

Empresa de Pesquisa Energética

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS:

RELATÓRIO R1

Reforços para a Região Industrial de Mairiporã, Jaguari e São José dos Campos

Janeiro 2020

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

PÁTRIA AMADA BRASIL GOVERNO FEDERAL

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

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

Reforços para a Região Industrial de Mairiporã, Jaguari e São José dos Campos

GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia
Ministro
Bento Albuquerque

Secretário-Executivo do MME
Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Reive Barros

Secretário de Energia Elétrica
Ricardo Cyrino

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis
Márcio Félix Carvalho Bezerra

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral
Alexandre Vidigal de Oliveira

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
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Erik Eduardo Rego

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis
José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa
Álvaro Henrique Matias Pereira

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

Sede
SCN, Qd. 01, Bl. C, nº 85, Sl. 1712/1714
70711-902 - Brasília – DF
Escritório Central
Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Coordenação Geral
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira
Erik Eduardo Rego

Coordenação Executiva
José Marcos Bressane

Equipe Técnica
Daniel José Tavares de Souza
Paulo Fernando de Matos Araujo
Thaís Pacheco Teixeira

Nº EPE-DEE-RE-002/2020-rev0
Data: 30 de janeiro de 2020

(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-002/2020-rev0	**Reforços para a Região Industrial de Mairiporã, Jaguari e São José dos Campos**

Revisões	*Data*	*Descrição sucinta*
rev0	30 de janeiro de 2020	Emissão Original

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

APRESENTAÇÃO

Este relatório contempla a avaliação técnico-econômica das alternativas para o atendimento à região industrial de Mairiporã, Jaguari e São José dos Campos. Uma avaliação socioambiental preliminar associada aos empreendimentos de transmissão contemplados neste relatório, complementando as análises efetuadas, consta da Nota Técnica DEA-09/19, apresentada ao final deste documento.

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

SUMÁRIO

SUMÁRIO **9**
ÍNDICE DE FIGURAS **11**
ÍNDICE DE TABELAS **12**
1. INTRODUÇÃO E OBJETIVO **13**
1.1. Considerações Iniciais 13
1.2. Objetivos Gerais 13
1.3. Abordagem Adotada 13
2. CONCLUSÕES **14**
3. RECOMENDAÇÕES **15**
4. PREMISSAS E CRITÉRIOS **18**
4.1. Critérios Básicos 18
4.2. Casos de Trabalho 18
4.3. Mercado 18
4.4. Plano de Geração 18
4.5. Cenários 18
4.6. Limites Operativos 18
4.6.1. Tensão 18
4.6.2. Carregamento 19
4.6.3. Fator de Potência 19
4.7. Parâmetros Econômicos 19
4.8. Classificação do Horizonte das Obras 20
5. DIAGNÓSTICO DO SISTEMA **21**
5.1. Sistema Elétrico de Interesse 21
5.2. Desempenho Elétrico da Rede 22
5.2.1. Cenário 1 (Carga Média Norte Seco) 22
5.2.2. Cenário 2 (Carga Média Norte Úmido) 23
5.3. Restrições Físicas das Instalações 24
6. ALTERNATIVAS **25**
6.1. Obras Comuns 25
6.2. Alternativa A 26
6.3. Alternativa B 27
6.4. Alternativa C 27
6.5. Alternativa A2 28
7. ANÁLISE ECONÔMICA **29**

7.1. Comparação Econômica 29
7.2. Discussão dos Resultados 30

8. ANÁLISE DE DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE 31
8.1. Cenário 1 (Carga Média Norte Seco) 31
8.2. Cenário 2 (Carga Média Norte Úmido) 32

9. ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO 33
10. ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL 36
11. REFERÊNCIAS 37
12. EQUIPE TÉCNICA 38
13. ANEXOS 39
ANEXO A – PLANO DE OBRAS DAS ALTERNATIVAS 40
ANEXO B – TABELAMENTO DE TENSÕES E CARREGAMENTOS PARA A ALTERNATIVA VENCEDORA 44
ANEXO C – CARACTERÍSTICAS – LINHAS DE TRANSMISSÃO 50
ANEXO D –VIABILIDADE FÍSICA DE EXPANSÃO DE INSTALAÇÕES 51
ANEXO E – FICHAS DE OBRAS PARA O PET/PELP 62
NOTA TÉCNICA DEA 09/19 65

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1 – Diagrama da alternativa recomendada 16
Figura 3-2 Configuração futura – SE Dom Pedro I 230/88 kV 16
Figura 5-1 – Sistema elétrico de interesse 21
Figura 6-1 – Diagrama da Alternativa A 26
Figura 6-2 – Diagrama da Alternativa B 27
Figura 6-3 – Diagrama da Alternativa C 28
Figura 6-4 – Diagrama da Alternativa A2 28

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3-1 – Programa de obras recomendadas em subestações 15
Tabela 3-2 – Programa de obras recomendadas de seccionamentos de linhas de transmissão 15
Tabela 3-3 – Dados adicionais dos seccionamentos de linhas de transmissão 15
Tabela 4-1 – Limites operativos de tensão 19
Tabela 5-1 - Diagnóstico – Desempenho do sistema em condição normal – Cenário 1 – Tensão 22
Tabela 5-2 – Diagnóstico – Desempenho do sistema na emergência – Cenário 1 – Tensão 22
Tabela 5-3 - Diagnóstico – Desempenho do sistema na emergência – Cenário 1 – Fluxo 23
Tabela 5-4 - Diagnóstico – Desempenho do sistema em condição normal – Cenário 2 – Fluxo 23
Tabela 5-5 - Diagnóstico – Desempenho do sistema na emergência – Cenário 2 – Fluxo 23
Tabela 7-1 – Comparação dos Rendimentos Necessários das Alternativas 29
Tabela 7-2 – Custo Diferencial de Perdas 29
Tabela 7-3 – Comparação Econômica 29
Tabela 8-1 - Desempenho do sistema com Alternativa A – Condição normal e emergência – Cenário 1 – Tensão 31
Tabela 8-2 - Desempenho do sistema com Alternativa A – Condição de emergência – Cenário 1 – Fluxo 32
Tabela 8-3 - Desempenho do sistema com Alternativa A – Condição normal e emergência – Cenário 2 – Fluxo 32
Tabela 9-1 – Níveis de curto-circuito antes e após a implantação das obras recomendadas 33
Tabela 9-2 – Line-out ano 2023 sem obras 34
Tabela 9-3 – Line-out ano 2030 com obras 35
Tabela A-13-1 – Plano de Obras da Alternativa A 40
Tabela A-13-2 – Plano de Obras da Alternativa B 41
Tabela A-13-3 – Plano de Obras da Alternativa C 42
Tabela A-13-4 – Plano de Obras da Alternativa A2 43
Tabela B-13-5 – Tensão – Carga Média Norte Seco 44
Tabela B-13-6 – Fluxo – Carga Média Norte Seco 45
Tabela B-13-7 – Tensão – Carga Média Norte Úmido 47
Tabela B-13-8 – Fluxo – Carga Média Norte Úmido 48

1. INTRODUÇÃO E OBJETIVO

1.1. Considerações Iniciais

As distribuidoras Elektro e EDP São Paulo manifestaram que atualmente enfrentam dificuldades no atendimento de suas cargas conectadas na LT 88 kV Mairiporã – UHE Jaguari, localizadas entre a região metropolitana de São Paulo e o Vale do Paraíba. Uma avaliação da região foi realizada e identificou-se um baixo perfil de tensão, já em condição de regime normal, além de elevado carregamento em algumas transformações de fronteira.

A demanda na região apresentou, recentemente, um crescimento acima do esperado, tendo como principal justificativa a instalação de uma nova unidade da SABESP, que foi construída como parte da solução para a escassez de água que atingiu a região metropolitana de São Paulo. Além da SABESP, existem novas conexões sendo realizadas ou em fase de solicitação de acesso nesse mesmo sistema de 88 kV.

1.2. Objetivos Gerais

O objetivo deste estudo é de identificar e recomendar obras para permitir o atendimento adequado da demanda no sistema DIT 88 kV entre as subestações de São José dos Campos e Mairiporã, incluindo as regiões no entorno.

1.3. Abordagem Adotada

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

- Obter dados atualizados das cargas, 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; e
- Definição da alternativa vencedora, em conformidade com o critério de mínimo custo global.

2. CONCLUSÕES

No presente estudo foram analisadas diferentes alternativas que pudessem propiciar um atendimento adequado ao sistema 88 kV entre Mairiporã e São José dos Campos. As avaliações constataram que a solução mais adequada envolveria, necessariamente, uma nova fonte para a região.

Dessa forma, foram testadas diferentes alternativas contemplando um novo ponto de suprimento, chegando-se a um elenco de quatro alternativas para a comparação econômica. Todas as alternativas se mostraram viáveis e economicamente empatadas.

Considerando o empate econômico das alternativas, a conclusão foi pela recomendação da Alternativa A, caracterizada pela nova SE 230/88 kV Dom Pedro I, que, considerando os aspectos socioambientais e de desempenho elétrico, está numa localização que se apresenta como mais vantajosa do que as demais.

O programa de obras indicado exigirá investimentos totais, até o final do horizonte do estudo, da ordem de R$ 220 milhões.

3. RECOMENDAÇÕES

Para a solução do atendimento na região da LT 88 kV Mairiporã – Jaguari, recomenda-se a implantação da Alternativa A com o cronograma de obras de acordo com a Figura 3-1 e as Tabelas 3-1 a 3-3.

Tabela 3-1 – Programa de obras recomendadas em subestações

Ano	Subestação	Tensão	Descrição
2023	São José dos Campos	230/88 kV	1º, 2º e 3º TR 230/88 kV, (9+1R) x 100 MVA 1Φ em substituição dos transformadores atuais
Necessidade imediata	Mairiporã	88 kV	Adequação do pátio 88 kV e instalação de 2 EL 88 kV para permitir a operação em paralelo dos transformadores 138/88 kV
		138 kV	Substituição de 4 disjuntores de 138 kV, correspondentes aos NIO 2, 3, 4 e 7
2022	São José dos Campos	230 kV	Substituição de 1 disjuntor de 230 kV, correspondente ao NIO 6
2025	Dom Pedro I	230 kV	Novo pátio de 230 kV
		230/88 kV	1° e 2° TR 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ
		88 kV	Novo pátio de 88 kV
2029	Mairiporã	138 kV	Substituição de equipamentos terminais da LT 138 kV Mairiporã – Água Azul

Tabela 3-2 – Programa de obras recomendadas de seccionamentos de linhas de transmissão

Ano	Seccionamento	Configuração de referência	Extensão
2025	LT 230 kV São José dos Campos – Mogi das Cruzes na SE Dom Pedro I	Circuito Duplo, 2 x 636 MCM (GROSBEAK)	10 km
2025	LT 88 kV Mairiporã – Jaguari C1 e C2 na SE Dom Pedro I	2 x Circuito Duplo, 1 x 636 MCM (GROSBEAK) ou similar, capacidade de 131/154 MVA	1 km

Tabela 3-3 – Dados adicionais dos seccionamentos de linhas de transmissão

Seccionamento	Ponto de referência do seccionamento	LT pós-seccionamento	Extensão de referência
LT 230 kV São José dos Campos – Mogi das Cruzes na SE Dom Pedro I	26,6 km da SE São José dos Campos	LT 230 kV São José dos Campos – Dom Pedro I	36,6 km
		LT 230 kV Mogi das Cruzes – Dom Pedro I	33,6 km
LT 88 kV Mairiporã – Jaguari na SE Dom Pedro I	48 km de Mairiporã (entre as derivações de Igaratá e Karibe)	LT 88 kV Mairiporã – Dom Pedro I	49 km
		LT 88 kV Jaguari – Dom Pedro I	17,1 km

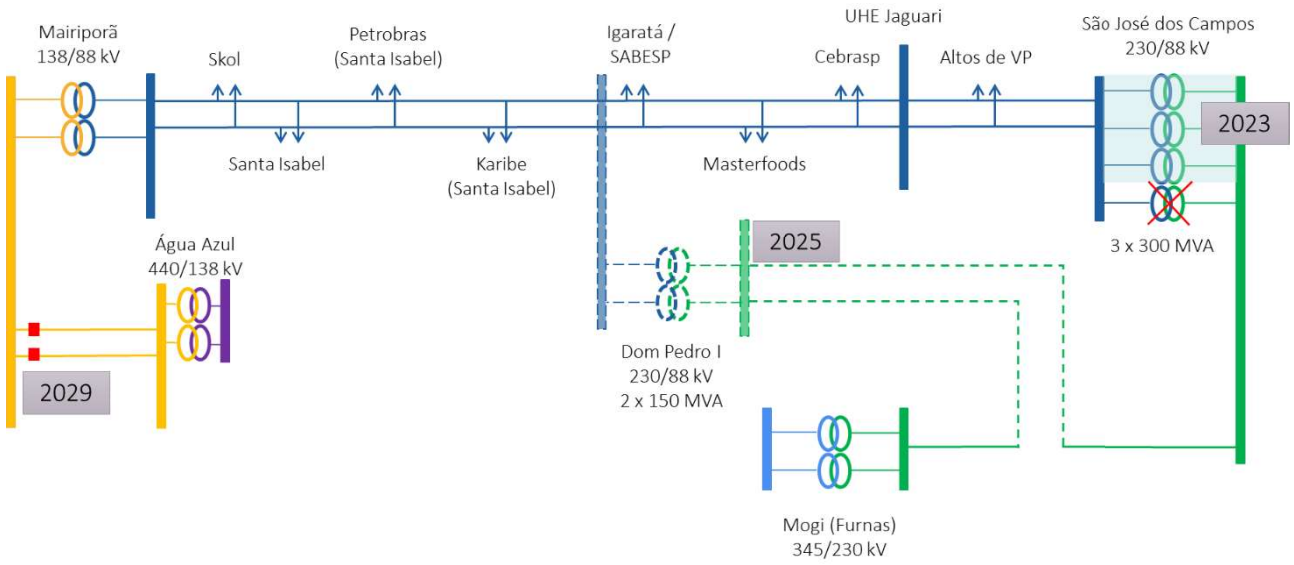


Figura 3-1 – Diagrama da alternativa recomendada

A análise de curto-circuito também resultou nas seguintes recomendações:

- Na SE Mairiporã (ISA-CTEEP), a substituição de quatro disjuntores de 138 kV, correspondentes aos NIO 2, 3, 4 e 7 com horizonte imediato;
- Na SE São José dos Campos (ISA-CTEEP), a substituição de um disjuntor de 230 kV, correspondente ao NIO 6 em 2022.

Além do recomendado, a nova SE Dom Pedro I 230/88 kV deverá ser dimensionada visando atender, ao menos, as futuras expansões indicadas na Figura 3-2.

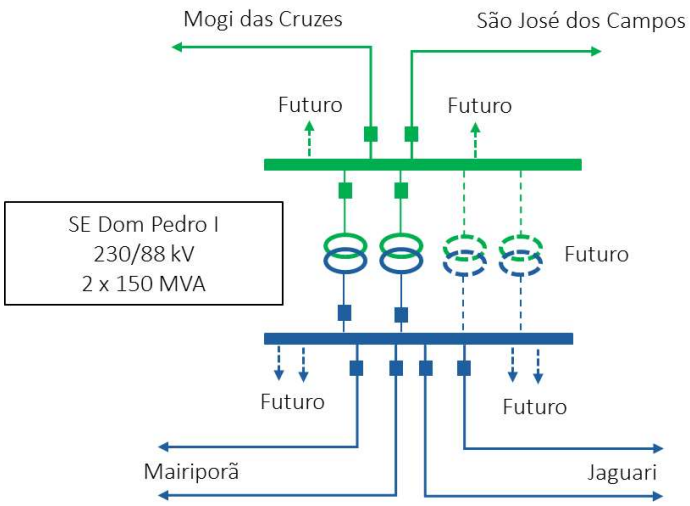


Figura 3-2 Configuração futura – SE Dom Pedro I 230/88 kV

Fazendo menção à substituição dos transformadores 230/88 kV da SE São José dos Campos, embora a necessidade identificada seja para o ano de 2023, entende-se que uma eventual antecipação dessa obra poderá agregar benefício para a operação, facilitando a logística de desligamentos associada à implantação da nova SE Dom Pedro I.

Com relação à adequação no pátio 88 kV da SE Mairiporã para permitir a operação em paralelo dos transformadores 138/88 kV, recomenda-se como uma obra de necessidade imediata, dado que esse modo de operação em paralelo propicia ganho de confiabilidade imediato no atendimento às cargas da região.

No que diz respeito ao seccionamento da linha em 88 kV para a conexão da nova SE Dom Pedro I 230/88 kV, recomenda-se que o novo trecho seja construído com condutor superior ao da LT existente, uma vez que com a entrada da nova fonte, complementada com o aumento da capacidade de transformação 230/88 kV da SE José dos Campos, a rede em 88 kV tenderá a ser mais carregada, o que pode acarretar, no longo prazo, a necessidade de recondutoramento ou reconstrução de trechos da LT existente. Dessa forma, não seria necessário recomendar uma obra em equipamentos novos.

Ainda sobre o seccionamento da linha em 88 kV, a configuração de referência é o seccionamento do trecho entre as derivações para Igaratá e Karibe (Santa Isabel). Como o ramal de Igaratá é um dos principais pontos de carga e está num ponto geográfico e elétrico que permite uma boa distribuição das cargas, é entendido que seria possível realizar o seccionamento no trecho do outro lado da derivação de Igaratá.

Tendo em vista as especificações básicas das duas unidades de transformação recomendadas (150 MVA – 230/88 kV), o curto trecho de seccionamento da LT 230 kV para conexão da nova SE Dom Pedro I, as características da rede elétrica no entorno e a experiência de energização desse tipo e porte de equipamento na Rede Básica, realizada usualmente sem dificuldades, julgamos ser dispensável a elaboração do correspondente Relatório R2. Não obstante, sugerimos que seja indicado para a especificação do edital do leilão que poderá ser necessária a instalação de dispositivos de controle nos disjuntores desses equipamentos para limitar os efeitos dos transitórios de manobra, tais como resistores de pré-inserção, caso as análises do Projeto Básico assim identifiquem.

4. 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" [1]. Quando aplicável, foram respeitados ainda os requisitos do submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS [2] 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 2027, atualização de 06 de setembro de 2018. O horizonte do estudo foi o período entre 2023 e 2030.

4.3. Mercado

As projeções de demanda consideradas foram aquelas referentes ao Plano Decenal da Transmissão 2027. Na região específica em 88 kV foi realizada uma atualização da carga com a inclusão de um potencial representando futuras conexões possíveis.

4.4. Plano de Geração

A geração adotada foi a dos casos de trabalho do Plano Decenal da Transmissão 2027.

4.5. Cenários

Serão avaliadas somente as condições de intercâmbio, carga e geração mais críticas para o sistema da região de interesse. Nesse sentido, foram separados dois cenários: Carga Média Norte Úmido e Carga Média Norte Seco.

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	
kV	min	max	min	max
<=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	0,950	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 da rede de distribuição ou DIT, 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 07/2017, atualizados para maio de 2019, conforme o Informe Técnico EPE-DEE-IT-054/2019. 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$ 233,95/MWh;
- Taxa de desconto: 8% a.a.;
- Ano de referência: 2019;

- Tempo de vida útil das instalações: 30 anos;
- Ano horizonte: 2030; 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 e os intercâmbios Norte Úmido e Norte Seco do PDE 2027.

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).

Cumpre 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 se tornarão determinativas à medida que o horizonte do PET for incrementado.

5. DIAGNÓSTICO DO SISTEMA

5.1. Sistema Elétrico de Interesse

O sistema de interesse é composto basicamente por duas linhas em 88 kV: LT 88 kV São José dos Campos – UHE Jaguari e LT 88 kV Mairiporã – UHE Jaguari. Com exceção de um trecho na primeira linha, as linhas são classificadas como DIT.

O sistema é atendido então pela UHE Jaguari e uma fonte em cada ponta na SE 230/88 kV São José dos Campos e na SE 138/88 kV Mairiporã. Como Mairiporã é atendida por mais um sistema DIT em 138 kV, a principal fonte é a Rede Básica em 230 kV da SE São José dos Campos.

A região possui ainda sistemas de 345 e 440 kV, alguns circuitos de 500 kV também estão presentes, embora mais afastados. Entre os circuitos mais próximos temos a LT 138 kV Água Azul – Santo Ângelo, LT 230 kV São José dos Campos – Mogi das Cruzes (Furnas) e LT 345 kV Mogi das Cruzes (Furnas) – Atibaia II, além de 3 circuitos em LT 440 kV que passam próximos de Mairiporã e da nova SE 440/138 kV Água Azul.

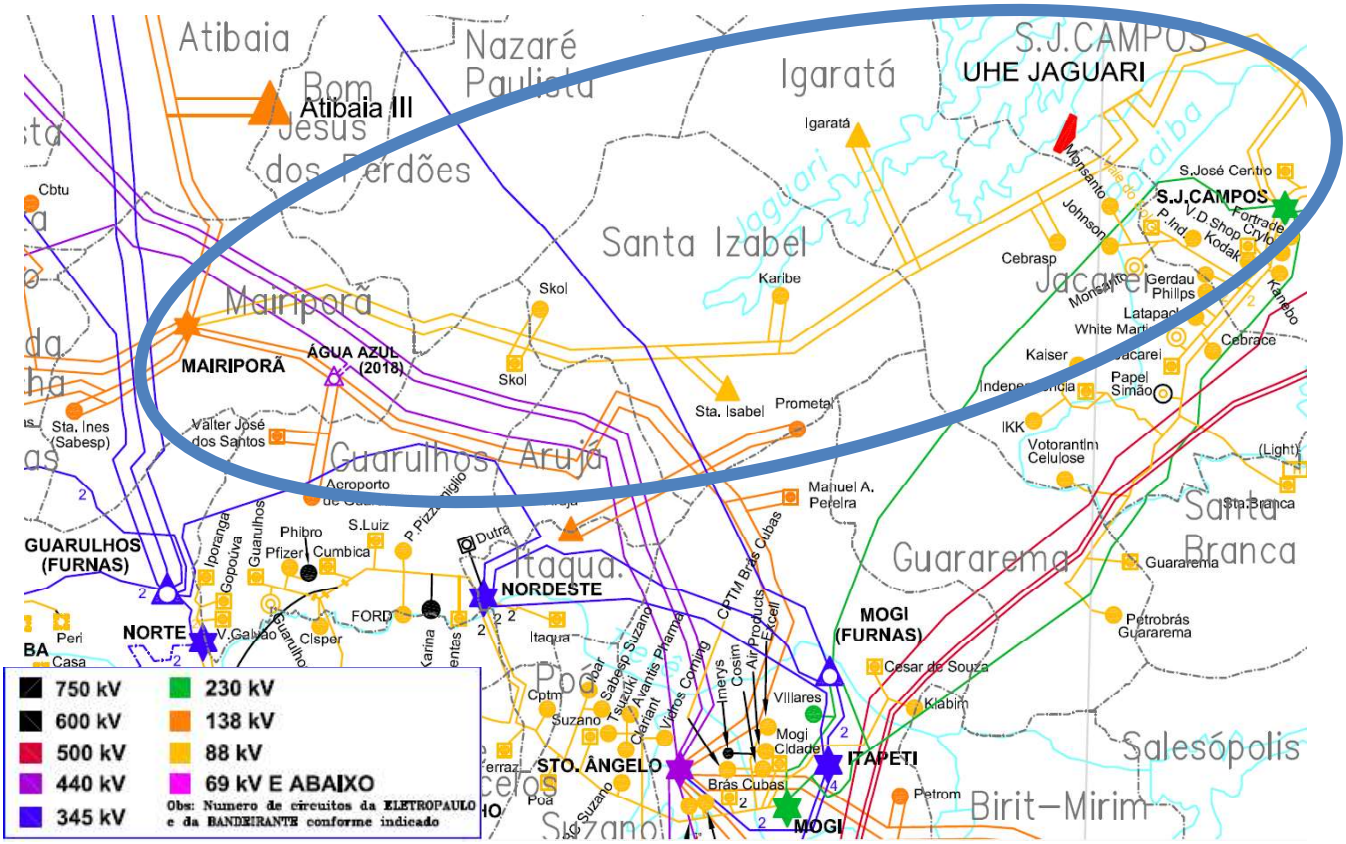


Figura 5-1 – Sistema elétrico de interesse.

5.2. Desempenho Elétrico da Rede

Nesta sessão serão apresentados os carregamentos mais elevados e as violações mais severas detectados em cada um dos cenários analisados.

5.2.1. Cenário 1 (Carga Média Norte Seco)

Condição Normal

Em condições normais, a região não apresenta muitas dificuldades. No caso das linhas classificadas como DIT em 88 kV, a extensão dos circuitos e a quantidade de derivações existentes significam que diferentes configurações de operação podem existir. O que se observa de forma geral é que as tensões das cargas que ficam mais distantes de Mairiporã ou de São José dos Campos vão apresentar um perfil mais baixo, mesmo em configurações que procurem equilibrar a carga em cada circuito.

A Tabela 5-1 mostra o nível de tensão de algumas subestações com derivações vizinhas em uma configuração que buscou equilibrar as cargas entre os circuitos. Mesmo com conexão em circuitos diferentes, as tensões ao longo do horizonte observado estão muito próximas do limite, com a SE SABESP chegando no limite. Nessa situação, uma reorganização das cargas que tente melhorar a tensão de uma subestação pode ter um impacto negativo mais forte em outras, descrevendo um cenário de pouca flexibilidade para manter a qualidade do atendimento da região.

Tabela 5-1 - Diagnóstico – Desempenho do sistema em condição normal – Cenário 1 – Tensão

SUBESTAÇÃO	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
088 kV - SE Santa Isabel	96,1%	96,1%	96,0%	95,9%	95,9%	95,8%	95,8%	95,6%
088 kV - SE Igaratá	96,4%	96,4%	96,3%	96,2%	96,2%	95,9%	95,9%	95,7%
088 kV - SE SABESP (Igaratá)	95,4%	95,4%	95,3%	95,3%	95,3%	95,1%	95,2%	**95,0%**
088 kV - SE MasterFoods	96,3%	96,3%	96,2%	96,1%	96,1%	95,6%	95,6%	95,4%

Condição de Emergência

Na análise em condição de emergência, o perfil de tensão baixo torna-se inevitável na falha de um dos circuitos da LT 88 kV Mairiporã – Jaguari, como mostra a Tabela 5-2. A Tabela 5-3 mostra os efeitos no fluxo esperado e, para este cenário, o destaque fica para carregamentos elevados em torno de 90% na transformação em Mairiporã e no primeiro trecho da LT 88 kV Mairiporã – Jaguari, nos casos de falha no transformador e na linha em paralelo, respectivamente.

