



Empresa de Pesquisa Energética

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

**ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA E
SOCIOAMBIENTAL DE ALTERNATIVAS:**

RELATÓRIO R1

Atendimento à Região de Jaú

Dezembro de 2022

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



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



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Adolfo Sachsida

Secretário-Executivo do MME

Hailton Madureira de Almeida

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento

Energético

José Guilherme de Lara Resende

Secretário de Energia Elétrica

Ricardo Marques Alves Pereira

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis

Renováveis

Rafael Bastos da Silva

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação

Mineral

Lília Mascarenhas Sant'agostino

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

ATENDIMENTO À REGIÃO DE JAÚ



Empresa de Pesquisa Energética

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

Presidente

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira (interino)

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Angela Livino

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

Sede

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

70711-902 - Brasília - DF

Escritório Central

Praça Pio X, 54

20091-040 - Rio de Janeiro - RJ

Coordenação Geral

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira (interino)

Coordenação Executiva

Elisângela Medeiros de Almeida

Thiago de Faria Rocha Dourado Martins

Coordenação Técnica

Daniel José Tavares de Souza

Equipe Técnica

Estudos Elétricos

Fabio de Almeida Rocha

Paulo Fernando de Matos Araujo

Rodrigo Ribeiro Ferreira

Vanessa Penteado Stephan

Análise Socioambiental

André Cassino Ferreira

Daniel Filipe Silva

Paula Cunha Coutinho de Andrade

Nº EPE-DEE-RE-104/2022-rev0

Data: 22/12/2022

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



Empresa de Pesquisa Energética

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-104/2022-rev0

Atendimento à Região de Jauú

Revisões

Data

Descrição sucinta

rev0

22/12/2022

Emissão Original

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

SUMÁRIO

Sumário	7
ÍNDICE DE FIGURAS.....	9
ÍNDICE DE TABELAS.....	10
1 INTRODUÇÃO.....	11
1.1 Considerações Iniciais.....	11
1.2 Objetivo.....	11
1.3 Abordagem Adotada	11
2 CONCLUSÕES.....	13
3 RECOMENDAÇÕES.....	14
4 DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS.....	19
4.1 Critérios Básicos	19
4.2 Casos de Trabalho.....	19
4.3 Mercado	19
4.4 Plano de Geração	19
4.5 Cenários	19
4.6 Limites Operativos.....	20
4.7 Parâmetros Econômicos	21
4.8 Classificação do Horizonte das Obras	21
5 DIAGNÓSTICO	23
5.1 Sistema Elétrico de Interesse.....	23
5.2 Histórico de Estudos Recentes	24
5.3 Desempenho Elétrico da Rede	25
6 ALTERNATIVAS	28
6.1 Alternativa A1	28
6.2 Alternativa A2	29
6.3 Alternativa B1	30
6.4 Alternativa B2	31
6.5 Alternativa C.....	32
7 ANÁLISE ECONÔMICA.....	34
7.1 Comparação Econômica	34
7.2 Discussão dos Resultados.....	35
8 ANÁLISE DE DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE.....	37
8.1 Condições normais	37

8.2	Condição de Emergência	38
9	CURTO-CIRCUITO	41
10	ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL	43
11	Referências	44
12	EQUIPE TÉCNICA	45
13	ANEXOS.....	46
13.1	Caracterização das subestações novas.....	46
13.2	Plano de Obras e Estimativa de Investimentos	47
13.3	Formulários de Consultas sobre a Viabilidade de Expansões da Subestação	52
13.4	Fichas PET	57
13.5	NT EPE/DEA/SMA 013/2022 - Análise Socioambiental - Atendimento à região de Jaú	59

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1 – Diagrama da alternativa recomendada na região de Jaú.....	15
Figura 3-2 – Configuração futura – SE Estância 440/138 kV	16
Figura 3-3 – Ideia de localização e posicionamento da SE Estância 440/138 kV.....	17
Figura 5-1 – Sistema elétrico de interesse.....	24
Figura 6-1 – Diagrama da Alternativa A1	29
Figura 6-2 – Diagrama da Alternativa A2	30
Figura 6-3 – Diagrama da Alternativa B1	31
Figura 6-4 – Diagrama da Alternativa B2	32
Figura 6-5 – Diagrama da Alternativa C	33
Figura 14-1 – SE 440/138 kV Estância	46

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3-1 – Programa de obras em subestações.....	14
Tabela 3-2 – Programa de obras de linhas DIT e de distribuição.....	14
Tabela 3-3 – Programa de obras de seccionamentos de linhas de transmissão.....	14
Tabela 3-4 – Dados adicionais dos seccionamentos de linhas de transmissão.....	15
Tabela 4-1 – Despacho aplicado nas UHEs do Rio Tietê	20
Tabela 4-2 – Limites operativos de tensão	20
Tabela 5-1 – Diagnóstico do sistema– Condição normal – Tensão.....	25
Tabela 5-2 – Diagnóstico do sistema– Condição normal – Fluxo.....	26
Tabela 5-3 – Diagnóstico do sistema– Condição de emergência – Tensão.....	26
Tabela 5-4 – Diagnóstico do sistema– Condição de emergência – Fluxo	27
Tabela 7-1 – Comparação dos Rendimentos Necessários das alternativas.....	34
Tabela 7-2 – Custo Diferencial de Perdas das alternativas	34
Tabela 7-3 – Comparação Econômica das alternativas	34
Tabela 7-4 – Comparação dos Rendimentos Necessários das alternativas expandidas.....	35
Tabela 7-5 – Custo Diferencial de Perdas das alternativas expandidas.....	36
Tabela 7-6 – Comparação Econômica das alternativas expandidas.....	36
Tabela 8-1 – Desempenho do sistema com Alternativa A1 – Condição normal – Tensão	37
Tabela 8-2 – Desempenho do sistema com Alternativa A1 – Condição normal – Fluxo	38
Tabela 8-3 – Desempenho do sistema com Alternativa A1 – Condição de emergência – Tensão	39
Tabela 8-4 – Desempenho do sistema com Alternativa A1 – Condição de emergência – Fluxo.....	39
Tabela 9-1 – Níveis de Curto-Circuito Máximo	41
Tabela 14-1 – Previsão de expansão das subestações novas	46
Tabela 14-1 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa A1 com seccionamento no final do horizonte	47
Tabela 14-2 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa A2.....	48
Tabela 14-3 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa B1 com seccionamento no final do horizonte	49
Tabela 14-4 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa B2.....	50
Tabela 14-5 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa C.....	51

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

A distribuidora CPFL Paulista possui uma série de subestações que se conectam ao SIN por meio de uma derivação na LT 138 kV Bariri – Barra Bonita (de propriedade da CTEEP), começando com a subestação de Jaú. O desempenho do sistema DIT em 138 kV desta região é dependente da geração local e de suas fronteiras com a Rede Básica. Porém, em cenários de baixa oferta de geração local, esse desempenho apresenta dificuldades, principalmente no controle do perfil de tensão. Por conta das dificuldades atuais e as previstas, a CPFL Paulista solicitou a abertura de um estudo na região de Jaú e seu entorno.

Para as dificuldades observadas atualmente na região, já existe um conjunto de reforços indicados e previstos para entrarem em operação até 2023, porém uma avaliação do horizonte na região indica que eles não serão robustos o suficiente para o restante do horizonte do Plano Decenal de Expansão, considerando as previsões mais recentes de evolução do mercado na região.

Considerando que a região no entorno de Rio Claro (ao leste de Jaú) também está atualmente com restrições por conta do mesmo cenário de baixa geração no 138 kV, a distribuidora Elektro que atua nessa área também demonstrou interesse no estudo.

É importante notar que a região tem sido procurada também para a instalação de novos empreendimentos de geração, alguns compatíveis com o sistema DIT e outros de maior capacidade se conectando diretamente na Rede Básica.

Portanto, a região possui restrições que já devem ser resolvidas no curto prazo, mas necessita de uma solução para o longo prazo.

1.2 Objetivo

O objetivo deste estudo é avaliar até quando os reforços previstos serão efetivos em tratar os atuais problemas e identificar e recomendar obras para permitir o atendimento adequado da demanda das distribuidoras que acessam o sistema DIT na região.

1.3 Abordagem Adotada

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

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

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

2 CONCLUSÕES

A análise desse estudo verificou que o atendimento na região de Jaú pode apresentar restrições em determinados cenários e que os reforços que ainda vão ser concluídos, embora suficientes para o atendimento no curto prazo, podem não atender plenamente a região até o fim do horizonte de planejamento atual.

Por conta da dinâmica da região que resulta na tendência de novas dificuldades mesmo após a entrada dos reforços pontuais, este estudo considerou como premissa para uma alternativa válida a inclusão de uma fronteira com a Rede Básica na região de Jaú com o objetivo de se evitar soluções de baixa longevidade.

Diversas alternativas foram analisadas adicionando uma nova subestação de fronteira ao sistema, sendo três diferentes fronteiras num total de cinco alternativas que formaram a comparação econômica. As fronteiras com o sistema de 440 kV se mostraram mais eficientes do que uma fronteira com o sistema 230 kV e por isso todas as cinco apresentaram consideraram uma nova transformação 440/138 kV.

Entre as alternativas, duas ficaram economicamente empatadas, sendo selecionada aquela cuja localização da nova fonte está mais próxima das maiores cargas, mais distante da subestação existente de Rede Básica da região de análise e com maior potencial de enrobustecer o sistema que existe hoje.

As alternativas que compartilhavam as mesmas fronteiras se diferenciavam pela existência de uma conexão entre a nova fronteira e o sistema DIT. Apesar de serem alternativas efetivas, a dinâmica da região continua sendo um alerta. Desta forma, se buscou incluir como obras futuras uma conexão com a DIT já analisada nas alternativas com a mesma fronteira com o objetivo de antever futuras necessidades que dependem do desenvolvimento da região. A sensibilidade mostrou que a inclusão dessas obras no fim do horizonte não alterou o resultado da comparação econômica. Sendo obras indicativas, será possível fazer um acompanhamento para definir mais tarde o momento mais adequado para implementação.

O programa de obras indicado exigirá investimentos totais, até o final do horizonte do estudo, da ordem de R\$ 380 milhões.

3 RECOMENDAÇÕES

Para a solução do atendimento à região de Jaú, recomenda-se a implantação da Alternativa A1 com o cronograma de obras de acordo com a Figura 3-1 e as Tabelas Tabela 3-1 a Tabela 3-4.

Além das obras da Alternativa A1, as tabelas também consideram, com data prevista de 2033, as seguintes obras indicativas: o seccionamento da LT 138 kV Bariri – Barra Bonita na nova SE Estância e a reconstrução do trecho entre Estância e Barra Bonita.

Tabela 3-1 – Programa de obras em subestações

Ano	Subestação	Tensão (kV)	Descrição
2027	Estância	440	Novo pátio de 440 kV
		440/138	1º e 2º TF 440/138 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ
		138	Novo pátio de 138 kV
2028	Itápolis	138	1º Banco de Capacitor 1x20 Mvar/138 kV 3Φ

Tabela 3-2 – Programa de obras de linhas DIT e de distribuição

Ano	Linha	Configuração de referência	Extensão
2027	LD 138 kV Estância – derivação Barra Bonita – Bracell (Nova) C1 e C2	Circuito Duplo, 1 x 795 MCM (DRAKE)	1,5 km
2027	LD 138 kV Estância – derivação Jaú – Jaú 4 (Nova) C1 e C2	Circuito Duplo, 1 x 795 MCM (DRAKE)	19 km
2032	LT 138 kV Araras – Rio Claro I (reconstrução)	Circuito Duplo, 2 x 636 MCM (GROSBEAK)	12 km
2033	LT 138 kV Barra Bonita – Estância (reconstrução)	Circuito Duplo, 1 x 795 MCM (DRAKE)	8 km

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

Ano	Seccionamento	Configuração de referência	Extensão
2027	LT 440 kV Bauru - Salto na SE Estância	Circuito Duplo, 4 x 636 MCM (GROSBEAK)	1 km
2027	LT 138 kV Catanduva – Ibitinga (circuito expresso) na SE Borborema	Circuito Duplo, 1 x 336,4 MCM (ORIOLE)	4 km
2033	LT 138 kV Bariri – Barra Bonita C1 e C2 na SE Estância	Circuito Duplo, 1 x 336,4 MCM (ORIOLE) – Lado Bariri Circuito Duplo, 1 x 795 MCM (DRAKE) – Lado Barra Bonita	1 km

Tabela 3-4 – Dados adicionais dos seccionamentos de linhas de transmissão

Seccionamento	Ponto de referência do seccionamento	Novas linhas	Extensão de referência
LT 440 kV Bauru - Salto na SE Estância	57 km de distância de Bauru	LT 440 kV Bauru - Estância	58 km
		LT 440 kV Salto - Estância	165 km
LT 138 kV Catanduva – Ibitinga na SE Borborema	54 km de distância de Catanduva	LT 138 kV Catanduva – Borborema C2	58 km
		LT 138 kV Ibitinga – Borborema C2	22 km
LT 138 kV Bariri – Barra Bonita C1 e C2 na SE Estância	8 km de distância de Barra Bonita	LT 138 kV Bariri – Estância C1 e C2	43 km
		LT 138 kV Barra Bonita – Estância C1 e C2	9 km

A LT 440 kV Bauru - Salto possui um reator de linha no lado de Salto. Como o ponto do seccionamento indicado nesse estudo está mais próximo da subestação de Bauru, não se viu necessidade em alterar esse equipamento.

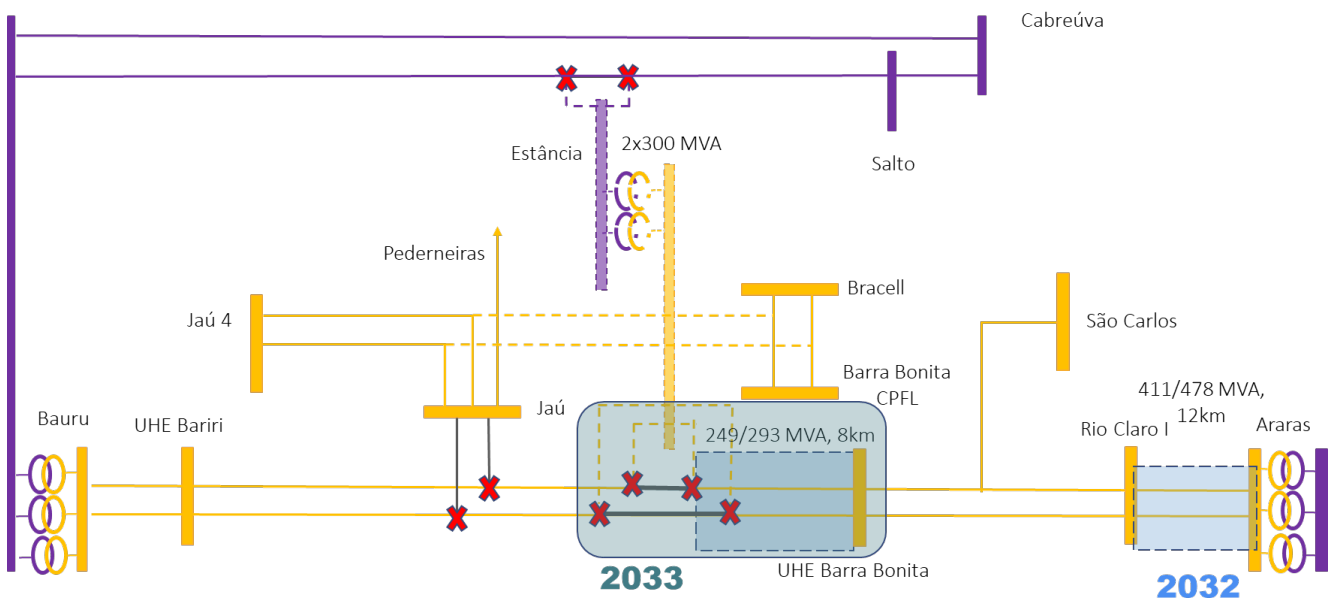


Figura 3-1 – Diagrama da alternativa recomendada na região de Jaú

A nova SE Estância 440/138 kV deve ser dimensionada visando a atender ao menos as conexões previstas e futuras expansões indicadas na Figura 3-2. Além dos vãos necessários para a implementação do seccionamento da LT 138 kV Bariri – Barra Bonita, também foi considerado nesse levantamento vãos futuros o seccionamento da LT 440 Bauru – Cabreúva, reforçando o atendimento pelo 440 kV.

