

<i>Rev.</i>	<i>Data</i>	<i>Descrição</i>	<i>Por</i>	<i>Aprovação</i>
0B	24/09/2013	Conforme comentários	MF	SA
0A	03/05/2013	Emissão Inicial	MF	SA

 TRIÂNGULO MINEIRO TRANSMISSORA	<i>Nome da Obra</i>			
	LT 500kV MARIMBONDO - ASSIS			
 TACTA WINCOMISA <small>Indústria Construções e Montagens Inpelec S.A.</small>	<i>Título do Documento</i>			
	MEMORIAL DO PROJETO BÁSICO ELÉTRICO			
<i>Projeto</i>	MARCOS F.	24/09/2013	<i>Nº</i>	311-004-ME-4-B
<i>Aprovação</i>	SÉRGIO A.	24/09/2013	<i>Rev</i>	0B
<i>Responsável</i>	SÉRGIO A.	24/09/2013	<i>Folha</i>	1/42
			<i>Sit.Proj.</i>	Básico
			<i>Clas.Proj.</i>	Eletromecânico

INDICE

1. OBJETIVO	3
2. PARÂMETROS ELÉTRICOS	4
3. POTÊNCIA CARACTERÍSTICA	8
4. TRANSPOSIÇÃO DE FASES	9
5. AMPACIDADE E TEMPERATURA MÁXIMA	11
6. EFEITO CORONA	19
7. COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO	21
8. DESEMPENHO FRENTE A DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	32
9. EFEITOS ELETROSTÁTICOS E ELETROMAGNÉTICOS	34

	LT 500kV MARIMBONDO - ASSIS	 	FOLHA: 2/42	REVISÃO: 0B
MEMORIAL DO PROJETO BÁSICO ELÉTRICO		311-004-ME-4-B		

1. OBJETIVO

Este documento tem por objetivo apresentar o projeto básico elétrico da linha de transmissão 500kV Marimbondo - Assis objeto do Leilão ANEEL 007/2012 Lote D.

Os dados utilizados neste estudo, como silhueta de estrutura, tipos de cabos, etc, encontram-se no anexo II ao final deste documento.

	LT 500kV MARIMBONDO - ASSIS	 	FOLHA: 3/42	REVISÃO: 0B
MEMORIAL DO PROJETO BÁSICO ELÉTRICO		311-004-ME-4-B		

2. PARÂMETROS ELÉTRICOS

Os parâmetros elétricos unitários da linha foram obtidos a partir das características dos cabos adotados e da configuração geométrica típica, por meio do programa ATP – *Alternative Transient Program*, cujo relatório de saída encontra-se abaixo. O feixe de condutores utilizado é representado por um quadrado de 1100mm de lado com os condutores dispostos em seus vértices.

Os principais resultados obtidos foram os seguintes:

PARÂMETRO	CONFIGURAÇÃO 1 30km (15+15km)	CONFIGURAÇÃO 2 267km	EQUIVALENTE
R1	0,017099 Ohm/km	0,017114 Ohm/km	0,017112 Ohm/km
X1	0,268020 Ohm/km	0,266150 Ohm/km	0,266339 Ohm/km
C1	16,26769 nF/km	16,26673 nF/km	16,266827 nF/km
B1	6,132780 μ S/km	6,132410 μ S/km	6,132447 μ S/km
R0	0,220260 Ohm/km	0,323469 Ohm/km	0,313044 Ohm/km
X0	0,992884 Ohm/km	1,158090 Ohm/km	1,141403 Ohm/km
C0	8,482690 nF/km	8,469467 nF/km	8,470803 nF/km
B0	3,197900 μ S/km	3,192910 μ S/km	3,193414 μ S/km

CONFIGURAÇÃO 1: Utilizada na proximidade das SE's com 1 cabo CAA Dotterel e 1 OPGW 14,4mm

CONFIGURAÇÃO 2: Utilizada no restante da linha (a partir de 15km de cada SE) com 1 cabo Aço 3/8" EAR e 1 OPGW 13,4mm

EQUIVALENTE: Média ponderada dos parâmetros

A resistência acima está referenciada à temperatura de 50°C, sendo que o valor de 0,017112 Ω /km para a resistência de seqüência positiva R1 é inferior ao máximo admissível de 0,0174 Ω /km, atendendo-se assim ao requisito de Perdas Joule.

Os parâmetros apresentados acima são resultado da média ponderada dos valores com as diferentes configurações de para-raios da linha.

	LT 500kV MARIMBONDO - ASSIS	 	FOLHA: 4/42	REVISÃO: 0B
MEMORIAL DO PROJETO BÁSICO ELÉTRICO		311-004-ME-4-B		

DADOS DE ENTRADA E SAÍDA DO PROGRAMA ATP – CABO DOTTEREL E OPGW 14,4mm CONFIGURAÇÃO 1

```

--- 17 cards of disk file read into card cache cells 1 onward.
Alternative Transients Program (ATP), GNU Linux or DOS. All rights reserved by Can/Am user group of Portland, Oregon, USA.
Date (dd-mth-yy) and time of day (hh.mm.ss) = 23-Sep-13 16:52:50 Name of disk plot file is g52d.pl4
Consult the 860-page ATP Rule Book of the Can/Am EMTSP User Group in Portland, Oregon, USA. Source code date is 09 July 2008.
Total size of LABCOM tables = 234075 INTEGER words. VARDIM List Sizes follow : 752 900 1500 150 7500 120
2100 5250 225 480 150 150 15K 60 10800 120 12 15 4800 2580 300 1050 12K 9 1200 252 76 21K 1100 1 200

```

Descriptive interpretation of input data cards. | Input data card images are shown below, all 80 columns, character by character

```

0 1 2 3 4 5 6 7 8
01234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890

```

```

Comment card. KOMPAN > 0. | C data:G52D.ATP
Marker card preceding new EMTSP data case. | BEGIN NEW DATA CASE
Compute overhead line constants. Limit = 100 | LINE CONSTANTS
Erase all of 0 cards in the punch buffer. | $ERASE
New XOPT, COPT = 6.00000000E+01 0.00000000E+00 | $UNITS, 60., 0.0
Pairs of 6-character bus names for each phase. | BRANCH IN__AOUT__AIN__BOUT__BIN__COUT__C
Request for metric (not English) units. | METRIC
Line conductor card. 3.000E-01 6.690E-02 4 | 1 0.3 0.0669 4 2.959 -9.0 35.0 11.0 110. 45. 4
Line conductor card. 3.000E-01 6.690E-02 4 | 2 0.3 0.0669 4 2.959 0.0 42.9 18.9 110. 45. 4
Line conductor card. 3.000E-01 6.690E-02 4 | 3 0.3 0.0669 4 2.959 9.0 35.0 11.0 110. 45. 4
Line conductor card. 5.000E-01 3.221E-01 4 | 0 0.5 0.3221 4 1.542 -5.3 48.7 25.3 0.0 0.0 1
Line conductor card. 5.000E-01 7.000E-01 4 | 0 0.5 0.7000 4 1.440 5.3 48.7 25.3 0.0 0.0 1
Blank card terminating conductor cards. | BLANK CARD ENDING CONDUCTOR CARDS
Frequency card. 1.000E+03 6.000E+01 1.000E+00 | 1.E3 60. 111111 111111 1 1. 44

```

Line conductor table after sorting and initial processing.

Table	Phase	Skin effect	Resistance	Reactance	data specification	Diameter	Horizontal	Avg height	
Row	Number	R-type	R (ohm/km)	X-type	X(ohm/km) or GMR	(cm)	X (mtrs)	Y (mtrs)	Name
1	1	.30000	.06690	4	.000000	2.95900	-8.994	18.222	
2	2	.30000	.06690	4	.000000	2.95900	0.006	26.122	
3	3	.30000	.06690	4	.000000	2.95900	9.006	18.222	
4	1	.30000	.06690	4	.000000	2.95900	-9.778	18.994	
5	1	.30000	.06690	4	.000000	2.95900	-9.006	19.778	
6	1	.30000	.06690	4	.000000	2.95900	-8.222	19.006	
7	2	.30000	.06690	4	.000000	2.95900	-0.778	26.894	
8	2	.30000	.06690	4	.000000	2.95900	-0.006	27.678	
9	2	.30000	.06690	4	.000000	2.95900	0.778	26.906	
10	3	.30000	.06690	4	.000000	2.95900	8.222	18.994	
11	3	.30000	.06690	4	.000000	2.95900	8.994	19.778	
12	3	.30000	.06690	4	.000000	2.95900	9.778	19.006	
13	0	.50000	.32210	4	.000000	1.54200	-5.300	31.300	
14	0	.50000	.70000	4	.000000	1.44000	5.300	31.300	

Matrices are for earth resistivity = 1.00000000E+03 ohm-meters and frequency 6.00000000E+01 Hz. Correction factor = 1.00000000E-06

Capacitance matrix, in units of [farads/kmeter] for symmetrical components of the equivalent phase conductor

```

Rows proceed in the sequence (0, 1, 2), (0, 1, 2), etc.; columns proceed in the sequence (0, 2, 1), (0, 2, 1), etc.

0 8.482690E-09
0.000000E+00

1 2.868535E-10 -5.777340E-10
-4.966241E-10 -1.000552E-09

2 2.868535E-10 1.626769E-08 -5.777340E-10
4.966241E-10 2.944713E-25 1.000552E-09

```

Impedance matrix, in units of [ohms/kmeter] for the system of equivalent phase conductors.

```

Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.

1 8.270533E-02
5.163977E-01

2 6.827917E-02 8.815444E-02
2.479082E-01 4.948292E-01

3 6.613203E-02 6.875007E-02 8.359854E-02
2.283451E-01 2.486111E-01 5.176968E-01

Both "R" and "X" are in [ohms]; "C" are in [microFarads].

```

Impedance matrix, in units of [ohms/kmeter] for symmetrical components of the equivalent phase conductor

```

Rows proceed in the sequence (0, 1, 2), (0, 1, 2), etc.; columns proceed in the sequence (0, 2, 1), (0, 2, 1), etc.

0 2.202603E-01
9.928842E-01

1 -6.179497E-04 -1.792353E-02
1.818436E-03 1.029236E-02

2 -2.525797E-03 1.709901E-02 1.786871E-02
-2.051565E-03 2.660198E-01 1.044341E-02

```

Sequence	Surge impedance	Attenuation	velocity	Wavelength	Resistance	Reactance	Susceptance
	magnitude(ohm) angle(degr.)	db/km	km/sec	km	ohm/km	ohm/km	mho/km
Zero :	5.63940E+02 -6.25394E+00	1.70640E-03	2.10294E+05	3.50489E+03	2.20260E-01	9.92884E-01	3.19790E-06
Positive:	2.09265E+02 -1.82519E+00	3.55042E-04	2.93899E+05	4.89832E+03	1.70990E-02	2.66020E-01	6.13278E-06

DADOS DE ENTRADA E SAÍDA DO PROGRAMA ATP – CABO AÇO 3/8” E OPGW 13,4mm CONFIGURAÇÃO 2

```

--- 17 cards of disk file read into card cache cells 1 onward.
Alternative Transients Program (ATP), GNU Linux or DOS. All rights reserved by Can/Am user group of Portland, Oregon, USA.
Date (dd-mth-yy) and time of day (hh.mm.ss) = 23-Sep-13 16:56:57 Name of disk plot file is g52a.pl4
Consult the 860-page ATP Rule Book of the Can/Am EMTSP User Group in Portland, Oregon, USA. Source code date is 09 July 2008.
Total size of LABCOM tables = 234075 INTEGER words. VARDIM List Sizes follow : 752 900 1500 150 7500 120
2100 5250 225 480 150 150 15K 60 10800 120 12 15 4800 2580 300 1050 12K 9 1200 252 76 21K 1100 1 200
-----
Descriptive interpretation of input data cards. | Input data card images are shown below, all 80 columns, character by character
0 1 2 3 4 5 6 7 8
012345678901234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
-----
Comment card. KOMPAN > 0. | C data:G52A.ATP
Marker card preceding new EMTSP data case. | BEGIN NEW DATA CASE
Compute overhead line constants. Limit = 100 | LINE CONSTANTS
Erase all of 0 cards in the punch buffer. | $ERASE
New XOPT, COPT = 6.00000000E+01 0.00000000E+00 | $UNITS, 60., 0.0
Pairs of 6-character bus names for each phase. | BRANCH IN__AOUT__AIN__BOUT__BIN__COUT__C
Request for metric (not English) units. | METRIC
Line conductor card. 3.000E-01 6.690E-02 4 | 1 0.3 0.0669 4 2.959 -9.0 35.0 11.0 110. 45. 4
Line conductor card. 3.000E-01 6.690E-02 4 | 2 0.3 0.0669 4 2.959 0.0 42.9 18.9 110. 45. 4
Line conductor card. 3.000E-01 6.690E-02 4 | 3 0.3 0.0669 4 2.959 9.0 35.0 11.0 110. 45. 4
Line conductor card. 5.000E-01 3.610E+00 4 | 0 0.5 3.6100 4 0.915 -5.3 48.7 25.3 0.0 0.0 1
Line conductor card. 5.000E-01 8.000E-01 4 | 0 0.5 8.0000 4 1.340 5.3 48.7 25.3 0.0 0.0 1
Blank card terminating conductor cards. | BLANK CARD ENDING CONDUCTOR CARDS
Frequency card. 1.000E+03 6.000E+01 1.000E+00 | 1.E3 60. 111111 111111 1 1. 44

```

Line conductor table after sorting and initial processing.

