

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

Nota Técnica

Avaliação de Reforços na Rede DIT do Estado de SP



Empresa de Pesquisa Energética

Ministério de
Minas e Energia





GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Júnior

Secretário-Executivo do MME

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento

Energético

Reive Barros dos Santos

Secretário de Energia Elétrica

Ricardo Cyrino

**Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis
Renováveis**

Márcio Félix Carvalho Bezerra

**Secretário de Geologia, Mineração e Transformação
Mineral**

Alexandre Vidigal de Oliveira

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

Nota Técnica

Avaliação de Reforços na Rede DIT do Estado de SP



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

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira (interino)

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

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

Sede

Esplanada dos Ministérios, Bloco U, Sl. 744

70065-900 – Brasília – DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar

20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Coordenação Geral

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Erik Eduardo Rego

Coordenação Executiva

José Marcos Bressane

Equipe Técnica:

Daniel José Tavares de Souza

Fábio de Almeida Rocha

Paulo Fernando de Matos Araujo

Rafael Pentagna Silvestre

Vanessa Penteado Stephan

Thais Pacheco Teixeira

EPE-DEE-NT-015/2019-rev0

Data: 02 de abril de 2019



Projeto	ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO	
Área de estudo	<i>Estudos para a Licitação da Expansão da Transmissão</i>	
Sub-área de estudo	Estudos do Sistema de Transmissão	
Produto (Nota Técnica ou Relatório)	<i>Avaliação de Reforços na Rede DIT do Estado de SP</i>	
EPE-DEE-NT-015/2019		
Revisões	Data	Descrição sucinta
rev0	02.04.2019	Emissão Original

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO E OBJETIVO	3
2	PREMISSAS.....	4
2.1	CENÁRIOS	4
3	ANÁLISE ELÉTRICA DE DESEMPENHO	5
3.1	LT 138 kV ARARAS - RIO CLARO I	5
3.2	LT 138 kV BARIRI – BAURU	5
3.3	LT 138 kV RIO CLARO I – BARRA BONITA – SÃO CARLOS	6
3.4	LT 138 kV DRACENA – FLÓRIDA PAULISTA	7
3.5	LT 138 kV PORTO FERREIRA – RIBEIRÃO PRETO	8
3.6	LT 138 kV EUCLIDES DA CUNHA - ITAIPAVA:	10
3.7	LT 138 kV IBITINGA – BARIRI	11
3.8	LT 138 kV CERQUILHO III – ITAPETININGA II	12
3.9	RESUMO	13
4	ALTERNATIVAS E ANÁLISE ECONÔMICA	14
4.1	COMPARAÇÃO ECONÔMICA	14
4.1.1	LT 138 kV Bariri – Bauru	14
4.1.2	LT 138 kV Dracena – Flórida Paulista	15
4.1.3	LT 138 kV Porto Ferreira – Ribeirão Preto	16
4.2	RESUMO DA COMPARAÇÃO ECONÔMICA	16
5	CONCLUSÕES.....	17
6	RECOMENDAÇÕES	18
7	REFERÊNCIAS.....	19
	ANEXOS – RELATÓRIOS DE VIABILIDADE FÍSICA DE IMPLANTAÇÃO.....	20

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2-1 – Cronograma de Obras considerado no estudo	4
Tabela 3-1 – Fluxo na LT 138 kV Rio Claro I – Araras na Contingência de um dos circuitos - Cenário Crítico	5
Tabela 3-2 – Fluxo na LT 138 kV Bariri – Bauru – Regime Normal - Cenário Crítico	6
Tabela 3-3 – Fluxo na LT 138 kV Bariri – Bauru – Contingência de um dos circuitos - Cenário Crítico	6
Tabela 3-4 – Fluxo na LT 138 kV Rio Claro I – Barra Bonita na contingência do circuito com derivação para São Carlos – Cenário Crítico	7
Tabela 3-5 – Fluxo na LT 138 kV Dracena – Flórida Paulista na Contingência do circuito Flórida Paulista – Rio Vermelho - Cenário Norte Seco	8
Tabela 3-6 – Fluxo na LT 138 kV Porto Ferreira – Ribeirão Preto - Regime Normal - Cenário Crítico	9
Tabela 3-7 – Fluxo na LT 138 kV Porto Ferreira – Ribeirão Preto - Contingência de um dos circuitos da LT 138 kV Porto Ferreira - Ribeirão Preto - Cenário Crítico	9
Tabela 3-8 – Fluxo na LT 138 kV Porto Ferreira – Ribeirão Preto – Contingência na LT 440 kV Ribeirão Preto – Santa Bárbara - Cenário Crítico	9
Tabela 3-9 – Fluxo na LT 138 kV Euclides da Cunha - Mococa - Contingência da LD 138 kV Ribeirão Preto - Cravinhos - Cenário Crítico	10
Tabela 3-10 – Tensões nas barras - Contingência da LD 138 kV Ribeirão Preto - Cravinhos - Cenário Crítico	10
Tabela 3-11 – Fluxo na LT 138 kV Ibitinga – Bariri na Contingência de um circuito - Cenário Norte Seco	11
Tabela 3-12 – Fluxo na LT 138 kV Cerquilha III – Itapetininga II na Contingência de um circuito - Cenário Norte Úmido Crítico	12
Tabela 3-13 – Resumo da análise	13
Tabela 4-1 – Análise Econômica do reforço na LT 138 kV Bariri – Bauru	15
Tabela 4-2 – Análise Econômica reforço na LT 138 kV Dracena – Flórida Paulista	15
Tabela 4-3 – Análise Econômica reforço na LT 138 kV Porto Ferreira – Ribeirão Preto	16
Tabela 4-4 – Resumo das alternativas vencedoras para cada reforço	16
Tabela 6-1 – Recomendações	18

O sistema elétrico analisado na presente nota técnica compreende as redes DIT do estado de São Paulo, objetivando identificar e recomendar reforços pontuais que permitam sanar problemas de sobrecarga em trechos de LT que compõem a rede de 138 kV do estado. As regiões em análise compreendem as subestações de Mococa, Euclides Cunha, Ribeirão Preto, Mogi Mirim, Barra Bonita, Bauru, Rio Claro, Dracena e adjacências. A Figura 1-1 mostra a composição da rede DIT-SP em toda a sua extensão.

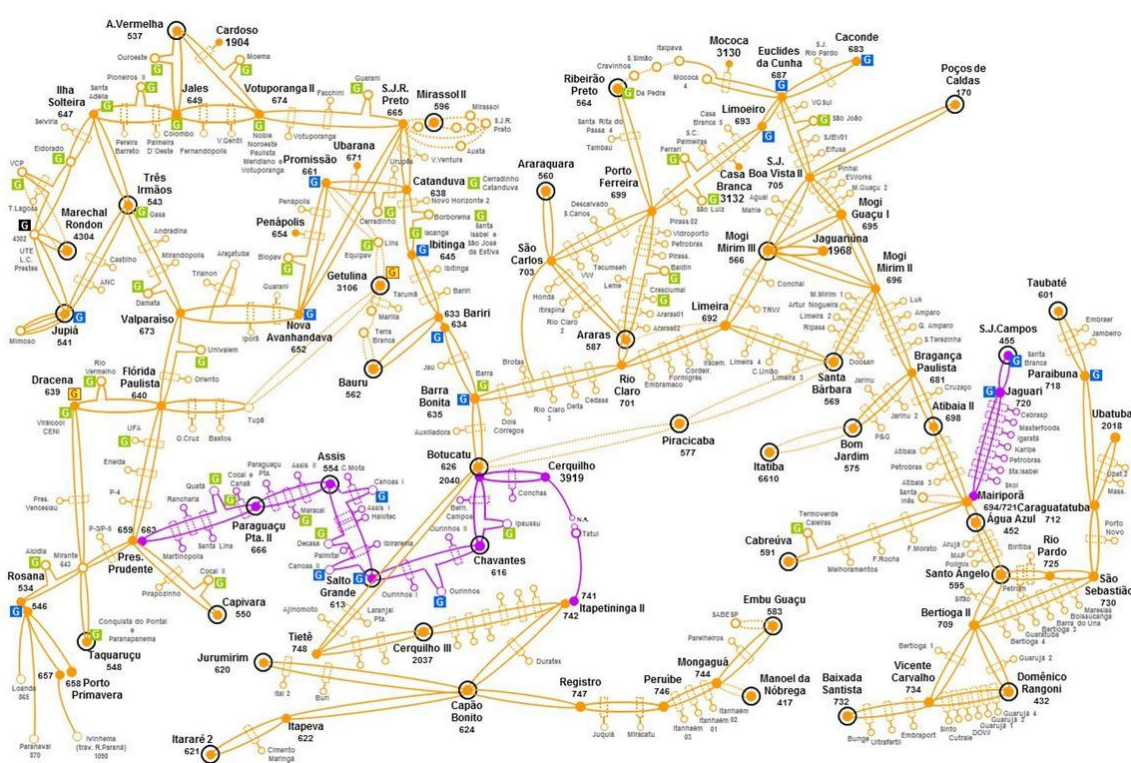


Figura 1-1 Rede DIT-SP – Fonte: ONS

2 PREMISSAS

Para a análise, foram utilizados os casos do Plano Decenal 2027, considerando o barramento de Bariri fechado, bem como as obras descritas na Tabela 2-1, que foram recomendações de estudos anteriores e já se encontram com outorga definida.

Tabela 2-1 – Cronograma de Obras considerado no estudo

Obra	Ano considerado
LT 138 kV BARRA BONITA – RIO CLARO I <i>Reconstrução do trecho de 52,8 km entre a SE Barra Bonita e a derivação Brotas, CD, de 336,4 MCM, para 636 MCM, 75/90°C e obras associadas.</i>	2019
LT 138 kV BARIRI – BARRA BONITA <i>Reconstrução do trecho CD de 26 km entre a SE Bariri (CTEEP) e a Derivação Jaú (CPFL), de 336,4 MCM para 636 MCM, 75/90°C e obras associadas.</i>	2018
LT 138 kV BARRA BONITA – BOTUCATU <i>Reconstrução. CD, 50 km, de 336,4 MCM para 636 MCM, 75/90°C e obras associadas.</i>	2019
LT 138 kV ARARAS – LIMEIRA I <i>Construção de LT 138 kV, CD, com lançamento do primeiro circuito 636 MCM 75/90°C com extensão de aproximadamente 21 km e 01 EL de 138 kV na SE Limeira I.</i>	2018
LT 138 kV PORTO FERREIRA – ARARAS <i>Reconstrução da LT 138 kV Araras – Porto Ferreira C1 e C2, no trecho entre Porto Ferreira e a derivação Araras I (Elektro), com extensão de 56,7 km, de 336 MCM para 636 MCM, 75/90°C.</i>	2019
SE PORTO FERREIRA 138 kV <i>01 banco de capacitores 50 Mvar e conexões</i>	2019
SE ALTA PAULISTA 440/138 kV <i>02 bancos de transformadores 440/138 kV de 400 MVA (6+1 x 133 MVA) 01 banco de reatores de barra de 90 Mvar (3 + 1 x 30 Mvar)</i>	2021
SE ROSANA 230/138 kV <i>02 bancos de transformadores 230/138 kV de 250 MVA (6+1 x 83,33 MVA) 02 transformadores defasadores 138/138 kV de 250 MVA (2 + 1)</i>	2021

2.1 Cenários

Para as análises de desempenho do sistema na região foram utilizados os casos de carga média e pesada, para os cenários norte seco e norte úmido.

Além dos cenários mencionados, foi analisado ainda o cenário de carga média, norte úmido, considerando despacho de 35% da potência máxima das usinas hidrelétricas da Bacia do Rio Tietê (Barra Bonita, Bariri, Ibitinga, Promissão, Nova Avanhandava e Três Irmãos) e da Bacia do Rio Pardo (Caconde, Euclides da Cunha e Limoeiro). Doravante, será denominado cenário crítico.

3 ANÁLISE ELÉTRICA DE DESEMPENHO

A seguir são apresentados os resultados das simulações, destacando-se as situações de maior severidade de carregamento na rede elétrica em análise.

3.1 LT 138 kV Araras - Rio Claro I

A LT 138 kV Araras – Rio Claro I apresenta sobrecarga, a partir de 2025, na contingência de um dos circuitos. O pior cenário é o de carga média, norte úmido com despacho do Pardo e Tietê reduzidos, conforme apresentado na Tabela 3-1.

Tabela 3-1 – Fluxo na LT 138 kV Rio Claro I – Araras na Contingência de um dos circuitos - Cenário Crítico

LINHAS E TRANSFORMADORES	NC/LIM	2020		2021		2022		2023		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030	
	NC LIM.	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %
LT 138 kV Araras - Rio Claro I, C2	2 235	204	39 87%	210	42 90%	214	43 91%	222	45 95%	225	45 96%	232	48 99%	237	49 102%	243	51 104%	248	50 106%	253	54 109%	261	61 112%

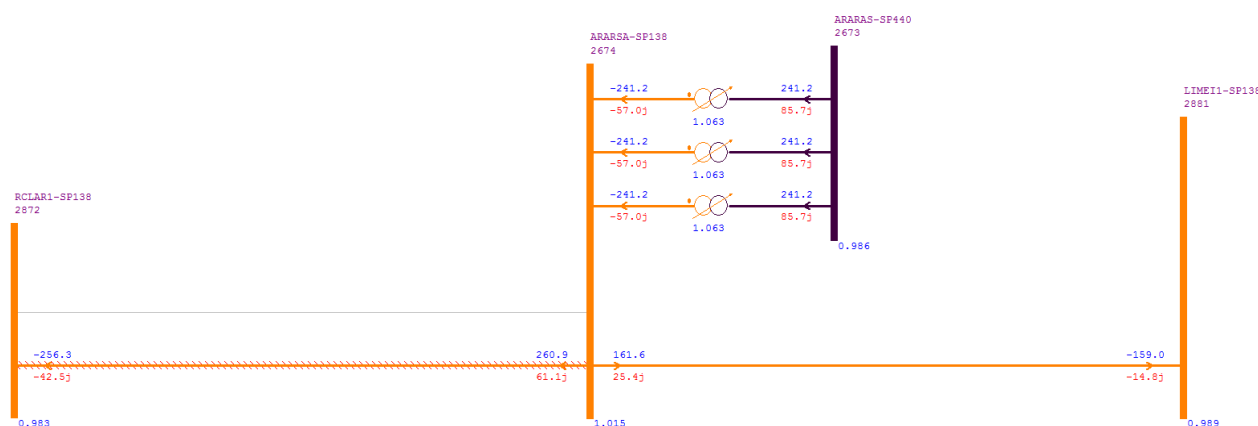


Figura 3-1 - LT 138 kV Rio Claro I – Araras na Contingência de um dos circuitos - Cenário Crítico (2030)

Essa sobrecarga poderá ser eliminada com o lançamento do segundo circuito da LT 138 kV Araras – Limeira, sendo que o primeiro circuito dessa LT, construído em torre de circuito duplo, se encontra em fase final de implantação pela ELEKTRO.

3.2 LT 138 kV Bariri – Bauru

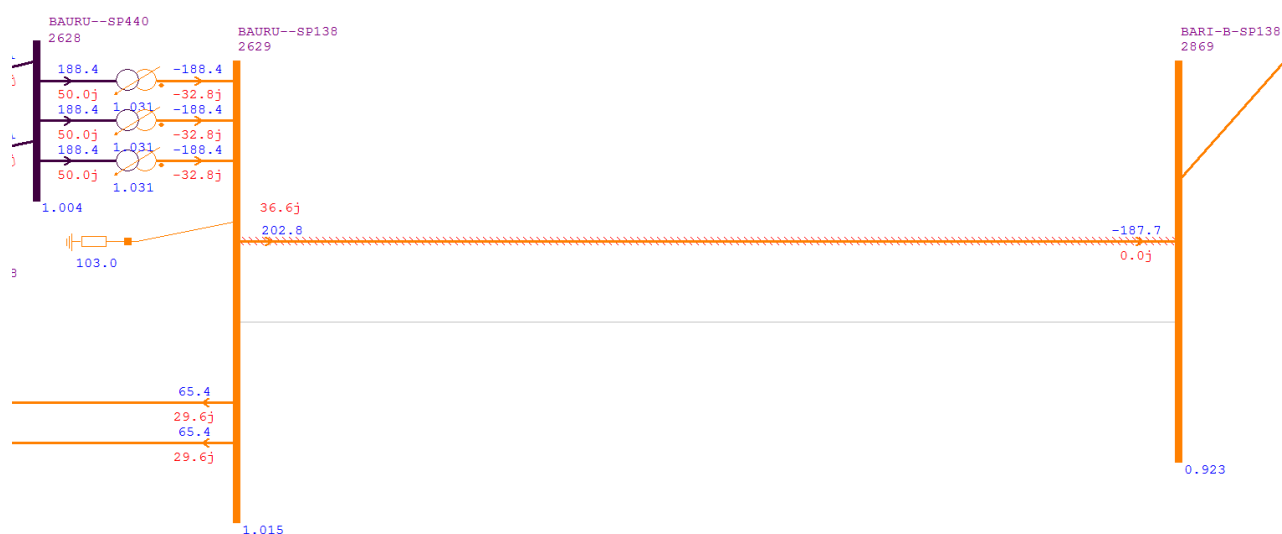
A LT 138 kV Bariri – Bauru C1/C2 apresenta sobrecarga em todo o horizonte analisado, nas condições de regime normal e de contingência de um dos circuitos. O cenário de maior carregamento é o crítico, como apresentando na Tabela 3-2 e na Tabela 3-3.

Tabela 3-2 – Fluxo na LT 138 kV Bariri – Bauru – Regime Normal - Cenário Crítico

LINHAS E TRANSFORMADORES	NC/LIM	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
LT 138 kV Bariri I - Bauru, C1	1	-93 8	-95 4	-98 7	-102 5	-103 4	-110 3	-113 1	-116 0	-120 0	-124 -2	-128 -5
	80	120%	123%	126%	133%	134%	143%	148%	151%	158%	164%	169%
LT 138 kV Bariri I - Bauru, C2	2	-93 8	-95 4	-98 7	-102 5	-103 4	-110 3	-113 1	-116 0	-120 0	-124 -2	-128 -5
	80	120%	123%	126%	133%	134%	143%	148%	151%	158%	164%	169%

Tabela 3-3 – Fluxo na LT 138 kV Bariri – Bauru – Contingência de um dos circuitos - Cenário Crítico

LINHAS E TRANSFORMADORES	NC/LIM	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
LT 138 kV Bariri I - Bauru, C2	2	-138 20	-139 14	-143 18	-150 15	-152 14	-161 13	-166 11	-169 8	-176 7	-181 4	-187 0
	108	133%	135%	140%	146%	148%	158%	163%	168%	174%	181%	188%

**Figura 3-2 - LT 138 kV Bariri – Bauru – Contingência de um dos circuitos - Cenário Crítico (2030)**

Dada a severidade da sobrecarga, foi realizada análise de sensibilidade relacionada à hipótese de implantação de transformadores defasadores na SE Bauru, de modo a comparar com as alternativas de reconstrução da LT 138 kV Bariri – Bauru ou de implantação de circuitos adicionais.

Com a inserção de transformadores defasadores limitando o fluxo na transformação 440/138 kV da SE Bauru, a LT 138 kV Bariri - Bauru C1/C2 deixa de apresentar sobrecarga. Entretanto, vale ressaltar que essa solução pode ter fôlego reduzido, uma vez que o fluxo nas linhas de 138 kV adjacentes aumenta de forma significativa, implicando na necessidade de reforços adicionais no médio prazo, o que torna a alternativa pouco competitiva sob o aspecto econômico, sendo, portanto, descartada da análise econômica.

3.3 LT 138 kV Rio Claro I – Barra Bonita – São Carlos

A LT 138 kV Rio Claro I – Barra Bonita apresenta sobrecarga inadmissíveis no trecho da SE Rio Claro I e a derivação Rio Claro III na contingência do circuito com derivação para São Carlos. O pior cenário é o de carga média crítico, como apresentado na Tabela 3-4.

