas flechas estão apresentadas na Tabela 10-7.

Tabela 10-7 Coordenadas da silhueta típica da LT 230 kV em CS

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Fase A	-4,30	28,2	19,3
Fase B	0,00	32,4	19,3
Fase C	4,30	28,2	19,3
Para-raios 1	-3,50	35,1	16,8
Para-raios 2	3,50	35,1	16,8

10.4.3 Características elétricas – Seccionamento da LT 230 kV Palhoça – Gaspar 2, C1, em CD

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades de corrente especificadas para este novo trecho de seccionamento estão sumarizados na Tabela 10-8.

Tabela 10-8 Características elétricas básicas do seccionamento da LT 230 kV Palhoça – Gaspar 2, C1, em CD

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω /km]	x [Ω /km]	b [μ S/km]
Circuito Duplo	CAA 1 x BLUEJAY (1113 MCM)	1015	1310	+	0,0595	0,4811	3,4717
				0	0,3705	1,4616	2,2602
				mut.0	0,3109	0,8967	-0,6706

Cumprir destacar que a LT 230 kV Palhoça – Gaspar 2, a ser seccionada, possui cabo condutor CAA GROSBEAK (636 MCM), com capacidades de corrente de 609 A, em condição normal, e 767 A em condição de emergência. Não obstante, considerando os fluxos máximos observados neste estudo, visando inclusive um ganho de escala na licitação, com baixo arrependimento, optou-se por recomendar, para este seccionamento, o mesmo cabo condutor e capacidades de corrente da nova LT 230 kV Biguaçu – Santo Amaro da Imperatriz. A ideia é que isso permita que o novo trecho não se torne uma restrição caso os trechos existentes venham a ser recapitados no futuro – necessidade ainda não identificada no planejamento –, uma vez que não se sabe *a priori* quais seriam os novos limites de capacidade após uma eventual recapitação.

A Figura 10-2, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos do trecho de LT em CD, incluindo o vão médio de 450 m utilizado na análise referencial.

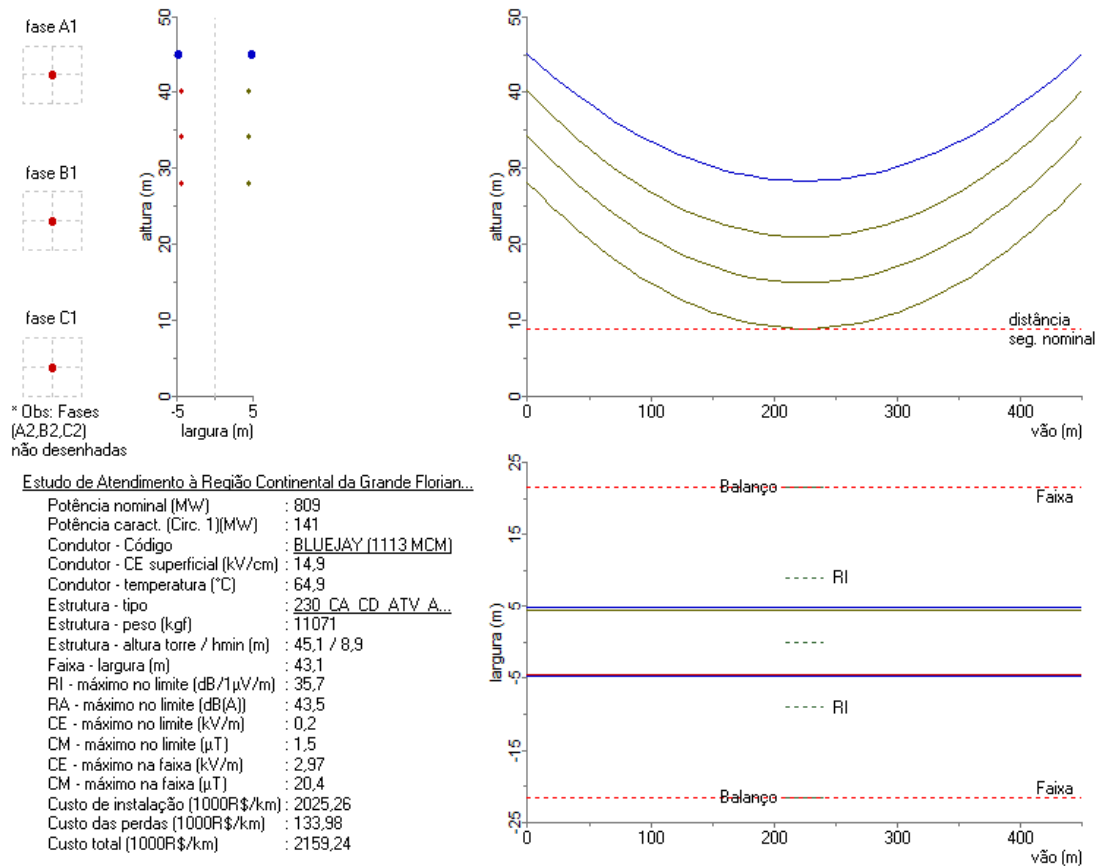


Figura 10-2 Dados técnicos básicos do seccionamento da LT 230 kV Palhoça – Gaspar 2, CD.

10.4.4 Características construtivas – Seccionamento da LT 230 kV Palhoça – Gaspar 2, C1, em CD

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas da silhueta típica e as respectivas flechas estão apresentadas nas Tabela 10-9.

Tabela 10-9 Coordenadas da silhueta típica da LT 230 kV em CD

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Fase A1	-4,50	40,2	19,3
Fase B1	-4,50	34,2	19,3
Fase C1	-4,50	28,2	19,3
Fase A2	4,50	28,2	19,3
Fase B2	4,50	34,2	19,3
Fase C2	4,50	40,2	19,3
Para-raios 1	-4,80	45,1	16,8
Para-raios 2	4,80	45,1	16,8

10.4.5 Estimativas iniciais para faixa de segurança

Com relação às faixas de segurança, a Tabela 10-10 apresenta os valores calculados pelo ELEKTRA, para cada LT, juntamente com a restrição técnica que a definiu. Não obstante, tendo em vista as incertezas nas premissas e metodologias de cálculo, foram realizadas análises de sensibilidade variando-se alguns parâmetros e, por segurança, recomenda-se a adoção referencial dos valores conforme coluna “Faixa Adotada”.

Tabela 10-10 Estimativas iniciais para faixa de segurança

Linha	Faixa calculada [m]	Restrição	Faixa Adotada [m]
LT 230 kV Biguaçu – Santo Amaro da Imperatriz, C1, CS	40,1	Balanço	42
Trecho de seccionamento da LT 230 kV Palhoça – Gaspar 2, C1, CD	43,1	Balanço	45

11 RECOMENDAÇÕES PARA RELATÓRIOS R2

Para cada instalação aplicável deste relatório R1 apresenta-se a seguir a recomendação quanto à elaboração ou dispensa de elaboração do relatório R2. As análises têm foco principal nas solicitações impostas pelos Transitórios Eletromagnéticos de Manobra (TEM) que fazem parte do escopo dos relatórios R2.

Essas recomendações levam em conta: (i) características de cada instalação avaliada e da elétrica adjacente; (ii) condicionantes impostos pelo sistema; (iii) análises de detalhamento realizadas neste relatório R1 (avaliação técnico-econômica de Linhas de Transmissão (LT) e análises preliminares de ressonância e extinção de arco secundário, quando aplicável); e (iv) os resultados de relatórios R2 já realizados para instalações semelhantes [11].

11.1 Linhas de Transmissão

Não foram identificadas LT com necessidade de elaboração de estudos de TEM nesta fase. Logo, recomenda-se a dispensa de elaboração dos relatórios R2 associados. Entretanto, sugere-se que, caso sejam identificadas nos estudos desenvolvidos nas etapas posteriores ao certame licitatório elevadas sobretensões e/ou energias nos para-raios de óxido metálico, bem como algum fenômeno de interação relevante entre a LT objeto dos estudos e a rede elétrica adjacente e/ou equipamentos, seja considerada a adoção de medidas mitigatórias para redução dos impactos dos TEM como, por exemplo, dispositivos sincronizadores.

11.1.1 LT 230 kV Biguaçu – Santo Amaro da Imperatriz, C1

LT em estruturas de circuito simples, de SIL convencional (cerca de 140 MW), sem compensação reativa, com cerca de 24 km de extensão. Devido ao reduzido comprimento, estudos de TEM não se justificam nesta fase de planejamento, logo recomenda-se dispensar a elaboração do relatório R2.

11.1.2 Seccionamentos de Linhas de Transmissão

Não foram identificados Seccionamentos de LT com necessidade de elaboração de estudos de TEM nesta fase. Logo, recomenda-se a dispensa de elaboração dos relatórios R2 associados. Entretanto, sugere-se que, caso sejam identificadas nos estudos desenvolvidos nas etapas posteriores ao certame licitatório elevadas sobretensões e/ou energias nos para-raios de óxido metálico, bem como algum fenômeno de interação relevante entre a LT objeto dos estudos e a rede elétrica adjacente e/ou equipamentos, seja considerada a adoção de medidas mitigatórias para redução dos impactos dos TEM como, por exemplo, dispositivos sincronizadores. Adicionalmente, cumpre ressaltar que, devido aos seccionamentos, avaliações adicionais poderão ser necessárias nessas etapas posteriores, dentre as

quais a avaliação de superação, substituição e dimensionamento de cabos para-raios, assim como de desequilíbrio de tensão e necessidade de adequação das transposições de fases nos trechos existentes.

11.1.3 Seccionamento da LT 230 kV Palhoça – Gaspar 2, C1, na SE Santo Amaro da Imperatriz

LT existente, em circuito simples, com 1 subcondutor por fase, sem compensação, com cerca de 122 km de extensão. Após o seccionamento os novos circuitos resultarão com cerca de 114 e 14 km de extensão, igualmente sem compensação. Como os comprimentos dos novos circuitos são menores que os da LT existente, sendo um dos novos circuitos de reduzido comprimento, não são esperadas solicitações de TEM mais severas do que aquelas previstas originalmente, logo recomenda-se dispensar a elaboração do relatório R2.

11.2 Transformadores

Não foram identificados Transformadores com necessidade de elaboração de estudos de TEM nesta fase. Logo, recomenda-se a dispensa de elaboração dos relatórios R2 associados. Entretanto, sugere-se que, sugere-se que, caso sejam identificadas nos estudos desenvolvidos nas etapas de projeto elevadas sobretensões, correntes e/ou energias nos para-raios de óxido metálico, bem como algum fenômeno de interação relevante entre o transformador objeto dos estudos e a rede elétrica adjacente e/ou equipamentos, seja considerada a adoção de medidas mitigatórias para redução dos impactos dos TEM como, por exemplo, dispositivos sincronizadores.

11.2.1 SE Santo Amaro da Imperatriz 230/138 kV

Primeira e segunda unidades de autotransformadores trifásicos 230/138 kV, com potência de 150 MVA. Devido à potência destes equipamentos, recomenda-se dispensar a elaboração do relatório R2.

12 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

As avaliações socioambientais preliminares referentes às novas instalações de Rede Básica recomendadas neste estudo foram objeto da Nota Técnica EPE/DEA/SMA 005/2023 [4], que complementa e acompanha este documento.

13 Referências

- [1] EPE, "EPE-DEE-RE-086/2014-rev1 – "Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado de Santa Catarina: Região de Florianópolis", 2014.
- [2] EPE, "EPE-DEE-RE-068/2020-rev0 – "Atendimento às Regiões Sul e Extremo Sul de Santa Catarina", 2020.
- [3] EPE, "EPE-DEE-RE-030/2021-rev0 - "Diagnóstico Regional Da Rede Elétrica – PDE 2030 - Volume VI – GET Sul", 2021.
- [4] EPE, "NT EPE/DEA/SMA 005/2023 - Análise Socioambiental do Estudo de Atendimento à Região Continental da Grande Florianópolis", 2023.
- [5] Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos - CCPE, "– Volume II – Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão", 2002.
- [6] ONS, "Premissas, Critérios e Metodologia para Estudos Elétricos - Submódulo 2.3," em *Procedimentos de Rede*, 2020.
- [7] EPE, "Base de dados para estudos de curto-circuito – PDE 2031," 2022. [Online].
- [8] CEPEL, <https://www.cepel.br/produtos/elektra/>.
- [9] INMET, "Normal Climatológico do Brasil 1991-2020: Temperatura Máxima.," [Online]. Available: <http://www.inmet.gov.br/portal/>.
- [10] ONS, "Procedimentos de Rede – Submódulo 2.7 – Requisitos Mínimos Para Linhas de Transmissão," 2022.
- [11] EPE, "EPE-DEE-NT-100/2018-rev0 - Transitórios eletromagnéticos de manobra em linhas de transmissão CA: experiência dos Relatórios R2," 2018.
- [12] EPE, "EPE-DEE-IT-045/2022 – Atualização dos Parâmetros Econômicos de Referência para os Estudos de Expansão da Transmissão do Ciclo de Planejamento 2022."

14 EQUIPE TÉCNICA

EPE

Daniel José Tavares de Souza

Fabiano Schmidt

Paulo Fernando de Matos Araujo

Rodrigo Ribeiro Ferreira

CELESC Distribuição

Ricardo Hinnig da Silva

Juliano Schier

Giovani Murilo Modjewski

Ayres Melchiades Ulysséa Neto

15 ANEXOS

15.1 Caracterização das subestações novas

A tabela abaixo apresenta o quantitativo de obras vislumbrado para cada uma das subestações novas definidas no estudo, dentro e fora do horizonte do ano 2036. Em seguida, são apresentados esquemas preliminares para a arquitetura dessas subestações.