Table	Phase	Skin effect	Resistance	Reactance	data specification	Diameter	Horizontal	Avg height	
Row	Number	R-type	R (ohm/km)	X-type	X(ohm/km) or GMR	(cm)	X (mtrs)	Y (mtrs)	Name
1	1	.30000	.06690	4	.000000	2.95900	-8.994	18.222	
2	2	.30000	.06690	4	.000000	2.95900	0.006	26.122	
3	3	.30000	.06690	4	.000000	2.95900	9.006	18.222	
4	1	.30000	.06690	4	.000000	2.95900	-9.778	18.994	
5	1	.30000	.06690	4	.000000	2.95900	-9.006	19.778	
6	1	.30000	.06690	4	.000000	2.95900	-8.222	19.006	
7	2	.30000	.06690	4	.000000	2.95900	-0.778	26.894	
8	2	.30000	.06690	4	.000000	2.95900	-0.006	27.678	
9	2	.30000	.06690	4	.000000	2.95900	0.778	26.906	
10	3	.30000	.06690	4	.000000	2.95900	8.222	18.994	
11	3	.30000	.06690	4	.000000	2.95900	8.994	19.778	
12	3	.30000	.06690	4	.000000	2.95900	9.778	19.006	
13	0	.50000	3.61000	4	.000000	.91500	-5.300	31.300	
14	0	.50000	.80000	4	.000000	1.34000	5.300	31.300	

Matrices are for earth resistivity = 1.00000000E+03 ohm-meters and frequency 6.00000000E+01 Hz. Correction factor = 1.00000000E-06

Capacitance matrix, in units of [farads/kmeter] for symmetrical components of the equivalent phase conductor
 Rows proceed in the sequence (0, 1, 2), (0, 1, 2), etc.; columns proceed in the sequence (0, 2, 1), (0, 2, 1), etc.

```

0 8.469467E-09
0.000000E+00

1 2.879807E-10 -5.770077E-10
-4.999494E-10 -1.000009E-09

2 2.879807E-10 1.626673E-08 -5.770077E-10
4.999494E-10 -3.259680E-25 1.000009E-09

```

Impedance matrix, in units of [ohms/kmeter] for the system of equivalent phase conductors.
 Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.

```

1 1.159375E-01
5.705782E-01

2 1.032566E-01 1.249649E-01
3.054128E-01 5.558664E-01

3 9.936572E-02 1.037334E-01 1.167943E-01
2.805222E-01 3.040051E-01 5.679447E-01

Both "R" and "X" are in [ohms]; "C" are in [microFarads].

```

Impedance matrix, in units of [ohms/kmeter] for symmetrical components of the equivalent phase conductor
 Rows proceed in the sequence (0, 1, 2), (0, 1, 2), etc.; columns proceed in the sequence (0, 2, 1), (0, 2, 1), etc.

```

0 3.234694E-01
1.158090E+00

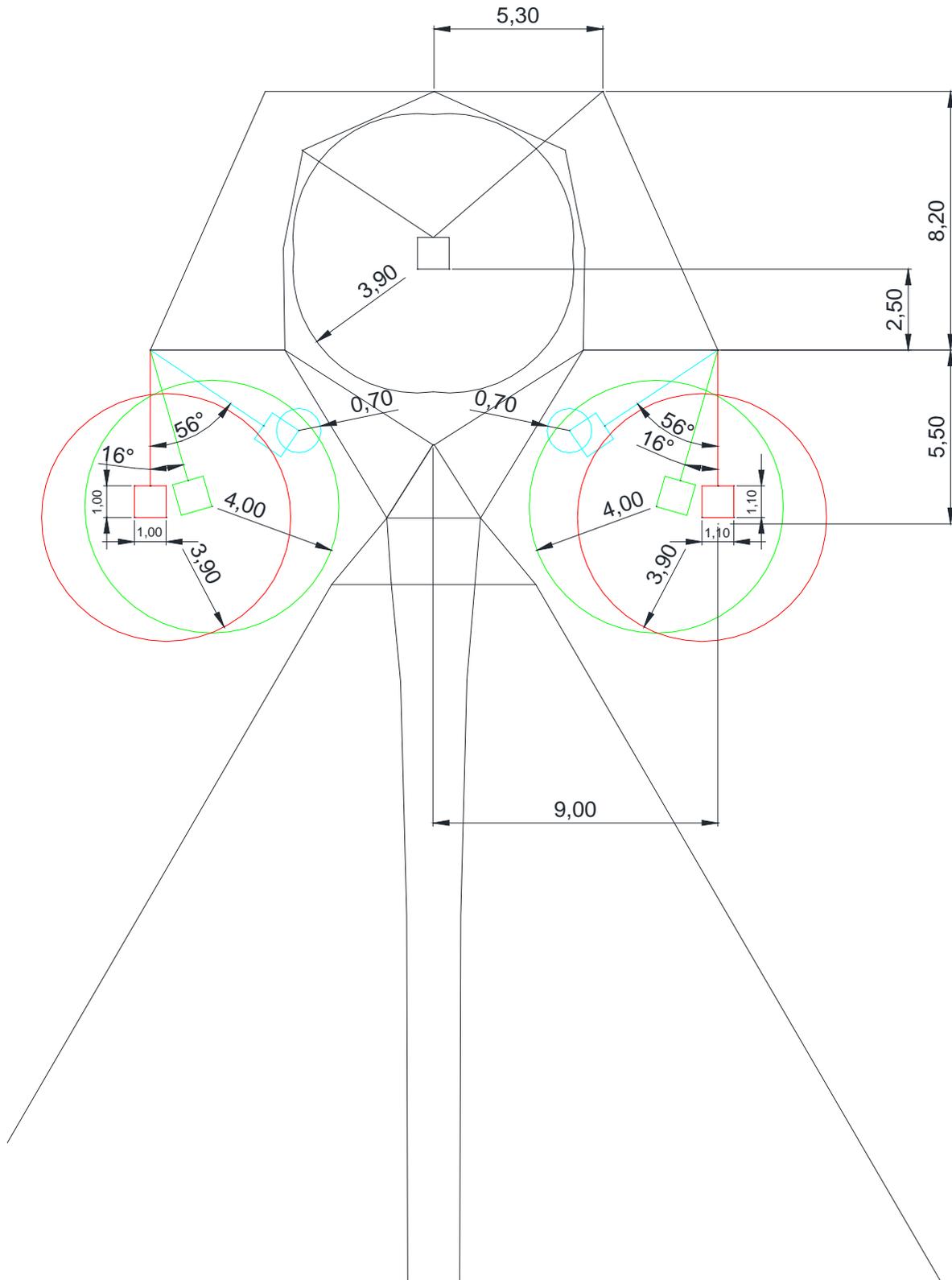
1 -6.153397E-03 -1.788981E-02
2.693575E-03 1.013704E-02

2 1.243795E-03 1.711364E-02 1.782478E-02
-4.270180E-03 2.661497E-01 1.036157E-02

```

Sequence	Surge impedance	Attenuation	velocity	Wavelength	Resistance	Reactance	Susceptance
	magnitude(ohm) angle(degr.)	db/km	km/sec	km	ohm/km	ohm/km	mho/km
Zero :	6.13668E+02 -7.80287E+00	2.31059E-03	1.94200E+05	3.23667E+03	3.23469E-01	1.15809E+00	3.19291E-06
Positive:	2.09322E+02 -1.82587E+00	3.55249E-04	2.93837E+05	4.89728E+03	1.71136E-02	2.66150E-01	6.13241E-06

SILHUETA UTILIZADA



3. POTÊNCIA CARACTERÍSTICA

A impedância característica da linha em análise é calculada através das seguintes fórmulas e representa o valor que pode ser transmitido sem que seja necessária compensação reativa.

$$Z_c = \sqrt{\frac{Xl}{2\pi fC}}$$

Z_c = Impedância característica, em Ohm

Xl = Reatância indutiva de sequência positiva apresentada no item 2, com valor de 0,266339Ohm/km

f = frequência da linha, 60Hz

C = Capacitância de sequência positiva apresentada no item 2, com valor de 16,266827nF/km

$$SIL = \frac{V^2}{Z_c}$$

SIL = *Surge Impedance Load*, ou potência característica da linha, em MW

V = Tensão nominal da linha, 500kV

A partir das fórmulas acima chegamos ao valor de 208Ohm para a impedância característica e 1.200MW para a potência característica, atendendo desta forma os requisitos do edital.

	LT 500kV MARIMBONDO - ASSIS	 	FOLHA: 8/42	REVISÃO: 0B
MEMORIAL DO PROJETO BÁSICO ELÉTRICO		311-004-ME-4-B		

4. TRANSPOSIÇÃO DE FASES

A LT 500kV Marimbondo – Assis possuirá um ciclo completo de transposições nas proporções 1/6, 1/3, 1/3 e 1/6 contribuindo assim para que os valores de desequilíbrios sejam mantidos abaixo do máximo permitido pelos procedimentos de rede do ONS de 1,5%.

Apresentaremos no item abaixo o cálculo dos desequilíbrios máximos esperados para a linha em questão.

4.1 – Cálculo dos desequilíbrios

O cálculo do desequilíbrio entre as fases é feito comparando-se as impedâncias (desequilíbrio eletromagnético) e capacitâncias (desequilíbrio eletrostático) mútuas entre as fases com as impedâncias e capacitâncias próprias, nas seqüências zero e negativa, sendo:

$$d_0 = \left| \frac{P_{01}}{P_{11}} \right| \quad \text{Desequilíbrio Eletrostático de Seqüência Zero}$$

$$d_2 = \left| \frac{P_{21}}{P_{22}} \right| \quad \text{Desequilíbrio Eletrostático de Seqüência Positiva}$$

$$m_0 = \left| \frac{Z_{01}}{Z_0} \right| \quad \text{Desequilíbrio Eletromagnético de Seqüência Zero}$$

$$m_2 = \left| \frac{Z_{21}}{Z_2} \right| \quad \text{Desequilíbrio Eletromagnético de Seqüência Positiva}$$

Onde,

P = Admitâncias mútuas e próprias de seqüência, obtidas a partir do ATP

Z = Impedâncias mútuas e próprias de seqüência, obtidas a partir do ATP

	LT 500kV MARIMBONDO - ASSIS	 	FOLHA: 9/42	REVISÃO: 0B
MEMORIAL DO PROJETO BÁSICO ELÉTRICO		311-004-ME-4-B		

Os valores utilizados são apresentados nas tabelas abaixo:

4.1.1 – Dados de entrada

LT 500kV MARIMBONDO - ASSIS 1 CICLO COMPLETO DE TRANSPOSIÇÕES			
Parâmetro	G	jwC	P
Y01	0,000000	0,000000	0,000000
Y11	0,000000	0,013640	0,013640
Y21	0,000000	0,000000	0,000000
Y22	0,000000	0,013640	0,013640
Parâmetro	R	jXI	Z
Z01	0,000000	0,000000	0,000000
Z0	0,313044	1,141403	1,183552
Z21	0,000000	0,000002	0,000002
Z1	0,017112	0,266339	0,266888

4.1.2 - Cálculo dos desequilíbrios

	DESEQUILÍBRIO ELETROSTÁTICO		DESEQUILÍBRIO ELETROMAGNÉTICO	
	d ₀	d ₂	m ₀	m ₂
LT 500kV MARIMBONDO - ASSIS 1 CICLO COMPLETO DE TRANSPOSIÇÕES	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Conforme observado no cálculo acima, considerando que será feito um ciclo completo de transposições na proporção de comprimento 1/6, 1/3, 1/3, 1/6 não haverá desequilíbrios na linha.