Tabela 5-2 – Diagnóstico – Desempenho do sistema na emergência – Cenário 1 – Tensão

CONTINGÊNCIA	SUBESTAÇÃO	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
LT 88 kV Mairiporã - UHE Jaguari, C2	088 kV - SE Santa Isabel	**93,2%**	**93,1%**	**93,0%**	**92,9%**	**92,8%**	**92,6%**	**92,5%**	**92,3%**
	088 kV - SE Igaratá	**92,3%**	**92,3%**	**92,1%**	**92,0%**	**92,0%**	**91,6%**	**91,5%**	**91,3%**
	088 kV - SE SABESP (Igaratá)	**92,3%**	**92,3%**	**92,1%**	**92,0%**	**92,0%**	**91,6%**	**91,5%**	**91,3%**
	088 kV - SE MasterFoods	**94,0%**	**94,0%**	**93,8%**	**93,7%**	**93,7%**	**93,2%**	**93,1%**	**92,9%**

Tabela 5-3 - Diagnóstico – Desempenho do sistema na emergência – Cenário 1 – Fluxo

CONTINGÊNCIA	LINHAS E TRANSFORMADORES	NC LIM.	2023 MW Mvar %	2024 MW Mvar %	2025 MW Mvar %	2026 MW Mvar %	2027 MW Mvar %	2028 MW Mvar %	2029 MW Mvar %	2030 MW Mvar %
TR 138/88 kV Mairiporã, T1	TR 138/88 kV Mairiporã - 2	2	58 22	59 22	58 23	57 23	57 24	58 25	59 25	59 27
		72	86%	88%	86%	86%	86%	89%	89%	92%
LT 88 kV Mairiporã - UHE Jaguari, C2	LT 088 kV Mairiporã - D#Skol	1	58 17	60 17	59 17	58 18	59 18	60 19	61 20	62 20
		68	90%	91%	90%	90%	90%	93%	94%	96%

5.2.2. Cenário 2 (Carga Média Norte Úmido)

Condição Normal

Nesse cenário, o destaque na região é o carregamento esperado para a transformação 233/88 kV em São José dos Campos, com carregamentos elevados desde o início do horizonte que continuam crescendo como indica a Tabela 5-4.

Tabela 5-4 - Diagnóstico – Desempenho do sistema em condição normal – Cenário 2 – Fluxo

LINHAS E TRANSFORMADORES	NC LIM.	2023 MW Mvar %	2024 MW Mvar %	2025 MW Mvar %	2026 MW Mvar %	2027 MW Mvar %	2028 MW Mvar %	2029 MW Mvar %	2030 MW Mvar %
TR 230/88 kV São José dos Campos - 1	1	135 26	138 27	142 28	146 30	150 31	155 33	158 35	163 36
	150	93%	95%	99%	101%	105%	107%	109%	112%
TR 230/88 kV São José dos Campos - 2	2	135 26	139 27	143 29	147 30	151 31	155 33	159 35	163 37
	150	93%	96%	99%	102%	105%	107%	110%	113%
TR 230/88 kV São José dos Campos - 4	4	139 27	142 28	146 29	150 31	155 32	159 34	163 36	167 38
	150	96%	99%	101%	105%	108%	110%	113%	115%
TR 230/88 kV São José dos Campos - 3	3	134 26	137 27	140 28	145 30	149 31	153 33	157 35	161 36
	150	92%	95%	97%	101%	104%	105%	108%	111%

Condição de Emergência

Na emergência, vemos o agravamento da situação dos transformadores em São José dos Campos e a possibilidade de violações na LT 138 kV Mairiporã – Água Azul, com destaque para cenário com contingência na transformação 345/138 kV em Atibaia II. No sistema 88 kV, o cenário úmido apresenta carregamentos crescentes pelo lado de São José como mostra a Tabela 5-5.

Tabela 5-5 - Diagnóstico – Desempenho do sistema na emergência – Cenário 2 – Fluxo

CONTINGÊNCIA	LINHAS E TRANSFORMADORES	NC LIM.	2023 MW Mvar %	2024 MW Mvar %	2025 MW Mvar %	2026 MW Mvar %	2027 MW Mvar %	2028 MW Mvar %	2029 MW Mvar %	2030 MW Mvar %
TR 230/88 kV São José dos Campos, T2	TR 230/88 kV São José dos Campos - 1	1	177 41	182 43	187 45	192 47	198 49	203 53	208 55	214 58
		180	103%	106%	109%	112%	116%	118%	121%	124%
	TR 230/88 kV São José dos Campos - 4	4	183 42	187 44	192 47	198 49	203 51	209 54	215 57	220 60
		180	106%	109%	113%	116%	119%	122%	125%	128%
	TR 230/88 kV São José dos Campos - 3	3	176 41	180 43	185 45	190 47	196 49	201 52	206 55	212 57
		180	102%	105%	108%	112%	115%	117%	120%	123%
ATF 345/138 kV Atibaia II, T1	LT 138 kV Água Azul - Mairiporã, C2	2	128 7	131 7	135 8	140 8	143 5	150 13	156 13	162 15
		143	88%	90%	93%	97%	99%	103%	108%	111%
	LT 138 kV Água Azul - Mairiporã, C1	1	128 7	131 7	135 8	140 8	143 5	150 13	156 13	162 15
		143	88%	90%	93%	97%	99%	103%	108%	111%
LT 88 kV São José dos Campos - UHE Jaguari, C2	LT 088 kV São José dos Campos - D#Altos de Vila Paiva, C1	1	-36 -18	-36 -18	-38 -18	-41 -18	-42 -18	-47 -19	-49 -20	-51 -20
		61	67%	67%	70%	75%	77%	84%	87%	92%

5.3. Restrições Físicas das Instalações

No sentido de identificar possíveis restrições físicas em expansões de subestações localizadas na região do estudo, a EPE realizou consultas à transmissora proprietária dessas instalações, nesse caso a ISA-CTEEP.

Os relatórios encaminhados por essa transmissora contemplando as análises de viabilidade física encontram-se no Anexo D do presente documento.

6. ALTERNATIVAS

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

De um modo geral, todas as alternativas têm como solução estrutural uma nova fonte para o sistema 88 kV, uma vez que o diagnóstico aponta subtensões em subestações afastadas das fontes assim como carregamentos elevados nas transformações existentes e nos trechos de linha conectados nas fontes. Considerando o prazo esperado para novas obras estruturantes, o ano inicial das alternativas é o ano 2025. Apenas recomendações de adequações ou substituições em subestações existentes consideram os dois primeiros anos do horizonte 2023 - 2030.

Entre outras alternativas vislumbradas, destacamos que também foram consideradas no estudo opções de solução que envolvessem o 440 kV, seja com uma subestação nova em localização próxima das alternativas B e C ou com uma linha em 138kV saindo da recente SE 440/138 kV Água Azul. No entanto, essas outras possibilidades não trouxeram ganhos técnicos e/ou econômicos suficientemente relevantes em relação às alternativas que serão descritas a seguir.

Para cada alternativa, será apresentada uma figura indicando as obras conforme a seguinte padronização: linhas tracejadas indicando novos equipamentos, substituições de transformadores são indicadas com um sombreamento e a substituição de equipamento terminal são indicadas com um quadrado vermelho junto à subestação onde a substituição será necessária. Seccionamentos curtos são representados com a nova subestação entrando diretamente na linha existente como uma simplificação. Mais detalhes da nova subestação podem ser vistos na sessão de recomendações.

6.1. Obras Comuns

O diagnóstico da seção anterior indica que é esperado um cenário com violação já em 2023 na transformação 230/88 kV em São José dos Campos. Considerando que o prazo para uma obra estruturante seria curto e a inviabilidade de uma redução significativa da carga atendida nesta transformação, uma obra comum de todas as alternativas é a substituição dos transformadores em São José dos Campos prevista para ocorrer até 2023.

Após análises, duas opções de modulação foram enviadas para consulta de viabilidade pela Isa-CTEEP. Uma opção foi substituir por três transformadores de 300 MVA (com a possibilidade de no futuro entrar mais um transformador), já a outra opção foi substituir por três transformadores de 400 MVA. Como as duas modulações foram viáveis (Anexo D), foi definido que a substituição será por três transformadores de 300/360 MVA. Neste caso, foi considerada como referência para o estudo a

implantação de três bancos de transformadores monofásicos de 100 MVA, totalizando 10 transformadores monofásicos por conta da unidade reserva.

Com relação à transformação da SE Mairiporã 138/88 kV, atualmente são dois transformadores que não operam em paralelo, pois o barramento no setor de 88 kV não está preparado para permitir a conexão separada dos transformadores. Dessa forma, o presente estudo recomenda a adequação no pátio 88 kV da SE Mairiporã para permitir a operação em paralelo dos transformadores 138/88 kV, com necessidade imediata, dado que esse modo de operação em paralelo propicia ganho de confiabilidade no atendimento às cargas da região.

Portanto, as obras comuns são:

- SE São José dos Campos 230/88 kV (2023) → Substituir 4 TRs de 150/180 MVA por 3 TRs de 300/360 MVA
- SE Mairiporã 88 kV (2023) → Implantação de 2 Disjuntores e 2 TPs para permitir a operação em paralelo dos transformadores

6.2. Alternativa A

A Alternativa A recomenda uma nova subestação de fronteira 230/88 kV aproveitando a proximidade entre a LT 230 kV São José dos Campos – Mogi e subestações que apresentaram tensões baixas na Tabela 5-1. As obras são indicadas na Figura 6-1 e encontram-se detalhadas a seguir:

- SE Dom Pedro I 230/88 kV (2025)
  - 2 TRs de 150/180 MVA, (6+1R) x 50 MVA 1Φ)
  - Seccionamento da LT 230 kV São José dos Campos – Mogi, 10 km
  - Seccionamento da LT 88 kV Mairiporã – Jaguari, 1 km
- LT 138 kV Mairiporã – Água Azul (2029)
  - Substituição de equipamento terminal em Mairiporã

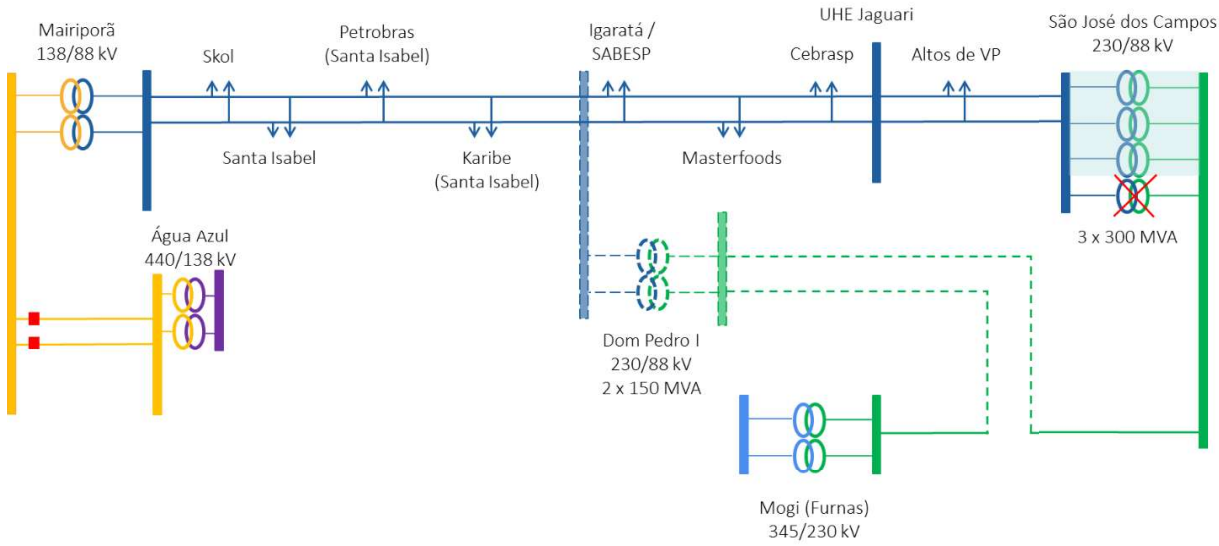


Figura 6-1 – Diagrama da Alternativa A

6.3. Alternativa B

A Alternativa B recomenda uma nova subestação de fronteira 345/88 kV na altura do cruzamento da LT 345 kV Mogi – Atibaia II com a LT 88 kV Mairiporã - Jaguari. As obras são indicadas na Figura 6-2 e encontram-se detalhadas a seguir:

- SE Aralu 345/88 kV (2025)
  - 2 TRs de 150/180 MVA, (6+1R) x 50 MVA 1Φ)
  - Seccionamento da LT 345 kV Mogi – Atibaia II, 2 km
  - Seccionamento da LT 88 kV Mairiporã – Jaguari, 1 km
- LT 138 kV Mairiporã – Água Azul (2030)
  - Substituição de equipamento terminal em Mairiporã

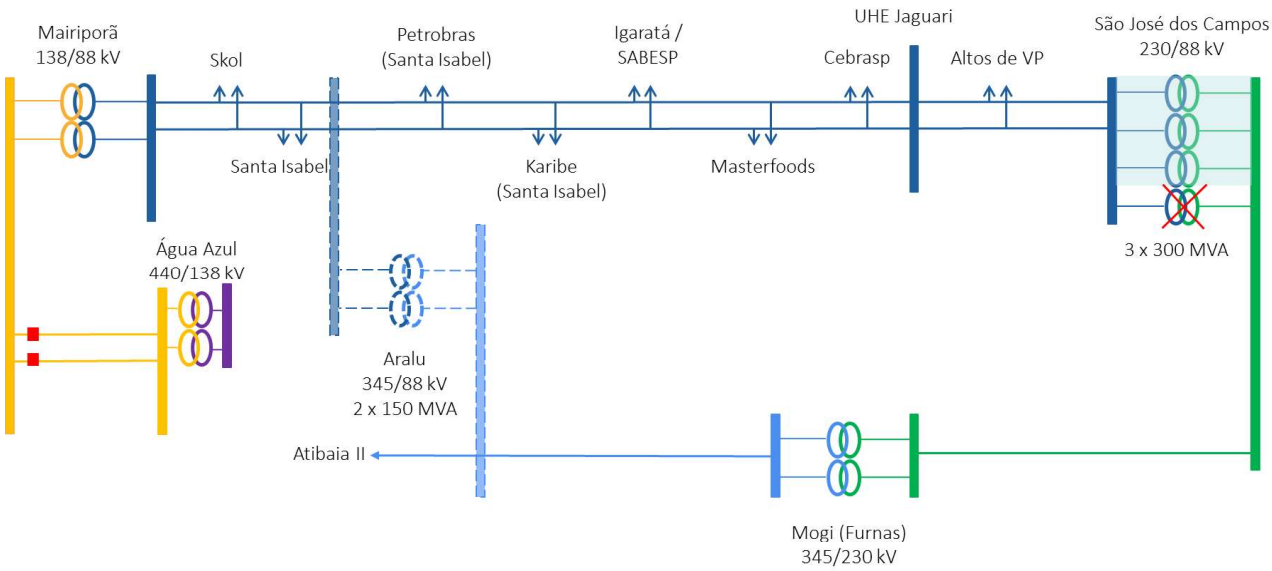


Figura 6-2 – Diagrama da Alternativa B

6.4. Alternativa C

A Alternativa C recomenda uma nova subestação de fronteira 138/88 kV usando como ponto o mesmo local da Alternativa B, que está perto da LT 138 kV Santo Ângelo – Água Azul. As obras são indicadas na Figura 6-3 e encontram-se detalhadas a seguir:

- SE Aralu 138/88 kV (2025)
  - 2 TRs de 150/180 MVA, (6+1R) x 50 MVA 1Φ)
  - Seccionamento da LT 138 kV Santo Ângelo – Água Azul, 14 km
  - Seccionamento da LT 88 kV Mairiporã – Jaguari, 1 km
- LT 138 kV Mairiporã – Água Azul (2030)
  - Substituição de equipamento terminal em Mairiporã

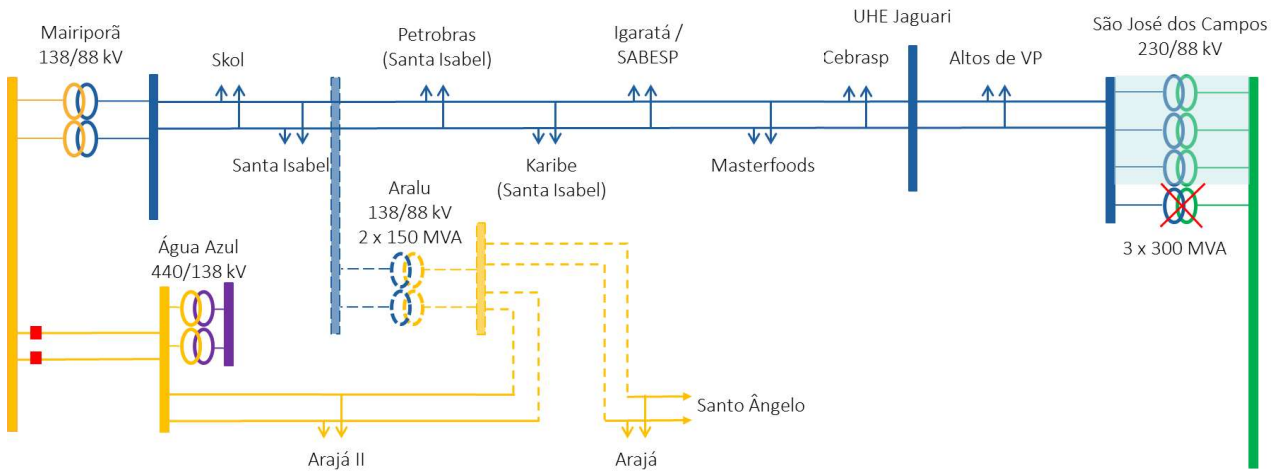


Figura 6-3 – Diagrama da Alternativa C

6.5. Alternativa A2

A Alternativa A2 é uma variante da Alternativa A, trocando a posição da nova subestação para um ponto próximo ao seccionamento da linha em 230 kV. As obras são indicadas na Figura 6-4 e todas as obras estão detalhadas a seguir:

- SE Presidente Dutra 230/88 kV (2025)
  - 2 TRs de 150/180 MVA, (6+1R) x 50 MVA 1Φ)Seccionamento da LT 230 kV São José dos Campos – Mogi, 1 km
  - Seccionamento da LT 88 kV Mairiporã – Jaguari, 10 km
- LT 138 kV Mairiporã – Água Azul (2029)
  - Substituição de equipamento terminal em Mairiporã

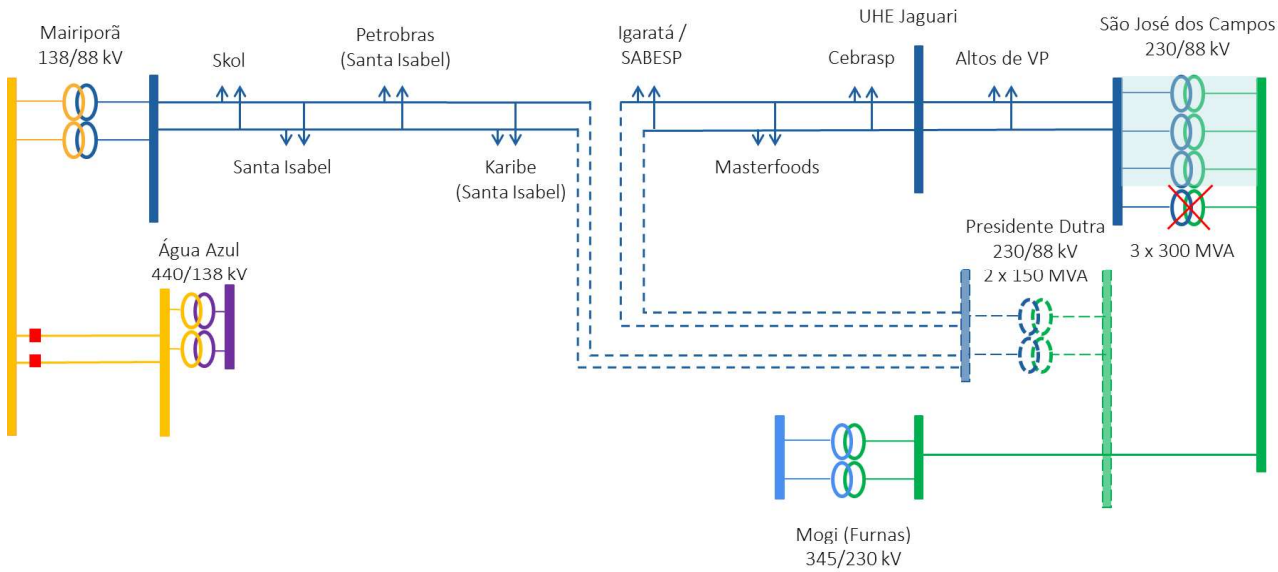


Figura 6-4 – Diagrama da Alternativa A2

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
A	69.015,57	100,6%	2º
B	71.645,44	104,5%	4º
C	68.588,05	100,0%	1º
A2	69.089,18	100,7%	3º

Tabela 7-2 – Custo Diferencial de Perdas

Perdas			
Alternativa	Custos (R$ x 1000)	Diferencial	Ordem
A	39.422.757,05	3.731,93	2º
B	39.419.025,12	0,00	1º
C	39.425.569,47	6.544,35	4º
A2	39.424.082,06	5.056,94	3º

Tabela 7-3 – Comparação Econômica

Rendimentos Necessários + Perdas			
Alternativa	Custos (R$ x 1000)	(%)	Ordem
A	72.747,49	101,5%	2º
B	71.645,44	100,0%	1º
C	75.132,40	104,9%	4º
A2	74.146,13	103,5%	3º

7.2. Discussão dos Resultados

Conforme pode ser visto na Tabela 7-3, a Alternativa B é a que apresenta menor custo global, porém todas as outras alternativas estão até 5% mais caras, o que caracteriza um empate econômico.

A Alternativa C apresenta o menor investimento necessário (sendo que neste critério as outras alternativas também estão dentro dos 5%) e o maior custo global. Esta alternativa, no entanto, ré a menos robusta, pois a nova fonte é caracterizada por uma nova transformação 138/88 kV, diferentemente das demais alternativas que introduzem novas fontes com tensão primária igual ou superior à 230 kV.

O ponto de seccionamento da LT 88 kV Mairiporã – Jaguari nas alternativas A e A2 apresenta algumas vantagens em relação ao ponto das alternativas B e C: está próximo do ramal de Igaratá e da SABESP, numa região onde a carga é expressiva em relação ao total que é atendido pelo sistema 88 kV; está mais perto das subestações que apresentam as tensões mais baixas numa situação de equilíbrio das cargas (Tabela 5-1); está mais para um ponto intermediário entre as duas fontes do sistema (São José dos Campos e Mairiporã), tanto fisicamente como na divisão das cargas, resultando numa divisão melhor do fluxo; e está mais próximo da região com novas solicitações de conexão.

A Alternativa A2 foi criada com o objetivo de se estudar uma forma de reduzir o carregamento da transformação 230/88 kV de São José dos Campos, repassando para a nova fonte parte da carga atendida pela LD 88 kV São José dos Campos - Itapeti. A redistribuição de cargas, no entanto, não se mostrou o suficiente para reduzir o carregamento da transformação e o prazo para uma obra estruturante também foi considerado curto, motivando a recomendação da obra comum a todas alternativas da substituição dos transformadores em SJC no início do horizonte, mas a alternativa foi mantida por ter desempenho semelhante da A.

A diferença entre as alternativas A e A2 é, então, a posição da nova subestação, junto aos circuitos em 88 kV ou ao circuito em 230 kV. Considerando que os dois pontos permitiriam novas conexões, temos que a Alternativa A possui um custo um pouco menor em todas as comparações e atende as cargas que estão mais vulneráveis atualmente com um perfil de tensão um pouco melhor. Sendo assim, a recomendação deste estudo é por uma nova subestação mais próxima do sistema de 88 kV representada na alternativa A. Além desses fatores, se estima que o custo do terreno da subestação na alternativa A2 seria maior uma vez que a subestação estaria na margem, ou muito próxima, da Rodovia Presidente Dutra, o que poderia desfazer o empate econômico.

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 totalmente solucionados em todo o horizonte do estudo, que vai até 2030.

Nos itens seguintes são apresentadas as tabelas com os resultados das simulações.

8.1. Cenário 1 (Carga Média Norte Seco)

A Tabela 8-1 mostra as tensões das subestações destacadas no diagnóstico do Cenário 1. A substituição dos transformadores em São José dos Campos não traz benefícios no perfil de tensão, mas a entrada da SE Dom Pedro I, em 2025, permite o controle de tensão em um ponto entre as cargas, eliminando o problema de subtensão na falha de um dos circuitos no sistema de 88 kV e evitando a queda observada na condição normal.

Tabela 8-1 - Desempenho do sistema com Alternativa A – Condição normal e emergência – Cenário 1 – Tensão

CONTINGÊNCIA	SUBESTAÇÃO	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Caso Normal	088 kV - SE SABESP (Igaratá)	95,4%	95,4%	100,9%	100,9%	100,9%	100,9%	100,9%	100,9%
	088 kV - SE Igaratá	96,4%	96,4%	101,6%	101,6%	101,6%	101,6%	101,6%	101,6%
	088 kV - SE Karibe (Paramount)	96,7%	96,7%	100,9%	100,9%	100,9%	100,9%	100,9%	100,9%
	088 kV - SE MasterFoods	96,3%	96,3%	100,9%	100,8%	100,8%	100,7%	100,6%	100,6%
LT 88 kV Mairiporã - UHE Jaguari, C2	088 kV - SE Santa Isabel	**93,2%**	**93,2%**						
	088 kV - SE Igaratá	**92,3%**	**92,3%**						
	088 kV - SE SABESP (Igaratá)	**92,3%**	**92,3%**						
	088 kV - SE MasterFoods	**94,0%**	**94,0%**						
LT 88 kV Mairiporã - Dom Pedro I, C2	088 kV - SE Santa Isabel			98,9%	98,9%	98,9%	98,8%	98,8%	98,7%
LT 88 kV Dom Pedro I - UHE Jaguari, C2	088 kV - SE Igaratá			100,5%	100,5%	100,5%	100,5%	100,5%	100,5%
	088 kV - SE SABESP (Igaratá)			100,5%	100,5%	100,5%	100,5%	100,5%	100,5%
	088 kV - SE MasterFoods			100,7%	100,7%	100,7%	100,5%	100,5%	100,4%

A Tabela 8-2 mostra os fluxos na transformação em Mairiporã e no primeiro trecho da linha 88 kV que sai de Mairiporã em direção à UHE Jaguari. Nos dois casos, a entrada da SE Dom Pedro I resulta em um grande alívio dos carregamentos nos equipamentos em caso de falha do equipamento paralelo.

Tabela 8-2 - Desempenho do sistema com Alternativa A – Condição de emergência – Cenário 1 – Fluxo

CONTINGÊNCIA	LINHAS E TRANSFORMADORES		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
		NC	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar
		LIM.	%	%	%	%	%	%	%	%
TR 138/88 kV Mairiporã, T1	TR 138/88 kV Mairiporã - 2	2	54 25	55 25	19 -5	17 -4	17 -4	16 -3	16 -3	16 -3
		72	83%	85%	28%	25%	24%	24%	24%	24%
LT 88 kV Mairiporã - UHE Jaguari, C2	LT 088 kV Mairiporã - D#Skol	1	55 17	56 17						
		68	84%	87%						
LT 88 kV Mairiporã - Dom Pedro I, C2	LT 088 kV Mairiporã - D#Skol	1			23 0	21 0	21 1	21 1	21 1	21 1
		68			34%	31%	31%	31%	31%	31%

8.2. Cenário 2 (Carga Média Norte Úmido)

A Tabela 8-3 mostra os carregamentos nos elementos que apresentaram violações de fluxo no diagnóstico do Cenário 2 antes das obras da alternativa vencedora. A substituição dos transformadores de SJC por 3 transformadores de 300/360 MVA reduz o percentual do carregamento na transformação, apesar do aumento do fluxo em valores absoluto.