Tabela 15-1 – Previsão de expansão das subestações novas

Subestação	Expansões na subestação (informações acumulativas)	
	Configuração inicial - 2033 (a ser licitada)	Após horizonte 2036 (final)
SE 230/138kV Santo Amaro da Imperatriz (área prevista de 50960 m ² ; DJ 230kV: > 30 kA; DJ 138kV: > 30 kA)	<ul style="list-style-type: none"> • 1x IB 230 kV • 3x ELs 230 kV • 2x TRs 230/138kV <ul style="list-style-type: none"> ○ 2x CTs 230 kV ○ 2x CTs 138 kV • 1x IB 138 kV • 2x ELs 138 kV 	<ul style="list-style-type: none"> • 1x IBs 230 kV • 7x ELs 230 kV • 4x TRs 230/138kV <ul style="list-style-type: none"> ○ 4x CTs 230 kV ○ 4x CTs 138 kV • 1x IB 138 kV • 8x ELs 138 kV

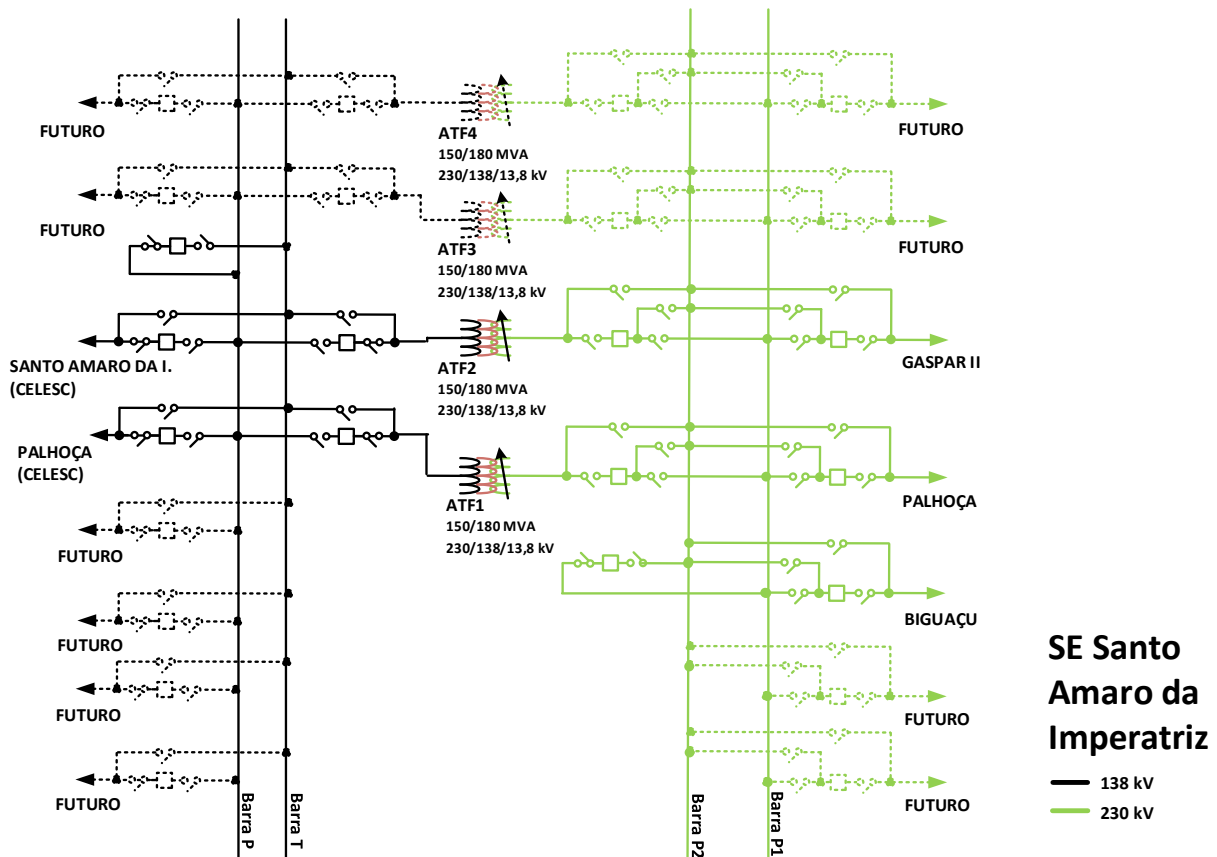


Figura 15-1 – SE 440/138 kV Santo Amaro da Imperatriz

15.2 Plano de Obras e Estimativa de Investimentos

Tabela 15-2 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 1 com seccionamento no final do horizonte

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						476.042,52	215.867,83	42.285,64	59.729,68
SE 230/138 kV SÃO JOSÉ (Nova)						108.862,20	58.814,86	9.669,95	24.151,65
1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ		2030	2,0	1,0	21963,68	43.927,36	23.732,59	3.901,95	9.745,51
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1,0	1,0	7585,77	7.585,77	4.088,36	673,82	1.682,94
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2030	1,0	1,0	5468,61	5.468,61	2.954,52	485,76	1.213,24
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2030	2,0	1,0	9562,95	19.125,90	10.333,13	1.698,90	4.243,18
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2030	2,0	1,0	6711,57	13.423,14	7.252,10	1.192,34	2.977,99
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2,0						
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			4,0						
MIM - 230 kV		2030	1,0	1,0	2971,59	2.971,59	1.605,46	263,96	659,26
MIM - 138 kV		2030	1,0	1,0	1909,80	1.909,80	1.031,81	169,64	423,70
MIG (Terreno Rural)		2030	1,0	1,0	14450,03	14.450,03	7.806,90	1.283,56	3.205,81
SECC LT 230 kV BIGUAÇU - GASPAR II, C1, NA SE SÃO JOSÉ (Nova)						54.492,00	29.440,33	4.840,38	12.089,33
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 19,2 km		2030	19,2	1,0	1634,35	31.379,52	16.953,38	2.787,36	6.961,71
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2030	2,0	1,0	10565,71	21.131,42	11.416,65	1.877,05	4.688,12
MIM - 230 kV		2030	1,0	1,0	1981,06	1.981,06	1.070,31	175,97	439,51
SECC LT 138 kV FLORIANÓPOLIS - BIGUAÇU, C1, NA SE SÃO JOSÉ (Nova)						21.196,54	11.451,83	1.882,83	4.702,56
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 5,4 km		2030	5,4	1,0	1099,03	5.934,76	3.206,37	527,17	1.316,66
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2030	2,0	1,0	6994,29	13.988,58	7.557,59	1.242,57	3.103,44
MIM - 138 kV		2030	1,0	1,0	1273,20	1.273,20	687,87	113,10	282,47
SECC LT 138 kV FLORIANÓPOLIS - SÃO JOSÉ REAL PARQUE, C1, NA SE SÃO JOSÉ (Nova)						21.196,54	11.451,83	1.882,83	4.702,56
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 5,4 km		2030	5,4	1,0	1099,03	5.934,76	3.206,37	527,17	1.316,66
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2030	2,0	1,0	6994,29	13.988,58	7.557,59	1.242,57	3.103,44
MIM - 138 kV		2030	1,0	1,0	1273,20	1.273,20	687,87	113,10	282,47
SECC LT 138 kV FLORIANÓPOLIS - BIGUAÇU, C1, NA SE SÃO JOSÉ REAL PARQUE (Nova)						18.736,87	10.122,95	1.664,35	4.156,87
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 0,1 km		2030	0,1	1,0	1027,56	102,76	55,52	9,13	22,80
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2030	2,0	1,0	7157,02	14.314,04	7.733,43	1.271,48	3.175,64
MIM - 138 kV		2030	1,0	1,0	1335,76	1.335,76	721,67	118,65	296,35
MIG-A		2030	1,0	1,0	2984,31	2.984,31	1.612,33	265,09	662,08
SE 138 kV POTO BELO 2,4 -> 4,8 Mvar (Ampliação/Adequação)						1.632,09	755,97	144,97	222,41
3° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 4,8 Mvar 3Φ		2032	1,0	1,0	1632,09	1.632,09	755,97	144,97	222,41
SE 138 kV BOMBINHAS (Ampliação/Adequação)						8.991,90	4.164,99	798,73	1.225,37
2° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 4,8 Mvar 3Φ		2032	1,0	1,0	1530,30	1.530,30	708,82	135,93	208,54
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT		2032	1,0	1,0	6793,72	6.793,72	3.146,81	603,47	925,81
MIM - 138 kV		2032	1,0	1,0	667,88	667,88	309,36	59,33	91,02
SE 138 kV BOMBINHAS (Ampliação/Adequação)						8.991,90	3.856,47	798,73	882,81
3° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 4,8 Mvar 3Φ		2033	1,0	1,0	1530,30	1.530,30	666,32	135,93	150,24
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT		2033	1,0	1,0	6793,72	6.793,72	2.913,71	603,47	667,00
MIM - 138 kV		2033	1,0	1,0	667,88	667,88	286,44	59,33	65,57
SE 230/138 kV SANTO AMARO DA IMPERATRIZ (Nova)						101.767,73	37.419,78	9.039,77	3.077,69
1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ		2035	2,0	1,0	18394,78	36.789,56	13.527,44	3.267,92	1.112,60
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2035	1,0	1,0	7585,77	7.585,77	2.789,27	673,82	229,41
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2035	1,0	1,0	5468,61	5.468,61	2.010,80	485,76	165,38
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2035	2,0	1,0	9562,95	19.125,90	7.032,55	1.698,90	578,41
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2035	2,0	1,0	6711,57	13.423,14	4.935,66	1.192,34	405,95
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			3,0						
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			2,0						
MIM - 230 kV		2035	1,0	1,0	2971,59	2.971,59	1.092,65	263,96	89,87
MIM - 138 kV		2035	1,0	1,0	1909,80	1.909,80	702,23	169,64	57,76
MIG (Terreno Rural)		2035	1,0	1,0	14493,36	14.493,36	5.329,18	1.287,41	438,31
SECC LT 230 kV PALHOÇA - GASPAR II, C1, NA SE SANTO AMARO DA IMPERATRIZ (Nova)						28.797,34	10.588,72	2.557,99	870,90
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 1113 MCM (BLUEJAY), 3 km		2035	3,0	1,0	1859,23	5.577,69	2.050,91	495,45	168,68
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2035	2,0	1,0	10565,71	21.131,42	7.769,98	1.877,05	639,06
MIM - 230 kV		2035	1,0	1,0	2088,23	2.088,23	767,84	185,49	63,15
LT 230 kV BIGUAÇU - SANTO AMARO DA IMPERATRIZ, C1 (Nova)						50.605,58	18.607,57	4.495,16	1.530,43
Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BLUEJAY), 24 km		2035	24,0	1,0	1141,08	27.385,92	10.069,75	2.432,62	828,21
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Biguaçu	2035	1,0	1,0	10565,71	10.565,71	3.884,99	938,52	319,53
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Santo Amaro da Imperatriz	2035	1,0	1,0	10565,71	10.565,71	3.884,99	938,52	319,53
MIM - 230 kV	Biguaçu	2035	1,0	1,0	1044,12	1.044,12	383,92	92,75	31,58
MIM - 230 kV	Santo Amaro da Imperatriz	2035	1,0	1,0	1044,12	1.044,12	383,92	92,75	31,58

LT 138 kV SANTO AMARO DA IMPERATRIZ - SANTO AMARO DA IMPERATRIZ VILA BECKER, C1 (Nova)						19.350,45	7.115,12	1.718,85	585,20
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 5 km	2035	5,0	1,0	740,13	3.700,65	1.360,72	328,72	111,92	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Santo Amaro da Imperatriz	2035	1,0	1,0	7157,02	7.157,02	2.631,62	635,74	216,44
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Santo Amaro da Imperatriz Vil	2035	1,0	1,0	7157,02	7.157,02	2.631,62	635,74	216,44
MIM - 138 kV	Santo Amaro da Imperatriz	2035	1,0	1,0	667,88	667,88	245,58	59,33	20,20
MIM - 138 kV	Santo Amaro da Imperatriz Vil	2035	1,0	1,0	667,88	667,88	245,58	59,33	20,20
LT 138 kV SANTO AMARO DA IMPERATRIZ - D# PALHOÇA CELESC - CASAN, C1 (Nova)						13.613,71	5.005,73	1.209,27	411,71
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 6,2 km	2035	6,2	1,0	740,13	4.588,81	1.687,29	407,61	138,78	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Santo Amaro da Imperatriz	2035	1,0	1,0	7157,02	7.157,02	2.631,62	635,74	216,44
MIM - 138 kV	Santo Amaro da Imperatriz	2035	1,0	1,0	667,88	667,88	245,58	59,33	20,20
Conjunto de chaves de abertura sob carga (Derivação Casan)	2035	1,0	1,0	1200,00	1.200,00	441,24	106,59	36,29	
SECC LT 138 kV ITAJÁ FAZENDA - BIGUAÇU, C1, NA SE ITAJÁ II (Nova)						17.602,16	6.990,06	1.563,56	1.107,25
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 1,9 km	2034	1,9	1,0	1027,56	1.952,36	775,31	173,42	122,81	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	2034	2,0	1,0	7157,02	14.314,04	5.684,30	1.271,48	900,41	
MIM - 138 kV	2034	1,0	1,0	1335,76	1.335,76	530,45	118,65	84,02	
ABERTURA: LT 138 kV BIGUAÇU - ITAJÁ FAZENDA, C1, NA SE CAMBIRÚ MORRO DO BOI - TIJUCAS (Nova)						102,76	40,81	9,13	6,46
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 0,1 km	2034	0,1	1,0	1027,56	102,76	40,81	9,13	6,46	
ABERTURA: LT 138 kV CAMBIRÚ MORRO DO BOI - TIJUCAS, C1, NA SE BIGUAÇU - ITAJÁ FAZENDA (Nova)						102,76	40,81	9,13	6,46
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 0,1 km	2034	0,1	1,0	1027,56	102,76	40,81	9,13	6,46	

Tabela 15-3 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 2

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						483.339,63	227.959,03	42.933,82	70.396,53
SE 230/138 kV TJUCAS (Nova)						108.862,20	58.814,86	9.669,95	24.151,65
1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ		2030	2,0	1,0	21963,68	43.927,36	23.732,59	3.901,95	9.745,51
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1,0	1,0	7585,77	7.585,77	4.098,36	673,82	1.682,94
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2030	1,0	1,0	5468,61	5.468,61	2.954,52	485,76	1.213,24
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2030	2,0	1,0	9562,95	19.125,90	10.333,13	1.698,90	4.243,18
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2030	2,0	1,0	6711,57	13.423,14	7.252,10	1.192,34	2.977,99
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4					2,0				
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT					4,0				
MIM - 230 kV		2030	1,0	1,0	2971,59	2.971,59	1.605,46	263,96	659,26
MIM - 138 kV		2030	1,0	1,0	1909,80	1.909,80	1.031,81	169,64	423,70
MIG (Terreno Rural)		2030	1,0	1,0	14450,03	14.450,03	7.806,90	1.283,56	3.205,81
SE 230/138 kV SANTO AMARO DA IMPERATRIZ (Nova)						101.767,73	40.413,37	9.039,77	6.401,59
1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ		2034	2,0	1,0	18394,78	36.789,56	14.609,64	3.267,92	2.314,21
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2034	1,0	1,0	7585,77	7.585,77	3.012,41	673,82	477,17
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2034	1,0	1,0	5468,61	5.468,61	2.171,66	485,76	344,00
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2034	2,0	1,0	9562,95	19.125,90	7.595,16	1.698,90	1.203,09
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2034	2,0	1,0	6711,57	13.423,14	5.330,51	1.192,34	844,37
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4					3,0				
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT					2,0				
MIM - 230 kV		2034	1,0	1,0	2971,59	2.971,59	1.180,06	263,96	186,92
MIM - 138 kV		2034	1,0	1,0	1909,80	1.909,80	758,41	169,64	120,13
MIG (Terreno Rural)		2034	1,0	1,0	14493,36	14.493,36	5.755,51	1.287,41	911,69
SECC LT 230 kV PALHOÇA - GASPAR II, C1, NA SE SANTO AMARO DA IMPERATRIZ (Nova)						28.797,34	11.435,82	2.557,99	1.811,47
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 1113 MCM (BLUEJAY), 3 km		2034	3,0	1,0	1859,23	5.577,69	2.214,98	495,45	350,86
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2034	2,0	1,0	10565,71	21.131,42	8.391,58	1.877,05	1.329,25
MIM - 230 kV		2034	1,0	1,0	2088,23	2.088,23	829,26	185,49	131,36
LT 230 kV BIGUAÇU - SANTO AMARO DA IMPERATRIZ, C1 (Nova)						50.605,58	20.096,17	4.495,16	3.183,29
Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BLUEJAY), 24 km		2034	24,0	1,0	1141,08	27.385,92	10.875,33	2.432,62	1.722,68
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Biguaçu	2034	1,0	1,0	10565,71	10.565,71	4.195,79	938,52	664,62
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Santo Amaro da Imperatriz	2034	1,0	1,0	10565,71	10.565,71	4.195,79	938,52	664,62
MIM - 230 kV	Biguaçu	2034	1,0	1,0	1044,12	1.044,12	414,63	92,75	65,68
MIM - 230 kV	Santo Amaro da Imperatriz	2034	1,0	1,0	1044,12	1.044,12	414,63	92,75	65,68
LT 138 kV SANTO AMARO DA IMPERATRIZ - SANTO AMARO DA IMPERATRIZ VILA BECKER, C1 (Nova)						19.350,45	7.684,33	1.718,85	1.217,22
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 5 km		2034	5,0	1,0	740,13	3.700,65	1.469,58	328,72	232,79
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Santo Amaro da Imperatriz	2034	1,0	1,0	7157,02	7.157,02	2.842,15	635,74	450,20
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Santo Amaro da Imperatriz Vil	2034	1,0	1,0	7157,02	7.157,02	2.842,15	635,74	450,20
MIM - 138 kV	Santo Amaro da Imperatriz	2034	1,0	1,0	667,88	667,88	265,22	59,33	42,01
MIM - 138 kV	Santo Amaro da Imperatriz Vil	2034	1,0	1,0	667,88	667,88	265,22	59,33	42,01
LT 138 kV SANTO AMARO DA IMPERATRIZ - D# PALHOÇA CELESC - CASAN, C1 (Nova)						13.613,71	5.406,19	1.209,27	856,36
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 6,2 km		2034	6,2	1,0	740,13	4.588,81	1.822,28	407,61	288,65
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Santo Amaro da Imperatriz	2034	1,0	1,0	7157,02	7.157,02	2.842,15	635,74	450,20
MIM - 138 kV	Santo Amaro da Imperatriz	2034	1,0	1,0	667,88	667,88	265,22	59,33	42,01
Conjunto de chaves de abertura sob carga (Derivação Casan)		2034	1,0	1,0	1200,00	1.200,00	476,54	106,59	75,48