Tabela 3-4 – Fluxo na LT 138 kV Rio Claro I – Barra Bonita na contingência do circuito com derivação para São Carlos – Cenário Crítico

LINHAS E TRANSFORMADORES	NC/LIM	2020		2021		2022		2023		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030	
		MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
LT 138 kV D#2 Rio Claro III - D# Delta	2 80	-75	-7	-79	-9	-84	-8	-92	-9	-92	-9	-98	-10	-103	-11	-108	-10	-111	-10	-115	-13	-121	-14
		96%		103%		109%		119%		120%		126%		133%		140%		144%		150%		158%	
LT 138 kV D# Delta - D# Cedasa	2 80	-100	-18	-104	-20	-109	-19	-117	-20	-118	-20	-124	-21	-128	-22	-134	-21	-137	-22	-141	-24	-147	-26
		129%		135%		141%		153%		153%		160%		166%		173%		178%		183%		191%	
LT 138 kV Rio Claro I - D# Cedasa	2 80	-125	-29	-129	-31	-134	-30	-143	-31	-143	-31	-149	-32	-154	-33	-159	-33	-162	-33	-166	-36	-172	-38
		163%		169%		175%		185%		185%		193%		199%		206%		210%		216%		224%	

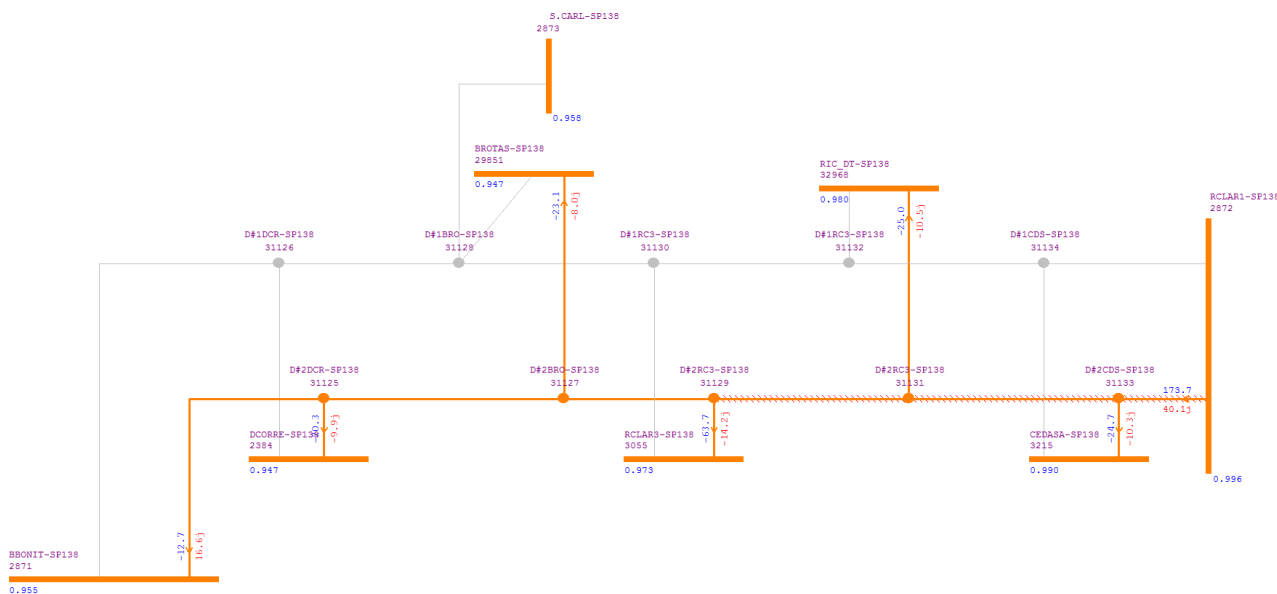


Figura 3-3 - LT 138 kV Rio Claro I – Barra Bonita na contingência do circuito com derivação para São Carlos – Cenário Crítico (2030)

Considerando que a LT 138 kV Rio Claro I – Barra Bonita tem 116 km de extensão e que os trechos em sobrecarga totalizam cerca de 9 km, sendo a recapacitação uma solução insuficiente ou de pouca longevidade, recomenda-se a elevação da capacidade dos trechos em questão para 206/242 MVA. Os trechos da LT 138 kV a serem reconstruídos são: Rio Claro I – Cedasa (2,1 km), Cedasa – Delta (3,2 km) e Delta – Rio Claro III (3,5 km).

3.4 LT 138 kV Dracena – Flórida Paulista

Com a entrada de 90 MW do complexo fotovoltaico de Dracena e a expansão da UTE Rio Vermelho, a LT 138 kV Dracena – Flórida Paulista fica submetida a elevados carregamentos, principalmente nos cenários de maior disponibilidade de geração local.

Embora não ocorram violações em condições normais, a contingência do circuito da LT 138 kV Flórida Paulista – Rio Vermelho, que é o trecho referente ao seccionamento do C2 da LT 138 kV Dracena – Flórida Paulista para conexão da UTE Rio Vermelho, resulta na sobrecarga do circuito

expresso. Mesmo com a entrada da SE 440/138 kV Alta Paulista, prevista para 2021, essa contingência continua apresentando fluxos elevados, com tendência de melhora apenas por conta do crescimento estimado da carga, como pode ser visto na Tabela 3-5.

Tabela 3-5 – Fluxo na LT 138 kV Dracena – Flórida Paulista na Contingência do circuito Flórida Paulista – Rio Vermelho - Cenário Norte Seco

LINHAS E TRANSFORMADORES	NC/LIM. NC LIM.	2020		2021		2022		2023		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030	
		MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
LT 138 kV Flórida Paulista - Dracena, C1	1 108	-120	39	-119	36	-118	38	-106	30	-103	30	-101	31	-96	29	-94	29	-92	30	-89	30	-86	30
		117%		115%		115%		102%		99%		98%		93%		91%		89%		86%		84%	

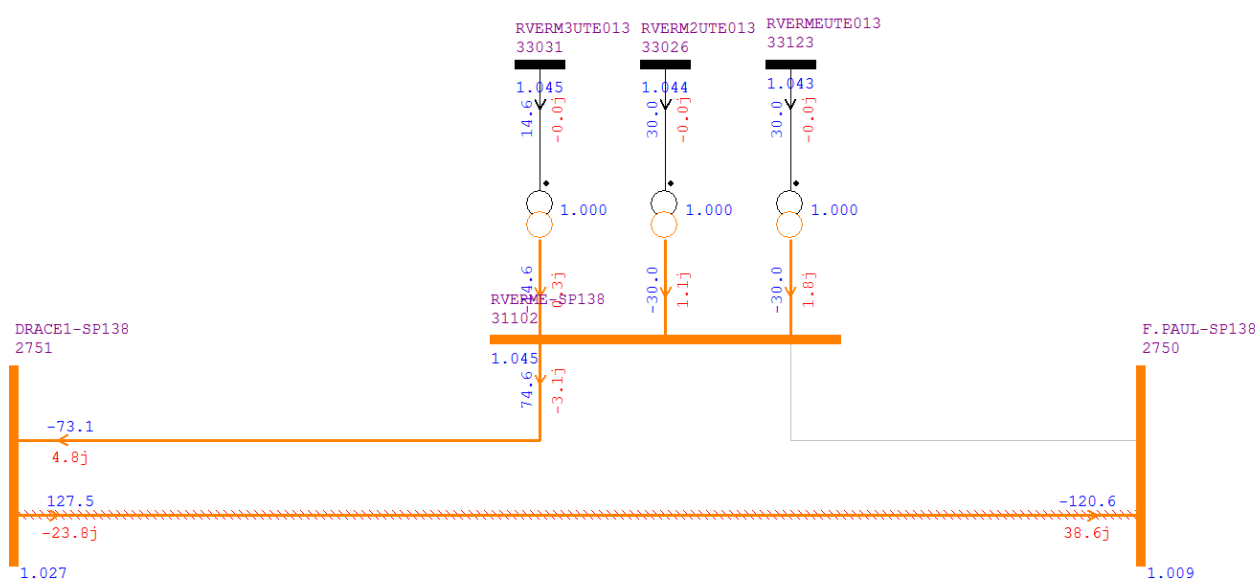


Figura 3-4 - LT 138 kV Dracena – Flórida Paulista na Contingência do circuito Flórida Paulista – Rio Vermelho - Cenário Norte Seco (2020)

Considerando que a entrada de obras de Rede Básica na região não reduz de forma significativa o carregamento desta linha e que a região apresenta um elevado potencial de conexão de novas fontes de geração (solar e/ou biomassa), de modo a evitar gargalos ou redução de margem de contratação de usinas, entende-se que será necessário reforço para essa LT com elevação de capacidade, cuja análise de comparação de alternativas é apresentada no item 4.1.2 do presente relatório.

3.5 LT 138 kV Porto Ferreira – Ribeirão Preto

As tabelas Tabela 3-6, Tabela 3-7 e Tabela 3-8 mostram que LT 138k kV Porto Ferreira - Ribeirão Preto apresenta elevado carregamento desde o ano inicial da análise. Esta condição é amenizada com a entrada em operação de algumas obras em 2023, porém, não o suficiente para sanar a

sobrecarga na contingência de um dos circuitos paralelos ou da LT 440 kV Ribeirão Preto – Santa Bárbara, além da violação de carregamento em condição normal.

Tabela 3-6 – Fluxo na LT 138 kV Porto Ferreira – Ribeirão Preto - Regime Normal - Cenário Crítico

LINHAS E TRANSFORMADORES	NC/LIM	2020		2021		2022		2023		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030	
	NC LIM.	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %
LT 138 kV Porto Ferreira - D#1 Tambaú, C1	1	-93	30	-94	29	-99	32	-97	30	-99	30	-101	30	-102	30	-108	33	-109	33	-109	32	-111	33
	108	93%		94%		100%		97%		100%		101%		103%		109%		110%		110%		113%	
LT 138 kV D#1 Tambaú - Ribeirão Preto, C1	1	-94	27	-95	26	-101	28	-99	26	-101	27	-102	27	-104	26	-110	29	-111	28	-111	27	-113	28
	108	94%		94%		100%		98%		100%		102%		103%		109%		110%		110%		113%	
LT 138 kV D#2 Tambaú - Ribeirão Preto, C1	1	-97	26	-99	26	-104	28	-102	26	-105	26	-106	26	-108	26	-114	28	-115	28	-115	27	-118	28
	108	96%		97%		104%		102%		105%		106%		107%		114%		115%		116%		119%	

Tabela 3-7 – Fluxo na LT 138 kV Porto Ferreira – Ribeirão Preto - Contingência de um dos circuitos da LT 138 kV Porto Ferreira - Ribeirão Preto - Cenário Crítico

LINHAS E TRANSFORMADORES	NC/LIM	2020		2021		2022		2023		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030	
	NC LIM.	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %
LT 138 kV Porto Ferreira - D#2 Tambaú, C2	2	-90	44	-90	44	-96	48	-93	45	-95	46	-95	46	-96	46	-102	49	-102	50	-101	48	-103	50
	130		80%		80%		85%		82%		85%		85%		86%		92%		92%		92%		93%
LT 138 kV D#2 Tambaú - Ribeirão Preto, C1	1	-114	35	-116	34	-122	37	-120	35	-123	35	-125	35	-126	35	-133	38	-135	38	-135	37	-138	38
	130		95%		96%		102%		100%		103%		105%		106%		112%		114%		114%		117%

Tabela 3-8 – Fluxo na LT 138 kV Porto Ferreira – Ribeirão Preto – Contingência na LT 440 kV Ribeirão Preto – Santa Bárbara - Cenário Crítico

LINHAS E TRANSFORMADORES	NC/LIM	2020		2021		2022		2023		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030	
	NC LIM.	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %	MW	Mvar %
LT 138 kV Porto Ferreira - D#2 Tambaú, C2	2	-97	49	-97	48	-103	52	-99	49	-101	50	-101	50	-102	50	-108	54	-108	54	-107	52	-109	54
	130		87%		87%		92%		88%		91%		91%		92%		98%		98%		97%		99%
LT 138 kV Porto Ferreira - D#1 Tambaú, C1	1	-116	44	-117	44	-124	47	-121	44	-123	45	-124	45	-126	45	-133	49	-134	49	-134	48	-136	49
	130		99%		100%		106%		103%		105%		107%		108%		115%		116%		115%		118%
LT 138 kV D#1 Tambaú - Ribeirão Preto, C1	1	-119	39	-120	38	-126	41	-123	39	-126	39	-127	39	-129	39	-136	42	-137	42	-137	41	-139	42
	130		99%		100%		106%		103%		105%		107%		108%		115%		116%		115%		118%
LT 138 kV D#2 Tambaú - Ribeirão Preto, C1	1	-122	38	-123	38	-130	41	-127	38	-130	39	-131	39	-132	39	-140	42	-141	42	-141	41	-144	42
	130		102%		103%		109%		106%		109%		110%		112%		118%		120%		120%		123%

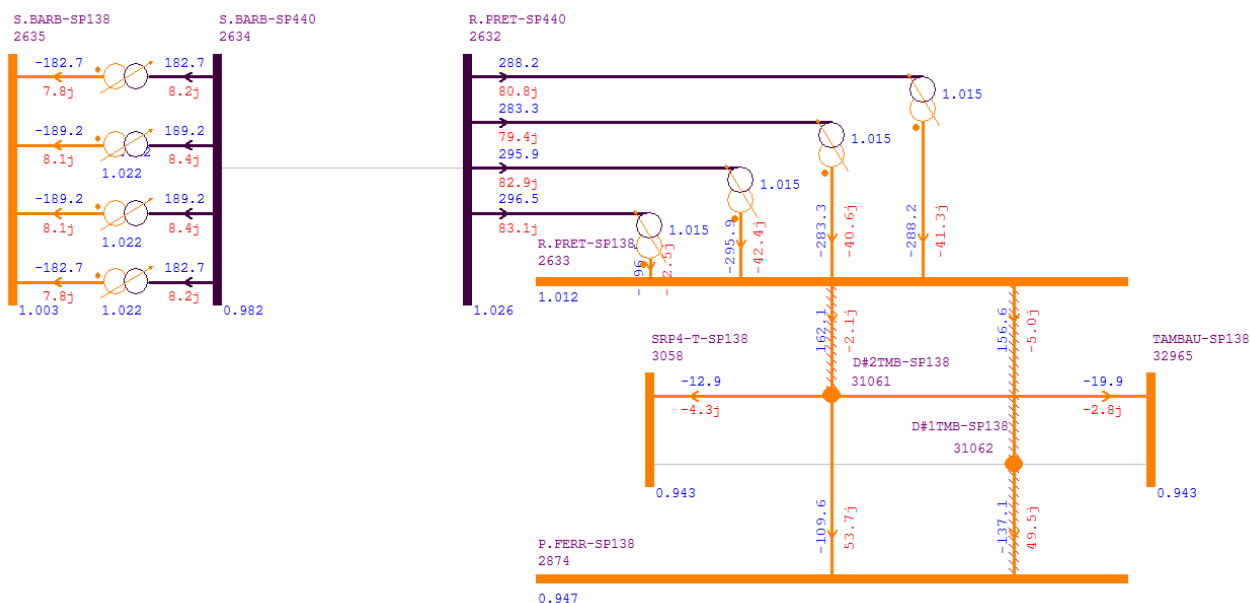


Figura 3-5 - LT 138 kV Porto Ferreira – Ribeirão Preto – Contingência na LT 440 kV Ribeirão Preto – Santa Bárbara - Cenário Crítico (2030)

Considerando que o carregamento da LT 138 kV Porto Ferreira – Ribeirão Preto é crescente, apresentando violações ao longo do horizonte de análise, entende-se que será necessário reforço de elevação de capacidade para essa LT, cuja análise de comparação de alternativas é apresentada no item 4.1.3 do presente relatório.

3.6 LT 138 kV Euclides da Cunha - Itaipava:

A Tabela 3-9 mostra que na contingência da LD 138 kV Ribeirão Preto – Itaipava, os trechos da LT 138 kV Euclides da Cunha – Itaipava apresentam sobrecarga ao longo de todo o horizonte de análise.

Tabela 3-9 – Fluxo na LT 138 kV Euclides da Cunha - Mococa - Contingência da LD 138 kV Ribeirão Preto - Cravinhos - Cenário Crítico

LINHAS E TRANSFORMADORES	NC/LIM NC LIM.	2020		2021		2022		2023		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030	
		MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
LT 138 kV UHE Euclides da Cunha - D#1 Mococa I, C1	1 80	100	13	103	17	106	21	109	25	113	30	117	35	121	40	125	46	129	52	134	59	140	70
		131%	136%	136%	143%	149%	156%	164%	173%	183%	191%	204%	221%										
LT 138 kV D#1 Mococa I - D#1 Mococa IV, C1	1 80	78	0	80	2	83	5	85	8	88	12	90	16	93	20	96	24	99	29	103	35	107	43
		104%	108%	111%	116%	123%	128%	134%	141%	149%	159%	173%											
LT 138 kV D#1 Mococa IV - Itaipava, C1	1 80	78	-1	80	1	82	4	85	8	87	11	90	15	93	19	96	24	99	28	102	34	106	41
		104%	108%	111%	116%	123%	128%	134%	141%	149%	159%	173%											

Além dos problemas de carregamento, nota-se que a contingência da LD 138 kV Ribeirão Preto – Itaipava provoca afundamento de tensão nas barras vizinhas, conforme Tabela 3-10 e Figura 3-6, sendo que a solução para este problema encontra-se em análise pela CPFL.

Tabela 3-10 – Tensões nas barras - Contingência da LD 138 kV Ribeirão Preto - Cravinhos - Cenário Crítico

SUBESTAÇÃO	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
138 kV - SE UHE Euclides da Cunha	96,0%	95,3%	94,8%	94,3%	93,6%	92,9%	92,2%	91,3%	91,0%	89,9%	88,4%
138 kV - SE Cravinhos	90,3%	88,7%	87,3%	85,8%	84,1%	82,2%	80,3%	78,0%	76,3%	73,4%	69,3%
138 kV - SE São Simão	90,4%	88,9%	87,6%	86,2%	84,7%	83,0%	81,2%	79,1%	77,6%	75,0%	71,2%
138 kV - SE Itaipava	91,5%	90,2%	89,1%	87,9%	86,5%	85,0%	83,4%	81,6%	80,3%	78,0%	74,7%
138 kV - SE Mococa IV	95,6%	94,9%	94,3%	93,7%	93,1%	92,3%	91,6%	90,7%	90,3%	89,3%	87,7%
138 kV - SE Mococa I	94,1%	93,2%	92,5%	91,7%	90,8%	89,8%	88,8%	87,6%	87,0%	85,5%	83,4%

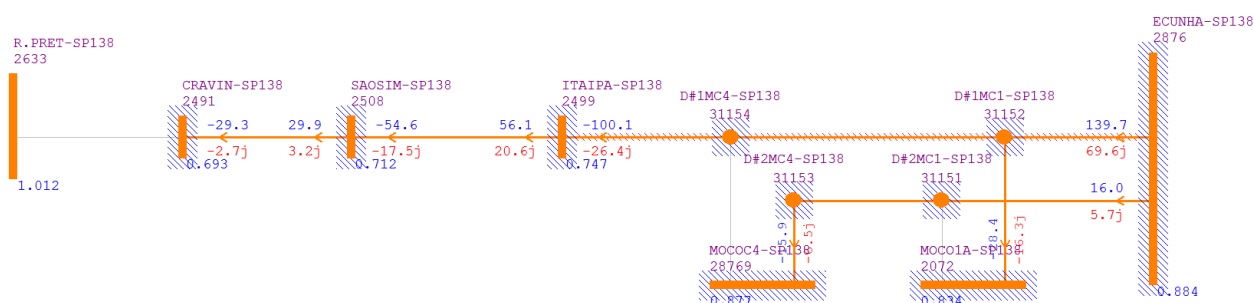


Figura 3-6 - Tensões nas barras - Contingência da LD 138 kV Ribeirão Preto – Cravinhos – Cenário Crítico – Ano 2030

Considerando a severidade da sobrecarga e a baixa capacidade da LT 138 kV Euclides da Cunha – Itaipava (80/80 MVA) decorrente de restrições em vãos críticos ao longo da linha, recomenda-se a elevação da capacidade dos trechos de linha Euclides da Cunha – Mococa e Mococa – Mococa IV para 206/242 MVA, cujas extensões são, respectivamente, 14,7 e 3,0 km.

3.7 LT 138 kV Ibitinga – Bariri

A LT 138 kV UHE Ibitinga – Bariri apresenta sobrecarga no trecho da SE Ibitinga e a derivação para Ibitinga (distribuidora) na contingência de um dos circuitos da linha. O cenário de maior severidade é o Média Norte Seco, como apresentado na Tabela 3-11.