Tabela 8-3 - Desempenho do sistema com Alternativa A – Condição normal e emergência – Cenário 2 – Fluxo

CONTINGÊNCIA	LINHAS E TRANSFORMADORES		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
		NC	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar
		LIM.	%	%	%	%	%	%	%	%
Condição Normal	TR 230/88 kV São José dos Campos - 1	1	183 30	187 32	175 24	180 26	185 29	190 29	195 31	200 33
		300	63%	64%	60%	62%	64%	65%	66%	68%
	TR 230/88 kV São José dos Campos - 2	2	183 30	187 32	175 24	180 26	185 29	190 29	195 31	200 33
		300	63%	64%	60%	62%	64%	65%	66%	68%
	TR 230/88 kV São José dos Campos - 3	3	183 30	187 32	175 24	180 26	185 29	190 29	195 31	200 33
		300	63%	64%	60%	62%	64%	65%	66%	68%
TR 230/88 kV São José dos Campos, T2	TR 230/88 kV São José dos Campos - 1	1	270 57	276 60	254 48	262 51	270 56	277 57	283 61	291 64
		360	78%	80%	74%	76%	79%	79%	81%	83%
	TR 230/88 kV São José dos Campos - 3	3	270 57	276 60	254 48	262 51	270 56	277 57	283 61	291 64
		360	78%	80%	74%	76%	79%	79%	81%	83%
ATF 345/138 kV Atibaia II, T1	LT 138 kV Água Azul - Mairiporã, C2	2	127 12	130 13	123 3	127 4	130 2	136 8	142 8	147 10
		143/169	88%	**90%**	85%	88%	**90%**	**94%**	83%	86%
	LT 138 kV Água Azul - Mairiporã, C1	1	127 12	130 13	123 3	127 4	130 2	136 8	142 8	147 10
		143/169	88%	**90%**	85%	88%	**90%**	**94%**	83%	86%
LT 88 kV SJC - UHE Jaguari, C2	LT 088 kV SJC - D#AVP, C1	1	-40 -16	-40 -17	0 -5	-1 -4	-3 -8	-3 -5	-3 -5	-4 -5
		61	72%	74%	10%	10%	15%	11%	11%	13%

A entrada da SE Dom Pedro I em 2025 reduz o fluxo em todos os equipamentos apresentados na tabela, com maior efeito na linha entre SJC e Jaguari. Porém, a redução de carregamento na LT 138 kV Mairiporã – Água Azul não é o suficiente para evitar o reforço desta linha até o final do horizonte do estudo (adequação dos equipamentos terminais para eliminação de fator limitante).

9. ANÁLISE DE 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 2023, antes e após a implantação de obras da alternativa recomendada, e nos anos 2025 e 2030 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 2029 [4] disponível no site EPE.

Tabela 9-1 – Níveis de curto-circuito antes e após a implantação das obras recomendadas

Identificação			2023 sem obras				2025 com obras				2030 com obras				Disjuntor (kA)
Nº	Subestação	Tensão	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	
1036	Altos de Vila Paiva	88	7,52	3,72	4,75	4,28	8,13	3,77	4,99	4,24	8,13	3,77	4,99	4,24	31,50
1025	Cebrasp	88	7,89	4,00	6,12	5,31	10,82	4,52	8,07	5,51	10,83	4,52	8,08	5,51	N/A
3105	Igaratá	88	3,10	3,05	1,80	3,75	5,55	3,51	3,28	3,96	5,55	3,51	3,28	3,96	40,00
2046	Jaguari	88	8,07	4,04	6,35	5,43	11,08	4,59	8,39	5,66	11,09	4,59	8,39	5,66	14,60
3096	Karibe / Paramount (Santa Isabel)	88	4,11	3,32	2,46	3,95	7,03	3,84	4,24	4,19	7,03	3,84	4,24	4,19	31,50
2814	Mairiporã	138	17,45	3,93	10,93	4,01	17,76	3,98	11,13	4,03	17,77	3,98	11,14	4,03	14,60
2815	Mairiporã	88	8,01	8,16	6,63	8,03	8,99	7,30	7,22	7,37	8,99	7,30	7,22	7,37	14,60
1035	MasterFoods / Parateí	88	3,85	4,46	2,26	5,66	6,02	7,06	3,48	7,98	6,03	7,05	3,48	7,97	31,50
3834	Mogi (Furnas)	345	29,15	16,55	22,34	8,45	29,27	16,59	22,63	8,65	29,34	16,60	22,59	8,64	50,00
3835	Mogi (Furnas)	230	31,46	18,78	26,75	10,58	31,52	18,80	27,10	10,81	31,58	18,81	27,09	10,80	50,00
88888	Dom Pedro I	230					13,12	8,83	8,38	5,62	13,13	8,83	8,38	5,62	Nova
88889	Dom Pedro I	88					14,99	8,80	11,89	7,70	14,99	8,80	11,90	7,70	Nova
33076	Petrobrás (Santa Isabel)	88	3,58	3,24	2,10	3,86	5,19	3,42	3,00	3,91	5,19	3,42	3,00	3,91	31,50
33033	SABESP (Igaratá)	88	3,28	3,08	1,91	3,78	6,16	3,66	3,70	4,06	6,16	3,65	3,70	4,06	31,50
3100	Santa Isabel	88	3,75	3,30	2,21	3,90	5,38	3,48	3,12	3,95	5,38	3,48	3,12	3,95	31,50
2954	São José dos Campos	230	19,93	9,55	12,42	5,71	19,14	9,40	12,04	5,68	19,16	9,41	12,05	5,68	19,50
2955	São José dos Campos	88	21,54	17,75	17,23	9,95	18,51	14,59	14,97	9,86	18,53	14,59	14,98	9,86	26,00
1028	Skol A	88	4,36	3,67	2,66	4,15	5,42	3,66	3,22	4,10	5,42	3,66	3,22	4,10	31,50
1060	Skol B	88	4,36	3,67	2,66	4,15	5,42	3,66	3,22	4,10	5,42	3,66	3,22	4,10	N/A

A Tabela 9-1 apresenta resultados da análise de mínimo disjuntor com a evolução da corrente de curto circuito para os anos de 2023, sem obras, 2025 e 2030, uma vez que considerando apenas as obras

iniciais em 2023 não se notam diferenças significativas. Em destaque, temos duas subestações: São José dos Campos e Mairiporã.

A SE 230 kV São José dos Campos encontra-se em estado de violação no ano inicial do horizonte, no caso base sem obras, a entrada da nova subestação reduz o nível, mas este ainda fica em nível de atenção. Já o setor em 138 kV da SE Mairiporã apresenta uma situação de superação em todos os casos.

Com base neste resultado, a ISA-CTEEP, proprietária das duas subestações, realizou um estudo de *line-out* e os resultados para ano inicial e o final podem ser vistos nas Tabela 9-2 e Tabela 9-3, respectivamente.

Tabela 9-2 – Line-out ano 2023 sem obras

				DISJUNTOR			CURTO - CIRCUITO (kA)							
Barra de Referência	Circuito de Contribuição		kV	NIO	SIM	ASSIM	FASE-TERRA			TRIFÁSICO			ASSIMÉTRICO	
					Rms	Pico	Calc. (kA)	Calc./Nom.	X/R	Calc. (kA)	Calc./Nom.	X/R	Pico	Calc./Nom.
SÃO JOSÉ 230	-		230				19,57		10,46	19,93		9,55	48,46	
	ITAPETI 230	1	230	1	26	67	16,53	63,58%	10,58	16,07	61,81%	9,30	38,94	58,12%
	MOGI-F 230	1	230	2	26	67	16,94	65,15%	16,94	16,55	63,65%	9,01	39,92	59,58%
	TAUBATÉ 230	1	230	3	40	104	16,94	42,35%	10,08	16,60	41,50%	8,84	39,94	38,40%
	TAUBATÉ 230	2	230	4	FUTURO	FUTURO	16,88		16,88	16,60		8,84	39,94	
	PARALELO	1	230	24-1	40	104	19,57	48,93%	10,46	19,93	49,83%	9,55	48,46	46,60%
	TR-1 230/88	**1**	**230**	**6**	**19,5**	**50**	**18,36**	**94,15%**	**9,97**	**19,91**	**102,10%**	**9,57**	**48,44**	**96,88%**
	TR-2 230/88	1	230	7	25	64,5	18,36	73,44%	44,90	19,91	79,64%	9,57	48,44	75,10%
	TR-3 230/88	1	230	8	25	64,5	18,37	73,48%	9,98	19,91	79,64%	9,57	48,44	75,10%
	TR-4 230/88	1	230	9	40	100	18,37	45,93%	9,98	19,91	49,78%	9,57	48,44	48,44%
MAIRIPORÃ 138	-		138				12,84		4,72	17,45		3,93	35,77	
	BC-1	1	138	24	40	100	12,84	32,10%	4,72	17,45	43,63%	3,93	35,77	35,77%
	TR-3 TR-4 138/13,8	1	138	1	40	104	12,84	32,10%	4,72	17,45	43,63%	3,93	35,77	34,39%
	ATIBAIA II 138	**1**	**138**	**2**	**14,6**	**36,5**	**11,69**	**80,07%**	**4,70**	**15,63**	**107,05%**	**3,84**	**31,85**	**87,26%**
	ATIBAIA II 138	**2**	**138**	**3**	**14,6**	**36,5**	**11,69**	**80,07%**	**4,70**	**15,63**	**107,05%**	**3,84**	**31,85**	**87,26%**
	TR-2 138/88	**1**	**138**	**4**	**14,6**	**36,5**	**11,73**	**80,34%**	**4,43**	**17,29**	**118,42%**	**3,96**	**35,51**	**97,29%**
	TR-1 138/88	1	138	5	40	104	11,73	29,33%	4,43	17,29	43,23%	3,96	35,51	34,14%
	PARALELO	1	138	24-1	40	104	12,84	32,10%	4,72	17,45	43,63%	3,93	35,77	34,39%
	ÁGUA AZUL 138	1	138	6	50	130	10,77	21,54%	4,69	14,58	29,16%	3,66	29,34	22,57%
	ÁGUA AZUL 138	**2**	**138**	**7**	**14,6**	**36,5**	**10,95**	**75,00%**	**4,54**	**14,58**	**99,86%**	**3,66**	**29,34**	**80,38%**
	SANTA INÊS 138	1	138	8	40	104	12,84	32,10%	4,72	17,45	43,63%	3,93	35,77	34,39%
	SANTA INÊS 138	2	138	9	40	104	12,84	32,10%	4,72	17,45	43,63%	3,93	35,77	34,39%
	TERMOVERDE 138	1	138	10	50	130	11,68	23,36%	4,61	16,09	32,18%	3,77	32,65	25,12%
	CABREÚVA 138	1	138	11	50	130	12,00	24,00%	4,67	16,26	32,52%	3,81	33,07	25,44%

Tabela 9-3 – Line-out ano 2030 com obras

				DISJUNTOR			CURTO - CIRCUITO (kA)							
Barra de Referência	Circuito de Contribuição		kV	NIO	SIM	ASSIM	FASE-TERRA			TRIFÁSICO			ASSIMÉTRICO	
					Rms	Pico	Calc. (kA)	Calc./Nom.	X/R	Calc. (kA)	Calc./Nom.	X/R	Pico	Calc./Nom.
SÃO JOSÉ 230	-		230				20,74		10,79	19,93		9,54	51,26	
	ITAPETI 230	1	230	1	26	67	16,70	64,23%	10,50	14,96	57,54%	9,19	41,12	61,37%
	NOVA 230	1	230	2	26	67	18,15	69,81%	18,15	16,82	64,69%	8,85	44,57	66,52%
	TAUBATÉ 230	1	230	3	40	104	17,46	43,65%	9,88	15,81	39,53%	8,63	42,67	41,03%
	TAUBATÉ 230	2	230	4	FUTURO	FUTURO	17,42		17,42	15,81		8,63	42,58	
	PARALELO	1	230	24-1	40	104	20,74	51,85%	10,79	19,93	49,83%	9,54	51,26	49,29%
	TR-1 230/88	1	230	6	19,5	50	18,74	96,10%	10,00	19,16	98,26%	9,40	46,51	93,02%
	TR-2 230/88	1	230	7	25	64,5	18,74	74,96%	45,86	19,16	76,64%	9,40	46,51	72,11%
	TR-3 230/88	1	230	8	25	64,5	18,74	74,96%	10,00	19,16	76,64%	9,40	46,51	72,11%
MAIRIPORÃ 138	-		138				12,96		4,76	17,77		3,98	36,53	
	BC-1	1	138	24	40	100	12,96	32,40%	4,76	17,77	44,43%	3,98	36,53	36,53%
	TR-3 TR-4 138/13,8	1	138	1	40	104	12,96	32,40%	4,76	17,77	44,43%	3,98	36,53	35,13%
	ATIBAIA II 138	1	138	2	14,6	36,5	11,81	80,89%	4,75	15,96	109,32%	3,89	32,63	89,40%
	ATIBAIA II 138	2	138	3	14,6	36,5	11,81	80,89%	4,75	15,96	109,32%	3,89	32,63	89,40%
	TR-2 138/88	1	138	4	14,6	36,5	11,79	80,75%	4,46	17,49	119,79%	4,01	36,03	98,71%
	TR-1 138/88	1	138	5	40	104	11,79	29,48%	4,46	17,49	43,73%	4,01	36,03	34,64%
	PARALELO	1	138	24-1	40	104	12,96	32,40%	4,76	17,77	44,43%	3,98	36,53	35,13%
	ÁGUA AZUL 138	1	138	6	50	130	10,88	21,76%	4,74	14,90	29,80%	3,71	30,11	23,16%
	ÁGUA AZUL 138	2	138	7	14,6	36,5	11,08	75,89%	4,59	14,90	102,05%	3,71	30,11	82,49%
	SANTA INÊS 138	1	138	8	40	104	12,96	32,40%	4,76	17,77	44,43%	3,98	36,53	35,13%
	SANTA INÊS 138	2	138	9	40	104	12,96	32,40%	4,76	17,77	44,43%	3,98	36,53	35,13%
	TERMOVERDE 138	1	138	10	50	130	11,79	23,58%	4,66	16,41	32,82%	3,82	33,41	25,70%
	CABREÚVA 138	1	138	11	50	130	12,12	24,24%	4,71	16,58	33,16%	3,86	33,84	26,03%

De acordo com o resultado do estudo de *line-out*, as duas subestações apresentam superação de disjuntores.

Em São José dos Campos, o disjuntor correspondente ao NIO 6 começa superado. Após a entrada da nova subestação Dom Pedro I, o nível de curto tende a ser menor, mas ainda fica na faixa de alerta. Já em Mairiporã, foram identificadas três superações no ano inicial. Com a entrada da Dom Pedro I, a tendência é que o nível de curto na subestação suba marginalmente agravando os três casos de superação e sendo o suficiente para elevar para quatro o número de superações com a elevação do nível de curto em um disjuntor que estava inicialmente em alerta.

Portanto, a partir das análises de curto-circuito realizadas, recomenda-se:

- Na SE Mairiporã (Isa-CTEEP), a substituição de quatro disjuntores de 138 kV, correspondentes aos NIO 2, 3, 4 e 7;

- Na SE São José dos Campos (CTEEP), a substituição de um disjuntor de 230 kV, correspondente ao NIO 6, reforçando a recomendação indicada no "Estudo de Atendimento à Região do Vale do Paraíba" [5].

10. ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

As avaliações socioambientais preliminares referentes às novas instalações de Rede Básica recomendadas neste estudo foram objeto da Nota Técnica DEA 09/19 "Análise socioambiental do estudo de reforços para a região industrial de Mairiporã, Jaguari e São José dos Campos (Relatório R1)", a qual está incorporada ao final deste relatório.

11. REFERÊNCIAS

[1] 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.

[2] ONS, "Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos" em Procedimentos de Rede, novembro de 2011.

[3] ANEEL/EPE, "Custos Modulares da ANEEL – Maio de 2019 (EPE-DEE-IT-054/2019)", 2019. [Online] Available: http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/informe-tecnico-banco-de-precos-de-referencia-da-aneel-atualizacao-dos-valores-para-a-data-base-maio-de-2019.

[4] EPE, "Base de dados para estudos de curto-circuito – PDE 2029", 2019. [Online].

[5] EPE, "EPE-DEE-RE-067/2016-rev0 - Estudo de Atendimento à Região do Vale do Paraíba", 2016.

12. EQUIPE TÉCNICA

EPE

Daniel José Tavares de Souza – STE

Paulo Fernando de Matos Araujo – STE

ISA-CTEEP

Daniela Arantes Gomes Ferreira

Matheus Garcia Ribeiro

Raphael Molina Neto

Renato Guimarães Ribeiro

Osni Ricardo de Jesus Campos

Daniel Verardo

EDP Brasil

Anderson Silva

ELEKTRO

Aline Leiko Nishimoto

Eduardo Carraro

13. ANEXOS

ANEXO A – PLANO DE OBRAS DAS ALTERNATIVAS

Tabela A-13-1 – Plano de Obras da Alternativa A

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						223.477,16	**150.902,84**	**19.850,90**	**69.015,57**
SE 138/88 kV MAIRIPORÃ | Adequar operação em paralelo dos transformadores (Ampliação/Adequação)						**8.637,39**	**7.405,17**	**767,24**	**4.413,77**
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2021	2,0	1,0	4015,19	8.030,38	6.884,76	713,32	4.103,59
MIM - 138 kV		2021	1,0	1,0	607,01	607,01	520,41	53,92	310,19
SE 230/88 kV DOM PEDRO I (Nova)						**70.823,22**	**44.630,64**	**6.291,04**	**18.327,06**
1° e 2° TF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ		2025	7,0	1,0	5226,73	36.587,11	23.056,09	3.249,94	9.467,72
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2025	1,0	1,0	4243,74	4.243,74	2.674,28	376,96	1.098,16
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2025	1,0	1,0	3358,96	3.358,96	2.116,71	298,37	869,20
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2025	2,0	1,0	5049,30	10.098,60	6.363,83	897,03	2.613,23
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2025	2,0	1,0	3911,95	7.823,90	4.930,38	694,98	2.024,61
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			*2,0*						
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			*4,0*						
MIM - 230 kV		2025	1,0	1,0	1197,48	1.197,48	754,62	106,37	309,87
MIM - 138 kV		2025	1,0	1,0	830,53	830,53	523,37	73,77	214,92
MIG (Terreno Rural)		2025	1,0	1,0	6682,90	6.682,90	4.211,36	593,62	1.729,35
SECC LT 230 kV SÃO JOSÉ DOS CAMPOS - MOGI DAS CRUZES, C1, NA SE FONTE NOVA (Nova)						**25.954,04**	**16.355,45**	**2.305,43**	**6.716,18**
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 10 km		2025	10,0	1,0	1399,59	13.995,90	8.819,79	1.243,22	3.621,75
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2025	2,0	1,0	5579,91	11.159,82	7.032,58	991,30	2.887,85
MIM - 230 kV		2025	1,0	1,0	798,32	798,32	503,08	70,91	206,58
SECC LT 88 kV MAIRIPORÃ - JAGUARI, C1, NA SE FONTE NOVA (Nova)						**9.455,61**	**5.958,64**	**839,92**	**2.446,85**
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 1 km		2025	1,0	1,0	715,60	715,60	450,95	63,56	185,18
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2025	2,0	1,0	4093,16	8.186,32	5.158,77	727,17	2.118,39
MIM - 138 kV		2025	1,0	1,0	553,69	553,69	348,92	49,18	143,28
SECC LT 88 kV MAIRIPORÃ - JAGUARI, C2, NA SE FONTE NOVA (Nova)						**9.455,61**	**5.958,64**	**839,92**	**2.446,85**
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 1 km		2025	1,0	1,0	715,60	715,60	450,95	63,56	185,18
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2025	2,0	1,0	4093,16	8.186,32	5.158,77	727,17	2.118,39
MIM - 138 kV		2025	1,0	1,0	553,69	553,69	348,92	49,18	143,28
LT 138 kV MAIRIPORÃ - ÁGUA AZUL, C1 e C2 (CD) | substituição de equipamento terminal (Ampliação/Adequaçã						**8.405,26**	**3.893,26**	**746,62**	**616,70**
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Mairiporã	2029	2,0	1,0	4202,63	8.405,26	3.893,26	746,62	616,70
SE 230/88 kV SÃO JOSÉ DOS CAMPOS | Substituição dos transformadores (Ampliação/Adequação)						**90.746,03**	**66.701,04**	**8.060,74**	**34.048,16**
1°, 2° e 3° TF 230/138 kV, (9+1R) x 100 MVA 1Φ		2023	10,0	1,0	6523,49	65.234,90	47.949,60	5.794,65	24.476,31
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2023	3,0	1,0	4782,37	14.347,11	10.545,55	1.274,42	5.383,08
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2023	3,0	1,0	3721,34	11.164,02	8.205,89	991,67	4.188,77

Tabela A-13-2 – Plano de Obras da Alternativa B

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						234.877,48	**157.798,58**	**20.863,56**	**71.645,44**
SE 138/88 kV MAIRIPORÃ | Adequar operação em paralelo dos transformadores (Ampliação/Adequação)						**8.637,39**	**7.405,17**	**767,24**	**4.413,77**
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2021	2,0	1,0	4015,19	8.030,38	6.884,76	713,32	4.103,59
MIM - 138 kV		2021	1,0	1,0	607,01	607,01	520,41	53,92	310,19
SE 345/88 kV ARALU (Nova)						**86.988,51**	**54.817,52**	**7.726,97**	**22.510,18**
1° e 2° TF 345/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ		2025	7,0	1,0	5451,46	38.160,22	24.047,41	3.389,67	9.874,79
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2025	2,0	1,0	5878,29	11.756,58	7.408,64	1.044,31	3.042,27
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2025	1,0	1,0	3358,96	3.358,96	2.116,71	298,37	869,20
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2025	2,0	1,0	6354,51	12.709,02	8.008,84	1.128,91	3.288,74
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2025	2,0	1,0	3911,95	7.823,90	4.930,38	694,98	2.024,61
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			*4,0*						
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIM - 138 kV		2025	1,0	1,0	830,53	830,53	523,37	73,77	214,92
MIM - 345 kV		2025	1,0	1,0	1871,08	1.871,08	1.179,10	166,20	484,18
MIG (Terreno Rural)		2025	1,0	1,0	10478,22	10.478,22	6.603,06	930,75	2.711,47
SECC LT 345 kV ATIBAIA II - MOGI DAS CRUZES, C1, NA SE FONTE NOVA (Nova)						**21.189,07**	**13.352,71**	**1.882,17**	**5.483,14**
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 2 km		2025	2,0	1,0	1645,36	3.290,72	2.073,71	292,31	851,55
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2025	2,0	1,0	5542,26	11.084,52	6.985,13	984,61	2.868,36
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2025	1,0	1,0	5878,29	5.878,29	3.704,32	522,15	1.521,14
MIM - 345 kV		2025	1,0	1,0	935,54	935,54	589,55	83,10	242,09
SECC LT 88 kV MAIRIPORÃ - JAGUARI, C1, NA SE FONTE NOVA (Nova)						**9.455,61**	**5.958,64**	**839,92**	**2.446,85**
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 1 km		2025	1,0	1,0	715,60	715,60	450,95	63,56	185,18
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2025	2,0	1,0	4093,16	8.186,32	5.158,77	727,17	2.118,39
MIM - 138 kV		2025	1,0	1,0	553,69	553,69	348,92	49,18	143,28
SECC LT 88 kV MAIRIPORÃ - JAGUARI, C2, NA SE FONTE NOVA (Nova)						**9.455,61**	**5.958,64**	**839,92**	**2.446,85**
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 1 km		2025	1,0	1,0	715,60	715,60	450,95	63,56	185,18
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2025	2,0	1,0	4093,16	8.186,32	5.158,77	727,17	2.118,39
MIM - 138 kV		2025	1,0	1,0	553,69	553,69	348,92	49,18	143,28
LT 138 kV MAIRIPORÃ - ÁGUA AZUL, C1 e C2 (CD) | substituição de equipamento terminal (Ampliação/Adequação						**8.405,26**	**3.604,87**	**746,62**	**296,49**
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Mairiporã	2030	2,0	1,0	4202,63	8.405,26	3.604,87	746,62	296,49
SE 230/88 kV SÃO JOSÉ DOS CAMPOS | Substituição dos transformadores (Ampliação/Adequação)						**90.746,03**	**66.701,04**	**8.060,74**	**34.048,16**
1°, 2° e 3° TF 230/138 kV, (9+1R) x 100 MVA 1Φ		2023	10,0	1,0	6523,49	65.234,90	47.949,60	5.794,65	24.476,31
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2023	3,0	1,0	4782,37	14.347,11	10.545,55	1.274,42	5.383,08
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2023	3,0	1,0	3721,34	11.164,02	8.205,89	991,67	4.188,77

Tabela A-13-3 – Plano de Obras da Alternativa C

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						223.062,50	**150.353,14**	**19.814,07**	**68.588,05**
SE 138/88 kV MAIRIPORÃ | Adequar operação em paralelo dos transformadores (Ampliação/Adequação)						**8.637,39**	**7.405,17**	**767,24**	**4.413,77**
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2021	2,0	1,0	4015,19	8.030,38	6.884,76	713,32	4.103,59
MIM - 138 kV		2021	1,0	1,0	607,01	607,01	520,41	53,92	310,19
SE 138/88 kV ARALU (Nova)						**61.310,32**	**38.635,90**	**5.446,04**	**15.865,39**
1° e 2° TF 138/88 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ		2025	7,0	1,0	4488,22	31.417,54	19.798,38	2.790,74	8.129,98
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2025	1,0	1,0	3358,96	3.358,96	2.116,71	298,37	869,20
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2025	1,0	1,0	3358,96	3.358,96	2.116,71	298,37	869,20
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2025	2,0	1,0	3911,95	7.823,90	4.930,38	694,98	2.024,61
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2025	2,0	1,0	3911,95	7.823,90	4.930,38	694,98	2.024,61
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			*4,0*						
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			*4,0*						
MIM - 138 kV		2025	1,0	1,0	1661,06	1.661,06	1.046,75	147,55	429,84
MIG (Terreno Rural)		2025	1,0	1,0	5866,00	5.866,00	3.696,58	521,06	1.517,96
SECC LT 88 kV MAIRIPORÃ - JAGUARI, C1, NA SE FONTE NOVA (Nova)						**9.455,61**	**5.958,64**	**839,92**	**2.446,85**
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 1 km		2025	1,0	1,0	715,60	715,60	450,95	63,56	185,18
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2025	2,0	1,0	4093,16	8.186,32	5.158,77	727,17	2.118,39
MIM - 138 kV		2025	1,0	1,0	553,69	553,69	348,92	49,18	143,28
SECC LT 88 kV MAIRIPORÃ - JAGUARI, C2, NA SE FONTE NOVA (Nova)						**9.455,61**	**5.958,64**	**839,92**	**2.446,85**
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 1 km		2025	1,0	1,0	715,60	715,60	450,95	63,56	185,18
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2025	2,0	1,0	4093,16	8.186,32	5.158,77	727,17	2.118,39
MIM - 138 kV		2025	1,0	1,0	553,69	553,69	348,92	49,18	143,28
LT 138 kV MAIRIPORÃ - ÁGUA AZUL, C1 e C2 (CD) | substituição de equipamento terminal (Ampliação/Adequação)						**8.405,26**	**3.604,87**	**746,62**	**296,49**
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Mairiporã	2030	2,0	1,0	4202,63	8.405,26	3.604,87	746,62	296,49
SECC LT 138 kV SANTO ÂNGELO - ÁGUA AZUL, C1, NA SE NOVA FONTE (Nova)						**17.526,14**	**11.044,44**	**1.556,80**	**4.535,27**
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (ORIOLE), 14 km		2025	14,0	1,0	667,13	9.339,82	5.885,67	829,63	2.416,88
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2025	2,0	1,0	4093,16	8.186,32	5.158,77	727,17	2.118,39
SECC LT 138 kV SANTO ÂNGELO - ÁGUA AZUL, C2, NA SE NOVA FONTE (Nova)						**17.526,14**	**11.044,44**	**1.556,80**	**4.535,27**
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (ORIOLE), 14 km		2025	14,0	1,0	667,13	9.339,82	5.885,67	829,63	2.416,88
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2025	2,0	1,0	4093,16	8.186,32	5.158,77	727,17	2.118,39
SE 230/88 kV SÃO JOSÉ DOS CAMPOS | Substituição dos transformadores (Ampliação/Adequação)						**90.746,03**	**66.701,04**	**8.060,74**	**34.048,16**
1°, 2° e 3° TF 230/138 kV, (9+1R) x 100 MVA 1Φ		2023	10,0	1,0	6523,49	65.234,90	47.949,60	5.794,65	24.476,31
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2023	3,0	1,0	4782,37	14.347,11	10.545,55	1.274,42	5.383,08
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2023	3,0	1,0	3721,34	11.164,02	8.205,89	991,67	4.188,77