					48.264,92	26.076,03	4.287,25	10.707,82
LT 230 kV BIGUAÇU - TIJUCAS, C1 (Nova)								
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 24,5 km	2030	24,5	1,0	1026,63	25.152,44	13.589,08	2.234,23	5.580,20
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Biguaçu	2030	1,0	10565,71	10.565,71	5.708,32	938,52	2.344,06
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Tijucas	2030	1,0	10565,71	10.565,71	5.708,32	938,52	2.344,06
MIM - 230 kV	Biguaçu	2030	1,0	990,53	990,53	535,15	87,99	219,75
MIM - 230 kV	Tijucas	2030	1,0	990,53	990,53	535,15	87,99	219,75
LT 230 kV ITAJAÍ - TIJUCAS, C1 (Nova)					59.455,18	32.121,78	5.281,25	13.190,44
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 35,4 km	2030	35,4	1,0	1026,63	36.342,70	19.634,83	3.228,23	8.062,82
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Itajai	2030	1,0	10565,71	10.565,71	5.708,32	938,52	2.344,06
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Tijucas	2030	1,0	10565,71	10.565,71	5.708,32	938,52	2.344,06
MIM - 230 kV	Itajai	2030	1,0	990,53	990,53	535,15	87,99	219,75
MIM - 230 kV	Tijucas	2030	1,0	990,53	990,53	535,15	87,99	219,75
SECC LT 138 kV TIJUCAS (CELESC) - PORTO BELO, C1, NA SE TIJUCAS (Nova)					17.305,21	9.349,46	1.537,18	3.839,25
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 1,8 km	2030	1,8	1,0	919,67	1.655,41	894,36	147,05	367,26
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	2030	2,0	1,0	7157,02	14.314,04	7.733,43	1.271,48	3.175,64
MIM - 138 kV	2030	1,0	1,0	1335,76	1.335,76	721,67	118,65	296,35
SECC LT 138 kV TIJUCAS (CELESC) - ITAPEMA MEIA PRAIA, C1, NA SE TIJUCAS (Nova)					17.715,16	9.570,95	1.573,59	3.930,20
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1,8 km	2030	1,8	1,0	1147,42	2.065,36	1.115,85	183,46	458,21
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	2030	2,0	1,0	7157,02	14.314,04	7.733,43	1.271,48	3.175,64
MIM - 138 kV	2030	1,0	1,0	1335,76	1.335,76	721,67	118,65	296,35
SECC LT 138 kV BIGUAÇU - ITAJAÍ FAZENDA, C1, NA SE ITAJAÍ II (Nova)					17.602,16	6.990,06	1.563,56	1.107,25
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 1,9 km	2034	1,9	1,0	1027,56	1.952,36	775,31	173,42	122,81
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	2034	2,0	1,0	7157,02	14.314,04	5.684,30	1.271,48	900,41
MIM - 138 kV	2034	1,0	1,0	1335,76	1.335,76	530,45	118,65	84,02


Tabela 15-4 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 3

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						366.953,95	169.041,55	32.595,58	48.975,04
SE 230/138 kV BIGUAÇU (Ampliação/Adequação)						44.742,26	24.172,85	3.974,34	9.926,30
3° ATF 230/138 kV, 1 x 225 MVA 3Φ	2030	1,0	1,0	18726,54	18.726,54	10.117,37	1.663,43	4.154,58	
3° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ (Valor restante do transformador r	2030	1,0	0,6	15692,66	9.415,60	5.086,95	836,36	2.088,90	
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2030	1,0	1,0	9732,94	9.732,94	5.258,40	864,55	2.159,30	
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2030	1,0	1,0	6867,18	6.867,18	3.710,12	609,99	1.523,52	
SE 138 kV POTO BELO 2,4 -> 4,8 Mvar (Ampliação/Adequação)						1.632,09	755,97	144,97	222,41
3° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 4,8 Mvar 3Φ	2032	1,0	1,0	1632,09	1.632,09	755,97	144,97	222,41	
SE 138 kV BOMBINHAS (Ampliação/Adequação)						8.991,90	4.164,99	798,73	1.225,37
2° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 4,8 Mvar 3Φ	2032	1,0	1,0	1530,30	1.530,30	708,82	135,93	208,54	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2032	1,0	1,0	6793,72	6.793,72	3.146,81	603,47	925,81	
MIM - 138 kV	2032	1,0	1,0	667,88	667,88	309,36	59,33	91,02	
SE 138 kV BOMBINHAS (Ampliação/Adequação)						8.991,90	3.856,47	798,73	882,81
3° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 4,8 Mvar 3Φ	2033	1,0	1,0	1530,30	1.530,30	656,32	135,93	150,24	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2033	1,0	1,0	6793,72	6.793,72	2.913,71	603,47	667,00	
MIM - 138 kV	2033	1,0	1,0	667,88	667,88	286,44	59,33	65,57	
SE 230/138 kV SANTO AMARO DA IMPERATRIZ (Nova)						101.767,73	43.646,44	9.039,77	9.991,41
1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2033	2,0	1,0	18394,78	36.789,56	15.778,41	3.267,92	3.611,95	
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2033	1,0	1,0	7585,77	7.585,77	3.253,41	673,82	744,76	
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2033	1,0	1,0	5468,61	5.468,61	2.345,39	485,76	536,90	
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2033	2,0	1,0	9562,95	19.125,90	8.202,77	1.698,90	1.877,75	
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2033	2,0	1,0	6711,57	13.423,14	5.756,95	1.192,34	1.317,86	
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			3,0						
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			2,0						
MIM - 230 kV	2033	1,0	1,0	2971,59	2.971,59	1.274,46	263,96	291,75	
MIM - 138 kV	2033	1,0	1,0	1909,80	1.909,80	819,08	169,64	187,50	
MIG (Terreno Rural)	2033	1,0	1,0	14493,36	14.493,36	6.215,95	1.287,41	1.422,94	
SECC LT 230 kV PALHOÇA - GASPAR II, C1, NA SE SANTO AMARO DA IMPERATRIZ (Nova)						28.797,34	12.350,69	2.557,99	2.827,28
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 1113 MCM (BLUEJAY), 3 km	2033	3,0	1,0	1859,23	5.577,69	2.392,18	495,45	547,61	
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2033	2,0	1,0	10565,71	21.131,42	9.062,90	1.877,05	2.074,65	
MIM - 230 kV	2033	1,0	1,0	2088,23	2.088,23	895,61	185,49	205,02	
LT 230 kV BIGUAÇU - SANTO AMARO DA IMPERATRIZ, C1 (Nova)						50.605,58	21.703,87	4.495,16	4.968,38
Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BLUEJAY), 24 km	2033	24,0	1,0	1141,08	27.385,92	11.745,35	2.432,62	2.688,71	
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Biguaçu	2033	1,0	10565,71	10.565,71	4.531,45	938,52	1.037,33	
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Santo Amaro da Imperatriz	2033	1,0	10565,71	10.565,71	4.531,45	938,52	1.037,33	
MIM - 230 kV	Biguaçu	2033	1,0	1044,12	1.044,12	447,81	92,75	102,51	
MIM - 230 kV	Santo Amaro da Imperatriz	2033	1,0	1044,12	1.044,12	447,81	92,75	102,51	

LT 138 kV SANTO AMARO DA IMPERATRIZ - SANTO AMARO DA IMPERATRIZ VILA BECKER, C1 (Nova)					19.350,45	8.299,08	1.718,85	1.899,80
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 5 km	2033	5,0	1,0	740,13	3.700,65	1.587,15	328,72	363,32
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Santo Amaro da Imperatriz	2033	1,0	1,0	7157,02	7.157,02	3.069,52	635,74
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Santo Amaro da Imperatriz Vil	2033	1,0	1,0	7157,02	7.157,02	3.069,52	635,74
MIM - 138 kV	Santo Amaro da Imperatriz	2033	1,0	1,0	667,88	667,88	286,44	59,33
MIM - 138 kV	Santo Amaro da Imperatriz Vil	2033	1,0	1,0	667,88	667,88	286,44	59,33
LT 138 kV SANTO AMARO DA IMPERATRIZ - D# PALHOÇA CELESC - CASAN, C1 (Nova)					13.613,71	5.838,69	1.209,27	1.336,57
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 6,2 km	2033	6,2	1,0	740,13	4.588,81	1.968,06	407,61	450,52
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Santo Amaro da Imperatriz	2033	1,0	1,0	7157,02	7.157,02	3.069,52	635,74
MIM - 138 kV	Santo Amaro da Imperatriz	2033	1,0	1,0	667,88	667,88	286,44	59,33
Conjunto de chaves de abertura sob carga (Derivação Casan)	2033	1,0	1,0	1200,00	1.200,00	514,66	106,59	117,81
SECC LT 138 kV ITAJÁ FAZENDA - BIGUAÇU, C1, NA SE ITAJÁ II (Nova)					17.602,16	8.805,46	1.563,56	3.122,97
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 1,9 km	2031	1,9	1,0	1027,56	1.952,36	976,67	173,42	346,39
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	2031	2,0	1,0	7157,02	14.314,04	7.160,58	1.271,48	2.539,59
MIM - 138 kV	2031	1,0	1,0	1335,76	1.335,76	668,21	118,65	236,99
SE 230/138 kV BIGUAÇU (Ampliação/Adequação)					70.653,32	35.344,25	6.275,95	12.535,27
1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ	2031	2,0	1,0	18726,54	37.453,08	18.735,86	3.326,86	6.644,90
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2031	2,0	1,0	9732,94	19.465,88	9.737,79	1.729,10	3.453,62
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2031	2,0	1,0	6867,18	13.734,36	6.870,60	1.219,99	2.436,74
ABERTURA: LT 138 kV CAMBORIÚ MORRO DO BOI - TIJUCAS, C1, NA SE BIGUAÇU - ITAJÁ FAZENDA (Nova)					102,76	51,40	9,13	18,23
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 0,1 km	2031	0,1	1,0	1027,56	102,76	51,40	9,13	18,23
ABERTURA: LT 138 kV BIGUAÇU - ITAJÁ FAZENDA, C1, NA SE CAMBORIÚ MORRO DO BOI - TIJUCAS (Nova)					102,76	51,40	9,13	18,23
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 0,1 km	2031	0,1	1,0	1027,56	102,76	51,40	9,13	18,23

15.3 Formulários de Consultas sobre a Viabilidade de Expansões da Subestação

15.3.1 Subestação Biguaçu

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 17/01/2023
		Revisão:
		Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Atendimento à Região Continental da Grande Florianópolis

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: SE 525/230/138 kV Biguaçu **Proprietária:** CGT Eletrosul

1. Módulos de Manobra

- EL Quantidade: 2* Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4
- CT Quantidade: 3** Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 230/138 Arranjo Prim.: BD4 Sec.: BPT Ter:

2. Módulos de Equipamentos


- Autotransformadores Quantidade: 3** Potência (MVA): 225 Tensão Prim./Sec. (kV) 230/138 Fase: 3

2. Observações:

* Consulta referente a implementação de novos circuitos de Biguaçu para Santo Amaro da Imperatriz (Nova SE) e/ou Tijucas (Nova SE).

** Substituição de 3 dos 4 atuais transformadores 230/138 kV por novas unidades de 225 MVA. A substituição começaria pelo TF7 em 2030, seguida pela substituição dos TF5 e TF6 em 2031. A substituição do quarto tende a ser necessária depois de 2036.

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

 <p>Empresa de Pesquisa Energética</p>	<p>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</p>	<p>Data: 17/01/2023</p> <hr/> <p>Revisão:</p> <hr/> <p>Página: 2 - 4</p>
---	---	--

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

1. Módulos de Manobra

- EL Quantidade: 2 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4
- CT Quantidade: 3 Tensão (kV): 230/138 Arranjo: BD4

2. Módulos de Equipamentos


- Autotransformadores Quantidade: 3 Potência (MVA): 225 Tensão Prim./Sec. (kV) 230/138 Fase: 3

3. Módulo de Infraestrutura Geral

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

4. Outros

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

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 17/01/2023
		Revisão:
		Página: 3 – 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

- 1) O pátio da SE Biguaçu há viabilidade para mais duas saídas de linha 230 kV, em BD4, no sentido oeste;
- 2) A substituição dos transformadores 230/138-13,8 kV, 150 MVA por unidades trifásicas de 225 MVA, é possível mediante adaptação e eventual reforço das bases, fundações, paredes corta-fogo, bacias de contenção e caixa separadora de óleo.
- 3) Com a substituição e aumento da potência dos transformadores, a capacidade dos equipamentos relativos aos CT's e IB's dos pátios de 230 kV e 138 kV, bem como dos barramentos deverão ser verificados quanto a sua adequabilidade às novas correntes.
- 4) Eventual compatibilização do sistema de proteção e controle também precisam ser considerados.
- 5) Para confirmação das condições para a entrada de linha na SE Biguaçu 230 kV, será necessário levantamento em campo para avaliação das restrições ambientais, patrimoniais e interferências outras não contempladas nas documentações/desenhos existentes.