Tabela 3-11 – Fluxo na LT 138 kV Ibitinga – Bariri na Contingência de um circuito - Cenário Norte Seco

LINHAS E TRANSFORMADORES	NC/LIM	2020		2021		2022		2023		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030	
		NC	Mvar	Mvar	%	Mvar	%	Mvar	%	Mvar	%	Mvar	%	Mvar	%	Mvar	%	Mvar	%	Mvar	%	Mvar	%
LT 138 kV UHE Ibitinga – D#1 Ibitinga	1	168	-22	167	-20	166	-18	165	-16	166	-15	168	-14	170	-13	170	-12	171	-11	173	-7	176	-5
	163		104%		103%		102%		101%		102%		103%		104%		105%		106%		107%		109%

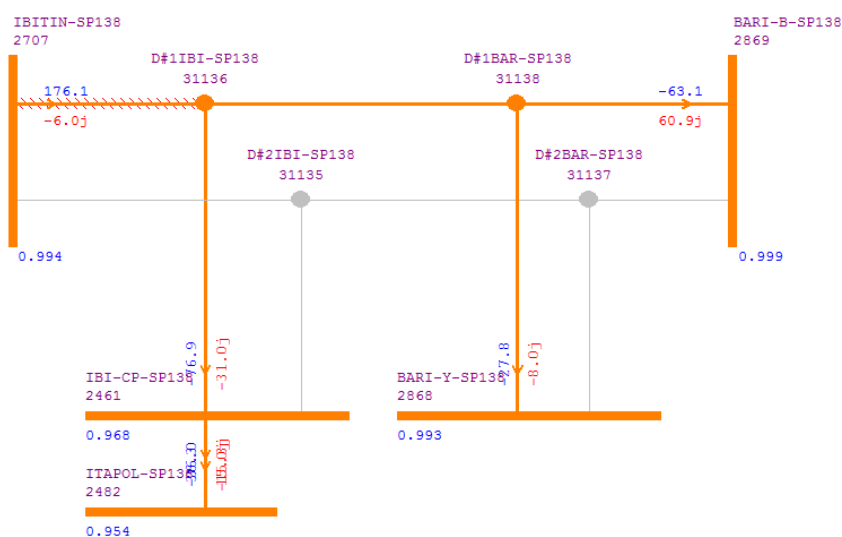


Figura 3-7 - LT 138 kV Ibitinga – Bariri na Contingência de um circuito - Cenário Norte Seco (2030)

Esse trecho da linha tem aproximadamente 5,3 km de comprimento, enquanto a LT 138 kV Ibitinga – Bariri tem 57 km. Embora esse trecho tenha sido recapitado em outubro de 2015, essa nova capacidade não se mostrou suficiente devido à entrada de novas usinas a biomassa na região, além da própria evolução do mercado. Dessa forma, como se trata de um trecho relativamente pequeno se comparado à extensão total da LT, recomenda-se a elevação da capacidade do trecho para 206/242 MVA.

3.8 LT 138 kV Cerquilho III – Itapetininga II

No cenário crítico, a LT 138 kV Cerquilho III – Itapetininga II apresenta sobrecarga no trecho entre as derivações Boituva 2 e Tatuí 2, na contingência de um dos circuitos, como apresentado na Tabela 3-12.

Tabela 3-12 – Fluxo na LT 138 kV Cerquilho III – Itapetininga II na Contingência de um circuito - Cenário Norte Úmido Crítico

LINHAS E TRANSFORMADORES	NC/LIM	2020		2021		2022		2023		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030	
		MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
LT 138 kV D#1 Boituva 2 – D#1 Zanchetta	1	-99	-10	-103	-11	-108	-8	-110	-7	-103	-11	-101	-13	-103	-14	-104	-15	-108	-16	-110	-18	-112	-19
	108	94%		99%		103%		106%		99%		97%		100%		101%		104%		106%		108%	
LT 138 kV D#1 Zanchetta – D#1 Tatuí 2	1	-88	-5	-93	-6	-97	-3	-100	-2	-92	-6	-90	-8	-93	-9	-94	-9	-98	-11	-99	-12	-102	-14
	108	85%		89%		94%		95%		89%		87%		90%		91%		94%		95%		98%	

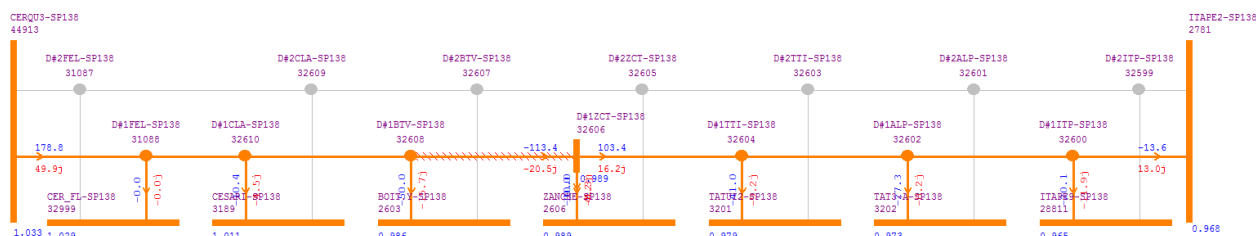


Figura 3-8 - LT 138 kV Cerquilho III – Itapetininga II na Contingência de um circuito - Cenário Norte Úmido Crítico (2030)

Novamente, trata-se de um trecho de linha curto, com aproximadamente 10 km de extensão, em uma linha com extensão total de 67 km. Sendo assim, tendo em vista que o valor de sobrecarga não ultrapassa 10% até o final do horizonte de análise, conclui-se que a recapacitação para 139/163 MVA é suficiente para o horizonte de longo prazo.

3.9 Resumo

A Tabela 3-13 apresenta um resumo dos problemas encontrados na rede DIT do estado de São Paulo.

Tabela 3-13 – Resumo da análise

LT com sobrecarga	Descrição do problema
LT 138 kV Araras – Rio Claro I	Sobrecarga no circuito remanescente na contingência de um dos circuitos.
LT 138 kV Bariri – Bauru	Sobrecarga no circuito remanescente na contingência de um dos circuitos.
LT 138 kV Rio Claro I – Barra Bonita	Sobrecarga nos trechos: Rio Claro I – Cedasa (2,1 km), Cedasa – Delta (3,2 km) e Delta – Rio Claro III (3,5 km) na contingência de um dos circuitos
LT 138 kV Dracena – Flórida Paulista	Sobrecarga na LT 138 kV Dracena – Flórida Paulista na contingência da LT 138 kV Flórida Paulista – Rio Vermelho
LT 138 kV Porto Ferreira – Ribeirão Preto	Sobrecarga no circuito remanescente na contingência de um dos circuitos
LT 138 kV Ribeirão Preto – Itaipava – Euclides da Cunha	Sobrecarga na LT 138 kV Euclides da Cunha – Itaipava na contingência da LD 138 kV Ribeirão Preto – Itaipava.
LT 138 kV UHE Ibitinga – Bariri	Sobrecarga no trecho entre a UHE Ibitinga e a derivação para Ibitinga na contingência de um dos circuitos.
LT 138 kV Cerquilha III – Itapetininga II	Sobrecarga no trecho entre as derivações Boituva 2 e Tatuí 2 na contingência de um dos circuitos.

4 ALTERNATIVAS E ANÁLISE ECONÔMICA

A análise de investimentos foi realizada através do Método do Valor Presente dos Custos Anuais Equivalentes para o horizonte de 2020-2030. O custo das perdas considerado foi de 234 R\$/MWh. As alternativas foram elaboradas em conformidade com os critérios usuais de planejamento definidos no documento CCPE – Volume II “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão” [1].

Dado que a base de preços da ANEEL não dispõe de informações de investimentos associados a obras de recapacitação, reconstrução ou recondutoramento de linhas de transmissão, foram considerados os valores informados pela ISA-CTEEP, cujos relatórios de viabilidade técnica encontram-se nos anexos do presente documento.

Cabe destacar que a análise econômica de comparação de alternativas foi realizada somente para os casos em que os problemas de sobrecarga detectados abrangiam toda a extensão da LT. Para os casos de violação de carregamento em pequenos trechos de LT, a análise econômica de investimentos mais perdas não se mostrou necessária, visto que a parcela de custo referente ao diferencial de perdas pode ser considerada desprezível. Nesses casos, a recomendação foi pela alternativa tecnicamente viável e de menor investimento.

Diante do exposto, as linhas de transmissão que necessitaram da análise de mínimo custo global foram: LT 138 kV Bariri – Bauru, LT 138 kV Dracena – Flórida Paulista e LT 138 kV Porto Ferreira – Ribeirão Preto, cujos resultados são apresentados no item a seguir.

4.1 Comparação Econômica

4.1.1 LT 138 kV Bariri – Bauru

A sobrecarga da LT 138 kV Bariri – Bauru C1/C2 pode ser sanada com os reforços de reconstrução ou recondutoramento. A obra de recapacitação foi descartada por ser de baixa longevidade, o que resultaria na necessidade de obras adicionais ao longo do horizonte de análise. As alternativas comparadas são:

- Reconstrução da LT 138 kV Bariri – Bauru, circuito duplo de 37,8 km, 1x636 MCM, com o objetivo de elevar a capacidade para 206/242 MVA; e

- Recondutoramento da LT 138 kV Bariri – Bauru, circuito duplo de 37,8 km, condutor especial termorresistente, com capacidade de 206/242 MVA.

Considerando as perdas das duas alternativas analisadas a vencedora é a reconstrução dos dois circuitos existentes, como apresentado na Tabela 4-1.

Tabela 4-1 – Análise Econômica do reforço na LT 138 kV Bariri – Bauru

Alternativa	Investimento Total (R\$ x 1000)	RN (R\$ x 1000)	Perdas (R\$ x 1000)	Custo Total (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
Reconstrução	33.078,81	18.255,81	0,00	18.255,81	100,0%	1º
Recondutoramento	26.820,00	14.801,64	9.526,04	24.327,68	133,3%	2º

4.1.2 LT 138 kV Dracena – Flórida Paulista

Os possíveis reforços para eliminar a sobrecarga na LT 138 kV Dracena – Flórida Paulista são a reconstrução ou o recondutoramento da linha. Foi ainda testada a alternativa de recapacitação, porém, esta solução não se mostra estrategicamente interessante, pois a região apresenta potencialidade para receber novos projetos de geração fotovoltaica, o que pode rapidamente demandar um novo aumento de capacidade. Abaixo, estão detalhadas as alternativas que, de fato, foram consideradas na análise econômica:

- Reconstrução da LT 138 kV Dracena – Flórida Paulista, circuito duplo de 45,1 km, 1x636 MCM, incluindo o trecho do seccionamento de 17,7 km até a SE Rio Vermelho, elevando a capacidade para 206/242 MVA.
- Recondutoramento da LT 138 kV Dracena – Flórida Paulista, circuito duplo de 45,1 km, condutor especial termorresistente, incluindo o trecho do seccionamento de 17,7 km até a SE Rio Vermelho, com capacidade de 206/242 MVA.

A Tabela 4-2 resume a análise econômica com perdas das soluções de reforço para a LT 138 kV Dracena – Flórida Paulista, onde a reconstrução se mostrou mais indicada.

Tabela 4-2 – Análise Econômica reforço na LT 138 kV Dracena – Flórida Paulista

Alternativa	Investimento Total (R\$ x 1000)	RN (R\$ x 1000)	Perdas (R\$ x 1000)	Custo Total (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
Reconstrução	54.651,73	25.999,63	0,00	25.999,63	100,0%	1º
Recondutoramento	46.647,77	22.191,89	6.291,14	28.483,03	109,6%	2º

4.1.3 LT 138 kV Porto Ferreira – Ribeirão Preto

Os possíveis reforços para eliminar a sobrecarga na LT 138 kV Porto Ferreira – Ribeirão Preto são a reconstrução ou o recondutoramento da linha. Novamente, a recapacitação foi excluída por não ser robusta o suficiente para o atendimento durante todo o horizonte. Abaixo, estão detalhadas as alternativas:

- Reconstrução da LT 138 kV Porto Ferreira – Ribeirão Preto, circuito duplo de 81,7 km, 1x636 MCM, elevando a capacidade para 206/242 MVA.
- Recondutoramento da LT 138 kV Porto Ferreira – Ribeirão Preto, circuito duplo de 81,7 km, condutor especial termorresistente, com capacidade de 206/242 MVA.

A Tabela 4-3 resume a análise econômica das soluções de reforço para a LT 138 kV Porto Ferreira – Ribeirão Preto, indicando que a reconstrução é mais econômica ao se considerar o custo das perdas.

Tabela 4-3 – Análise Econômica reforço na LT 138 kV Porto Ferreira – Ribeirão Preto

Alternativa	Investimento Total (R\$ x 1000)	RN (R\$ x 1000)	Perdas (R\$ x 1000)	Custo Total (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
Reconstrução	71.495,74	34.012,89	0,00	34.012,89	100,0%	1º
Recondutoramento	57.968,11	27.577,35	48.031,15	75.608,50	222,3%	2º

4.2 Resumo da Comparação Econômica

A Tabela 4-4 traz as obras definidas pela comparação econômica das alternativas, utilizando-se o valor presente da série de pagamentos anualizados, somados à parcela de custos das perdas elétricas, com truncamento no ano horizonte de 2030.

Tabela 4-4 – Resumo das alternativas vencedoras para cada reforço

<u>Linha</u>	<u>Reforço</u>
LT 138 kV Bariri – Bauru CD	Reconstrução da LT CD de 1x336,4 MCM para 1x636 MCM, permitindo a elevação da capacidade para 206/242 MVA e adequações nos equipamentos terminais.
LT 138 kV Dracena – Flórida Paulista CD	Reconstrução da LT CD de 1x336,4 MCM para 1x636 MCM, permitindo a elevação da capacidade para 206/242 MVA e adequações nos equipamentos terminais.
LT 138 kV Ribeirão Preto – Porto Ferreira CD	Reconstrução da LT CD de 1x336,4 MCM para 1x636 MCM, permitindo a elevação da capacidade para 206/242 MVA e adequações nos equipamentos terminais.

5 CONCLUSÕES

A presente Nota Técnica teve por objetivo analisar e propor reforços para as linhas de transmissão em 138 kV que compõem as DITs do estado de São Paulo. Devido aos problemas detectados serem bastante pontuais e localizados em regiões eletricamente independentes, as soluções foram estudadas de forma individualizada, não sendo possível, portanto, recomendar alguma solução estrutural única e de maior abrangência.

Com relação à análise econômica, a comparação considerando os custos das perdas foi realizada somente para os casos em que os problemas de sobrecarga detectados abrangiam toda a extensão da LT. Para os casos de violação de carregamento em pequenos trechos de LT, a análise econômica considerou apenas a parcela de investimentos, visto que a parcela de custos referente ao diferencial de perdas pode ser considerada desprezível.

Para cada um dos problemas detectados analisou-se a possibilidade de recapacitação, reconstrução ou recondutoramento. A alternativa de construção de uma nova LT não foi considerada como alternativa, uma vez que, no caso específico da rede DIT analisada, as linhas de transmissão que apresentaram sobrecarga são de baixa capacidade de transporte, ou seja, ainda que fossem construídas novas linhas em paralelo, poderiam continuar representando restrições para o sistema. Além disso, a opção por reforços de aumento de capacidade em linhas existentes minimiza os impactos socioambientais se comparados aos impactos de construção de uma nova LT.

O conjunto de reforços recomendados representam 224,3 km de obras de elevação de capacidade de linha existente em 138 kV, além do lançamento do C2 da LT 138 kV Araras – Limeira (C1 construído em torre de circuito duplo). O investimento total previsto é da ordem de R\$ 200 milhões, incluindo nesse montante os investimentos associados às adequações nos terminais das linhas devido ao aumento da capacidade.

6 RECOMENDAÇÕES

Recomenda-se a implantação do seguinte plano de obras descrito na Tabela 6-1.

Tabela 6-1 – Recomendações

Data de Necessidade	Obra	Proprietária da LT	Extensão	Investimentos (R\$)
Menor prazo possível	<u>Reconstrução</u> da LT 138 kV Bariri – Bauru CD de 1x336,4 MCM para 1x636 MCM, permitindo a elevação da capacidade para <u>206/242 MVA</u> e adequações nos equipamentos terminais.	ISA-CTEEP	37,8 km	33.078.814,03
Menor prazo possível	<u>Recondutoramento</u> da LT 138 kV Rio Claro I – Barra Bonita CD, no trecho Rio Claro I - Rio Claro III, para capacidade <u>206/242 MVA</u> e adequações nos equipamentos terminais		8,8 km	7.658.736,14
Menor prazo possível	<u>Reconstrução</u> da LT 138 kV Porto Ferreira – Ribeirão Preto CD de 1x336,4 MCM para 1x636 MCM, permitindo a elevação da capacidade para <u>206/242 MVA</u> e adequações nos equipamentos terminais.		81,7 km	71.495.743,55
Menor prazo possível	<u>Recondutoramento</u> da LT 138 kV Ibitinga – Bariri, no trecho entre a SE Ibitinga e a derivação Ibitinga (distribuidora) para capacidade de <u>206/242 MVA</u> e adequações nos equipamentos terminais		5,3 km	4.612.647,90
Menor prazo possível	<u>Recondutoramento</u> da LT 138 kV Euclides da Cunha – Itaipava, no trecho entre a SE Euclides da Cunha e a derivação Mococa IV para capacidade de <u>206/242 MVA</u> e adequações nos equipamentos terminais		17,7 km	15.404.503,36
Menor prazo possível	<u>Reconstrução</u> da LT 138 kV Dracena – Flórida Paulista CD de 1x336,4 MCM para 1x636 MCM, permitindo a elevação da capacidade para <u>206/242 MVA</u> e adequações nos equipamentos terminais.		63,0 km	54.651.729,81
Menor prazo possível	<u>Recapacitação</u> da LT 138 kV Cerquilha III – Itapetininga II, nos trechos das derivações Boituva 2 – Zanchetta - Tatuí 2 para capacidade de <u>139/163 MVA</u> , elevando a temperatura de projeto para 75/90º e mantendo o condutor original 1x336,4 MCM e adequações nos equipamentos terminais.		9,8 km	3.577.660,92
2025	<u>Lançamento do C2</u> da LT 138 kV Araras – Limeira (torre construída em circuito duplo) e instalação das entradas de linha associadas.	ELEKTRO	21,0 km	14.030.448,00
Total			245,3km	204.510.283,71

7 REFERÊNCIAS

- [1]. "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", EPE - 2011
- [2]. "Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão", CCPE/CTET - Janeiro/2001;
- [3]. "Base de Referência de Preços ANEEL" – Junho/2017;
- [4]. "Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica", EPE - abril/2005;
- [5]. "Procedimentos de Rede do ONS";

ANEXOS – RELATÓRIOS DE VIABILIDADE FÍSICA DE IMPLANTAÇÃO



São Paulo, 08 de dezembro de 2017

Ilmo. Sr.
José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
Empresa de Pesquisa Energética - EPE
Av. Rio Branco, 1 – 11º Andar
20090-003 – Rio de Janeiro – RJ

Assunto: Resposta Ofício nº 0122/EPE/2017

Senhor Superintendente,

Em atenção ao ofício nº. 0122/EPE/2017, encaminhamos a essa Superintendência os relatórios com detalhamento preliminar referente à implantação de reforços na rede DIT do Estado de São Paulo, para utilização em estudo de expansão da transmissão de energia elétrica, atualmente em desenvolvimento nessa empresa.

Tais informações referem-se às Linhas de Transmissão 138 kV Bauru - Bariri, Ibitinga – Bariri (trecho entre a SE Ibitinga ISA CTEEP e a derivação para a SE Ibitinga CPFL), Rio Claro I - Barra Bonita (trecho entre a SE Rio Claro I e a derivação para a SE CEDASA) e Euclides da Cunha - Mococa, pertencentes à concessão da ISA CTEEP.

Em alternativa a reconstrução de linhas, estamos propondo o recondutoramento com a utilização de cabo especial, com a mesma capacidade de transmissão do cabo convencional, mas com peso muito inferior, o que permite o aproveitamento das estruturas existentes, reduzindo o impacto ambiental, custo e prazo de implantação.

Além dos relatórios também encaminhamos, conforme solicitado, estimativa de custo e prazo de implantação dos citados reforços, conforme apresentado na tabela a seguir:

Instalação	Obra	Custo Estimado ISACTEEP	Custo Estimado ANEEL (Banco de Preço)	Prazo de Implantação
LT 138 kV Bauru - Bariri	Recondutoramento	R\$ 26.820.004,73	R\$ 20.368.533,19	30 meses
	Reconstrução	R\$ 33.078.814,03	R\$ 19.668.945,68	34 meses
LT 138 kV Ibitinga – Bariri	Recondutoramento	R\$ 4.612.647,90	R\$ 3.681.542,93	18 meses
	Reconstrução	R\$ 6.702.072,68	R\$ 3.283.113,26	28 meses
LT 138 kV Barra Bonita - Rio Claro I	Recapacitação	R\$ 1.415.544,49	R\$ 667.657,23	29 meses
LT 138 kV Euclides da Cunha – Mococa	Recapacitação	R\$ 5.329.984,64	R\$ 3.940.897,84	30 meses

- segue -

CTEEP - COMPANHIA DE TRANSMISSÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA PAULISTA
CNPJ: 02.998.611/0001-04

Rua Casa do Ator, 1155 - Vila Olímpia,
São Paulo - SP, Brasil
Cep: 04546-004 Tel: +55 11 3138-7000

www.isactEEP.com.br



CT/EP/02197/2017

Para todas as situações acima o cálculo de custo e o prazo de implantação foram previstos considerando a utilização de variante, todavia salientamos que este fato poderá ser reavaliado quando do detalhamento do projeto.

Cabe salientar a diferença entre os valores calculados pela ISA CTEEP e aqueles previstos a partir do banco de preços de referência da ANEEL, sendo necessário o apoio dessa empresa para que sejam autorizados considerando os custos orçados pela ISA CTEEP a partir de preços de mercado de modo a viabilizar financeiramente a implantação do reforço.

