

LT 500 kV GILBUÉS II - GENTIO DO OURO II, LT 500 kV GENTIO DO OURO II - OUROLÂNDIA II, LT 500 kV OUROLÂNDIA II - MORRO DO CHAPÉU II, LT 230 kV GENTIO DO OURO II - BROTAS DE MACAÚBAS, LT 230 kV IGAPORÃ III - PINDAÍ II E SECCIONAMENTO DA LT 230 kV IRECÊ - SENHOR DO BONFIM PARA A SE OUROLÂNDIA II

PROJETO BÁSICO

COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO

0	Emissão Inicial	LA	NS	BP	16/06/2015
REV.	DESCRIÇÃO	FEITO	VISTO	APROV.	DATA
APROVAÇÃO					
DATA	PROJ. Luiz Alvarenga	DATA 10/04/15	LT 500 kV GIL II - GDO II, LT 500 kV GDO II - ORO II, LT 500 kV ORO II - MCH II, LT 230 kV GDO II - BDM, LT 230 kV IPA III - PIN II E SECC DA LT 230 kV IRE - SDB PARA A SE OUROLÂNDIA II		
	DES. Estefânia Teixeira	DATA 10/04/15			
	CONF. Nelson Santiago	DATA 10/04/15			
	APROV. Bruno Perro CREA 2008104941	DATA 10/04/15			
		COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO			
JMM	Nº 3.51.20-A4-007	Nº 41-L000-0007		FL. 1 DE 60	REV. 0

SUMÁRIO

1	OBJETIVO	4
2	ÍNDICES DE DESEMPENHO	4
3	DETERMINAÇÃO DO NÚMERO DE ISOLADORES NAS CADEIAS	5
3.1	LT 500 kV Gilbués II - Gentio do Ouro II, LT 500 kV Gentio do Ouro II - Ourolândia II e LT 500 kV Ourolândia II - Morro do Chapéu II.	5
3.2	LT 230 kV Gentio do Ouro II - Brotas de Macaúbas	6
3.3	LT 230 kV Igaporã III - Pindaí II	7
3.4	Seccionamento da LT 230 kV Irecê - Senhor do Bonfim para a SE Ourolândia II	7
4	ISOLAMENTO À FREQUENCIA INDUSTRIAL	8
4.1	LT 500 kV Gilbués II - Gentio do Ouro II, LT 500 kV Gentio do Ouro II - Ourolândia II e LT 500 kV Ourolândia II - Morro do Chapéu II.	8
4.2	LT 230 kV Gentio do Ouro II - Brotas de Macaúbas	9
4.3	LT 230 kV Igaporã III - Pindaí II	10
4.4	Seccionamento da LT 230 kV Irecê - Senhor do Bonfim para a SE Ourolândia II	11
5	ISOLAMENTO A SOBRETENSÕES DE MANOBRA	13
5.1	LT 500 kV Gilbués II - Gentio do Ouro II, LT 500 kV Gentio do Ouro II - Ourolândia II e LT 500 kV Ourolândia II - Morro do Chapéu II.	13
5.2	LT 230 kV Gentio do Ouro II - Brotas de Macaúbas	16
5.3	LT 230 kV Igaporã III - Pindaí II	18
5.4	Seccionamento da LT 230 kV Irecê - Senhor do Bonfim para a SE Ourolândia II	20
6	ISOLAMENTO A DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	22
6.1	LT 500 kV Gilbués II - Gentio do Ouro II, LT 500 kV Gentio do Ouro II - Ourolândia II e LT 500 kV Ourolândia II - Morro do Chapéu II.	22
6.2	LT 230 kV Gentio do Ouro II - Brotas de Macaúbas	22
6.3	LT 230 kV Igaporã III - Pindaí II	22
6.4	Seccionamento da LT 230 kV Irecê - Senhor do Bonfim para a SE Ourolândia II	23
7	ISOLAMENTO PARA MANUTENÇÃO EM LINHA VIVA	23
7.1	LT 500 kV Gilbués II - Gentio do Ouro II, LT 500 kV Gentio do Ouro II - Ourolândia II e LT 500 kV Ourolândia II - Morro do Chapéu II.	23
7.2	LT 230 kV Gentio do Ouro II - Brotas de Macaúbas	23
7.3	LT 230 kV Igaporã III - Pindaí II	23
7.4	Seccionamento da LT 230 kV Irecê - Senhor do Bonfim para a SE Ourolândia II	23
8	DETERMINAÇÃO DA SILHUETA BÁSICA	24

8.1	LT 500 kV Gilbués II - Gentio do Ouro II, LT 500 kV Gentio do Ouro II - Ourolândia II e LT 500 kV Ourolândia II - Morro do Chapéu II.	25
8.2	LT 230 kV Gentio do Ouro II - Brotas de Macaúbas	27
8.3	LT 230 kV Igaporã III - Pindaí II	30
8.4	Seccionamento da LT 230 kV Irecê - Senhor do Bonfim para a SE Ourolândia II	32
9	DESEMPENHO QUANTO A DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	35
9.1	Desligamentos por Descargas Diretas	35
9.2	Desligamentos por Descargas Indiretas	46
10	REFERÊNCIAS	47
	ANEXO I DESEMPENHO DAS LTS SOB DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	48

1 OBJETIVO

O presente relatório tem por objetivo apresentar o estudo de coordenação de isolamento de modo a se definir as distâncias mínimas de isolamento para as estruturas de maior utilização das seguintes linhas de transmissão:

- LT 500 kV Gilbués II - Gentio do Ouro II;
- LT 500 kV Gentio do Ouro II - Ourolândia II;
- LT 500 kV Ourolândia II - Morro do Chapéu II;
- LT 230 kV Gentio do Ouro II - Brotas de Macaúbas;
- LT 230 kV Igaporã III - Pindaí II;
- Seccionamento da LT 230 kV Irecê - Senhor do Bonfim para a SE Ourolândia II.