17/01/2023

Data da Solicitação


31/01/2023

Data da Entrega do Formulário

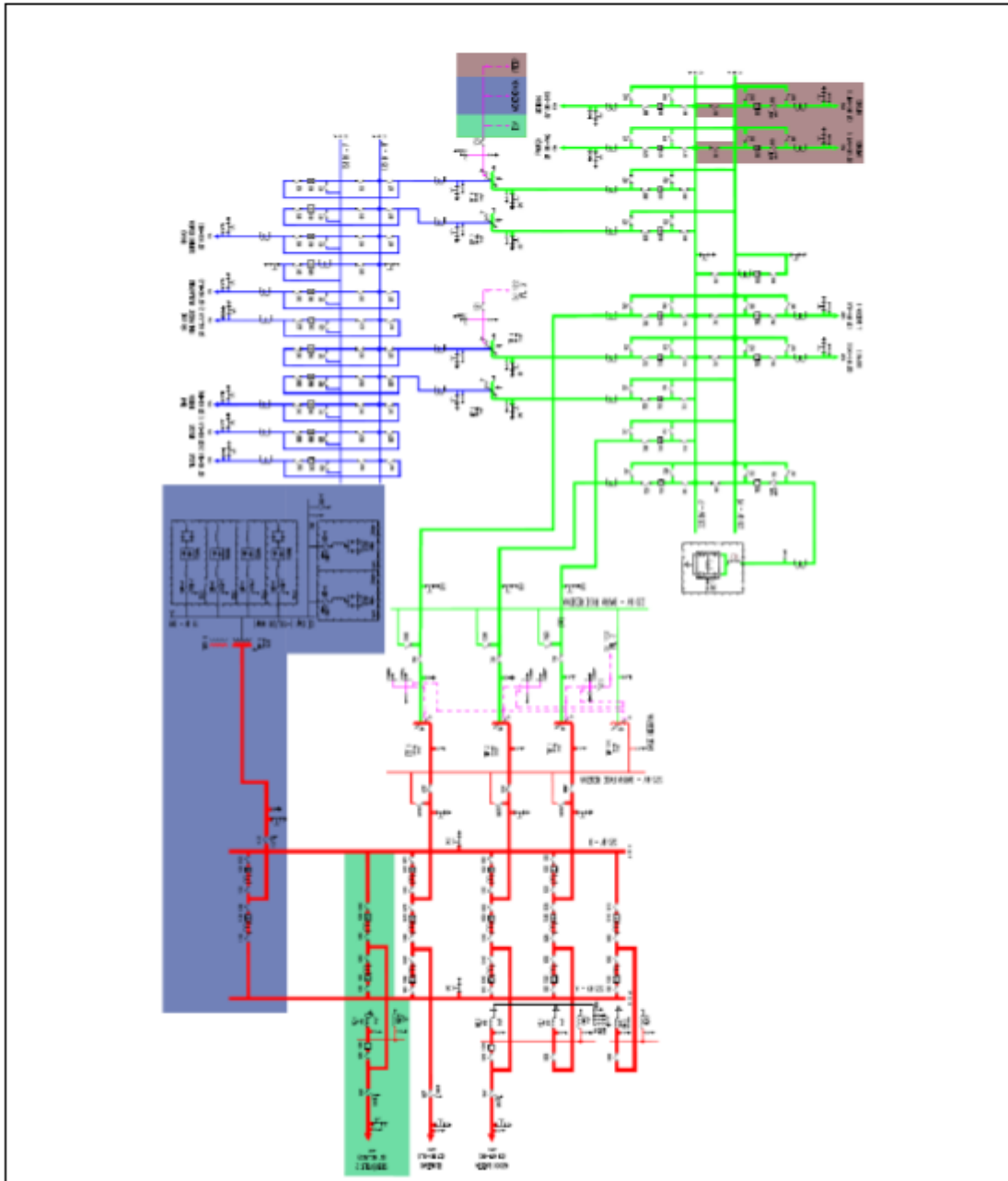
gov.br
 Documento assinado digitalmente
 DÓRIS KÜHLKAMP DE BARROS
 Data: 31/01/2023 17:24:02-0300
 Verifique em <https://verificador.it.br>

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

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
 Nome: Dóris Kühlkamp de Barros
 cargo: Eng. de Projetos

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 17/01/2023
		Revisão:
		Página: 4 - 4

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR



Conforme informação da CGT Eletrosul, cabe destacar a existência de 05 (cinco) módulos de entrada de linha de 138kV disponíveis na SE Biguaçu.

15.4 Fichas PET

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUL

Empreendimento:	UF: SC
SE 230/138 kV BIGUAÇU (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2030
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 meses

Justificativa:

N-1 da transformação 230/138kV de Biguaçu.

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

1º, 2º e 3º ATF 230/138 kV, 1 x 225 MVA 3Φ (substituição dos existentes)	56.179,62
3 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	29.198,82
3 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	20.601,54

Total de Investimentos Previstos: **105.979,98**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2022.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUL

Empreendimento: SE 230/138 kV SANTO AMARO DA IMPERATRIZ (Nova)	UF: SC
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2033
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Atendimento da região metropolitana de Florianópolis

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

1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	36.789,56
1 IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	7.585,77
1 IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	5.468,61
2 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	19.125,90
2 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	13.423,14
MIM - 230 kV	2.971,59
MIM - 138 kV	1.909,80
MIG (Terreno Rural)	14.493,36

Total de Investimentos Previstos: **101.767,73**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2022.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUL

Empreendimento:

SECC LT 230 kV PALHOÇA - GASPAR II, C1, NA SE SANTO AMARO DA IMPERATIZ (Nova)

UF: **SC**

DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2033**

PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Atendimento da região metropolitana de Florianópolis

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

Circuito Duplo 230 kV, 1 x 1113 MCM (BLUEJAY), 3 km	5.577,69
2 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	21.131,42
MIM - 230 kV	2.088,23

Total de Investimentos Previstos: 28.797,34

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2022.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUL

Empreendimento:	UF: SC
LT 230 kV BIGUAÇU - SANTO AMARO DA IMPERATRIZ, C1 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2033
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Atendimento da região metropolitana de Florianópolis

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

Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BLUEJAY), 24 km	27.385,92
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Biguaçu	10.565,71
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Santo Amaro da Imperatriz	10.565,71
MIM - 230 kV // Biguaçu	1.044,12
MIM - 230 kV // Santo Amaro da Imperatriz	1.044,12

Total de Investimentos Previstos: **50.605,58**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2022.

15.5 Nota Técnica EPE/DEA/SMA 005/2023

Análise Socioambiental do Estudo de Atendimento à Região Continental da Grande Florianópolis



Empresa de Pesquisa Energética

NOTA TÉCNICA EPE/DEA/SMA 005/2023

**Análise Socioambiental
do Estudo de Atendimento à
Região Continental da Grande
Florianópolis**

(Relatório R1)



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MME/SPE

Ministério de Minas e Energia

Ministro
Alexandre Silveira de Oliveira

Secretária Executiva
Efrain Pereira da Cruz

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira



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
Angela Livino (interina)

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Giovani Vitória Machado (interino)

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível
Heloísa Borges Esteves

Diretor de Gestão Corporativa
Angela Livino

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

Sede
Esplanada dos Ministérios Bloco "U" - Ministério de Minas e Energia - Sala 744 - 7º andar
Brasília - DF - CEP: 70.065-900
Escritório Central
Praça Pio X, nº 54 - 5º Andar
Rio de Janeiro - RJ - CEP: 20090-003

NOTA TÉCNICA EPE/DEA/SMA
005/2023

Análise Socioambiental do Estudo de Atendimento à Região Continental da Grande Florianópolis

(Relatório R1)

Coordenação Geral
Angela Livino (interina)


Coordenação Executiva
Elisângela Medeiros de Almeida

Equipe Técnica
André Cassino Ferreira
Paula Cunha Coutinho de Andrade
Silvana Andreoli Espig

NT EPE/DEA/SMA 005/2023
24 de março de 2022

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

IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO E REVISÕES

<i>EXECUÇÃO</i>  Empresa de Pesquisa Energética		
<i>PROJETO</i> ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO		
<i>ÁREA DE ESTUDO</i> ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL		
<i>NOTA TÉCNICA</i> NT EPE-DEA-SMA 005/2023		
<i>PRODUTO</i> ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL DO ESTUDO DE ATENDIMENTO À REGIÃO CONTINENTAL DA GRANDE FLORIANÓPOLIS		
<i>REVISÕES</i>	<i>DATA</i>	<i>DESCRIÇÃO SUCINTA</i>
Rev0	24/03/2023	Emissão Original

SUMÁRIO

SIGLÁRIO	6
1 INTRODUÇÃO	8
2 PROCEDIMENTOS	10
2.1 ÁREAS REFERENCIAIS PARA SUBESTAÇÕES	10
2.2 CORREDORES PARA LINHAS DE TRANSMISSÃO	11
2.3 BASE DE DADOS UTILIZADA	11
3 CARACTERIZAÇÃO DOS EMPRENDIMENTOS PLANEJADOS	13
3.1 SUBESTAÇÃO SE 230/138 kV SANTO AMARO DA IMPERATRIZ E SECCIONAMENTO DA LT 230 kV PALHOÇA - GASPAR 2 NA SE SANTO AMARO DA IMPERATRIZ	13
3.2 LT 230 kV BIGUAÇU - SANTO AMARO DA IMPERATRIZ C1	21
REFERÊNCIAS	31
APÊNDICE	35

SIGLÁRIO

Anac	Agência Nacional de Aviação Civil
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANM	Agência Nacional de Mineração
APP	Área de Preservação Permanente
CAR	Cadastro Ambiental Rural
Cecav	Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas
CPRM	Serviço Geológico do Brasil
C1	1º circuito
C2	2º circuito
CD	Circuito duplo
CS	Circuito simples
Embrapa	Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FCP	Fundação Cultural Palmares
Funai	Fundação Nacional do Índio
GASBOL	Gasoduto Brasil-Bolívia
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMBio	Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade
Iphan	Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional
Incra	Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária
Inpe	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
LT	Linha de Transmissão
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
OSM	Open Street Map
PA	Projeto de Assentamento Rural
Parna	Parque Nacional
R1	Viabilidade técnico-econômica e socioambiental
R3	Definição da diretriz de traçado e análise socioambiental para linhas de transmissão e subestações
RPPN	Reserva Particular do Patrimônio Natural
SC	Santa Catarina

SE	Subestação de Energia
SIG	Sistema de Informações Geográficas
SIGEL	Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico
SMA	Superintendência de Meio Ambiente
STE	Superintendência de Transmissão de Energia Elétrica
TI	Terra Indígena
TQ	Terra Quilombola
UHE	Usina Hidrelétrica
UC	Unidade de Conservação

1 INTRODUÇÃO

O presente documento apresenta a análise socioambiental da solução de transmissão indicada para atendimento à região continental da Grande Florianópolis, sendo parte integrante do respectivo Relatório R1.

Os estudos realizados pela Superintendência de Transmissão de Energia (STE) da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) recomendaram a implantação de uma nova subestação (SE) de rede básica, um seccionamento de linha e uma linha de transmissão (LT), além de obras de distribuição, para aumentar a confiabilidade e a qualidade do atendimento na região.

As tabelas e a figura a seguir apresentam os empreendimentos de rede básica planejados.

Tabela 1 – Subestação planejada

Subestação planejada	Tensão (kV)	Município / Estado
Santo Amaro da Imperatriz	230/138	Santo Amaro da Imperatriz / SC

Tabela 2 – Seccionamento e Linha de Transmissão planejados

Seccionamento de Linha de Transmissão	Extensão aproximada (km)
Seccionamento da LT 230 kV Palhoça - Gaspar 2 na SE Santo Amaro da Imperatriz	3
LT 230 kV Biguaçu – Santo Amaro da Imperatriz, C1	24

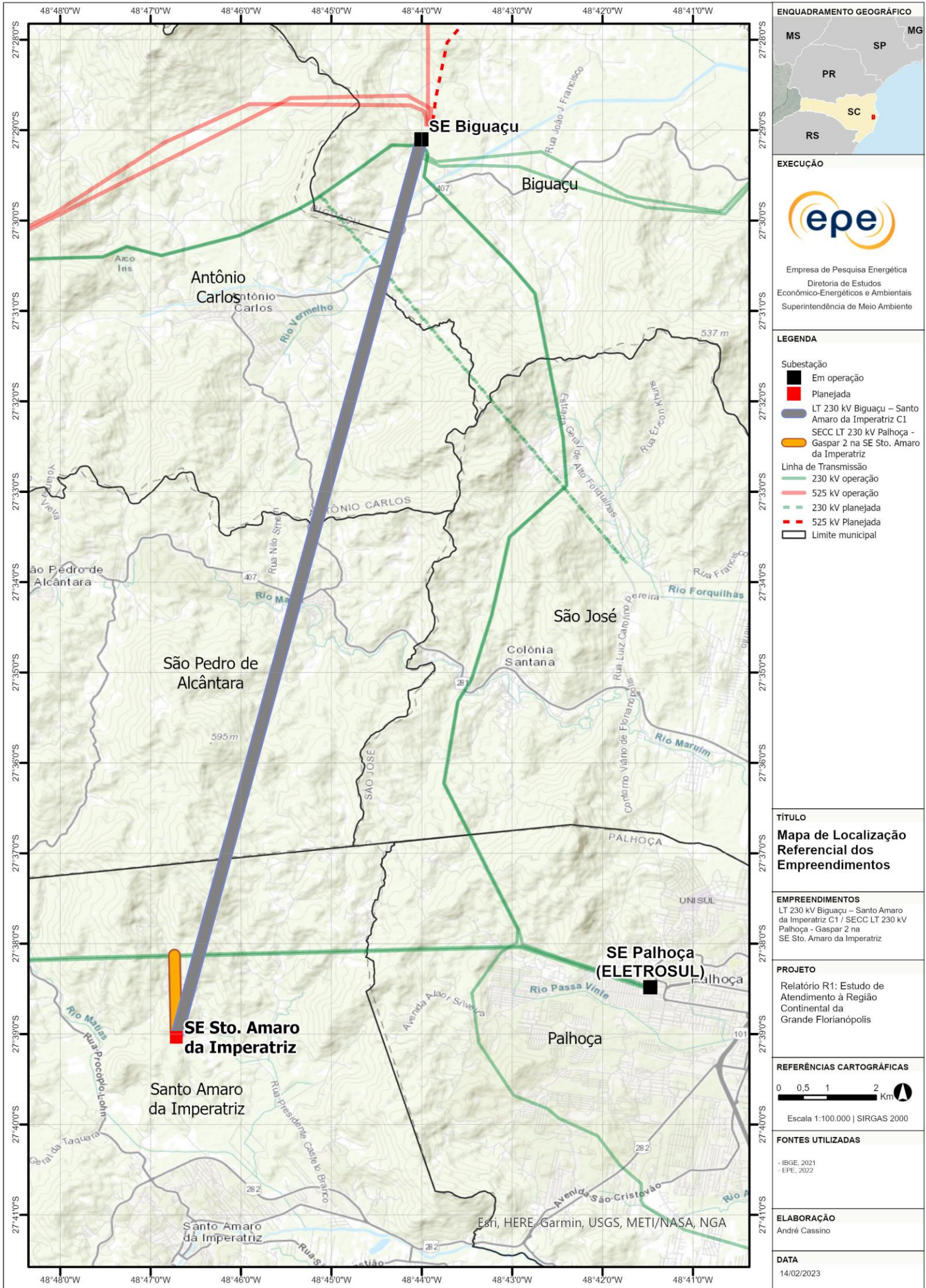


Figura 1 – Localização referencial dos empreendimentos

2 PROCEDIMENTOS

Nos relatórios R1, as análises socioambientais têm caráter preliminar e focam na região de ocorrência dos empreendimentos para a definição de corredores de estudo para LTs e de áreas referenciais circulares para SEs, utilizando dados secundários como base.

Por meio de ferramentas de Sistema de Informações Geográficas (SIG) e com o auxílio de imagens de satélite e bases cartográficas dos temas mais relevantes do ponto de vista socioambiental, foram realizadas avaliações que levantaram as regiões promissoras para o delineamento do corredor de estudo para a LT e para a região de implantação da nova SE e seccionamento de linha, considerando premissas indicadas nos estudos elétricos.

2.1 Áreas referenciais para subestações

As áreas referenciais para SEs delimitam regiões que, de acordo com as premissas adotadas e informações disponíveis, são consideradas mais adequadas para a seleção de alternativas de terrenos durante a elaboração dos relatórios R3.

Sua localização está vinculada aos estudos elétricos, que indicam locais preliminares que conferem o melhor desempenho elétrico da alternativa de interligação de acordo com a configuração da rede. Essas áreas são o ponto de partida para os estudos socioambientais, buscando-se, nos arredores, locais preferencialmente sem restrições socioambientais e com aspectos físicos favoráveis para a construção da subestação.

A caracterização da área referencial apresentada nesta nota técnica contempla: aspectos determinantes para a sua delimitação; representação dos temas principais por mapas e figuras; e a localização das áreas de sensibilidade socioambiental e/ou restritivas para a implantação do empreendimento. Ao final, são listadas as recomendações para a escolha da área específica da subestação a ser apontada no relatório R3.

Em função da curta extensão do seccionamento da LT 230 kV Palhoça - Gaspar 2 na SE Santo Amaro da Imperatriz, sua caracterização foi realizada de forma conjunta com a da área referencial para a subestação Santo Amaro da Imperatriz. Ao final, são apresentadas as recomendações para a definição do terreno da SE e do traçado do seccionamento quando da elaboração do relatório R3.

2.2 Corredores para linhas de transmissão

Os corredores delimitam as regiões a serem atravessadas pelas LTs que, de acordo com as premissas adotadas e informações disponíveis, são consideradas as mais adequadas para a indicação de traçados durante a elaboração dos relatórios R3. Os corredores são delineados a partir da metodologia de análise de convergência, no sentido de possibilitar alternativas factíveis de traçados a serem indicadas durante elaboração dos Relatórios R3.