5. AMPACIDADE E TEMPERATURA MÁXIMA

5.1. Cabos Condutores

O estudo de ampacidade para determinação da temperatura máxima dos cabos condutores foi desenvolvido com base na Nota Técnica da ANEEL 038/2005 e na norma IEEE 738/2006 utilizando os seguintes dados, obtidos da NT ANEEL citada acima e também do documento 311-002-MD-4-B, parte deste projeto básico:

- (a) temperatura ambiente de 30°C, valor máximo médio da região
- (b) radiação solar máxima 1000 W/m²
- (c) brisa de 0,61 m/s
- (d) altitude média da região de 500m

Os resultados obtidos encontram-se a seguir. A ampacidade requerida para esta linha é de 3.455A, conforme o Edital da ANEEL. Para esta corrente, verificamos na tabela anexa que a temperatura do condutor atinge um valor próximo de 70°C. Na condição de emergência o Edital exige uma corrente de 4.380A, o que significa uma temperatura de trabalho de 88°C.

Para o projeto da linha está sendo adotada a temperatura máxima de 70°C para verificação das distâncias cabo-solo em condições normais de trabalho.

A temperatura de 90°C será usada para verificação das distâncias de segurança na condição de curta duração.

	LT 500kV MARIMBONDO - ASSIS	 	FOLHA: 11/42	REVISÃO: 0B
MEMORIAL DO PROJETO BÁSICO ELÉTRICO		311-004-ME-4-B		

CORRENTES ADMISSÍVEIS NO CONDUTOR (EM AMPÈRES)

Nome do condutor: RAIL	Material: ACSR
Seção do condutor: 516.80 mm ²	Fator de rugosidade do cabo: 0.8
Diâmetro do condutor: 29.59 mm	Coef. de absorção do condutor: 0.8
Diâmetro do fio de Al: 7.40 mm	Velocidade do vento: 0.61 m/s
Resistência AC do condutor: 7.330E-5 ohms/m	Altura em rel. ao nível do mar: 500. m
Temp. de medida da resist. AC do condutor: 75.0 °C	Ângulo de incidência do vento: 90.0 °
Coef. variação resistência a 20°C: 4.030E-3 1/°C	
Temperatura ambiente inicial: 20. °C	Temperatura inicial do condutor: 30. °C
Incremento de temperatura ambiente: 2. °C	Incremento de temperatura ambiente: 2. °C

CONSIDERANDO-SE O EFEITO DO SOL

Temp. do condutor	Temperatura ambiente (°C)									
	20	22	24	26	28	30	32	34	36	38
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	212	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	322	215	0	0	0	0	0	0	0	0
38	402	324	219	0	0	0	0	0	0	0
40	468	404	326	223	0	0	0	0	0	0
42	526	469	405	328	226	0	0	0	0	0
44	577	527	471	407	331	230	0	0	0	0
46	623	578	528	472	408	333	233	0	0	0
48	666	624	578	529	473	410	335	237	0	0
50	706	667	625	579	530	474	412	337	240	35
52	744	707	667	625	580	531	476	413	339	243
54	779	744	707	668	626	581	532	477	415	342
56	813	780	745	708	669	627	582	533	479	417
58	845	813	780	745	708	669	628	583	534	480
60	876	845	813	780	746	709	670	628	584	535
62	905	876	845	814	781	746	709	671	629	585
64	933	905	876	846	814	781	747	710	671	630
66	960	933	905	876	846	815	782	747	711	672
68	987	960	933	906	877	846	815	782	748	712
70	1012	987	961	934	906	877	847	816	783	748
72	1037	1012	987	961	934	906	877	847	816	783
74	1060	1037	1012	987	961	934	906	878	848	817
76	1084	1061	1037	1012	987	961	935	907	878	848
78	1106	1084	1061	1037	1013	988	962	935	907	879
80	1128	1106	1084	1061	1037	1013	988	962	935	908
82	1150	1128	1106	1084	1061	1038	1013	988	963	936
84	1171	1150	1128	1107	1084	1061	1038	1014	989	963
86	1191	1171	1150	1129	1107	1085	1062	1038	1014	989
88	1211	1191	1171	1150	1129	1107	1085	1062	1039	1015
90	1231	1211	1191	1171	1150	1129	1108	1085	1063	1039

5.2 Cabos Pára-raios

Para analisar a capacidade de transporte de corrente de curto-circuito dos cabos pára-raios foi utilizado um programa que simula a distribuição da corrente de curto-circuito entre os cabos pára-raios e a terra para curto ocorrendo em torres ao longo da linha. Os limites de corrente circulante em função da temperatura foram estabelecidos de acordo com a norma NBR-8449 – “Dimensionamento de cabos pára-raios para linhas aéreas de transmissão de energia elétrica”, considerando um tempo de duração da falta de 0,3s e uma corrente fase-terra de 50kA. Para os cabos OPGW foi considerada a temperatura máxima, em curto-circuito, de 180°C, para evitar danos às fibras.

- Cabo CAA Dotterel: temperatura máxima de 200°C e corrente máxima de 25,0kA
- Cabo OPGW: temperatura máxima de 180°C e capacidade térmica mínima de 155kA².s (22,73kA para 0,3s) para as proximidades das subestações. Para o restante da linha será utilizado um cabo com no mínimo 15kA²s de capacidade térmica.
- Cordoalha de Aço Galvanizado 3/8” EHS: Temperatura máxima de 400°C e corrente máxima de 7,1kA

Os resultados da simulação encontram-se a seguir.

Para os cálculos foi utilizada a corrente de curto circuito de 50kA na barra de ambas as subestações conforme item 1.2.3.3 Anexo 6D.

O cálculo abaixo foi efetuado através do programa CURTO que considera que cada vão da linha é representado por um PI com seus parâmetros concentrados, desprezando-se as capacitâncias.

Os dados de entrada do programa constam abaixo:

- Resistência media de aterramento das torres: 15 Ω
- Resistência de aterramento da torre em curto: 20 Ω
- Impedâncias próprias e mútuas: Conforme item 2 deste documento
- Vão médio da linha: 500m
- Resistência de aterramento da malha das subestações: 1,0 Ω

Os dados dos cabos utilizados podem ser encontrados no anexo II deste documento.

	LT 500kV MARIMBONDO - ASSIS	 	FOLHA: 13/42	REVISÃO: 0B
MEMORIAL DO PROJETO BÁSICO ELÉTRICO		311-004-ME-4-B		

CALCULO DE DISTRIBUICAO DE CORRENTES DE CURTO CIRCUITO FASE-TERRA AO LONGO DE LT'S

- D - DISTANCIA DO PONTO DE FALTA A EXTREMIDADE 1 (KM)
 I - CORRENTE DE CC TOTAL (A)
 I1 - CONTRIBUICAO DA EXTREMIDADE 1 (A)
 I2 - CONTRIBUICAO DA EXTREMIDADE 2 (A)
 IE - CORRENTE QUE DESCE PELA ESTRUTURA ONDE HOUE O CURTO (A)
 IA1 - CORRENTE EM DIRECAO A EXTREMIDADE 1 NO CABO PARA-RAIOS OPGW (A)
 IA2 - CORRENTE EM DIRECAO A EXTREMIDADE 2 NO CABO PARA-RAIOS OPGW (A)
 IB1 - CORRENTE EM DIRECAO A EXTREMIDADE 1 NO CABO PARA-RAIOS COMUM (A)
 IB2 - CORRENTE EM DIRECAO A EXTREMIDADE 2 NO CABO PARA-RAIOS COMUM (A)

CORRENTE DE CC NA EXTREM. 1= 50000.(MODULO) (A)
 -89.0(ANGULO)

CORRENTE DE CC DE EXTREM. 2= 50000.(MODULO) (A)
 -89.0(ANGULO)

COMPRIMENTO DA LINHA = 297. KM

D	I	I1	I2	IE	IA1	IB1	IA2	IB2
0,05	48390	46519	1872	584	22710	20945	2813	2779
0,55	45834	43961	1874	570	21117	19455	2839	2796
1,05	43650	41776	1876	574	19779	18203	2908	2860
1,55	41762	39885	1878	584	18645	17143	2985	2933
2,05	40110	38230	1880	595	17677	16237	3051	2998
2,55	38648	36766	1882	603	16842	15459	3102	3047
3,05	37341	35457	1885	609	16118	14783	3135	3079
3,55	36162	34275	1888	612	15482	14192	3152	3096
4,05	35088	33198	1890	612	14921	13670	3155	3098
4,55	34101	32208	1893	610	14420	13206	3147	3090
5,05	33190	31294	1896	605	13969	12788	3129	3071
5,55	32341	30442	1899	599	13560	12410	3103	3046
6,05	31548	29645	1902	591	13185	12065	3071	3014
6,55	30801	28896	1905	583	12839	11747	3036	2978
7,05	30097	28189	1908	574	12518	11452	2997	2939
7,55	29430	27518	1912	564	12217	11176	2956	2898
8,05	28796	26882	1915	554	11935	10918	2914	2856
8,55	28193	26275	1918	544	11668	10673	2871	2814
9,05	27617	25696	1921	534	11414	10441	2829	2772
9,55	27066	25142	1924	524	11173	10221	2787	2730
10,05	26539	24612	1928	514	10942	10010	2747	2689
10,55	26034	24103	1931	504	10721	9808	2707	2649
11,05	25549	23615	1934	494	10509	9615	2668	2610
11,55	25083	23146	1937	485	10306	9429	2631	2572
12,05	24635	22695	1941	476	10110	9250	2595	2536
12,55	24205	22261	1944	468	9921	9078	2560	2501
13,05	23790	21843	1947	460	9739	8912	2527	2468
13,55	23390	21440	1950	452	9563	8751	2495	2436
14,05	23005	21051	1954	444	9394	8597	2464	2405
14,55	22633	20676	1957	437	9230	8447	2435	2375
15,05	22275	20314	1960	430	9072	8303	2407	2347
15,55	21841	19879	1963	423	8921	8163	2381	2321
16,05	21509	19544	1966	416	8776	8028	2356	2296
16,55	21189	19219	1970	409	8637	7897	2332	2272
17,05	20878	18906	1973	402	8503	7770	2309	2249
17,55	20578	18602	1976	395	8374	7647	2287	2227
18,05	20288	18308	1980	388	8250	7528	2266	2206
18,55	20006	18023	1983	381	8131	7413	2246	2186
19,05	19733	17747	1986	374	8017	7302	2227	2167
19,55	19469	17480	1990	367	7908	7194	2209	2149
20,05	19213	17220	1993	360	7804	7090	2192	2132
20,55	18964	16967	1997	353	7705	6990	2176	2116
21,05	18722	16723	2000	346	7611	6894	2161	2101
21,55	18488	16485	2004	339	7522	6802	2147	2087
22,05	18260	16253	2007	332	7438	6714	2134	2074
22,55	18039	16028	2011	325	7359	6630	2122	2062
23,05	17823	15810	2014	318	7285	6550	2111	2051
23,55	17614	15597	2018	311	7216	6474	2101	2041
24,05	17410	15390	2021	304	7152	6402	2092	2032
24,55	17212	15188	2025	297	7093	6334	2084	2024