Tabela A-13-4 – Plano de Obras da Alternativa A2

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)			
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						223.761,65	**151.082,12**	**19.876,17**	**69.089,18**
SE 138/88 kV MAIRIPORÃ | Adequar operação em paralelo dos transformadores (Ampliação/Adequação)						**8.637,39**	**7.405,17**	**767,24**	**4.413,77**
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2021	2,0	1,0	4015,19	8.030,38	6.884,76	713,32	4.103,59
MIM - 138 kV		2021	1,0	1,0	607,01	607,01	520,41	53,92	310,19
SE 230/88 kV PRESIDENTE PRUDENTE (Nova)						**70.823,22**	**44.630,64**	**6.291,04**	**18.327,06**
1° e 2° TF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ		2025	7,0	1,0	5226,73	36.587,11	23.056,09	3.249,94	9.467,72
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2025	1,0	1,0	4243,74	4.243,74	2.674,28	376,96	1.098,16
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2025	1,0	1,0	3358,96	3.358,96	2.116,71	298,37	869,20
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2025	2,0	1,0	5049,30	10.098,60	6.363,83	897,03	2.613,23
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2025	2,0	1,0	3911,95	7.823,90	4.930,38	694,98	2.024,61
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			*2,0*						
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			*4,0*						
MIM - 230 kV		2025	1,0	1,0	1197,48	1.197,48	754,62	106,37	309,87
MIM - 138 kV		2025	1,0	1,0	830,53	830,53	523,37	73,77	214,92
MIG (Terreno Rural)		2025	1,0	1,0	6682,90	6.682,90	4.211,36	593,62	1.729,35
SECC LT 230 kV SÃO JOSÉ DOS CAMPOS - MOGI DAS CRUZES, C1, NA SE FONTE NOVA (Nova)						**13.357,73**	**8.417,64**	**1.186,53**	**3.456,61**
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km		2025	1,0	1,0	1399,59	1.399,59	881,98	124,32	362,17
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2025	2,0	1,0	5579,91	11.159,82	7.032,58	991,30	2.887,85
MIM - 230 kV		2025	1,0	1,0	798,32	798,32	503,08	70,91	206,58
SECC LT 88 kV MAIRIPORÃ - JAGUARI, C1, NA SE FONTE NOVA (Nova)						**15.896,01**	**10.017,18**	**1.412,00**	**4.113,44**
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 10 km		2025	10,0	1,0	715,60	7.156,00	4.509,49	635,65	1.851,77
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2025	2,0	1,0	4093,16	8.186,32	5.158,77	727,17	2.118,39
MIM - 138 kV		2025	1,0	1,0	553,69	553,69	348,92	49,18	143,28
SECC LT 88 kV MAIRIPORÃ - JAGUARI, C2, NA SE FONTE NOVA (Nova)						**15.896,01**	**10.017,18**	**1.412,00**	**4.113,44**
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 10 km		2025	10,0	1,0	715,60	7.156,00	4.509,49	635,65	1.851,77
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2025	2,0	1,0	4093,16	8.186,32	5.158,77	727,17	2.118,39
MIM - 138 kV		2025	1,0	1,0	553,69	553,69	348,92	49,18	143,28
LT 138 kV MAIRIPORÃ - ÁGUA AZUL, C1 e C2 (CD) | substituição de equipamento terminal (Ampliação/Adequaçã						**8.405,26**	**3.893,26**	**746,62**	**616,70**
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Mairiporã	2029	2,0	1,0	4202,63	8.405,26	3.893,26	746,62	616,70
SE 230/88 kV SÃO JOSÉ DOS CAMPOS | Substituição dos transformadores (Ampliação/Adequação)						**90.746,03**	**66.701,04**	**8.060,74**	**34.048,16**
1°, 2° e 3° TF 230/138 kV, (9+1R) x 100 MVA 1Φ		2023	10,0	1,0	6523,49	65.234,90	47.949,60	5.794,65	24.476,31
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2023	3,0	1,0	4782,37	14.347,11	10.545,55	1.274,42	5.383,08
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2023	3,0	1,0	3721,34	11.164,02	8.205,89	991,67	4.188,77

ANEXO B – TABELAMENTO DE TENSÕES E CARREGAMENTOS PARA A ALTERNATIVA VENCEDORA

Tabela B-13-5 – Tensão – Carga Média Norte Seco

SUBESTAÇÃO	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
088 kV - SE UHE Jaguari	98,7%	98,7%	98,7%	98,5%	98,5%	101,5%	101,5%	101,6%	101,6%	101,6%	101,5%
088 kV - SE Mairiporã	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
088 kV - SE Santa Isabel	96,4%	96,3%	96,2%	96,1%	96,1%	99,8%	99,8%	99,8%	99,7%	99,7%	99,7%
088 kV - SE Karibe (Paramount)	97,1%	97,1%	97,0%	96,7%	96,7%	100,9%	100,9%	100,9%	100,9%	100,9%	100,9%
088 kV - SE Petrobrás (Santa Isabel)	97,1%	97,1%	97,0%	96,8%	96,7%	100,5%	100,5%	100,5%	100,5%	100,5%	100,5%
088 kV - SE Igaratá	97,0%	96,9%	96,8%	96,4%	96,4%	101,6%	101,6%	101,6%	101,6%	101,6%	101,6%
088 kV - SE SABESP (Igaratá)	95,6%	95,6%	95,5%	95,4%	95,4%	100,9%	100,9%	100,9%	100,9%	100,9%	100,9%
088 kV - SE Cebrasp	98,7%	98,7%	98,6%	98,4%	98,4%	101,5%	101,5%	101,5%	101,5%	101,6%	101,5%
088 kV - SE Skol A	97,9%	97,8%	97,8%	97,6%	97,6%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%
088 kV - SE Skol B	97,9%	97,8%	97,8%	97,6%	97,6%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%
088 kV - SE MasterFoods	97,0%	97,0%	96,8%	96,3%	96,3%	100,9%	100,8%	100,8%	100,7%	100,6%	100,6%
088 kV - SE São José dos Campos	101,8%	101,8%	101,8%	101,9%	101,9%	101,9%	101,9%	102,0%	102,1%	102,2%	102,0%
088 kV - SE Altos de Vila Paiva	99,8%	99,8%	99,8%	99,7%	99,7%	101,4%	101,4%	101,4%	101,5%	101,5%	101,4%
088 kV - SE Dom Pedro I						102,0%	102,0%	102,0%	102,0%	102,0%	102,0%
138 kV - SE Mairiporã	99,6%	99,5%	99,5%	99,5%	99,5%	100,1%	100,0%	100,0%	100,0%	99,9%	100,0%
138 kV - SE Atibaia III	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,5%	99,9%	99,9%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%
138 kV - SE Cabreúva	100,9%	100,9%	100,9%	100,9%	100,9%	100,9%	100,9%	100,9%	100,9%	100,9%	100,9%
138 kV - SE Água Azul	101,5%	101,6%	101,6%	101,6%	101,6%	101,7%	101,7%	101,7%	101,7%	101,7%	101,8%
230 kV - SE São José dos Campos	100,3%	100,1%	100,1%	99,6%	99,8%	99,4%	99,3%	99,4%	99,6%	100,1%	99,1%
230 kV - SE Taubaté	101,0%	101,1%	101,3%	100,0%	100,2%	100,1%	99,9%	100,3%	100,6%	101,6%	100,3%
230 kV - SE Itapeti	102,6%	102,4%	102,4%	102,1%	102,2%	101,8%	102,0%	101,8%	102,0%	102,0%	101,5%
230 kV - SE Mogi (Furnas)	102,6%	102,3%	102,3%	101,9%	102,1%	101,6%	101,9%	101,7%	101,8%	101,8%	101,3%
230 kV - SE Mogi (CTEEP)	102,6%	102,3%	102,3%	102,0%	102,2%	101,7%	102,0%	101,8%	101,9%	102,0%	101,4%
230 kV - SE Vilares	102,6%	102,3%	102,3%	101,9%	102,1%	101,6%	101,9%	101,7%	101,8%	101,9%	101,3%
230 kV - SE Dom Pedro I						99,8%	99,9%	99,9%	100,0%	100,3%	99,5%

Tabela B-13-6 – Fluxo – Carga Média Norte Seco

LINHAS E TRANSFORMADORES		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	NC	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar
	LIM.	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
LT 88 kV Jaguari - D#Cebrasp, C1	1	-22 -17	-23 -17	-22 -19	-33 -17	-34 -18	-5 -7	-7 -7	-7 -7	-9 -7	-10 -8	-10 -7
	50	60%	62%	62%	80%	80%	20%	22%	22%	26%	28%	26%
LT 88 kV Jaguari - D#Cebrasp, C2	2	-11 -14	-12 -14	-10 -15	-17 -12	-17 -12	12 0	10 0	10 0	10 0	10 0	10 0
	50	38%	40%	40%	44%	46%	22%	20%	20%	18%	18%	18%
LT 88 kV Mairiporã - D#Skol, C1	1	36 4	35 5	39 4	33 7	33 7	13 -3	12 -2	12 -2	11 -2	11 -2	11 -2
	50	72%	72%	78%	66%	68%	28%	26%	24%	24%	24%	22%
LT 88 kV Mairiporã - D#Skol, C2	2	33 5	33 5	36 5	29 7	30 7	10 -3	9 -3	9 -3	9 -3	9 -2	9 -2
	50	68%	66%	72%	60%	62%	22%	20%	20%	18%	18%	18%
LT 088 kV D#Altos de Vila Paiva - São José dos Campos, C1	1	-12 -15	-13 -15	-12 -16	-21 -14	-22 -14	6 -7	5 -7	5 -7	3 -7	3 -7	3 -7
	50	40%	42%	42%	52%	54%	20%	18%	18%	16%	18%	16%
LT 088 kV D#Altos de Vila Paiva - São José dos Campos, C2	2	-7 -14	-9 -13	-7 -14	-17 -12	-17 -12	11 -5	10 -5	10 -5	8 -5	8 -6	8 -5
	50	32%	34%	34%	44%	44%	26%	22%	22%	20%	20%	20%
LT 088 kV D#Altos de Vila Paiva - Jaguari, C1	1	2 13	4 12	2 13	12 11	12 11	-17 5	-15 4	-15 4	-14 4	-14 5	-14 4
	50	26%	26%	26%	32%	32%	36%	34%	32%	30%	30%	30%
LT 088 kV D#Altos de Vila Paiva - Jaguari, C2	1	8 15	9 14	8 15	17 13	18 13	-10 6	-9 6	-9 6	-7 6	-7 7	-7 6
	50	34%	34%	34%	44%	44%	26%	24%	22%	20%	20%	20%
LT 88 kV Dom Pedro I - D#Karibe, C1	1						12 12	13 11	14 11	15 11	15 11	15 11
	50						34%	34%	36%	36%	36%	38%
LT 88 kV Dom Pedro I - D#Karibe, C2	2						15 13	17 13	18 13	19 12	20 12	21 12
	50						38%	42%	42%	44%	46%	48%
LT 88 kV Dom Pedro I - D#Igaratá, C1	1						37 8	36 9	37 9	39 10	40 10	41 11
	50						74%	74%	74%	79%	83%	83%
LT 88 kV Dom Pedro I - D#Igaratá, C2	2						35 9	34 9	33 9	33 9	33 9	33 10
	50						70%	69%	69%	67%	67%	69%
LT 138 kV Água Azul - Mairiporã, C1	1	79 7	79 9	84 8	84 8	85 8	80 1	83 0	86 0	89 0	90 0	94 0
	139	56%	57%	60%	60%	60%	57%	59%	61%	63%	64%	66%
LT 138 kV Água Azul - Mairiporã, C2	2	79 7	79 9	84 8	84 8	85 8	80 1	83 0	86 0	89 0	90 0	94 0
	139	56%	57%	60%	60%	60%	57%	59%	61%	63%	64%	66%
LT 138 kV D#Atibaia III - Mairiporã, C1	1	-1 3	0 2	1 1	0 2	0 3	-7 -1	-9 0	-10 0	-10 1	-10 1	-10 0
	80	4%	3%	3%	3%	4%	10%	13%	14%	14%	14%	14%
LT 138 kV D#Atibaia III - Mairiporã, C2	2	9 9	11 8	13 8	12 8	13 9	5 5	4 6	3 6	4 7	4 8	5 6
	80	16%	18%	19%	19%	20%	9%	9%	9%	10%	11%	10%
LT 138 kV D#FMorato - Mairiporã, C1	1	-4 -17	-6 -17	-8 -16	-13 -15	-13 -15	-19 -17	-21 -16	-23 -16	-25 -16	-26 -15	-29 -14
	80	24%	25%	25%	26%	28%	34%	35%	36%	39%	40%	43%
LT 138 kV D#FMorato - Mairiporã, C2	2	0 -22	-2 -21	-4 -20	-8 -19	-9 -19	-14 -22	-16 -22	-17 -21	-19 -21	-20 -21	-23 -20
	80	29%	29%	28%	28%	28%	35%	36%	36%	38%	39%	40%
LT 230 kV São José dos Campos - Taubaté, C1	1	-53 -25	-107 -26	-96 -37	-134 4	-146 3	-189 0	-222 10	-236 1	-260 0	-275 -13	-292 -1
	686	9%	16%	15%	20%	21%	28%	33%	35%	38%	40%	43%
LT 230 kV São José dos Campos - Taubaté, C2	2				-134 4	-146 3	-189 0	-222 10	-236 1	-260 0	-275 -13	-292 -1

	686				20%	21%	28%	33%	35%	38%	40%	43%
LINHAS E TRANSFORMADORES		**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
	NC	**MW Mvar**	**MW Mvar**	**MW Mvar**	**MW Mvar**	**MW Mvar**	**MW Mvar**	**MW Mvar**	**MW Mvar**	**MW Mvar**	**MW Mvar**	**MW Mvar**
	LIM.	**%**	**%**	**%**	**%**	**%**	**%**	**%**	**%**	**%**	**%**	**%**
LT 230 kV Itapeti - São José dos Campos, C1	1	231 38	209 37	220 36	145 49	139 49	108 51	79 66	71 57	53 59	45 44	33 63
	637	36%	33%	34%	24%	23%	19%	16%	14%	12%	10%	11%
LT 230 kV Mogi (Furnas) - São José dos Campos, C1	1	204 36	185 34	195 33	127 42	122 42						
	637	32%	29%	30%	21%	20%						
LT 230 kV Mogi (Furnas) - Dom Pedro I, C1	1						118 53	100 62	96 55	86 57	82 47	76 61
	637						20%	18%	17%	16%	15%	15%
LT 230 kV São José dos Campos - Dom Pedro I, C1	1						-18 -17	0 -27	7 -21	20 -21	26 -11	34 -22
	637						4%	4%	4%	5%	5%	7%
LT 230 kV Mogi (CTEEP) - Itapeti, C1	1	-102 -23	-103 -25	-102 -32	-104 -42	-102 -43	-109 -46	-113 -47	-115 -51	-118 -55	-121 -60	-123 -56
	478	22%	22%	22%	23%	23%	25%	25%	26%	27%	28%	28%
LT 230 kV Mogi (Furnas) - Itapeti, C2	2	-31 -12	-28 -14	-24 -24	-25 -38	-18 -39	-25 -43	-26 -43	-27 -49	-27 -53	-28 -60	-26 -53
	686	5%	5%	5%	7%	6%	7%	7%	8%	9%	10%	9%
TR 138/88 kV Mairiporã - 1	1	35 7	34 7	37 7	31 9	32 9	12 -3	11 -2	10 -2	10 -2	10 -2	10 -2
	60	58%	58%	63%	53%	55%	22%	18%	18%	17%	17%	17%
TR 230/88 kV São José dos Campos - 1	1	120 22	124 24	126 25	180 31	184 32	169 26	175 27	179 29	185 30	190 32	195 34
	150/300	81%	84%	85%	61%	62%	57%	59%	61%	63%	64%	67%
TR 230/88 kV São José dos Campos - 2	2	121 23	124 24	127 25	180 31	184 32	169 26	175 27	179 29	185 30	190 32	195 34
	150/300	82%	85%	86%	61%	62%	57%	59%	61%	63%	64%	67%
TR 230/88 kV São José dos Campos - 3	3	119 22	123 23	125 25	180 31	184 32	169 26	175 27	179 29	185 30	190 32	195 34
	150/300	81%	83%	85%	61%	62%	57%	59%	61%	63%	64%	67%
TR 230/88 kV São José dos Campos - 4	4	124 23	128 24	130 26								
	150	84%	87%	88%								
TR 230/88 kV Dom Pedro I - 1	1						49 23	50 23	51 23	53 24	54 24	55 25
	150						37%	37%	37%	39%	39%	41%
TR 230/88 kV Dom Pedro I - 2	2						49 23	50 23	51 23	53 24	54 24	55 25
	150						37%	37%	37%	39%	39%	41%

Tabela B-13-7 – Tensão – Carga Média Norte Úmido

SUBESTAÇÃO	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
088 kV - SE UHE Jaguari	98,7%	98,6%	98,7%	98,5%	98,5%	101,6%	101,7%	102,3%	101,8%	101,7%	101,8%
088 kV - SE Mairiporã	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
088 kV - SE Santa Isabel	96,4%	96,3%	96,3%	96,1%	96,1%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%	99,7%	99,7%
088 kV - SE Karibe (Paramount)	97,1%	97,1%	97,0%	96,7%	96,7%	100,9%	100,9%	100,9%	100,9%	100,9%	100,9%
088 kV - SE Petrobrás (Santa Isabel)	97,1%	97,1%	97,0%	96,8%	96,8%	100,5%	100,5%	100,5%	100,5%	100,5%	100,5%
088 kV - SE Igaratá	96,9%	96,9%	96,8%	96,4%	96,4%	101,6%	101,6%	101,6%	101,6%	101,6%	101,6%
088 kV - SE SABESP (Igaratá)	95,6%	95,6%	95,6%	95,4%	95,4%	100,9%	100,9%	100,9%	100,9%	100,9%	100,9%
088 kV - SE Cebrasp	98,6%	98,6%	98,7%	98,4%	98,5%	101,6%	101,6%	102,2%	101,7%	101,7%	101,7%
088 kV - SE Skol A	97,9%	97,8%	97,8%	97,7%	97,7%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%
088 kV - SE Skol B	97,9%	97,8%	97,8%	97,7%	97,7%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%
088 kV - SE MasterFoods	97,0%	96,9%	96,9%	96,3%	96,3%	100,9%	100,9%	101,1%	100,7%	100,7%	100,7%
088 kV - SE São José dos Campos	101,7%	101,7%	101,8%	101,8%	101,9%	102,0%	102,1%	103,2%	102,4%	102,3%	102,4%
088 kV - SE Altos de Vila Paiva	99,7%	99,7%	99,8%	99,6%	99,7%	101,5%	101,5%	102,4%	101,7%	101,6%	101,7%
088 kV - SE Dom Pedro I						102,0%	102,0%	102,0%	102,0%	102,0%	102,0%
138 kV - SE Mairiporã	99,7%	99,6%	99,5%	99,5%	99,5%	100,0%	100,0%	99,8%	100,1%	100,0%	100,1%
138 kV - SE Atibaia III	99,7%	99,7%	99,6%	99,6%	99,5%	99,9%	99,8%	99,8%	99,9%	99,8%	99,9%
138 kV - SE Cabreúva	100,9%	100,9%	100,9%	100,9%	100,9%	100,9%	100,9%	100,9%	100,9%	100,9%	100,9%
138 kV - SE Água Azul	101,7%	101,7%	101,5%	101,6%	101,5%	101,4%	101,5%	101,1%	101,9%	101,8%	102,0%
230 kV - SE São José dos Campos	99,6%	99,5%	99,5%	98,4%	98,3%	97,8%	97,9%	97,5%	99,0%	99,1%	99,3%
230 kV - SE Taubaté	100,7%	100,4%	100,2%	98,4%	98,5%	97,9%	98,3%	98,2%	100,4%	100,5%	101,2%
230 kV - SE Itapeti	101,7%	102,0%	102,2%	101,7%	101,5%	101,8%	101,7%	101,2%	101,6%	101,6%	101,5%
230 kV - SE Mogi (Furnas)	101,6%	101,9%	102,1%	101,5%	101,4%	101,7%	101,6%	100,9%	101,3%	101,3%	101,2%
230 kV - SE Mogi (CTEEP)	101,7%	102,0%	102,1%	101,6%	101,5%	101,8%	101,6%	101,1%	101,5%	101,5%	101,4%
230 kV - SE Vilares	101,6%	101,9%	102,1%	101,5%	101,4%	101,7%	101,6%	100,9%	101,4%	101,4%	101,2%
230 kV - SE Dom Pedro I						99,1%	99,0%	98,7%	99,4%	99,5%	99,5%

Tabela B-13-8 – Fluxo – Carga Média Norte Úmido

LINHAS E TRANSFORMADORES		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	NC	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar
	LIM.	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
LT 88 kV Jaguari - D#Cebrasp, C1	1	-25 -16	-27 -16	-24 -18	-37 -16	-38 -16	-14 -5	-15 -5	-16 -10	-17 -7	-17 -6	-17 -7
	50	64%	66%	64%	86%	86%	32%	34%	40%	38%	38%	40%
LT 88 kV Jaguari - D#Cebrasp, C2	2	-14 -13	-16 -12	-12 -14	-21 -10	-21 -11	3 1	2 2	1 -3	2 1	3 1	2 1
	50	42%	44%	40%	50%	50%	6%	6%	8%	4%	6%	4%
LT 88 kV Mairiporã - D#Skol, C1	1	32 6	31 6	36 5	29 8	29 8	12 -2	11 -2	11 -2	11 -2	10 -1	10 -1
	50	64%	64%	72%	60%	60%	26%	22%	22%	22%	22%	20%
LT 88 kV Mairiporã - D#Skol, C2	2	29 6	28 7	33 5	25 8	26 8	9 -3	8 -3	8 -2	8 -2	8 -2	7 -2
	50	60%	58%	66%	52%	54%	20%	18%	18%	18%	16%	16%
LT 088 kV D#Altos de Vila Paiva - São José dos Campos, C1	1	-15 -13	-17 -13	-14 -15	-25 -12	-26 -12	-1 -4	-2 -3	-3 -6	-4 -4	-3 -4	-4 -4
	50	44%	46%	42%	58%	58%	10%	10%	16%	14%	14%	14%
LT 088 kV D#Altos de Vila Paiva - São José dos Campos, C2	2	-11 -12	-12 -12	-9 -13	-21 -10	-21 -10	3 -2	2 -2	1 -5	0 -2	1 -3	0 -3
	50	34%	36%	34%	48%	48%	8%	6%	12%	6%	8%	6%
LT 088 kV D#Altos de Vila Paiva - Jaguari, C1	1	6 11	8 11	4 12	16 9	15 9	-8 1	-7 1	-6 4	-6 2	-7 2	-6 2
	50	26%	26%	26%	36%	36%	18%	16%	16%	14%	16%	14%
LT 088 kV D#Altos de Vila Paiva - Jaguari, C2	1	12 13	13 13	10 14	22 11	22 11	-2 3	-1 3	0 6	0 4	0 4	0 4
	50	36%	38%	36%	48%	48%	8%	8%	12%	8%	8%	8%
LT 88 kV Dom Pedro I - D#Karibe, C1	1						13 11	15 11	15 11	15 11	16 11	17 10
	50						34%	36%	36%	36%	38%	38%
LT 88 kV Dom Pedro I - D#Karibe, C2	2						16 13	18 12	18 12	19 12	20 12	22 12
	50						40%	42%	44%	44%	46%	48%
LT 88 kV Dom Pedro I - D#Igaratá, C1	1						28 10	28 10	28 5	32 11	33 11	33 11
	50						60%	58%	56%	67%	69%	69%
LT 88 kV Dom Pedro I - D#Igaratá, C2	2						26 11	25 11	24 6	25 10	26 10	25 10
	50						56%	55%	48%	53%	55%	55%
LT 138 kV Água Azul - Mairiporã, C1	1	68 13	68 14	83 7	84 7	86 6	80 -1	84 -2	84 -6	90 1	93 0	96 1
	139	49%	49%	59%	60%	61%	57%	59%	60%	63%	65%	68%
LT 138 kV Água Azul - Mairiporã, C2	2	68 13	68 14	83 7	84 7	86 6	80 -1	84 -2	84 -6	90 1	93 0	96 1
	139	49%	49%	59%	60%	61%	57%	59%	60%	63%	65%	68%
LT 138 kV D#Atibaia III - Mairiporã, C1	1	7 -3	9 -4	5 0	2 1	2 2	-4 0	-5 0	-3 2	-7 -2	-8 0	-9 -1
	80	10%	13%	6%	4%	4%	6%	8%	6%	10%	11%	13%
LT 138 kV D#Atibaia III - Mairiporã, C2	2	18 2	21 2	17 7	15 7	15 8	9 5	7 6	10 8	7 4	6 5	6 4
	80	24%	26%	23%	20%	21%	13%	11%	16%	10%	10%	9%
LT 138 kV D#FMorato - Mairiporã, C1	1	-8 -16	-10 -16	-15 -13	-20 -11	-20 -11	-25 -13	-27 -13	-28 -12	-30 -13	-32 -13	-34 -13
	80	24%	25%	28%	31%	31%	38%	40%	41%	44%	45%	48%
LT 138 kV D#FMorato - Mairiporã, C2	2	-4 -21	-6 -21	-11 -17	-16 -15	-16 -15	-20 -19	-22 -18	-23 -14	-25 -19	-26 -18	-29 -18
	80	29%	29%	28%	30%	30%	36%	38%	36%	41%	43%	45%
LT 230 kV São José dos Campos - Taubaté, C1	1	-374 23	-436 47	-407 48	-330 58	-344 56	-355 63	-385 58	-393 50	-422 24	-421 19	-444 9
	686	55%	64%	60%	50%	52%	54%	58%	59%	62%	62%	65%
LT 230 kV São José dos Campos - Taubaté, C2	2				-330 58	-344 56	-355 63	-385 58	-393 50	-422 24	-421 19	-444 9