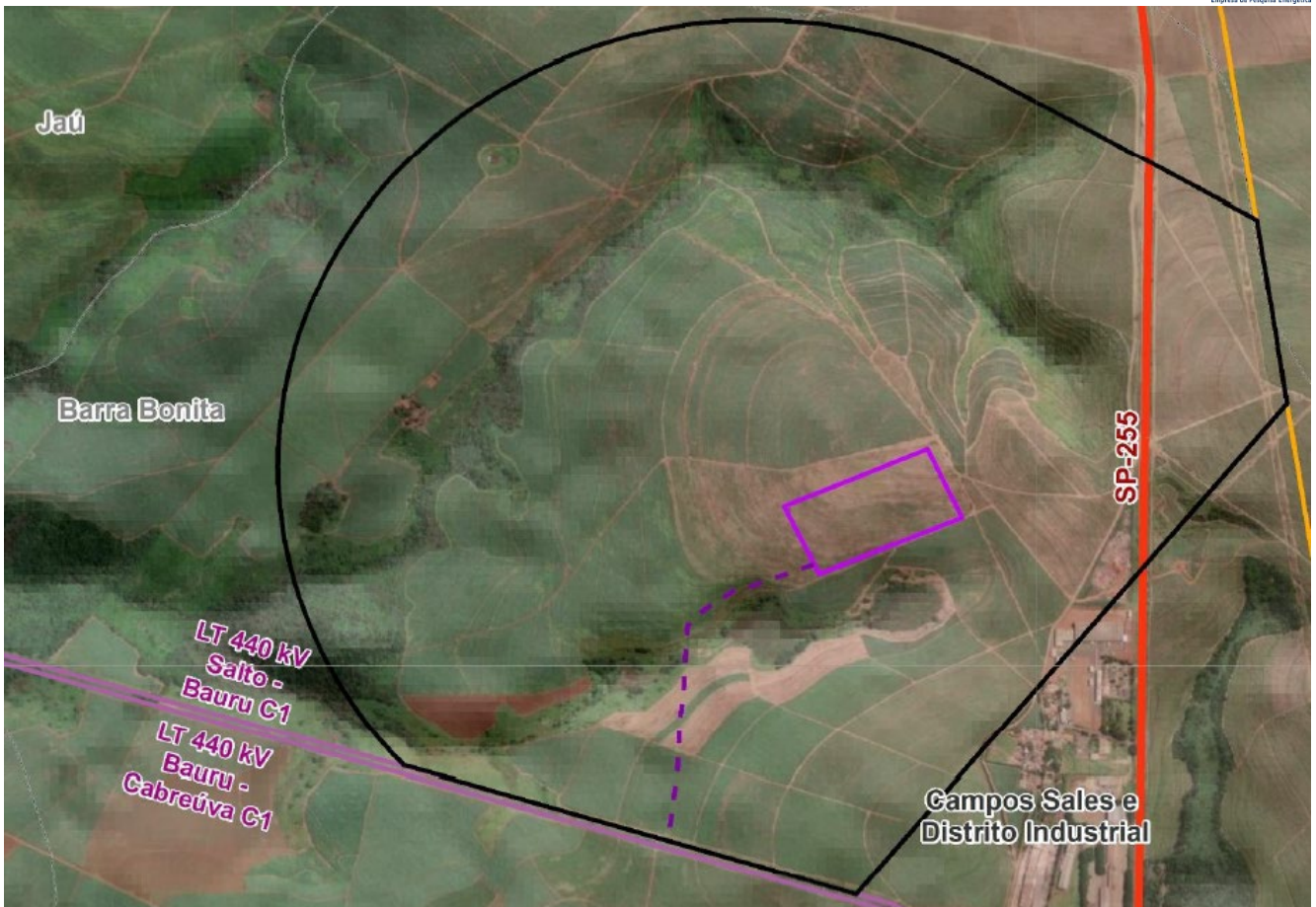


Figura 3-3 – Ideia de localização e posicionamento da SE Estância 440/138 kV

Dessa forma, a configuração futura considera ainda seis (6) vãos livres no 138 kV e dois (2) no 440 kV com o objetivo de permitir conexões de novos empreendimentos ou expansões do sistema. Considerando ainda o possível porte final da subestação com quatro (4) transformadores de 440/138 kV de 300MVA, recomenda-se a previsão de espaço para um futuro IB adicional no lado de 138 kV, junto aos quatro (4) vãos livres, uma vez que o nível de corrente pode superar a capacidade de um IB no padrão dos existentes.

A data de entrada prevista para a nova SE Estância é o ano de 2027, que está relativamente próximo considerando os prazos usualmente aplicados entre uma recomendação, a realização do leilão e a sua construção. Porém, caso seja possível compatibilizar as entradas das obras de Rede Básica de Fronteira e de Distribuição em data anterior à considerada no presente estudo, entende-se que eventual antecipação mostra-se benéfica para o desempenho do sistema.

4 DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS

4.1 Critérios Básicos

O presente estudo foi elaborado em conformidade com os critérios usuais de planejamento definidos no documento CCPE – Volume II “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão” [2]. Quando aplicável, foram respeitados ainda os requisitos do submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede do ONS [3] 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 2030, com atualização de topologia na região do estudo. O horizonte do estudo foi o período entre 2027 e 2033. Foi considerado também o segundo banco de capacitor de 30 Mvar na SE 138 kV Catanduva, como já havia sido recomendado em estudo anterior [4].

4.3 Mercado

As projeções de demanda consideradas de forma geral foram aquelas referentes ao Plano Decenal da Transmissão 2030. Para a região de forma específica, a CPFL realizou uma revisão para o estudo que incluía ainda uma previsão além do horizonte para os anos de 2036 e 2040. A distribuidora Elektro também forneceu uma revisão de mercado com base nas novas conexões que estavam sendo negadas pelas restrições ainda existentes.

4.4 Plano de Geração

A geração adotada foi a dos casos de trabalho do Plano Decenal da Transmissão 2030, com adição da UTE Cidade do Livro prevista para se conectar na região.

4.5 Cenários

Serão avaliadas somente as condições de intercâmbio, carga e geração mais críticas para o sistema da região de interesse. Após uma avaliação em condições gerais, o cenário que apresenta os problemas da região se caracteriza por uma carga elevada e baixa disponibilidade de geração local. Nesse sentido, com base num cenário de Carga Média Norte Úmido, o cenário teve a geração nas UHE do Rio Tietê limitadas a 15% de geração (Tabela 4-1), enquanto as térmicas à biomassa foram mantidas com geração nula, representando um cenário que combina período de entressafra com uma baixa disponibilidade hídrica.

Tabela 4-1 – Despacho aplicado nas UHEs do Rio Tietê

Nº da barra	Usina	Capacidade (MW)	Despacho (MW)
1006	Barra Bonita	140,8	21,12
1009	Bariri (A)	91,2	15*
21502	Bariri (B)	45,6	15*
1003	Ibitinga	131,4	19,71
1004	Promissão	264,0	39,6
1002	Nova Avanhandava	331,5	49,72
2044	Três Irmãos	807,5	140*

* Despacho mínimo maior que 15%.

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 4-2.

Tabela 4-2 – Limites operativos de tensão

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

4.6.2 Carregamento

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

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

4.6.3 Fator de Potência

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

4.7 Parâmetros Econômicos

Para o custeamento das novas instalações, foram utilizados os preços referenciais da ANEEL de 03/2021, atualizados para março de 2021, conforme o Informe Técnico [EPE-DEE-IT-038/2021](#) [5]. 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\$ 187,46/MWh;
- Taxa de desconto: 8% a.a.;
- Ano de referência: 2022;
- Tempo de vida útil das instalações: 30 anos;
- Ano horizonte: 2033; e
- Empate entre alternativas: diferença de custos inferior a 5 % (requer análises adicionais).

Para o cálculo dos custos das perdas foram considerados os três patamares de carga (leve, média e pesada) e os intercâmbios Norte Úmido e Norte Seco do PDE 2030.

4.8 Classificação do Horizonte das Obras

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

Cumprir-se nota 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

5.1 Sistema Elétrico de Interesse

O sistema elétrico de interesse é composto principalmente pelo corredor DIT em 138 kV que conecta as UHEs Ibitinga, Bariri e Barra Bonita em sequência, as fronteiras com a Rede Básica e os circuitos de Rede Básica ao redor, mostrado na Figura 5-1 que foca no corredor entre as UHEs e a vizinhança mais próxima. Esse sistema tem como característica longas linhas, a presença também de algumas usinas térmicas a biomassa e subestações de distribuição que em muitos casos se conectam por derivações nas linhas DIT.

As fronteiras mais importantes da região são Bauru (principalmente após o fechamento dos barramentos de Bariri), Mirassol II e Araras, todas com transformação 440/138 kV. Outra fronteira com menor capacidade de injeção fica em Botucatu 230/138 kV. Considerando reforços recentemente recomendados nos circuitos entre Mirassol II – São José do Rio Preto – Catanduva, não foi necessário estender o sistema de interesse até essa fronteira, porém outros circuitos e subestações não destacados até as fronteiras também foram monitorados.

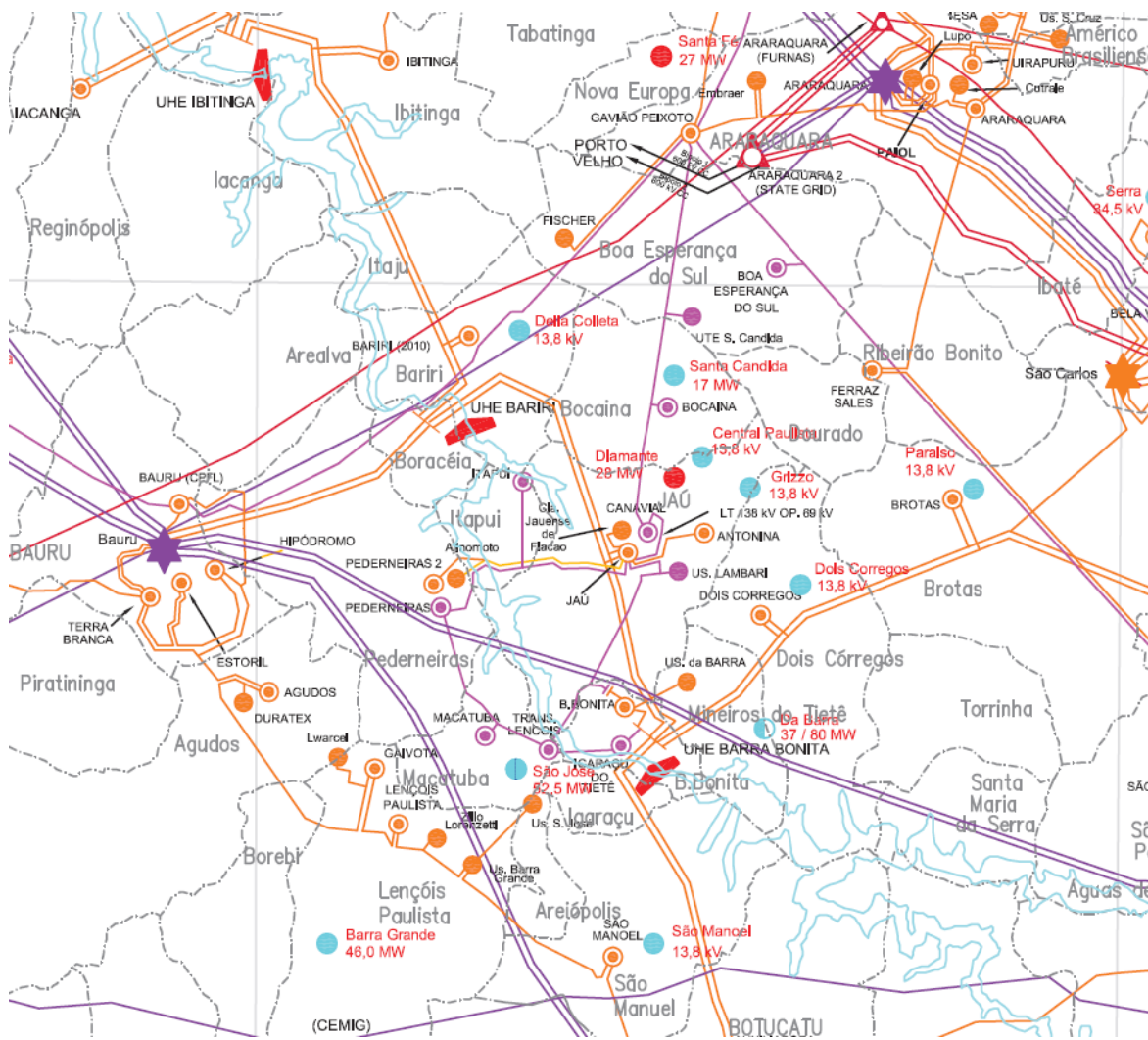


Figura 5-1 – Sistema elétrico de interesse.

A subestação de Jaú está localizada entre as subestações de Bariri e Barra Bonita e apesar da conexão dessa subestação ser a única derivação nessa linha, a subestação de Jaú é apenas a primeira de uma série de subestações da CPFL e, dessa forma, a derivação de Jaú apresenta o maior carregamento de todas as derivações da região.

Por ter como características as longas linhas e a presença de usinas que podem não estar gerando energia em algum período, o cenário mais crítico para a região ocorre em cenários de carga elevada e baixa geração que é mais bem representado em um cenário que combina uma baixa disponibilidade de água para a geração nas hidrelétricas com o período de entressafra da cana-de-açúcar. Nessa situação a região fica mais dependente de suas fronteiras com a Rede Básica.

5.2 Histórico de Estudos Recentes

As dificuldades operacionais que são observadas atualmente foram levadas em consideração na solicitação para a criação do estudo, porém é importante lembrar que reforços na região já foram recomendados em estudos anteriores como Estudo do Sistema de 138 kV das Regiões do Pardo e Médio Tietê com a Interligação 500/440 kV em Araraquara - Período 2011 a 2020 [6] e Avaliação de Reforços na Rede DIT do Estado de SP [7].

Dessa forma, podemos indicar como reforços recentes as seguintes obras:

- Recapacitação UHE Ibitinga – UHE Bariri (2016);
- Reconstrução UHE Bariri - derivação Jaú (2018) – trecho da LT UHE Bariri – UHE Barra Bonita (8 anos após recapacitação da LT completa);
- Substituição dos três bancos 440/138 kV na SE Bauru (2018);
- Adequações para fechamento do barramento na UHE Bariri (2022).

Já outro conjunto de obras estão previstas para serem concluídas até 2023:

- Recondutoramento UHE Ibitinga - derivação Ibitinga;
- Recondutoramento Bauru – UHE Bariri; e
- Recondutoramento Rio Claro I – Rio Claro III – trecho da LT Rio Claro 1 – UHE Barra Bonita.

Portanto, todo este conjunto já está sendo considerado nos casos montados para este estudo.

5.3 Desempenho Elétrico da Rede

O desempenho elétrico foi verificado em diferentes cenários, mas as próximas sessões apresentam os problemas observados no cenário mais crítico, o cenário dimensionador deste estudo, que foi o cenário de Carga Média Norte Úmido com geração nas hidrelétricas do Rio Tietê limitada em 15%.

5.3.1 Cenário Dimensionador em Condições Normais

As Tabela 5-1 e Tabela 5-2 apresentam violações e pontos de atenção sobre o nível de tensão e de carregamento no sistema de interesse em condições normais. No sistema da CPFL que se inicia em Jaú se observa uma queda no nível de tensão ao longo dos anos. Em 2027 a subestação de Pederneiras que está numa ponta é a primeira a apresentar tensão menor que 0,95 p.u. em condições normais, mas em 2031 a subtensão já ocorre até na subestação de Jaú (que fica em 0,949 p.u.) sem expectativa de melhora até o fim do horizonte. Ainda na região de Jaú, temos a derivação que alimenta o ramal passando de 90% de sua capacidade de carregamento em 2033.

Ao norte de Jaú os problemas identificados são de subtensões nas subestações de distribuição Itápolis, Ibitinga, Iacanga (CPFL), Catanduva e Borborema (Energisa), além das subestações DIT de Ibitinga e Catanduva (CTEEP).

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

SUBESTAÇÃO	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
JAU----SP138	95,8%	95,5%	95,3%	95,1%	94,9%	94,5%	94,4%
ANTONI-SP138	95,4%	95,1%	94,9%	94,7%	94,5%	94,1%	94,0%
JAU4---SP138	95,6%	95,3%	95,1%	94,9%	94,7%	94,3%	94,2%
PEDERN-SP138	95,0%	94,7%	94,4%	94,2%	94,0%	93,5%	93,4%
COSAN--SP138	95,3%	95,0%	94,7%	94,5%	94,3%	93,8%	93,7%
ABBRAS-SP138	95,1%	94,8%	94,5%	94,3%	94,1%	93,6%	93,5%
AJINP1-SP138	95,1%	94,8%	94,5%	94,3%	94,1%	93,6%	93,5%
IBITIN-SP138	95,5%	95,1%	94,8%	94,5%	94,3%	93,8%	93,5%
IBI-CP-SP138	94,2%	93,8%	93,5%	93,2%	92,9%	92,4%	92,1%
ITAPOL-SP138	93,6%	93,2%	92,8%	92,5%	92,2%	91,6%	91,3%
CATAN2-SP138	96,4%	96,1%	95,8%	95,5%	95,2%	94,8%	94,5%
IACANP-SP138	94,3%	94,0%	93,6%	93,3%	93,0%	92,5%	92,3%
BORBOR-SP138	94,4%	94,0%	93,7%	93,3%	93,0%	92,5%	92,2%
SIZABE-SP138	94,4%	94,0%	93,7%	93,3%	93,0%	92,5%	92,2%
SJESTI-SP138	94,4%	94,0%	93,7%	93,3%	93,0%	92,5%	92,2%

Mais ao leste, o que se observa é um carregamento elevado no ramal de São Carlos que se conecta na LT 138 kV Barra Bonita – Rio Claro 1. O carregamento deve passar de 90% em 2027 com expectativa de passar para uma violação de carregamento em 2029.

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

LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033	
	NC LIM.	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %
JAU---SP138	1	-149	-30	-153	-32	-156	-34	-157	-35	-161	-36	-164	-38	-168	-40
JAU1-Y-SP138	202	79%		81%		83%		84%		86%		89%		91%	
S.CARL-SP138	1	77	-12	78	-11	81	-11	83	-11	86	-12	92	-11	87	-11
D#1BRO-SP138	80	99%		99%		103%		106%		110%		118%		111%	

5.3.2 Cenário Dimensionador em Emergência

As Tabela 5-3 e Tabela 5-4 apresentam violações e pontos de atenção sobre o nível de tensão e de carregamento no sistema de interesse na ocorrência de contingências. Os problemas de tensão apresentados em condições normais ficam mais graves, porém em alguns casos a variação ainda fica dentro da faixa de emergência, como é o caso das subestações do sistema da CPFL que inicia na subestação de Jaú, que tem na contingência da LT 138 kV Bauru – Bariri o pior desempenho.

Para a região de Rio Claro, a capacidade de emergência também não deixa o carregamento do ramal de São Carlos mais crítico. Porém, na falha da LT 138 kV Araras – Rio Claro 1, são esperados carregamentos elevados e violação da capacidade de emergência a partir de 2030.