Ressaltamos que em 2013 a ISA CTEEP atendendo a resolução autorizativa 2919/11 recapitou a LT 138 kV Ibitinga – Bariri, entre as SEs Ibitinga (ISA CTEEP e CPFL), recebendo a respectiva receita. Dessa forma, devido à necessidade de nova intervenção no citado trecho, se faz necessário que essa empresa esclareça junto a ANEEL que a receita referente à recapitação permanecerá intacta, sendo necessária a emissão de nova autorização com definição de receita adicional caso seja constatada, pelo planejamento setorial, a real necessidade de nova obra nessa linha de transmissão.

Certos da vossa compreensão, colocamo-nos a disposição para demais esclarecimentos e reforçamos os votos de estima e consideração.

Atenciosamente,



Raphael Molina Neto
Gerente de Planejamento de Projetos

Anexos:

Estudo de Viabilidade LT 138 kV Bauru – Bariri - RT-EE-036-2017 Rev.6

Estudo de Viabilidade LT 138 kV Barra Bonita – Rio Claro I - RT-EE-039-2017 Rev.1

Estudo de Viabilidade LT 138 kV Ibitinga – Bariri - RT-EE-040-2017 Rev.2

Estudo de Viabilidade LT 138 kV Euclides da Cunha – Mococa - RT-EE-041-2017 Rev.2

C.C.: R / T / EP / EE / EO



RECONDUTORAMENTO DA LT 138 KV BAURU / BARIRI

ESTUDO DE VIABILIDADE

RT-EE-036-2017

Emissão:

E Diretoria de Projetos

EE Departamento de Engenharia

Responsável:

Caetano Cezario Neto

Elaborado por:

Adomir Pedro de Araújo

Cesar Antonio da Silva Xavier

Henrique Marcelo Moretti

Marcelo Torres de Souza

Ricardo Kubo

Marcelo Benedicto

Bruno Giacomini Isolani

Revisão: 7

EE – Departamento de Engenharia

Telefone (11)3138-7644

Rua. Casa do Ator, 1.155, Itaim Bibi

04546-004 – São Paulo – SP



ÍNDICE GERAL

1.	INTRODUÇÃO	3
2.	LOCALIZAÇÃO	4
3.	ALTERNATIVAS PARA AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO DA LTS 4	
3.1.	ALTERNATIVA 1: RECONSTRUÇÃO UTILIZANDO CABOS TRADICIONAIS	5
3.2.	ALTERNATIVA 2: RECONDUTORAMENTO UTILIZANDO CABOS ESPECIAIS	5
4.	ADEQUAÇÃO NAS SUBESTAÇÕES DE BAURU E BARIRI	7
4.1.	LIMITES OPERATIVOS NA SE BAURU	7
4.2.	LIMITES OPERATIVOS NA SE BARIRI	7
4.3.	CIVIL E ELETROMECAÂNICA	8
4.4.	SISTEMA DE PROTEÇÃO, CONTROLE E SUPERVISÃO	8
4.5.	SISTEMA DE TELEPROTEÇÃO E BOBINAS DE BLOQUEIO	9
5.	CONCLUSÃO	10
6.	ANEXO DIAGRAMAS UNIFILARES	11



1. Introdução

Em atendimento à solicitação de "Consulta Sobre a Viabilidade de Expansão das Subestações e da LT 138 kV Bauru - Bariri" de acordo como ofício n.º 0122/EPE/2017 de 06 de março de 2017, referente aos estudos de expansão da transmissão de energia elétrica para o interior do Estado de São Paulo, este relatório tem por objetivo verificar a viabilidade técnica de elevação da capacidade da linha de transmissão relacionada a seguir para 206/242 MVA:

- LT 138 kV Bauru – Bariri C1 e C2;

Apresenta também, as adequações necessárias nas subestações Bauru e Bariri (pertencentes à concessão da ISA CTEEP) com a finalidade de atender a nova capacidade proposta da linha de transmissão.

Ressaltamos que os diagramas unifilares das citadas SEs são apresentados no anexo 1.



2. Localização



Figura 1 - Localização Geográfica da Linha de Transmissão.

Localizada no centro do Estado de São Paulo, a linha de transmissão em 138 kV Bauru - Bariri tem 37,8 km de extensão e 107 estruturas e atravessa os municípios de Bauru, Pederneiras, Boracéia e Bariri.

A subestação Bauru está localizada na rodovia Comandante João Ribeiro de Barros, km 348, zona rural, Município de Bauru – SP e a subestação Bariri está localizada na rodovia Bariri-Boracéia, km 12, bairro Queixada, no município de Bariri – SP.

3. Alternativas para Aumento da Capacidade de Transmissão da LTs

A citada linha de transmissão opera atualmente em regime de carregamento nominal com 453 A e temperatura de 50°C e em carregamento de emergência com 524 A e temperatura de 60°C.

Nessas condições, temos para a linha de transmissão a potência de 79/108 MVA (normal/contingência).



3.1. Alternativa 1: Reconstrução Utilizando Cabos Tradicionais

A alternativa 1 considera a reconstrução das LTs 138 kV Bauru - Bariri, circuito duplo, de 1x336,4 MCM Oriole para 1x636 MCM Grosbeak, com temperatura de projeto de 75/90°C, permitindo a elevação de potência nominal da LT de 79/108 MVA para 206/242 MVA.

Nesta condição se faz necessário o desmantelamento do trecho de linha de transmissão existente com a remoção e substituição de todas as 107 estruturas e arrasamento de suas fundações, cabos e demais acessórios, uma vez que a LT atual não suporta os esforços mecânicos e parâmetros de coordenação de isolamento para operação com os novos condutores.

3.2. Alternativa 2: Recondutoramento Utilizando Cabos Especiais

Ainda, para a alternativa de reconstrução, consideramos a hipótese de recondutoramento da linha de transmissão, substituindo o condutor CAA 336,4 MCM Oriole existente por condutor similar HTLS (High Temperature Low Sag).

Tal possibilidade estima a manutenção das estruturas existentes, o que abreviaria o tempo de execução da obra com a antecipação da sua entrada em operação e minimiza os eventuais impactos ambientais e patrimoniais.

Apresentamos na figura nº 2 a silhueta da estrutura com a geometria mais frequente na referida linha de transmissão.

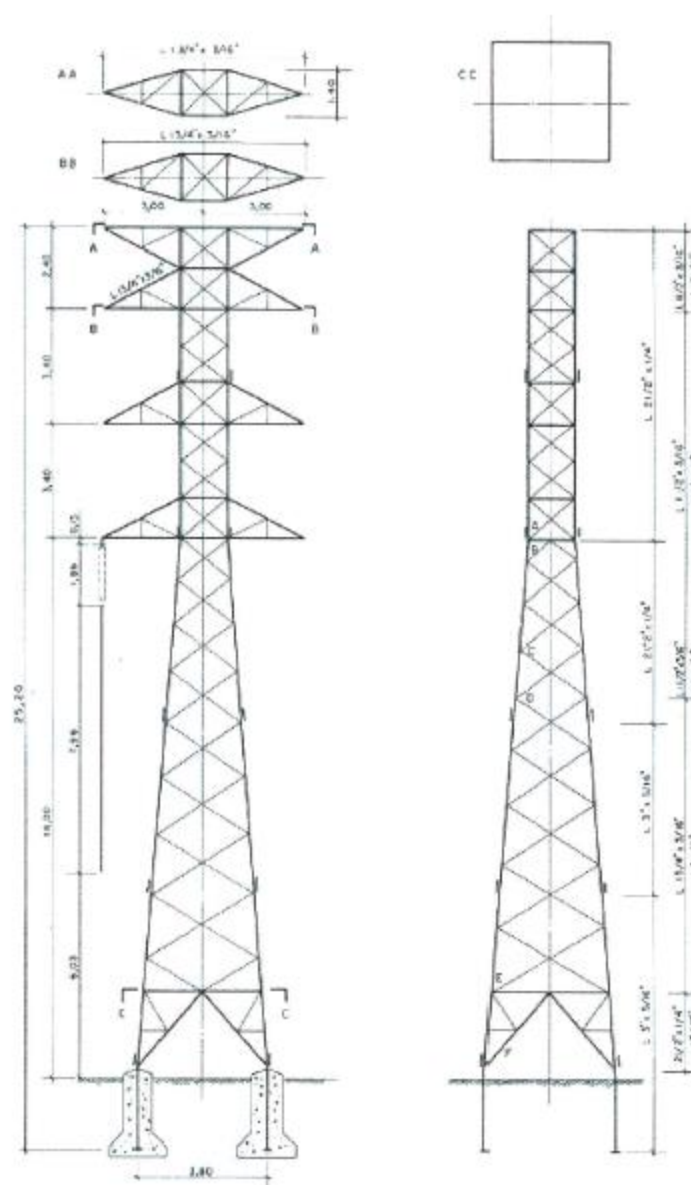


Figura 2 - Silhueta da Estrutura Típica 138 kV SSE2 Existente nas Linhas de Transmissão.



4. Adequação nas Subestações de Bauru e Bariri

4.1. Limites Operativos na SE Bauru

BAY/ LT	DISJUNTOR	SECCIONADOR	BOBINA DE BLOQUEIO	TC RELI.FT	EQUIPAMENTO		CONDUTOR DO BAY		FATOR LIMITANTE	
					REATOR BRUSH	ORDEN DE AJUSTE	Normal	Emergência	Normal	Emergência
LT 138 KV BAU / BAR C-1	1250 A 5000 MVA	800 A	600 A D B	600/5 (P)	+	+	570 A (3)	570 A (3)	570 A CAB (3)	570 A CAB (3)
LT 138 KV BAU / BAR C-2	1250 A 5000 MVA	800 A	600 A D B	600/5 (P)	+	+	570 A (3)	570 A (3)	570 A CAB (3)	570 A CAB (3)

A REA 5550/15 autorizada à CTEEP indica a substituição de equipamentos e condutores dos bay's BAR C-1 e C-2 para corrente de 2000A para os equipamentos e de 980/1020A para os condutores.

4.2. Limites Operativos na SE Bariri

BAY/ LT	DISJUNTOR	SECCIONADOR	SUSPENSÃO DE BLOQUEIO	TC RELI.FT	EQUIPAMENTO		CONDUTOR DO BAY		FATOR LIMITANTE	
					REATOR BRUSH	ORDEN DE AJUSTE	Normal	Emergência	Normal	Emergência
LT 138 KV BAU / BAR C-1	800 A 3500 MVA	800 A	670 A D B	600/5 (P)	+	+	570 A (2)	+	600 A BB e TC	670 A BB
LT 138 KV BAU / BAR C-2	800 A 3500 MVA	800 A	+	600/5 (P)	+	+	570 A (2)	+	600 A TC	670 A CAB

A substituição dos disjuntores, seccionadores, TC's e sistema de proteção dos módulos de entrada da LT 138 kV Bauru – Bariri C1/C2, na SE Bariri, constam do PAR 2017-2019.



4.3. Civil e Eletromecânica

A seguir apresentamos as adequações civis e eletromecânicas necessárias para implantação do recondutoramento:

Recondutoramento (242MVA/1012A)
SE BAURU <u>Módulos de entrada da LT 138 kV Bauru – Bariri</u> A REA 5550/15 autorizada à CTEEP, indica a substituição de equipamentos e condutores dos bay's BAR C-1 e C 2 para corrente de 2000A para os equipamento e de 980/1020A para os condutores
SE BARIRI <u>Módulos de entrada da LT 138 kV Bauru – Bariri</u> - Substituição dos seccionadores, disjuntores, transformadores de corrente, cabos e conexões - Retirar bobinas de bloqueio

Nota: Devido à substituição dos equipamentos citados poderá existir a necessidade de substituição e/ou adequações de fundações dos mesmos.

A substituição dos disjuntores, seccionadores, TC's e sistema de proteção dos módulos de entrada da LT 138 kV Bauru – Bariri C1/C2, na SE Bariri, constam do PAR 2017-2019.

4.4. Sistema de Proteção, Controle e Supervisão

Conforme informações do Departamento de Estudos de Operação, Proteção e Normatização, da ISA CTEEP, considerando os sistemas de proteção, controle e supervisão, atualmente instalados nas subestações de Bauru e Bariri, apresentamos a seguir as adequações necessárias devido à implantação do recondutoramento:

➤ SE Bauru

A REA 5550/15 autoriza a substituição dos sistemas de proteção da LT Bauru – Bariri na SE Bauru. Data prevista para conclusão 16/09/2018



➤ **SE Bariri**

As proteções instaladas no módulo de entrada da LT 138 kV Bauru - Bariri são de tecnologia eletromecânica e atualmente estão conectadas aos transformadores de corrente fechado na relação máxima de 600/5 A.

Reconstrução/ Recondutoramento (242MVA)

Devido ao novo limite de corrente (1012A) proposto para o referido módulo, após as obras de recondutoramento, será necessária a substituição os transformadores de corrente e deverá ser alterada a relação de transformação, passando para a relação mínima de 1200/5A.

Aplicando a nova relação de transformação em função do aumento de capacidade da linha, os relés de proteção existentes poderão atuar indevidamente para as novas faixas de ajuste, quando a linha estiver operando com o carregamento pesado, pois, não possuem a função blindagem de carga.

Diante do exposto, será necessária a substituição do sistema de proteção instalado na SE Bariri, tal substituição já consta do PAR 2017-2019.

4.5. Sistema de teleproteção e Bobinas de Bloqueio

Referente ao sistema de teleproteção, informamos necessário substituir a teleproteção, sistema atual via canais de telecomunicação (Tom de Áudio) modelo NS40-A da GE não atende os comandos necessários. As bobinas de bloqueio instaladas nos Bays nas SE's Bauru e Bariri deverão ser retiradas.



5. CONCLUSÃO

Tanto o recondutoramento quanto a reconstrução das linhas são alternativas viáveis, entretanto, para cada modelo é necessário estimar os recursos e logística de execução dos serviços.

Ressalte-se que há dificuldade de desligamento no que diz respeito à passagem do cabo por cima do barramento da SE Bariri.

Como atualmente não é possível prever o período em que as obras deverão ocorrer, considerou-se a implantação das alternativas com a utilização de torres variantes.

Em relação aos sistemas de proteção instalados atualmente nas subestações de Bauru e Bariri, verificamos que os mesmos devem ser substituídos. Como a REA 5550/2015 autoriza a substituição do sistema de proteção na SE Bauru, é necessário considerar a substituição das proteções somente na SE Bariri.

A mesma REA acima autoriza a substituição dos equipamentos de pátio da SE Bauru, com instalação de equipamentos com capacidade que atendem a nova necessidade, exceção das bobinas de bloqueio que deverão ser retiradas. Para SE Bariri é necessário considerar a substituição de todos os equipamentos de pátio (disjuntores, seccionadores e transformadores de corrente), condutores dos bays e sistema de proteção dos módulos de entrada da LT 138 kV Bauru – Bariri C1/C2, na SE Bariri. Ressaltamos que as referidas substituições constam no PAR 2017-2019.

Deverá ainda ser considerada a substituição do sistema de teleproteção da LT e a retirada das bobinas de bloqueio nas SE's Bariri e Bauru, uma vez que essas obras não estão autorizadas pela REA 5550/2015 (SE Bauru) nem previstas no PAR 2017-2019 (SE Bariri).



6. ANEXO Diagramas Unifilares



➤ SE Bauru

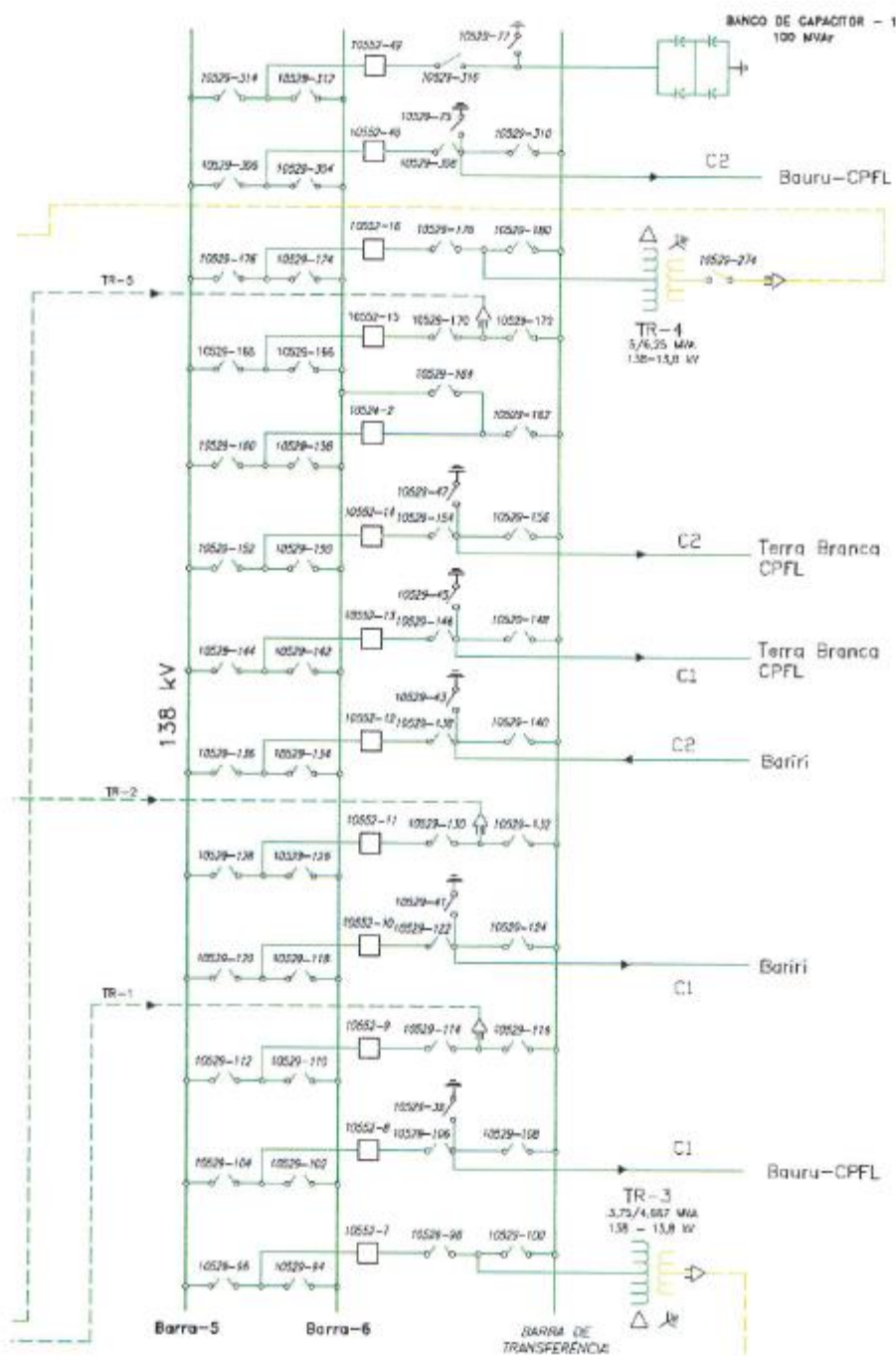


Figura 3 - Diagrama Unifilar Atual Parcial da Subestação Bauru



➤ SE Bariri

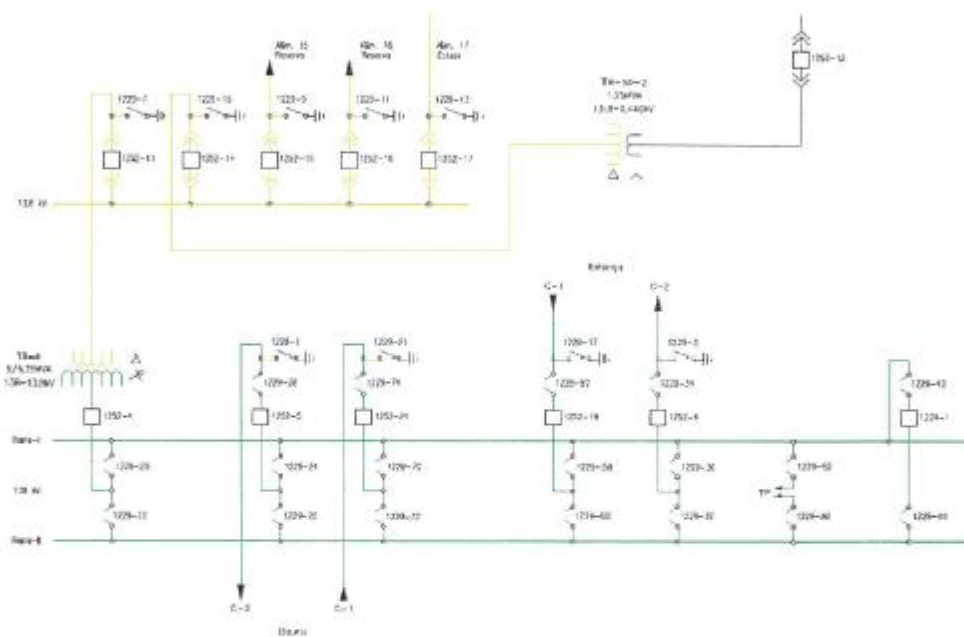


Figura 4 - Diagrama Unifilar Atual Parcial da Subestação Bariri



RECAPACITAÇÃO DA LT 138 KV BARRA BONITA - RIO CLARO I

ESTUDO DE VIABILIDADE

RT-EE-039-2017

Emissão:

E Diretoria de Projetos

EE Departamento de Engenharia

Responsável:

Caetano Cezario Neto

Elaborado por:

Adomir Pedro de Araújo

Cesar Antonio da Silva Xavier

Henrique Marcelo Moretti

Marcelo Torres de Souza

Ricardo Kubo

Marcelo Benedicto

Bruno Giacomini Isolfani

Revisão: 4

EE – Departamento de Engenharia

Telefone (11)3138-7644

Rua. Casa do Aior, 1.155, Itaim Bibi

04546-004 – São Paulo – SP



ÍNDICE GERAL

1.	INTRODUÇÃO	3
2.	LOCALIZAÇÃO	3
3.	ALTERNATIVAS PARA AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO DA LTS	4
3.1.	RECAPACITAÇÃO	4
4.	ADEQUAÇÃO NAS SUBESTAÇÕES DE RIO CLARO, BARRA BONITA E SÃO CARLOS.....	6
4.1.	LIMITES OPERATIVOS NA SE RIO CLARO I	6
4.2.	LIMITES OPERATIVOS NA SE BARRA BONITA.....	6
4.3.	LIMITES OPERATIVOS NA SE SÃO CARLOS.....	6
4.4.	CIVIL E ELETROMECAÂNICA	6
4.5.	SISTEMA DE PROTEÇÃO, CONTROLE E SUPERVISÃO	7
4.6.	SISTEMA DE TELEPROTEÇÃO E BOBINAS DE BLOQUEIO.....	8
5.	CONCLUSÃO.....	8
6.	ANEXO DIAGRAMAS UNIFILARES	9



1. Introdução

Em atendimento à solicitação de "Consulta Sobre a Viabilidade de Reforços em Linhas de Transmissão da Rede DIT de São Paulo" de acordo como ofício n.º 0122/EPE/2017 de 06 de março de 2017, referente aos estudos de expansão da transmissão de energia elétrica para o interior do Estado de São Paulo, este relatório tem por objetivo verificar a viabilidade técnica de elevação da capacidade da linha de transmissão relacionada a seguir para 139/163 MVA:

- LT 138 kV Barra Bonita – Rio Claro I C1 e C2;

Apresenta também, as adequações necessárias nas subestações Rio Claro I, Barra Bonita e São Carlos (pertencentes à concessão da ISA CTEEP) com a finalidade de atender a nova capacidade proposta da linha de transmissão.