O isolamento de uma linha de transmissão se faz por meio das cadeias de isoladores e dos espaçamentos em ar. Por isso, neste estudo são determinados o número de isoladores da cadeia e as demais características necessárias para o projeto da estrutura, ou seja, o posicionamento dos cabos condutores e para-raios e as distâncias de isolamento.

A determinação dessas características é feita para três formas de solicitação: tensão máxima operativa à frequência industrial, sobretensões de manobra e sobretensões originadas por descargas atmosféricas.

Cada uma dessas solicitações, associada a uma condição de balanço das cadeias de isoladores por ação do vento e das deflexões das LT's, impõe diferentes requisitos de isolamento.

A silhueta básica da estrutura de suspensão de maior utilização das LT's será determinada a partir do número mínimo de isoladores nas cadeias, das distâncias obtidas nos estudos de coordenação de isolamento e da análise do posicionamento dos cabos pára-raios.

2 ÍNDICES DE DESEMPENHO

No Edital de Leilão nº 007/2014, da ANEEL, são especificados os seguintes critérios para os tipos de solicitação a serem considerados no estudo de coordenação de isolamento:

- Frequência Industrial

O isolamento deverá ser dimensionado para suportar a tensão máxima de operação, considerando a condição de balanço da cadeia de isoladores sob a ação do vento, com período de retorno de 50 anos com tempo de integração de 30 s;

- Sobretensões de Manobra

O risco máximo de falhas em manobras de energização e religamento deverão ser limitados aos seguintes valores apresentados na tabela a seguir:

Manobra	Risco de Falha	
	Fase - Terra	Fase - Fase
Energização	10^{-3}	10^{-4}
Religamento	10^{-2}	10^{-3}

- Descargas Atmosféricas

A probabilidade de desligamento causado por descargas atmosféricas diretas nos cabos condutores deverá ser inferior a 10^{-2} desligamentos por 100 km por ano.

O número de desligamentos da LT, devido a sobretensões originadas por descargas atmosféricas, não poderá ser superior a 1 desligamento por 100 km por ano para LT's de classe de tensão ≥ 345 kV e 2 desligamentos por 100 km por ano para LT's de classe de tensão < 345 kV.

3 DETERMINAÇÃO DO NÚMERO DE ISOLADORES NAS CADEIAS

O número de isoladores é determinado para a tensão máxima operativa da LT, devendo ser, posteriormente, verificado quanto ao desempenho da LT para descargas atmosféricas.

Nesta determinação, são importantes a tensão máxima operativa da LT, a distância mínima de escoamento/tensão e as características do isolador a ser utilizado. As características das cadeias de isoladores para cada LT serão obtidas nos itens a seguir:

3.1 LT 500 kV Gilbués II - Gentio do Ouro II, LT 500 kV Gentio do Ouro II - Ouarolândia II e LT 500 kV Ouarolândia II - Morro do Chapéu II.

Para cadeia da estrutura de maior utilização (CLJ5), têm-se os seguintes parâmetros:

- Tensão máxima de operação: 550 kV;
- Distância mínima de escoamento: 14,0 mm/kV_{φφ};
- Diâmetro do isolador: 254 mm;
- Passo do isolador: 146 mm;
- Distância de escoamento do isolador: 310 mm.

As características do isolador referem-se ao isolador de vidro tipo concha-bola convencional.

Com isso tem-se que o numero de isoladores da cadeia é determinado por:

$$n_{ISOL} = \frac{V_{TMO} \cdot k}{d_E}$$

onde:

n_{ISOL} – número de isoladores na cadeia;

V_{TMO} – tensão máxima operativa da LT (fase-fase), kV;

k – relação distância de escoamento/tensão recomendada pela norma, mm/kV_{φφ};

d_E – distância de escoamento de um isolador, mm.

Com base nos valores definidos para as variáveis anteriores, tem-se:

$$n_{ISOL} = \frac{550 \cdot 14,0}{310} \cong 24,8 \therefore n_{ISOL} = 25$$

Será considerado neste estudo o comprimento total máximo de cadeia de 5.000 mm (3.650 mm de isoladores e 1.350 mm de ferragens), o peso de 165 kgf e a área de vento de 1,0 m².

3.2 LT 230 kV Gentio do Ouro II - Brotas de Macaúbas

Para cadeia da estrutura de maior utilização (ELJ21), têm-se os seguintes parâmetros:

- Tensão máxima de operação: 242 kV;
- Distância mínima de escoamento: 14,0 mm/kV_{φφ};
- Diâmetro do isolador: 254 mm;
- Passo do isolador: 146 mm;
- Distância de escoamento do isolador: 310 mm.

As características do isolador referem-se ao isolador de vidro tipo concha-bola convencional.

Com isso tem-se que o número de isoladores da cadeia é determinado por:

$$n_{ISOL} = \frac{V_{TMO} \cdot k}{d_E}$$

onde:

n_{ISOL} – número de isoladores na cadeia;

V_{TMO} – tensão máxima operativa da LT (fase-fase), kV;

k – relação distância de escoamento/tensão recomendada pela norma, mm/kV_{φφ};

d_E – distância de escoamento de um isolador, mm.

Com base nos valores definidos para as variáveis anteriores, tem-se:

$$n_{ISOL} = \frac{242 \cdot 14,0}{310} \cong 10,9$$

De modo a atender o desempenho quanto a descargas atmosféricas e compensar possíveis perdas de isoladores, será adotada uma cadeia com 14 isoladores.