A Análise de Convergência baseia-se na análise individual de dois ou mais analistas que, de forma independente, elaboram suas proposições de traçado ou localização de SE. Posteriormente, as propostas locais e respectivos critérios de definição são confrontados e discutidos com vistas à redução de subjetividades, de modo a se convergir para resultados com maior ganho de efetividade na definição de traçados preliminares para comparação de alternativas elétricas, bem como para definição de corredores e áreas referenciais de subestações no âmbito do Relatório R1.

A caracterização do corredor apresentada nesta nota técnica contempla mapas de temas relevantes, aspectos determinantes para a sua delimitação e a localização das áreas de sensibilidade socioambiental e/ou restritivas para a implantação dos empreendimentos. Ao final, são apresentadas as recomendações para a definição do traçado da LT quando da elaboração do relatório R3.

2.3 Base de dados utilizada

Para a elaboração da análise foram consultadas e/ou utilizadas informações das seguintes bases de dados:

- Aeródromos Públicos e Privados (Anac, 2020 e ICA, 2018)
- Base Map (ESRI, 2023)
- Cadastro Ambiental Rural (CAR, 2023)
- Cavernas Naturais Subterrâneas (ICMBio/CANIE, 2022)
- Declividade em Percentual do Relevo Brasileiro (CPRM, 2010)
- Dutos (EPE, 2018)
- Identificação, mapeamento e quantificação das áreas urbanas do Brasil (Embrapa, 2017)
- Limites Municipais Brasileiros (IBGE, 2021)
- Linhas de transmissão e subestações existentes e planejadas (EPE, 2023)
- Mapa da Área de Aplicação da Lei da Mata Atlântica (IBGE, 2008)

- Mapeamento do uso do solo do território brasileiro (MapBiomass, 2021)
- Processos Minerários (ANM, 2023)
- Projetos de Assentamento Rural (Incra, 2023a)
- Rede Viária (OSM, 2021)
- Relevo sombreado (Inpe, 2011)
- Sítios arqueológicos georreferenciados (Iphan, 2023)
- Terras Indígenas (Funai, 2022)
- Territórios Quilombolas (Incra, 2022)
- Unidades de Conservação Federais, Estaduais e Municipais (MMA, 2022; Eletrobras, 2020; ICMBio, 2020)
- Unidades de Geração Elétrica (Aneel/SIGEL, 2023)

3 CARACTERIZAÇÃO DOS EMPRENDIMENTOS PLANEJADOS

Os subitens seguintes apresentam a caracterização da área referencial indicada para a implantação da SE e seccionamento de linha e do corredor indicado para a linha de transmissão planejada.

3.1 Subestação SE 230/138 kV Santo Amaro da Imperatriz e Seccionamento da LT 230 kV Palhoça - Gaspar 2 na SE Santo Amaro da Imperatriz

Como mencionado, devido a sua curta extensão e localização muito próxima a SE planejada Santo Amaro da Imperatriz, o seccionamento da LT 230 kV Palhoça-Gaspar 2 C1 na SE Santo Amaro da Imperatriz será descrito de forma conjunta com esta subestação. Destaca-se que o seccionamento será realizado a partir de torres de circuito duplo.

Para a indicação da área da SE Santo Amaro da Imperatriz, foram determinantes os seguintes aspectos: proximidade com a linha a ser seccionada; proximidade com os centros de carga para atendimento da rede de distribuição elétrica e com possíveis futuros pontos de seccionamentos de linhas de distribuição ou transmissão e facilidade de acesso para a execução das obras. Além disso, buscou-se indicar uma região com disponibilidade de terrenos que permitam a implantação e expansão da subestação, além da chegada de novas linhas.

Infraestrutura e localização

A SE Santo Amaro da Imperatriz está planejada para suprir o aumento na demanda de energia elétrica prevista para os próximos anos na região de seu entorno. A área definida para a subestação, considerando futuras ampliações, é de 50.960 m² (182 m x 280 m).

A área de estudo proposta para a implantação da SE Santo Amaro da Imperatriz e do seccionamento da LT 230 kV Palhoça-Gaspar 2 C1 na SE Santo Amaro da Imperatriz localiza-se no estado de Santa Catarina, inteiramente no município de Santo Amaro da Imperatriz (Figura 2). A área foi estabelecida com base em um raio de 2,5 km a partir do ponto central de coordenadas 27°39'2,16"S e 48°46'42,93"O, limitada ao norte pela LT 230 kV Palhoça - Gaspar 2. A extensão estimada do seccionamento é de 3 km, com faixa de servidão referencial de 43,5 metros. A tabela abaixo apresenta as coordenadas dos pontos referenciais estabelecidos para a subestação e seccionamento.

Tabela 3 – Coordenadas dos pontos referenciais da subestação e seccionamento

Subestação / seccionamento	Latitude	Longitude
SE Santo Amaro da Imperatriz ¹	27°39'2,16"S	48°46'42,93"O
Ponto do seccionamento da LT 230 kV Palhoça-Gaspar 2 C1 na SE Santo Amaro da Imperatriz	27°38'20,18"S	48°46'38,51"O

¹ As coordenadas da subestação planejada referem-se ao ponto central da área referencial definida.

O gasoduto Gasbol (trecho Biguaçu-Siderópolis) cruza a área proposta para implantação da subestação e do seccionamento, fato que deve ser considerado na definição do terreno da SE, de forma a evitar a interferência no duto (Figura 2).

À sul da área de estudo proposta localiza-se a sede do município de Santo Amaro da Imperatriz, em área de expansão urbana e com presença de chácaras. A maioria dos lotes na área de estudo estão registrados no Sistema de Cadastro Ambiental Rural (CAR).

As principais rodovias de acesso à região são a BR-282 e a Rua Procópio Lohn. Cabe ressaltar que, conforme bases consultadas, não há aeródromos ou ferrovias nas proximidades.

De acordo com informações disponíveis no sítio eletrônico da Aneel, não foram identificados empreendimentos de geração de energia planejados na área proposta para implantação da subestação e do seccionamento.

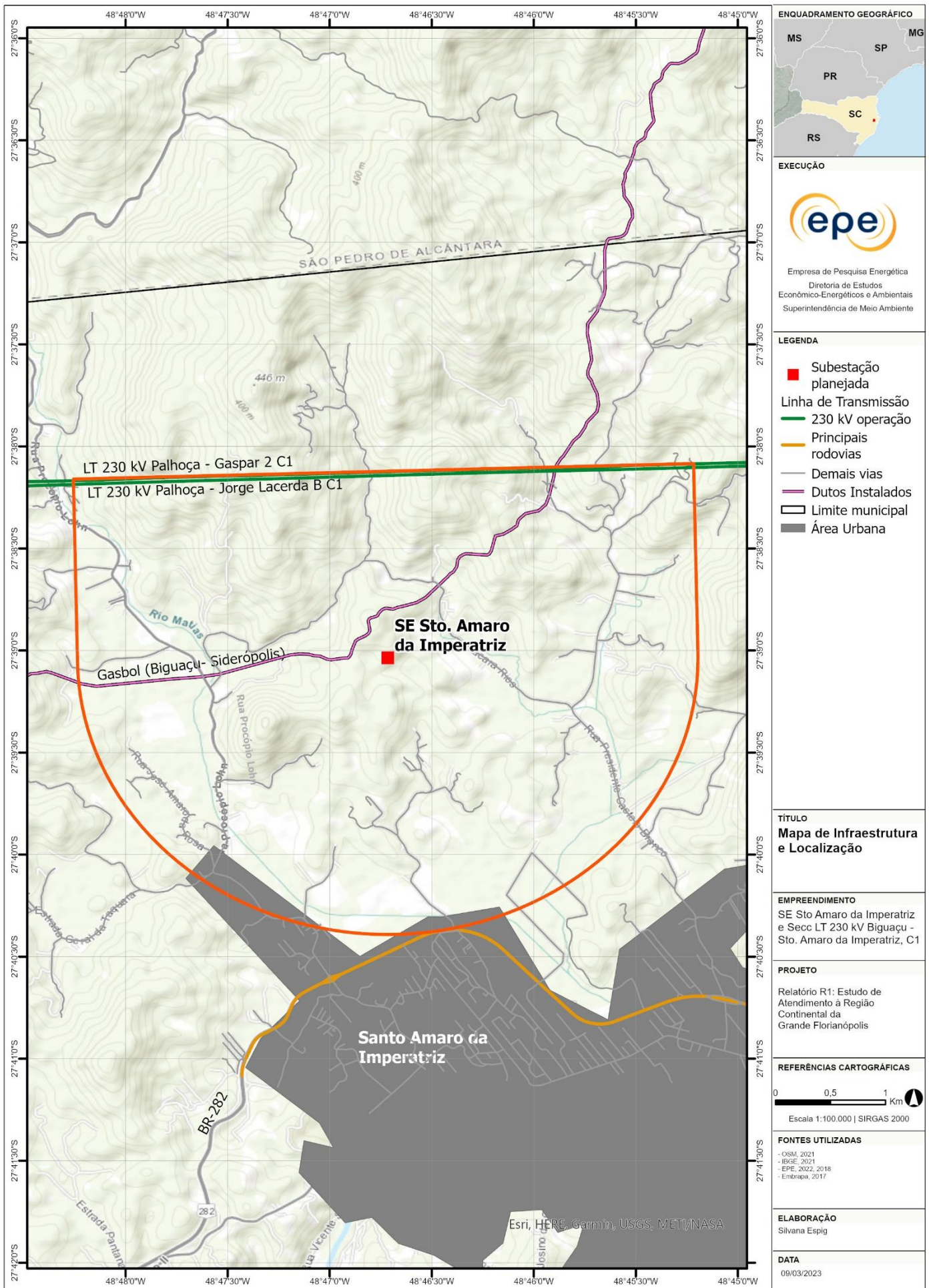


Figura 2 – Localização e infraestrutura na área proposta para implantação dos empreendimentos

Vegetação e uso do solo

A área referencial está inserida no Bioma Mata Atlântica e o uso do solo é caracterizado por um mosaico de agricultura, pastagem, lavouras temporárias, formações florestais, pequenas áreas de silvicultura e áreas edificadas¹ (Figura 3).

O Plano Diretor Participativo do Município de Santo Amaro da Imperatriz foi consolidado e está disponível para consulta a versão preliminar no sítio eletrônico da Prefeitura². A área proposta para implantação da subestação e do seccionamento encontra-se na Macrozona Rural Norte (MZRN), sendo os principais objetivos:

I - Garantir a preservação dos recursos hídricos da estabilidade geológica, da biodiversidade e da paisagem;

II - Restringir a ocupação ao uso rural adequado às condicionantes ambientais;

III - Promover o desenvolvimento de práticas rurais familiares, de pequeno e médio porte de baixo impacto;

IV - Estruturar as principais vias de acesso entre Santo Amaro da Imperatriz com o município de São Pedro de Alcântara.

¹ Mapbiomas, 2021.

² <http://www.santoamaro.sc.gov.br/planodiretor/versao-preliminar>

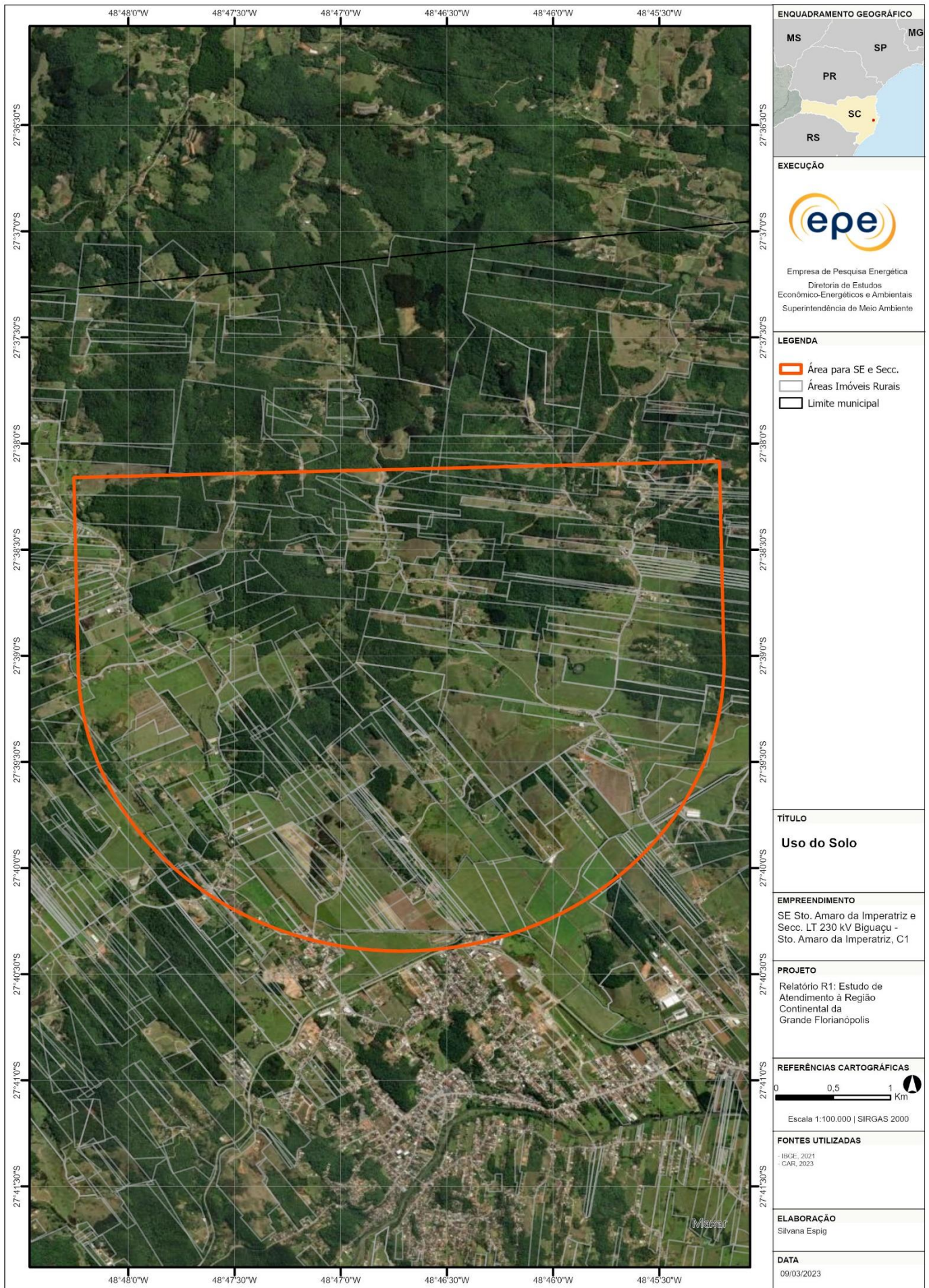


Figura 3 – Uso do solo na área proposta para implantação dos empreendimentos

Meio físico e Processos Minerários

A área de estudo proposta para a implantação da subestação e do seccionamento está inserida numa área com relevo que varia de plano (0 a 3%), na porção sul, a forte-ondulado (20 a 45%), na porção norte. Portanto, o segmento sul se apresenta como a área mais promissora para construção da nova subestação.

Dentro da área há polígonos de processos minerários nas fases de requerimento de lavra, autorização e requerimento de pesquisa, licenciamento, apto para disponibilidade e disponibilidade. As substâncias registradas são a areia, a argila e o saibro (Figura 4).

Áreas protegidas e com restrições legais

De acordo com a base de dados consultada, não há unidades de conservação, projetos de assentamento rural, terras indígenas ou quilombolas no interior da área proposta. A unidade de conservação mais próxima é o Parque Estadual da Serra do Tabuleiro, no município de Santo Amaro da Imperatriz, situado a cerca de 4 km ao sul da área. Destaca-se ainda que não foram identificados sítios arqueológicos ou cavernas na área referencial.