Os diagramas unifilares das citadas SEs são apresentados no anexo 1.

2. Localização



Figura 1 - Localização Geográfica da Linha de Transmissão.



A linha de transmissão em 138 kV Barra Bonita - Rio Claro I tem 116 km de extensão e 384 estruturas e atravessa os municípios de Barra Bonita, Mineiros do Tietê, Dois Córregos, Brotas, Itirapina, Ipeúna e Rio Claro.

O trecho de obra tem 2,1 km, compreendido entre a estrutura de derivação n.º 375 para o Ramal CEDASA e a SE Rio Claro I, tem 10 estruturas metálicas e está localizado no município de Rio Claro – SP.

A subestação Rio Claro I está localizada na rodovia SP 316, Km 175, Município de Rio Claro – SP e a estrutura n.º 375 está localizada nas coordenadas 22°27'17,87"S / 47°33'49,00"O, também no Município de Rio Claro – SP.

3. Alternativas para Aumento da Capacidade de Transmissão da LTs

A linha de transmissão opera atualmente em regime de carregamento nominal com 332,5 A e temperatura de 50°C, em carregamento de emergência com 453 A e temperatura de 60°C.

Nessas condições, temos para a linha de transmissão a potência de 79/108 MVA (normal/contingência).

3.1. Recapacitação

Esta alternativa considera a elevação da potência nominal da LT 138 kV Barra Bonita - Rio Claro I, entre a estrutura n.º 375 de derivação para o Ramal CEDASA e a subestação Rio Claro I, de 79/108 MVA para 139/163 MVA, nas condições de operação normal e contingência respectivamente, por meio da elevação da temperatura de projeto de 50/60°C para 75/90°C, mantendo o condutor atual (CAA 1x336,4 MCM Oriole).

Nesta condição, a estimativa prevê a necessidade de substituir no mínimo 3 das 10 estruturas existentes, com o objetivo de aumentar a distância cabo/solo atual de maneira a adequar sua operação à nova temperatura de projeto em 75/90°C.



A figura 2 apresenta a silhueta da estrutura com a geometria mais frequente na referida linha de transmissão.

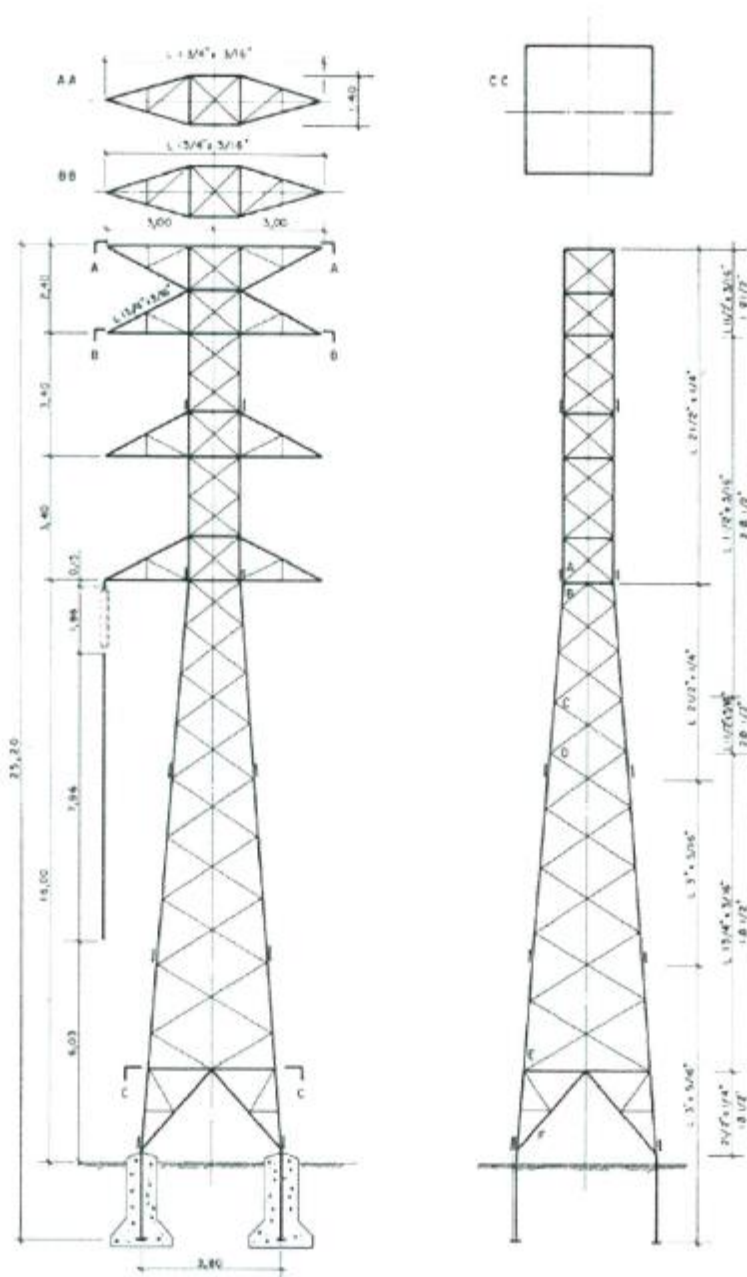


Figura 2 - Silhueta da Estrutura Típica 138 kV Tipo S Existente nas Linhas de Transmissão.



4. Adequação nas Subestações de Rio Claro, Barra Bonita e São Carlos

4.1. Limites Operativos na SE Rio Claro I

BAY/IT	DISJUNTOR	SECCIONADOR	BOMBA DE BLOQUEIO	TC RELIFT	EQUIPAMENTO		CONDUTOR DO BAY		FATOR LIMITANTE	
					REATOR INRUSH	ORDEM DE AJUSTE	Normal	Emergência	Normal	Emergência
LT 138 kV BAB / RIC I C-1	3150 A 40 kA	800 A	1250 A Q A e Q B	600/5 (P) 1,23	+	640 A	1040 A (1)	1144 A	900 A SC e TC	900 A SC
LT 138 kV BAB / SAC / RIC I C-2	3150 A 40 kA	800 A	1250 A Q A e Q B	600/5 (P) 1,33	+	620 A	1040 A (1)	1144 A	432 A QA	432 A QA

4.2. Limites Operativos na SE Barra Bonita

BAY/IT	DISJUNTOR	SECCIONADOR	BOMBA DE BLOQUEIO	TC RELIFT	EQUIPAMENTO		CONDUTOR DO BAY		FATOR LIMITANTE	
					REATOR INRUSH	ORDEM DE AJUSTE	Normal	Emergência	Normal	Emergência
LT 138 kV BAB / RIC I C-1	800 A 5000 MVA	1000 A	500 A Q A, Q B e Q V	800/5 (P) 1,2	+	+	540 A (2)	540 A (2)	540 A CAB	540 A CAB
LT 138 kV BAB / SAC / RIC I C-2	800 A 5000 MVA	1000 A	500 A Q A e Q B	800/5 (P) 1,33	+	+	540 A (2)	540 A (2)	540 A CAB	540 A CAB

4.3. Limites Operativos na SE São Carlos

BAY/IT	DISJUNTOR	SECCIONADOR	BOMBA DE BLOQUEIO	TC RELIFT	EQUIPAMENTO		CONDUTOR DO BAY		FATOR LIMITANTE	
					REATOR INRUSH	ORDEM DE AJUSTE	Normal	Emergência	Normal	Emergência
LT 138 kV BAB / SAC / RIC I C-2	1800 A 8000 MVA	800 A	500 A Q A e Q B	400/5 (P)	+	+	+	+	400 A TC	530 A TC

4.4. Civil e Eletromecânica

A seguir apresentamos as adequações civis e eletromecânicas necessárias para implantação do recondutoramento:

Recapacitação (163MVA/682A)
SE RIO CLARO I Módulos de entrada da LT 138 kV Rio Claro I – Barra Bonita - Substituição dos seccionadores - Os TC's possuem relação 600/5 com fator térmico 1,33. - Os condutores dos bay's atendem a corrente de 1040A em regime permanente

**SE BARRA BONITA**Módulos de entrada da LT 138 kV Rio Claro I – Barra Bonita

- O projeto 29260 já autorizado para a CTEEP, indica a substituição de equipamentos e condutor dos bay's RIC-1 e 2 para corrente de 1250A, não sendo necessárias outras adequações

SE SÃO CARLOSMódulos de entrada da LT 138 kV Barra Bonita – São Carlos – Rio Claro I C2Para SE São Carlos temos as seguintes limitações:

- Seccionadores: 800A
- Bobinas de Bloqueio: 600A
- Condutor do Bay: 800/840A

Temos limitações de capacidade dos equipamentos na SE São Carlos para potência de 139/163MVA, considerando que o ramal São Carlos está dimensionado para operar com 79/108MVA (330/452A) e o ofício n.º 0122/EPE/2017 não menciona a necessidade de recapacitação do ramal, não indicamos a substituição dos mesmos.

Nota: Devido à substituição dos equipamentos citados haverá necessidade de substituição e/ou adequações de fundações dos mesmos.

4.5. Sistema de Proteção, Controle e Supervisão

➤ SE Rio Claro I

A REA 6026/16 autoriza a substituição dos sistemas de proteção e teleproteção da LT Barra Bonita – Rio Claro I, nas SE's Barra Bonita, Rio claro I e São Carlos, projeto CTEEP 25260 para SE Rio Claro I. Data ANEEL 18/05/2019.

➤ SE Barra Bonita

A REA 6026/16 autoriza a substituição dos sistemas de proteção e teleproteção da LT Barra Bonita – Rio Claro I, nas SE's Barra Bonita, Rio claro I e São Carlos, projeto CTEEP 29260 para SE Barra Bonita. Data ANEEL 18/05/2019.



➤ SE São Carlos

A REA 6026/16 autoriza a substituição dos sistemas de proteção e teleproteção da LT Barra Bonita – Rio Claro I, nas SE's Barra Bonita, Rio claro I e São Carlos, projeto CTEEP 21510 para SE São Carlos. Data ANEEL 18/05/2019.

4.6. Sistema de teleproteção e Bobinas de Bloqueio

A REA 6026/16 autoriza a substituição dos sistemas de proteção e teleproteção da LT Barra Bonita – Rio Claro I, nas SE's Barra Bonita, Rio claro I e São Carlos. Data ANEEL 18/05/2019.

Está autorizada também a substituição das bobinas na SE Barra Bonita. Na SE São Carlos I não é necessária a substituição das bobinas, uma vez que o limite das mesmas é de 600 A, sendo 452A a capacidade nominal do ramal São Carlos I, fator limitante da LT.

5. CONCLUSÃO

A recapacitação do trecho da linha é viável.

Como atualmente não é possível prever o período em que as obras deverão ocorrer, optou-se por considerar a implantação da recapacitação com a utilização de torres variantes, podendo essa opção ser reavaliada no momento da implantação.

A REA 6026/16 autoriza a substituição dos sistemas de proteção e teleproteção da LT Barra Bonita – Rio Claro I nas SE's Barra Bonita, Rio Claro I e São Carlos. Data ANEEL para conclusão 18/05/2019.

Considerando os novos limites propostos para a linha de transmissão, será necessário realizar a substituição dos seccionadores na SE Rio Claro I.

Ressaltamos a existência de limitação da capacidade dos equipamentos na SE São Carlos para potência de transmissão de 139/163 MVA. A recapacitação do ramal São Carlos (330/452 A) não foi proposta neste documento devido ao Ofício n.º 0122/EPE/2017 não ter apontado esta necessidade.



6. ANEXO Diagramas Unifilares



➤ SE Rio Claro I

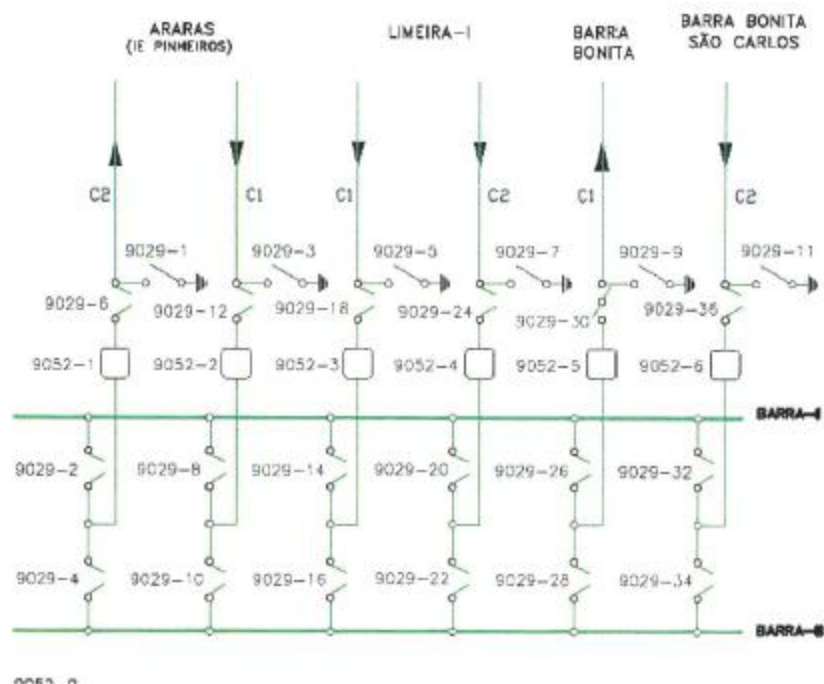


Figura 3 - Diagrama Unifilar Atual Parcial da Subestação Rio Claro I



➤ SE Barra Bonita

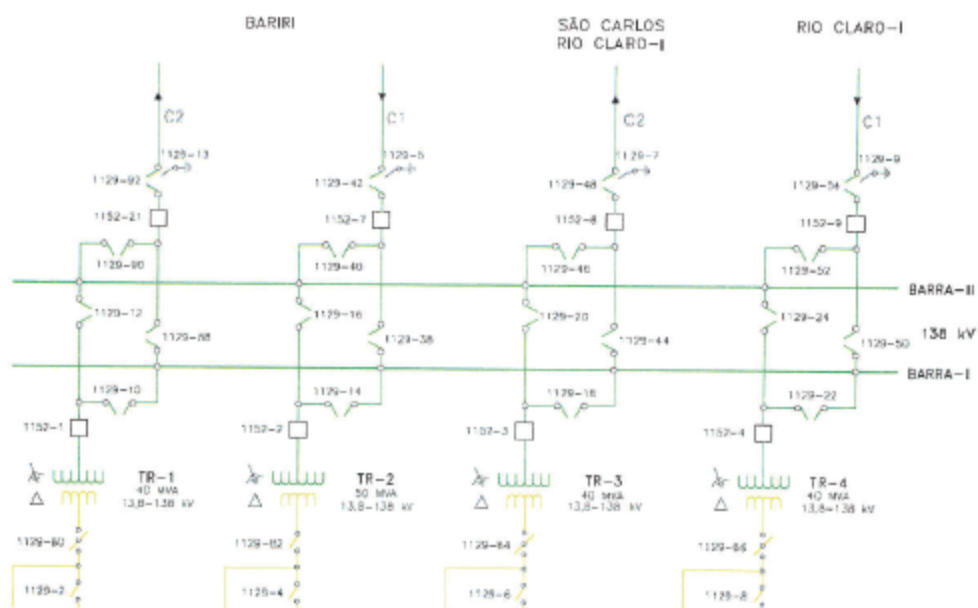


Figura 4 - Diagrama Unifilar Atual Parcial da Subestação Barra Bonita





REPOTENCIALIZAÇÃO DA LT 138 KV IBITINGA / BARIRI

ESTUDO DE VIABILIDADE

RT-EE-040-2017

Emissão:

E *Diretoria de Projetos*

EE *Departamento de Engenharia*

Responsável:

Caetano Cezario Neto

Elaborado por:

Admir Pedro de Araújo

Cesar Antonio da Silva Xavier

Henrique Marcelo Moretti

Marcelo Torres de Souza

Ricardo Kubo

Marcelo Benedito

Bruno Giacomini Isolani

Revisão: 2

EE – Departamento de Engenharia

Telefone (11)3138-7644

Rua. Casa do Ator, 1.155, Itaim Bibi

04546-004 – São Paulo –SP



ÍNDICE GERAL

1.	INTRODUÇÃO	3
2.	LOCALIZAÇÃO.....	4
3.	ALTERNATIVAS PARA AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO DA LTS	5
3.1.	ALTERNATIVA 1: RECONSTRUÇÃO	5
3.2.	ALTERNATIVA 2: RECONDUTORAMENTO COM CONDUTOR ESPECIAL	5
4.	ADEQUAÇÃO NAS SUBESTAÇÕES DE IBITINGA E BARIRI	7
4.1.	LIMITES OPERATIVOS EM IBITINGA.....	7
4.2.	LIMITES OPERATIVOS EM BARIRI	7
4.3.	CIVIL E ELETROMECAÂNICA	7
4.4.	SISTEMA DE PROTEÇÃO, CONTROLE E SUPERVISÃO.....	8
4.5.	SISTEMA DE TELEPROTEÇÃO E BOBINAS DE BLOQUEIO.....	9
5.	CONCLUSÃO	9
6.	ANEXO DIAGRAMAS UNIFILARES	10



1. Introdução

Em atendimento à solicitação de "Consulta Sobre a Viabilidade de Reforços em Linhas de Transmissão da Rede DIT de São Paulo" de acordo como ofício n.º 0122/EPE/2017 de 06 de março de 2017, referente aos estudos de expansão da transmissão de energia elétrica para o interior do Estado de São Paulo, este relatório tem por objetivo verificar a viabilidade técnica de elevação da capacidade da linha de transmissão relacionada a seguir para 206/242 MVA, para reconstrução e recondutoramento:

- LT 138 kV Ibitinga – Bariri C1 e C2.

Apresenta também, as adequações necessárias nas subestações Ibitinga e Bariri (pertencentes à concessão da ISA CTEEP) com a finalidade de atender a nova capacidade proposta da linha de transmissão.

Os diagramas unifilares das citadas SEs são apresentados no anexo 1.



2. Localização



Figura 1 - Localização Geográfica da Linha de Transmissão.

Localizada no centro do Estado de São Paulo, a linha de transmissão em 138 kV Ibitinga - Bariri tem 57,0 km de extensão e 177 estruturas e atravessa os municípios de Ibitinga, Itaju e Bariri. O trecho de obra tem 5,3 km, compreendido entre a SE Ibitinga e a estrutura n.º 19 e está localizado no município de Ibitinga – SP.