	686				50%	52%	54%	58%	59%	62%	62%	65%
LINHAS E TRANSFORMADORES		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	NC	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar
	LIM.	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
LT 230 kV Itapeti - São José dos Campos, C1	1	62 50	37 65	56 69	-59 104	-67 104	-88 132	-113 130	-113 124	-138 97	-127 93	-145 86
	637	12%	12%	14%	19%	19%	24%	27%	26%	26%	24%	26%
LT 230 kV Mogi (Furnas) - São José dos Campos, C1	1	55 43	33 56	50 60	-53 88	-60 88						
	637	11%	10%	12%	16%	17%						
LT 230 kV Mogi (Furnas) - Dom Pedro I, C1	1						-13 103	-28 101	-29 88	-41 77	-33 75	-43 68
	637						16%	16%	14%	14%	13%	13%
LT 230 kV São José dos Campos - Dom Pedro I, C1	1						99 -62	116 -59	116 -58	135 -35	130 -33	142 -27
	637						19%	21%	21%	22%	21%	23%
LT 230 kV Mogi (CTEEP) - Itapeti, C1	1	-81 -34	-81 -38	-81 -38	-80 -51	-79 -51	-96 -40	-99 -45	-102 -79	-105 -72	-109 -70	-112 -78
	478	18%	19%	19%	20%	20%	22%	23%	27%	27%	27%	28%
LT 230 kV Mogi (Furnas) - Itapeti, C2	2	0 -28	3 -34	6 -33	12 -52	17 -50	-4 -33	-6 -39	-6 -91	-7 -79	-9 -75	-10 -87
	686	4%	5%	5%	8%	8%	5%	6%	13%	12%	11%	13%
TR 138/88 kV Mairiporã - 1	1	31 7	30 8	34 7	27 10	27 10	10 -2	9 -2	9 -2	9 -2	9 -2	9 -1
	60	53%	52%	58%	48%	48%	18%	17%	17%	17%	15%	15%
TR 230/88 kV São José dos Campos - 1	1	122 22	126 23	127 25	183 30	187 31	175 24	180 26	185 29	190 29	195 31	200 33
	150/300	83%	86%	87%	63%	64%	60%	62%	64%	65%	66%	68%
TR 230/88 kV São José dos Campos - 2	2	123 22	126 23	128 25	183 30	187 31	175 24	180 26	185 29	190 29	195 31	200 33
	150/300	83%	86%	87%	63%	64%	60%	62%	64%	65%	66%	68%
TR 230/88 kV São José dos Campos - 3	3	121 22	125 23	126 24	183 30	187 31	175 24	180 26	185 29	190 29	195 31	200 33
	150/300	82%	85%	86%	63%	64%	60%	62%	64%	65%	66%	68%
TR 230/88 kV São José dos Campos - 4	4	126 23	130 24	131 25								
	150	85%	88%	89%								
TR 230/88 kV Dom Pedro I - 1	1						42 24	43 24	43 19	46 24	48 25	48 24
	150						33%	33%	31%	35%	36%	36%
TR 230/88 kV Dom Pedro I - 2	2						42 24	43 24	43 19	46 24	48 25	48 24
	150						33%	33%	31%	35%	36%	36%

ANEXO C – CARACTERÍSTICAS – LINHAS DE TRANSMISSÃO

Seccionamento	Ponto de referência do seccionamento	LT pós-seccionamento	Extensão de referência
LT 230 kV São José dos Campos – Mogi das Cruzes na SE Dom Pedro I	26,6 km da SE São José dos Campos	LT 230 kV São José dos Campos – Dom Pedro I	36,6 km
		LT 230 kV Mogi das Cruzes – Dom Pedro I	33,6 km

LT	Sequência Positiva			Sequência Zero		
	R1 (Ω/km)	X1 (Ω /km)	B1 (µS/km)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)	B0 (µS/km)
LT 230 kV São José dos Campos – Dom Pedro I	0,0509	0,3664	4,5182	0,3956	1,5367	2,7999
LT 230 kV Mogi das Cruzes – Dom Pedro I	0,0509	0,3664	4,5182	0,3956	1,5367	2,7999

ANEXO D –VIABILIDADE FÍSICA DE EXPANSÃO DE INSTALAÇÕES

SE 230/88 kV São José dos Campos

epe	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 28/02/2019 Revisão: Página: 2 - 3

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 (Opção de Expansão 1)

- [ ] EL Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___
- [x] CT Quantidade: 04 Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 230/88 Arranjo Prim.: BD2 Sec.: BD2 Ter: ___
- [ ] IB Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 1)

- [x] Autotransformadores Quantidade: 12+2 Potência (MVA): 100 Tensão Pri./Sec.(kV): 230/88 Fase: 1
- [ ] CRL Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___
- [ ] CRB Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___
- [ ] CTA Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___
- [ ] CC Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___

1. Módulos de Manobra (Opção de Expansão 2)

- [ ] EL Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___
- [x] CT Quantidade: 04 Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 230/88 Arranjo Prim.: BD2 Sec.: BD2 Ter: ___
- [ ] IB Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 2)

- [x] Autotransformadores Quantidade: 4+1 Potência (MVA): 300 Tensão Pri./Sec.(kV): 230/88 Fase: 3
- [ ] CRL Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___
- [ ] CRB Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___
- [ ] CTA Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___
- [ ] CC Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? [ ] Sim Área Prevista: ___ [x] Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? [ ] Sim Equipamentos Necessários: ___ [x] Não O esquema de manobra deverá ser mantido.

epe	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 28/02/2019 Revisão: Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

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

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

5. Observações

Todas as opções têm como objetivo verificar a possibilidade de substituir os transformadores atuais por outros de maior capacidade nominal.

Favor avaliar, adicionalmente, a opção de modulação de 400 MVA, considerando as hipóteses de instalação de bancos de transformadores ou transformadores trifásicos.

No caso de bancos de transformadores, deve-se considerar a possibilidade de instalar até duas unidades reserva.

Para os transformadores trifásicos, deve-se considerar a possibilidade de instalação de uma unidade trifásica reserva.

A substituição dos bancos de transformadores existentes por unidades monofásicas ou trifásicas de maior potência (100, 133 MVA monofasico em caso de subestação convencional (Expansão 1) ou 300, 400 MVA trifásico (Expansão 2) em caso de subestação compacta GIS), incluindo as unidades reservas, é viável, contudo deve-se considerar que também está prevista a implantação de 2 novos módulos de entrada de linha 230 kV, um destinado ao 2º circuito da LT 230 kV Taubaté - São José dos Campos (já no horizonte de planejamento) e outro ao 2º circuito da LT 230 kV São José dos Campos - Itapeti. Considerando a expansão futura deve-se prever para os módulos de manobra a adoção de tecnologia que permita a compactação da subestação ou parte dela.

Adicionalmente deve-se ressaltar que atualmente os transformadores existentes possuem reguladores de tensão externos, os quais não serão mais necessários, pois nos novos equipamentos ele serão internos. Cabe destacar ainda, que devem ser previstos transformadores ao invés de autotransformadores, uma vez que a rede de 230 kV opera em estrela e a rede de 88 kV opera em delta.

Será necessário prever paredes corta fogo principalmente se a troca acontecer por unidades monofásicas, As unidades trifásicas devem passar por avaliação em virtude do atendimento às Normas de Prevenção a Incêndios (AVCB).

28 de fevereiro de 2019

Data da Solicitação	Data da Entrega do Formulário
José Marcos Bressane Superintendente de Transmissão de Energia STE/DEE/EPE	Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas Nome: Cargo:

SE 138/88 kV Mairiporã

epe	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 28/02/2019 Revisão: Página: 2 - 3

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 (Opção de Expansão 1)

☐ EL Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___

☒ CT *1 Quantidade: 02 Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 88 Arranjo Prim.: ___ Sec.: ___ Ter: ___

☐ IB Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 1)

☐ Autotransformadores Quantidade: ___ Potência (MVA): ___ Tensão Pri./Sec.(kV): ___ Fase: ___

☐ CRL Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___

☐ CRB Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___

☐ CTA Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___

☐ CC Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___

1. Módulos de Manobra (Opção de Expansão 2)

☐ EL Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___

☐ CT Quantidade: ___ Tensão Prim/Sec/Ter (kV) ___ Arranjo Prim.: ___ Sec.: ___ Ter: ___

☐ IB Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 2)

☐ Autotransformadores Quantidade: ___ Potência (MVA): ___ Tensão Pri./Sec.(kV): ___ Fase: ___

☐ CRL Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___

☐ CRB Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___

☐ CTA Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___

☐ CC Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___

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: 02 DISJUNTORES e 02 TPS

☐ Não ___

epe	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 28/02/2019 Revisão: Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

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

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

5. Observações

Essa consulta tem por objetivo verificar a viabilidade de adequação da SE Mairiporã para permitir o fechamento das barras no setor de 88kV da SE Mairiporã, possibilitando a operação em paralelo dos dois transformadores 138/88 kV.

Verificamos a possibilidade da adequação da SE Mairiporã para permitir a operação em paralelo dos 02 transformadores 138 - 88 kV e chegamos à uma solução alternativo que está descrita anexo.

28 de fevereiro de 2019

Data da Solicitação

Data da Entrega do Formulário

José Marcos Bressane

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome:

Cargo:



SE MAIRIPORÃ

ESTUDO DE VIABILIDADE

IMPLANTAÇÃO DE DISJ. DO SETOR BT DOS TR'S 1 E 2 E PARALELISMO DE TRANSFORMADORES;

RT-EE-003-2019

Emissão:

Diretoria de Projetos

Departamento Soluções Inovadoras

ElxS – Soluções em Subestações

Responsável:

Henrique Marcelo Moretti

Elaborado por:

Adomir Pedro Araujo

Sergio Shiguenori Miashiro

Nota: Extraido documento RT-EE-046-14 rev3

Revisão: 0

EE – Departamento de Engenharia

Telefone (11)3138-7182

Rua. Casa do Ator, 1.155, Itaim Bibi

04546-004 – São Paulo –SP

isa CTEEP

ÍNDICE GERAL

1. INTRODUÇÃO E OBJETIVO 3

2. LOCALIZAÇÃO 3

3. INFORMAÇÕES BÁSICAS 3

4. CONSIDERAÇÕES ELETROMECÂNICAS E CIVIS 3

5. INTERVENÇÕES NOS SISTEMAS DE COMANDO CONTROLE, SUPERVISÃO, SERVIÇOS AUXILIARES E TELECOM. 6

5.1 CASA DE COMANDO CENTRALIZADA 6

5.2 SERVIÇOS AUXILIARES 6

5.3 SISTEMA DE PROTEÇÃO 6

5.4 SISTEMA DE COMANDO 6

5.5 SISTEMA DE SUPERVISÃO E CONTROLE. 7

6. CONCLUSÃO 7

isa CTEEP

1. INTRODUÇÃO E OBJETIVO

Este relatório tem por objetivo verificar a viabilidade da instalação de disjuntores nos módulos de conexão de 88 kV dos transformadores TR-1 e TR-2 138/88kV da SE Mairiporã de modo a permitir a sua operação em paralelo.

2. LOCALIZAÇÃO

A SE Mairiporã está localizada à Rua Padre Vairo, 694, município de Mairiporã, CEP 7600-000, Estado de São Paulo.

3. INFORMAÇÕES BÁSICAS

A Subestação Mairiporã, de propriedade da Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista – ISA CTEEP, opera nas tensões de 138, 88 e 13,8 kV em corrente alternada.

O setor de 138 kV da SE Mairiporã é composto por 12 (doze) bays BD5, sendo 02 bays para Atibaia II, 02 para Cabreúva, 02 para Santa Inês, 02 para Santo Ângelo, 01 IB, 02 bays de Trafo 138/88 kV 60 MVA, 01 bay Trafo 138/13,8 kV 33,3 MVA e 01 bay de BC 60 MVAr.

4. CONSIDERAÇÕES ELETROMECÂNICAS E CIVIS

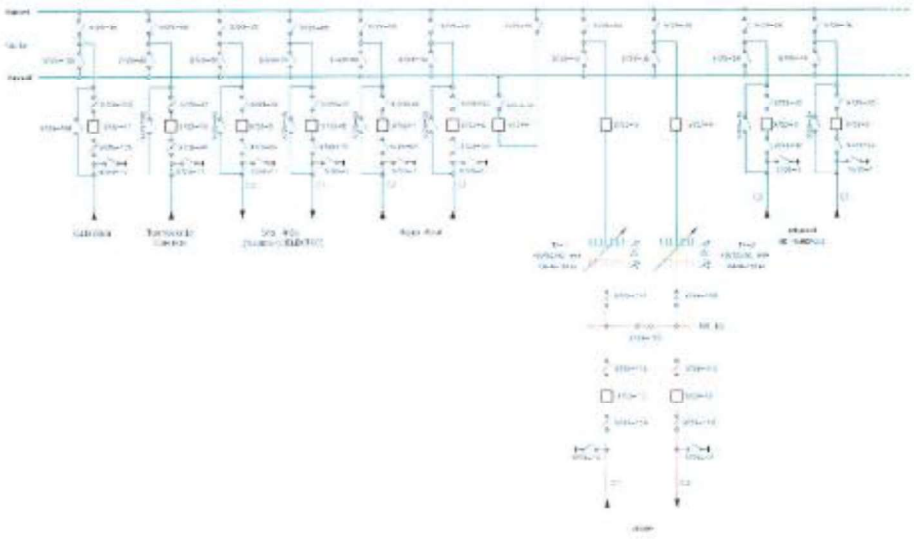
A área total da subestação Mairiporã é de aproximadamente 7 465 m².

As figuras 1 e 2 abaixo ilustram o cenário atual e o cenário futuro da SE Mairiporã no seu setor 88 kV.

isa CTEEP

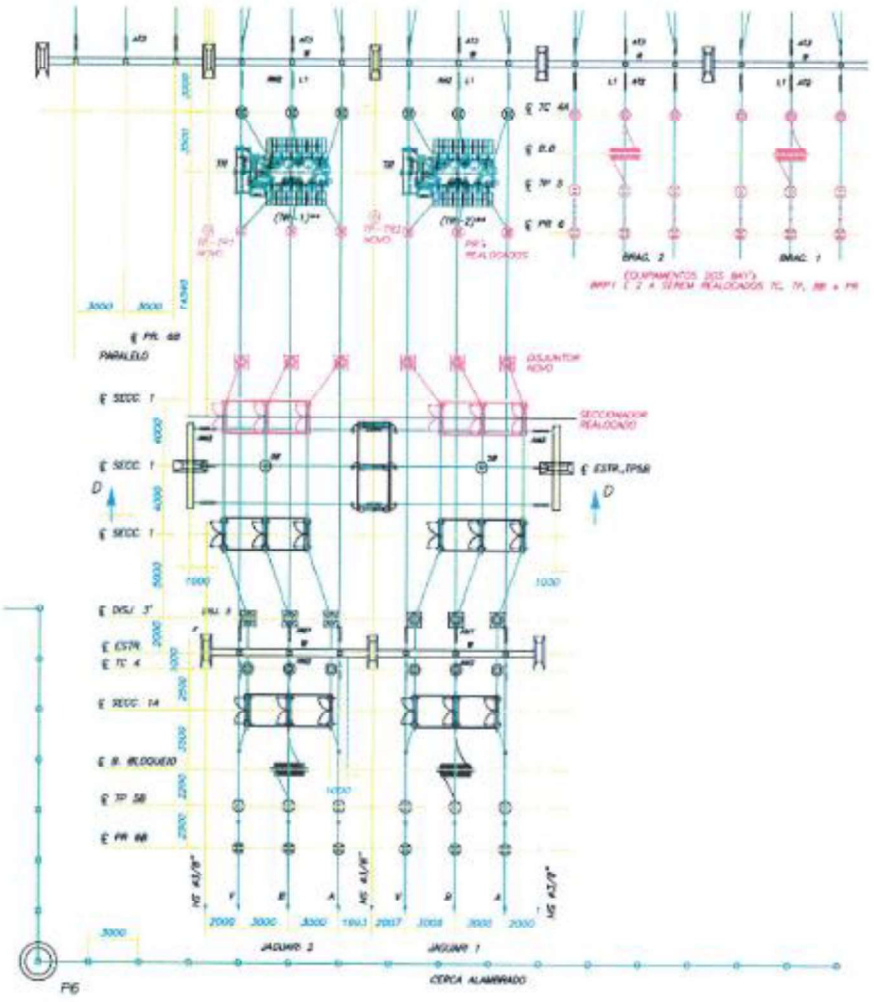
A) **SE MAIRIPORÃ** – Situação atual do setor 88 kV.

Figura 1: Diagrama Unifilar do setor de 88 kV (em vermelho) da SE Mairiporã.



isa CTEEP

Figura 2: Configuração proposta para os bays dos TR's 1 e 2 138/88 kV indicadas na cor magenta.



B) Para possibilitar a melhoria do setor de 88 kV da SE Mairiporã, serão necessárias as adequações listadas abaixo, visando a possibilidade de retirada dos TR's 1 e 2 em caso de problema nos mesmos.

B1) É possível a instalação de disjuntores de baixa para o TR-1 e TR-2, porém, para isso, será necessário realocar os atuais seccionadores de 88 kV dos respectivos TR's em direção ao barramento de 88 kV, com o objetivo de ganhar aproximadamente 1 m de espaço adicional para a instalação dos disjuntores, conforme indicado na figura 2.

B2) A instalação dos disjuntores deverá ocorrer o mais próximo possível dos seccionadores realocados, a fim de maximizar o espaço existente, de forma que os disjuntores não impeçam a retirada de qualquer um dos TR's, ver figura 2.

B3) Será necessária a realocação dos PR's 88 kV dos TR's para uma posição próxima de cada transformador e será necessário prever que os mesmos possam serem retirados rapidamente em caso da necessidade de remoção do um dos TR's.

B4) A instalação de TP (01 por bay de 88 kV dos TR's), deverá ser feita lateralmente, o estudo da figura 2 indica essa possiblidade, porém a melhor posição demanda um levantamento em campo.

B5) O intuito principal dos deslocamentos indicados nos itens anteriores é de sempre possibilitar a retirada dos TR's 1 e 2. Devido a isso, é importante pensarmos também na possível necessidade de realocação dos equipamentos TP e PR's dos bays ATI II, lateralizados em relação ao TR-2, conforme indicado na figura 2.

5. INTERVENÇÕES NOS SISTEMAS DE COMANDO CONTROLE, SUPERVISÃO, SERVIÇOS AUXILIARES E TELECOM.

5.1 CASA DE COMANDO CENTRALIZADA

A subestação apresenta casa de comando centralizada onde estão instalados painéis de manobra, proteção, telecomunicação, teleproteção, painéis de IHM, serviços auxiliares CC/CA e mesa de operação.

5.2 SERVIÇOS AUXILIARES

Deverá ser prevista a ampliação dos painéis de serviços auxiliares existentes com a instalação de novos circuitos para alimentação CC e CA.

5.3 SISTEMA DE PROTEÇÃO

Deverá ser prevista a adequação dos sistemas de proteção existentes para atendimento à instalação dos disjuntores no lado BT dos transformadores TR-1 e TR-2 138/88 kV, assim como os disjuntores das linhas Jaguari C1 e C2.

5.4 SISTEMA DE COMANDO

Deverá ser prevista a adequação dos sistemas de comando existentes e instalação de sistema de paralelismo dos transformadores para atendimento da instalação dos disjuntores no lado BT dos transformadores TR-1 e TR-2 138/88 kV. Conforme verificado, as Unidades de Controle Digitais não possuem binárias de entrada suficientes para os novos equipamentos. Será necessária a ampliação dessas Unidades ou substituí-las por unidades de maior capacidade.

isa CTEEP

5.5 SISTEMA DE SUPERVISÃO E CONTROLE.

A SE foi digitalizada em 2010, possui painéis de proteção e controle digital que atendem a totalidade dos bays do setor 88 e 138 kV da SE Mairiporã. A arquitetura do Sistema apresenta Supervisório Local redundante responsável pela integração de todos bays, possibilitando comando, controle e supervisão da SE, local e remotamente pelo COT/COR.

Para as implementações propostas serão necessárias as reconfigurações dos Supervisórios Locais e das Unidades de Controle dos bays.

6. CONCLUSÃO

Eletromecânica:

1) É viável a instalação de disjuntores no lado de baixa dos TR's 1 e 2 138/88 kV da SE MAI, porém para isso serão necessárias diversas adequações no setor, visando sempre a necessidade de prevermos espaço útil e livre para retirada dos referidos TR's sempre que necessário. Haverá necessidade inclusive de realocação de equipamentos dos bays ATI II, para prevermos a condição adequada para retirada do TR-2, as considerações indicadas no item B e seus sub-itens, explanam mais adequadamente essas necessidades.
2) Não é possivel a instalação do disjuntor de interligação do barramento de 88 kV devido a falta de espaço físico para manter a distância minima entre fases estabelecida por norma.

Elétrica:

1) A execução da obra é possivel, porém as necessidades apontadas no item 5 devem ser consideradas para a correta execução da obra.
2) Com a instalação de disjuntores no lado BT dos TR-1 e TR-2, trará maior flexibilidade de manobra dos TR's e, caso haja perturbação em um dos transformadores, não haverá corte de fornecimento das linhas Jaguari C1 ou C2 com os 02 (dois) TR's operando em paralelo.
3) Este relatório não contempla alterações de fontes dos Serviços Auxiliares CA da subestação, ou seja, estamos considerando a filosofia existente da instalação.

ANEXO E – FICHAS DE OBRAS PARA O PET/PELP

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

EMPREENDIMENTO:	UF: SP
SE 230/88 kV SÃO JOSÉ DOS CAMPOS (Ampliação/Adequação) Substituição dos transformadores	DATA DE NECESSIDADE: **JAN/2023**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 MESES**

JUSTIFICATIVA:

ATENDIMENTO DA CARGA

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

1°, 2° e 3° TF 230/138 kV, (9+1R) x 100 MVA 1Φ	65.234,90
3 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	14.347,11
3 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	11.164,02

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: 90.746,03

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

[1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – JUNHO DE 2017.

[2] EPE-DEE-RE-002/2020 - REFORÇOS PARA A REGIÃO INDUSTRIAL DE MAIRIPORÃ, JAGUARI E SÃO JOSÉ DOS CAMPOS.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

EMPREENDIMENTO:	UF: SP
SE 230/88 kV DOM PEDRO I (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2025
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 48 MESES

JUSTIFICATIVA:

NOVA FONTE PARA ATENDIMENTO DA CARGA LOCAL

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

1° e 2° TF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ	36.587,11
1 IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	4.243,74
1 IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	3.358,96
2 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	10.098,60
2 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	7.823,90
MIM - 230 kV	1.197,48
MIM - 138 kV	830,53
MIG (Terreno Rural)	6.682,90

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: 70.823,22

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

[1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – JUNHO DE 2017.

[2] EPE-DEE-RE-002/2020 - REFORÇOS PARA A REGIÃO INDUSTRIAL DE MAIRIPORÃ, JAGUARI E SÃO JOSÉ DOS CAMPOS.

Sistema Interligado da Região SUDESTE

EMPREENDIMENTO:	UF: SP
SECC LT 230 kV SÃO JOSÉ DOS CAMPOS - MOGI DAS CRUZES, C1, NA SE FONTE NOVA (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **JAN/2025**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 MESES**

JUSTIFICATIVA:

CONEXÃO DA NOVA SUBESTAÇÃO

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 10 km	13.995,90
2 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	11.159,82
MIM - 230 kV	798,32

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: **25.954,04**

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

[1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – JUNHO DE 2017.

[2] EPE-DEE-RE-002/2020 - REFORÇOS PARA A REGIÃO INDUSTRIAL DE MAIRIPORÃ, JAGUARI E SÃO JOSÉ DOS CAMPOS.

NOTA TÉCNICA DEA 09/19

Análise socioambiental do estudo de reforços para a região industrial de Mairiporã, Jaguari e São José dos Campos (Relatório R1)

NOTA TÉCNICA DEA 09/19

Análise socioambiental do estudo de reforços para a região industrial de Mairiporã, Jaguari e São José dos Campos

(Relatório R1)

Rio de Janeiro
Setembro de 2019

15 anos
epe
Empresa de Pesquisa Energética
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
PÁTRIA AMADA BRASIL GOVERNO FEDERAL

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

NOTA TÉCNICA DEA 09/19

Análise socioambiental do estudo de reforços para a região industrial de Mairiporã, Jaguari e São José dos Campos (Relatório R1)

Ministério de Minas e Energia

Ministro
Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Júnior

Secretária Executiva
Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Reive Barros dos Santos

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei n° 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
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Erik Eduardo Rego

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis
José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa
Álvaro Henrique Matias Pereira

Coordenação Geral
Giovani Vitória Machado

Coordenação Executiva
Elisângela Medeiros de Almeida

Equipe Técnica
Kátia Gisele Matosinho
Leonardo de Sousa Lopes
Thiago Galvão

URL: http://www.epe.gov.br
Sede
Esplanada dos Ministérios, Bloco "U" Sala 744
70.065-900 - Brasília – DF
Escritório Central
Av. Rio Branco, nº 01 – 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Rio de Janeiro
Setembro de 2019

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

NOTA TÉCNICA DEA 09/19

Análise socioambiental do estudo de reforços para a região industrial de Mairiporã, Jaguari e São José dos Campos (Relatório R1)

SUMÁRIO

SIGLÁRIO 2

1 INTRODUÇÃO 3

2 PROCEDIMENTOS ADOTADOS E BASE DE DADOS UTILIZADA 5

2.1 PROCEDIMENTOS PARA LOCALIZAÇÃO DA SUBESTAÇÃO E DEFINIÇÃO DO CORREDOR DO SECCIONAMENTO 5

2.2 BASE DE DADOS UTILIZADA 6

3 CARACTERIZAÇÃO DA ÁREA DA SUBESTAÇÃO 7

3.1 SUBESTAÇÃO DOM PEDRO I 230/88 KV 7

4 CARACTERIZAÇÃO DO CORREDOR 15

4.1 SECCIONAMENTO DA LT 230 KV SÃO JOSÉ DOS CAMPOS - MOGI DAS CRUZES NA SE DOM PEDRO I 15

5 REFERÊNCIAS 29

6 APÊNDICES 34

SIGLÁRIO

Anac	Agência Nacional de Aviação Civil
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANM	Agência Nacional de Mineração
APCB	Área Prioritária para Conservação da Biodiversidade
CAR	Cadastro Ambiental Rural
Cecav	Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas
CD	Circuito Duplo
CPRM	Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais
Embrapa	Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FAB	Força Aérea Brasileira
FCP	Fundação Cultural Palmares
Funai	Fundação Nacional do Índio
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
Inpe	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
ICMBio	Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade
Iphan	Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional
Incra	Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária
LT	Linha de Transmissão
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
NT	Nota Técnica
OSM	Open Street Map
Probio	Projeto de Conservação e Utilização Sustentável da Diversidade Biológica
SE	Subestação
SIG	Sistema de Informação Geográfica
Sigel	Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico
SMA	Superintendência de Meio Ambiente da EPE
Sosma	Fundação SOS Mata Atlântica
STE	Superintendência de Transmissão de Energia da EPE
UC	Unidade de Conservação
USGS	United States Geological Survey

1 INTRODUÇÃO

Estudos realizados pela Superintendência de Transmissão de Energia (STE) da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) identificaram a necessidade de obras de reforço no atendimento da região industrial dos municípios de Mairiporã, Jaguari e São José dos Campos, no estado de São Paulo. Após análise de alternativas elétricas, a STE recomendou a implantação de uma subestação (SE) de 230/88 kV, e o seccionamento de uma linha de transmissão (LT) de 230 kV.