Será considerado neste estudo o comprimento total máximo de cadeia de 2.550 mm (2.044 mm de isoladores e 506 mm de ferragens), o peso de 70 kgf e a área da superfície projetada dos isoladores de 0,5 m².

3.3 LT 230 kV Igaporã III - Pindaí II

Para cadeia da estrutura de maior utilização (ELJ23), têm-se os seguintes parâmetros:

- Tensão máxima de operação: 242 kV;
- Distância mínima de escoamento: 14,0 mm/kV_{φφ};
- Diâmetro do isolador: 254 mm;
- Passo do isolador: 146 mm;
- Distância de escoamento do isolador: 310 mm.

As características do isolador referem-se ao isolador de vidro tipo concha-bola convencional.

Com isso tem-se que o número de isoladores da cadeia é determinado por:

$$n_{ISOL} = \frac{V_{TMO} \cdot k}{d_E}$$

onde:

n_{ISOL} – número de isoladores na cadeia;

V_{TMO} – tensão máxima operativa da LT (fase-fase), kV;

k – relação distância de escoamento/tensão recomendada pela norma, mm/kV_{φφ};

d_E – distância de escoamento de um isolador, mm.

Com base nos valores definidos para as variáveis anteriores, tem-se:

$$n_{ISOL} = \frac{242 \cdot 14,0}{310} \cong 10,9$$

De modo a atender o desempenho quanto a descargas atmosféricas e compensar possíveis perdas de isoladores, será adotada uma cadeia com 14 isoladores.

Será considerado neste estudo o comprimento total máximo de cadeia de 2.550 mm (2.044 mm de isoladores e 506 mm de ferragens), o peso de 70 kgf e a área da superfície projetada dos isoladores de 0,5 m².

3.4 Seccionamento da LT 230 kV Irecê - Senhor do Bonfim para a SE Ouroândia II

Para cadeia da estrutura de maior utilização (S22S), têm-se os seguintes parâmetros:

- Tensão máxima de operação: 242 kV;
- Distância mínima de escoamento: 14,0 mm/kV_{φφ};
- Diâmetro do isolador: 254 mm;
- Passo do isolador: 146 mm;
- Distância de escoamento do isolador: 310 mm.

As características do isolador referem-se ao isolador de vidro tipo concha-bola convencional.

Com isso tem-se que o numero de isoladores da cadeia é determinado por:

$$n_{ISOL} = \frac{V_{TMO} \cdot k}{d_E}$$

onde:

n_{ISOL} – número de isoladores na cadeia;

V_{TMO} – tensão máxima operativa da LT (fase-fase), kV;

k – relação distância de escoamento/tensão recomendada pela norma, mm/kV $_{\phi\phi}$;

d_E – distância de escoamento de um isolador, mm.

Com base nos valores definidos para as variáveis anteriores, tem-se:

$$n_{ISOL} = \frac{242 \cdot 14,0}{310} \cong 10,9$$

De modo a atender o desempenho quanto a descargas atmosféricas e compensar possíveis perdas de isoladores, será adotada uma cadeia com 14 isoladores.

Será considerado neste estudo o comprimento total máximo de cadeia de 2.550 mm (2.044 mm de isoladores e 506 mm de ferragens), o peso de 70 kgf e a área da superfície projetada dos isoladores de 0,5 m².

4 ISOLAMENTO À FREQUENCIA INDUSTRIAL

4.1 LT 500 kV Gilbués II - Gentio do Ouro II, LT 500 kV Gentio do Ouro II - Ourolândia II e LT 500 kV Ourolândia II - Morro do Chapéu II.

A probabilidade de escorvamento de um *gap* à frequência industrial é, em geral, representada por uma distribuição normal, com média $V_{0,5}$ e desvio-padrão de 2% de $V_{0,5}$, onde $V_{0,5}$ é denominada tensão crítica de escorvamento.

Para atender ao critério de tensão suportável (probabilidade de escorvamento desprezível do *gap*), admite-se que a tensão máxima de operação da LT deva estar, no máximo, três desvios-padrão abaixo da tensão crítica de escorvamento. Dessa forma:

$$V_{OP} = 550 \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 449,1 \text{ kV}$$

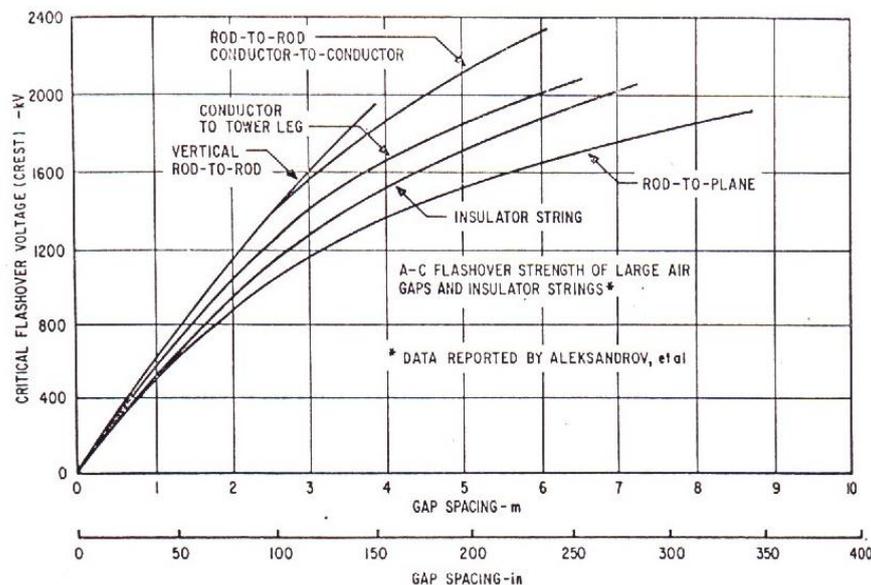
$$V_{0,5} = \frac{V_{OP}}{1 - 3 \cdot \sigma} = \frac{449,1}{1 - 3 \cdot 0,02} = 477,7 \text{ kV}$$

A tensão crítica de escorvamento calculada acima foi definida para uma condição de referência de umidade e densidade relativa do ar e é influenciada pela variação destes parâmetros. Desta forma, não deve haver escorvamento do *gap* mesmo sob condições desfavoráveis destes parâmetros.