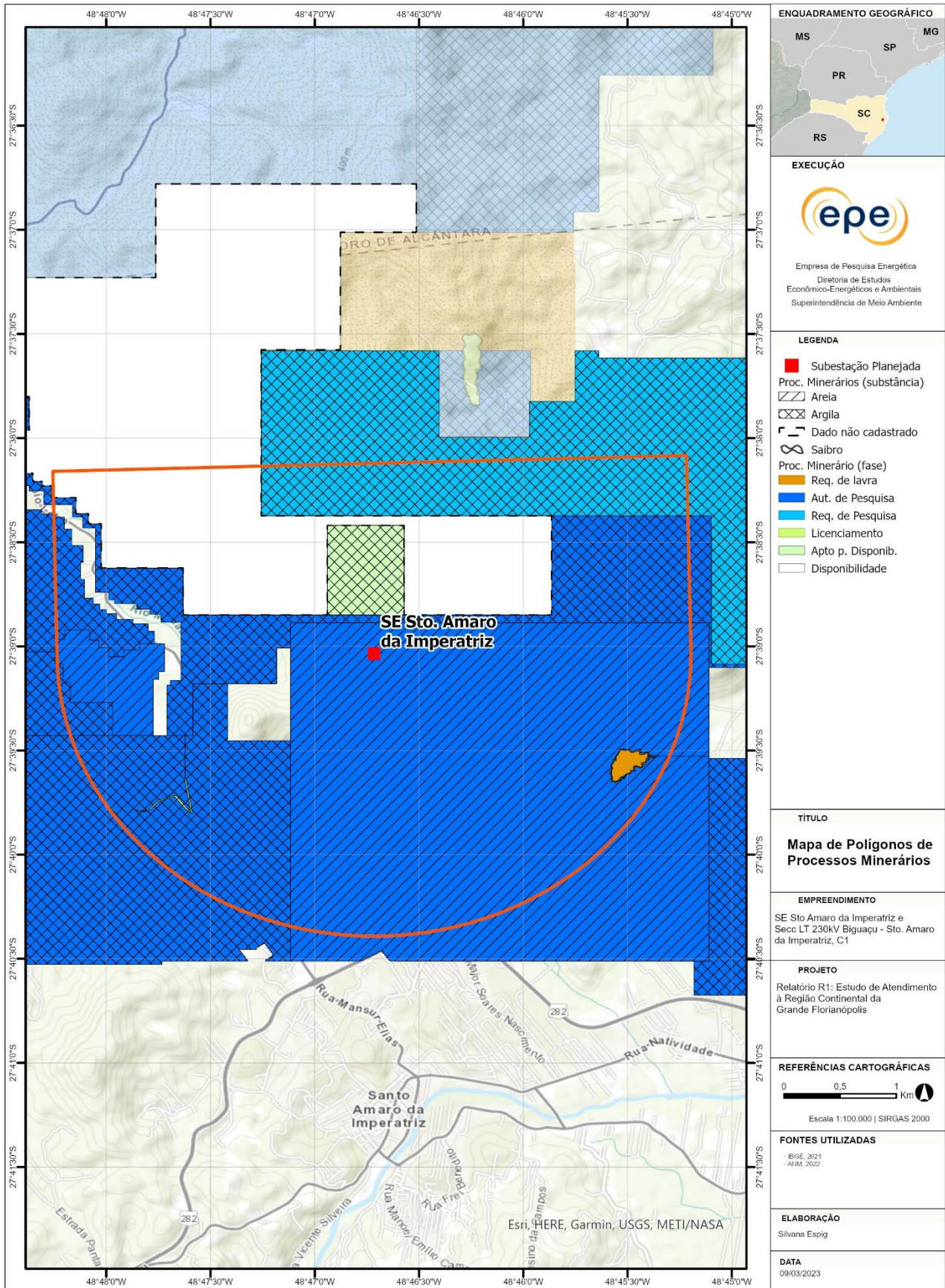


Figura 4 – Polígonos de processos minerários na área proposta para implantação dos empreendimentos

Recomendações para o Relatório R3

Deverão ser estudadas criteriosamente, durante a elaboração do Relatório R3 destes empreendimentos, opções de terreno para a SE e de traçados para o seccionamento, escolhendo-se a alternativa mais viável do ponto de vista socioambiental, fundiário e construtivo. A seguir, são apresentadas recomendações a serem consideradas na fase de elaboração do Relatório R3:

- Evitar interferência com habitações e benfeitorias que se localizam nas propriedades.
- Minimizar, sempre que possível, interferência nas Áreas de Preservação Permanente, evitando-se também áreas onde há presença de vegetação nativa. Assim, devem ser priorizadas áreas já antropizadas, observando-se as implicações da Lei da Mata Atlântica (Lei nº 11.428, de 22 de dezembro de 2006).
- Obter maiores informações junto à Prefeitura de Santo Amaro da Imperatriz sobre o zoneamento previsto pelo Plano Diretor Municipal, verificando possíveis restrições ou condicionantes.
- Considerar o arranjo esquemático planejado da SE Santo Amaro da Imperatriz de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão do seccionamento planejado.
- Minimizar cruzamentos com cursos d'água presentes na área proposta para implantação da subestação e seccionamento.
- Verificar se o Parque Estadual da Serra do Tabuleiro, unidade de conservação de proteção integral, possui plano de manejo. Caso haja interferência dos futuros empreendimentos em sua zona de amortecimento, considerar as eventuais orientações e restrições existentes.
- Consultar bases locais de registros do patrimônio arqueológico, verificando a presença ou não na área proposta para implantação da subestação e do seccionamento.
- Evitar e/ou minimizar sobreposição com os processos minerários abrangidos pelo corredor, desviando daqueles que se encontram em estágios mais avançados.

3.2 LT 230 kV Biguaçu – Santo Amaro da Imperatriz C1

O corredor proposto para a LT 230 kV Biguaçu – Santo Amaro da Imperatriz C1 foi elaborado com 3 km de largura e seu eixo possui aproximadamente 24 km de extensão, com faixa de servidão referencial de 41 metros. Destaca-se que no trecho sul há um aumento da largura do corredor para 5 km, de forma a ampliar as alternativas de terreno para a subestação Santo Amaro da Imperatriz. A orientação definida para o corredor busca minimizar a interferência nas áreas urbanas dos municípios da região.

Infraestrutura e localização

O corredor da LT 230 kV Biguaçu – Santo Amaro da Imperatriz abrange quatro municípios da Região Metropolitana de Florianópolis³, atravessando trechos de áreas urbanizadas, especialmente em Antônio Carlos e São Pedro de Alcântara (Figura 5).

Em grande parte do corredor, o apoio viário é constituído por vias vicinais não pavimentadas, fato que pode demandar a melhoria dos acessos na fase de obras.

Como mencionado, um segmento do Gasoduto Brasil-Bolívia (GASBOL) cruza o trecho sul do corredor, na região de implantação da subestação Santo Amaro da Imperatriz.

De acordo com a base de dados consultada não há ferrovias, aeródromos ou empreendimentos de geração no interior do corredor.

O corredor abrange 11 linhas de transmissão em operação e o traçado de três linhas planejadas (Tabela 4). A maioria está situada no entorno da SE Biguaçu, o que irá requerer atenção especial na etapa do Relatório R3, em função da restrição de espaço na área.

Tabela 4 – Linhas de transmissão no corredor da LT 230 kV Biguaçu – Santo Amaro da Imperatriz, C1

Status	Nome
Em operação	LT 230 kV Biguaçu - Desterro C1
	LT 230 kV Biguaçu - Gaspar 2 C1
	LT 230 kV Biguaçu - Jorge Lacerda B C1
	LT 230 kV Biguaçu - Palhoça C1
	LT 230 kV Biguaçu - Ratoles, C1 (CS)
	LT 230 kV Biguaçu - Ratoles, C2 (CS)
	LT 230 kV Gaspar 2 - Palhoça C1
	LT 230 kV Palhoça - Jorge Lacerda B C1
	LT 525 kV Abdon Batista - Biguaçu, C1
	LT 525 kV Biguaçu - Blumenau, C1
	LT 525 kV Biguaçu - Siderópolis 2, C1

³ Biguaçu, Antônio Carlos, São Pedro de Alcântara e Santo Amaro da Imperatriz.

Planejada	LT 525 kV Itajaí 2 - Biguaçu, C1
	SECC LT 230 kV Biguaçu - Gaspar 2, C1, na SE São José
	SECC LT 230 kV Biguaçu - Gaspar 2, C1, na SE São José

A SE Biguaçu está localizada na porção sudoeste do município, em região com predomínio de atividades agrícolas. A região indicada para a construção da SE Santo Amaro da Imperatriz localiza-se no trecho norte do município, havendo presença de remanescentes florestais, propriedades agrícolas, pequenas localidades e chácaras. As coordenadas das subestações do corredor são apresentadas na Tabela 5 a seguir.

Tabela 5 – Coordenadas das subestações do corredor da LT 230 kV Biguaçu – Santo Amaro da Imperatriz, C1

Subestação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Biguaçu	Existente	27°29'6,09"S	48°44'0,21"O	Biguaçu	SC
Sto. Amaro da Imperatriz ¹	Planejada	27°39'2,16"S	48°46'42,93"O	Sto. Amaro da Imperatriz	

¹ As coordenadas da subestação planejada referem-se ao ponto central da área referencial definida.

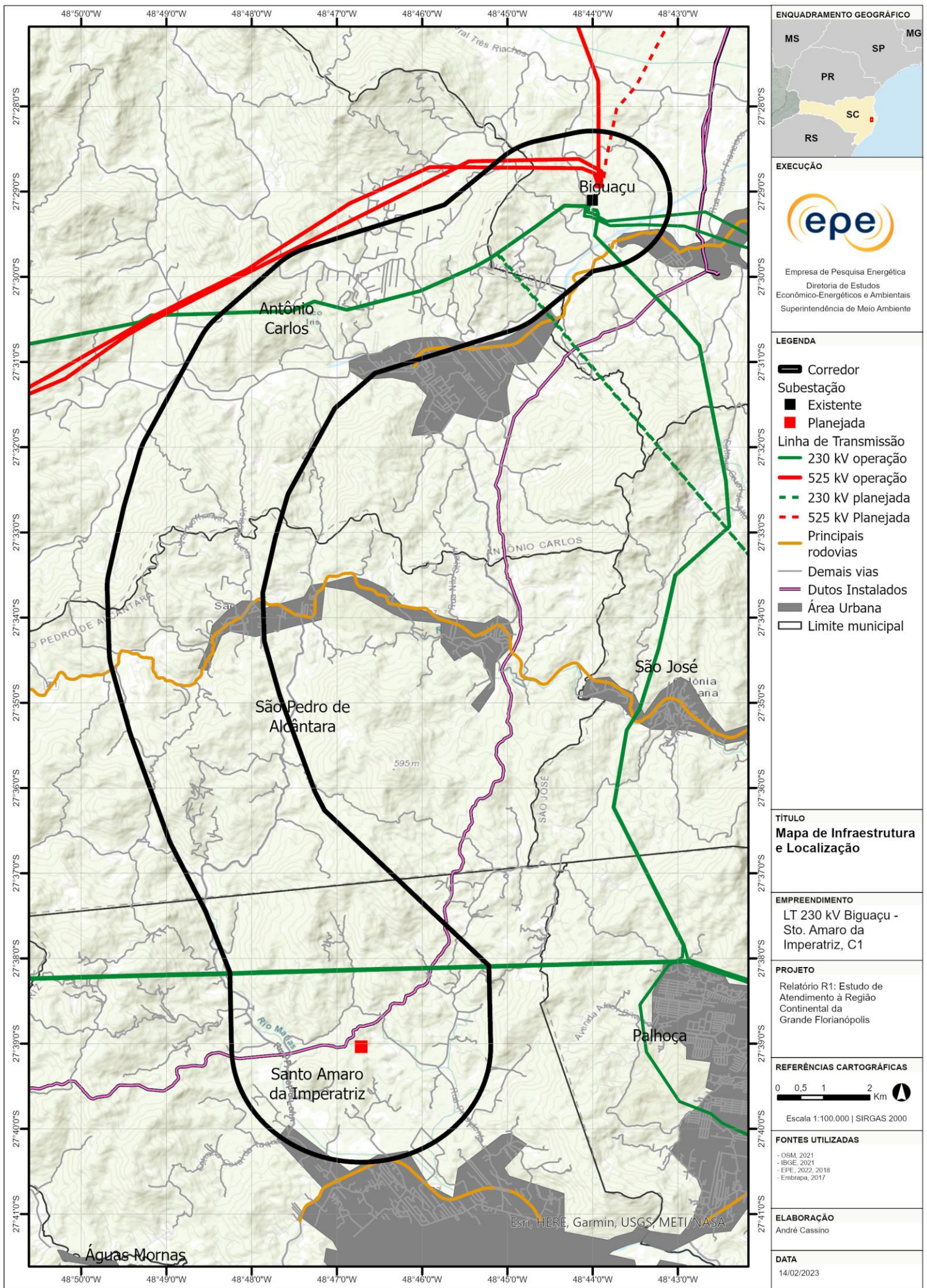


Figura 5 – Infraestrutura e Localização no corredor da LT 230 kV Biguaçu – Santo Amaro da Imperatriz, C1

Vegetação e uso do solo

O corredor da LT 230 kV Biguaçu – Santo Amaro da Imperatriz está inserido no Bioma Mata Atlântica, atravessando importantes áreas com presença de formações florestais. Como a região é densamente ocupada, a implantação da linha deverá impactar nessas áreas florestadas, visto que, em muitos casos, representam os únicos espaços disponíveis para a passagem da linha. Portanto, nas fases de projeto e construção, devem ser avaliadas soluções e técnicas construtivas que minimizem a supressão de vegetação.

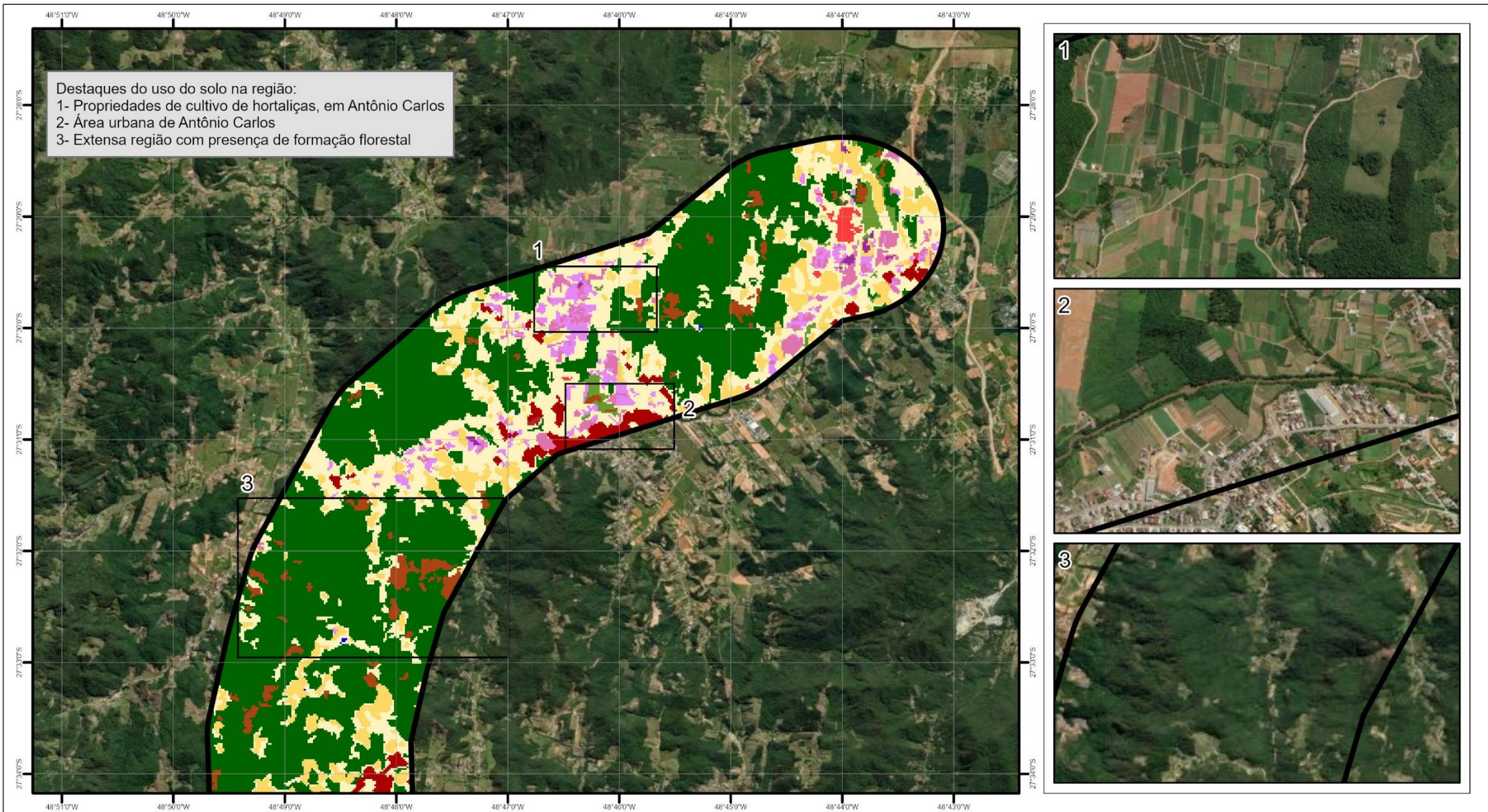
No trecho norte do corredor, destaca-se a presença de diversas propriedades de cultivos de hortaliças, no município de Antônio Carlos. Ainda nesse segmento, o corredor abrange parte da área urbana do município (Figura 5).