Esta Nota Técnica (NT) apresenta a análise dos aspectos socioambientais dos empreendimentos que constituem a alternativa de transmissão recomendada no "Estudo de Reforços para a região industrial de Mairiporã, Jaguari e São José dos Campos", apresentados na Tabela 1 e na Tabela 2 abaixo.

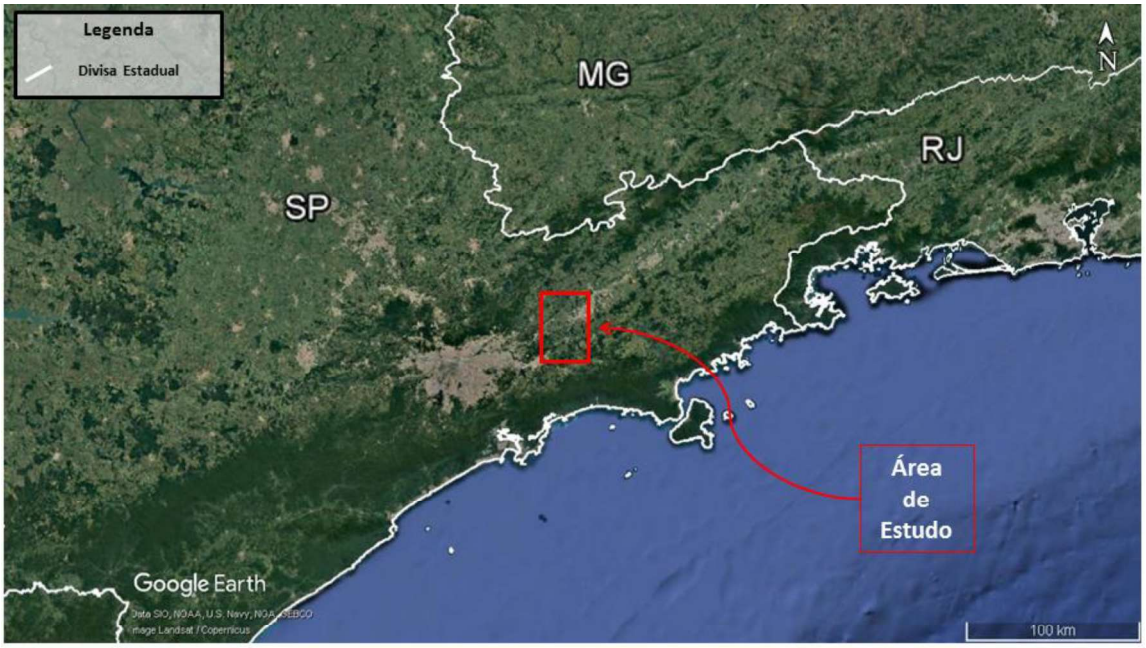
Tabela 1 - Linha de Transmissão planejada no estudo

Linha de Transmissão planejada	Tensão (kV)	N° de circuitos	Extensão aproximada do eixo do corredor estudado (km)
Seccionamento da LT 230 kV São José dos Campos – Mogi das Cruzes na SE Dom Pedro I	230	2	9,25

Tabela 2 - Subestação planejada no estudo

Subestação planejada	Município
SE Dom Pedro I 230/88 kV	Santa Isabel

A Figura 1 apresenta a localização da área de estudo.



(Fonte: EPE, 2019; IBGE, 2016)

Figura 1 – Localização da área de estudo

A estrutura deste relatório contempla: procedimentos adotados e base de dados utilizada na análise socioambiental (item 2); caracterização da área planejada para implantação da SE planejada (item 3); caracterização do corredor do seccionamento, com as respectivas recomendações para o Relatório R3 (item 4); e, ao final, nos apêndices, fichas de verificação a serem apresentadas nos relatórios R3, relativas às recomendações ora apresentadas.

2 PROCEDIMENTOS ADOTADOS E BASE DE DADOS UTILIZADA

2.1 Procedimentos para localização da subestação e definição do corredor do seccionamento

Com o auxílio de imagens de satélite, de bases cartográficas dos temas mais relevantes do ponto de vista socioambiental e de ferramentas de Sistema de Informações Geográficas (SIG), foram definidos o corredor da alternativa selecionada e o local referencial para instalação da SE planejada.

A área referencial para a SE planejada e o corredor foram desenvolvidos segundo a metodologia de análise de convergência[1], de forma que sua concepção possibilitasse a indicação de terrenos e de alternativas de traçados factíveis, apoiada em bases de dados existentes e imagens de satélite.

De modo geral, os principais critérios considerados para escolha da localização da SE Dom Pedro I foram: a proximidade com centros de carga a serem atendidos pelo sistema de distribuição de energia elétrica (indicado pela STE); aspectos topográficos; e interferências socioambientais.

Destaca-se ainda que essa área representa o espaço geográfico que, de acordo com as informações disponíveis neste estudo, foi considerada mais adequada para a seleção de terrenos durante a elaboração do relatório R3. No entanto, ressalta-se que os terrenos poderão se situar em locais externos à área indicada, nos casos em que esta opção se apresente mais favorável, devendo ser apresentadas justificativas.

O corredor da LT foi elaborado de modo a compreender as alternativas de traçados preliminares desenvolvidas e a largura, por sua vez, definida pelos limites dos respectivos traçados. A caracterização do corredor aponta as principais características do uso e ocupação do solo, vegetação, meio físico e a infraestrutura existente, a ser detalhada no item 4.1.

[1] Baseia-se na análise individual de dois ou mais analistas que, de forma independente, elaboram suas proposições apoiadas em um conjunto de critérios a serem confrontados e discutidos com vistas à redução de subjetividades, de modo a convergir para resultados com maior ganho de efetividade na definição de traçados preliminares para comparação de alternativas elétricas, corredores e áreas referenciais de subestações.

Ao final da caracterização da subestação e do corredor, são apresentadas as principais recomendações para definição das respectivas diretrizes na elaboração do Relatório R3.

2.2 Base de Dados utilizada

Para delimitação do corredor do seccionamento e da área proposta para a nova subestação, e para elaboração das figuras e tabelas, foram consultadas e/ou utilizadas informações das seguintes bases de dados:

- Advanced Spaceborne Thermal Emission and Reflection Radiometer – Aster (USGS, 2012);
- Aeródromos Privados e Públicos (Anac, 2019);
- Banco de Dados do Sistema de Gerenciamento do Patrimônio Arqueológico (Iphan, 2016);
- Base Cartográfica Integrada do Brasil ao Milionésimo Digital, incluindo hidrografia divisão territorial, áreas militares e sistema viário (IBGE, 2009);
- Cavidades naturais subterrâneas (Cecav, 2019);
- Declividade em Percentual do Relevo Brasileiro (CPRM, 2010);
- Geodiversidade do Estado do São Paulo (CPRM, 2010);
- Limites de municípios e estados brasileiros (IBGE, 2016);
- Mapa de Cobertura Vegetal e Uso do Solo em Biomas (MMA, 2007b);
- Mapa dos Remanescentes Florestais da Mata Atlântica (FUNDAÇÃO SOS MATA ATLÂNTICA e INPE, 2014).
- Mapas base de terreno e imagens de satélite (ESRI, 2019);
- Processos Minerários (ANM, 2019);
- Projetos de Assentamento (Incra, 2019a);
- Projetos Elétricos Planejados e Existentes (Aneel, 2019b);
- Terras Indígenas (Funai, 2019);
- Territórios Quilombolas (Incra, 2019b);
- Traçado georreferenciado de linhas de transmissão e subestações existentes e planejadas (EPE, 2019);
- Unidades de Conservação Federais e Estaduais (MMA, 2019).

3 CARACTERIZAÇÃO DA ÁREA DA SUBESTAÇÃO

3.1 Subestação Dom Pedro I 230/88 kV

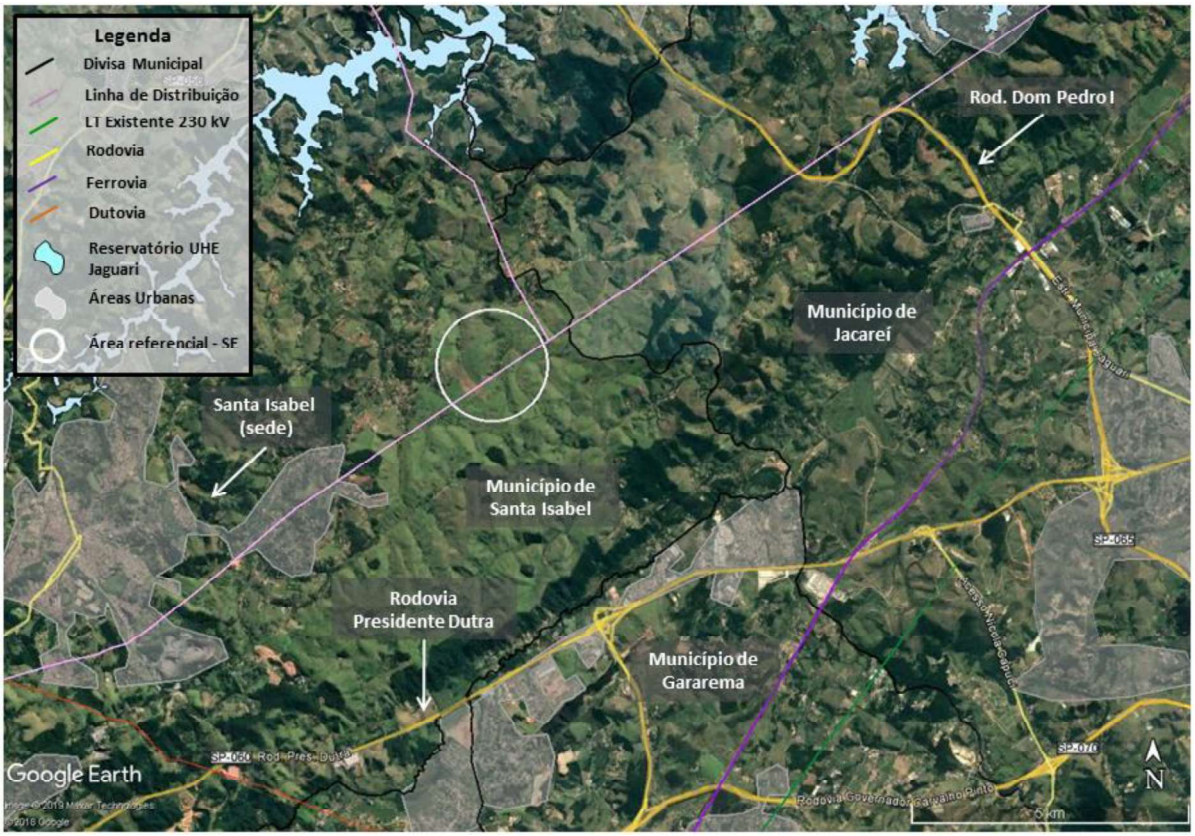
A SE Dom Pedro I está planejada para atender o suprimento de energia elétrica à região industrial de Mairiporã, Jaguari e São José dos Campos (estado de São Paulo). A área mínima recomendada nos estudos elétricos para a subestação corresponde a aproximadamente 50.000m² (180m x 280m). Com base na seleção de alternativas locacionais mediante trabalho de escritório, foi identificada região favorável para a implantação desta subestação, num raio de 1 km no entorno do ponto com as seguintes coordenadas geográficas: 23°17'19"S e 46°09'11"O. Frisa-se que essas coordenadas representam apenas o ponto central da região de estudo, que não deve ser confundido como sugestão de terreno para a alocação da subestação. Caso seja indicada localização da subestação fora desse raio, deverá constar no Relatório R3 a justificativa fundamentada para tal.

Para indicação dessa área, foram determinantes os seguintes aspectos: proximidade com a linha de distribuição (LD) 88 kV Mairiporã – Jaguari a ser seccionada; aspectos topográficos favoráveis, uma vez que a região indicada apresenta relevo ondulado; distanciamento de APPs e de remanescentes florestais; e afastamento de benfeitorias rurais.

No âmbito deste estudo, a SE Dom Pedro I 230/88 kV será conectada às subestações existentes SE São José dos Campos e SE Mogi das Cruzes através do seccionamento da LT 230 kV São José dos Campos – Mogi Cruzes.

Infraestrutura e localização

A área de estudo proposta para a subestação localiza-se no município de Santa Isabel, aproximadamente 9 km a nordeste do perímetro urbano de Santa Isabel, e compreende trechos da linha existente LT 88 kV Mairiporã – Jaguari, de propriedade da ISA CTEEP, e do Ramal de Igaratá pertencente ao sistema de distribuição da Elektro/SP. A área situa-se ao norte da divisa entre os municípios de Santa Isabel e Guararema e da Rodovia Presidente Dutra (BR 116). O centro do buffer da área situa-se nas proximidades da conexão do Ramal de Igaratá com a LD 88 kV Mairiporã – Jaguari (Figura 2).



(Fonte: ANEEL, 2017; ANEEL, 2019A; ANEEL, 2019B; EMBRAPA, 2017; EPE, 2019; IBGE, 2009; IBGE, 2016)

Figura 2 – Localização da área referencial da SE Dom Pedro I

O acesso rodoviário à área indicada se dá por meio de estradas vicinais e estradas rurais, podendo ser feito a partir da sede do município, da rodovia BR-116 ou da rodovia SP-065. Partindo da sede municipal de Santa Isabel deve-se pegar a Estrada do Monte Negro; partindo da Via Dutra (BR 116), na pista sentido São Paulo, pegar a pista local no km 177 Sul (bairro Parque Agrinco), acessar a Estrada do F. A. Parateí, e seguir na direção norte; partindo da Rodovia Dom Pedro I (SP-065), na direção sudeste, pegar a saída para Bairro Almeida Prado e Bairro Paraíso Igaratá (próximo ao km 19), seguir por essa pista lateral por aproximadamente 2 km, virar à direita e seguir em frente até o Alambique Cachaça Trato, e a partir daí seguir na direção sudoeste.

Vegetação e uso do solo

A área proposta para seleção do local de implantação da SE Dom Pedro I é predominantemente ocupada por pastagens, existindo uma pequena horticultura parcialmente sobreposta na borda leste da área, algumas benfeitorias rurais alinhadas principalmente entre o centro e o norte da área, e um estreito curso d'água cruzando no sentido leste-norte (Figura 3).

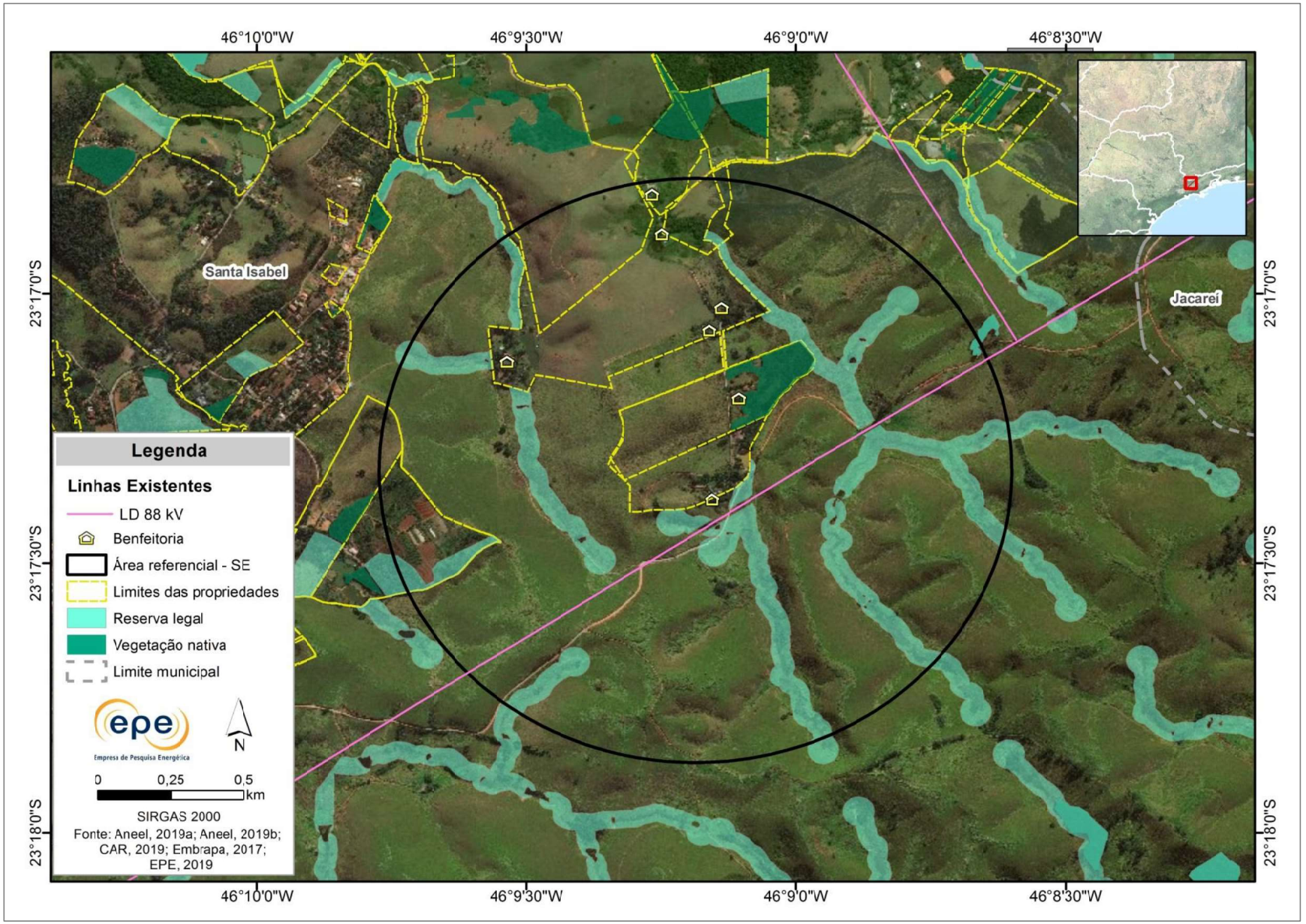


Figura 3 - Características do uso e ocupação do solo na área referencial da SE Dom Pedro I

De acordo com o macrozoneamento contido no Plano Diretor Estratégico Municipal de Santa Isabel, o perímetro proposto para a SE Dom Pedro I está inserido na Subárea de Desenvolvimento Rural e de Apoio ao Turismo, uma subdivisão da Macrozona de Ocupação Dirigida. Esta Subárea "*é destinada à implantação de indústrias não poluentes, comércios, serviços e, preferencialmente, à execução de atividades do setor primário e à exploração do turismo ecológico, desde que tais ocupações e atividades estejam em conformidade com a legislação ambiental e urbanística*" (SANTA ISABEL, 2016), e não existem dispositivos específicos no Plano Diretor que impeçam a implantação da subestação planejada na área proposta.

A região indicada situa-se no bioma Mata Atlântica, com presença da fitofisionomia Floresta Ombrófila Densa, estando inserida em áreas abrangidas pelo polígono da Lei da Mata Atlântica (BRASIL, 2006).

Meio físico

A área referencial apresenta relevo predominante de morros baixos e morrotes com declividades variando de suave ondulado (3 a 8%) a ondulado (8 a 20%), sendo também observadas planícies fluviais em menor escala de ocorrência (CPRM, 2017). De acordo com essa configuração, os terrenos mais favoráveis para a implantação da SE correspondem aos divisores d'água com declividade suave ondulada (Figura 4). Importante ressaltar a possibilidade de incremento de custos na fase construtiva da SE com movimentação de terra e terraplanagem devido à conformação do relevo regional.

Processos Minerários

Segundo a ANM, a maior parte da área de estudo da SE Dom Pedro I apresenta sobreposição com dois processos minerários em fase de autorização de pesquisa para a exploração de argila (Figura 4).

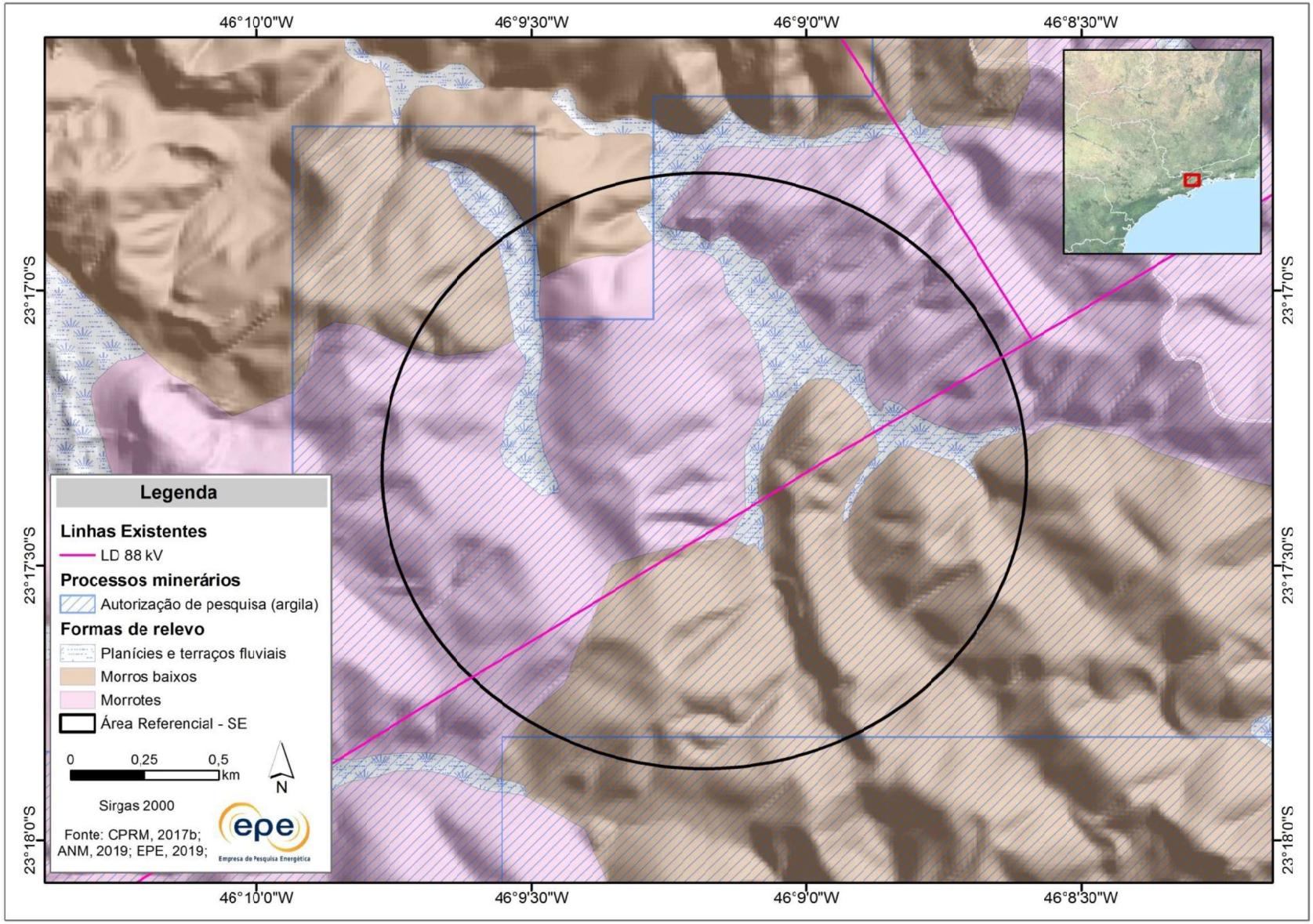


Figura 4 – Relevo e processos minerários na área referencial da SE Dom Pedro I

Áreas protegidas e com restrições legais

A área indicada encontra-se totalmente inserida na Área de Proteção Ambiental (APA) Bacia do Paraíba do Sul (Figura 5), unidade de conservação administrada pelo ICMBio, sem plano de manejo e cujo decreto de criação não apresenta restrição para a implantação de subestações (BRASIL, 1982).

Conforme bases de dados utilizadas, não foram identificados assentamentos rurais, terras indígenas, territórios quilombolas, cavidades naturais ou sítios arqueológicos na área proposta para a subestação.