Aplicando-se o fator de correção atmosférico (FCA) para frequência industrial de 0,89, definido no relatório 3.51.20-A4-003, “Dados Meteorológicos Aplicáveis ao Projeto”, tem-se a seguinte tensão crítica de escorvamento corrigida para as condições mais desfavoráveis:

$$V_{0,5}' = \frac{V_{0,5}}{FCA} = \frac{477,7}{0,89} = 536,8 \text{ kV}$$

A partir deste valor determina-se o comprimento do *gap* condutor-estrutura, com base no gráfico a seguir:



Tensão crítica de escorvamento em função do comprimento do *gap*
(Fonte: Transmission Line Reference Book – 345 kV and Above)

O comprimento do *gap*, determinado por meio da linearização das curvas do gráfico acima, é de aproximadamente 1,00 m.

4.2 LT 230 kV Gentio do Ouro II - Brotas de Macaúbas

A probabilidade de escorvamento de um *gap* à frequência industrial é, em geral, representada por uma distribuição normal, com média $V_{0,5}$ e desvio-padrão de 2% de $V_{0,5}$, onde $V_{0,5}$ é denominada tensão crítica de escorvamento.

Para atender ao critério de tensão suportável (probabilidade de escorvamento desprezível do *gap*), admite-se que a tensão máxima de operação da LT deva estar, no máximo, três desvios-padrão abaixo da tensão crítica de escorvamento. Dessa forma:

$$V_{OP} = 242 \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 197,6 \text{ kV}$$

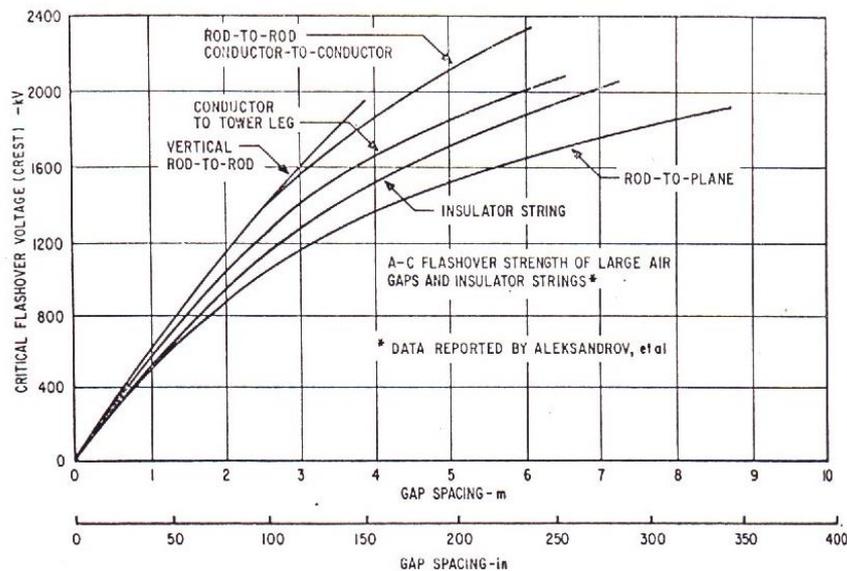
$$V_{0,5} = \frac{V_{OP}}{1 - 3 \cdot \sigma} = \frac{197,6}{1 - 3 \cdot 0,02} = 210,2 \text{ kV}$$

A tensão crítica de escorvamento calculada acima foi definida para uma condição de referência de umidade e densidade relativa do ar e é influenciada pela variação destes parâmetros. Desta forma, não deve haver escorvamento do *gap* mesmo sob condições desfavoráveis destes parâmetros.

Aplicando-se o fator de correção atmosférico (FCA) para frequência industrial de 0,89, definido no relatório 3.51.20-A4-003, “Dados Meteorológicos Aplicáveis ao Projeto”, tem-se a seguinte tensão crítica de escorvamento corrigida para condições atmosféricas mais severas:

$$V_{0,5} = \frac{V_{OP}}{FCA} = \frac{210,2}{0,89} = 236,2 \text{ kV}$$

A partir deste valor determina-se o comprimento do *gap* condutor-estrutura, com base no gráfico a seguir:



Tensão crítica de escorvamento em função do comprimento do *gap*
(Fonte: Transmission Line Reference Book – 345 kV and Above)

O comprimento do *gap*, determinado por meio da linearização das curvas do gráfico acima, é de 0,50 m.

4.3 LT 230 kV Igaporã III - Pindaí II

A probabilidade de escorvamento de um *gap* à frequência industrial é, em geral, representada por uma distribuição normal, com média $V_{0,5}$ e desvio-padrão de 2% de $V_{0,5}$, onde $V_{0,5}$ é denominada tensão crítica de escorvamento.