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

CONTINGÊNCIA	SUBESTAÇÃO	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
LT BARIRI-SP138 --- BAURU--SP138 - 1	JAU---SP138	94,5%	94,2%	93,9%	93,7%	93,4%	92,8%	92,7%
	ANTONI-SP138	94,2%	93,8%	93,5%	93,3%	93,0%	92,4%	92,2%
	JAU4---SP138	94,4%	94,0%	93,7%	93,5%	93,2%	92,6%	92,4%
	PEDERN-SP138	93,7%	93,3%	93,0%	92,8%	92,4%	91,7%	91,6%
	COSAN--SP138	94,0%	93,6%	93,3%	93,1%	92,8%	92,1%	92,0%
	ABBRAS-SP138	93,8%	93,5%	93,1%	92,9%	92,6%	91,9%	91,7%
	AJINP1-SP138	93,8%	93,4%	93,1%	92,9%	92,5%	91,9%	91,7%
	BARI-Y-SP138	96,4%	96,1%	95,9%	95,7%	95,5%	94,9%	94,8%
LT BORBOR-SP138 --- IBITIN-SP138 - 1	BORBOR-SP138	90,9%	90,4%	89,9%	89,4%	88,8%	88,2%	87,7%
	SIZABE-SP138	90,9%	90,4%	89,9%	89,4%	88,8%	88,2%	87,7%
	SJESTI-SP138	90,9%	90,4%	89,9%	89,4%	88,8%	88,2%	87,7%
LT IBITIN-SP138 --- BARIRI-SP138 - 2	IBITIN-SP138	93,8%	93,4%	93,0%	92,6%	92,2%	91,6%	91,3%
	IBI-CP-SP138	92,6%	92,2%	91,8%	91,4%	90,9%	90,3%	89,9%
	ITAPOL-SP138	92,0%	91,5%	91,1%	90,7%	90,2%	89,6%	89,2%
	CATAN2-SP138	95,8%	95,5%	95,2%	94,8%	94,5%	94,0%	93,7%
	IACANP-SP138	92,6%	92,2%	91,7%	91,3%	90,9%	90,3%	89,9%

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

CONTINGÊNCIA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
		NC	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar
		LIM.	%	%	%	%	%	%	%
TR 138/440 BAURU--SP - BAURU- - 1	S.CARL-SP138	1	81 -12	81 -12	84 -12	87 -12	89 -12	96 -12	91 -12
	D#1BRO-SP138	108	76%	77%	80%	81%	84%	91%	86%
	BAURU--SP440	2	276 79	285 86	293 92	298 97	304 102	313 112	318 117
	BAURU--SP138	360	79%	82%	84%	86%	88%	92%	93%
	BAURU--SP440	3	276 79	285 86	293 92	298 97	304 102	313 112	318 117
	BAURU--SP138	360	79%	82%	84%	86%	88%	92%	93%
TR 138/440 MIRAS2-SP - MIRAS2 - 1	MIRAS2-SP138	2	-281 -105	-289 -111	-296 -118	-301 -125	-311 -128	-322 -137	-331 -143
	MIRAS2-SP440	360	81%	84%	86%	88%	91%	94%	97%
	MIRAS2-SP138	3	-281 -105	-289 -111	-296 -118	-301 -125	-311 -128	-322 -137	-331 -143
	MIRAS2-SP440	360	81%	84%	86%	88%	91%	94%	97%
LT ARARAS-SP138 --- RCLAR1-SP138 - 1	S.CARL-SP138	1	84 -11	84 -10	87 -10	90 -10	93 -10	99 -10	94 -10
	D#1BRO-SP138	108	79%	80%	82%	84%	87%	94%	89%
	ARARAS-SP138	2	222 47	227 50	231 53	236 56	239 57	247 63	247 65
	RCLAR1-SP138	235	95%	97%	99%	101%	103%	106%	106%
TR 138/440 ARARSA-SP - ARARAS - 1	ARARAS-SP138	2	-279 -72	-289 -52	-295 -57	-300 -63	-300 -94	-309 -79	-314 -83
	ARARAS-SP440	360	79%	80%	82%	84%	86%	87%	88%
	ARARAS-SP138	3	-279 -72	-289 -52	-295 -57	-300 -63	-300 -94	-309 -79	-314 -83
	ARARAS-SP440	360	79%	80%	82%	84%	86%	87%	88%

Ao norte de Jaú, existe o agravamento do perfil de tensão, principalmente na SE Borborema na falha do circuito entre Borborema e a UHE Ibitinga.

Destaque ainda para as transformações 440/138 kV de Bauru e Mirassol II que passam de 90% até o fim do horizonte, mas ainda sem violação.

6 ALTERNATIVAS

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

Ao longo do andamento do estudo foram analisadas soluções onde as principais obras eram um reforço ao sistema DIT, ampliação no sistema de distribuição com uma nova conexão ou a implantação de uma subestação de fronteira.

Como foi visto na seção 5.2, a região possui um histórico de reforços e ainda assim o que o diagnóstico indica é que estes reforços não serão o suficiente para o atendimento adequado do mercado até o final deste horizonte.

Considerando também a dinâmica da região, com solicitações de novos empreendimentos de consumidores e geradores, foi adotada como uma premissa neste estudo que somente alternativas com uma nova fonte seriam consideradas, o que resultou no descarte das alternativas que não apresentavam uma nova subestação.

Por questão de proximidade, todas as alternativas contam com uma nova fonte 440/138 kV com o seccionamento da LT Bauru – Cabreúva (ou LT Bauru – Salto, os dois seccionamentos foram testados e são possíveis). Alternativas com uma nova fonte em 230/138 kV como uma extensão da Rede Básica por Botucatu ou com uma nova fonte em 440/138 kV pelo seccionamento da linha entre Bauru e Araraquara não se mostraram efetivas e não ficaram para a comparação final de alternativas.

A próxima seção então apresenta cinco alternativas que podem ser divididas entre alternativas com fonte exclusiva para o atendimento de cargas da CPFL (onde a remoção das cargas no sistema DIT resulta num alívio percebido em outros pontos) ou alternativas com fonte integrada ao sistema DIT.

A região entre Ibitinga e Catanduva mais ao norte apresentou apenas problemas de tensão no diagnóstico e os carregamentos vistos nesse estudo não indicam a necessidade de grandes obras. Dessa forma algumas obras na região estão presentes em todas as alternativas, sendo elas:

- Seccionamento do circuito 138kV expresso entre Catanduva e UHE Ibitinga na SE Borborema; e
- Banco de capacitor de 20 Mvar/138 kV na SE Itápolis (2028).

6.1 Alternativa A1

A Alternativa A1 recomenda a nova subestação Estância 440/138 kV na proximidade do cruzamento entre as linhas 440 kV Bauru – Cabreúva e 138kV Bariri – Barra Bonita. Essa subestação inicialmente atenderia exclusivamente cargas da CPFL nas regiões de Jaú e Barra Bonita, sem ter uma conexão direta com o sistema DIT. As obras são indicadas na Figura 6-1 e são detalhadas a seguir:

- SE Estância 440/138 kV (2027)
 - 2 TRs de 300/360 MVA
 - Seccionamento de um circuito da LT 440 kV Bauru – Salto, 1 km

- LD 138 kV Estância – Jaú/Jaú 4, 19 km
- LD 138 kV Estância – Barra Bonita/Bracell, 1,5 km
- Reconstrução da LT 138 kV Araras – Rio Claro I, 12 km (2032)

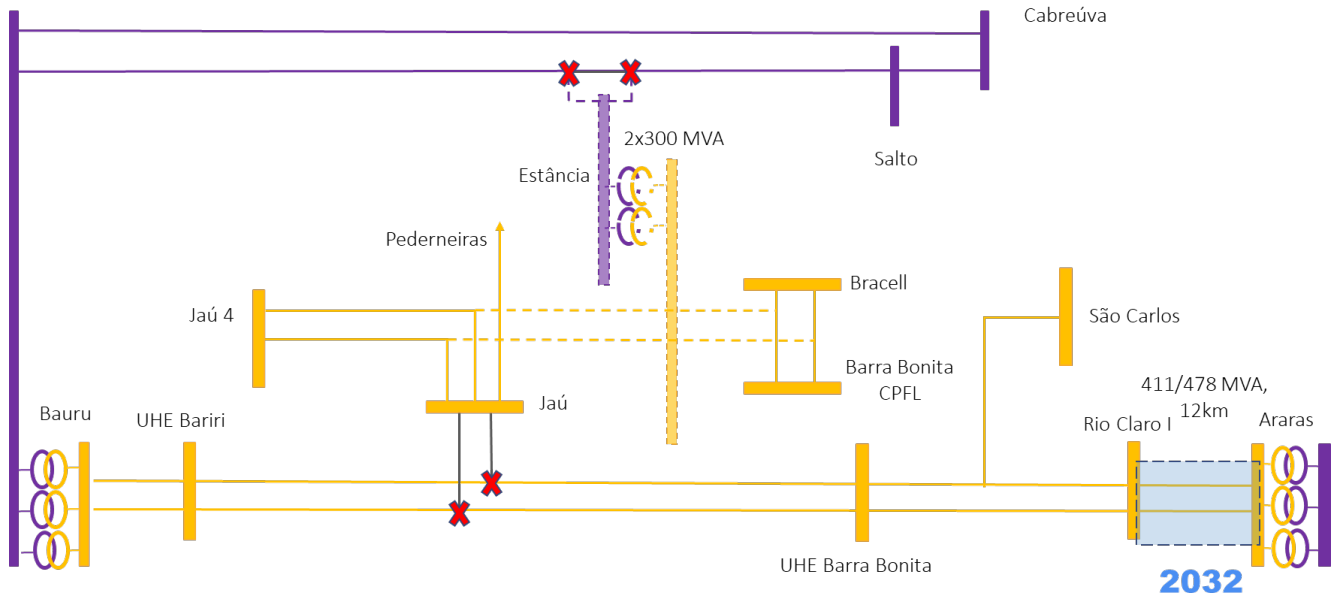


Figura 6-1 – Diagrama da Alternativa A1

6.2 Alternativa A2

A Alternativa A2 é uma variação da Alternativa A1, onde a nova subestação Estância é conectada ao sistema DIT. Nessa alternativa, além do seccionamento da LT 138 kV Bariri – Barra Bonita, é recomendada uma reconstrução do trecho entre Estância e Barra Bonita. DIT. As obras são indicadas na Figura 6-2 e são detalhadas a seguir:

- SE Estância 440/138 kV (2027)
 - 2 TRs de 300/360 MVA
 - Seccionamento de um circuito da LT 440 kV Bauru – Salto, 1 km
 - Seccionamento da LT 138 kV Bariri – Barra Bonita, 1 km
- LD 138 kV Estância – Jaú/Jaú 4, 19 km
- LD 138 kV Estância – Barra Bonita/Bracell, 1,5 km
- Reconstrução da LT 138 kV Estância – Barra Bonita, 8 km

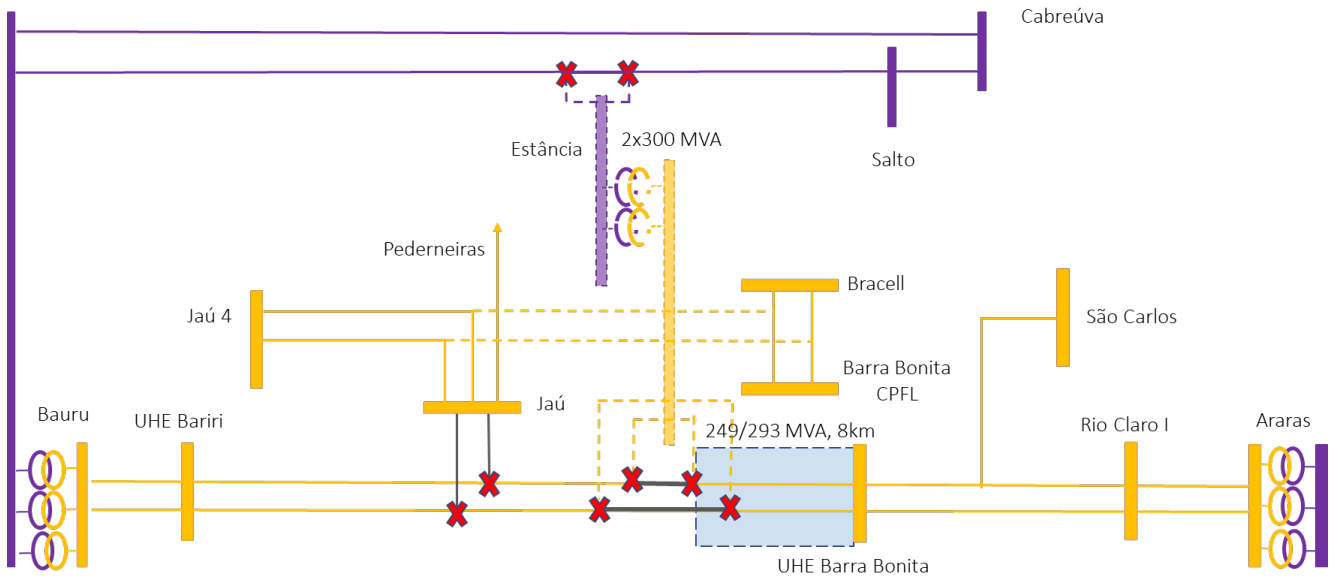


Figura 6-2 – Diagrama da Alternativa A2

6.3 Alternativa B1

A Alternativa B1 recomenda a nova subestação Jauense 440/138 kV na proximidade da cidade de Jaú. A subestação ficaria próxima da linha DIT 138 kV Bariri – Barra Bonita e do sistema em 138 kV da CPFL na região. Essa subestação inicialmente atenderia exclusivamente cargas da CPFL na região de Jaú, sem ter uma conexão direta com o sistema DIT. Sendo uma fonte que atende um mercado menor, o alívio no sistema DIT ao redor é menor e dessa forma uma nova obra se mostra necessária antecipadamente: a reconstrução da LT 138 kV Araras – Rio Claro I, prevista para 2031. As obras são indicadas na Figura 6-3 e são detalhadas a seguir:

- SE Jauense 440/138 kV (2027)
 - 2 TRs de 200/240 MVA
 - Seccionamento da LT 440 kV Bauru – Salto, 15 km
- LD 138 kV Jauense – Jaú/Jaú 4, 3,5 km
- Reconstrução da LT 138 kV Araras – Rio Claro I, 12 km (2031)

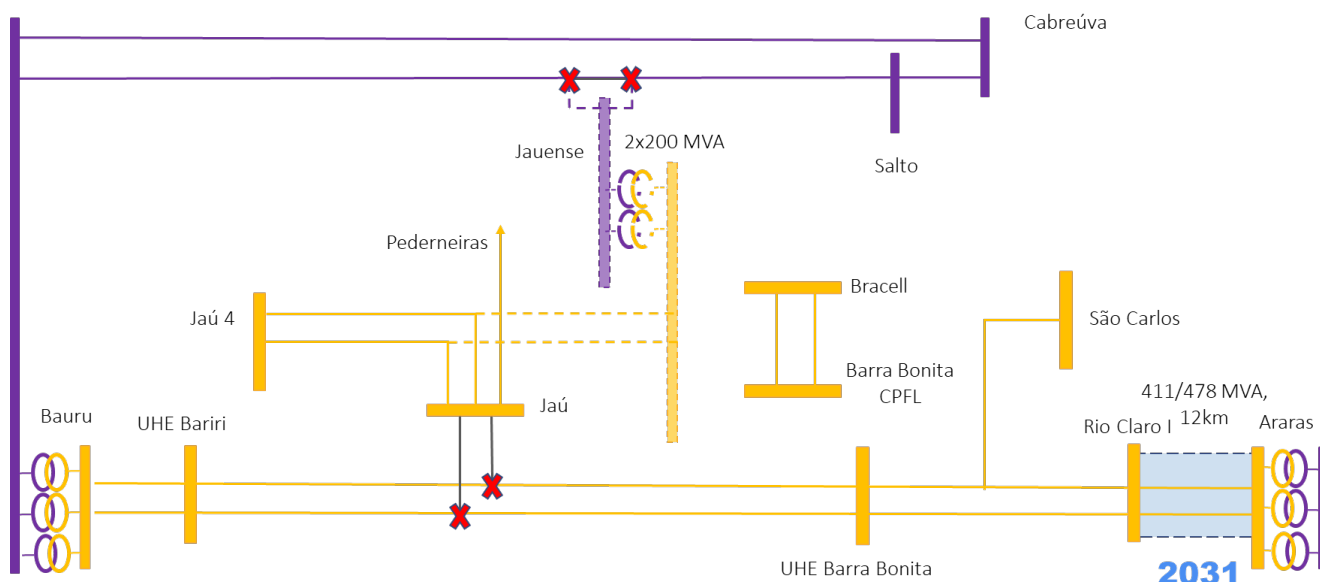


Figura 6-3 – Diagrama da Alternativa B1

6.4 Alternativa B2

A Alternativa B2 é uma variação da Alternativa B1, onde a nova subestação Jauense é conectada ao sistema DIT. Nessa alternativa, além do seccionamento da LT 138 kV Bariri – Barra Bonita, é recomendada uma reconstrução do trecho entre Jauense e Barra Bonita. Sendo uma fonte para a DIT, a modulação da transformação é maior e o reforço na região de Rio Claro é atrasado para 2033. As obras são indicadas na Figura 6-4 e são detalhadas a seguir:

- SE Jauense 440/138 kV (2027)
 - 2 TRs de 300/360 MVA
 - Seccionamento da LT 440 kV Bauru – Salto, 15 km
 - Seccionamento da LT 138 kV Bariri – Barra Bonita, 1 km
- LD 138 kV Jauense – Jaú/Jaú 4, 3,5 km
- Reconstrução da LT 138 kV Jauense – Barra Bonita, 25 km
- Reconstrução da LT 138 kV Araras – Rio Claro I, 12 km (2033)

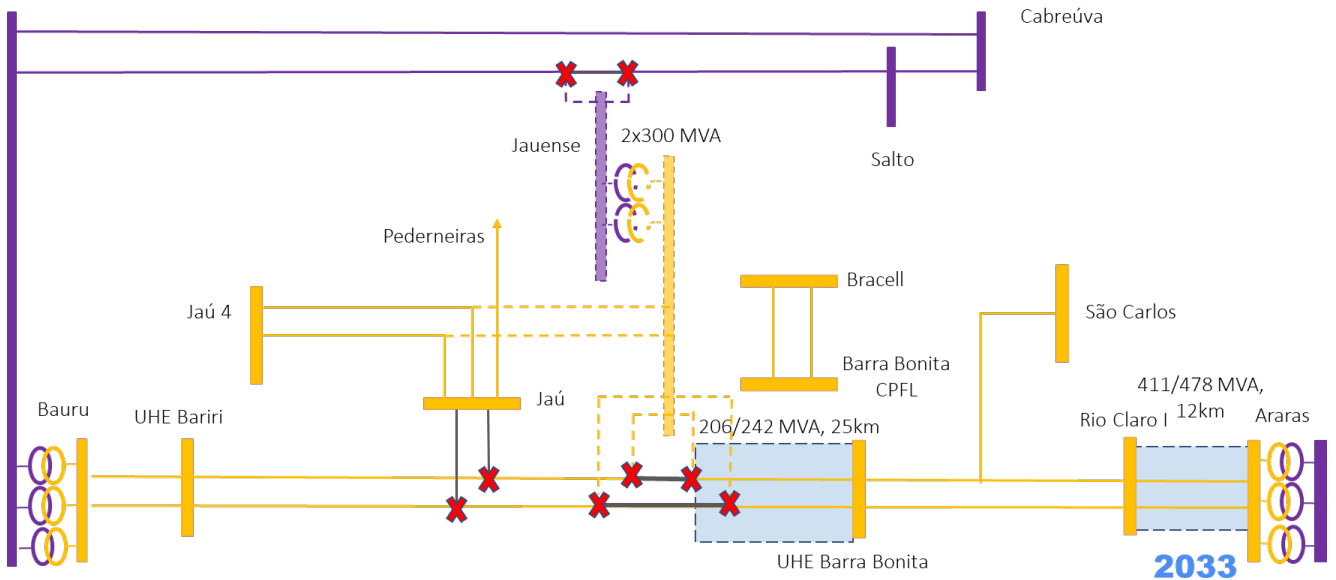


Figura 6-4 – Diagrama da Alternativa B2

6.5 Alternativa C

A Alternativa C recomenda a nova subestação Pederneiras 2 440/138 kV na proximidade de Pederneiras. A subestação ficaria próxima da linha 440 kV Bauru – Cabreúva e atenderia exclusivamente cargas da CPFL na região de Jaú. Por estar mais distante da linha, esta fonte não teve uma variante com conexão com o sistema DIT. Assim como na B1, o alívio no sistema DIT ao redor é menor e a reconstrução da LT 138 kV Araras – Rio Claro I também é indicada para 2031. As obras são indicadas na Figura 6-5 e são detalhadas a seguir:

- SE Pederneiras 2 440/138 kV (2027)
 - 2 TRs de 200/240 MVA
 - Seccionamento da LT 440 kV Bauru – Salto, 1 km
- LD 138 kV Pederneiras – Jaú/Jaú 4, 27 km
- Reconstrução da LT 138 kV Araras – Rio Claro I, 12 km (2031)

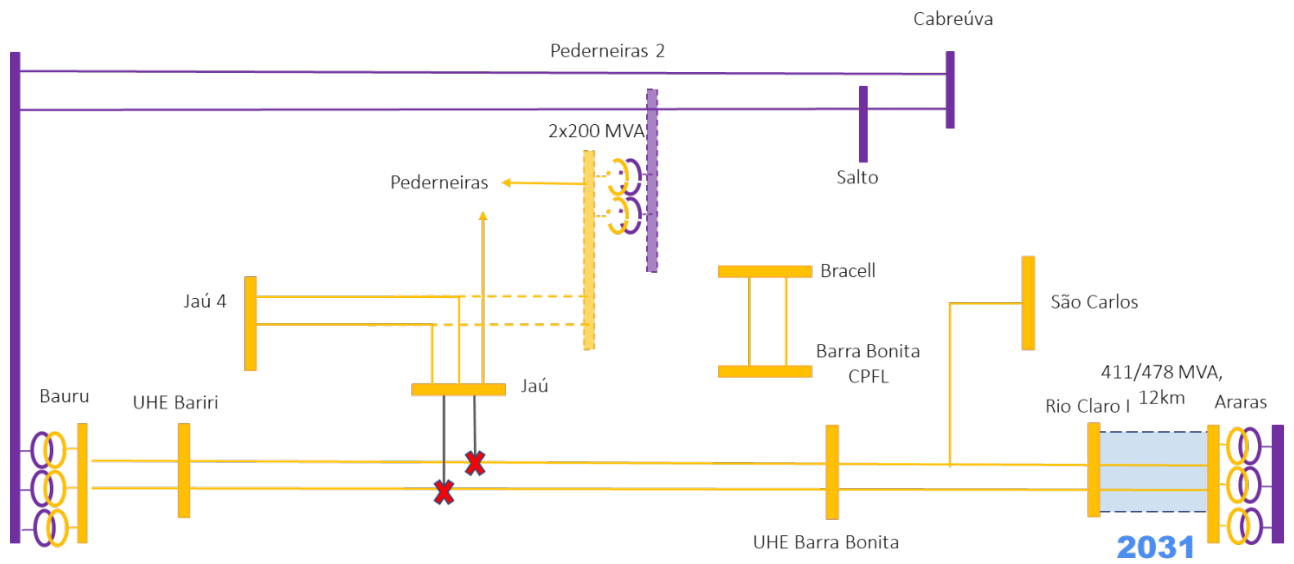


Figura 6-5 – Diagrama da Alternativa C

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 13.2.

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
A1	81.324,97	105,7%	2º
A2	93.562,64	121,6%	4º
B1	83.187,47	108,1%	3º
B2	104.844,79	136,2%	5º
C	76.953,35	100,0%	1º

Tabela 7-2 – Custo Diferencial de Perdas das alternativas

Perdas			
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	Diferencial	Ordem
A1	30.755.810,49	10.609,27	4º
A2	30.747.140,65	1.939,43	2º
B1	30.755.371,76	10.170,55	3º
B2	30.745.201,22	0,00	1º
C	30.756.336,39	11.135,18	5º

Tabela 7-3 – Comparação Econômica das alternativas

Rendimentos Necessários + Perdas			
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
A1	91.934,24	104,4%	2º
A2	95.502,08	108,4%	4º
B1	93.358,02	106,0%	3º
B2	104.844,79	119,0%	5º
C	88.088,52	100,0%	1º

7.2 Discussão dos Resultados

Conforme pode ser visto na Tabela 7-3, a Alternativa C é a que apresenta menor custo global, em um empate econômico com a Alternativa A1.

A Alternativa C apresenta um investimento necessário menor, tendo parte de sua vantagem desfeita com a adição de perdas. Considerando que esta seria uma subestação mais próxima de Bauru e mais longe das maiores cargas é mais interessante aproveitar a localização da alternativa A1.

Como foi dito no início da seção 6, o estudo tomou como premissa a inclusão de uma nova fonte por conta da lista de reforços recentes que não estão se mostrando robustos com a dinâmica da região. Apesar de todas as alternativas serem efetivas dentro do horizonte, foi vislumbrado que mudanças na região poderiam criar a necessidade de se estabelecer uma conexão da nova fonte com o sistema DIT, o que levaria a configuração da alternativa A1 ficar como a alternativa A2.

Com o objetivo de não perder as informações estudadas na alternativa A2 e de se evitar mais um estudo entre Bariri e Barra Bonita num curto prazo, uma nova avaliação de alternativas foi realizada adicionando no final do período a conexão da nova fonte com o sistema DIT nas alternativas A1 e B1 como obras indicativas, resultando em configurações mais próximas das alternativas A2 e B2 em 2033. Sendo obras indicativas, essas conexões não alteram a recomendação original das alternativas e preservam as informações levantadas como a necessidade de aumentar a capacidade no sistema DIT.

Dessa forma a Alternativa A1 incluiria em 2033 as obras do seccionamento da Bariri – Barra Bonita na nova subestação Estância e o recondutoramento do trecho entre Estância e Barra Bonita. Na Alternativa B1, além do seccionamento e o recondutoramento de um trecho maior, também é adicionado o terceiro transformador em Estância.

Com a inclusão dessas obras a comparação entre as alternativas ficaria como indicado nas próximas tabelas.

Tabela 7-4 – Comparação dos Rendimentos Necessários das alternativas expandidas

Rendimentos Necessários			
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
A1	83.245,37	108,2%	2º
A2	93.562,64	121,6%	4º
B1	87.935,88	114,3%	3º
B2	104.844,79	136,2%	5º
C	76.953,35	100,0%	1º

Tabela 7-5 – Custo Diferencial de Perdas das alternativas expandidas

Perdas			
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	Diferencial	Ordem
A1	30.753.846,22	8.645,00	4º
A2	30.747.140,65	1.939,43	2º
B1	30.752.794,65	7.593,44	3º
B2	30.745.201,22	0,00	1º
C	30.756.336,39	11.135,18	5º

Tabela 7-6 – Comparação Econômica das alternativas expandidas

Rendimentos Necessários + Perdas			
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
A1	91.890,37	104,3%	2º
A2	95.502,08	108,4%	3º
B1	95.529,32	108,4%	4º
B2	104.844,79	119,0%	5º
C	88.088,52	100,0%	1º

O resultado apresentado na Tabela 7-6 indica que a Alternativa A1 chegaria a ter um pequeno ganho ao incluir as obras e reduzir as perdas no fim do horizonte, enquanto a B1 recebe um pequeno aumento uma vez que o investimento extra não compensa a redução de perdas, mas o resultado final não se altera.

Também foi considerada uma expansão da Alternativa C com o seccionamento, porém, a conexão com o sistema DIT desta alternativa foi desconsiderada nas primeiras etapas do estudo pois a subestação está mais longe da linha DIT, o que demandaria mais obras, e essa conexão estava prejudicando a competitividade dessa fronteira. Dessa forma, uma variação da Alternativa C certamente não ficaria mais interessante que a Alternativa A1, ainda sendo uma fonte mais distante e com perdas maiores, e a tendência seria de uma aproximação maior com o custo total da alternativa A1.

Se mantendo o resultado apresentado inicial, a alternativa recomendada neste estudo é a Alternativa A1, incluindo as obras do seccionamento com a DIT como obras indicativas.

8 ANÁLISE DE DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE

Essa etapa tem por objetivo mostrar o desempenho da alternativa vencedora, comprovando que os problemas verificados na etapa de diagnóstico foram solucionados em todo o horizonte do estudo, que vai até 2033.

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

8.1 Condições normais

As tensões vistas na Tabela 8-1 mostram que, após as obras recomendadas, a subestação de Pederneiras, na extremidade do sistema em 138 kV da CPFL, que era a primeira a apresentar subtensão no diagnóstico, chega no final do horizonte de 2033 com tensão perto de 0,99 p.u., não fazendo diferença nesse caso a existência da conexão entre a nova fonte a DIT. O nível de tensão na região mais ao norte também ficou melhor e nota-se uma pequena melhora como resultado do seccionamento da DIT na nova fonte.

Tabela 8-1 – Desempenho do sistema com Alternativa A1 – Condição normal – Tensão

SUBESTAÇÃO	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
ESTANC-SP440	101,1%	100,7%	100,7%	100,5%	100,6%	100,1%	99,8%
ESTANC-SP138	101,5%	101,5%	101,5%	101,5%	101,5%	101,5%	101,5%
JAU---SP138	100,1%	100,0%	100,0%	99,9%	99,9%	99,8%	99,8%
ANTONI-SP138	99,7%	99,6%	99,6%	99,5%	99,5%	99,4%	99,3%
JAU4---SP138	100,1%	100,0%	100,0%	99,9%	99,9%	99,8%	99,8%
PEDERN-SP138	99,5%	99,4%	99,3%	99,2%	99,1%	99,0%	98,9%
COSAN--SP138	99,6%	99,6%	99,5%	99,4%	99,4%	99,3%	99,2%
ABBRAS-SP138	99,5%	99,4%	99,3%	99,3%	99,2%	99,1%	99,0%
AJINP1-SP138	99,5%	99,4%	99,3%	99,3%	99,2%	99,1%	99,0%
IBITIN-SP138	96,9%	97,8%	97,5%	97,3%	97,0%	96,7%	97,0%
IBI-CP-SP138	95,7%	97,3%	97,1%	96,8%	96,5%	96,1%	96,4%
ITAPOL-SP138	95,1%	96,7%	96,4%	96,1%	95,8%	95,5%	95,7%
CATAN2-SP138	97,1%	97,2%	96,9%	96,6%	96,3%	96,0%	95,9%
IACANP-SP138	95,7%	96,5%	96,3%	96,0%	95,7%	95,4%	95,6%
BORBOR-SP138	96,3%	96,9%	96,7%	96,4%	96,1%	95,7%	96,0%
SIZABE-SP138	96,3%	96,9%	96,7%	96,4%	96,1%	95,7%	96,0%
SJESTI-SP138	96,3%	96,9%	96,7%	96,4%	96,1%	95,7%	96,0%

O destaque de carregamento no diagnóstico em condição normal era o ramal de São Carlos que agora apresenta, na Tabela 8-2, uma redução significativa, voltando a passar dos 90% apenas em 2032. A queda no ano 2033 seria efeito da obra indicativa, conectando a nova fonte ao sistema DIT.

Considerando ainda o reforço na LT Araras – Rio Claro I, caso a conexão da SE Estância com o sistema DIT não se concretize e o carregamento continue subindo nesse ramal, a sua abertura (e possível remoção) poderá ser avaliada em estudos futuros.

Tabela 8-2 – Desempenho do sistema com Alternativa A1 – Condição normal – Fluxo

LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033	
	NC LIM.	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %
S.CARL-SP138	1	61	-15	61	-16	64	-16	66	-16	68	-17	71	-18	49	-19
D#1BRO-SP138	80	80%		80%		83%		85%		89%		93%		65%	
ESTANC-SP440	1	90	24	92	25	94	26	95	27	97	28	99	29	186	45
ESTANC-SP138	300	31%		32%		32%		33%		33%		34%		64%	
ESTANC-SP440	2	90	24	92	25	94	26	95	27	97	28	99	29	186	45
ESTANC-SP138	300	31%		32%		32%		33%		33%		34%		64%	

8.2 Condição de Emergência

Após as obras, a região de Jaú não seria mais afetada por contingências no sistema DIT. Com a tensão sendo controlada na nova SE Estância, as contingências na rede básica e na fronteira não afetariam as cargas atendidas diretamente. O que se pode observar na Tabela 8-3, é que o nível de tensão no barramento de 440 kV tende a reduzir, principalmente na contingência da LT 440 kV Bauru – Estância, uma vez que o atendimento ficaria exclusivo pelo lado de Salto que está mais distante, e que a conexão com o sistema DIT tende a exigir mais da Rede Básica. Por conta desse resultado, a SE Estância deve considerar em seu arranjo futuras conexões resultantes do seccionamento do circuito entre Bauru e Cabreúva.

Na região mais ao norte, onde a topologia não se alterou da mesma forma, temos uma variação pequena nas perdas de um dos circuitos entre Catanduva e Borborema ou entre Borborema e Ibitinga. Na perda de um circuito da Ibitinga – Bariri, o nível de tensão da região tende a entrar na faixa de emergência e deve ser acompanhado.

Por fim, Tabela 8-4 apresenta os carregamentos. A entrada da nova fonte resulta em uma redução do carregamento da LT 138 kV Araras – Rio Claro 1, sendo necessário um reforço específico para esse trecho em 2032, considerando o aumento de carga na região da Elektro que hoje não está sendo permitido. A conexão da nova fonte com a DIT tem um pequeno efeito nesse carregamento.

Sobre as transformações 440/138 kV destacadas no diagnóstico, o carregamento em Bauru não apresentaria mais um carregamento maior que 80% até 2032 e a conexão da nova fonte com o sistema DIT causaria uma redução significativa. O efeito em Mirassol II já seria menor, com o carregamento chegando a 90% apenas um ano após o indicado no diagnóstico. Efeito reduzido também no carregamento de Araras.

Tabela 8-3 – Desempenho do sistema com Alternativa A1 – Condição de emergência – Tensão

CONTINGÊNCIA	SUBESTAÇÃO	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
LT 440 BAURU - ESTANC	ESTANC-SP440	99,7%	99,4%	99,1%	98,7%	98,2%	98,0%	95,3%
	ESTANC-SP138	101,5%	101,5%	101,5%	101,5%	101,5%	101,5%	101,5%
TF ESTANC	ESTANC-SP440	101,0%	100,6%	100,7%	100,5%	100,5%	100,0%	99,6%
	ESTANC-SP138	101,5%	101,5%	101,5%	101,5%	101,5%	101,5%	101,5%
LT BORBOR-SP138 --- IBITIN-SP138	BORBOR-SP138	96,0%	96,5%	96,2%	95,9%	95,6%	95,2%	95,4%
	SIZABE-SP138	96,0%	96,5%	96,2%	95,9%	95,6%	95,2%	95,4%
	SJESTI-SP138	96,0%	96,5%	96,2%	95,9%	95,6%	95,2%	95,4%
IBINGA - BARIRI & BARIRI - IBITINGA	IBITIN-SP138	94,9%	96,0%	95,7%	95,3%	95,0%	94,5%	94,6%
	IBI-CP-SP138	93,9%	95,7%	95,4%	95,0%	94,6%	94,1%	94,2%
	ITAPOL-SP138	93,3%	95,1%	94,7%	94,3%	93,9%	93,4%	93,4%
	IACANP-SP138	93,8%	94,8%	94,5%	94,1%	93,7%	93,2%	93,2%
	BORBOR-SP138	94,7%	95,5%	95,2%	94,8%	94,4%	93,9%	93,9%
	SIZABE-SP138	94,7%	95,5%	95,1%	94,8%	94,4%	93,9%	93,9%
	SJESTI-SP138	94,7%	95,5%	95,1%	94,8%	94,4%	93,9%	93,9%

A nova fonte tende a chegar a 60% do carregamento sem uma conexão com o sistema DIT ou até 87% no caso da conexão. Como um dos motivos para o seccionamento pode ser no escoamento de geração no sistema 138 kV um carregamento mais próximo de 90% no fim do horizonte não seria suficiente para indicar um terceiro transformador ou uma modulação maior para os transformadores iniciais.

A reconstrução da Araras – Rio Claro I deve permitir que a carga na região siga crescendo sem que essa linha se torne um novo limitante nos próximos anos.