A subestação Ibitinga está localizada na rodovia Cezario José Castilho, Km 407, Município de Ibitinga – SP e a estrutura n.º 19 está localizada nas coordenadas 21°44'57.38"S / 48°57'25.68"O, também no Município de Ibitinga – SP.



3. Alternativas para Aumento da Capacidade de Transmissão da LTs

O trecho citado da linha de transmissão opera atualmente em regime de carregamento nominal com 582 A e temperatura de 75°C e em carregamento de emergência com 681 A e temperatura de 90°C.

Nessas condições, temos para a linha de transmissão a potência de 139/163 MVA (normal/contingência).

3.1. Alternativa 1: Reconstrução

A alternativa 1 considera a reconstrução das LTs 138 kV Ibitinga - Bariri, circuito duplo, de 1x336,4 MCM Oriole para 1x636 MCM Grosbeak, com temperatura de projeto de 75/90°C, permitindo a elevação de potência nominal da LT de 139/163 MVA para 206/242 MVA.

Nesta condição se faz necessário o desmantelamento do trecho de linha de transmissão existente com a remoção e substituição de todas as 19 estruturas e arrasamento de suas fundações, cabos e demais acessórios, uma vez que a LT atual não suporta os esforços mecânicos e parâmetros de coordenação de isolamento para operação com os novos condutores.

3.2. Alternativa 2: Recondutoramento com condutor especial

Ainda, para a alternativa de reconstrução, consideramos a hipótese de recondutoramento da linha de transmissão, substituindo o condutor CAA 336,4 MCM Oriole existente por condutor similar HTLS (High Temperature Low Sag).

Tal possibilidade considera a mesma elevação de potência nominal da LT conforme descrito na alternativa de reconstrução e estima a manutenção das estruturas existentes, o que abreviaria o tempo de execução da obra com a antecipação da sua entrada em operação e minimiza os eventuais impactos ambientais e patrimoniais.



A figura 2, abaixo, apresenta a silhueta da estrutura com a geometria mais frequente na referida linha de transmissão.

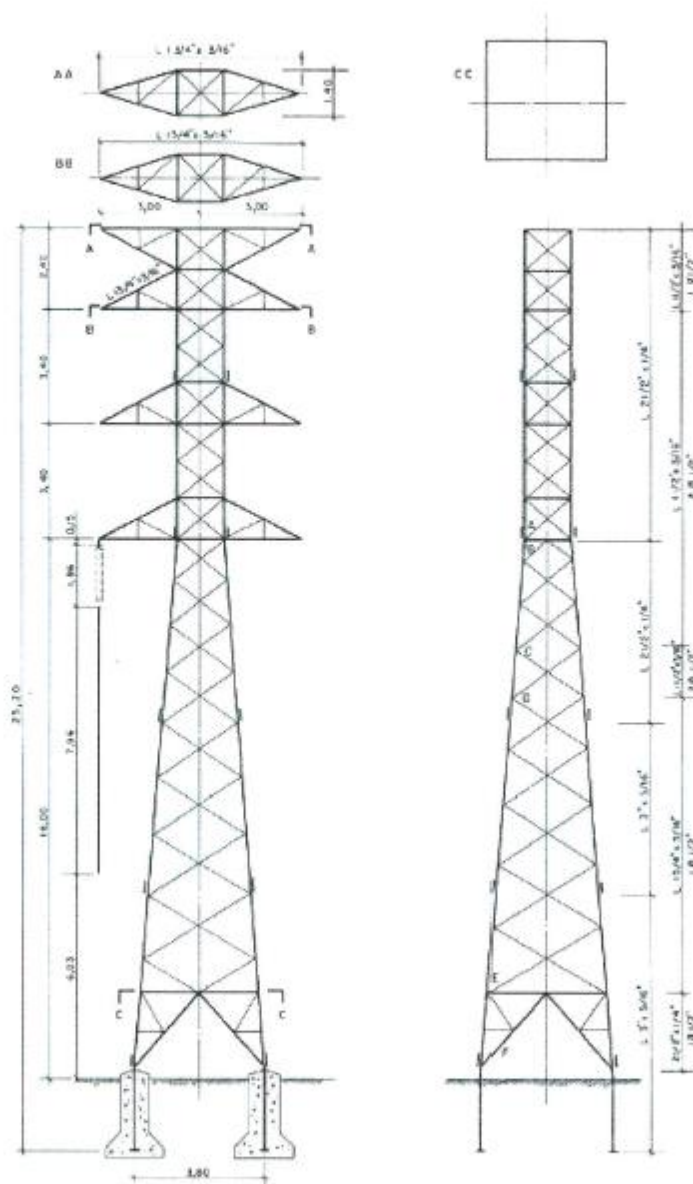


Figura 2 - Silhueta da Estrutura Típica 138 kV Tipo SSE2 Existente nas Linhas de Transmissão.



4. Adequação nas Subestações de Ibitinga e Bariri

4.1. Limites Operativos em Ibitinga

BAY/CT	DISJUNTOR	SECCIONADOR	BOMBA DE BLOQUEIO	TC REL-FT	EQUIPAMENTO		CONDUTOR DO BAY		FATOR LIMITANTE	
					REATOR BRUSH	ORDEN DE AJUSTE	Normal	Emergência	Normal	Emergência
LT 138 kV IBI / BAR C1	800 A 3000 MVA	800 A	1250 A 0 V	800S (P)	+	-	860 A	1078 A	800 A TC, SC e DJ	800 A SC e DJ
LT 138 kV IBI / BAR C2	800 A 3000 MVA	800 A	1250 A 0 V	800S (P)	+	+	860 A	1078 A	800 A TC, SC e DJ	800 A SC e DJ

4.2. Limites Operativos em Bariri

BAY/CT	DISJUNTOR	SECCIONADOR	BOMBA DE BLOQUEIO	TC REL-FT	EQUIPAMENTO		CONDUTOR DO BAY		FATOR LIMITANTE	
					REATOR BRUSH	ORDEN DE AJUSTE	Normal	Emergência	Normal	Emergência
LT 138 kV IBI / BAR C-1	800 A 3500 MVA	800 A	1250 A 0 V	800S (P) 1.2 000S (M) 1.2	+	+	898 A	979 A	800 A TC, SC e DJ	800 A SC e DJ
LT 138 kV IBI / BAR C-2	800 A 3500 MVA	800 A	1250 A 0 V	800S (P) 1.2 000S (M) 1.2	+	+	898 A	979 A	800 A TC, SC e DJ	800 A SC e DJ

4.3. Civil e Eletromecânica

A seguir apresentamos as adequações civis e eletromecânicas necessárias para implantação:

SE IBITINGA

Atendimento a nova capacidade da LT:

Reconstrução/Recondutoramento (242MVA/1012A)

Módulos de entrada da LT 138 kV Ibitinga - Bariri

- Substituição dos disjuntores, seccionadores e transformadores de corrente.

SE BARIRI

Atendimento a condição atual da LT:

(163MVA/682A)

Módulos de entrada da LT 138 kV Ibitinga - Bariri

- Não são necessárias adequações.

Nota: Devido à substituição dos equipamentos citados poderá existir a necessidade de substituição e/ou adequações de fundações dos mesmos.



4.4. Sistema de Proteção, Controle e Supervisão

Conforme informações do Departamento de Estudos de Operação, Proteção e Normalização, da ISA CTEEP, considerando os sistemas de proteção, controle e supervisão, atualmente instalados nas subestações de Ibitinga e Bariri, apresentamos a seguir as adequações necessárias devido à implantação do novo limite:

➤ SE Ibitinga

As proteções instaladas no módulo de entrada da LT 138 kV Ibitinga - Bariri são de tecnologia eletromecânica e atualmente estão conectadas aos transformadores de corrente, na relação de 800/5 A.

Reconstrução/Recondutoramento (242MVA)

Devido ao novo limite de corrente (1012A) que o citado módulo passará a operar, após as obras de reconstrução, será necessária a substituição os transformadores de corrente e deverá ser alterada a relação de transformação, passando para a relação mínima de 1200/5A.

Aplicando a nova relação de transformação, os relés de proteção atenderiam a nova faixa de ajuste, mas por não possuírem a função de blindagem de carga devido ao aumento da carga da linha, poderá ocorrer a atuação indevida da proteção existente durante operação com carregamento pesado.

Diante do exposto, torna-se necessária a substituição do sistema de proteção instalado na SE Ibitinga.

➤ SE Bariri

As proteções instaladas no módulo de entrada da LT 138 kV Ibitinga - Bariri são de tecnologia eletromecânica e atualmente estão conectadas aos transformadores de corrente, na relação de 800/5 A.

Reconstrução/Recondutoramento (242MVA)

Como há necessidade de substituição da proteção no terminal da SE Ibitinga e a LT possui teleproteção, é indicada a substituição da proteção na SE Bariri para garantir uma melhor coordenação e efetividade do religamento automático da LT.



4.5. Sistema de Teleproteção e Bobinas de Bloqueio

Referente ao sistema de teleproteção, informamos que será necessária a substituição da teleproteção nas SEs Ibitinga e Bariri. Não será necessário substituir as bobinas de bloqueio da LT 138 kV Ibitinga – Bariri.

5. CONCLUSÃO

Tanto a reconstrução quanto o recondutoramento da linha são alternativas viáveis, entretanto, para cada modelo é necessário estimar os recursos e logística de execução dos serviços.

Como atualmente não é possível prever o período em que as obras deverão ocorrer, considerou-se na implantação das alternativas 1 ou 2 a utilização de torres variantes.

Em relação aos sistemas de proteção instalados atualmente nas subestações de Ibitinga e Bariri verificamos que os mesmos atenderiam as novas faixas de ajustes necessárias para os novos limites propostos para a linha de transmissão, porém, pelo fato do sistema de proteção ser eletromecânico o novo ajuste ficará no limite, podendo ocorrer a operação indevida quando a linha estiver operando em carga pesada, portanto, será necessário realizar a substituição do sistema de proteção nas subestações de Ibitinga e Bariri.

Considerando os novos limites propostos para a linha de transmissão, verificamos que será necessário realizar a substituição dos disjuntores, seccionadores e transformadores de corrente na SE Ibitinga, por não atenderem o novo limite.

Será necessário realizar a substituição da teleproteção nas SEs Ibitinga e Bariri.

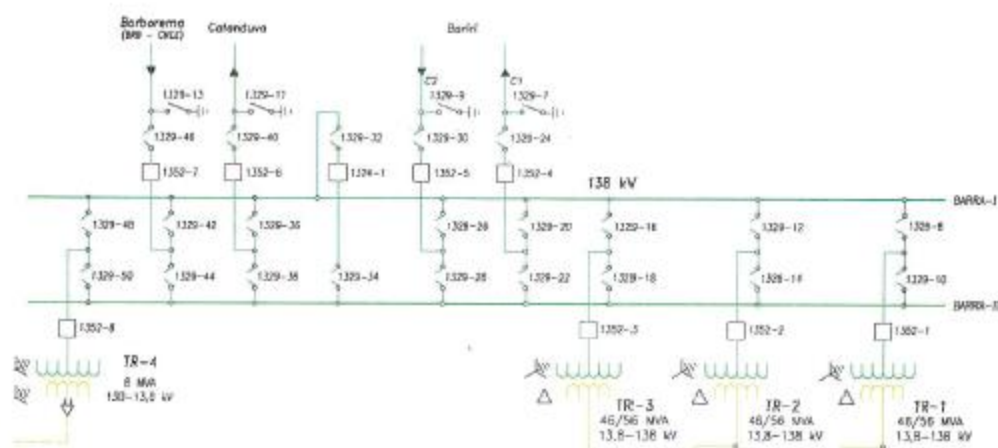
As bobinas de bloqueio instaladas na SEs Ibitinga e Bariri atendem aos novos limites, não sendo necessário realizar a substituição.



6. ANEXO

Diagramas Unifilares

➤ SE Ibitinga





**RECAPACITAÇÃO DA LT
138 KV EUCLIDES DA CUNHA
- MOCOCA**

ESTUDO DE VIABILIDADE

RT-EE-041-2017

Emissão:

E Diretoria de Projetos

EE Departamento de Engenharia

Responsável:

Caetano Cezario Neto

Elaborado por:

Adomir Pedro de Araújo

Cesar Antonio da Silva Xavier

Henrique Marcelo Moretti

Marcelo Torres de Souza

Ricardo Kubo

Marcelo Benedicto

Bruno Giacomini Isolani

Revisão: 2

EE – Departamento de Engenharia

Telefone (11)3138-7644

Rua, Casa do Ator, 1.155, Itaim Bibi

04546-004 – São Paulo –SP



ÍNDICE GERAL

1.	INTRODUÇÃO	3
2.	LOCALIZAÇÃO	3
3.	ALTERNATIVA PARA AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO DA LTS... 4	
3.1.	RECAPACITAÇÃO	4
4.	ADEQUAÇÃO NAS SUBESTAÇÕES DE EUCLIDES DA CUNHA E MOCOCA	6
4.1.	LIMITES OPERATIVOS NA SE EUCLIDES DA CUNHA	6
4.2.	LIMITES OPERATIVOS NA SE MOCOCA	6
4.3.	LIMITES OPERATIVOS NA SE RIBEIRÃO PRETO.....	6
4.4.	CIVIL E ELETROMECAÂNICA	6
4.5.	SISTEMA DE PROTEÇÃO, CONTROLE E SUPERVISÃO.....	7
4.6.	SISTEMA DE TELEPROTEÇÃO E BOBINAS DE BLOQUEIO.....	8
5.	CONCLUSÃO.....	8
6.	ANEXO DIAGRAMAS UNIFILARES	9



1. Introdução

Em atendimento à solicitação de "Consulta Sobre a Viabilidade de Reforços em Linhas de Transmissão da Rede DIT de São Paulo" de acordo como ofício n.º 0122/EPE/2017 de 06 de março de 2017, referente aos estudos de expansão da transmissão de energia elétrica para o interior do Estado de São Paulo, este relatório tem por objetivo verificar a viabilidade técnica de elevação da capacidade da linha de transmissão relacionada a seguir para 139/163 MVA:

- LT 138 kV Euclides da Cunha - Ribeirão Preto / Mococa IV;

Apresenta também, as adequações necessárias nas subestações Euclides da Cunha, Mococa e Ribeirão Preto (pertencentes à concessão da ISA CTEEP) com a finalidade de atender a nova capacidade proposta da linha de transmissão.

Ressaltamos que os diagramas unifilares das citadas SEs são apresentados no anexo 1.

2. Localização

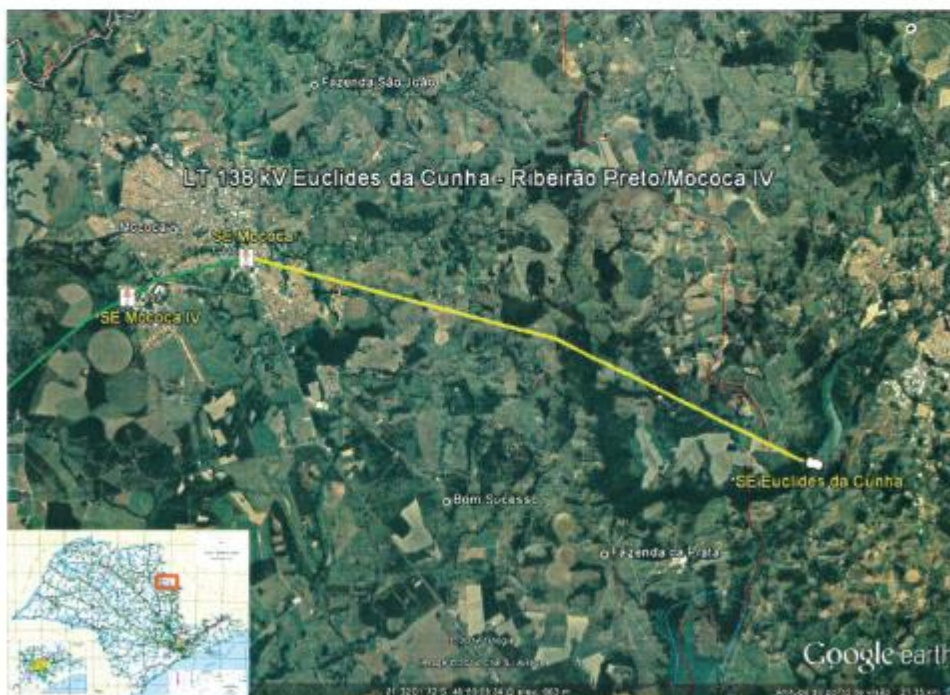


Figura 1 - Localização Geográfica da Linha de Transmissão.



A linha de transmissão em 138 kV Euclides da Cunha - Mococa IV/Ribeirão Preto tem 17,7 km de extensão e 62 estruturas (da T.99 a T.159) e atravessa os municípios de Santa Rosa do Viterbo, Cajuru, Mococa e São José do Rio Pardo.

O trecho de obra tem 14,6 km, compreendido entre a estrutura n.º 110 de derivação para a subestação Mococa e a subestação Euclides da Cunha, tem 50 (cinquenta) estruturas metálicas e está localizado nos municípios de Mococa e São José do Rio Pardo – SP.

A subestação Euclides da Cunha está localizada na rodovia Homero C. Leite, SP 207 - km 21, Município de São José do Rio Pardo – SP e a estrutura n.º 110 está localizada nas coordenadas 21°28'51,43"S / 47°0'26,82"O, no Município de Mococa – SP.

3. Alternativa para Aumento da Capacidade de Transmissão da LTs

A linha de transmissão opera atualmente em regime de carregamento nominal com 332,5 A e temperatura de 50°C e em carregamento de emergência com 453 A e temperatura de 60°C.

Nessas condições, temos para a linha de transmissão a potência de 79/108 MVA (normal/contingência).

3.1. Recapacitação

Esta alternativa considera a elevação da potência nominal da LT 138 kV Euclides da Cunha - Mococa IV/Ribeirão Preto, entre a estrutura n.º 110 de derivação para a SE Mococa (CTEEP) e a SE Euclides da Cunha (CTEEP), de 79/108 MVA para 139/163 MVA, nas condições de operação normal e contingência respectivamente, por meio da elevação da temperatura de projeto de 50/60°C para 75/90°C, mantendo o condutor atual (CAA 1x336,4 MCM Oriole).

Nesta condição, a estimativa prevê a necessidade de substituir 24 das 50 (cinquenta) estruturas existentes, com o objetivo de aumentar a distância cabo/solo atual de maneira a adequar sua operação à nova temperatura de projeto em 75/90°C.



A figura 2 apresenta a silhueta da estrutura com a geometria mais frequente na referida linha de transmissão.

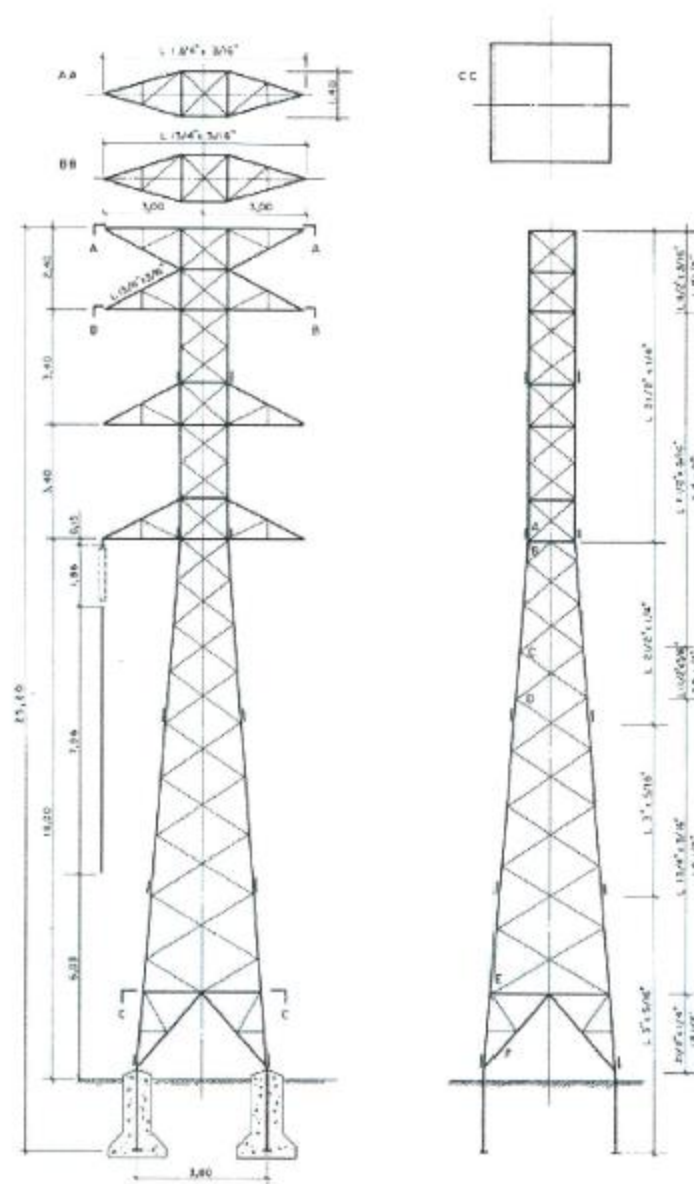


Figura 2 - Silhueta da Estrutura Típica 138 kV Tipo SSE2 Existente nas Linhas de Transmissão.