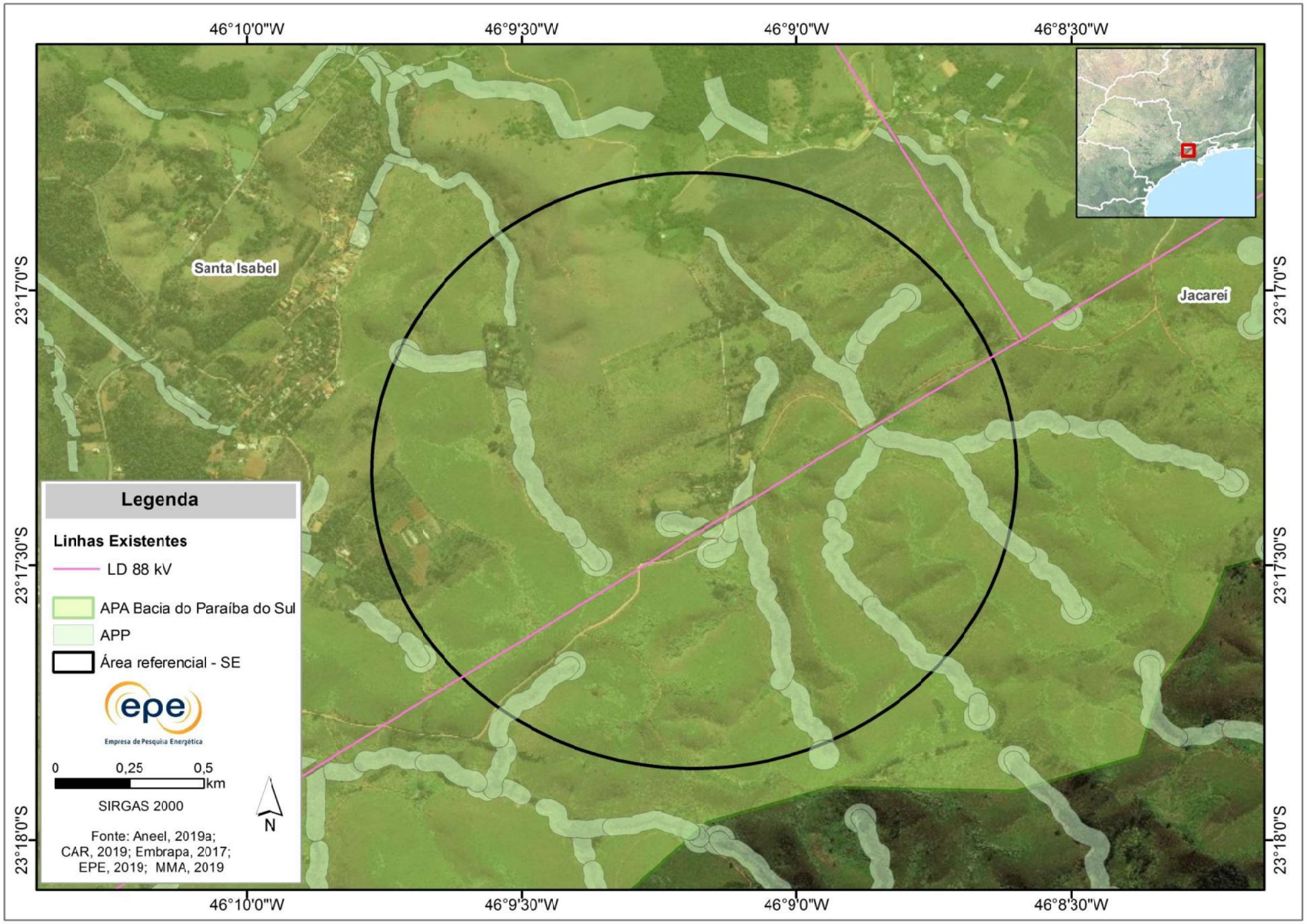


Figura 5 – Inserção da área referencial da SE Dom Pedro I na APA Bacia do Paraíba do Sul

Recomendações para o Relatório R3 da SE Dom Pedro I

Deverão ser estudadas criteriosamente, durante a elaboração do Relatório R3 desse empreendimento, as opções de localização da SE Dom Pedro I, escolhendo-se a alternativa de terreno mais viável do ponto de vista socioambiental, fundiário e construtivo. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para indicação do local referencial da SE Dom Pedro I, que deverão ser avaliadas e consideradas de forma conjunta:

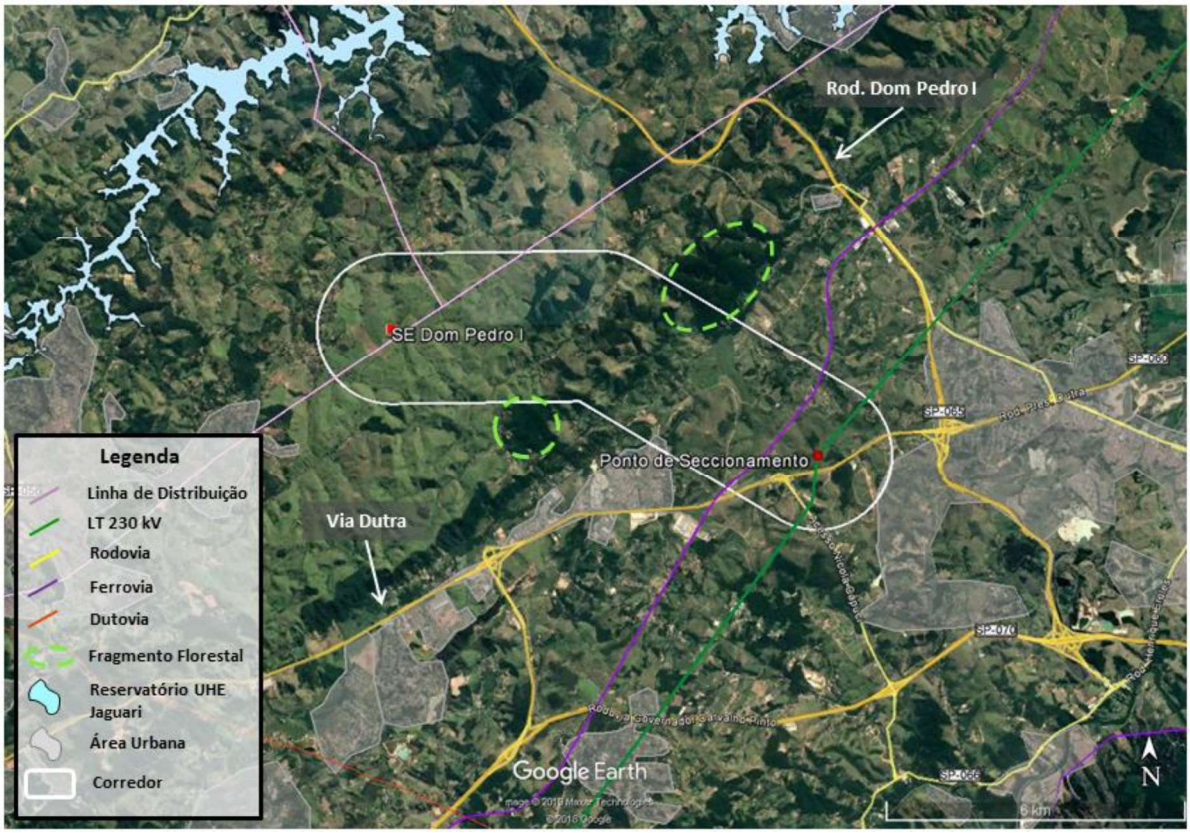
- Considerar as dimensões da SE Dom Pedro I, a serem estimadas pela equipe de elaboração do Relatório R4; caso não seja elaborado R4, manter as dimensões indicadas no R1.
- Evitar interferência direta com a rede de drenagem e áreas de preservação permanente (APP) presentes na área.
- Evitar interferência com as benfeitorias presentes na área.
- Consultar a ANM a fim de verificar o estágio dos processos minerários abrangidos pela área recomendada para implantação da SE Dom Pedro I, e analisar potencial impacto na viabilidade da SE.
- Salientar, nas conclusões do relatório as condições topográficas do terreno indicado para a subestação, e, de forma qualitativa, sinalizar eventuais sobrecustos (custos acima da média usual) associados à necessidade de adequação do terreno (cortes e aterros) para implantação da subestação.

4 CARACTERIZAÇÃO DO CORREDOR

4.1 Seccionamento da LT 230 kV São José dos Campos – Mogi das Cruzes na SE Dom Pedro I

A LT 230 kV São José dos Campos – Mogi das Cruzes será seccionada na nova SE Dom Pedro I. O corredor desse seccionamento, que será realizado em circuito duplo, apresenta 3 km de largura e eixo de aproximadamente 9,25 km de extensão.

Tendo em vista a pequena extensão entre a SE Dom Pedro I e o ponto de seccionamento, e a ausência de aspectos socioambientais que pudessem representar complexidades para a definição de um traçado de corredor, definiu-se um corredor com largura suficiente para comportar possibilidades factíveis de traçado para a implantação da futura LT (Figura 6).



(Fonte: ANEEL,2017; ANEEL, 2019a; ANEEL, 2019b; EMBRAPA, 2017; EPE, 2019; IBGE, 2009)

Figura 6 – Corredor do seccionamento da LT 230 kV São José dos Campos – Mogi das Cruzes na SE Dom Pedro I

O principal motivador para o delineamento do corredor foi minimizar a interferência com a área urbana no entorno da Rodovia Presidente Dutra (BR-116), pertencente ao município de Gurarema, e desviar de fragmentos de vegetação nativa e áreas de silvicultura. Assim, a

partir do ponto de seccionamento situado nas proximidades da Via Dutra (BR-116), o corredor segue no sentido noroeste por aproximadamente 5 km, e flexiona para oeste, seguindo por mais 4 km até o local indicado para a SE Dom Pedro I (Figura 6).

Caso seja indicada localização da diretriz fora desse corredor, deverá constar no Relatório R3 a justificativa fundamentada para tal.

Infraestrutura e localização

O corredor do seccionamento da LT 230 kV São José dos Campos – Mogi das Cruzes na SE Dom Pedro I localiza-se no estado de São Paulo, nas mesorregiões Metropolitana de São Paulo e Vale do Paraíba Paulista, e está inserido nos municípios de Jacareí e Santa Isabel, abrangendo diminuta área do município Guararema. O corredor abrange parcialmente a Região Oeste da área urbana de Jacareí, e a Área Urbana Norte de Guararema (Tabela 3).

Tabela 3 – Municípios abrangidos pelo corredor do seccionamento da LT 230 kV São José dos Campos – Mogi das Cruzes na SE Dom Pedro I

UF	Mesorregião	Microrregião	Municípios
SP	Metropolitana de São Paulo	Mogi das Cruzes	Guararema
		Guarulhos	Santa Isabel
	Vale do Paraíba Paulista	São José dos Campos	Jacareí

A área indicada para a SE Dom Pedro I está localizada no município de Santa Isabel, aproximadamente 8 km a nordeste da área urbana, nas proximidades da conexão do Ramal de Igaratá com a LD 88 kV Mairiporã – Jaguari. O ponto de seccionamento da LT 230 kV São José dos Campos – Mogi das Cruzes situa-se na primeira torre ao norte da Via Dutra após o cruzamento da LT com a rodovia, cruzamento esse que se dá no Km 172 Norte, no município de Jacareí (Figura 7). As coordenadas da subestação e do ponto seccionamento são apresentadas na Tabela 4.

Tabela 4 – Coordenadas da subestação e do ponto seccionamento da LT 230 kV São José dos Campos – Mogi das Cruzes na SE Dom Pedro I

Subestação/Ponto de seccionamento	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
SE Dom Pedro I[1]	Planejada	23°17'08"S	46°08'37"O	Santa Isabel	SP
Seccionamento LT 230 kV São José dos Campos – Mogi das Cruzes [2]	Planejado	23°18'42"S	46°04'10"O	Jacareí	

[1] As coordenadas referem-se ao ponto central da área proposta para a subestação, a ser verificada no Relatório R3.
[2] As coordenadas referem-se ao local da primeira torre após o cruzamento da LT com a Via Dutra, a ser verificado no Relatório R3.

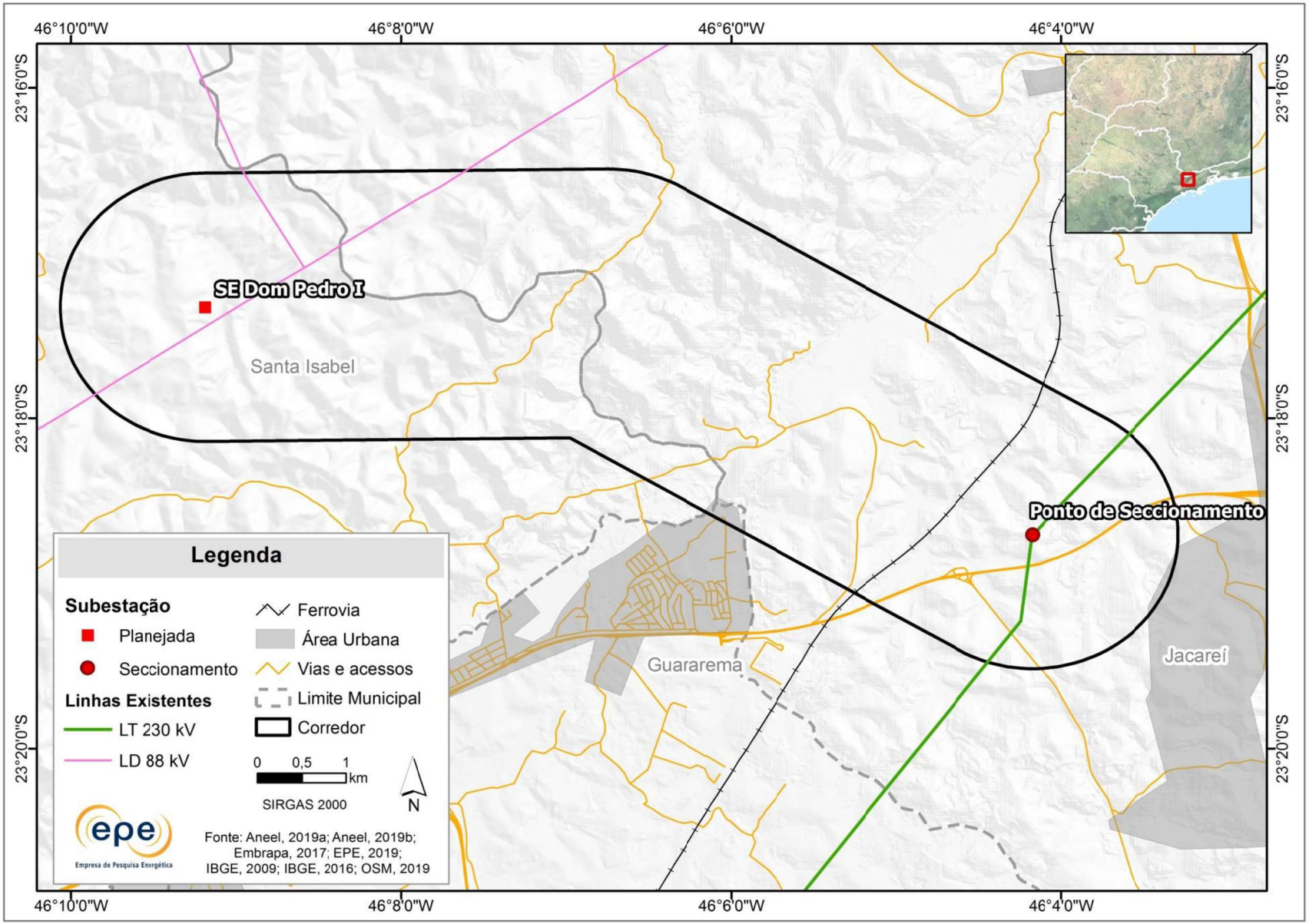


Figura 7 – Infraestrutura e municípios no corredor do seccionamento da LT 230 kV São José dos Campos – Mogi das Cruzes na SE Dom Pedro I

O corredor está inserido em três zonas definidas no Plano Diretor Estratégico Municipal de Santa Isabel: Macrozona de Ocupação Dirigida (Subárea Desenvolvimento Econômico, Rural e de Apoio ao Turismo), Macrozona de Desenvolvimento Econômico (Zona de Uso Diversificado), e na Zona Especial Corredor de Desenvolvimento Estratégico (SANTA ISABEL, 2016). Na área pertencente ao município de Jacareí, as macrozonas parcialmente sobrepostas são: Macrozona de Destinação Rural, Macrozona de Destinação Industrial, e Macrozona de Destinação Urbana (JACAREÍ, 2003). Em relação às áreas de Guararema, o corredor sobrepõe parcialmente a Área Urbana Norte definida no Plano Diretor (GUARAREMA, 2016). Não existem restrições expressas à implantação de torres de transmissão e subestações em nenhuma dessas zonas.

O corredor sobrepõe trecho da LT 230 kV São José dos Campos – Mogi das Cruzes e trechos das linhas de distribuição LD 88 kV Mairiporã – Jaguari e Ramal de Igaratá (Figura 7).

O corredor apresenta apoio viário incipiente, constituído apenas pela rodovia federal BR-116, que atravessa o corredor em sua extremidade sudeste. Todas as demais vias são estradas vicinais ou rurais. Também em sua região sudeste o corredor sobrepõe um trecho de ferrovia operado pela empresa MRS – Logística SA (Figura 7).

Vegetação e uso do solo

O corredor localiza-se no bioma Mata Atlântica, em região de predomínio da fitofisionomia Floresta Ombrófila Densa, e está integralmente inserido no polígono da Lei da Mata Atlântica, lei nº 11.428, de 22/12/2006, regulamentada pelo Decreto nº 6.660/08, de 21/11/2008. Esses instrumentos legais protegem os remanescentes de vegetação nativa primária e vegetação nativa secundária nos estágios inicial, médio e avançado de regeneração, e estabelecem que novos empreendimentos que impliquem corte ou supressão de vegetação do bioma Mata Atlântica deverão ser implantados, preferencialmente, em áreas já substancialmente alteradas ou degradadas.

Conforme classificação do uso do solo realizada pelo Probio (MMA, 2007b), predominam áreas de agricultura e pecuária ao longo do corredor, existindo alguns fragmentos de vegetação nativa entremeados a áreas de silvicultura principalmente no entorno da inflexão do corredor (Figura 8).

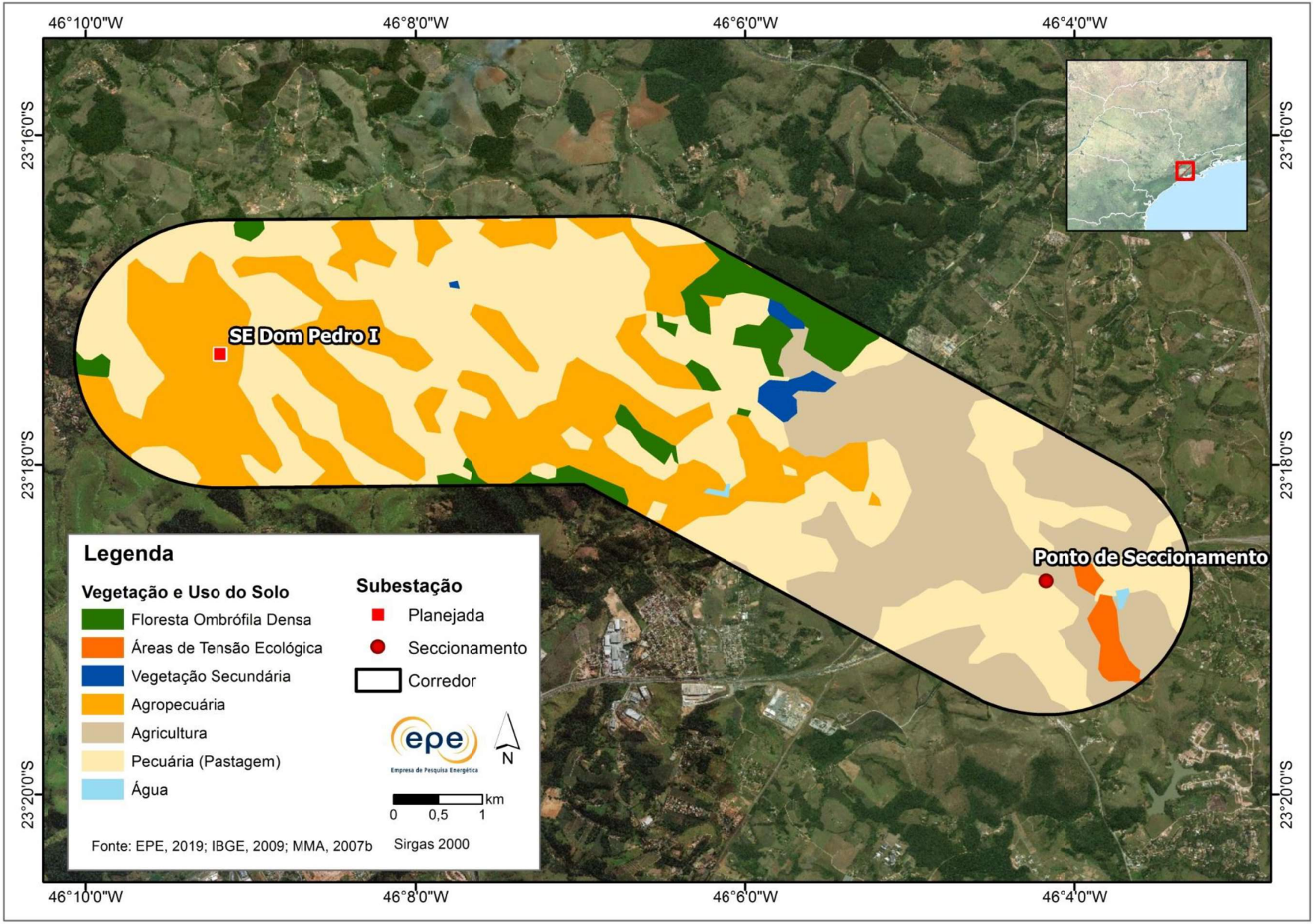


Figura 8 – Uso do solo no corredor do seccionamento da LT 230 kV São José dos Campos – Mogi das Cruzes na SE Dom Pedro I

A partir do ponto de seccionamento da LT São José dos Campos - Mogi das Cruzes, situado no Km 172 Norte da Via Dutra (BR-116), mais precisamente na primeira torre ao norte após o cruzamento da LT com a rodovia (Figura 9), o corredor segue no sentido noroeste.

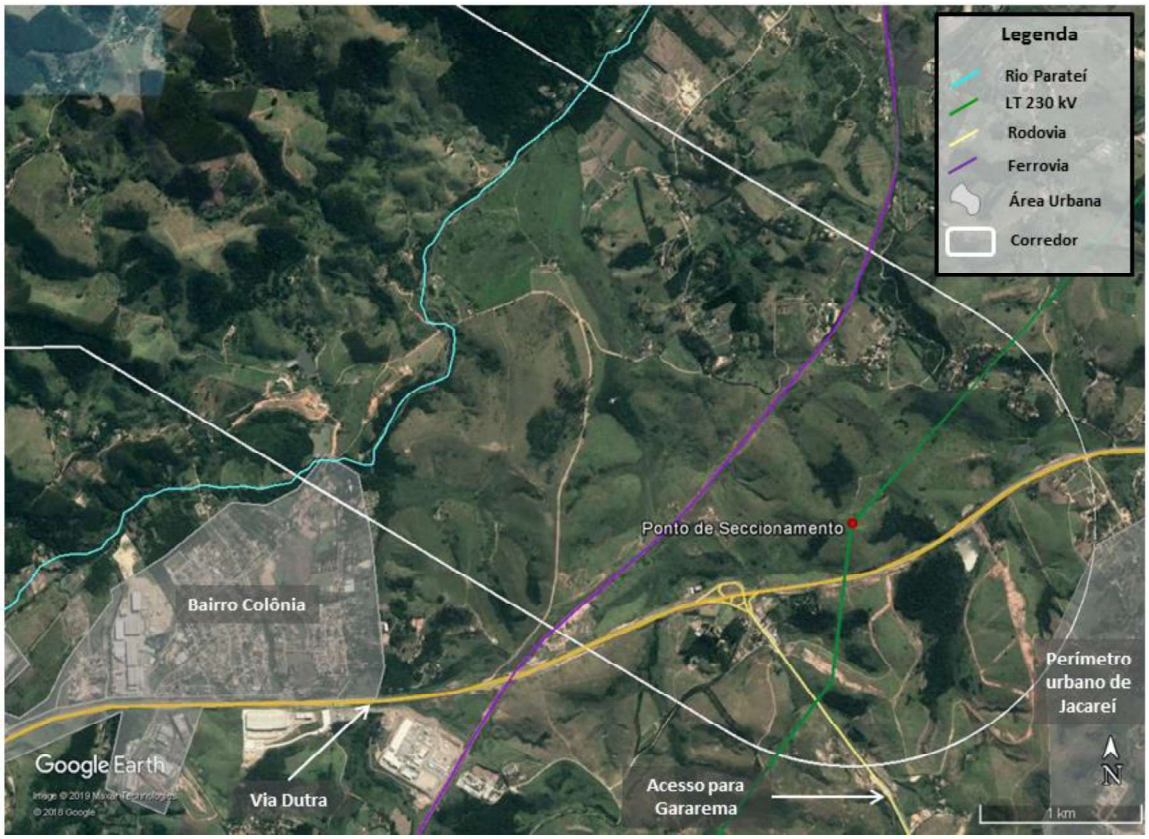


(Fonte: ANEEL, 2019b; EPE, 2019; IBGE, 2009)

Figura 9 – Localização do ponto de seccionamento da LT 230 kV São José dos Campos – Mogi das Cruzes

Nesse trecho inicial, situado no município de Jacareí, a sudeste do ponto de seccionamento, e portanto sem possibilidade de interferência pelo futuro seccionamento, o corredor sobrepõe parcialmente o perímetro da área urbana de Jacareí, a Via Dutra, e a rodovia de acesso à área urbana de Guararema (Figura 10).

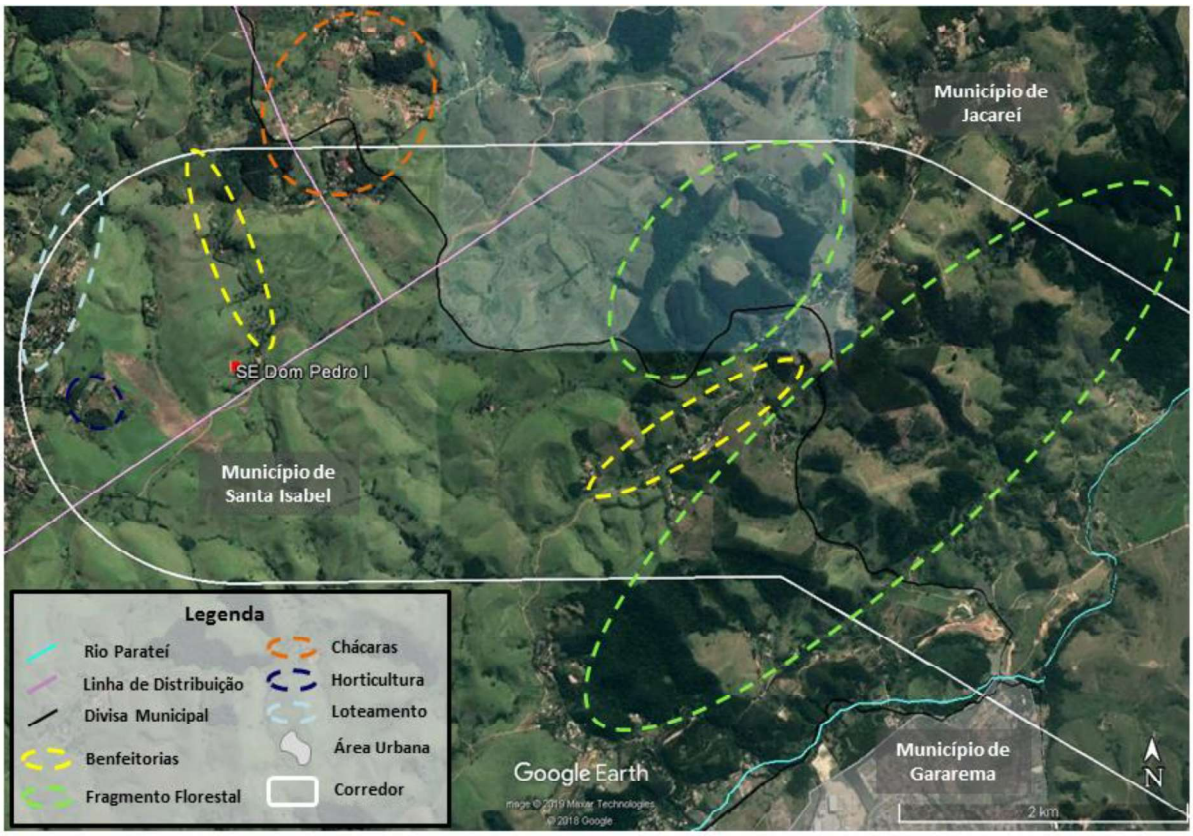
Ainda nesse trecho inicial, mas já seguindo no sentido da SE Dom Pedro I, o corredor sobrepõe uma ferrovia operada pela empresa MRS-Logística SA, e após percorrer aproximadamente 2,3 km sobrepõe o leito do Rio Parateí, e parcialmente o Bairro Colônia pertencente ao município de Guararema, na borda sul do corredor (Figura 10).