Tabela 8-4 – Desempenho do sistema com Alternativa A1 – Condição de emergência – Fluxo

CONTINGÊNCIA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
		NC LIM.	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar
			%	%	%	%	%	%	%
TR 138/440 BAURU--SP - BAURU- - 1	S.CARL-SP138	1	64 -16	64 -17	67 -17	69 -17	72 -18	75 -19	50 -19
	D#1BRO-SP138	108	62%	62%	64%	67%	69%	72%	50%
	BAURU--SP440	2	242 52	250 53	257 58	262 61	267 66	275 72	250 67
	BAURU--SP138	360	68%	70%	72%	74%	75%	78%	71%
	BAURU--SP440	3	242 52	250 53	257 58	262 61	267 66	275 72	250 67
	BAURU--SP138	360	68%	70%	72%	74%	75%	78%	71%
TR 138/440 MIRAS2-SP - MIRAS2 - 1	MIRAS2-SP138	2	-278 -94	-286 -97	-293 -104	-298 -111	-308 -114	-319 -122	-325 -126
	MIRAS2-SP440	360	79%	82%	84%	86%	89%	92%	94%
	MIRAS2-SP138	3	-278 -94	-286 -97	-293 -104	-298 -111	-308 -114	-319 -122	-325 -126
	MIRAS2-SP440	360	79%	82%	84%	86%	89%	92%	94%

CONTINGÊNCIA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033	
		NC	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
		LIM.	%		%		%		%		%		%		%	
LT ARARAS-SP138 --- RCLAR1-SP138 - 1	S.CARL-SP138	1	67	-15	67	-15	70	-15	72	-15	75	-16	77	-17	54	-18
	D#1BRO-SP138	108	65%		64%		67%		69%		71%		74%		53%	
	ARARAS-SP138	2	210	41	214	44	219	47	223	49	226	50	266	68	249	66
	RCLAR1-SP138	235/478	90%		91%		94%		95%		97%		56%		53%	
TR 138/440 ARARSA-SP - ARARAS - 1	ARARAS-SP138	2	-272	-65	-281	-45	-287	-50	-292	-55	-293	-86	-304	-73	-299	-73
	ARARAS-SP440	360	77%		78%		80%		81%		83%		85%		84%	
	ARARAS-SP138	3	-272	-65	-281	-45	-287	-50	-292	-55	-293	-86	-304	-73	-299	-73
	ARARAS-SP440	360	77%		78%		80%		81%		83%		85%		84%	
TR 138/440 ESTANC	ESTANC-SP440	2	180	55	184	58	188	61	190	62	194	65	198	68	289	117
	ESTANC-SP138	360	52%		53%		54%		55%		56%		58%		87%	

9 CURTO-CIRCUITO

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

Foram analisadas as correntes de curto-circuito trifásicas e monofásicas nos barramentos de subestações na região de interesse, nos anos de 2027, antes e após a implantação de obras da alternativa recomendada, e no 2033 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 2030 [8], disponível no site EPE.

Tabela 9-1 – Níveis de Curto-Circuito Máximo

Identificação			2027 sem obras				2027 com obras				2033 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	
2383	Barra Bonita (CPFL)	138	12,73	5,19	11,15	6,05	10,54	13,03	7,26	6,15	18,58	5,68	12,48	4,93	31,50
2385	Jaú	138	7,73	3,85	4,87	4,25	6,90	9,15	4,04	5,31	9,61	5,74	5,32	4,77	18,50
2628	Bauru	440	28,31	12,84	16,86	5,70	28,31	12,84	17,15	5,67	29,34	12,95	18,20	5,82	50,00
2629	Bauru	138	26,43	16,58	21,48	10,45	26,43	16,58	21,61	10,49	26,48	16,67	21,89	10,98	40,00
2647	Cabreúva	440	25,73	12,65	13,86	4,35	25,73	12,65	14,30	4,41	26,61	11,89	14,63	4,39	50,00
2673	Araras	440	19,61	10,98	9,73	4,59	19,61	10,98	9,73	4,59	19,94	10,93	9,72	4,52	50,00
2674	Araras	138	34,17	7,80	22,30	5,42	34,17	7,80	22,30	5,42	34,55	7,75	22,17	5,33	40,00
2675	Getulina	440	16,76	12,24	8,50	5,93	16,76	12,24	8,51	5,92	17,03	12,21	8,58	5,92	40,00
2681	Salto	440	19,38	12,60	9,42	4,50	19,38	12,60	9,84	4,57	19,87	12,55	10,10	4,60	50,00
2704	Catanduva	138	11,67	4,91	6,72	4,41	11,67	4,91	6,72	4,42	11,67	4,90	6,53	4,27	31,50
2707	Ibitinga (CTEEP)	138	9,20	4,08	8,74	5,42	9,20	4,08	8,73	5,43	9,29	4,04	8,75	5,39	12,00
2777	Botucatu	230	10,43	6,55	6,75	4,16	10,43	6,55	6,75	4,16	10,59	6,64	6,81	4,17	12,50
2778	Botucatu	138	15,11	6,03	10,28	4,52	15,11	6,03	10,28	4,52	15,70	6,06	10,50	4,50	20,00
2868	Bariri (CPFL)	138	10,20	3,70	7,03	4,24	10,20	3,70	7,03	4,24	10,63	3,66	7,19	4,22	40,00
2870	Bariri (CTEEP)	138	15,17	5,28	12,55	6,56	15,17	5,28	12,58	6,57	16,28	5,33	13,16	6,63	40,00
2871	Barra Bonita (CTEEP)	138	16,38	5,89	15,46	7,03	16,38	5,89	15,49	7,04	23,51	7,98	20,67	8,32	19,00
2872	Rio Claro 1	138	22,40	4,75	12,07	3,84	22,40	4,75	12,07	3,84	22,59	4,73	12,06	3,82	40,00
2873	São Carlos	138	15,38	3,75	9,57	4,51	15,38	3,75	9,57	4,51	15,47	3,75	9,59	4,51	20,00
99901	Estância	440	-	-	-	-	12,33	12,75	5,76	3,88	14,45	12,49	8,12	5,32	NOVA
99902	Estância	138	-	-	-	-	12,34	40,52	9,09	7,90	25,27	9,67	19,13	6,79	NOVA

A tabela anterior apresenta resultados da análise de mínimo disjuntor com a evolução da corrente de curto-circuito. Em destaque, temos apenas a subestação de Barra Bonita (CTEEP), mas é importante notar a diferença na SE Estância antes e depois de uma conexão com o sistema DIT.

O setor em 138 kV da SE Barra Bonita apresenta uma situação de superação após a conexão da nova subestação com o sistema DIT, sendo essa conexão realmente próxima de Barra Bonita. A CTEEP tem previsão de substituições que elevariam o valor do menos disjuntor, mas é necessário verificar os efeitos de uma possível antecipação da conexão entre a nova SE Estância e a o sistema DIT.

Recomendamos ainda que a nova subestação considere a configuração final, com conexão ao sistema DIT, para a definição da capacidade dos disjuntores.

10 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

As avaliações socioambientais preliminares referentes às novas instalações de Rede Básica recomendadas neste estudo foram objeto da Nota Técnica EPE/DEA/SMA 013/2022 [1], que complementa e acompanha este documento.

11 Referências

- [1] EPE, "NT EPE/DEA/SMA 013/2022 - Análise Socioambiental do Estudo de Atendimento à região de Jaú," 2022.
- [2] 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.
- [3] ONS, "Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos," em *Procedimentos de Rede*, Novembro de 2011.
- [4] EPE, "EPE-DEE-RE-027/20180t0 - Estudo Prospectivo para Escoamento do Potencial de Fotovoltaica/Biomassa na Região Noroeste do Estado de São Paulo," 2018.
- [5] ANEEL/EPE, "EPE-DEE-IT-038/2021 - Banco de Preços de Referência da ANEEL: Atualização dos Valores para a Data-Base Março de 2021," 2011. [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>.
- [6] EPE, "EPE-DEE-RE-090/2011-r0 - Estudo do Sistema de 138 kV das Regiões do Pardo e Médio Tietê com a Interligação 500/440 kV em Araraquara - Período 2011 a 2020," 2011.
- [7] EPE, "EPE-DEE-NT-015/2019-rev0 - Avaliação de Reforços na Rede DIT do Estado de SP," 2019.
- [8] EPE, "Base de dados para estudos de curto-circuito – PDE 2030," 2021. [Online].

12 EQUIPE TÉCNICA

EPE

Daniel José Tavares de Souza

Fabio de Almeida Rocha

Paulo Fernando de Matos Araujo

Rodrigo Ribeiro Ferreira

Vanessa Penteado Stephan

CPFL

Otavio Henrique Salvi Vicentini

Danilo Eiji Ito

Stanley Eidi Tokuno

Juliane Soares de Souza

ISA-CTEEP

Felipe Melo Rodrigues

Renato Guimaraes Ribeiro

Victor Makida Nakashima

Rodrigo Rozenblit Tiferes

ELEKTRO

Eduardo Carraro

Aline Nishimoto

Energisa S-SE

Anderson Muneo Suyama

13 ANEXOS

13.1 Caracterização das subestações novas

A tabela abaixo apresenta o quantitativo de obras vislumbrado para cada uma das subestações novas definidas no estudo, dentro e fora do horizonte do ano 2033. Em seguida, são apresentados esquemas preliminares para a arquitetura dessas subestações.

Tabela 13-1 – Previsão de expansão das subestações novas

Subestação	Expansões na subestação (informações acumulativas)		
	Configuração inicial - 2028 (a ser licitada)	Dentro do horizonte 2033	Após horizonte 2030 (porte final)
SE 440/138kV Estância (área prevista de 124.950 m ² ; DJ 440kV: > 20 kA; DJ 138kV: > 30 kA)	<ul style="list-style-type: none"> • 2x IBs 440 kV • 2x ELs 440 kV • 2x TRs 440/138kV <ul style="list-style-type: none"> ○ 2x CTs 440 kV ○ 2x CTs 138 kV • 1x IB 138 kV • 4x ELs 138 kV 	<ul style="list-style-type: none"> • 6x ELs 138 kV 	<ul style="list-style-type: none"> • 3x IBs 440 kV • 4x ELs 440 kV • 2x TRs 440/138kV <ul style="list-style-type: none"> ○ 2x CTs 440 kV ○ 2x CTs 138 kV • 4x ELs 138 kV

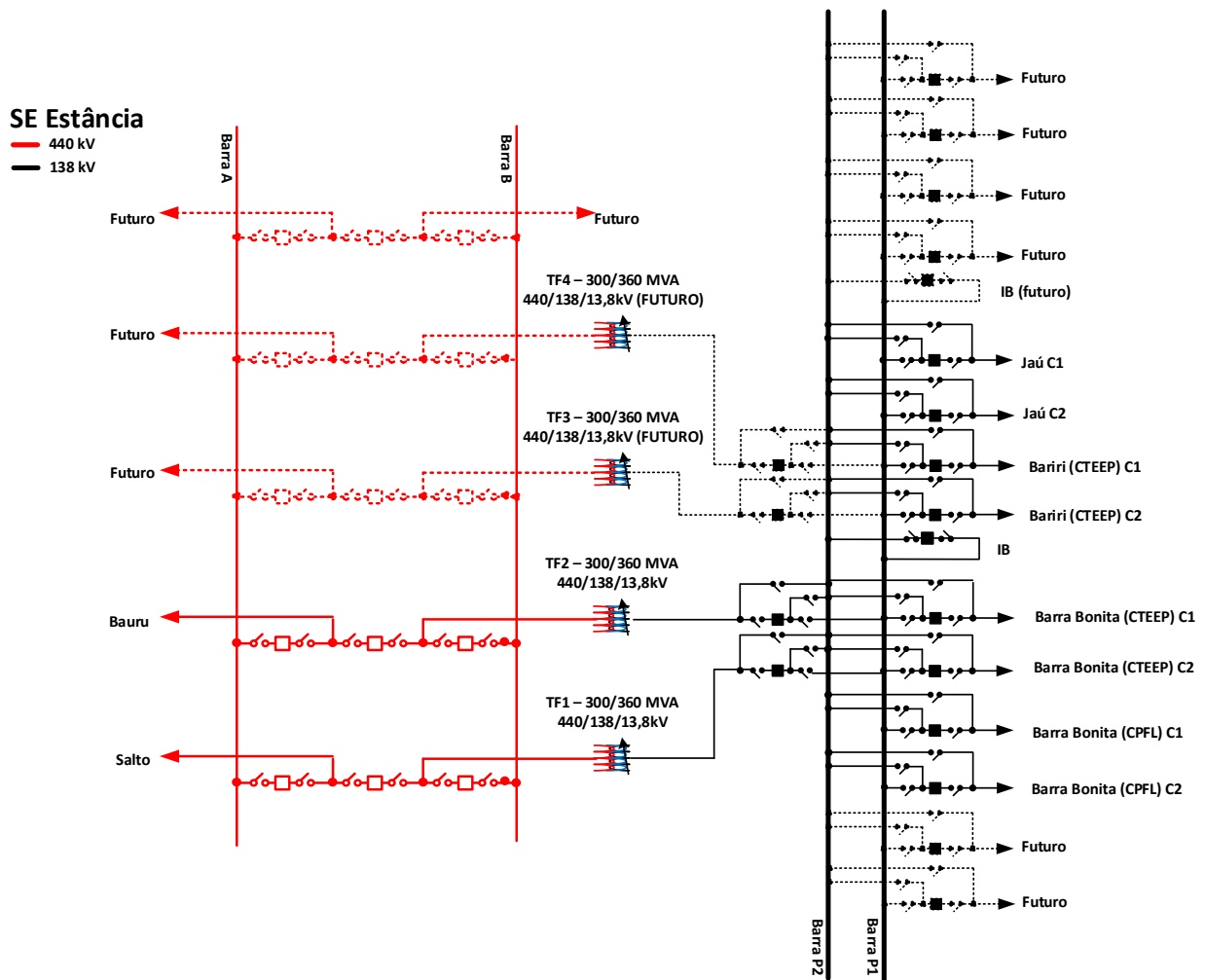


Figura 13-1 – SE 440/138 kV Estância

13.2 Plano de Obras e Estimativa de Investimentos

Tabela 13-2 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa A1 com seccionamento no final do horizonte

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					382,559,17	217,405,28	33,981,75	85,206,68	
SE 440/138 kV ESTÂNCIA (Nova)									
1° e 2° TF 440/138 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ		2027	7,0	1,0	11750,40	82,252,80	51,833,22	7,306,31	23,971,23
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2027	2,0	1,0	12391,52	24,783,04	15,617,52	2,201,41	7,222,61
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2027	2,0	1,0	6077,39	12,154,78	7,659,57	1,079,68	3,542,31
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM									
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4									
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2027	2,0	1,0	11640,26	23,280,52	14,670,68	2,067,95	6,784,73
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2027	1,0	1,0	4770,63	4,770,63	3,006,31	423,76	1,390,32
MIM - 440 kV		2027	1,0	1,0	6510,80	6,510,80	4,102,91	578,34	1,897,47
MIM - 138 kV		2027	1,0	1,0	1690,90	1,690,90	1,065,55	150,20	492,79
MIG (Terreno Rural)		2027	1,0	1,0	19463,09	19,463,09	12,265,05	1,728,86	5,672,20
SECC LT 440 kV BAURU - SALTO, C1, NA SE ESTÂNCIA (Nova)									
Circuito Duplo 440 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km		2027	1,0	1,0	3251,18	3,251,18	2,048,79	288,79	947,50
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM		2027	2,0	1,0	10692,01	21,384,02	13,475,56	1,899,49	6,232,02
LT 138 kV ESTÂNCIA - BB/BRACELL, C1 e C2 (CD) conexão por derivação na linha existente (Nova)									
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 1,5 km		2027	1,5	1,0	1001,05	1,501,58	946,25	133,38	437,61
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Estância	2027	2,0	1,0	6439,74	12,879,48	8,116,26	1,144,05	3,753,51
MIM - 138 kV	Estância	2027	1,0	1,0	1182,65	1,182,65	745,27	105,05	344,66
LT 138 kV ESTÂNCIA - JAÚ/JAÚ4, C1 e C2 (CD) conexão por derivação na linha existente (Nova)									
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 19 km		2027	19,0	1,0	1001,05	19,019,95	11,985,79	1,689,49	5,543,05
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Estância	2027	2,0	1,0	6439,74	12,879,48	8,116,26	1,144,05	3,753,51
MIM - 138 kV	Estância	2027	1,0	1,0	1182,65	1,182,65	745,27	105,05	344,66
SECC LT 138 kV BARIPI - BARRA BONITA, C1 e C2 (CD), NA SE ESTÂNCIA Lado Baripi (Nova)									
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (ORIOLE), 1 km		2033	1,0	1,0	761,76	761,76	302,51	67,67	24,88
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2033	2,0	1,0	6439,74	12,879,48	5,114,62	1,144,05	420,67
MIM - 138 kV		2033	1,0	1,0	1182,65	1,182,65	469,65	105,05	38,63
MIG-A		2033	1,0	1,0	2652,16	2,652,16	1,053,21	235,58	86,62
SECC LT 138 kV IBITINGA - CATANDUVA, C2, NA SE BORBOREMA (Nova)									
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (ORIOLE), 4 km		2027	4,0	1,0	761,76	3,047,04	1,920,15	270,66	888,01
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2027	2,0	1,0	6439,74	12,879,48	8,116,26	1,144,05	3,753,51
MIM - 138 kV		2027	1,0	1,0	1182,65	1,182,65	745,27	105,05	344,66
MIG-A		2027	1,0	1,0	2652,16	2,652,16	1,671,31	235,58	772,93
SE 138 kV ITÁPOLIS (Ampliação/Adequação)									
1° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ		2028	1,0	1,0	1652,39	1,652,39	964,15	146,78	395,92
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	5941,92	5,941,92	3,467,05	527,81	1,423,71
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	591,33	591,33	345,04	52,53	141,68
LT 138 kV ARARAS - RIO CLARO I, C1 e C2 (CD) reconstrução (Ampliação/Adequação)									
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 12 km		2032	12,0	1,0	1979,52	23,754,24	10,187,79	2,110,03	1,613,77
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Araras	2032	2,0	1,0	5968,45	11,936,90	5,119,53	1,060,32	810,95
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Rio Claro I	2032	2,0	1,0	5968,45	11,936,90	5,119,53	1,060,32	810,95
SECC LT 138 kV BARIPI - BARRA BONITA, C1 e C2 (CD), NA SE ESTÂNCIA Lado Barra Bonita (Nova)									
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 1 km		2033	1,0	1,0	1001,05	1,001,05	397,53	88,92	32,70
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2033	2,0	1,0	6439,74	12,879,48	5,114,62	1,144,05	420,67
MIM - 138 kV		2033	1,0	1,0	1182,65	1,182,65	469,65	105,05	38,63
MIG-A		2033	1,0	1,0	2652,16	2,652,16	1,053,21	235,58	86,62
LT 138 kV BARRA BONITA - ESTÂNCIA, C1 e C2 (CD) reconstruir (Ampliação/Adequação)									
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 8 km		2033	8,0	1,0	1458,54	11,668,32	4,633,65	1,036,47	381,11
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Barra Bonita	2033	2,0	1,0	5968,45	11,936,90	4,740,31	1,060,32	389,88