Para atender ao critério de tensão suportável (probabilidade de escorvamento desprezível do *gap*), admite-se que a tensão máxima de operação da LT deva estar, no máximo, três desvios-padrão abaixo da tensão crítica de escorvamento. Dessa forma:

$$V_{OP} = 242 \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 197,6 \text{ kV}$$

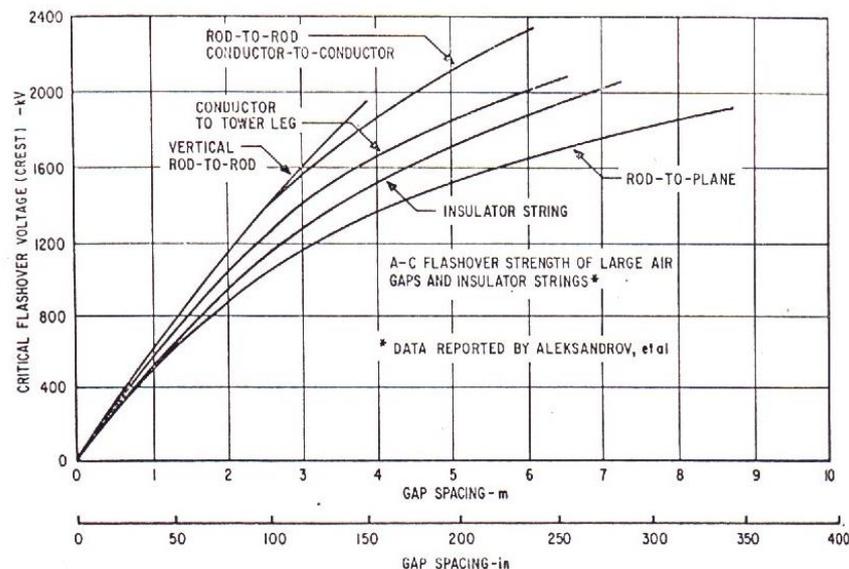
$$V_{0,5} = \frac{V_{OP}}{1 - 3 \cdot \sigma} = \frac{197,6}{1 - 3 \cdot 0,02} = 210,2 \text{ kV}$$

A tensão crítica de escorvamento calculada acima foi definida para uma condição de referência de umidade e densidade relativa do ar e é influenciada pela variação destes parâmetros. Desta forma, não deve haver escorvamento do *gap* mesmo sob condições desfavoráveis destes parâmetros.

Aplicando-se o fator de correção atmosférico (FCA) para frequência industrial de 0,89, definido no relatório 3.51.20-A4-003, “Dados Meteorológicos Aplicáveis ao Projeto”, tem-se a seguinte tensão crítica de escorvamento corrigida para condições atmosféricas mais severas:

$$V_{0,5} = \frac{V_{OP}}{FCA} = \frac{210,2}{0,89} = 236,2 \text{ kV}$$

A partir deste valor determina-se o comprimento do *gap* condutor-estrutura, com base no gráfico a seguir:



Tensão crítica de escorvamento em função do comprimento do *gap*
(Fonte: Transmission Line Reference Book – 345 kV and Above)

O comprimento do *gap*, determinado por meio da linearização das curvas do gráfico acima, é de 0,50 m.

4.4 Seccionamento da LT 230 kV Irecê - Senhor do Bonfim para a SE Ourulândia II

A probabilidade de escorvamento de um *gap* à frequência industrial é, em geral, representada por uma distribuição normal, com média $V_{0,5}$ e desvio-padrão de 2% de $V_{0,5}$, onde $V_{0,5}$ é denominada tensão crítica de escorvamento.

Para atender ao critério de tensão suportável (probabilidade de escorvamento desprezível do *gap*), admite-se que a tensão máxima de operação da LT deva estar, no máximo, três desvios-padrão abaixo da tensão crítica de escorvamento. Dessa forma:

$$V_{OP} = 242 \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 197,6 \text{ kV}$$

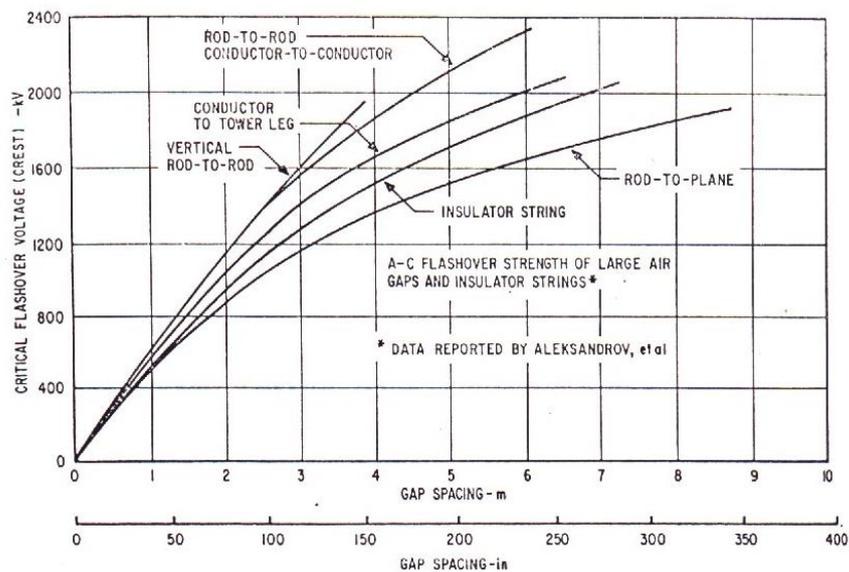
$$V_{0,5} = \frac{V_{OP}}{1 - 3 \cdot \sigma} = \frac{197,6}{1 - 3 \cdot 0,02} = 210,2 \text{ kV}$$

A tensão crítica de escorvamento calculada acima foi definida para uma condição de referência de umidade e densidade relativa do ar e é influenciada pela variação destes parâmetros. Desta forma, não deve haver escorvamento do *gap* mesmo sob condições desfavoráveis destes parâmetros.