LT 500kV MARIMBONDO - ASSIS

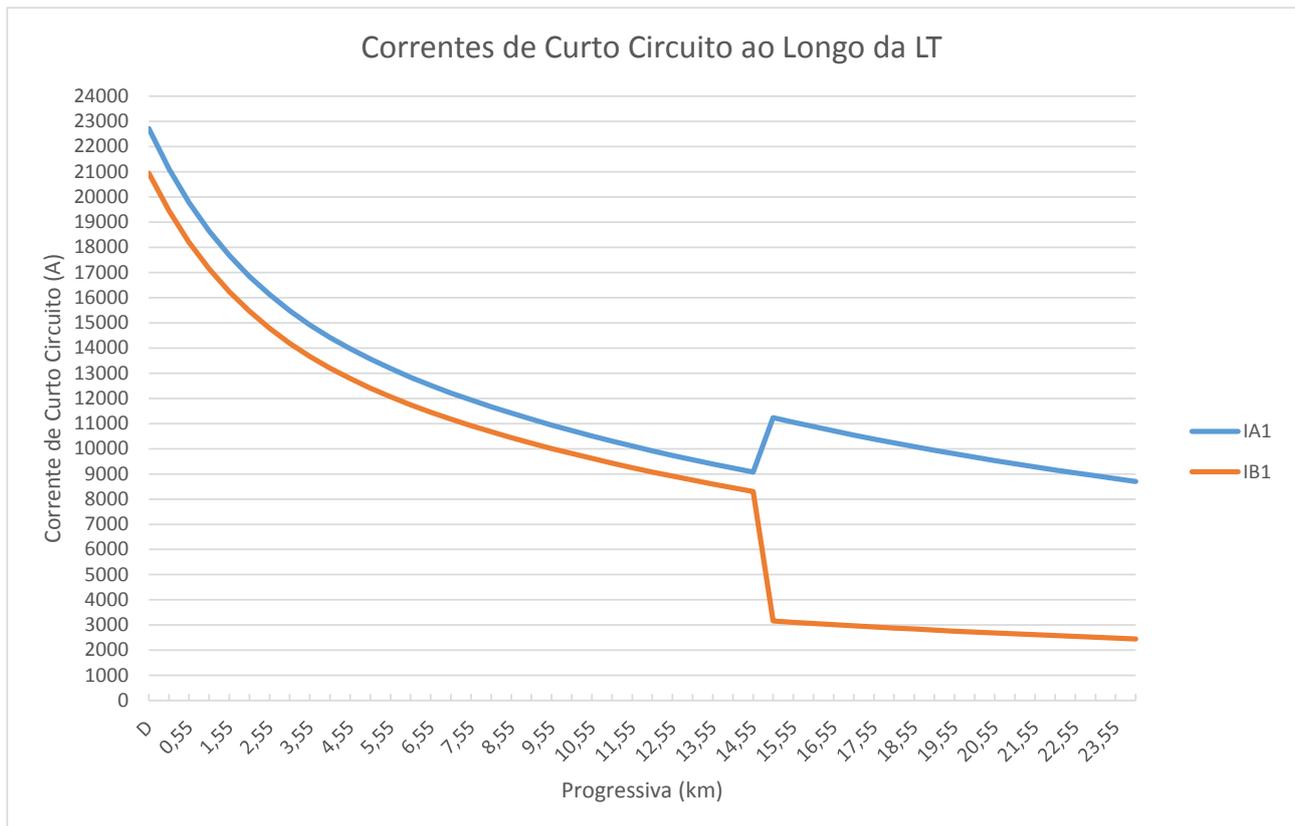


FOLHA:

14/42

REVISÃO:

0B



A corrente de curto-circuito máxima circulante no cabo OPGW é de 22,7kA, representando uma capacidade térmica mínima de 155kA²s, e no cabo Dotterel é de 20,9kA, estando adequado ao limite da NBR 8449. A cordoalha de aço galvanizado 3/8" EHS será utilizada a partir de 15km das extremidades da linha em substituição ao cabo Dotterel juntamente com um OPGW de capacidade mínima de 15kA²s.

Podemos considerar a linha como simétrica e portanto a condição de instalação dos cabos para-raios e o ponto de troca são considerados tanto para a SE Marimbondo II como para a SE Assis.

5.2.1 Perdas nos Cabos Pára-raios

Segundo o item 1.2.3.4 do Edital ANEEL 007/2012 – Anexo 6D, as perdas Joule nos cabos pára-raios deverão ser inferiores a 5% das perdas no cabo condutor para qualquer condição de operação.

De acordo com os parâmetros elétricos calculados no item 2 acima e a ampacidade do cabo condutor, calculada no item 5 acima e para condição de curta duração, conclui-se que as perdas Joule nos cabos condutores é de 1.592kW/km/fase.

- Perdas/fase = $0,017112 * 4380^2 * 3 = 985 \text{ kW/km}$

CÁLCULO DE PERDAS JOULE NOS CABOS PÁRA-RAIOS

LT 500kV MARIMBONDO - ASSIS

NUM CONFIG	PÁRA-RAIOS 1	PÁRA-RAIOS 2	CORRENTES NOS PÁRA-RAIOS				PERDAS JOULE		
			PÁRA-RAIOS 1		PÁRA-RAIOS 2		PR1 (kW/km)	PR2 (kW/km)	TOTAL (kW/km)
			(A)	(°)	(A)	(°)			
1	CAA DOTTEREL	OPGW	170,91	-45,24	106,93	-200,78	11,101	6,379	17,481
2	AÇO	OPGW	41,00	10,07	101,98	-196,06	7,139	6,842	13,980

PERDAS UNITÁRIAS E TOTAIS

NUM CONFIG	COMPRIMENTO (km)	PERDAS (kW/km)	PERDAS (kW)
1	30	17,481	524,422
2	267	13,980	3732,786

Verifica-se no cálculo acima que as perdas médias unitárias máximas, na pior condição é de 17,481kW/km, correspondente a 1,77% das perdas dos cabos condutores, atendendo aos critérios estabelecidos no edital.

5.2.1.1 – Instalação de um cabo Dotterel e um cabo OPGW 14,4mm

CÁLCULO DE PERDAS JOULE NOS CABOS PÁRA-RAIOS

PÁRA-RAIOS 1 CAA DOTTEREL

Diâmetro =	15,42 mm
Resistência =	0,3221 Ohm/km
Impedância Própria =	0,380056 + j . 0,975799 Ohm/km
Impedância Mútua Fase A =	0,058167 + j . 0,393896 Ohm/km
Impedância Mútua Fase B =	0,058166 + j . 0,388383 Ohm/km
Impedância Mútua Fase C =	0,058035 + j . 0,431738 Ohm/km

PÁRA-RAIOS 2 OPGW 14,4MM

Diâmetro =	14,4 mm
Resistência =	0,5000 Ohm/km
Impedância Própria =	0,557914 + j . 0,980960 Ohm/km
Impedância Mútua Fase A =	0,058166 + j . 0,388383 Ohm/km
Impedância Mútua Fase B =	0,058167 + j . 0,393896 Ohm/km
Impedância Mútua Fase C =	0,058350 + j . 0,418305 Ohm/km

CORRENTES NAS FASES

	Módulo	Fase
Fase A =	4380 A	0 °
Fase B =	4380 A	-120 °
Fase C =	4380 A	120 °

CORRENTES NOS CABOS PÁRA-RAIOS

	Módulo	Fase
CORRENTE NO PÁRA-RAIOS 1 =	170,91 A	-45,24 °
CORRENTE NO PÁRA-RAIOS 2 =	106,93 A	-200,78 °

PERDAS JOULE NOS PÁRA-RAIOS

PERDAS JOULE NO PÁRA-RAIOS 1 =	11,101 kW/km
PERDAS JOULE NO PÁRA-RAIOS 2 =	6,379 kW/km
PERDAS JOULE TOTAL =	17,481 kW/km



5.2.1.2 – Instalação de um cabo Aço 3/8” e um OPGW 13,4mm

CÁLCULO DE PERDAS JOULE NOS CABOS PÁRA-RAIOS

PÁRA-RAIOS 1 AÇO GALVANIZADO 3/8"

Diâmetro =	9,15 mm
Resistência =	4,188 Ohm/km
Impedância Própria =	4,245846 + j . 1,012163 Ohm/km
Impedância Mútua Fase A =	0,058167 + j . 0,393896 Ohm/km
Impedância Mútua Fase B =	0,058166 + j . 0,388383 Ohm/km
Impedância Mútua Fase C =	0,058035 + j . 0,431738 Ohm/km

PÁRA-RAIOS 2 OPGW 13,4MM

Diâmetro =	13,4 mm
Resistência =	0,6 Ohm/km
Impedância Própria =	0,657901 + j . 0,986387 Ohm/km
Impedância Mútua Fase A =	0,058166 + j . 0,388383 Ohm/km
Impedância Mútua Fase B =	0,058167 + j . 0,393896 Ohm/km
Impedância Mútua Fase C =	0,058035 + j . 0,418305 Ohm/km

CORRENTES NAS FASES

	Módulo	Fase
Fase A =	4380 A	0 °
Fase B =	4380 A	-120 °
Fase C =	4380 A	120 °

CORRENTES NOS CABOS PÁRA-RAIOS

	Módulo	Fase
CORRENTE NO PÁRA-RAIOS 1 =	41,00 A	10,07 °
CORRENTE NO PÁRA-RAIOS 2 =	101,98 A	-196,06 °

PERDAS JOULE NOS PÁRA-RAIOS

PERDAS JOULE NO PÁRA-RAIOS 1 =	7,139 kW/km
PERDAS JOULE NO PÁRA-RAIOS 2 =	6,842 kW/km
PERDAS JOULE TOTAL =	13,980 kW/km



6. EFEITO CORONA

A intensidade dos fenômenos ligados ao efeito corona está diretamente relacionada ao Gradiente Superficial Máximo (GSM) nos cabos em relação ao Gradiente Crítico (GC) do ar.

O valor da densidade relativa do ar de 0,90, para o qual foi calculado o gradiente crítico, foi obtido do documento 311-010-RT-4-B – Memorial de Dados Climáticos.

Os cálculos foram feitos através do programa SESEnviro Plus da SES Technologies em sua última versão.

Considerando a geometria da torre típica, temos os resultados de cálculo na tabela anexa, que permite obter então:

- GSM = 25,127 kVp/cm
- Cálculo de Gc pela fórmula de Peek:

$$\circ \quad Gc = m \times E_0 \times \delta \times \left(1 + \frac{K}{\sqrt{\delta \times r_c}} \right), \text{ onde}$$

- m = 0,82
 - E₀ = 29,8 kV/cm
 - δ = 0,90
 - K = 0,301
 - r_c = 1,4795cm
- GC = 27,01 kVp/cm

O gradiente máximo corresponde a 93% do gradiente crítico, que atende ao critério adotado de gradiente máximo. Os valores de gradientes superficiais estão referidos à tensão máxima da linha, ou seja, 550kV.