Tabela 13-3 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa A2

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						329,228,40	207,087,64	29,244,51	95,523,95
SE 440/138 kV ESTÂNCIA (Nova)						175,077,44	110,328,49	15,551,68	51,023,45
1° e 2° TF 440/138 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ		2027	7,0	1,0	11750,40	82,252,80	51,833,22	7,306,31	23,971,23
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2027	2,0	1,0	12391,52	24,783,04	15,617,52	2,201,41	7,222,61
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2027	2,0	1,0	6077,39	12,154,78	7,659,57	1,079,68	3,542,31
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM					2,0				
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4					8,0				
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2027	2,0	1,0	11640,26	23,280,52	14,670,68	2,067,95	6,784,73
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2027	1,0	1,0	4770,63	4,770,63	3,006,31	423,76	1,390,32
MIM - 440 kV		2027	1,0	1,0	6510,80	6,510,80	4,102,91	578,34	1,897,47
MIM - 138 kV		2027	1,0	1,0	1690,90	1,690,90	1,065,55	150,20	492,79
MIG (Terreno Rural)		2027	1,0	1,0	19633,97	19,633,97	12,372,73	1,744,04	5,722,00
SECC LT 440 kV BAURU - SALTO, C1, NA SE ESTÂNCIA (Nova)						24,635,20	15,524,35	2,188,28	7,179,52
Circuito Duplo 440 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km		2027	1,0	1,0	3251,18	3,251,18	2,048,79	288,79	947,50
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM		2027	2,0	1,0	10692,01	21,384,02	13,475,56	1,899,49	6,232,02
SECC LT 138 kV BARIRI - BARRA BONITA, C1 e C2 (CD), NA SE ESTÂNCIA (lado Bariri) (Nova)						14,527,20	9,154,60	1,290,41	4,233,71
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (ORIOLE), 1 km		2027	1,0	1,0	812,89	812,89	512,26	72,21	236,90
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2027	2,0	1,0	6293,52	12,587,04	7,931,97	1,118,07	3,668,29
MIM - 138 kV		2027	1,0	1,0	1127,27	1,127,27	710,37	100,13	328,52
SECC LT 138 kV BARIRI - BARRA BONITA, C1 e C2 (CD), NA SE ESTÂNCIA (lado Barra Bonita) (Nova)						14,790,58	9,320,57	1,313,81	4,310,47
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 1 km		2027	1,0	1,0	1076,27	1,076,27	678,23	95,60	313,66
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2027	2,0	1,0	6293,52	12,587,04	7,931,97	1,118,07	3,668,29
MIM - 138 kV		2027	1,0	1,0	1127,27	1,127,27	710,37	100,13	328,52
LT 138 kV ESTÂNCIA - BB/BRACELL, C1 e C2 (CD) conexão por derivação na linha existente (Nova)						15,563,71	9,807,77	1,382,48	4,535,79
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 1,5 km		2027	1,5	1,0	1001,05	1,501,58	946,25	133,38	437,61
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Estância	2027	2,0	1,0	6439,74	12,879,48	8,116,26	1,144,05	3,753,51
MIM - 138 kV	Estância	2027	1,0	1,0	1182,65	1,182,65	745,27	105,05	344,66
LT 138 kV ESTÂNCIA - JAÚ/JAÚ4, C1 e C2 (CD) conexão por derivação na linha existente (Nova)						33,082,08	20,847,32	2,938,60	9,641,23
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 19 km		2027	19,0	1,0	1001,05	19,019,95	11,985,79	1,689,49	5,543,05
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Estância	2027	2,0	1,0	6439,74	12,879,48	8,116,26	1,144,05	3,753,51
MIM - 138 kV	Estância	2027	1,0	1,0	1182,65	1,182,65	745,27	105,05	344,66
LT 138 kV BARRA BONITA - ESTÂNCIA, C1 e C2 (CD) reconstrução (Ampliação/Adequação)						23,605,22	14,875,29	2,096,79	6,879,35
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 8 km		2027	8,0	1,0	1458,54	11,668,32	7,353,02	1,036,47	3,400,54
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Barra Bonita	2027	2,0	1,0	5968,45	11,936,90	7,522,27	1,060,32	3,478,81
SECC LT 138 kV IBITINGA - CATANDUVA, C2, NA SE BORBOREMA (Nova)						19,761,33	12,452,99	1,755,35	5,759,12
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (ORIOLE), 4 km		2027	4,0	1,0	761,76	3,047,04	1,920,15	270,66	888,01
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2027	2,0	1,0	6439,74	12,879,48	8,116,26	1,144,05	3,753,51
MIM - 138 kV		2027	1,0	1,0	1182,65	1,182,65	745,27	105,05	344,66
MIG-A		2027	1,0	1,0	2652,16	2,652,16	1,671,31	235,58	772,93
SE 138 kV ITÁPOLIS (Ampliação/Adequação)						8,185,64	4,776,24	727,11	1,961,31
1° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ		2028	1,0	1,0	1652,39	1,652,39	964,15	146,78	395,92
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	5941,92	5,941,92	3,467,05	527,81	1,423,71
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	591,33	591,33	345,04	52,53	141,68

Tabela 13-4 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa B1 com seccionamento no final do horizonte

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						469,309,21	253,527,47	41,687,53	89,897,19
SE 440/138 kV JAUENSE (Nova)						160,634,82	101,227,18	14,268,78	46,814,38
1º e 2º TF 440/138 kV, (6+1R) x 66,67 MVA 1Φ		2027	7,0	1,0	9711,58	67,981,06	42,839,60	6,038,58	19,811,96
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2027	2,0	1,0	12391,52	24,783,04	15,617,52	2,201,41	7,222,61
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2027	2,0	1,0	6077,39	12,154,78	7,659,57	1,079,68	3,542,31
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM			2,0						
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			2,0						
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2027	2,0	1,0	11640,26	23,280,52	14,670,68	2,067,95	6,784,73
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2027	1,0	1,0	4770,63	4,770,63	3,006,31	423,76	1,390,32
MIM - 440 kV		2027	1,0	1,0	6510,80	6,510,80	4,102,91	578,34	1,897,47
MIM - 138 kV		2027	1,0	1,0	1690,90	1,690,90	1,065,55	150,20	492,79
MIG (Terreno Rural)		2027	1,0	1,0	19463,09	19,463,09	12,265,05	1,728,86	5,672,20
SECC LT 440 kV BAURU - SALTO, C1, NA SE JAUENSE (Nova)						70,151,72	44,207,48	6,231,40	20,444,57
Circuito Duplo 440 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 15 km		2027	15,0	1,0	3251,18	48,767,70	30,731,92	4,331,91	14,212,55
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM		2027	2,0	1,0	10692,01	21,384,02	13,475,56	1,899,49	6,232,02
LT 138 kV JAUENSE - JAÚ/JAÚ4, C1 e C2 (CD) conexão por derivação na linha existente (Nova)						17,565,81	11,069,44	1,560,33	5,119,27
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 3,5 km		2027	3,5	1,0	1001,05	3,503,68	2,207,91	311,22	1,021,09
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Jauense	2027	2,0	1,0	6439,74	12,879,48	8,116,26	1,144,05	3,753,51
MIM - 138 kV	Jauense	2027	1,0	1,0	1182,65	1,182,65	745,27	105,05	344,66
SECC LT 138 kV IBITINGA - CATANDUVA, C2, NA SE BORBOREMA (Nova)						19,761,33	12,452,99	1,755,35	5,759,12
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (ORIOLE), 4 km		2027	4,0	1,0	761,76	3,047,04	1,920,15	270,66	888,01
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2027	2,0	1,0	6439,74	12,879,48	8,116,26	1,144,05	3,753,51
MIM - 138 kV		2027	1,0	1,0	1182,65	1,182,65	745,27	105,05	344,66
MIG-A		2027	1,0	1,0	2652,16	2,652,16	1,671,31	235,58	772,93
SE 138 kV ITÁPOLIS (Ampliação/Adequação)						8,185,64	4,776,24	727,11	1,961,31
1º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ		2028	1,0	1,0	1652,39	1,652,39	964,15	146,78	395,92
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	5941,92	5,941,92	3,467,05	527,81	1,423,71
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	591,33	591,33	345,04	52,53	141,68
LT 138 kV ARARAS - RIO CLARO I, C1 e C2 (CD) reconstrução (Ampliação/Adequação)						47,628,04	22,061,00	4,230,68	5,050,14
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 12 km		2031	12,0	1,0	1979,52	23,754,24	11,002,81	2,110,03	2,518,73
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Araras	2031	2,0	1,0	5968,45	11,936,90	5,529,09	1,060,32	1,265,70
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Rio Claro I	2031	2,0	1,0	5968,45	11,936,90	5,529,09	1,060,32	1,265,70
SECC LT 138 kV BARIRI - BARRA BONITA, C1 e C2 (CD), NA SE JAUENSE circuito 1 (Nova)						17,628,26	7,000,42	1,565,87	575,77
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km		2033	1,0	1,0	913,97	913,97	362,95	81,19	29,85
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2033	2,0	1,0	6439,74	12,879,48	5,114,62	1,144,05	420,67
MIM - 138 kV		2033	1,0	1,0	1182,65	1,182,65	469,65	105,05	38,63
MIG-A		2033	1,0	1,0	2652,16	2,652,16	1,053,21	235,58	86,62
SECC LT 138 kV BARIRI - BARRA BONITA, C1 e C2 (CD), NA SE JAUENSE circuito 2 (Nova)						17,628,26	7,000,42	1,565,87	575,77
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km		2033	1,0	1,0	913,97	913,97	362,95	81,19	29,85
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2033	2,0	1,0	6439,74	12,879,48	5,114,62	1,144,05	420,67
MIM - 138 kV		2033	1,0	1,0	1182,65	1,182,65	469,65	105,05	38,63
MIG-A		2033	1,0	1,0	2652,16	2,652,16	1,053,21	235,58	86,62
LT 138 kV BARRA BONITA - JAUENSE, C1 e C2 (CD) reconstrução (Ampliação/Adequação)						44,993,65	17,867,60	3,996,67	1,469,57
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 25 km		2033	25,0	1,0	1322,27	33,056,75	13,127,29	2,936,35	1,079,69
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Barra Bonita	2033	2,0	1,0	5968,45	11,936,90	4,740,31	1,060,32	389,88
SE 440/138 kV JAUENSE (Ampliação/Adequação)						65,131,68	25,864,69	5,785,48	2,127,31
3º TF 440/138 kV, 3 x 66,67 MVA 1Φ		2033	3,0	1,0	8319,43	24,958,29	9,911,28	2,216,98	815,18
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	12613,04	12,613,04	5,008,81	1,120,38	411,96
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2033	1,0	1,0	6217,78	6,217,78	2,469,17	552,31	203,08
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	11863,75	11,863,75	4,711,26	1,053,83	387,49
MIM - 440 kV		2033	1,0	1,0	3460,26	3,460,26	1,374,12	307,37	113,02
MIM - 138 kV		2033	1,0	1,0	591,33	591,33	234,83	52,53	19,31
MIG-A		2033	1,0	1,0	5427,23	5,427,23	2,155,23	482,09	177,26

Tabela 13-5 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa B2


Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					410,231,24	247,033,17	36,439,79	106,806,10	
SE 440/138 kV JAUENSE (Nova)						174,966,60	110,258,64	15,541,83	50,991,15
1° e 2° TF 440/138 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ		2027	7,0	1,0	11750,40	82.252,80	51.833,22	7.306,31	23.971,23
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2027	2,0	1,0	12391,52	24.783,04	15.617,52	2.201,41	7.222,61
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2027	2,0	1,0	6077,39	12.154,78	7.659,57	1.079,68	3.542,31
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM									
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4									
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2027	2,0	1,0	11640,26	23.280,52	14.670,68	2.067,95	6.784,73
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2027	1,0	1,0	4770,63	4.770,63	3.006,31	423,76	1.390,32
MIM - 440 kV		2027	1,0	1,0	6510,80	6.510,80	4.102,91	578,34	1.897,47
MIM - 138 kV		2027	1,0	1,0	1690,90	1.690,90	1.065,55	150,20	492,79
MIG (Terreno Rural)		2027	1,0	1,0	19523,13	19.523,13	12.302,88	1.734,19	5.689,70
SECC LT 440 kV BAURU - SALTO, C1, NA SE JAUENSE (Nova)						70,151,72	44,207,48	6,231,40	20,444,57
Circuito Duplo 440 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 15 km		2027	15,0	1,0	3251,18	48.767,70	30.731,92	4.331,91	14.212,55
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM		2027	2,0	1,0	10692,01	21.384,02	13.475,56	1.899,49	6.232,02
LT 138 kV JAUENSE - JAÚ/JAÚ4, C1 e C2 (CD) conexão por derivação na linha existente (Nova)						17,565,81	11,069,44	1,560,33	5,119,27
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 3,5 km		2027	3,5	1,0	1001,05	3.503,68	2.207,91	311,22	1.021,09
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Jauense	2027	2,0	1,0	6439,74	12.879,48	8.116,26	1.144,05	3.753,51
MIM - 138 kV	Jauense	2027	1,0	1,0	1182,65	1.182,65	745,27	105,05	344,66
SECC LT 138 kV BARIRI - BARRA BONITA, C1 e C2 (CD), NA SE JAUENSE (Nova)						29,388,62	18,519,82	2,610,52	8,564,83
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km		2027	1,0	1,0	980,00	980,00	617,57	87,05	285,60
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km		2027	1,0	1,0	980,00	980,00	617,57	87,05	285,60
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2027	4,0	1,0	6293,52	25.174,08	15.863,94	2.236,15	7.336,57
MIM - 138 kV		2027	1,0	1,0	2254,54	2.254,54	1.420,74	200,27	657,05
LT 138 kV BARRA BONITA - JAUENSE, C1 e C2 (CD) reconstrução (Ampliação/Adequação)						42,583,48	26,834,82	3,782,58	12,410,26
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 25 km		2027	25,0	1,3	913,97	29.704,00	18.718,56	2.638,53	8.656,74
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Barra Bonita	2027	2,0	1,0	6439,74	12.879,48	8.116,26	1.144,05	3.753,51
SECC LT 138 kV IBITINGA - CATANDUVA, C2, NA SE BORBOREMA (Nova)						19,761,33	12,452,99	1,755,35	5,759,12
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (ORIOLE), 4 km		2027	4,0	1,0	761,76	3.047,04	1.920,15	270,66	888,01
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2027	2,0	1,0	6439,74	12.879,48	8.116,26	1.144,05	3.753,51
MIM - 138 kV		2027	1,0	1,0	1182,65	1.182,65	745,27	105,05	344,66
MIG-A		2027	1,0	1,0	2652,16	2.652,16	1.671,31	235,58	772,93
SE 138 kV ITÁPOLIS (Ampliação/Adequação)						8,185,64	4,776,24	727,11	1,961,31
1° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ		2028	1,0	1,0	1652,39	1.652,39	964,15	146,78	395,92
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	5941,92	5.941,92	3.467,05	527,81	1.423,71
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	591,33	591,33	345,04	52,53	141,68
LT 138 kV ARARAS - RIO CLARO I, C1 e C2 (CD) reconstrução (Ampliação/Adequação)						47,628,04	18,913,75	4,230,68	1,555,61
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 12 km		2033	12,0	1,0	1979,52	23.754,24	9.433,14	2.110,03	775,85
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Araras	2033	2,0	1,0	5968,45	11.936,90	4.740,31	1.060,32	389,88
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Rio Claro I	2033	2,0	1,0	5968,45	11.936,90	4.740,31	1.060,32	389,88

Tabela 13-6 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa C

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					302,536,14	182,314,24	26,873,51	78,914,66	
SE 440/138 kV PEDERNEIRAS 2 (Nova)					160,634,82	101,227,18	14,268,78	46,814,38	
1° e 2° TF 440/138 kV, (6+1R) x 66.67 MVA 1Φ		2027	7,0	1,0	9711,58	67,981,06	42,839,60	6,038,58	19,811,96
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2027	2,0	1,0	12391,52	24,783,04	15,617,52	2,201,41	7,222,61
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2027	2,0	1,0	6077,39	12,154,78	7,659,57	1,079,68	3,542,31
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM									
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4					2,0				
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2027	2,0	1,0	11640,26	23,280,52	14,670,68	2,067,95	6,784,73
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2027	1,0	1,0	4770,63	4,770,63	3,006,31	423,76	1,390,32
MIM - 440 kV		2027	1,0	1,0	6510,80	6,510,80	4,102,91	578,34	1,897,47
MIM - 138 kV		2027	1,0	1,0	1690,90	1,690,90	1,065,55	150,20	492,79
MIG (Terreno Rural)		2027	1,0	1,0	19463,09	19,463,09	12,265,05	1,728,86	5,672,20
SECC LT 440 kV BAURU - SALTO, C1, NA SE PEDERNEIRAS 2 (Nova)					24,635,20	15,524,35	2,188,28	7,179,52	
Circuito Duplo 440 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km		2027	1,0	1,0	3251,18	3,251,18	2,048,79	288,79	947,50
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM		2027	2,0	1,0	10692,01	21,384,02	13,475,56	1,899,49	6,232,02
LT 138 kV PEDERNEIRAS 2 - JAÚ/JAÚ4, C1 e C2 (CD) conexão por derivação na linha existente (Nova)					41,691,11	26,272,47	3,703,31	12,150,19	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 2,6 km		2027	2,6	1,0	1001,05	2,602,73	1,640,16	231,19	758,52
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 25 km		2027	25,0	1,0	1001,05	25,026,25	15,770,78	2,223,02	7,293,49
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Pederneiras 2	2027	2,0	1,0	6439,74	12,879,48	8,116,26	1,144,05	3,753,51
MIM - 138 kV	Pederneiras 2	2027	1,0	1,0	1182,65	1,182,65	745,27	105,05	344,66
SECC LT 138 kV IBITINGA - CATANDUVA, C2, NA SE BORBOREMA (Nova)					19,761,33	12,452,99	1,755,35	5,759,12	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (ORIOLE), 4 km		2027	4,0	1,0	761,76	3,047,04	1,920,15	270,66	888,01
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2027	2,0	1,0	6439,74	12,879,48	8,116,26	1,144,05	3,753,51
MIM - 138 kV		2027	1,0	1,0	1182,65	1,182,65	745,27	105,05	344,66
MIG-A		2027	1,0	1,0	2652,16	2,652,16	1,671,31	235,58	772,93
SE 138 kV ITÁPOLIS (Ampliação/Adequação)					8,185,64	4,776,24	727,11	1,961,31	
1° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ		2028	1,0	1,0	1652,39	1,652,39	964,15	146,78	395,92
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	5941,92	5,941,92	3,467,05	527,81	1,423,71
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	591,33	591,33	345,04	52,53	141,68
LT 138 kV ARARAS - RIO CLARO I, C1 e C2 (CD) reconstrução (Ampliação/Adequação)					47,628,04	22,061,00	4,230,68	5,050,14	
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 12 km		2031	12,0	1,0	1979,52	23,754,24	11,002,81	2,110,03	2,518,73
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Araras	2031	2,0	1,0	5968,45	11,936,90	5,529,09	1,060,32	1,265,70
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Rio Claro I	2031	2,0	1,0	5968,45	11,936,90	5,529,09	1,060,32	1,265,70

13.3 Formulários de Consultas sobre a Viabilidade de Expansões da Subestação

13.3.1 Subestação Borborema

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 17/08/2022
		Revisão:
		Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Atendimento à região de Jaú

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: SE 138 kV Borborema Proprietária: Energisa

1. Módulos de Manobra

EL Quantidade: 2 Tensão (kV): 138 Arranjo: BD4

2. Observações:

1 - Consulta referente ao seccionamento do outro circuito da LT 138 kV Catanduva – Ibitinga.