No trecho sul, o corredor atravessa o núcleo urbano de São Pedro de Alcântara, áreas de cultivo de silvicultura, regiões de floresta e, na região indicada para a implantação da nova subestação, áreas agrícolas e de pastagem (Figura 6).

A região de implantação do empreendimento possui elevado potencial turístico, havendo presença de locais com águas termais, em Santo Amaro da Imperatriz, construções históricas, em São Pedro de Alcântara, cachoeiras, parques aquáticos, chácaras, hotéis fazendas, dentre outros atrativos.

Meio físico

O corredor de estudo atravessa predominantemente áreas de domínio montanhoso, com presença de importantes trechos de relevo forte ondulado (20 a 45%), fato que representará desafios na fase construtiva (Figura 7). Os cursos d'água presentes na região são pouco expressivos em termos de largura, não havendo necessidade de travessias significativas.



ENQUADRAMENTO GEOGRÁFICO		LEGENDA	
<ul style="list-style-type: none"> Corredor 		<ul style="list-style-type: none"> Afloramento Rochoso 	
<ul style="list-style-type: none"> Formação Florestal 		<ul style="list-style-type: none"> Mineração 	
<ul style="list-style-type: none"> Silvicultura 		<ul style="list-style-type: none"> Rio, Lago e Oceano 	
<ul style="list-style-type: none"> Pastagem 		<ul style="list-style-type: none"> Soja 	
<ul style="list-style-type: none"> Mosaico de Agricultura e Pastagem 		<ul style="list-style-type: none"> Arroz 	
<ul style="list-style-type: none"> Área Urbanizada 		<ul style="list-style-type: none"> Outras Lavouras Temporárias 	
<ul style="list-style-type: none"> Outras Áreas não Vegetadas 		<ul style="list-style-type: none"> Restinga Arborizada 	

REFERÊNCIAS CARTOGRÁFICAS
0 0,5 1 2 Km Escala 1:107.948 SIRGAS 2000
FONTES UTILIZADAS
- MapBiomas, 2021 - ESRI, 2023

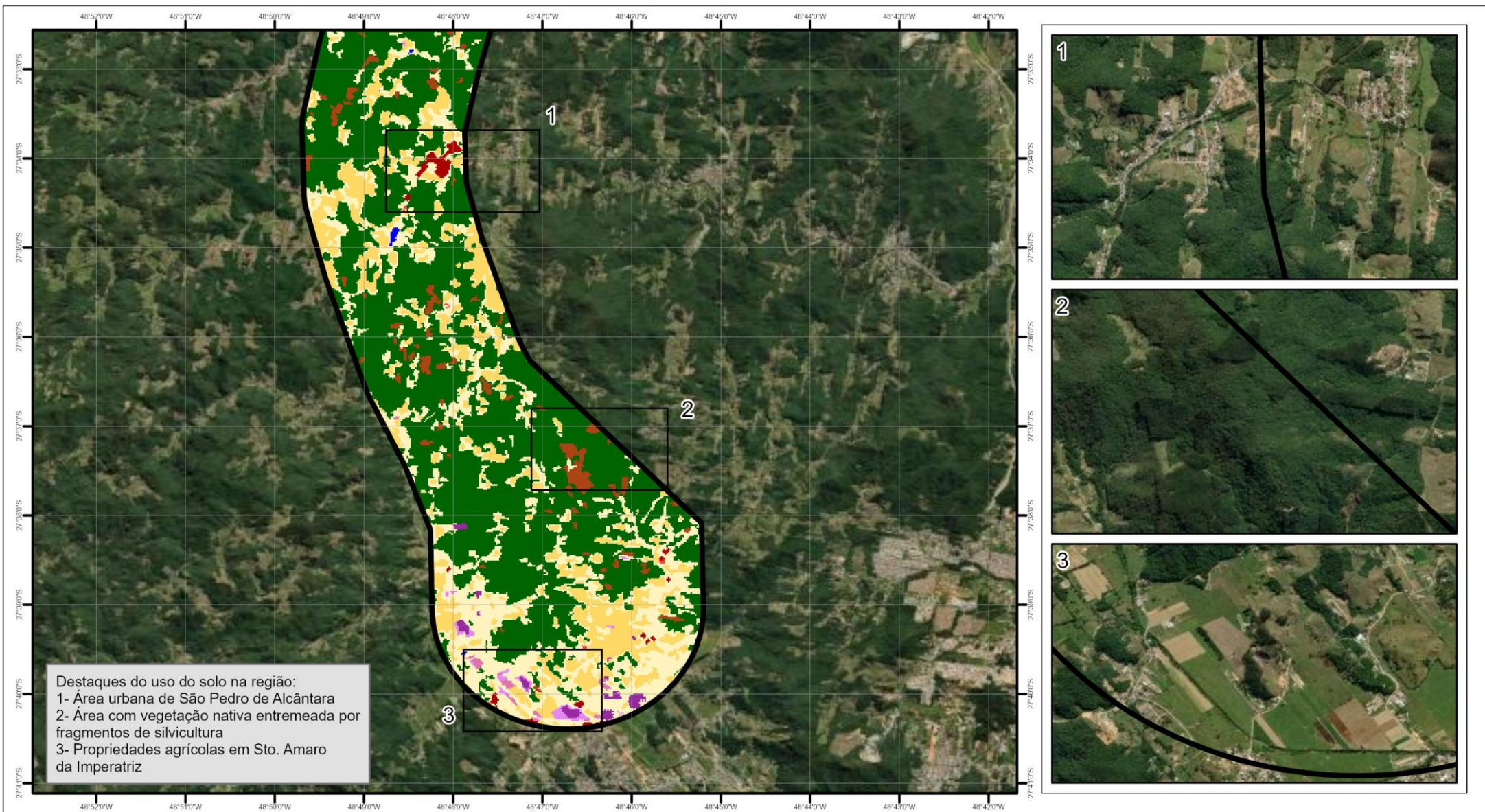
EXECUÇÃO

Empresa de Pesquisa Energética
 Diretoria de Estudos
 Econômico-Energéticos e Ambientais
 Superintendência de Meio Ambiente

TÍTULO
Uso do Solo no Corredor - Trecho norte
PROJETO
Relatório R1: Estudo de Atendimento à Região Continental da Grande Florianópolis

EMPREENDIMENTO
LT 230 kV Biguaçu - Sto. Amaro da Imperatriz, C1
ELABORAÇÃO
André Cassino
DATA
06/03/2023

Figura 5 – Uso do solo no trecho norte do corredor da LT 230 kV Biguaçu – Santo Amaro da Imperatriz, C1



ENQUADRAMENTO GEOGRÁFICO		LEGENDA		
		Corredor	Outras Áreas não Vegetadas	
		Uso do solo		Afloramento Rochoso
		Formação Florestal	Rio, Lago e Oceano	
		Silvicultura	Soja	
		Pastagem	Arroz	
		Mosaico de Agricultura e Pastagem	Outras Lavouras Temporárias	
		Área Urbanizada	Restinga Arborizada	

REFERÊNCIAS CARTOGRÁFICAS
0 0,5 1 2 Km
Escala 1:107.948 SIRGAS 2000
FONTES UTILIZADAS
- MapBiomas, 2021 - ESRI, 2023

EXECUÇÃO

Empresa de Pesquisa Energética
 Diretoria de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
 Superintendência de Meio Ambiente

TÍTULO
Uso do Solo no Corredor - Trecho sul
PROJETO
Relatório R1: Estudo de Atendimento à Região Continental da Grande Florianópolis

EMPREENDIMENTO
LT 230 kV Biguaçu - Sto. Amaro da Imperatriz, C1
ELABORAÇÃO
André Cassino
DATA
06/03/2023

Figura 6 – Uso do solo no trecho sul do corredor da LT 230 kV Biguaçu – Santo Amaro da Imperatriz, C1

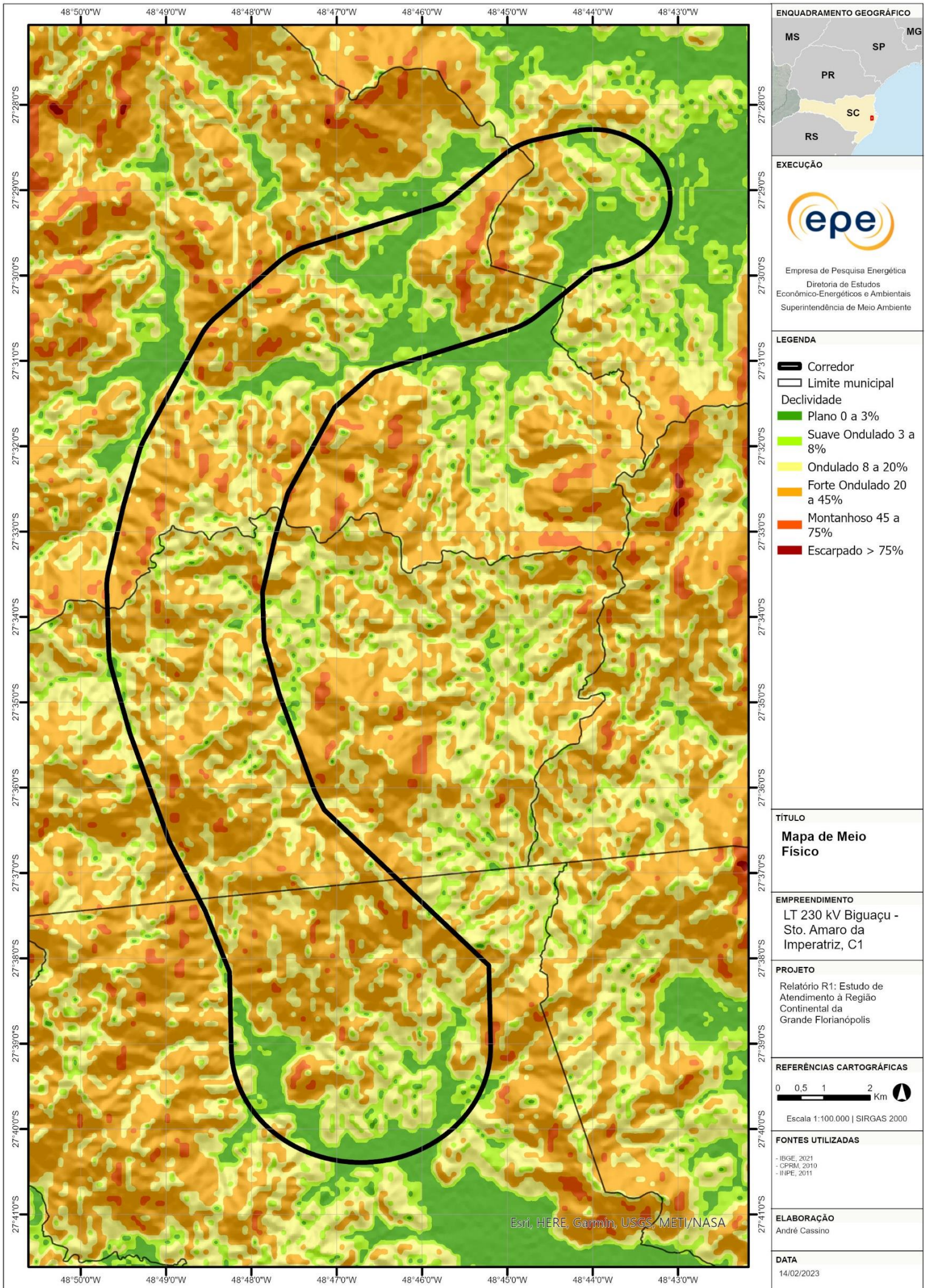


Figura 7 – Meio Físico no corredor da LT 230 kV Biguaçu – Santo Amaro da Imperatriz, C1

Processos minerários

De acordo com a ANM (2023), foram identificados 58 polígonos de processos minerários no corredor, a maioria na fase de autorização de pesquisa. As principais substâncias são a areia, a argila e o saibro, para uso predominante na área de construção civil.

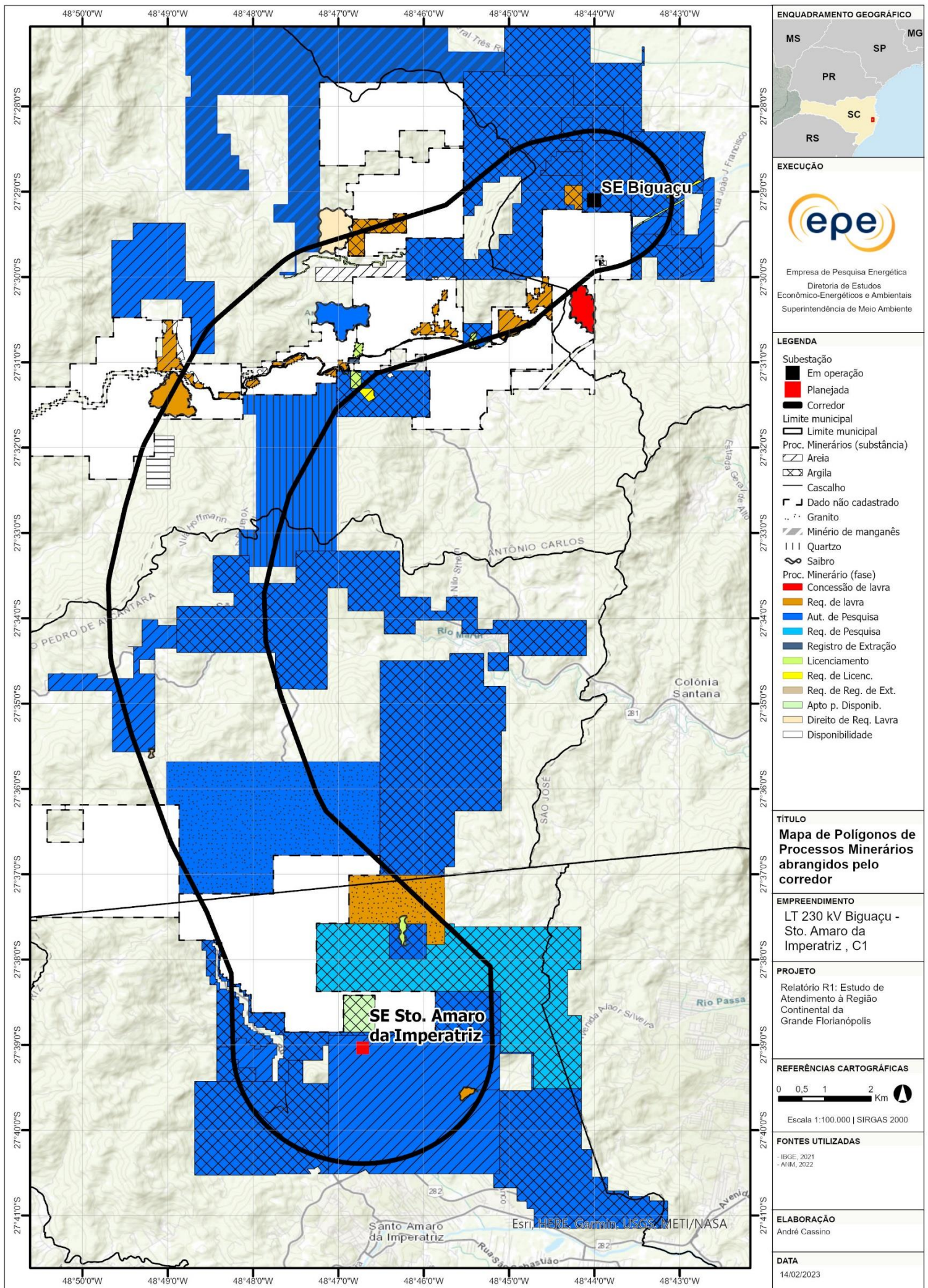
Dos processos em fase de requerimento de lavra, destaca-se um referente a extração de granito situado na porção sul do corredor e outro referente a exploração de argila localizado nas adjacências da subestação Biguaçu (Figura 8).