4. Adequação nas Subestações de Euclides da Cunha e Mococa

4.1. Limites Operativos na SE Euclides da Cunha

BAY/ LT	DISJUNTOR	SECCIONADOR	BOMBA DE BLOQUEIO	TC RELAY	EQUIPAMENTO		CONDUTOR DO BAY		FATOR LIMITANTE	
					REATOR INRUSH	ORDEN DE AJUSTE	Normal	Emergência	Normal	Emergência
LT 138 kV EUC/ MOC C-1	1000 A 3500 MVA	600 A	+	600S (P)	+	+	+	+	600 A SC, TC	600 A SC
LT 138 kV RPR/ EUC C-2	1000 A 3500 MVA	600 A	+	600S (P)	+	+	+	+	600 A SC, TC	600 A SC

4.2. Limites Operativos na SE Mococa

BAY/ LT	DISJUNTOR	SECCIONADOR	BOMBA DE BLOQUEIO	TC RELAY	EQUIPAMENTO		CONDUTOR DO BAY		FATOR LIMITANTE	
					REATOR INRUSH	ORDEN DE AJUSTE	Normal	Emergência	Normal	Emergência
DERIVAÇÃO LT EUC/RPR C-2 138 kV 138.00kV	+	2000 A	+	+	+	+	333 A	+	333 A CB	333 A CB
DERIVAÇÃO LT EUC/MOC C-1 138 kV 138.00kV	+	2000 A	+	+	+	+	333 A	+	333 A CB	453 A CB

4.3. Limites Operativos na SE Ribeirão Preto

BAY/ LT	DISJUNTOR	SECCIONADOR	BOMBA DE BLOQUEIO	TC RELAY	EQUIPAMENTO		CONDUTOR DO BAY		FATOR LIMITANTE	
					REATOR INRUSH	ORDEN DE AJUSTE	Normal	Emergência	Normal	Emergência
LT 138 kV RPR/ EUC C-2	900 A 750 MVA	1800 A	+	800S (P)	+	+	900 A (S)	800 A (S)	800 A TC, CAB e DJ	900 A CAB e DJ

4.4. Civil e Eletromecânica

A seguir apresentamos as adequações civis e eletromecânicas necessárias para implantação da recapitação:

Recapitação (163MVA/682A)
SE EUCLIDES DA CUNHA <u>Módulos de entrada da LT 138 kV Euclides da Cunha - Mococa</u> Substituição dos seccionadores, cabos e conexões. Os TC's possuem fator térmico de 1,33 na relação 600 A.
SE MOCOCA <u>Módulos de entrada da LT 138 kV Euclides da Cunha - Mococa</u> Não há necessidade de substituição de equipamentos.



SE RIBEIRÃO PRETO <u>Módulos de entrada da LT 138 kV Euclides da Cunha - Mococa</u> • Não há necessidade de substituição de equipamentos.
--

Nota: Devido à substituição dos equipamentos citados poderá existir a necessidade de substituição e/ou adequações de fundações dos mesmos.

4.5. Sistema de Proteção, Controle e Supervisão

Conforme informações do Departamento de Estudos de Operação, Proteção e Normatização, da ISA CTEEP, considerando os sistemas de proteção, controle e supervisão, atualmente instalados nas subestações de Euclides da Cunha, Mococa e Ribeirão Preto apresentamos a seguir as adequações necessárias devido à implantação da recapacitação:

➤ SE Euclides da Cunha

As proteções instaladas no módulo de entrada da LT 138 kV Euclides da Cunha – Mococa C-1 e LT 138 kV Euclides da Cunha – Ribeirão Preto C-2 são de tecnologia estática e atualmente estão conectadas aos transformadores de corrente fechados na relação de 600/5 A.

Recapacitação (163MVA)

Devido ao novo limite de corrente de operação (682A) proposto para o referido módulo após as obras de recapacitação da linha, para atender o novo limite será necessário reajuste das proteções.

Os relés de proteção atenderiam a nova faixa de ajuste, mas não possuem a função de blindagem de carga, o que poderá acarretar a atuação indevida da proteção quando em operação com carregamento pesado.

Diante do exposto, será necessária a substituição do sistema de proteção instalado na SE Euclides da Cunha.



➤ **SE Mococa**

Recapacitação (163MVA)

Não existe proteções de linha nos módulos de entrada da LT 138 kV Euclides da Cunha – Mococa C-1 e da LT 138 kV Euclides da Cunha – Ribeirão Preto C-2.

➤ **SE Ribeirão Preto**

As proteções instaladas no módulo de entrada da LT 138 kV Euclides da Cunha – Ribeirão Preto C-2 são de tecnologia estática e atualmente estão conectadas aos transformadores de corrente fechados na relação de 800/5 A.

Recapacitação (163MVA)

Devido ao novo limite de corrente de operação (682A) proposto para o referido módulo após as obras de recapacitação da linha, não será necessário substituir os transformadores de corrente.

Mantendo-se a relação dos transformadores de corrente, os relés de proteção atendem a faixa de ajuste, não sendo necessária realizar a substituição.

4.6. Sistema de teleproteção e Bobinas de Bloqueio

A LT não possui sistema de teleproteção

5. CONCLUSÃO

A recapacitação da linha é viável, entretanto, é necessário estimar os recursos para logística de execução dos serviços.

Como atualmente não é possível prever o período em que as obras deverão ocorrer, considerou-se a implantação da recapacitação com a utilização de torres variantes.

Em relação aos sistemas de proteção instalados atualmente na subestação de Euclides da Cunha, verificamos que os mesmos atenderiam as novas faixas de ajustes necessárias em função dos novos limites propostos para as linhas de transmissão, mas não possuem a função de blindagem de carga o que poderá acarretar operação indevida da proteção quando em operação em carga pesada, portanto será necessária realizar a sua substituição do sistema de proteção.

Considerando os novos limites propostos para a LT 138 kV Euclides da Cunha – Mococa C-1 e da LT 138 kV Euclides da Cunha – Ribeirão Preto C-2., verificamos que será necessário realizar a substituição dos seccionadores e cabos condutores na SE Euclides da Cunha por não atenderem o novo limite.



6. ANEXO Diagramas Unifilares



➤ SE Euclides da Cunha

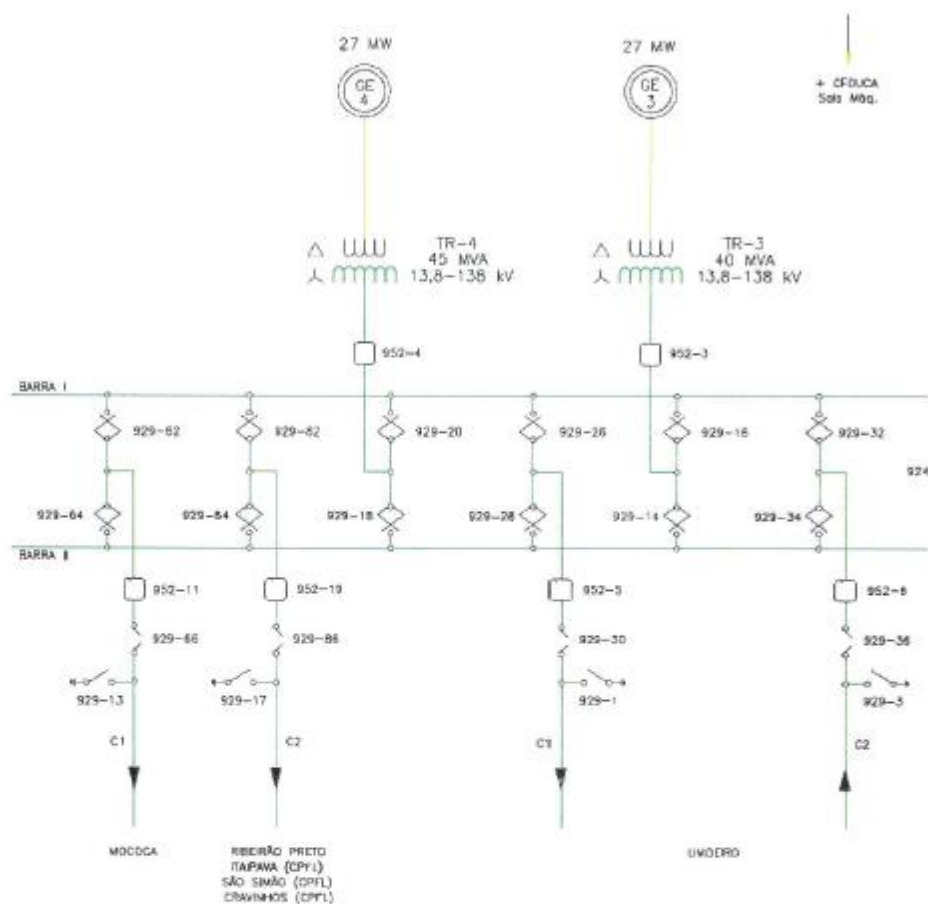


Figura 3 - Diagrama Unifilar Atual Parcial da Subestação Euclides da Cunha



➤ SE Mococa

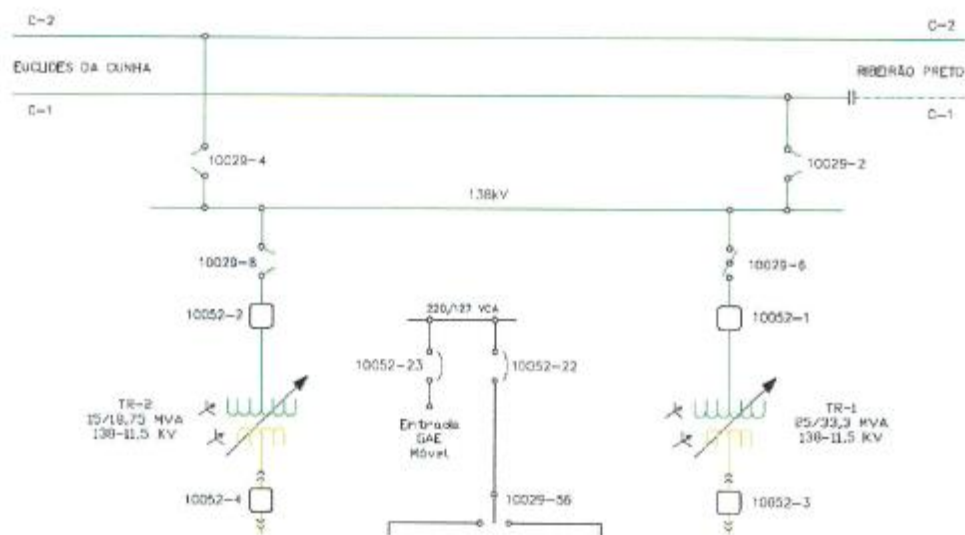


Figura 3 - Diagrama Unifilar Atual Parcial da Subestação Mococa



➤ SE Ribeirão Preto

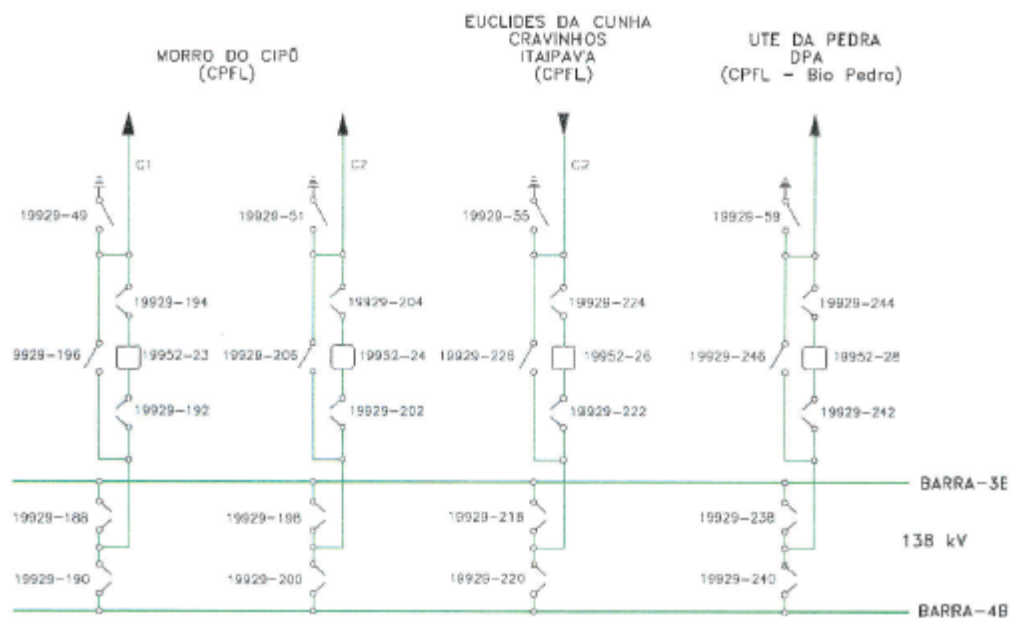


Figura 5 - Diagrama Unifilar Atual Parcial da Subestação Ribeirão Preto



0.616/2017
RECEBIDO EM
18/12/2017

43002.024400/2017-57

ANEXO ENTREGUE AO
MARCOS BRESSANE

São Paulo, 07 de dezembro de 2017

CT/EP/02198/2017

Ilmo. Sr.
José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
Empresa de Pesquisa Energética - EPE
Av. Rio Branco, 1 – 11º Andar
20090-003 – Rio de Janeiro – RJ



Assunto: Resposta Ofícios nº 0242/EPE/2017

Senhor Superintendente,

Em atenção ao ofício nº. 0242/EPE/2017, encaminhamos a essa Superintendência o relatório com detalhamento preliminar referente à implantação de reforço, para utilização em estudo de expansão da transmissão de energia elétrica para reforços na Rede DIT do Estado de São Paulo, atualmente em desenvolvimento nessa empresa.

Tais informações referem-se às SEs Dracena, Flórida Paulista, módulos de entrada 138 kV da UTE Rio Vermelho e as linhas de transmissão 138 kV Dracena – Flórida Paulista, Dracena – Rio Vermelho e Rio Vermelho – Flórida Paulista, pertencentes à concessão da ISA CTEEP, devido a previsão de aumento das capacidades de transmissão dessas LTs.

Em alternativa a reconstrução das referidas linhas, estamos propondo o recondutoramento com a utilização de cabo especial, com a mesma capacidade de transmissão do cabo convencional, mas com peso muito inferior, o que permite o aproveitamento das estruturas existentes, reduzindo o impacto ambiental, custo e prazo de implantação.

Além do relatório também encaminhamos, conforme solicitado, estimativa de custo e prazo de implantação do citado reforço, conforme apresentado na tabela a seguir:

Instalação	Obra	Custo Estimado ISACTEEP	Custo Estimado ANEEL (Banco de Preço)	Prazo de Implantação
LT 138 kV Dracena – Flórida Paulista	Recapacitação	R\$ 10.840.376,62	R\$ 6.753.622,45	32 meses
	Recondutoramento	R\$ 46.647.774,17	R\$ 35.259.218,47	30 meses
	Reconstrução	R\$ 54.651.729,81	R\$ 33.562.089,85	36 meses

Para todas as situações acima o cálculo de custo e o prazo de implantação foram previstos considerando a utilização de variante, todavia salientamos que este fato poderá ser reavaliado quando do detalhamento do projeto.

Cabe salientar a diferença entre os valores calculados pela ISA CTEEP e aqueles previstos a partir do banco de preços de referência da ANEEL, sendo necessário o apoio dessa empresa para que sejam autorizados considerando os custos orçados pela ISA CTEEP a partir de preços de mercado de modo a viabilizar financeiramente a implantação do reforço.



- segue -



CT/EP/02198/2017

Ressaltamos que em 2014 para conexão da SE da UTE Rio Vermelho ao sistema de transmissão da ISA CTEEP, foram transferidos para esta transmissora, de forma não onerosa, 2 módulos de entrada de linha 138 kV, instalados na citada SE, bem como trecho de 20 Km de LT entre o ponto de seccionamento de um dos circuitos da LT 138 kV Dracena – Flórida Paulista e a UTE Rio Vermelho.

Dessa forma, caso seja constatado pelo planejamento setorial a necessidade de intervenção no referido trecho, se faz necessário que essa empresa esclareça junto a ANEEL que a receita referente à reconstrução / recondutoramento será recebida de forma integral.

Certos de vossa compreensão, colocamo-nos a disposição para demais esclarecimentos e reforçamos os votos de estima e consideração.

Atenciosamente,



Raphael Molina Neto
Gerente de Planejamento de Projetos

Anexos:

Estudo de viabilidade da Repotencialização da LT 138 kV Flórida Paulista / Dracena / Rio Vermelho – RT-EE-026-2017

C.C.: R / T / EP / EE / EO



**REPOTENCIALIZAÇÃO DA
LT 138 KV FLÓRIDA PAULISTA
/ DRACENA / RIO VERMELHO**

ESTUDO DE VIABILIDADE

RT-EE-026-2017

Emissão:

E Diretoria de Projetos

EE Departamento de Engenharia

Responsável:

Caetano Cezario Neto

Elaborado por:

Fábio Fontinha Ramos

Adomir Pedro de Araújo

Henrique Marcelo Moretti

Marcelo Torres de Souza

Ricardo Kubo

Marcelo Benedicto

Bruno Giacomini Isolani

Revisão: 6

EE – Departamento de Engenharia

Telefone (11)3138-7644

Rua. Casa do Ator, 1.155, Itaim Bibi

04546-004 – São Paulo –SP



ÍNDICE GERAL

1.	INTRODUÇÃO.....	3
2.	LOCALIZAÇÃO.....	4
3.	ALTERNATIVAS PARA AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO DA LTS 5	
3.1.	ALTERNATIVA 1: RECAPACITAÇÃO.....	5
3.2.	ALTERNATIVA 2: RECONSTRUÇÃO	5
3.3.	ALTERNATIVA 3: RECONDUTORAMENTO.....	6
4.	ADEQUAÇÃO NAS SUBESTAÇÕES DRACENA, FLÓRIDA PAULISTA E RIO VERMELHO.....	7
4.1.	CIVIL E ELETROMECÂNICA	7
4.2.	SISTEMA DE PROTEÇÃO, CONTROLE E SUPERVISÃO	8
4.3.	SISTEMA DE TELEPROTEÇÃO E BOBINAS DE BLOQUEIO.....	9
5.	AValiação CONSTRUÇÃO DE NOVOS MÓDULOS DE LINHA NAS SE'S DRACENA E FLÓRIDA PAULISTA	10
6.	CONCLUSÃO	11
7.	ANEXO DIAGRAMAS UNIFILARES	12



1. Introdução

Em atendimento à solicitação de "Consulta Sobre a Viabilidade de Expansão das Subestações Dracena e Flórida Paulista e da LT Dracena - Flórida Paulista" de acordo com o Ofício n.º 0242/EPE/2017 de 27 de abril de 2017, referente aos estudos de expansão da transmissão de energia elétrica para o interior do Estado de São Paulo, este relatório tem por objetivo verificar a viabilidade técnica de elevação da capacidade das linhas de transmissão relacionadas a seguir para 139/163 MVA (alternativa de recapacitação) e para 206/242 MVA (alternativas de reconstrução/recondutoramento):

- LT 138 kV Dracena - Flórida Paulista;
- LT 138 kV Dracena - Usina Rio Vermelho;
- LT 138 kV Usina Rio Vermelho - Flórida Paulista.

Apresenta também, as adequações necessárias nas subestações Dracena, Flórida Paulista (pertencentes à concessão da ISA CTEEP) e Rio Vermelho (de propriedade da Elektro), com a finalidade de atender a nova capacidade proposta das linhas de transmissão.

Ressaltamos que os diagramas unifilares das citadas SEs são apresentados no anexo 1.