Aplicando-se o fator de correção atmosférico (FCA) para frequência industrial de 0,89, definido no relatório 3.51.20-A4-003, “Dados Meteorológicos Aplicáveis ao Projeto”, tem-se a seguinte tensão crítica de escorvamento corrigida para condições atmosféricas mais severas:

$$V_{0,5} = \frac{V_{OP}}{FCA} = \frac{210,2}{0,89} = 236,2 \text{ kV}$$

A partir deste valor determina-se o comprimento do *gap* condutor-estrutura, com base no gráfico a seguir:



Tensão crítica de escorvamento em função do comprimento do *gap*
(Fonte: Transmission Line Reference Book – 345 kV and Above)

O comprimento do *gap*, determinado por meio da linearização das curvas do gráfico acima, é de 0,50 m.

5 ISOLAMENTO A SOBRETENSÕES DE MANOBRA

De acordo com o especificado no Edital, devem ser consideradas as manobras de religamento e energização, sendo os riscos máximos de falha apresentados no Item 2.

Os riscos de falha, para cada tipo de manobra considerada, serão obtidos utilizando-se as distribuições estatísticas das sobretensões e das condições meteorológicas e a distribuição de probabilidade da tensão de escorvamento.

A probabilidade de escorvamento de pelo menos um dos *gaps*, de um total de N *gaps* em paralelo, pode ser calculada a partir da probabilidade de escorvamento de um único *gap*, de acordo com a expressão a seguir:

$$p_N = 1 - (1 - p_1)^N$$

onde:

- p_N – probabilidade de escorvamento de pelo menos um dos *gaps*;
- p_1 – probabilidade de escorvamento de um único *gap*;
- N – número de *gaps* em paralelo.

A probabilidade de escorvamento de um único *gap* submetido a sobretensões de manobra é, como no caso de frequência industrial, representada por uma distribuição normal com média $V_{0,5}$ e desvio-padrão de 5% de $V_{0,5}$, onde $V_{0,5}$ é a tensão crítica de escorvamento.

Para o calculo da distribuição de probabilidade de escorvamento de pelo menos um dos *gaps*, considerou-se um total de 100 *gaps* em paralelo para as LT's com comprimentos superiores a 50 km e 50 *gaps* para a LT's com comprimentos inferiores a 50 km.

Como cada LT apresenta diferentes distribuições estatísticas de sobretensões, os riscos de falha referente a cada uma delas serão calculados nos itens a seguir.

5.1 LT 500 kV Gilbués II - Gentio do Ouro II, LT 500 kV Gentio do Ouro II - Ouarolândia II e LT 500 kV Ouarolândia II - Morro do Chapéu II.

Com base nas distribuições estatísticas das variáveis meteorológicas, foi definido no relatório 3.51.20-A4-003, “Dados Meteorológicos Aplicáveis ao Projeto”, um fator de correção atmosférico (FCA) para sobretensões de manobra de 0,93, de modo a corrigir a tensão crítica de escorvamento para as condições atmosféricas mais desfavoráveis.

As distribuições estatísticas das sobretensões nas LT's para as manobras analisadas são as apresentadas na tabela a seguir. Os valores apresentados são típicos para LT's do porte da LT em análise.

Manobra	Sobretensões Fase-Terra [pu]			Sobretensões Fase-Fase [pu]		
	V_{MEDIO}	σ	$V_{3\sigma}$	V_{MEDIO}	σ	$V_{3\sigma}$
Energização	1,97	0,11	2,30	1,84	0,16	2,32
Religamento	1,97	0,11	2,30	1,90	0,15	2,35

5.1.1 Distância Mínima Fase-Terra

De acordo com a IEC 71-2, a expressão que relaciona a tensão crítica de escorvamento com o comprimento do *gap* é dada por:

$$V_{0,5} = k_M \cdot 0,5 \cdot d_G^\alpha \quad \text{Equação 1}$$

onde:

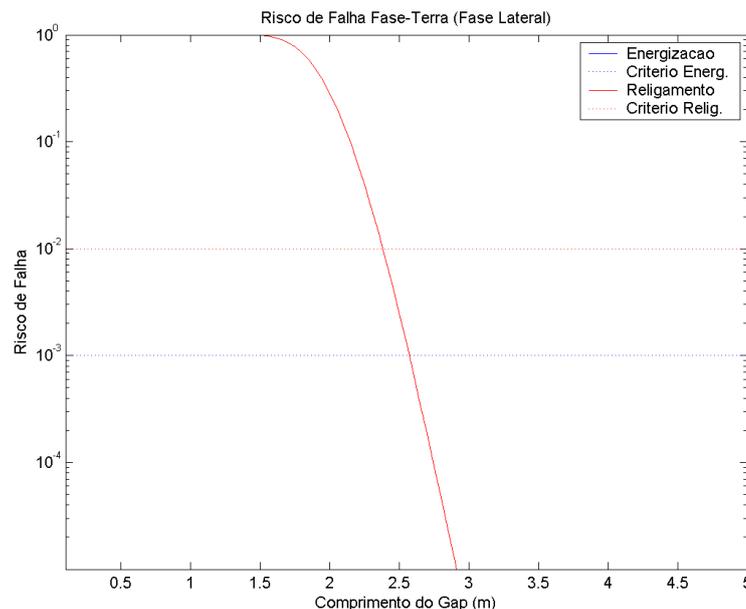
$V_{0,5}$ – tensão crítica de escorvamento, MV;

k_M – fator de forma dos eletrodos (adotado 1,35 para a situação entre condutor e estrutura metálica lateral e 1,20 para a situação entre condutor e janela da estrutura autoportante);