Áreas protegidas e com restrições legais

De acordo com a base de dados consultada, não há unidades de conservação, terras indígenas, terras quilombolas, projetos de assentamento, cavernas ou sítios arqueológicos no interior do corredor.

Destaca-se que a Reserva Particular do Patrimônio Natural (RRPN) do Caragatá situa-se no município de Antônio Carlos, não tendo sido possível, no momento da elaboração desse relatório, obter informações sobre sua localização para verificar se a unidade está dentro do corredor.

Como mencionado, a construção da linha implicará necessariamente em supressão de vegetação nativa, estando o empreendedor sujeito às implicações da Lei da Mata Atlântica (Lei nº 11.428, de 22 de dezembro de 2006, regulamentada pelo Decreto nº 6.660/08), que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa no bioma. Além disso, devem também ser consideradas pelo empreendedor legislações estaduais que tratem de reposição florestal e compensação ambiental, para fins de estimativa do custo de implantação do projeto.



ENQUADRAMENTO GEOGRÁFICO

EXECUÇÃO

Empresa de Pesquisa Energética
Diretoria de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Superintendência de Meio Ambiente

LEGENDA

- Subestação
 - Em operação
 - Planejada
- Corredor
 -
- Limite municipal
 -
- Proc. Minerários (substância)
 - ▨ Areia
 - ▨ Argila
 - ▨ Cascalho
 - ▨ Dado não cadastrado
 - ▨ Granito
 - ▨ Minério de manganês
 - ▨ Quartzo
 - ▨ Saibro
- Proc. Minerário (fase)
 - Concessão de lavra
 - Req. de lavra
 - Aut. de Pesquisa
 - Req. de Pesquisa
 - Registro de Extração
 - Licenciamento
 - Req. de Licenc.
 - Req. de Reg. de Ext.
 - Apto p. Disponib.
 - Direito de Req. Lavra
 - Disponibilidade

TÍTULO
Mapa de Polígonos de Processos Minerários abrangidos pelo corredor

EMPREENDIMENTO
LT 230 kV Biguaçu - Sto. Amaro da Imperatriz, C1

PROJETO
Relatório R1: Estudo de Atendimento à Região Continental da Grande Florianópolis

REFERÊNCIAS CARTOGRÁFICAS
0 0,5 1 2 Km
Escala 1:100.000 | SIRGAS 2000

FONTES UTILIZADAS
- IBGE, 2021
- ANIM, 2022

ELABORAÇÃO
André Cassino

DATA
14/02/2023

Figura 8 – Processos Minerários no corredor da LT 230 kV Biguaçu – Santo Amaro da Imperatriz, C1

Recomendações para o Relatório R3

Deverão ser estudadas criteriosamente, durante a elaboração do Relatório R3 deste empreendimento, opções de traçado para a futura LT, escolhendo-se a alternativa mais viável do ponto de vista socioambiental, fundiário e construtivo. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para a definição da diretriz da LT planejada, quando da elaboração do referido relatório:

- Considerar o arranjo planejado da SE Biguaçu proposto pela equipe de elaboração do Relatório R4, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.
- Considerar o arranjo esquemático planejado da SE Santo Amaro da Imperatriz de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da linha.
- Avaliar possibilidade de o traçado seguir paralelo à LT 230 kV Biguaçu - Jorge Lacerda B, C1, de forma a aproveitar os acessos existentes, minimizando a supressão vegetal na fase de construção.
- Evitar e/ou minimizar possíveis interferências nas áreas urbanas e benfeitorias rurais dos municípios abrangidos pelo corredor.
- Evitar interferência direta nos atrativos turísticos da região, como locais de águas termais, cachoeiras, edificações históricas, parques aquáticos, hotéis fazendas, dentre outros.
- Evitar e/ou minimizar sobreposição com os processos minerários abrangidos pelo corredor, desviando daqueles que se encontram em estágios mais avançados.
- Buscar informações acerca da localização da RPPN do Caraguatá, no município de Antônio Carlos.

REFERÊNCIAS

Anac. Agência Nacional de Aviação Civil, 2020. Cadastro de Aeródromos públicos e privados. Disponível em: <http://www.anac.gov.br/assuntos/setor-regulado/aerodromos/cadastro-de-aerodromos-civis>. Acesso em: setembro de 2020.

Aneel. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2023. Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico – SIGEL. Disponível em: <https://sigel.aneel.gov.br/Down/>. Acesso: março de 2023.

ANM. Agência Nacional de Mineração, 2023. Processos Minerários (arquivos vetoriais). Disponível em: <https://geo.anm.gov.br/portal/apps/webappviewer/index.html?id=6a8f5ccc4b6a4c2bba79759aa952d908>. Acesso em: março de 2023.

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 2016.

BRASIL, 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 2016.

CPRM. Serviço Geológico do Brasil, 2010. Mapas de Geodiversidade Estaduais. Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/publique/Gestao-Territorial/Gestao-Territorial/Mapas-de-Geodiversidade-Estaduais-1339.html>. Acesso em: março de 2023.

_____. Serviço Geológico do Brasil, 2010. Mapa de Declividade em Percentual do Relevo Brasileiro. Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/publique/Gestao-Territorial/Geodiversidade/Mapa-de-Declividade-em-Percentual-do-Relevo-Brasileiro-3497.html>. Acesso em: março de 2023.

Eletrobras. Centrais Elétricas Brasileiras, 2020. Mapoteca de Unidades de Conservação. [DE/EG/EGA]. Rio de Janeiro. versão: novembro de 2020.

Embrapa. Empresa de Pesquisa Agropecuária, 2017. Identificação, mapeamento e quantificação das áreas urbanas do Brasil. Campinas, Comunicado Técnico 4, maio de 2017. Disponível em:

http://www.sgte.embrapa.br/produtos/dados/COT04_Areas_Urbanas_Brasil.zip. Acesso em: março de 2023.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética, 2018. Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro. Dutos - Web Map EPE. Disponível em: <https://gisepeprd.epe.gov.br/webmapepe/>. Acesso em: março de 2023.

____. Empresa de Pesquisa Energética, 2023. Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro - Web Map EPE. Linhas de transmissão e subestações existentes e planejadas. Disponível em: <https://gisepeprd.epe.gov.br/webmapepe/>. Acesso em: março de 2023.

ESRI. Environmental Systems Research Institute. Arcgis Desktop 10.7.1. Disponível em: <https://www.esri.com/en-us/home>. Acesso em: março de 2023.

FCP. Fundação Cultural Palmares, 2023. Certificação Quilombola. Disponível em: https://www.palmares.gov.br/?page_id=37551. Acesso em: março de 2023.

FUNAI. Fundação Nacional do Índio. Delimitação das Terras Indígenas do Brasil. Arquivos em formato WFS. Disponível em: <<https://geoserver.funai.gov.br/geoserver/ows?service=wfs&version=2.0.0&request=GetCapabilities>> Acesso em: dezembro de 2022

Google. Google Earth Pro 7.3.3.7786. Disponível em: <https://www.google.com/earth/>. Acesso em: março de 2023.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2008. Mapa da Área de Aplicação da Lei nº 11.248 de 2006 - 2ª edição. Disponível em: https://geoftp.ibge.gov.br/informacoes_ambientais/estudos_ambientais/biomas/mapas/lei_11428_mata_atlantica.pdf. Acesso em: outubro de 2021.

____. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2021. Limite de Estados e Municípios Brasileiros. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/geociencias/organizacao-do-territorio/malhas-territoriais/15774-malhas.html?=&t=acesso-ao-produto>. Acesso em: agosto de 2022.

ICA. Instituto de Cartografia Aeronáutica, 2018. Arquivos geográficos de Aeródromos do Brasil. Disponível em: <http://www.aisweb.decea.gov.br/geoaisweb/#>. Acesso em: agosto de 2018.

ICMBIO. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, Cadastro Nacional de Informações Espeleológicas – CANIE, 2022. Arquivos em formato shapefile. Disponível em:

<[https://www.icmbio.gov.br/cecav/images/stories/downloads/Base_de_dados/Cavernas__c
anie_2021_geral.zip](https://www.icmbio.gov.br/cecav/images/stories/downloads/Base_de_dados/Cavernas__c
anie_2021_geral.zip)> Acesso em: junho de 2022.

____. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, 2020. Base de dados do Sistema Informatizado de Monitoria de Reservas Particulares do Patrimônio Natural – SIMRPPN. Disponível em: <http://sistemas.icmbio.gov.br/simrppn/publico/>. Acesso: junho de 2020.

Incrá. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2023. Projetos de Assentamento. Disponível em: <http://acervofundiario.incrá.gov.br/acervo/acv.php>. Acesso em: janeiro de 2022.

____. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2022. Terras Quilombolas. Disponível em: <https://acervofundiario.incrá.gov.br/acervo/acv.php>. Acesso em: janeiro de 2022.

INPE. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2011. Relevo sombreado. Disponível em: <http://www.dsr.inpe.br/topodata/acesso.php>. Acesso: junho de 2021.

Iphan. Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2023a. Centro Nacional de Arqueologia – Sítios Arqueológicos Georreferenciados. Disponível em: <http://portal.iphan.gov.br/pagina/detalhes/1227/>. Acesso: janeiro de 2023.

____. Instituto Nacional do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2023b. Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos. Disponível em: <http://portal.iphan.gov.br/pagina/detalhes/1699/>. Acesso em: março de 2023.

Mapbiomas, 2021. Projeto MapBiomas – Coleção 3.1 da Série Anual de Mapas de Cobertura e Uso de Solo do Brasil. Disponível em: <https://mapbiomas.org>. Acesso em: janeiro de 2019.

MMA. Ministério do Meio Ambiente, 2022. Delimitação das Unidades de Conservação do Brasil. Arquivos em formato shapefile. Disponível em: <<http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>> Acesso em : novembro de 2022.

OSM. Open Street Map, 2021. Rede Viária. Disponível em: https://wiki.openstreetmap.org/wiki/Pt: Bing_Maps. Acesso em: novembro de 2021. OSM. Open Street Map, 2021d. Rede Ferroviária. Disponível em: https://wiki.openstreetmap.org/wiki/Pt: Bing_Maps. Acesso em: novembro de 2021.

PML. Prefeitura Municipal de Santo Amaro da Imperatriz, 2019. Plano Diretor Participativo de Santo Amaro da Imperatriz. Disponível em: https://sapl.lapa.pr.leg.br/media/sapl/public/normajuridica/2020/4191/3710_2020_-_com_anexos.pdf. Acesso: março de 2023.

CAR. Sistema de Informações do Cadastro Ambiental Rural, 2023. Disponível em: <http://www.car.gov.br/publico/imoveis/index>. Acesso em: março de 2023.

Wikimapia. Feições mapeadas e cadastradas em imagens de satélite. Disponível em: <http://wikimapia.org/>. Acesso em: março de 2023.

APÊNDICE

TABELAS DE RECOMENDAÇÕES PARA OS EMPREENDIMENTOS PLANEJADOS

SE 230/138 KV SANTO AMARO DA IMPERATRIZ E SECCIONAMENTO DA LT 230 KV PALHOÇA - GASPAR 2 NA SE SANTO AMARO DA IMPERATRIZ	
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 em local diferente do indicado no Relatório R1, indicar justificativa(s):	
<ol style="list-style-type: none"> 1. Anexar mapa indicando a localização proposta para a SE no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram essa localização. 2. Coordenadas da localização proposta para a SE: 3. Anexar arquivo .kmz da localização da subestação. 	
Pontos notáveis verificados no Relatório R3, não identificados no Relatório R1	
Recomendações do Relatório R1 e atendimento no Relatório R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.
Evitar interferência com habitações e benfeitorias que se localizam nas propriedades e arredores.	
Minimizar, sempre que possível, interferência nas Áreas de Preservação Permanente, evitando-se também áreas onde há presença de vegetação nativa. Assim, devem ser priorizadas áreas já antropizadas, observando-se as implicações da Lei da Mata Atlântica (Lei nº 11.428, de 22 de dezembro de 2006).	
Obter maiores informações junto à Prefeitura de Santo Amaro da Imperatriz sobre o zoneamento previsto pelo Plano Diretor Municipal, verificando possíveis restrições ou condicionantes.	
Considerar o arranjo esquemático planejado da SE Santo Amaro da Imperatriz de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão do seccionamento planejado.	
Minimizar cruzamentos com cursos d'água presentes na área proposta para implantação da subestação e seccionamento.	
Verificar se o Parque Estadual da Serra do Tabuleiro, unidade de conservação de proteção integral, possui plano de manejo. Caso haja interferência dos futuros empreendimentos em sua zona de amortecimento, considerar as eventuais orientações e restrições existentes.	
Consultar bases locais de registros do patrimônio arqueológico, verificando a presença ou não na área proposta para implantação da subestação e do seccionamento.	

Evitar e/ou minimizar sobreposição com os processos minerários abrangidos pelo corredor, desviando daqueles que se encontram em estágios mais avançados.	
--	--

LT 230 kV Biguaçu – Santo Amaro da Imperatriz C1	
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): 24 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 e <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.
Considerar o arranjo planejado da SE Biguaçu proposto pela equipe de elaboração do Relatório R4, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.	
Considerar o arranjo esquemático planejado da SE Santo Amaro da Imperatriz de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da linha.	
Avaliar possibilidade de o traçado seguir paralelo à LT 230 kV Biguaçu - Jorge Lacerda B, C1, de forma a aproveitar os acessos existentes, minimizando a supressão vegetal na fase de construção.	
Evitar e/ou minimizar possíveis interferências nas áreas urbanas e benfeitorias rurais dos municípios abrangidos pelo corredor.	
Evitar interferência direta nos atrativos turísticos da região, como locais de águas termais, cachoeiras, edificações históricas, parques aquáticos, hotéis fazendas, dentre outros.	
Evitar e/ou minimizar sobreposição com os processos minerários abrangidos pelo corredor, desviando daqueles que se encontram em estágios mais avançados.	

Buscar informações acerca da localização da RPPN do Caragatá, no município de Antônio Carlos.	
---	--