2. Localização

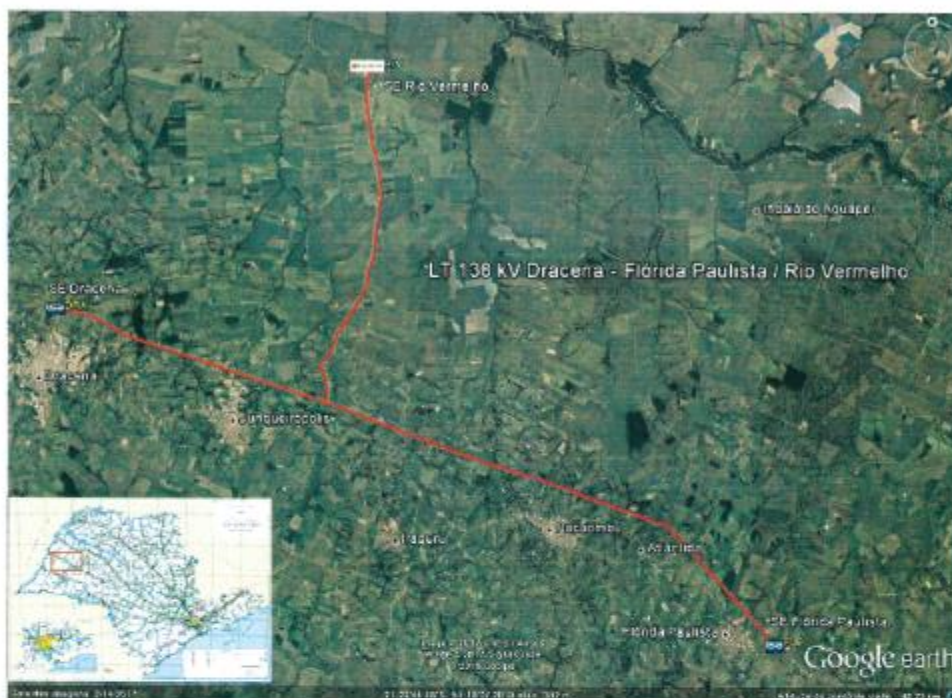


Figura 1 - Localização Geográfica da Linha de Transmissão.

Localizadas no oeste do Estado de São Paulo, as linhas de transmissão atravessam os municípios de Dracena, Junqueirópolis, Irapuru, Pacaembu e Flórida Paulista.

O trecho entre as subestações Dracena e Flórida Paulista possui 117 estruturas metálicas e extensão de 44,6 Km. Já o trecho entre a estrutura de seccionamento n.º 40B e a subestação Rio Vermelho possui 55 estruturas e extensão de 19,9 Km.

A subestação Dracena está localizada na estrada Dracena - Oásis, km 2,5, Município Dracena - SP e a subestação Flórida Paulista localiza-se na rodovia Comendador João R. Barros, km 604, Município Flórida Paulista - SP.

Apesar da subestação Rio Vermelho pertencer a concessão da Elektro, os módulos de entrada das LT 138 kV Dracena - Rio Vermelho e Flórida Paulista - Rio Vermelho pertencem a concessão a ISA CTEEP.



3. Alternativas para Aumento da Capacidade de Transmissão da LTs

A linha de transmissão, com extensão 44,6 km no trecho entre as subestações Flórída Paulista e Dracena opera atualmente em regime de carregamento nominal com 332,9 A e temperatura de 50°C e em carregamento de emergência com 453,4 A e temperatura de 60°C.

Nessas condições, temos para a linha de transmissão a potência de 79/108 MVA (normal/contingência).

O trecho de linha de transmissão com 19,9 km de extensão entre o ponto de seccionamento até Subestação Rio Vermelho opera em regime de carregamento nominal com 582,3 A e temperatura de 75°C e em carregamento de emergência com 681,0 A e temperatura de 90°C.

Nessas condições, temos para a linha de transmissão a potência de 139/163 MVA (normal/contingência).

3.1. Alternativa 1: Recapacitação

Esta alternativa considera a elevação da potência nominal das LTs 138 kV Dracena - Flórída Paulista, Dracena - Rio Vermelho e Rio Vermelho - Flórída Paulista de 79/108 MVA para 139/163, nas condições de operação normal e contingência, respectivamente, por meio da alteração da temperatura de projeto de 50/60°C para 75/90°C, mantendo o condutor atual (CAA 1x336,4 MCM Oriole).

Assim, podemos observar que o trecho de 19,9 km do seccionamento a SE Rio Vermelho, construído em 2014, já opera nestas condições e, portanto não necessita de adequações.

Desta maneira, somente para o trecho entre as subestações Flórída Paulista e Dracena, com 44,6 km de extensão será necessária a obra de recapacitação preconizando a substituição de 48 das 117 estruturas das citadas LTs, com o objetivo de elevar a altura cabo/solo existente de maneira a adequar sua operação à nova temperatura de projeto em 75/90°C.

3.2. Alternativa 2: Reconstrução

A alternativa 2 considera a reconstrução das LTs 138 kV Dracena - Flórída Paulista, Dracena - Rio Vermelho e Rio Vermelho - Flórída Paulista, circuito duplo, de 1x336,4 MCM Oriole para 1x636 MCM Grosbeak, com temperatura de projeto de 75/90°C, permitindo a elevação da potência nominal da linha 206/242 MVA.

Nesta condição se faz necessário o desmantelamento da linha de transmissão existente com remoção e substituição de todas as 172 estruturas (117 no trecho Flórída - Dracena e 55 no



trecho do seccionamento até Rio Vermelho) e arrasamento de suas fundações, cabos e demais acessórios, uma vez que a LT atual não suporta os esforços mecânicos e parâmetros de coordenação de isolamento para operação com os novos condutores.

Apresentamos na figura nº 2 a silhueta da estrutura com a geometria mais frequente nas referidas linhas de transmissão.

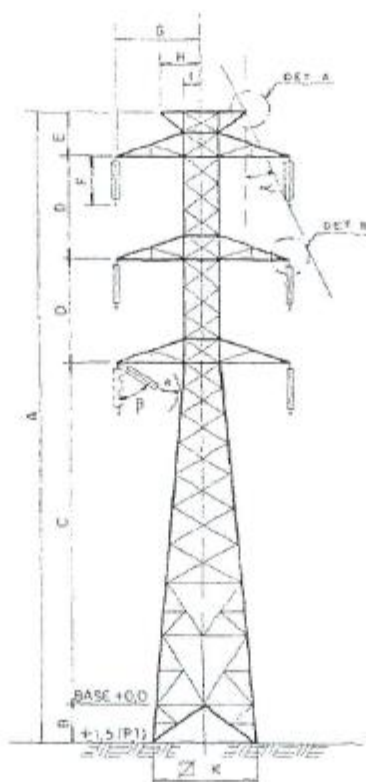


Figura 2 - Silhueta da Estrutura Típica 138 kV Tipo SSE2 Existente nas Linhas de Transmissão.

3.3. Alternativa 3: Recondutoramento

Ainda, para a alternativa de reconstrução, consideramos a hipótese de recondutoramento das citadas linhas, substituindo o condutor CAA 336,4 MCM Oriole existente por condutor similar HTLS (High Temperature Low Sag).

Tal possibilidade estima a manutenção das estruturas existentes, o que abreviaria o tempo de execução da obra com a antecipação da sua entrada em operação e minimiza os eventuais impactos ambientais e patrimoniais.



4. Adequação nas Subestações Dracena, Flórida Paulista e Rio Vermelho.

4.1. Civil e Eletromecânica

A seguir apresentamos as adequações civis e eletromecânicas necessárias para implantação da alternativa 1, 2 ou 3:

Alternativa 1 139/163 MVA	Alternativas 2 e 3 206/242 MVA
SE DRACENA <u>Módulos de entrada da LT 138 kV Dracena – Flórida Paulista</u> - Substituição dos TCs, cabos e conexões. <u>Módulos de entrada da LT 138 kV Dracena – Rio Vermelho</u> - Substituição dos cabos e conexões.	SE DRACENA <u>Módulos de entrada da LT 138 kV Dracena – Flórida Paulista</u> - Substituição dos TCs, cabos e conexões. <u>Módulos de entrada da LT 138 kV Dracena – Rio Vermelho</u> - Substituição dos TCs, cabos e conexões.
SE FLÓRIDA PAULISTA <u>Módulos de entrada da LT 138 kV Dracena – Flórida Paulista</u> - Substituição dos TCs e bobinas de bloqueio <u>Módulo de entrada da LT 138 kV Flórida Paulista – Rio Vermelho</u> - Substituição dos TCs	SE FLÓRIDA PAULISTA <u>Módulos de entrada da LT 138 kV Dracena – Flórida Paulista</u> - Substituição dos seccionadores, TCs, bobinas de bloqueio, cabos e conexões. <u>Módulo de entrada da LT 138 kV Flórida Paulista – Rio Vermelho</u> - Substituição dos seccionadores, TCs, cabos e conexões. <u>Módulo de interligação de Barramentos</u> - Substituição dos seccionadores
	SE RIO VERMELHO <u>Módulo de entrada da LT 138 kV Flórida Paulista – Rio Vermelho</u> - Substituição dos cabos e conexões <u>Módulo de entrada da LT 138 kV Dracena – Rio Vermelho</u> - Substituição dos cabos e conexões <u>Módulo de interligação de Barramentos</u> - Substituição dos cabos e conexões



Nota: Não são previstas adequações civis de relevância, nas subestações envolvidas, para aumento da capacidade da LTs.

4.2. Sistema de Proteção, Controle e Supervisão

Conforme informações do Departamento de Estudos de Operação, Proteção e Normatização, da ISA CTEEP, considerando os sistemas de proteção, controle e supervisão, atualmente instalados nas subestações de Flórida Paulista, Dracena e Rio Vermelho, apresentamos a seguir as adequações necessárias devido a implantação das alternativas 1, 2 ou 3:

➤ SE Flórida Paulista

As proteções instaladas no módulo de entrada da LT 138 kV Flórida Paulista - Dracena são de tecnologia eletromecânica e atualmente estão conectadas a TCs fechados na relação máxima de 400/5 A.

Mediante os novos limites de corrente que o citado módulo passará a operar, após as obras de recapacitação ou recondutoramento, será necessária a substituição dos TC's, os quais devem ser ligados nas relações mínimas de 800/5 A (recapacitação) ou 1200/5 A (recondutoramento).

Para as relações de transformação a serem utilizadas, o relé de distância (LZ32) irá operar fora da faixa de ajuste recomendada pelo fabricante.

No caso do recondutoramento, o relé de sobrecorrente de neutro (CDD43) também apresentará limitação de faixa de ajuste.

Do exposto, faz-se necessária a substituição do citado sistema de proteção instalado na SE Flórida Paulista.

Referente ao sistema de proteção do módulo da LT 138 kV Flórida Paulista - Rio Vermelho, na SE Flórida Paulista, informamos que não haverá necessidade de substituição do mesmo, devido a utilização de tecnologia digital.

Ressaltamos que haverá necessidade de integração dos novos IEDs nas redes de supervisão (STD) e oscilografia (SICAR).

Informamos que devido às restrições de espaço na sala de comando, haverá necessidade de substituição das placas de montagem dos painéis existentes para viabilizar a instalação dos novos IEDs e que devido à alteração nas relações dos TCs também deverá ser prevista a substituição dos sistemas de medição analógicos e integração dos novos sistemas de medição na rede de supervisão.



➤ SE Dracena

As proteções instaladas no módulo de entrada da LT 138 kV Flórida Paulista - Dracena são de tecnologia estática e atualmente estão conectadas a TCs fechados na relação máxima de 600/5 A.

Mediante os novos limites de corrente que o citado módulo passará a operar, após as obras de recapacitação ou recondutoramento, será necessária a substituição dos TC's, os quais devem ser ligados nas relações mínimas de 800/5 A (recapacitação) ou 1200/5 A (recondutoramento).

Desta forma, para as relações de transformação mencionadas, os relés de distância e sobrecorrente não apresentam limitação de ajustes, todavia, devido ao final de vida útil será necessária a substituição do citado sistema de proteção instalado na SE Dracena.

Ressaltamos que devido à alteração nas relações dos TCs, haverá necessidade de substituição dos sistemas de medição analógicos e integração dos novos sistemas de medição na rede de supervisão.

Informamos que não haverá necessidade de substituição do sistema de proteção do módulo da LT 138 kV Dracena, - Rio Vermelho, na SE Dracena, devido o mesmo utilizar tecnologia digital.

➤ SE Rio Vermelho

Informamos que não haverá necessidade de substituição do sistema de proteção dos módulos das LTs 138 kV Dracena - Rio Vermelho, Flórida Paulista - Rio Vermelho, na SE Rio Vermelho, devido utilizarem tecnologia digital.

4.3. Sistema de teleproteção e Bobinas de Bloqueio

Referente ao sistema de teleproteção, informamos que é necessário a substituição do sistema de teleproteção do circuito Dracena - Flórida Paulista pois não possui canais / comandos em quantidade necessária para atender ao novo sistema de proteção, não são necessárias adequações, para as LT's Dracena - Rio Vermelho e Rio Vermelho - Flórida Paulista não é necessária a substituição pois o equipamento atual atende o sistema de proteção existente.

No Bay Dracena da SE Flórida Paulista é necessária a substituição de duas bobinas de bloqueio devido a superação da capacidade de corrente.



5. AVALIAÇÃO CONSTRUÇÃO DE NOVOS MÓDULOS DE LINHA NAS SE's DRACENA E FLÓRIDA PAULISTA

Adicionalmente, conforme solicitado pela EPE informamos abaixo as adequações necessárias nas SEs Flórida Paulista e Dracena, em função da alternativa de implantação de novos circuitos da LT 138 kV Flórida Paulista – Dracena:

SE Dracena:

- Existe espaço no setor de 138 kV para instalação dos novos módulos de entrada de LT.
- Haverá necessidade de construção de nova casa de relés para abrigar os painéis de proteção desses módulos.
- Necessidade de ampliação dos serviços auxiliares CA e CC por meio da instalação de novos painéis de distribuição.
- Integração dos novos módulos de entrada de LT ao Sistema de Supervisão Local (SAGE e Remota STD)

SE Flórida Paulista:

- Haverá necessidade de aquisição de área para construção de dois módulos de entrada de LT de 138 kV (aproximadamente 40m x 70m, a ser confirmado posteriormente) – vide figura 3.
- Haverá necessidade de construção de nova casa de relés para abrigar os painéis de proteção desses módulos.
- Necessidade de ampliação dos serviços auxiliares CA e CC por meio da instalação de novos painéis de distribuição.
- Integração dos novos módulos de entrada de LT ao Sistema de Supervisão Local (Remota STD)
- Necessidade de ampliação do Módulo Geral da subestação (ampliação de barramentos, malha de terra, drenagem, canaletas, etc) respeitando o arranjo da instalação atual.



 CTEEP


Figura 3 – Vista aérea da SE Flórida Paulista.

6. CONCLUSÃO

A recapacitação, recondutoramento e reconstrução das linhas são alternativas viáveis, entretanto, para cada modelo é necessário estimar os recursos e logística de execução dos serviços.

Também é viável a ampliação das SE's e construção de nova LT de 138 kV entre as SE's Dracena e Flórida Paulista.

Para aumento da capacidade das LTs, objeto deste relatório, será necessária a implantação das adequações apresentadas no item 4.



7. ANEXO

Diagramas Unifilares

➤ SE Dracena

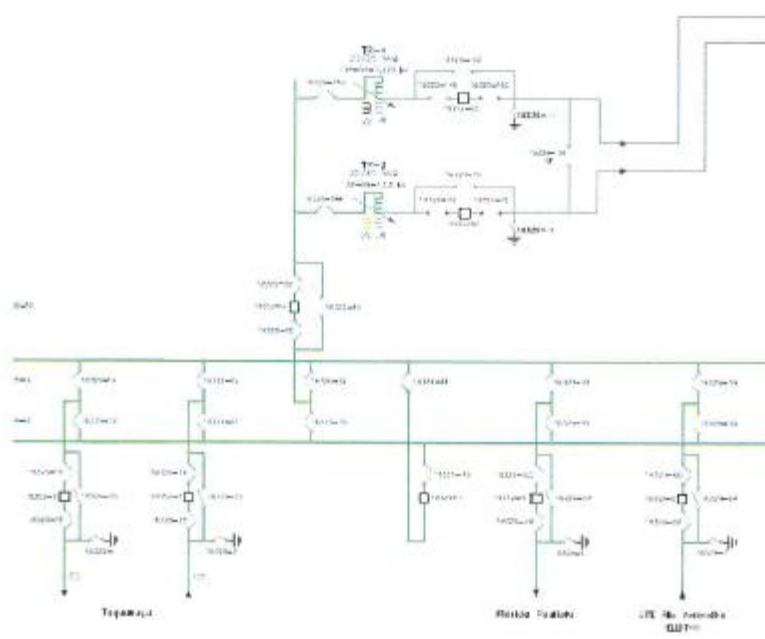


Figura 4 - Diagrama Unifilar Atual Parcial da Subestação Dracena.



➤ SE Flórida Paulista:

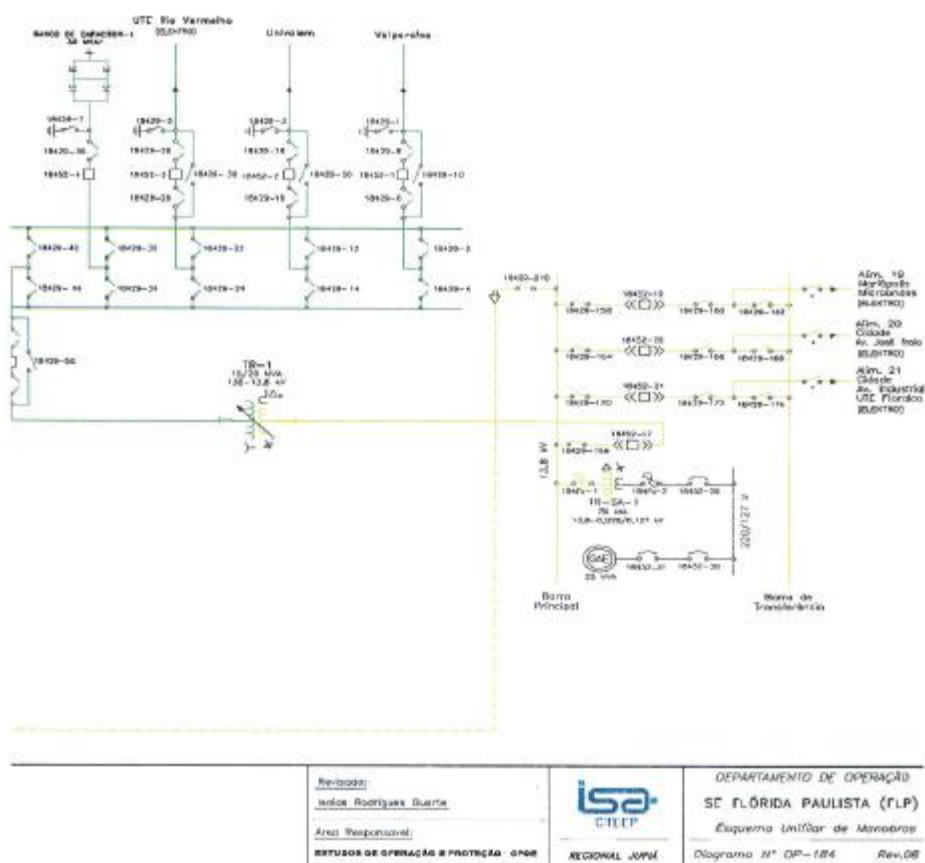


Figura 5 - Diagrama Unifilar Atual Parcial da Subestação Flórida Paulista.



➤ SE Rio Vermelho

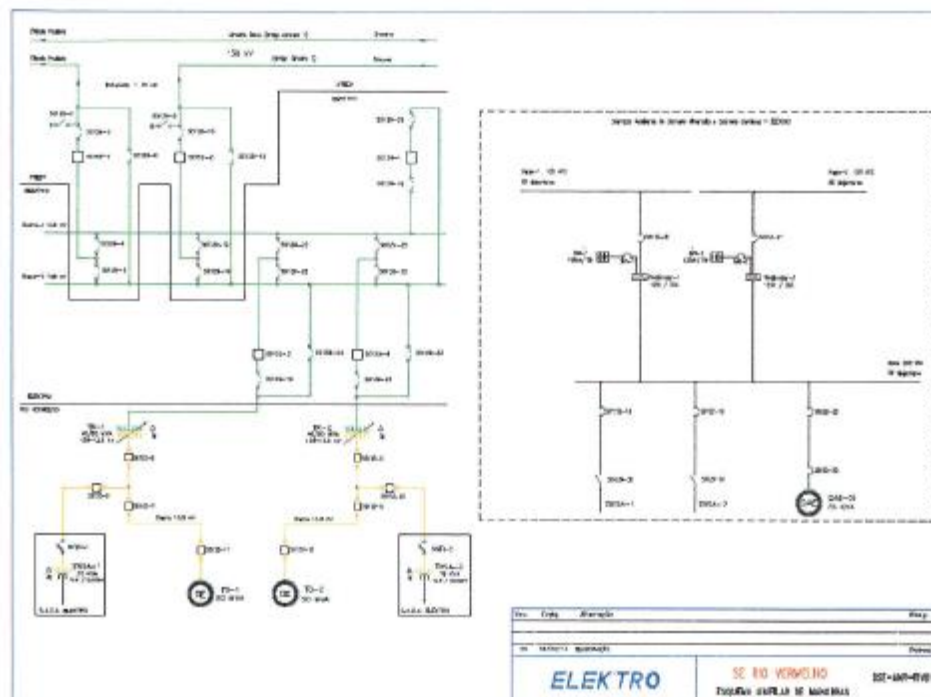


Figura 6 - Diagrama Unifilar Atual Parcial da Subestação Rio Vermelho.