	LT 500kV MARIMBONDO - ASSIS	 	FOLHA: 19/42	REVISÃO: 0B
MEMORIAL DO PROJETO BÁSICO ELÉTRICO		311-004-ME-4-B		

As perdas por efeito corona (PC), por unidade de comprimento da linha, à tensão máxima de 550kV, resultam:

$P_c = 0,1949 \text{ kW / km}$, com tempo bom

$P_{c'} = 21,80 \text{ kW / km}$, sob chuva intensa

$P_c \text{ média (90\%/10\%)} = 0,3934 \text{ kW / km}$

MAXIMUM GRADIENT OF EACH CONDUCTOR

MAXIMUM AC (rms) GRADIENTS

Lin	Bun	Con	E_mean kV/cm	E_max kV/cm	E_min kV/cm	Angle_max Degrees	Angle_min Degrees
1	1	1	14.445	15.480	13.410	42.754	222.88
1	1	2	14.134	15.108	13.159	134.40	314.44
1	1	3	14.323	15.335	13.311	227.29	47.162
1	1	4	14.615	15.680	13.551	315.55	135.52
1	2	5	16.318	17.499	15.138	48.711	228.46
1	2	6	16.545	17.767	15.322	133.14	313.29
1	2	7	15.978	17.095	14.861	222.14	42.267
1	2	8	15.765	16.842	14.688	316.01	135.99
1	3	9	14.832	15.834	13.831	42.522	222.64
1	3	10	14.987	16.022	13.953	138.64	318.46
1	3	11	15.713	16.879	14.547	228.02	47.819
1	3	12	15.608	16.758	14.457	310.82	131.08
1	901	13	6.8114	6.8654	6.7574	326.82	146.46
1	902	14	10.068	10.215	9.9211	319.35	139.49

PEAK AC GRADIENTS

Lin	Bun	Con	E_mean kV/cm	E_max kV/cm	E_min kV/cm	Angle_max Degrees	Angle_min Degrees
1	1	1	20.428	21.892	18.965	42.754	222.88
1	1	2	19.988	21.367	18.610	134.40	314.44
1	1	3	20.256	21.687	18.825	227.29	47.162
1	1	4	20.669	22.174	19.164	315.55	135.52
1	2	5	23.077	24.747	21.408	48.711	228.46
1	2	6	23.398	25.127	21.669	133.14	313.29
1	2	7	22.596	24.176	21.017	222.14	42.267
1	2	8	22.295	23.818	20.772	316.01	135.99
1	3	9	20.976	22.392	19.559	42.522	222.64
1	3	10	21.195	22.658	19.732	138.64	318.46
1	3	11	22.222	23.871	20.573	228.02	47.819
1	3	12	22.072	23.700	20.445	310.82	131.08
1	901	13	9.6328	9.7092	9.5565	326.82	146.46
1	902	14	14.239	14.447	14.031	319.35	139.49

7. COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO

O isolamento da linha de transmissão foi verificado para:

- *tensão operativa (frequência industrial)*
- *sobretensões de manobra*
- *sobretensões de impulso*

Estes aspectos determinam as distâncias de segurança mínimas necessárias associadas aos respectivos ângulos de balanço das cadeias e o número mínimo de isoladores necessário. Com esses valores determinados identifica-se a suportabilidade ao impulso e calcula-se o desempenho da linha quanto aos desligamentos por descargas atmosféricas.

	LT 500kV MARIMBONDO - ASSIS	 	FOLHA: 21/42	REVISÃO: 0B
MEMORIAL DO PROJETO BÁSICO ELÉTRICO		311-004-ME-4-B		

7.1 Isolamento a tensão operativa (frequência industrial)

a) Número de Isoladores

A distância de escoamento específica da cadeia de isoladores requerida pelo Edital da ANEEL deve atender às prescrições da norma IEC-60815 para o nível de poluição da região atravessada pela linha, respeitando o mínimo de 14mm/kV eficaz fase-fase.

A região que a linha de transmissão atravessa pode ser caracterizada como uma região de vegetação baixa com atividades predominantemente agrícola e pastoril, não possuindo atividades causadoras de poluição como, por exemplo, indústrias, extração de minérios ou mesmo proximidade da orla marítima. Desta forma conclui-se que a região pode ser considerada sem poluição.

Aplicando-se a IEC 60815/86, verifica-se que pela Tabela I, região sem poluição, a distância de escoamento recomendada é de 16mm/kV fase-fase, podendo ser aceito um valor menor desde que superior a 12mm/kV. Assim, será aplicado o valor de 14mm/kV eficaz fase-fase, o qual corresponde ao valor mínimo do Edital e também atende à norma IEC 60815.

O número mínimo de isoladores será, portanto:

$$N = \frac{550 \times 14}{DE}$$

onde:

DE = distância de escoamento de um isolador, em mm

Considerando que, em função do carregamento mecânico de cada estrutura, podem ser utilizados isoladores com diferentes cargas de ruptura e também diferentes distâncias de escoamento, vamos determinar o número de isoladores necessários em função da carga do mesmo. Podemos adotar os seguintes valores mínimos:

- DE = 320 mm para isolador 254mm x 146mm (120kN)
- DE = 380 mm para isoladores de 280mm x 170mm (160/240kN)

	LT 500kV MARIMBONDO - ASSIS	 	FOLHA: 22/42	REVISÃO: 0B
MEMORIAL DO PROJETO BÁSICO ELÉTRICO		311-004-ME-4-B		

Assim, temos:

$$N = \frac{550 \times 14}{320} = 24,1 \text{ isoladores de } 254\text{mm} \times 146\text{mm}$$

ou

$$N = \frac{550 \times 14}{380} = 20,3 \text{ isoladores de } 280\text{mm} \times 170\text{mm}$$

Com base nos resultados acima e na experiência de linhas similares, estamos adotando o uso de 25 isoladores de 254mm x 146mm (120 kN) ou 21 isoladores de 280mm x 170mm (160 kN ou 240kN) por penca da cadeia.

b) Distância mínima necessária à tensão operativa

Para a definição da distância mínima necessária à tensão operativa foram consideradas as seguintes premissas:

- Tensão máxima operativa de 550kV, correspondente a uma solicitação fase-terra pico de 449kV.
- A suportabilidade mínima V_m , obtida pela expressão abaixo, corresponde a 412kV.

$$V_m = V_{50} / (1+3\sigma) \text{ com } \sigma = 3\%$$

- O Fator de Correção Atmosférica (FCA ou RIS) para frequência industrial para a região da linha é de 0,97, conforme documento 311-010-RT-4-B – Memorial de Dados Climáticos. Assim, a suportabilidade mínima V_m passa a ser de 425kV, valor a ser adotado na definição das distâncias de segurança mínimas.

A distância mínima condutor-estrutura lateral em ar para a suportabilidade mínima calculada, obtida a partir da figura 10.6.1 da referência “Transmission Line Reference Book 345 kV and Above” - EPRI, é de aproximadamente 0,70 m. Salienta-se que já foi considerada a correção devido à densidade do ar e à umidade (FCA ou RIS). Desta forma, para este estudo será utilizado conservativamente o valor de 0,70m para todos os gaps fase-terra no que se refere à tensão operativa.

- Número máximo de falhas à tensão máxima operativa com ação de vento na cadeia: 1 falha/30 anos.

	LT 500kV MARIMBONDO - ASSIS	 	FOLHA: 23/42	REVISÃO: 0B
MEMORIAL DO PROJETO BÁSICO ELÉTRICO		311-004-ME-4-B		

- Dados climatológicos: Conforme documento 311-010-RT-4-B –Memorial de Dados Climaticos. O vento adotado tem período de retorno de 50 anos.
- O cálculo de balanço das cadeias de suspensão está baseado na Brochure Cigre 348 – *Tower Top Geometry and Mid Span Clearances*, mais conservativo que a NBR 5422/1985:

$$\beta = \tan^{-1} \left[q_0 \times \frac{C_{XC} \times G_C \times G_L \times d \times n \times V_m + C_{Xins} \times \frac{A_{ins}}{2}}{m_C \times g \times n \times V_p + M_{ins} \times \frac{g}{2}} \right], \text{ onde}$$

q_0 = pressão dinâmica de referência, igual a 79,3kgf/m² - 50 anos / 30 segundos (38,8m/s)

C_{XC} = coeficiente de arrasto do condutor, igual a 1

G_C = coeficiente de rajada do condutor – 0,40

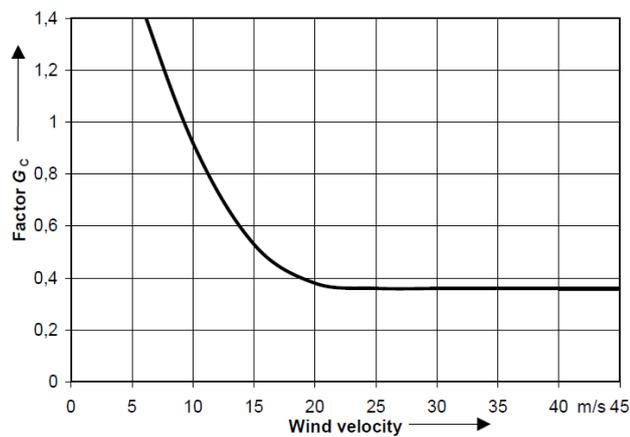


Gráfico 1 – Valores de G_c em função da velocidade do vento

G_L = coeficiente de vão – 0,75 (Vão de 500m) – Curva 3

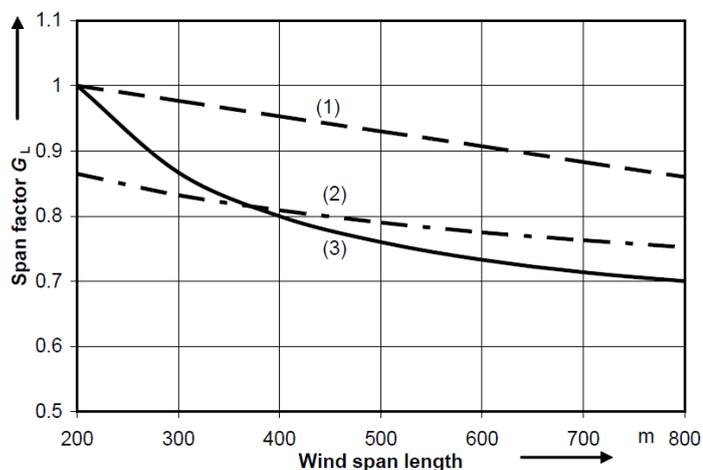


Gráfico 2 – Valores de G_L em função do vão médio utilizado

	LT 500kV MARIMBONDO - ASSIS		FOLHA:	REVISÃO:
			24/42	0B
MEMORIAL DO PROJETO BÁSICO ELÉTRICO		311-004-ME-4-B		



LT 500kV MARIMBONDO - ASSIS



FOLHA:

25/42

REVISÃO:

0B

MEMORIAL DO PROJETO BÁSICO ELÉTRICO

311-004-ME-4-B

d = diâmetro do cabo condutor - 29,59mm

n = número de cabos do feixe – 4 cabos

V_m = vão médio – 500m

C_{Xins} = coeficiente de arrasto da cadeia de isoladores, igual a 1,2

A_{ins} = área da cadeia de isoladores exposta ao vento – 613mm²

m_c = massa linear do cabo condutor – 1,6002kg/m

V_p = vão de peso – 300m (Valor mínimo)

g = aceleração da gravidade = 9,81m/s²

M_{ins} = massa da cadeia de isoladores – 200kg

Da fórmula acima, obtemos o ângulo de balanço de 56°. Para a verificação da silhueta da estrutura, estamos adotando um valor mínimo de 56°. A composição do ângulo de balanço com a distância mínima é o requisito necessário para o isolamento à máxima tensão operativa.

7.2 Isolamento a Sobretensões de Manobra

a) Dados e Critérios

O critério adotado foi o do Edital da ANEEL :

MANOBRA	RISCO DE FALHA	
	Fase-Terra	Fase-Fase
Energização	10 ⁻³	10 ⁻⁴
Religamento	10 ⁻²	10 ⁻³

Os dados utilizados foram:

⇒ Comprimento da linha: 297 km

⇒ Vão Médio: 500m

⇒ A sobretensão de manobra máxima adotada para a Linha de Transmissão foi de 2,3 p.u. com desvio padrão de 6%, conforme relatório R2 componente do Edital.

	LT 500kV MARIMBONDO - ASSIS			FOLHA: 26/42	REVISÃO: 0B
MEMORIAL DO PROJETO BÁSICO ELÉTRICO		311-004-ME-4-B			

⇒ Dados Climatológicos: o valor médio do fator de correção da suportabilidade para impulso em função da densidade relativa do ar e da umidade é de 0,97, conforme documento 311-010-RT-4-B – Memorial de Dados Climáticos.