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



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 17/08/2022

Revisão:

Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

1. Módulos de Manobra

EL Quantidade: 0 Tensão (kV): 138 kV Arranjo: BD4


2. Módulos de Equipamentos

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? Sim Área Prevista: 3.000 m²
 Não

4. Outros

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

 <p>Empresa de Pesquisa Energética</p>	<p>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</p>
---	---

Data: 17/08/2022
Revisão:
Página: 3 – 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

No terreno existente não há espaço para construção dos 2 EL BD4 e extensão do barramento da SE Borborema, sendo necessária a aquisição do terreno ao lado da SE para possibilitar essa expansão. Para essa aquisição será necessária a verificação de intenção de venda pelo proprietário do terreno ao lado.

17/08/2022

Data da Solicitação

**THIAGO DE FARIA
ROCHA DOURADO** Assinado de forma digital por
THIAGO DE FARIA ROCHA
DOURADO
Dados: 2022.08.17 19:07:21 -03'00'

Thiago Dourado Martins

**Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE**

02/09/2022

Data da Entrega do Formulário



Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: Douglas Eugenio da Cruz

Cargo: Gerente de Planejamento e Orçamento



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 17/08/2022

Revisão:

Página: 4 - 4

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR A SER INFORMADO PELA DISTRIBUIDORA

Anexo a este formulário encaminhamos o diagrama unifilar da SE Borborema.

Segue imagem de satélite da opção para o terreno, a ser verificada com o proprietário:



13.4 Fichas PET

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	UF: SP
SE 440/138 kV ESTÂNCIA (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2027
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Nova fonte para atendimento à região de Jaú

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

1° e 2° TF 440/138 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ	82.252,80
2 CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM	24.783,04
2 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	12.154,78
2 IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM	23.280,52
1 IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	4.770,63
MIM - 440 kV	6.510,80
MIM - 138 kV	1.690,90
MIG (Terreno Rural)	19.463,09

Total de Investimentos Previstos: **174.906,56**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2021.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	UF: SP
SECC LT 440 kV BAURU - SALTO, C1, NA SE ESTÂNCIA (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2027
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Nova fonte para atendimento à região de Jaú

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

Circuito Duplo 440 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km	3.251,18
2 EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM	21.384,02

Total de Investimentos Previstos: 24.635,20

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2021.

13.5 NT EPE/DEA/SMA 013/2022 - Análise Socioambiental - Atendimento à região de Jaú

NOTA TÉCNICA EPE/DEA/SMA 013/2022

Análise Socioambiental do Estudo de Atendimento à região de Jaú

(Relatório R1)

Setembro de 2022



Empresa de Pesquisa Energética

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



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MME/SPE

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Adolfo Sachsida

Secretária Executiva

Hailton Madureira de Almeida

**Secretário de Planejamento e Desenvolvimento
Energético**

José Guilherme de Lara Resende



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 Biocombustível

Heloísa Borges Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Angela Livino

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

Sede

Esplanada dos Ministérios Bloco "U" - Ministério de Minas e Energia

- Sala 744 - 7º andar

Brasília - DF - CEP: 70.065-900

Escritório Central

Praça Pio X, nº 54 - 5º Andar

Rio de Janeiro - RJ - CEP: 20090-003

NOTA TÉCNICA EPE/DEA/SMA

013/2022

Análise Socioambiental do Estudo de Atendimento à região de Jaú

(Relatório R1)

Coordenação Geral

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Coordenação Executiva

Elisângela Medeiros de Almeida

Equipe Técnica

André Cassino Ferreira

Daniel Filipe Silva

Paula Cunha Coutinho de Andrade

NT EPE/DEA/SMA 013/2022

26 de setembro de 2022

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

IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO E REVISÕES

<i>EXECUÇÃO</i>  Empresa de Pesquisa Energética		
<i>PROJETO</i> ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO		
<i>ÁREA DE ESTUDO</i> ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL		
<i>NOTA TÉCNICA</i> NT DEA 013/2022		
<i>PRODUTO</i> ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL DO ESTUDO DE ATENDIMENTO À REGIÃO DE JAÚ		
<i>REVISÕES</i>	<i>DATA</i>	<i>DESCRIÇÃO SUCINTA</i>
Rev0	26/09/2022	Emissão Original

SUMÁRIO

SIGLÁRIO	7
1. INTRODUÇÃO	8
2. PROCEDIMENTOS ADOTADOS	9
2.1 BASE DE DADOS UTILIZADA	9
3. DESCRIÇÃO DOS EMPREENDIMENTOS PLANEJADOS SUBESTAÇÃO SE 440/138 KV ESTÂNCIA E SECCIONAMENTO DA LT 440/138 KV SALTO - BAURU C1 NA SE ESTÂNCIA	11
4. BIBLIOGRAFIA	19

SIGLÁRIO

Anac	Agência Nacional de Aviação Civil
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANM	Agência Nacional de Mineração
CAR	Cadastro Ambiental Rural
Cecav	Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas
CPRM	Serviço Geológico do Brasil
C1	1º circuito
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
Funai	Fundação Nacional do Índio
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMBio	Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade
Iphan	Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional
Incra	Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária
LT	Linha de Transmissão
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
OSM	<i>Open Street Map</i>
R1	Viabilidade técnico-econômica e socioambiental
R3	Definição da diretriz de traçado e análise socioambiental para linhas de transmissão e subestações
R5	Custos fundiários
RPPN	Reserva Particular do Patrimônio Natural
SE	Subestação
SIG	Sistema de Informações Geográficas

1. INTRODUÇÃO

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

Os estudos realizados pela Superintendência de Transmissão de Energia (STE) da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) indicaram a implantação de uma nova subestação de rede básica, um seccionamento de linha, além de obras de distribuição, para aumentar a confiabilidade do atendimento à região de Jaú.

As tabelas a seguir apresentam a subestação e seccionamento planejados.

Tabela 1 – Subestação planejada

Subestação planejada	Tensão (kV)	Município
SE Estância	440/138	Barra Bonita / SP

Tabela 2 – Seccionamento de linha planejado

Seccionamento de Linha de Transmissão	Extensão aproximada (km)
Seccionamento da LT 440 kV Salto – Bauru C1 na SE Estância	1,2

2. PROCEDIMENTOS ADOTADOS

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

No caso específico desse estudo, como será dispensada a elaboração do Relatório R3, foram estabelecidos um terreno para a subestação e um traçado para o seccionamento de linha. *Destaca-se o caráter referencial destas indicações, que devem servir como insumo para composição da documentação técnica do leilão e como base para a elaboração do Relatório R5 – Estimativa de Custos Fundiários.*

Por meio de ferramentas de Sistema de Informações Geográficas (SIG) e com o auxílio de imagens de satélite disponíveis no software Google Earth Pro e bases cartográficas dos temas mais relevantes do ponto de vista socioambiental, foram realizadas avaliações que levantaram as regiões promissoras para implantação da subestação e do seccionamento de linha.

A localização da nova subestação e seccionamento de linha está vinculada aos estudos elétricos que indicam locais preliminares que conferem o melhor desempenho elétrico da alternativa de interligação de acordo com a configuração da rede. Essas áreas são o ponto de partida para os estudos socioambientais buscando-se, nos arredores, locais preferencialmente sem restrições socioambientais e com topografia favorável para a construção da subestação. Neste sentido, as análises apontam a localização referencial da subestação, não devendo se afastar muito do ponto indicado pelos estudos elétricos, sob o prejuízo de inviabilizar a alternativa selecionada.

2.1 Base de dados utilizada

Para definição da região indicada para implantação da subestação e seccionamento de linha, assim como para elaboração das figuras e tabelas, foram consultadas e/ou utilizadas informações das seguintes bases de dados:

- Aeródromos Públicos e Privados (Anac, 2018)
- Base Cartográfica com os limites dos municípios brasileiros (IBGE, 2020)
- Cadastro Ambiental Rural (SICAR, 2021)
- Cavidades Naturais Subterrâneas (Cecav, 2020)

- Linhas de transmissão e subestações existentes e planejadas (EPE, 2021)
- Mapa de Declividade em Percentual do Relevo Brasileiro (CPRM, 2010)
- Processos Minerários (ANM, 2021)
- Projetos de Assentamento (Incra, 2021a)
- Rede Viária (OSM, 2019b)
- Reserva Particular do Patrimônio Natural (ICMBio, 2020)
- Sítios arqueológicos georreferenciados (Iphan, 2021)
- Terras Indígenas (Funai, 2021)
- Territórios Quilombolas (Incra, 2021b)
- Unidades de Conservação Federais, Estaduais e Municipais (MMA, 2021; Eletrobras, 2011)

3. DESCRIÇÃO DOS EMPREENDIMENTOS PLANEJADOS

Subestação SE 440/138 kV Estância e Seccionamento da LT 440/138 kV Salto – Bauru C1 na SE Estância

Devido a sua curta extensão e localização muito próxima a SE planejada Estância, o seccionamento da LT 440 kV Salto - Bauru será descrito de forma conjunta com esta subestação. Destaca-se que o seccionamento será realizado a partir de torres de circuito duplo.

Para a indicação da área da SE Estância, foram determinantes os seguintes aspectos: proximidade com a linha a ser seccionada; proximidade com os centros de carga para atendimento da rede de distribuição elétrica e com possíveis futuros pontos de seccionamentos de linhas de distribuição ou transmissão, como por exemplo a LT 138 kV Bariri – Barra Bonita; e facilidade de acesso para a execução das obras. Além disso, buscou-se indicar uma região com disponibilidade de terrenos que permitam a expansão da subestação e a chegada de novas linhas.

Infraestrutura e localização

A SE Estância está planejada para suprir o aumento na demanda de energia elétrica prevista para os próximos anos na região de seu entorno. A área prevista para a subestação é de 124.950 m² (255 m x 490 m).

A área de estudo proposta para a SE Estância e para o seccionamento da LT 440 kV Salto – Bauru C1 na SE Estância localiza-se no estado de São Paulo, inteiramente no município de Barra Bonita (Figura 1). Dado que a extensão do seccionamento é diminuta, foi proposto um pequeno corredor com aproximadamente 1.000 metros de extensão e 3.000 metros de largura. Com relação a extensão, tendo referência o ponto sugerido para a implantação da Subestação Estância, o seccionamento da LT 440 kV Salto - Bauru C1 possui 1.200 metros, com faixa de servidão referencial de 60 metros. A tabela abaixo apresenta as coordenadas dos pontos referenciais estabelecidos para a subestação e seccionamento.

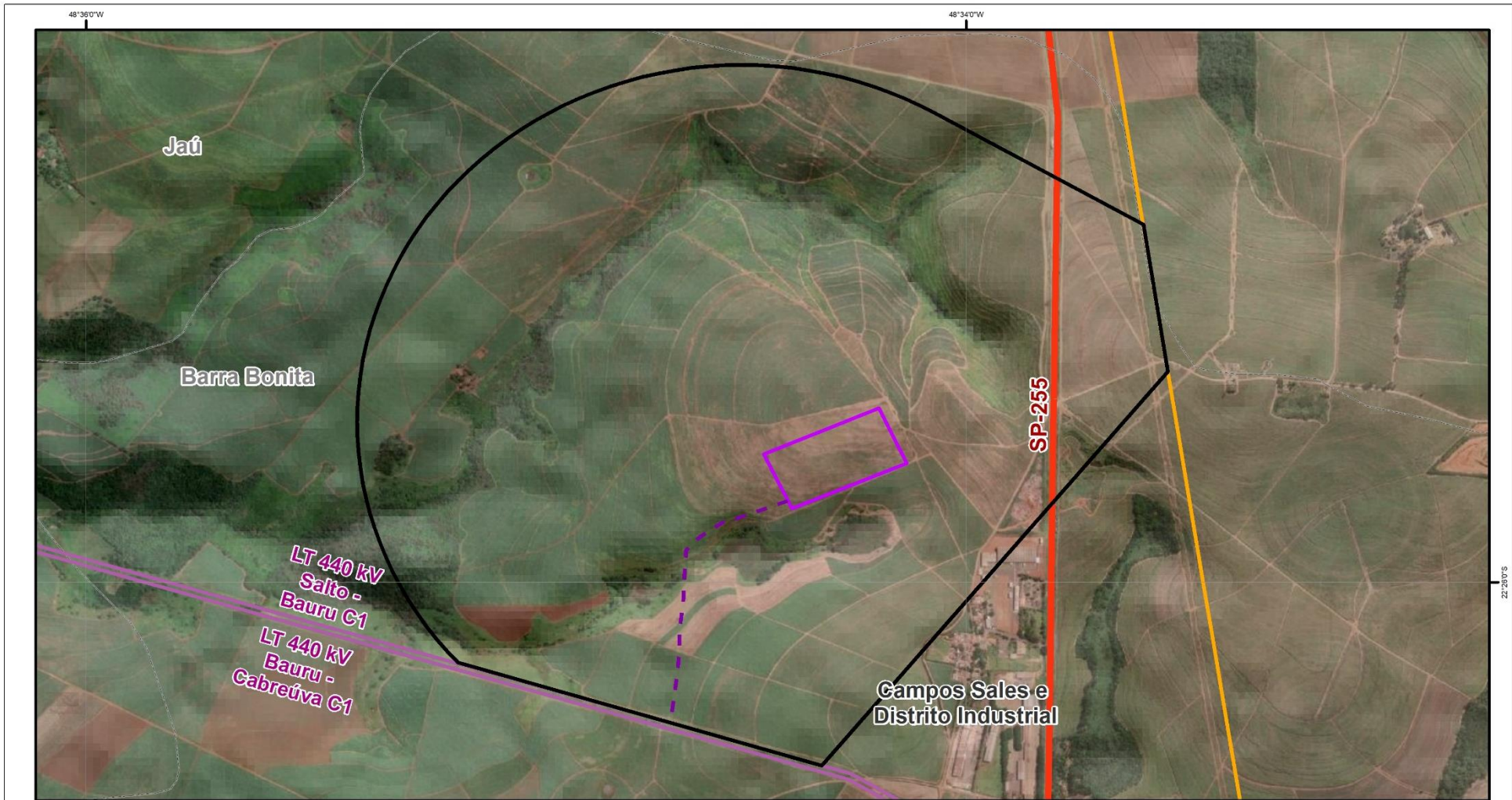
Tabela 3 – Coordenadas dos pontos referenciais da subestação e seccionamento

Subestação / seccionamento	Latitude	Longitude
SE 440/138 kV Estância	22°25'43,47"S	48°34'18,50"O
Ponto do seccionamento da LT 440 kV Salto – Bauru C1 na SE Estância	22°26'19,23"S	48°34'40,33"O

É importante enfatizar que o terreno e o traçado propostos (Figura 1) são apenas indicativos e que, portanto, podem ser modificados nas fases subsequentes.

A região possui ótima acessibilidade, pois além da presença da SP-255, há muitas estradas rurais não pavimentadas, o que deve facilitar a logística para a chegada de equipamentos na fase de obras. Cabe ressaltar que não há aeródromos ou ferrovias nas proximidades.

De acordo com informações disponíveis no sítio eletrônico da Aneel, não foram identificados empreendimentos de geração de energia planejados abrangidos pela área indicada.