(Fonte: ANEEL, 2019b; EMBRAPA, 2017; EPE, 2019; IBGE, 2009)

Figura 10 – Trecho inicial do corredor do Seccionamento da LT 230 kV São José dos Campos – Mogi das Cruzes na SE Dom Pedro I

Após cruzar o Rio Parateí o corredor sobrepõe alguns fragmentos florestais de Mata Atlântica e algumas áreas de silvicultura, e passa a sobrepor também áreas do município de Santa Isabel. Percorre 2 km e faz uma inflexão para oés-noroeste, seguindo nessa direção por aproximadamente 3 km até o local da SE Dom Pedro I (Figura 11).



(Fonte: ANEEL, 2019a; EPE, 2019; IBGE, 2009)

Figura 11 – Trecho final do corredor do Seccionamento da LT 230 kV São José dos Campos – Mogi das Cruzes na SE Dom Pedro I

Esse trecho final se caracteriza por uma ampla região de pasto com benfeitorias localizadas principalmente às margens das estradas. Existem algumas chácaras na borda norte do corredor, e uma área de horticultura e um loteamento residencial na extremidade leste do corredor (Figura 11).

Meio físico e processos minerários

Predominam no corredor relevos de colinas, morros baixos e morrotes com topografia variando de ondulado (8 a 20%) a forte ondulado (20 a 45%), além de planícies e terraços fluviais, na porção leste. Apesar da rugosidade do relevo apontada, essa configuração não representa óbice para a passagem da futura LT, do ponto de vista topográfico. Já as planícies e terraços fluviais não são expressivos em termos de travessias e podem ser superados com a melhor alocação das torres de transmissão. Os cursos d'água presentes no corredor não exigem travessias de grande extensão para a passagem da LT (Figura 12).

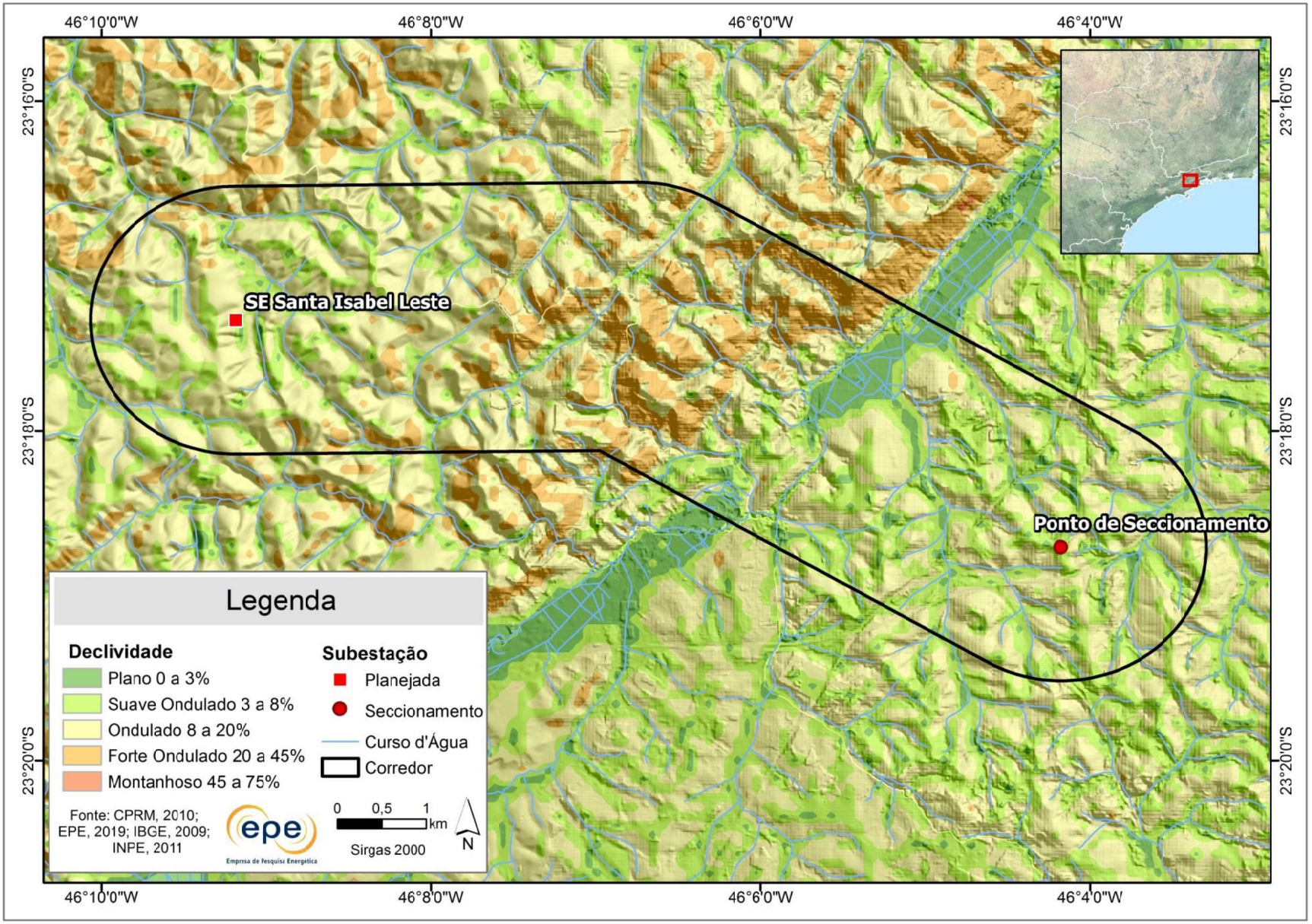


Figura 12 – Declividade e cursos d'água no corredor do Seccionamento da LT 230 kV São José dos Campos – Mogi das Cruzes na SE Dom Pedro I

De acordo com a ANM (2019), o corredor abrange 21 processos minerários. Predominam no corredor processos de autorização de pesquisa e substâncias como areia, argila e granito. Praticamente toda a área do corredor possui sobreposição com esses processos, não sendo possível o seu desvio.

Os processos em fases mais avançadas (concessão de lavra e requerimento de Lavra), e com impossibilidade de desvio localizam-se próximos às margens do Rio Parateí. Importante frisar que a exploração de granito pode exigir a utilização de explosivos para a sua extração. A Figura 13 apresenta os processos minerários sobrepostos pelo corredor.

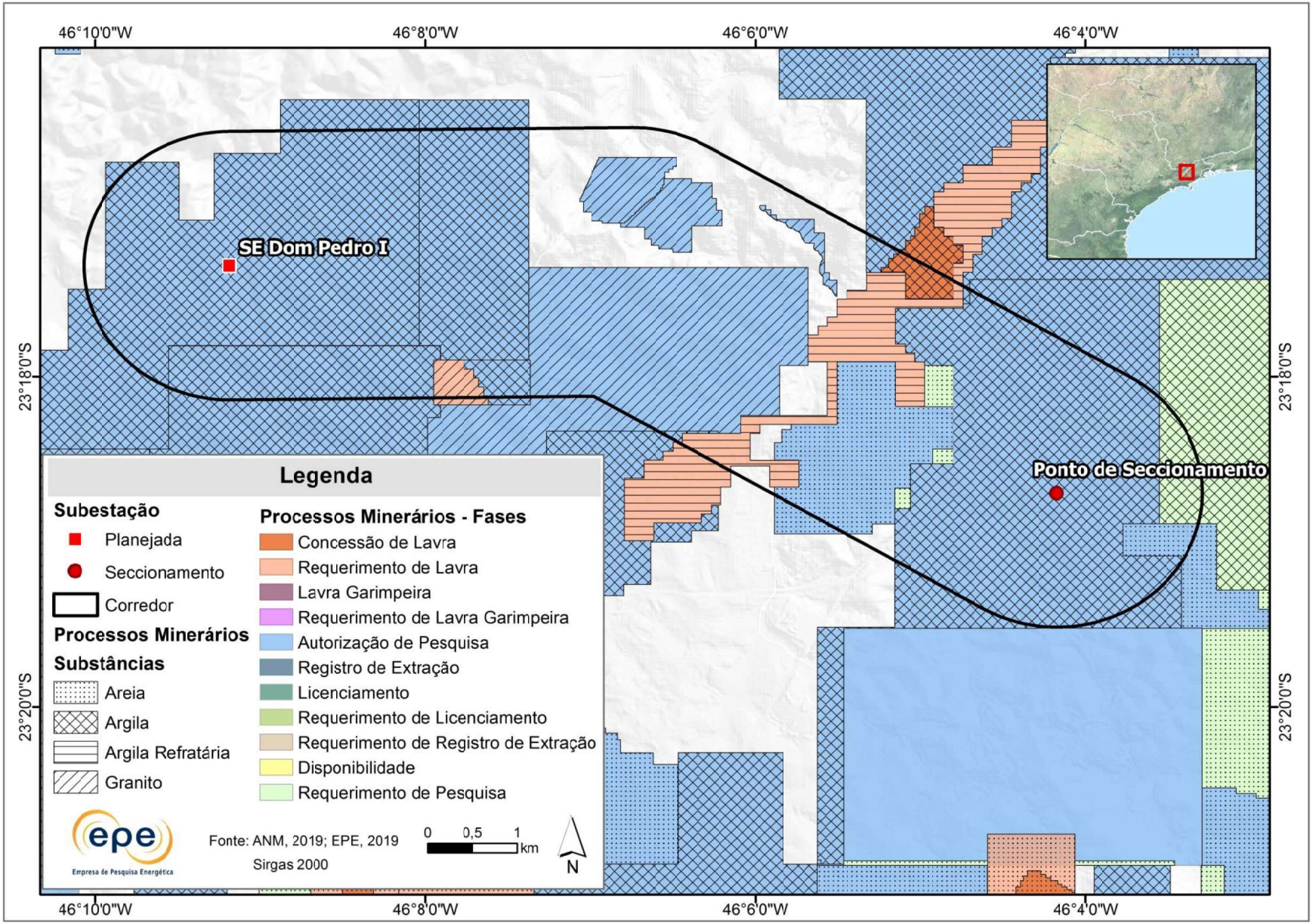


Figura 13 – Processos minerários no corredor do Seccionamento da LT 230 kV São José dos Campos – Mogi das Cruzes na SE Dom Pedro I

Áreas com restrições legais e áreas prioritárias para conservação da biodiversidade

O corredor sobrepõe parcialmente a APA Bacia do Paraíba do Sul (Figura 14), unidade de conservação de uso sustentável administrada pelo ICMBio, que não possui plano de manejo, e cujo decreto de criação não apresenta restrição para a implantação de subestações (BRASIL, 1982).

Conforme mencionado anteriormente, o corredor sobrepõe fragmentos de vegetação nativa abrangidas pelo polígono da Lei da Mata Atlântica (Lei n° 11.428/2006), que devem ser evitados pelo traçado do futuro seccionamento.

Segundo consulta realizada no Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos, acessado por meio do site do Iphan, não constam sítios georreferenciados dentro da área indicada. No entanto, o referido site ainda dispõe de um sistema de busca de sítios arqueológicos por município e que, após consulta realizada, foram identificados três sítios em Jacareí, sem representação cartográfica.

Conforme a base de dados utilizada, não foram identificados assentamentos rurais, terras indígenas, territórios quilombolas nem cavernas na área do corredor. Além disso, de acordo com consulta aos sítios eletrônicos da Aneel, não foram identificados empreendimentos elétricos planejados na área do corredor (Figura 14).

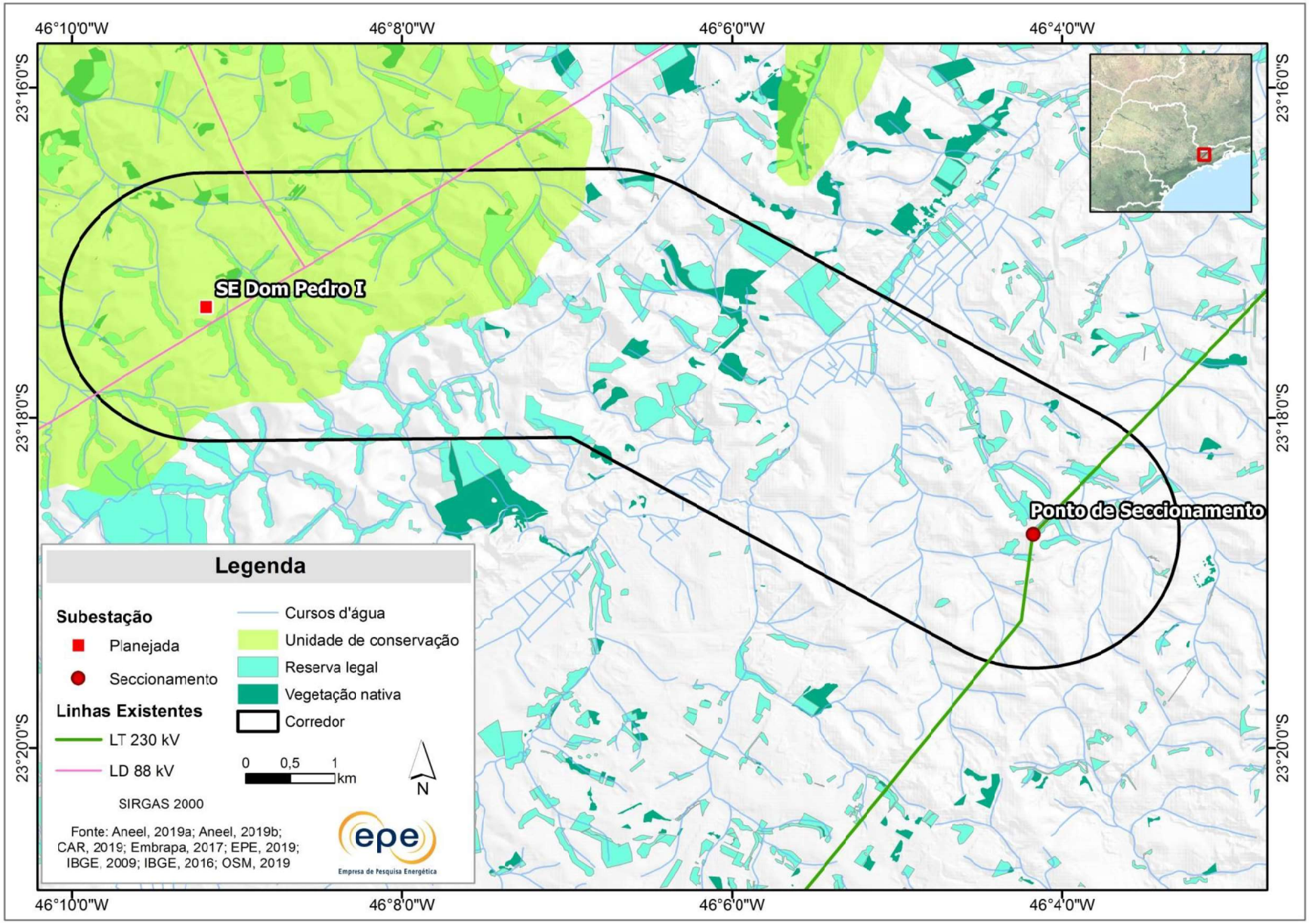


Figura 14 – Áreas de relevância socioambiental no corredor do Seccionamento da LT 230 kV São José dos Campos – Mogi das Cruzes na SE Dom Pedro I

Recomendações para o Relatório R3 do corredor do Seccionamento da LT 230 kV São José dos Campos – Mogi das Cruzes na SE Dom Pedro I

Deverão ser estudadas criteriosamente, durante a elaboração do Relatório R3 desse empreendimento, as opções de traçado para o futuro seccionamento, 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 do seccionamento planejado, quando da elaboração do referido relatório:

- Considerar o arranjo planejado da Subestação Dom Pedro I pela equipe de elaboração do Relatório R4, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão das linhas de distribuição a serem seccionadas; caso não seja elaborado R4, manter o arranjo planejado no R1.
- Desviar das áreas urbanas presentes no corredor.
- Desviar, na medida do possível, o traçado do futuro seccionamento dos remanescentes de vegetação nativa sobrepostos pelo corredor e das Áreas de Preservação Permanente, observando-se que o corredor está inserido no polígono de abrangência da Lei da Mata Atlântica.
- Evitar, sempre que possível, interferência com áreas de silvicultura, atentando-se para os locais onde há concentração desta atividade.
- Evitar interferência com as benfeitorias existentes ao longo do corredor.
- Consultar a ANM a fim de verificar o estágio dos processos minerários abrangidos pelo corredor e evitar aqueles em fases mais avançadas.
- Consultar o Iphan sobre a localização dos sítios arqueológicos cadastrados mas não georreferenciados, no município de Jacareí, de modo a evitar interferência com os mesmos.

5 REFERÊNCIAS

ANAC. Agência Nacional de Aviação Civil, 2019. Lista de Aeródromos Públicos e Lista de Aeródromos Privados. Disponível em: http://www.anac.gov.br/assuntos/setor-regulado/aerodromos/cadastro-de-aerodromos. Acesso em: junho de 2019.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2017. Reservatórios de Usinas Hidrelétricas em operação (arquivos vetoriais). Disponível em: http://sigel.aneel.gov.br/. Acesso: março de 2017.

___. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2019a. Base de Dados Geográfica da Distribuidora. Disponível mediante solicitação de acesso em: ftp://ftp.aneel.gov.br/srd/geo-lai. Acesso em: maio de 2019.

___. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2019b. Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico – SIGEL. Disponível em: http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html. Acesso em: agosto de 2019.

ANM. Agência Nacional Mineração, 2019. Processos Minerários (arquivos vetoriais). Disponível em: http://www.dnpm.gov.br/assuntos/ao-minerador/sigmine. Acesso em: julho de 2019.

BRASIL. Decreto nº 87.561, de 13 de setembro de 1982. Dispõe sobre as medidas de recuperação e proteção ambiental da Bacia Hidrográfica do Rio Paraíba do Sul, e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/CCIVil_03/Atos/decretos/1982/D87561.html. Acesso em: abril de 2019.

___. 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 2019.

___. 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#art2. Acesso em: julho de 2019.

CAR. Cadastro Ambiental Rural, 2019. Base de dados do Sistema Nacional de Cadastro Ambiental Rural. Disponível em: http://www.car.gov.br/publico/imoveis/index. Acesso: março de 2019.

CECAV. Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas, 2019. Mapa de Ocorrências de Cavernas – ICMBio. Disponível em: http://www.icmbio.gov.br/cecav/downloads/mapas.html. Acesso em: agosto de 2019.

CPRM. Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais, 2010a. 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: julho de 2016.

___. Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais, 2010b. Geodiversidade do estado de São Paulo. Escala 1:650.000. Disponível em: http://rigeo.cprm.gov.br/xmlui/handle/doc/16776. Acesso em : junho de 2019.

___. Carta de Suscetibilidade a movimentos gravitacionais de massa e inundação. Município de Guararema. Disponível em: https://sisgeo.cprm.gov.br/geoengenharia/, 2015. Acesso em agosto de 2019.

___. Carta de Suscetibilidade a movimentos gravitacionais de massa e inundação. Município de Jacareí. Disponível em: https://sisgeo.cprm.gov.br/geoengenharia/, 2017a. Acesso em agosto de 2019.

___. Carta de Suscetibilidade a movimentos gravitacionais de massa e inundação. Município de Santa Isabel. Disponível em: https://sisgeo.cprm.gov.br/geoengenharia/, 2017b. Acesso em agosto de 2019.

ELETROBRAS. Eletrobras Centrais Elétricas Brasileiras SA, 2011. Base cartográfica dos limites das Unidades de Conservação Estaduais e Municipais.

EMBRAPA. Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária. 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: julho de 2017.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética, 2019. Traçado georreferenciado de linhas de transmissão existentes e subestações. Disponível em: https://gisepeprd.epe.gov.br/webmapepe/. Acesso em: junho de 2019.

ESRI. Environmental Systems Research Institute. Arcgis Desktop 10.6.1. Disponível em: https://www.esri.com/en-us/home. Acesso em: junho de 2019.

FAB. Força Aérea Brasileira. Planos de Zonas de Proteção de Aeródromos. Disponível em: http://servicos.decea.gov.br/aga/?i=planos. Acesso em: junho de 2019.

FCP. Fundação Cultural Palmares, 2017. Certidões expedidas às comunidades remanescentes de quilombos atualizadas até a Portaria n° 126/2019, publicada no dou de 18/07/2019. Disponível em: http://www.palmares.gov.br/. Acesso em: julho de 2019.

FUNAI. Fundação Nacional do Índio, 2019. Base Cartográfica Delimitação das Terras Indígenas do Brasil. Disponível em: http://www.funai.gov.br/index.php/shape. Acesso em: março de 2019.

FUNDAÇÃO SOS MATA ATLÂNTICA; INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS – INPE, 2014. Atlas dos Remanescentes Florestais de Mata Atlântica - Período 2012-2013. São Paulo, 2013.

GOOGLE. Google Earth Pro. Imagens de satélite Disponível em: https://www.google.com/earth/.

GUARAREMA. Lei Complementar nº 3.174 de 21 de dezembro de 2016. Aprova o Plano Diretor do Município de Guararema e dá outras providências. Disponível em: http://www.guararema.sp.gov.br/1013/secretarias/obras+meio+ambiente+planejamento+e+servios+pblicos/meio+ambiente+e+planejamento+urbano/plano+diretor/. Acesso em: abril de 2019.

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

___. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2016. Base dos Municípios e Estados Brasileiros. Disponível em: http://geoftp.ibge.gov.br/organizacao_do_territorio/malhas_territoriais/malhas_municipais/municipio_2016/Brasil/BR/. Acesso: julho de 2017.

ICMBio. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, 2019. Base Cartográfica das Reservas Particulares do Patrimônio Natural. Disponível em: http://sistemas.icmbio.gov.br/simrppn/publico/. Acesso: janeiro de 2019.

INCRA. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2019a. Mapa de Projetos de Assentamento. Disponível em: http://certificacao.incra.gov.br/csv_shp/export_shp.py. Acesso em: março de 2019.

___. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2019b. Mapa de Território Quilombola. Disponível em: http://certificacao.incra.gov.br/csv_shp/export_shp.py. Acesso em: março de 2019.

INPE. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2011. Topodata: Banco de Dados Geomorfométricos do Brasil. Disponível em: http://www.dsr.inpe.br/topodata/acesso.php. Acesso: janeiro de 2019.

IPHAN. Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2016. Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos. Disponível em: http://www.iphan.gov.br/. Acesso em: julho de 2019.

___. Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2016. Banco de Dados do Sistema de Gerenciamento do Patrimônio Arqueológico. Disponível em: http://portal.iphan.gov.br/pagina/detalhes/1227/. Acesso em: agosto de 2018.

JACAREÍ. Lei Complementar nº 49 de 12 de dezembro de 2003. Institui o Plano Diretor de Ordenamento Territorial do Município de Jacareí, nos termos do Estatuto da Cidade, Lei Federal n.º 10.257, de 10 de julho de 2001, e dá outras providências. Disponível em: http://www.jacarei.sp.gov.br/cidadao/plano-diretor/. Acesso em: abril de 2019.

JANSEN, D. C.; CAVALCANTI, L.F.; LAMBLÉM, H. S. Mapa de Potencialidade de Ocorrência de Cavernas no Brasil, na escala 1:2.500.000. Revista Brasileria de Espeleologia – RBEsp. Brasília, v.2, n.1, páginas 29-41, 2012.

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

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

___. Ministério do Meio Ambiente, 2019. Mapa de Unidades de Conservação Federais e Estaduais. Disponível em: http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm Acesso em: março de 2019.

OSM. Open Street Map, 2019. Arquivos vetoriais da malha viária e corpos d'água no Brasil. Disponível em: http://download.geofabrik.de/south-america/brazil.html. Acesso: janeiro de 2019.

SANTA ISABEL. Lei Complementar nº 184, de 29 de março de 2016. Revisa a Lei Complementar nº 106, de 9 de abril de 2007, alterada pelas Leis Complementares nº 135, de 12 de março de 2010, nº 160, de 7 de dezembro de 2012 e nº 169, de 1º de julho de 2014, que instituiu o Plano Diretor Estratégico do Município de Santa Isabel. Disponível em: https://santaisabel.sp.gov.br/pmsiportal/plano-diretor-2/. Acesso em: abril de 2019.

6 APÊNDICES

APÊNDICE A – Tabela de Comparação da SE 230/88 Kv Dom Pedro I
Relatório R1 / Relatório R3

SE 230/88 kV Dom Pedro I	
Tabela 1 – Comparação da localização da SE (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da localização da SE (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
No caso de localização da SE Dom Pedro I em local diferente do indicado no Relatório R1, indicar justificativa(s):	
1. Anexar mapa indicando a localização proposta para a SE Dom Pedro I no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram essa localização. 2. Coordenadas da localização proposta para a SE Dom Pedro I: 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? Em caso negativo, favor justificar.**
1. Considerar as dimensões da SE Dom Pedro I, a serem estimadas pela equipe de elaboração do Relatório R4; caso não seja elaborado R4, manter as dimensões indicadas no R1.	
2. Evitar interferência direta com a rede de drenagem e áreas de preservação permanente (APP) presentes na área.	
3. Evitar interferência com as benfeitorias presentes na área.	
4. Consultar a ANM a fim de verificar o estágio dos processos minerários abrangidos pela área recomendada para implantação da SE Dom Pedro I e analisar potencial impacto na viabilidade da SE.	
5. Salientar, nas conclusões do relatório as condições topográficas do terreno indicado para a subestação, e, de forma qualitativa, sinalizar eventuais sobrecustos (custos acima	

da média usual) associados à necessidade de adequação do terreno (cortes e aterros) para implantação da subestação.	

APÊNDICE B – Tabela de comparação do Seccionamento da LT 230 kV São José dos Campos – Mogi das Cruzes na SE Dom Pedro I

Seccionamento da LT 230 kV São José dos Campos – Mogi das Cruzes na SE Dom Pedro I	
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): 9,25 km	Extensão da diretriz da LT (R3):
Variação da extensão e principal(ais) motivos:	
A diretriz está inteiramente inserida no corredor?	
No caso de não inserção da diretriz do R3 no corredor do R1, informar os motivos:	
1 - Anexar o mapa contendo o corredor estudado no Relatório R1 e a diretriz proposta no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram a diretriz. 2 - Encaminhar arquivo digital da diretriz definida no R3 (formato KML ou *shapefile*).	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	**Foi atendida a recomendação? Em caso negativo, favor justificar.**
1. Considerar o arranjo planejado da Subestação Dom Pedro I pela equipe de elaboração do Relatório R4, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão das linhas de distribuição a serem seccionadas; caso não seja elaborado R4, manter o arranjo planejado no R1.	
2. Desviar das áreas urbanas presentes no corredor.	
3. Desviar, na medida do possível, o traçado do futuro seccionamento dos remanescentes de vegetação nativa sobrepostos pelo corredor e das Áreas de Preservação Permanente, observando-se que o corredor está inserido no polígono de abrangência da Lei da Mata Atlântica.	
4. Evitar, sempre que possível, interferência com áreas de silvicultura, atentando-se para os locais onde há concentração desta atividade.	

5. Evitar interferência com as benfeitorias existentes ao longo do corredor.	
6. Consultar a ANM a fim de verificar o estágio dos processos minerários abrangidos pelo corredor e evitar aqueles em fases mais avançadas.	
7. Consultar o Iphan sobre a localização dos sítios arqueológicos cadastrados mas não georreferenciados, no município de Jacareí, de modo a evitar interferência com os mesmos.	