A tensão máxima de energização e religamento é então: $V_s = 2,3 \times 449 = 1.032\text{kV}$. Definindo uma suportabilidade mínima correspondente a 3 desvios-padrão, temos $V_{50} = 1032 / (1-3.0,06) = 1.258\text{kV}$, que corrigido pelo fator de correção atmosférica dá 1.297kV.

b) Distância fase-terra

A suportabilidade do gap é calculada pela seguinte fórmula:

$$V_{50} = 3400 \cdot k / (1 + 8 / d)$$

O que permite obter o valor da distância em função da suportabilidade exigida como sendo:

$$d = 8 \cdot V_{50} / (3400 \cdot k - V_{50})$$

Para condutor-estrutura lateral: $k = 1,35$

Para atender ao risco de falha de critério, com a cadeia sem a ação do vento, o valor da distância mínima necessária é:

MANOBRA CRÍTICA	DISTÂNCIA MÍNIMA (m)
	Condutor-Estrutura Lateral
RELIGAMENTO	3,15
ENERGIZAÇÃO	3,15

Estamos adotando a distância mínima de 3,8m.

A distância acima será verificada com um ângulo de balanço da cadeia de suspensão correspondente à velocidade de vento freqüente, com período de retorno de 2 anos, conforme cálculo abaixo.

- O cálculo de balanço das cadeias de suspensão está baseado na Brochure Cigre 348 – *Tower Top Geometry and Mid Span Clearances*, mais conservativo que a NBR 5422/1985:

O valor de q_0 foi obtido do documento 311-002-MD-4-B – Memorial do Projeto Básico.

Da fórmula acima, obtemos o ângulo de balanço de 16°. Para a verificação da silhueta da estrutura, estamos adotando um valor mínimo de 16°. A composição do ângulo de balanço com a distância mínima é o requisito necessário para o isolamento a sobretensões de manobra.

	LT 500kV MARIMBONDO - ASSIS	 	FOLHA: 28/42	REVISÃO: 0B
MEMORIAL DO PROJETO BÁSICO ELÉTRICO		311-004-ME-4-B		

c) Risco de falha fase-terra por surto de manobra

Os riscos máximos especificados são de 10^{-3} para energização e 10^{-2} para religamento e os riscos obtidos para a distribuição de sobretensões apresentada nos estudos de transitórios anexos ao Edital e a distância mínima de 3,80m são os seguintes:

- Religamento = $6,044 \times 10^{-3}$
- Energização = $6,044 \times 10^{-3}$

Considerou-se a sobretensão de 2,3 p.u. tanto para religamento como para energização.

Ressalte-se que as distâncias efetivas podem ser ainda maiores em função dos outros tipos de solicitação.

CÁLCULO DE RISCO DE FALHA - RELIGAMENTO E ENERGIZAÇÃO

Tensão = 550
 V base = 449
 FCA = 0,95
 Compr. = 297
 Vão Médio = 500
 Núm.Torres = 595
 Dist.Inicial (m) = 3,00
 Passo (m) = 0,10

FASE LATERAL			INÍCIO				MEIO				FIM			
FATOR GAP = 1,35 s = 5%			SM (pu) = 2,30 s (%) = 5% % TOR = 20% VS = 1.032,9 SIG S = 51,6 N° TOR = 119				SM (pu) = 2,30 s (%) = 5% % TOR = 60% VS = 1.032,9 SIG S = 51,6 N° TOR = 357				SM (pu) = 2,30 s (%) = 5% % TOR = 20% VS = 1.032,9 SIG S = 51,6 N° TOR = 119			
D	VR	SIG R	Z	RISCO (pu)		Z	RISCO (pu)		Z	RISCO (pu)		RISCO TOTAL	D	
				UNIT	TOTAL		UNIT	TOTAL		UNIT	TOTAL			
3,00	1189,2	59,5	-1,985331	2,355E-02	9,414E-01	-1,985331	2,355E-02	9,998E-01	-1,985331	2,355E-02	9,414E-01	1,000E+00	3,00	
3,10	1217,8	60,9	-2,316212	1,027E-02	7,074E-01	-2,316212	1,027E-02	9,749E-01	-2,316212	1,027E-02	7,074E-01	9,979E-01	3,10	
3,20	1245,9	62,3	-2,632215	4,242E-03	3,970E-01	-2,632215	4,242E-03	7,807E-01	-2,632215	4,242E-03	3,970E-01	9,203E-01	3,20	
3,30	1273,4	63,7	-2,934209	1,672E-03	1,806E-01	-2,934209	1,672E-03	4,498E-01	-2,934209	1,672E-03	1,806E-01	6,305E-01	3,30	
3,40	1300,5	65,0	-3,223008	6,343E-04	7,272E-02	-3,223008	6,343E-04	2,027E-01	-3,223008	6,343E-04	7,272E-02	3,144E-01	3,40	
3,50	1327,1	66,4	-3,499372	2,332E-04	2,737E-02	-3,499372	2,332E-04	7,988E-02	-3,499372	2,332E-04	2,737E-02	1,296E-01	3,50	
3,60	1353,3	67,7	-3,764012	8,360E-05	9,900E-03	-3,764012	8,360E-05	2,941E-02	-3,764012	8,360E-05	9,900E-03	4,853E-02	3,60	
3,70	1379,0	68,9	-4,017590	2,940E-05	3,492E-03	-4,017590	2,940E-05	1,044E-02	-4,017590	2,940E-05	3,492E-03	1,734E-02	3,70	
3,80	1404,2	70,2	-4,260727	1,019E-05	1,212E-03	-4,260727	1,019E-05	3,631E-03	-4,260727	1,019E-05	1,212E-03	6,044E-03	3,80	
3,90	1429,1	71,5	-4,494003	3,495E-06	4,158E-04	-4,494003	3,495E-06	1,247E-03	-4,494003	3,495E-06	4,158E-04	2,077E-03	3,90	
4,00	1453,5	72,7	-4,717959	1,191E-06	1,417E-04	-4,717959	1,191E-06	4,251E-04	-4,717959	1,191E-06	1,417E-04	7,085E-04	4,00	
4,10	1477,5	73,9	-4,933101	4,047E-07	4,815E-05	-4,933101	4,047E-07	1,445E-04	-4,933101	4,047E-07	4,815E-05	2,408E-04	4,10	
4,20	1501,2	75,1	-5,139903	1,374E-07	1,636E-05	-5,139903	1,374E-07	4,906E-05	-5,139903	1,374E-07	1,636E-05	8,177E-05	4,20	
4,30	1524,4	76,2	-5,338808	4,678E-08	5,567E-06	-5,338808	4,678E-08	1,670E-05	-5,338808	4,678E-08	5,567E-06	2,783E-05	4,30	
4,40	1547,3	77,4	-5,530229	1,599E-08	1,903E-06	-5,530229	1,599E-08	5,709E-06	-5,530229	1,599E-08	1,903E-06	9,514E-06	4,40	
4,50	1569,8	78,5	-5,714556	5,500E-09	6,544E-07	-5,714556	5,500E-09	1,963E-06	-5,714556	5,500E-09	6,544E-07	3,272E-06	4,50	
4,60	1591,9	79,6	-5,892152	1,906E-09	2,268E-07	-5,892152	1,906E-09	6,804E-07	-5,892152	1,906E-09	2,268E-07	1,134E-06	4,60	
4,70	1613,7	80,7	-6,063358	6,665E-10	7,932E-08	-6,063358	6,665E-10	2,380E-07	-6,063358	6,665E-10	7,932E-08	3,966E-07	4,70	
4,80	1635,2	81,8	-6,228493	2,355E-10	2,802E-08	-6,228493	2,355E-10	8,406E-08	-6,228493	2,355E-10	2,802E-08	1,401E-07	4,80	
4,90	1656,3	82,8	-6,387858	8,411E-11	1,001E-08	-6,387858	8,411E-11	3,003E-08	-6,387858	8,411E-11	1,001E-08	5,005E-08	4,90	
5,00	1677,1	83,9	-6,541733	3,040E-11	3,618E-09	-6,541733	3,040E-11	1,085E-08	-6,541733	3,040E-11	3,618E-09	1,809E-08	5,00	

d) Distância fase-fase

Para a definição da distância entre fases, considerando o risco de falha, pode ser utilizada a metodologia apresentada na referência CIGRE – “Phase to Phase Insulation Coordination” (ELECTRA 64) ou a apresentada no capítulo 11 do “Transmission Line Reference Book – 345 kV and above” do EPRI, na qual, a partir de simplificações, obtém-se a representação das densidades de probabilidades das sobretensões. A partir desta última referência, e considerando uma sobretensão fase-fase de 2,3 p.u, pode-se obter uma distância mínima de isolamento menor do que 4,5m. A distância fase-fase adotada na silhueta da estrutura é maior do que 10m, resultando assim em risco bastante abaixo do critério.

7.3 Isolamento para Manutenção em Linha Viva

De acordo com a recomendação da norma NESC (edição 2002), a distância mínima fase-terra para trabalho em linha viva na faixa de 500-550kV é de 3,42m. Considerando uma folga adicional para movimentos involuntários de 0,5m, estamos adotando como distância mínima para o trabalho de manutenção em linha viva o valor de 4,0m, que será verificado com a cadeia em repouso.

7.4. Distância Condutor ao Solo

A distância mínima cabo solo foi calculada de acordo com a metodologia da norma NESC C2/2002 conforme fórmula abaixo:

$$D = 1,00 \times \left[\frac{V \times PU \times a}{500 \times K} \right]^{1,667} \times b \times c$$

Onde,

V = tensão nominal fase-fase da linha de transmissão – 500kV

PU – Sobretensão máxima – 2,3p.u. conforme item 7.2 acima

a – suportabilidade para 3 desvios-padrão – 1,15

K – fator de configuração do *gap* fase-solo – 1,15

b – suportabilidade para condições atmosféricas anormais – 1,03

c – margem de segurança – 1,20

Os valores acima foram obtidos do item 232C1c – D da NESC 2002 conforme exigido pelo Edital do Leilão.

	LT 500kV MARIMBONDO - ASSIS			FOLHA: 30/42	REVISÃO: 0B
MEMORIAL DO PROJETO BÁSICO ELÉTRICO		311-004-ME-4-B			

O cálculo resulta em uma distância mínima de 10,6m. Para efeitos de projeto e verificação de distâncias de segurança estamos considerando o valor mínimo de 11,0m.

7.5 Resumo dos Parâmetros Obtidos da Coordenação de Isolamento

Dos estudos acima apresentados temos as seguintes distâncias mínimas resultantes:

- Distância condutor-estrutura lateral:

Sobretensão de manobra: 3,80m com balanço mínimo de 16°

Tensão operativa máxima: 0,7m com balanço mínimo de 56°

Manutenção em linha viva: 4,0m em repouso

Para cadeias de jumper deverá ser considerado um balanço mínimo de 20° com distância de 4,0m.

Aos ângulos acima deverá ser acrescentada a componente devida ao ângulo de deflexão máximo da torre.

- Número de Isoladores:

Valor adotado: 25 isoladores de 120kN (passo 146) ou 21 isoladores de 160/240kN (passo 170).

- Distância condutor-solo:

Requisito pela norma NESC C2/2002: 10,6m

Valor adotado: 11,0 m para regime permanente

A locação de estruturas será feita com base na temperatura nominal de 70°C e distância conforme tabela abaixo. A verificação na condição de curta duração será feita considerando a temperatura de 90°C e as distâncias conforme mesma tabela.

Obstáculo (Tabela 232-1)	Distância básica (m)	Componente Elétrica (m)	Total (m)	Adotada (m)
Locais acessíveis a máquinas ou caminhões	5,60	4,95	10,55	11,00
Ruas, Avenidas, Rodovias e outros	5,60	4,95	10,55	11,00
Áreas cultivadas	5,60	4,95	10,55	11,00
Águas não navegáveis	5,20	4,95	10,15	10,00
Águas navegáveis	12,30	4,95	17,25	17,00
Ferrovias	8,10	4,95	13,05	13,00
Cabos para-raios ou estais	2,90	4,95	7,85	8,00
Outras linhas	4,40	4,95	9,35	9,00

	LT 500kV MARIMBONDO - ASSIS			FOLHA: 31/42	REVISÃO: 0B
MEMORIAL DO PROJETO BÁSICO ELÉTRICO		311-004-ME-4-B			

8. DESEMPENHO FRENTE A DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Foram considerados os seguintes dados básicos nesta análise desenvolvida aplicando-se o método eletrogeométrico. O software utilizado para cálculo foi o FLASH Versão 2.04 do IEEE.