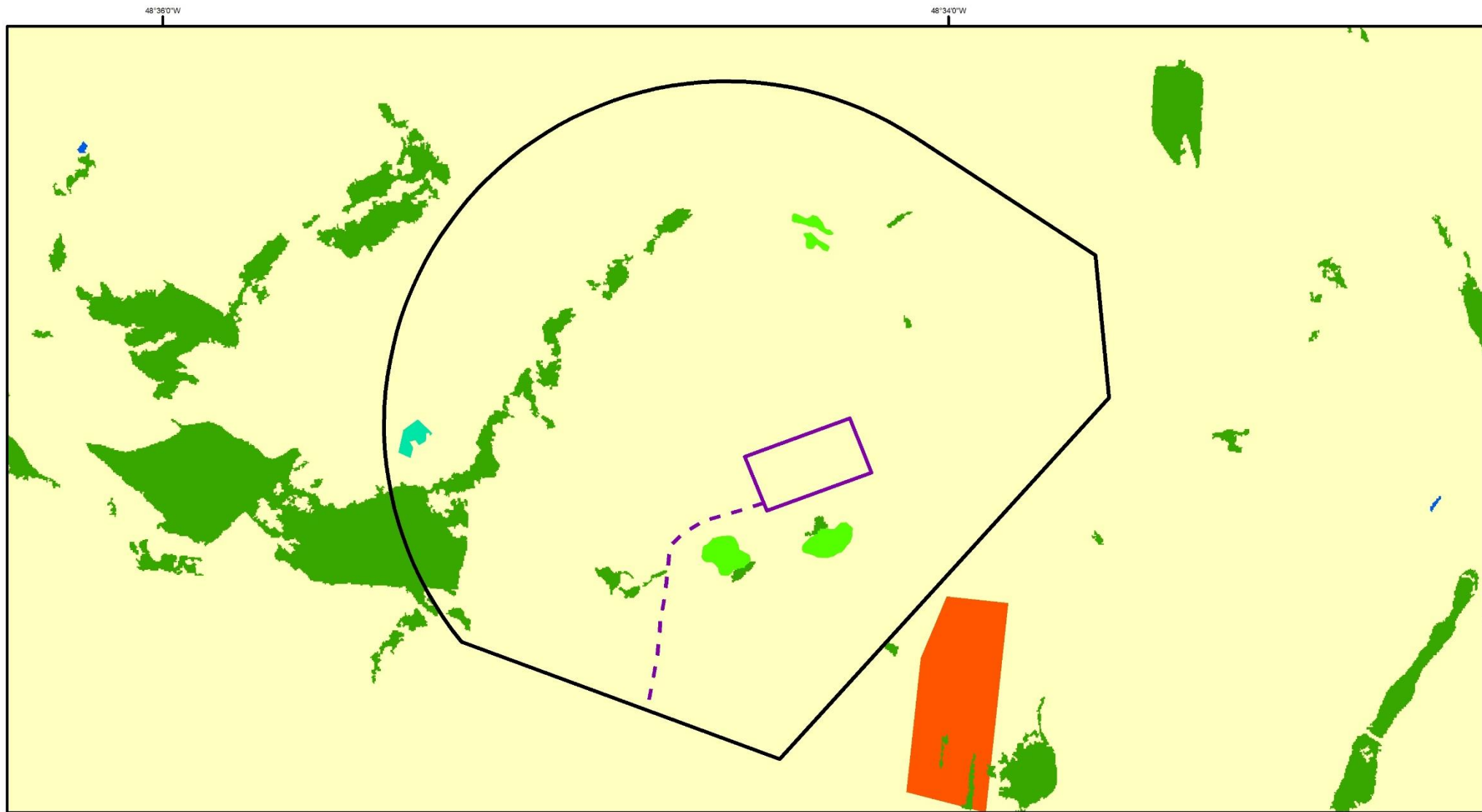
<p>ENQUADRAMENTO GEOGRÁFICO</p>	<p>Legenda</p> <ul style="list-style-type: none"> Corredor Linhas de Distribuição Seccionamento SE Estância Linhas de Transmissão Limite Municipal Rodovia 	<p>REFERÊNCIAS CARTOGRÁFICAS</p> <p>0 0,15 0,3 Km</p> <p>UTM Zone 22J SIRGAS 2000</p> <p>FONTES UTILIZADAS</p> <ul style="list-style-type: none"> - IBGE, 2009 - IBGE, 2015 - IBGE, 2016 - EPE, 2021 - Inpe, 2011 	<p>EXECUÇÃO</p> <p>Empresa de Pesquisa Energética Diretoria de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais Superintendência de Meio Ambiente</p>	<p>TÍTULO</p> <p>Mapa de Infraestrutura e Localização</p> <p>PROJETO</p> <p>Relatório R1: Estudo de Atendimento à Região de Jaú</p>	<p>EMPREENDIMENTO</p> <p>Subestação Estância e Seccionamento da LT 440 kV Salto - Bauru C1 na SE Estância</p> <p>ELABORAÇÃO</p> <p>Daniel Filipe Silva</p> <p>DATA</p> <p>25/08/2022</p>
---------------------------------	--	--	---	--	--

Figura 1 – Localização e infraestrutura básica na área proposta para implantação dos empreendimentos

Vegetação e uso do solo

A área proposta para a implantação dos empreendimentos está localizada na zona rural do município de Barra Bonita, a aproximadamente sete quilômetros ao norte do ponto central de sua área urbana e junto ao limite com o município de Jaú. A sudeste do corredor proposto, localiza-se o pequeno distrito urbano de Campos Sales e o distrito industrial de Barra Bonita onde, aparentemente, também há um depósito de resíduos sólidos.

O corredor está inserido no bioma Mata Atlântica, havendo alguns remanescentes de vegetação de floresta estacional semidecidual contíguas a áreas de cultivo de cana-de-açúcar. Estes remanescentes estão inseridos em Áreas de Preservação Permanente ao redor de corpos hídricos e nascentes, bem como em Reservas Legais das propriedades rurais (Figura 2).



ENQUADRAMENTO GEOGRÁFICO



Legenda

- | | | |
|---|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> Seccionamento SE Estância Corredor | <p>Uso do solo</p> <ul style="list-style-type: none"> formação florestal formação não florestal silvicultura | <ul style="list-style-type: none"> água área antropizada área edificada |
|---|---|---|

REFERÊNCIAS CARTOGRÁFICAS

0 0,15 0,3 Km

UTM Zone 22J | SIRGAS 2000

FONTES UTILIZADAS

- IBGE, 2009
- IBGE, 2015
- IBGE, 2016
- EPE, 2021
- Embrapa, 2017
- FBDS, 2018

EXECUÇÃO



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

TÍTULO

Mapa de Uso do Solo

PROJETO

Relatório R1: Estudo de Atendimento ao Região de Jaú

EMPREENDIMENTO

Subestação SE Estância e Seccionamento da LT 440 kV Salto - Bauru C1 na SE Estância

ELABORAÇÃO

Daniel Filipe Silva

DATA

25/08/2022

Figura 2 - Uso do solo na área proposta para implantação dos empreendimentos

Meio físico e Processos Minerários

Dentro da área não há qualquer processo minerário, sendo que o mais próximo se situa a mais de 2.000 metros ao sul do corredor. O relevo varia predominantemente de plano a suave ondulado, com altitudes ao redor 660 metros e domínio de colinas amplas e suaves, não havendo desafios construtivos (Figura 3). Na área proposta não há rios com grande largura, não sendo previsto, portanto, o uso de torres especiais para travessias.

Plano Diretor Municipal

No que diz respeito ao zoneamento do Plano Diretor Participativo de Desenvolvimento Integrado do Município da Instância de Barra Bonita (Lei Complementar nº 75/2006), pode-se destacar os seguintes artigos:

“Art. 55 - O Município elaborará mapas indicando as áreas prioritárias para conservação e zoneamento ambiental, capazes de orientar a implementação e o desenvolvimento de uma Política Municipal do Meio Ambiente.”

“Art. 95 - O Macrozoneamento estabelecerá, como estratégia da política urbana, normas de zoneamento, que consistem na definição de zonas com características semelhantes, com o propósito de favorecer a implementação tanto dos instrumentos de ordenamento e controle urbano quanto das Áreas de Especial Interesse.”

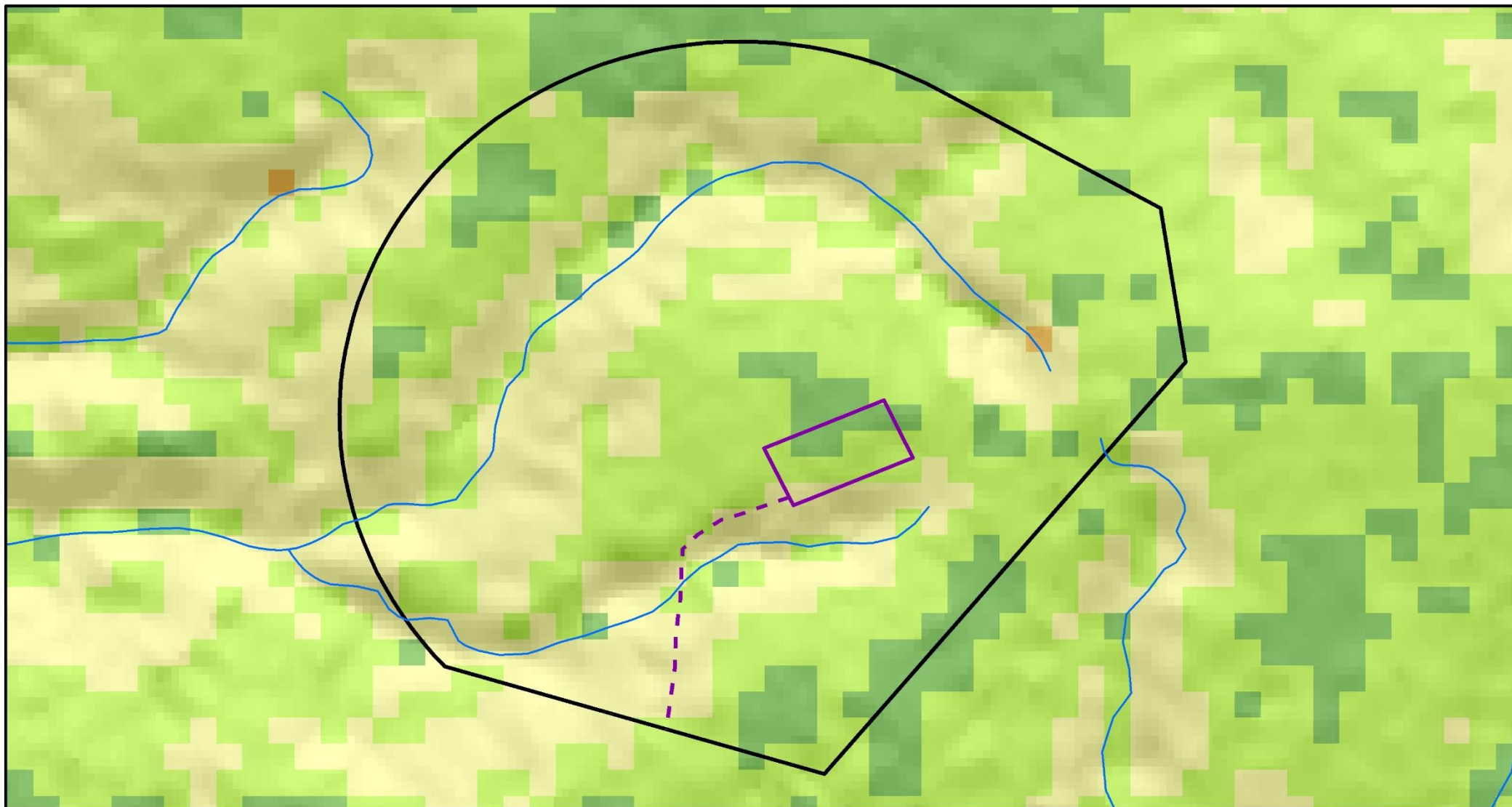
“Art. 170 - A regulamentação, a gestão e a complementação deste Plano Diretor será feita por meio de um arcabouço normativo composto de Leis Municipais que tratarão de:

I - Lei de delimitação do Perímetro Urbano Unificado;

II - Lei de Parcelamento do Solo;

III - Lei de Zoneamento, de Uso e Ocupação do Solo; (...)”

Apesar de previsto no Plano Diretor Municipal, não foram localizadas informações ou mapeamentos acerca dos aspectos que disciplinam o zoneamento e, portanto, não é possível afirmar se há restrições ou condicionantes na região do corredor proposto.



Legenda

- Seccionamento
- SE Estância
- Corredor
- Hidrografia

Declividade

- Plano 0 a 3%
- Suave Ondulado 3 a 8%
- Ondulado 8 a 20%
- Forte Ondulado 20 a 45%

REFERÊNCIAS CARTOGRÁFICAS

0 0,125 0,25 Km

UTM Zone 22J | SIRGAS 2000

FONTES UTILIZADAS

- EPE, 2021
- OSM, 2019
- Inpe, 2011
- CPRM, 2010

EXECUÇÃO



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

TÍTULO

Mapa de Meio Físico

PROJETO

Relatório R1: Estudo de Atendimento a Região de Jaú

EMPREENDIMENTO

SE Estância e Seccionamento da LT 440 kV Salto - Bauru C1 na SE Estância

ELABORAÇÃO

Daniel Filipe Silva

DATA

25/08/2022

Figura 3 – Meio físico na área proposta para implantação dos empreendimentos

Áreas protegidas e com restrições legais

O corredor se sobrepõe a áreas de vegetação nativa abrangidas pelo polígono da Lei da Mata Atlântica (Lei nº 11.428, de 22 de dezembro de 2006, que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa no bioma Mata Atlântica, regulamentada pelo Decreto nº 6.660/08). O corte de exemplares de espécies da flora nativa ameaçadas de extinção é restrito a alguns casos, de acordo com a Resolução Conama nº 278/2001, complementada e alterada pela Resolução Conama nº 300/2002, ficando condicionado à respectiva autorização para corte e transporte, expedida pelo órgão ambiental ou florestal competente, bem como à reposição florestal obrigatória da espécie, após comprovação de regularidade ambiental da propriedade e cumprimento integral de toda a legislação ambiental e florestal vigente.

Com relação a outros aspectos socioambientais, não foram identificadas unidades de conservação, assentamentos rurais, territórios quilombolas, terras indígenas, áreas núcleo da reserva da biosfera, sítios arqueológicos ou cavidades naturais na área indicada para a subestação e seccionamento. Sendo assim, não são esperadas dificuldades do ponto de vista socioambiental para construção dos empreendimentos.

Recomendações para as próximas fases

A seguir, são apresentadas algumas recomendações para indicação final do local de implantação dos empreendimentos:

- Evitar interferência com habitações e benfeitorias que se localizam nas propriedades e arredores.
- Evitar interferência no distrito de Campos Sales e no Distrito Industrial.
- Minimizar interferência nas Áreas de Preservação Permanente, evitando-se também áreas onde há presença de vegetação nativa. Assim, devem ser priorizadas áreas já antropizadas, observando-se as implicações da Lei da Mata Atlântica (Lei nº 11.428, de 22 de dezembro de 2006).
- Obter maiores informações junto à Prefeitura de Barra Bonita sobre o zoneamento previsto pelo Plano Diretor Municipal, verificando possíveis restrições ou condicionantes.
- Considerar o arranjo esquemático planejado da SE Barra Bonita de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão do seccionamento planejado.
- Minimizar cruzamentos com cursos d'água presentes no corredor.

4. BIBLIOGRAFIA

ANAC. Agência Nacional de Aviação Civil, 2018. Lista de Aeródromos Públicos e Lista de Aeródromos Privados. Disponível em: <http://www.anac.gov.br/assuntos/setor-regulado/aerodromos/cadastro-de-aerodromos-civis>. Acesso em: agosto de 2022.

ANM. Agência Nacional de Mineração, 2021. Processos Minerários (arquivos vetoriais). Disponível em: <http://www.anm.gov.br/assuntos/ao-minerador/sigmine>. Acesso em: agosto de 2022.

Brasil, 2006. Lei nº 11.428, de 22 de dezembro de 2006. Dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa do Bioma Mata Atlântica, e da outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2006/Lei/L11428.htm. Acesso em Agosto de 2022.

_____, 2008. Decreto nº 6.660, de 21 de novembro de 2008. Regulamenta dispositivos da Lei nº 11.428, de 22 de dezembro de 2006, que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa do Bioma Mata Atlântica. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2008/decreto/d6660.htm. Acesso em Agosto de 2022.

Cecav. Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas, 2020. Cavidades Naturais Subterrâneas Brasileiras. Cadastro Nacional de Informações Espeleológicas (CANIE). Disponível em: <http://www.icmbio.gov.br/cecav/canie.html>. Acesso em: agosto de 2022.

CONAMA. Conselho Nacional do Meio Ambiente, 2001. Resolução nº 278, de 24 de maio de 2001. Dispõe sobre alteração do Art 2º da Resolução Conama nº 278, de maio de 2001, sobre o corte e exploração de espécies da flora ameaçadas de extinção. Disponível em https://www1.icmbio.gov.br/cepsul/images/stories/legislacao/Resolucao/2001/res_conama_278_2001_corteexploracaoespeciesameacadasextincao.pdf. Acesso em: agosto de 2022.

CONAMA. Conselho Nacional do Meio Ambiente, 2001. Resolução nº 300, de 20 de março de 2002. Complementa os casos passíveis de autorização de corte previstos no Art 2º da Resolução Resolução nº 278, de 24 de maio de 2001. Disponível em https://cetesb.sp.gov.br/licenciamento/documentos/2002_Res_CONAMA_300.pdf. Acesso em: agosto de 2022.

CPRM. Serviço Geológico do Brasil, 2010. Mapa de Declividade em Percentual do Relevo Brasileiro. Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/publique/Gestao-Territorial/Geodiversidade/Mapa-de-Declividade-em-Percentual-do-Relevo-Brasileiro-3497.html>. Acesso em: agosto de 2022.

Eletrobras. Centrais Elétricas Brasileiras, 2011. Mapoteca de Unidades de Conservação. [DE/EG/EGA]. Rio de Janeiro: versão: agosto de 2022.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética, 2021. Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro - Web Map EPE. Linhas de transmissão e subestações existentes e planejadas. Disponível em: <https://gisepeprd.epe.gov.br/webmapepe/>. Acesso em: agosto de 2022.

FBDS. Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável, 2018. Mapeamento em Alta Resolução dos Biomas Brasileiros. Disponível em: <http://geo.fbds.org.br/>. Acesso em: agosto de 2022.

Funai. Fundação Nacional do Índio, 2021. Delimitação das Terras Indígenas do Brasil. Disponível em: <http://www.funai.gov.br/index.php/shape>. Acesso em: agosto de 2022.

Google Earth Pro, 2022. Disponível em: <https://www.google.com/earth/>. Acesso em: agosto de 2022.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2020. Base dos Municípios Brasileiros. Disponível em: ftp://geoftp.ibge.gov.br/organizacao_do_territorio/malhas_territoriais/malhas_municipais/municipio_2016/Brasil/BR/. Acesso em: agosto de 2022.

ICMBio. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, 2020. Base de dados do Sistema Informatizado de Monitoria de Reservas Particulares do Patrimônio Natural – SIMRPPN. Disponível em: <http://sistemas.icmbio.gov.br/simrppn/publico/>. Acesso: agosto de 2022.

Incrá. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2021a. Projetos de Assentamento. Disponível em: <http://acervofundiario.incrá.gov.br/acervo/acv.php>. Acesso em: agosto de 2022.

_____. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2021b. Terras Quilombolas. Disponível em: <http://acervofundiario.incrá.gov.br/acervo/acv.php>. Acesso em: agosto de 2022.

Iphan. Instituto Nacional do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2021. Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos Georreferenciados. Disponível em: <http://portal.iphan.gov.br/cna/pagina/detalhes/1227>. Acesso em: agosto de 2022.

MMA. Ministério do Meio Ambiente, 2021. Unidades de Conservação Federais e Estaduais. Disponível em: <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>. Acesso em: agosto de 2022.

OSM. OpenStreetMap, 2019b. Rede Viária. Disponível em: https://wiki.openstreetmap.org/wiki/Pt:Bing_Maps. Acesso em: agosto de 2022.

Prefeitura da Estância de Barra Bonita, 2006. Lei Complementar nº 75, de 27 de novembro de 2006. Institui o Plano Diretor Participativo de Desenvolvimento Integrado do Município da Instância de Barra Bonita. Disponível em: <https://barrabonita.siscam.com.br/Documentos/Documento/7530>. Acesso em Agosto de 2022.

SICAR. Sistema de Informações do Cadastro Ambiental Rural, 2021. Disponível em: <http://www.car.gov.br/publico/imoveis/index>. Acesso em: agosto de 2022.