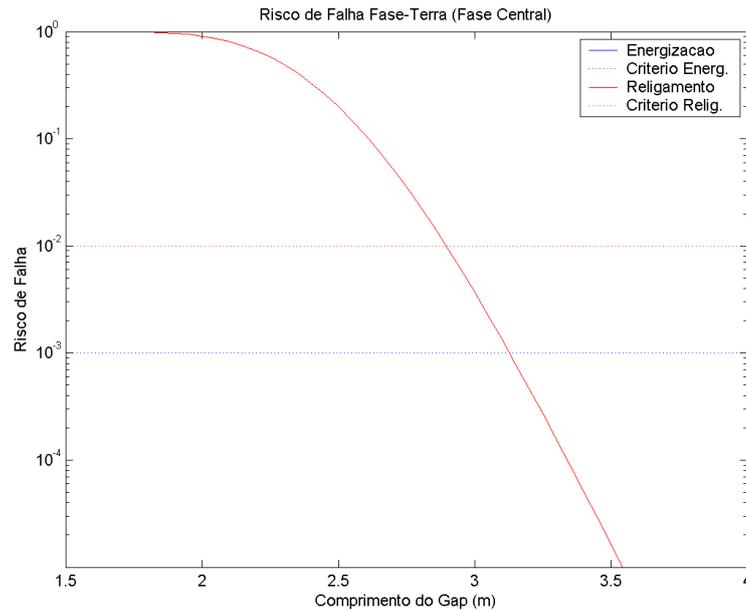
d_G – comprimento do *gap*, m;

$\alpha = 0,6$.

Dessa forma, para cada comprimento de *gap* tem-se associado um risco de falha. O gráfico a seguir apresenta o comportamento do risco de falha fase-terra, para as fases externas, referente às manobras de energização e religamento, bem como os limites máximos especificados para estes riscos.



O comportamento do risco de falha fase-terra, para a fase central, é apresentado no gráfico a seguir, para o caso de estrutura autoportante.

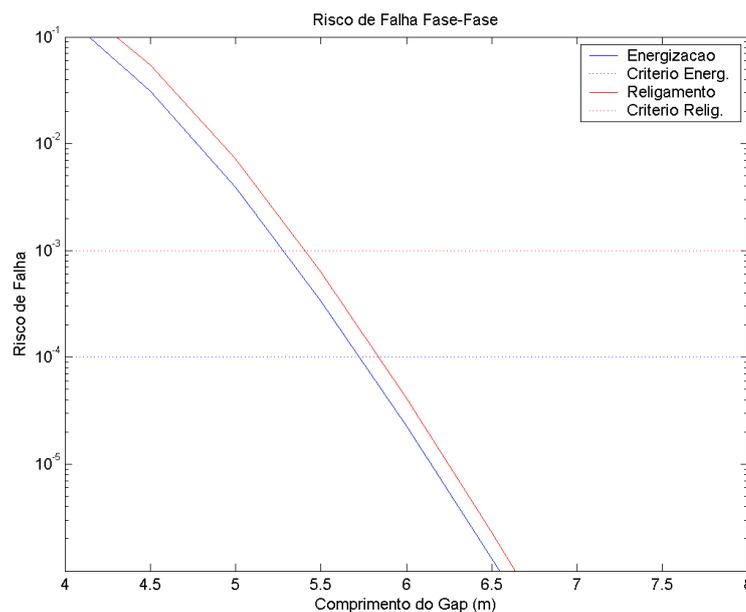


De modo a atender aos limites especificados para cada tipo de manobra, indicados nos gráficos anteriores, tem-se que os comprimentos mínimos dos *gaps* das fases laterais e central devem ser, respectivamente, iguais a 2,60 m e 3,15 m.

5.1.2 Distância Mínima Fase-Fase

Para a determinação da tensão crítica de escorvamento a partir do comprimento do *gap*, será utilizada a expressão definida na IEC 71-2, apresentada na Equação 1, considerando um fator de forma k_M de 1,52 (para a configuração condutor-condutor ao longo do vão)

O comportamento do risco de falha fase-fase para cada tipo de manobra, em função do comprimento do *gap*, é apresentado no gráfico a seguir:



Analisando o gráfico anterior, conclui-se que o comprimento mínimo do *gap* entre fases deve ser de 5,70 m.

5.2 LT 230 kV Gentio do Ouro II - Brotas de Macaúbas

Com base nas distribuições estatísticas das variáveis meteorológicas, foi definido no relatório 3.51.20-A4-003, “Dados Meteorológicos Aplicáveis ao Projeto”, um fator de correção atmosférico (FCA) para sobretensões de manobra de 0,93, de modo a corrigir a tensão crítica de escorvamento para as condições atmosféricas mais desfavoráveis.

As distribuições estatísticas das sobretensões na LT para as manobras analisadas são as apresentadas na tabela a seguir. Os valores apresentados são típicos para LT’s do porte da LT em análise.