Title:
 GFD [per sq km]:
 Span [m]: English Units Metric Units

Details to Log File:
 Log File: c:\ieeeflash\test1\flash1p9.out

Conductors
 Diameter [mm]: # Bundled:
 Sag [m]: Spacing [mm]:
 Index

Index	X [m]	Y [m]	SI [m]	kV	Angle	AC/DC?
1	-9	35	4	500	0	ac
2	0	42,9	4	500	120	ac
3	9	35	4	500	240	ac
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						

Shield Wires
 Diameter [mm]:
 Sag [m]:
 Index

Index	X [m]	Y [m]
1	-5,3	48,7
2	5,3	48,7

Exposed Conductors

Index	Conductor	Shield Wire	Shielding Angles		Icrit kA
			Required	Actual	
1	1	1	34,28	14,93	23,45
2	3	2	34,28	14,93	23,45
3					
4					

Tower Model Do Not Edit:
 Height: [m] 1 - Cone
 Base Diameter: [m] 2 - H Frame
 Midsection Width: [m] 3 - Cylinder
 Top Diameter: [m] 4 - Waist
 Top-to-Midsection: [m]

Footing Resistances
 Percentage (%) Ohms: 80 15 20 25

Flashover Rates
 Backflash: /100 km/yr
 Shielding Failure: /100 km/yr
 Total: /100 km/yr

Critical Currents kA

Version 2.04 - May 2012

Foi utilizada a silhueta apresentada no item 2 desse documento.

Como a metodologia do FLASH não considera estruturas monomastro foi utilizado o modelo de estrutura “delta” ou “waist” considerando que o diâmetro da base e da “cintura” são os mesmos, configurando assim um corpo retilíneo.

De acordo com o site do INPE – *Instituto Nacional de Pesquisas Especiais* e seu grupo de estudos ELAT – *Eletricidade Atmosférica* as densidades de raios nas cidades atravessadas ou ao lado da linha são:

- Assis – 8,50 raios/km²
- Pompéia – 8,11 raios/km²
- Marília – 8,93 raios/km²
- Getulina – 5,30 raios/km²
- Lins – 5,37 raios/km²
- Promissão – 5,23 raios/km²
- José Bonifácio – 6,48 raios/km²

- São José do Rio Preto – 7,43 raios/km²
- Fronteira (MG) – 9,70 raios/km²

Para as resistências de aterramento consideramos um percentual de 80% das torres com valores de até 150hm e 20% com até 250hm. Esses valores foram baseados em conhecimento da região e projetos anteriores ao longo do traçado da nova linha.

Conforme cálculo acima o valor máximo encontrado é de 0,93 desligamentos / 100km / ano, resultado de descargas indiretas. Nenhuma falha de blindagem foi constatada.

O valor encontrado de 0,93 desligamentos / 100km / ano é inferior ao máximo definido no edital de 1 desligamento / 100km / ano.

	LT 500kV MARIMBONDO - ASSIS		FOLHA: 33/42	REVISÃO: 0B
MEMORIAL DO PROJETO BÁSICO ELÉTRICO		311-004-ME-4-B		

9. EFEITOS ELETROSTÁTICOS E ELETROMAGNÉTICOS

Apresentamos nos itens seguintes os cálculos de verificação dos aspectos relacionados aos efeitos de campo da linha para atendimento aos critérios do Edital.

O software utilizado para os cálculos foi o SES Enviro Plus da SESTechnologies Canadá em sua última versão que utiliza como metodologia de cálculo o *Transmission Line Reference Book 345kV and Above – EPRI*.

Nos cálculos dependentes da tensão foi usado o valor de 500kV e nos cálculos dependentes da corrente foi utilizado o valor de 4.380A/fase.

Os dados de entrada e de saída do software de cálculo encontram-se abaixo no anexo I.

Para a distância cabo solo foi considerada a de 11,0m correspondente aos locais acessíveis a pedestres e máquinas agrícolas em geral.

A altura de cálculo dos campos elétrico e magnético é de 1,5m.

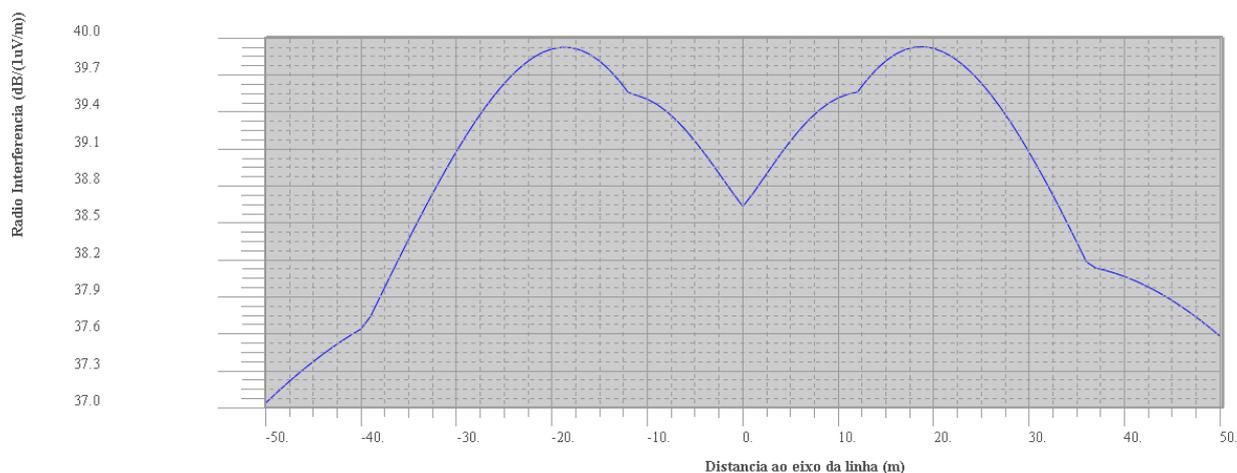
Todas as prescrições da resolução ANEEL 398 / 2010 estão sendo cumpridas.

9.1. Rádio Interferência

A relação sinal-ruído (SNR) deverá ser maior ou igual a 24 dBu, no limite da faixa. Admite-se para o sinal a ser protegido a intensidade mínima de 66 dBu, conforme recomendação da ANATEL, e portanto o ruído máximo admissível será de 42 dBu.

O critério de campo elétrico não determina uma largura mínima de faixa neste caso.

A metodologia adotada pelo software de cálculo citado no início do capítulo é aquela definida no *Red Book – Transmission Line Reference Book 345kV and above* do EPRI.

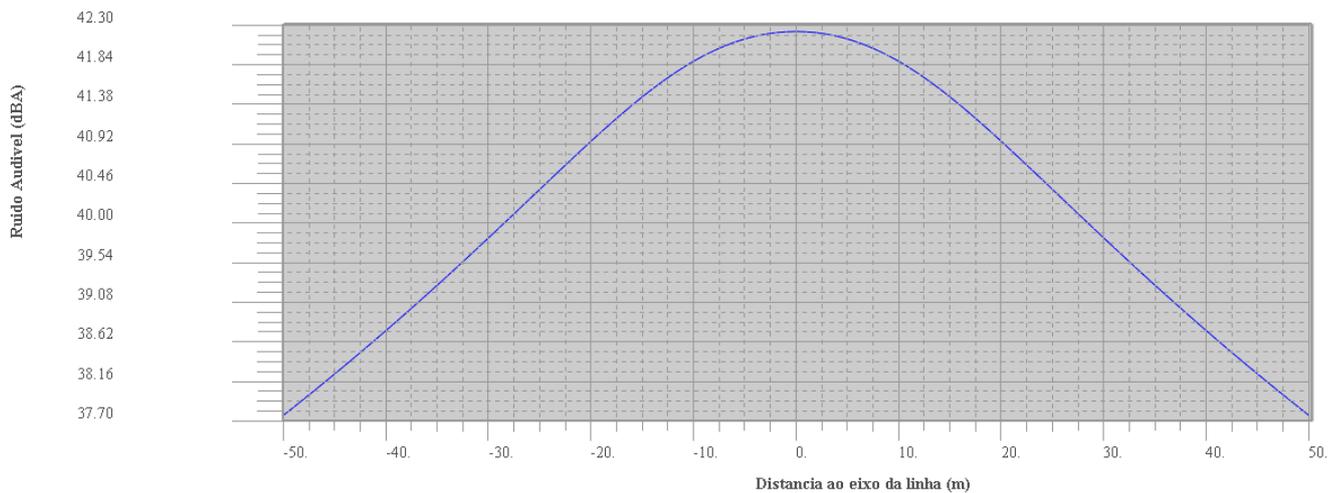


	LT 500kV MARIMBONDO - ASSIS		FOLHA: 34/42	REVISÃO: 0B
MEMORIAL DO PROJETO BÁSICO ELÉTRICO		311-004-ME-4-B		

9.2. Ruído Audível

Apresentamos a seguir o relatório de saída do cálculo do perfil do Ruído Audível na seção transversal à linha. Ele não é decisivo no dimensionamento da faixa uma vez que o critério é de no máximo 58dBA na condição de chuva fina e o máximo ruído encontrado é inferior a 42,3dBA.

A metodologia adotada pelo software de cálculo citado no início do capítulo é aquela definida no *Red Book* – Transmission Line Reference Book 345kV and above do EPRI.



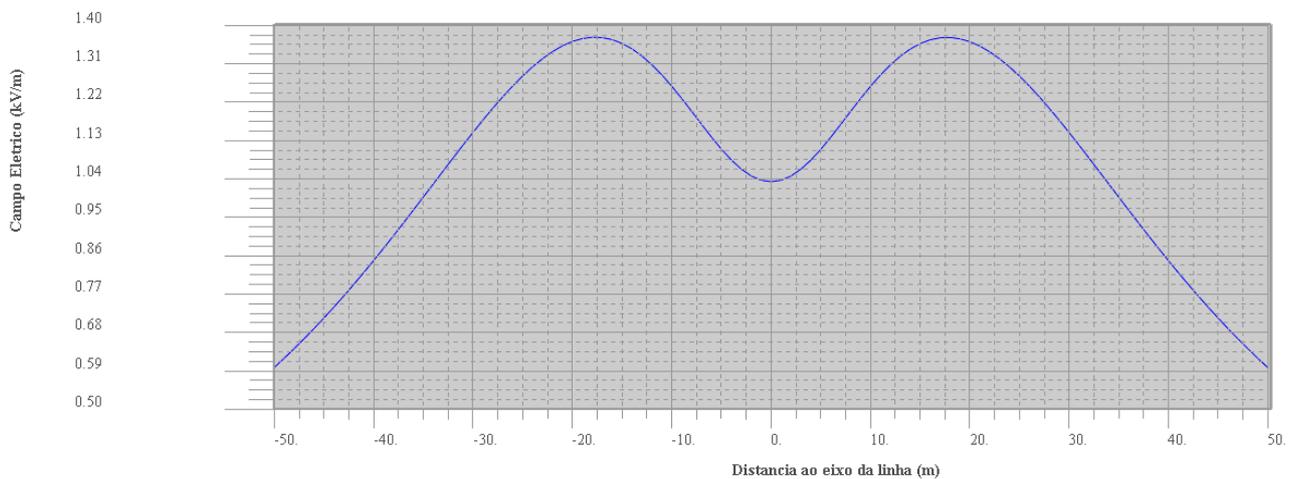
	LT 500kV MARIMBONDO - ASSIS			FOLHA: 35/42	REVISÃO: 0B
MEMORIAL DO PROJETO BÁSICO ELÉTRICO		311-004-ME-4-B			

9.3. Campo Elétrico

Apresentamos a seguir o relatório de saída do cálculo do perfil lateral do campo elétrico a 1,5 m do nível do solo.

O valor de 4,17kV/m não é atingido em nenhum ponto da faixa, não sendo esse critério determinante para a largura da mesma.

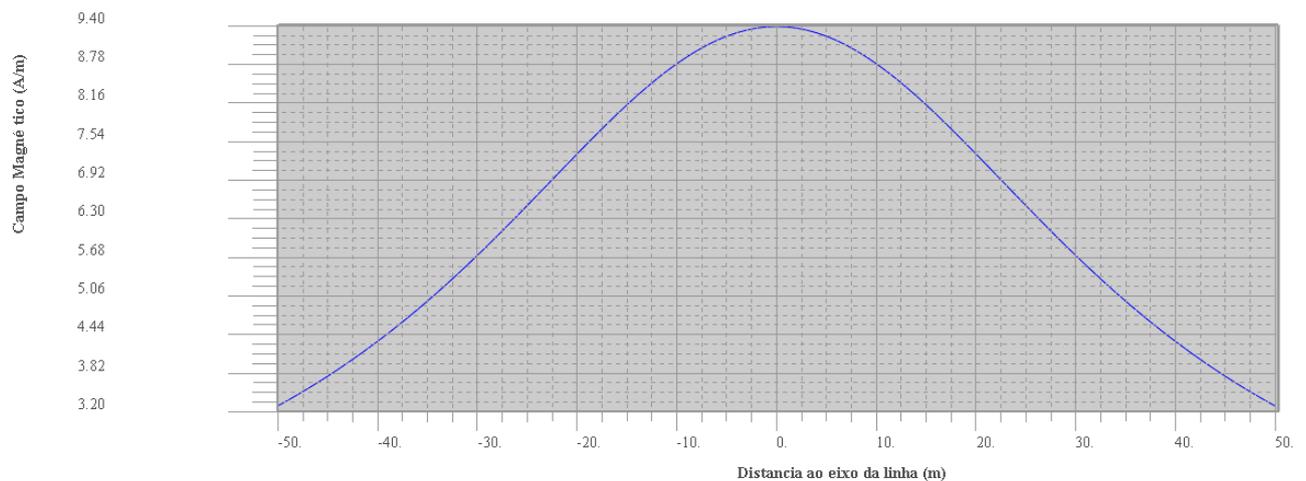
A metodologia adotada pelo software de cálculo citado no início do capítulo é aquela definida no *Red Book* – Transmission Line Reference Book 345kV and above do EPRI.



9.4. Campo Magnético

Apresentamos a seguir o gráfico do cálculo do perfil lateral do campo magnético para a corrente máxima da linha. Ele não é decisivo no dimensionamento da faixa uma vez que o critério é de no máximo 67 A/m, equivalente a um fluxo magnético de 83,3 μ T (833mG), e os valores encontrados são inferiores a 67,0A/m, em qualquer ponto da faixa.

A metodologia adotada pelo software de cálculo citado no início do capítulo é aquela definida no *Red Book* – Transmission Line Reference Book 345kV and above do EPRI.



ANEXO I

Dados de entrada do programa de cálculo dos efeitos eletrostáticos e eletromagnéticos

	LT 500kV MARIMBONDO - ASSIS	 	FOLHA: 38/42	REVISÃO: 0B
MEMORIAL DO PROJETO BÁSICO ELÉTRICO		311-004-ME-4-B		

DADOS DE ENTRADA

As telas de entrada de dados do software SESEnviro Plus Versão 14.0 utilizado para os cálculos encontram-se abaixo:

Transmission Line Design
System Configuration
Circuits and Conductors

Name	Nb of Conduct	Bundle Radiu (m)	Start Angle (deg)	Conductor Ra (m)	Relative Coor	Y Offset (m)	Z Offset (m)
C1	4	0.550	45	0.0147955	No	0	0

Circuit Characteristics For C1

Phase Conductor Characteristics: 1) Raif.ACSR
Bundle Geometry: Symmetrical
Local Circuit Transposition Status: Inherited

Phases and Neutrals

Name	Phase Number	Y Coordinate (m)	Z Average Coordinate (m)	Z Actual Coordinate (m)	Surface Condition
P1	1	-9	18.222	35.000	0.82
P2	2	0	26.122	42.900	0.82
P3	3	9	18.222	35.000	0.82

Tela 1 – Geometria da torre e do vão

Transmission Line Design
Phase Energization
Reference Voltage

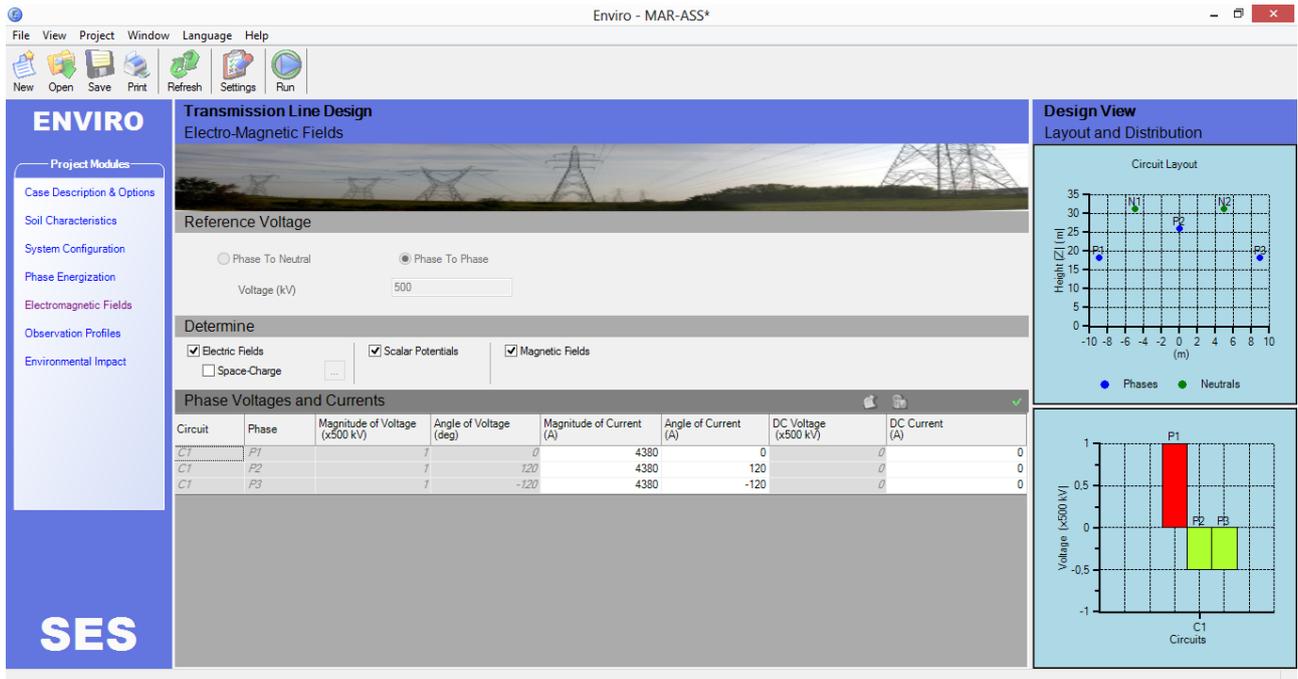
Phase To Neutral
 Phase To Phase

Voltage (kV): 500

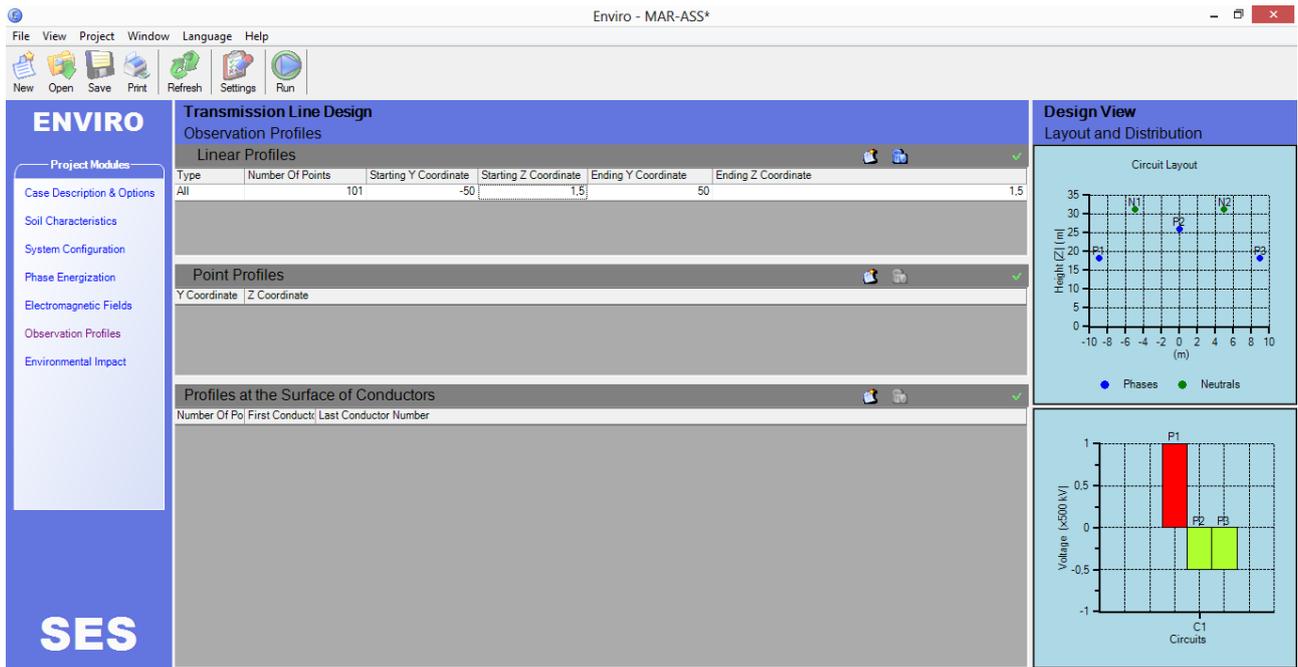
Phase Voltages

Circuit	Phase	Magnitude of Voltage (x500 kV)	Angle of Voltage (deg)	DC Voltage (x500 kV)
C1	P1	1	0	0
C1	P2	1	120	0
C1	P3	1	-120	0

Tela 2 – Dados de tensão da linha



Tela 3 – Dados de corrente das fases



Tela 4 – Perfil de observação dos resultados

ANEXO II

Dados utilizados para os cálculos (dados de cabos)

	LT 500kV MARIMBONDO - ASSIS	 	FOLHA: 41/42	REVISÃO: 0B
MEMORIAL DO PROJETO BÁSICO ELÉTRICO		311-004-ME-4-B		

AII.1 CARACTERÍSTICAS DOS CABOS CONDUTORES E PÁRA-RAIOS.

Cada fase será composta por 4 subcondutores CAA 954kcmil, código RAIL.

Serão usados dois tipos de cabo para-raios:

- CAA-EF 176,9kcmil, código DOTTEREL, nas extremidades da linha, próximo às subestações
- Cordoalha de Aço Galvanizado 3/8" EAR no restante da linha
- OPGW 14,4mm (diâmetro estimado)
- OPGW 13,4mm (diâmetro estimado)

CONDUTORES	RAIL
DIÂMETRO (mm)	29,59
SEÇÃO TRANSVERSAL (mm²)	516,8
PESO LINEAR (kgf/m)	1,600
CARGA DE RUPTURA (kgf)	11.764

PÁRA-RAIOS COMUM	DOTTEREL	OPGW(*)	OPGW(*)	AÇO
DIÂMETRO (mm)	15,42	13,40	14,40	9,15
SEÇÃO TRANSVERSAL (mm²)	141,93	110,00	120,00	51,14
PESO LINEAR (kgf/m)	0,657	0,600	0,700	0,407
CARGA DE RUPTURA (kgf)	7.530	10.500	11.310	6.990

(*) – Valores estimados para efeito do projeto básico