Manobra	Sobretensões Fase-Terra [pu]			Sobretensões Fase-Fase [pu]		
	V _{MEDIO}	σ	V _{3σ}	V _{MEDIO}	σ	V _{3σ}
Energização	1,95	0,20	2,55	1,90	0,20	2,50
Religamento	2,00	0,20	2,60	1,85	0,20	2,45

5.2.1 Distância Mínima Fase-Terra

De acordo com a IEC 71-2, a expressão que relaciona a tensão crítica de escorvamento com o comprimento do *gap* é dada por:

$$V_{0,5} = k_M \cdot 0,5 \cdot d_G^\alpha \quad \text{Equação 2}$$

onde:

$V_{0,5}$ – tensão crítica de escorvamento, MV;

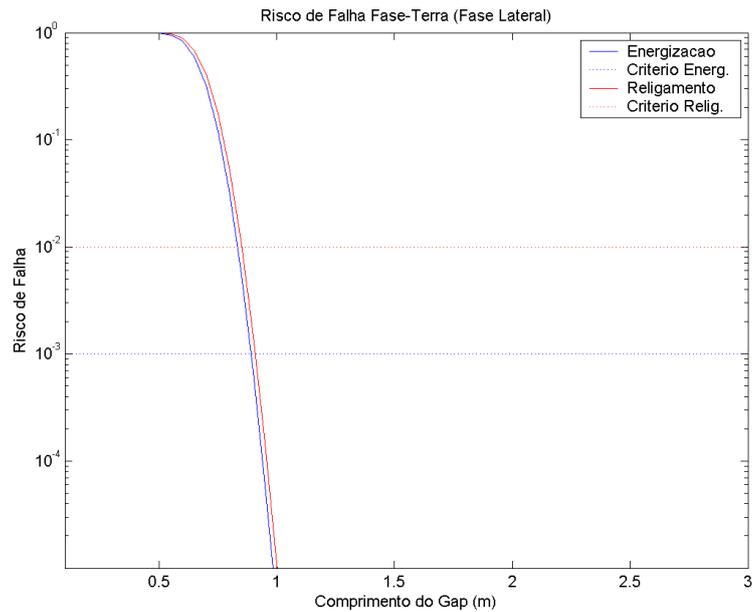
k_M – fator de forma dos eletrodos (adotado 1,35 para a situação entre condutor e estrutura metálica lateral);

d_G – comprimento do *gap*, m;

$\alpha = 1,0$.

Cumpramos ressaltar que para $gaps \geq 2$ m o valor de α é igual a 0,6 e para $gaps$ inferiores a 2 m o valor de α é mais próximo da unidade.

Dessa forma, para cada comprimento de *gap* tem-se associado um risco de falha. O gráfico a seguir apresenta o comportamento do risco de falha fase-terra, para as fases externas, referente às manobras de energização e religamento, bem como os limites máximos especificados para estes riscos.

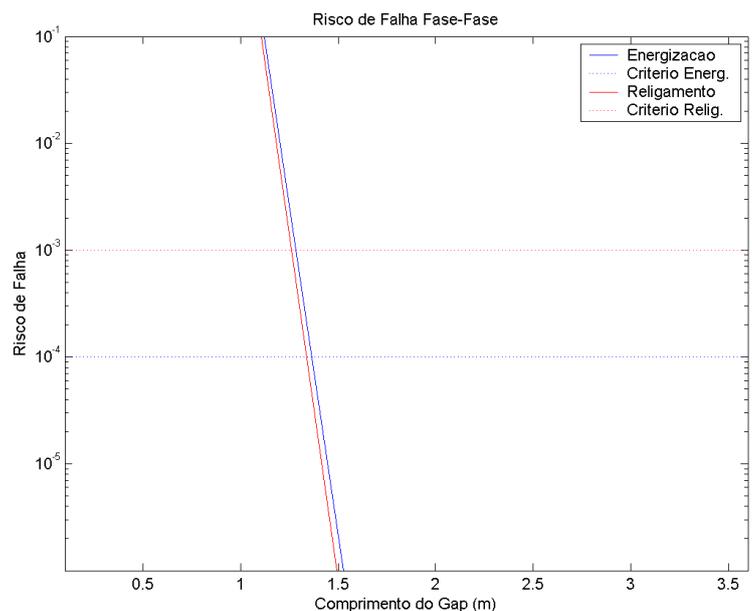


De modo a atender aos limites especificados para cada tipo de manobra, indicados no gráfico anterior, tem-se que o comprimento mínimo dos *gaps* das fases laterais deve ser igual a 0,90 m.

5.2.2 Distância Mínima Fase-Fase

Para a determinação da tensão critica de escorvamento a partir do comprimento do *gap*, será utilizada a expressão definida na IEC 71-2, apresentada na Equação 2, considerando um fator de forma k_M de 1,52 (para a configuração condutor-condutor ao longo do vão)

O comportamento do risco de falha fase-fase para cada tipo de manobra, em função do comprimento do *gap*, é apresentado no gráfico a seguir:



Analisando o gráfico anterior, conclui-se que o comprimento mínimo do *gap* entre fases deve ser de 1,40 m.

5.3 LT 230 kV Igaporã III - Pindaí II

Com base nas distribuições estatísticas das variáveis meteorológicas, foi definido no relatório 3.51.20-A4-003, “Dados Meteorológicos Aplicáveis ao Projeto”, um fator de correção atmosférico (FCA) para sobretensões de manobra de 0,93, de modo a corrigir a tensão crítica de escorvamento para as condições atmosféricas mais desfavoráveis.

As distribuições estatísticas das sobretensões na LT para as manobras analisadas são as apresentadas na tabela a seguir. Os valores apresentados são típicos para LT’s do porte da LT em análise.

Manobra	Sobretensões Fase-Terra [pu]			Sobretensões Fase-Fase [pu]		
	V _{MEDIO}	σ	V _{3σ}	V _{MEDIO}	σ	V _{3σ}
Energização	1,95	0,20	2,55	1,90	0,20	2,50
Religamento	2,00	0,20	2,60	1,85	0,20	2,45

5.3.1 Distância Mínima Fase-Terra

De acordo com a IEC 71-2, a expressão que relaciona a tensão crítica de escorvamento com o comprimento do *gap* é dada por:

$$V_{0,5} = k_M \cdot 0,5 \cdot d_G^\alpha \quad \text{Equação 3}$$

onde:

$V_{0,5}$ – tensão crítica de escorvamento, MV;

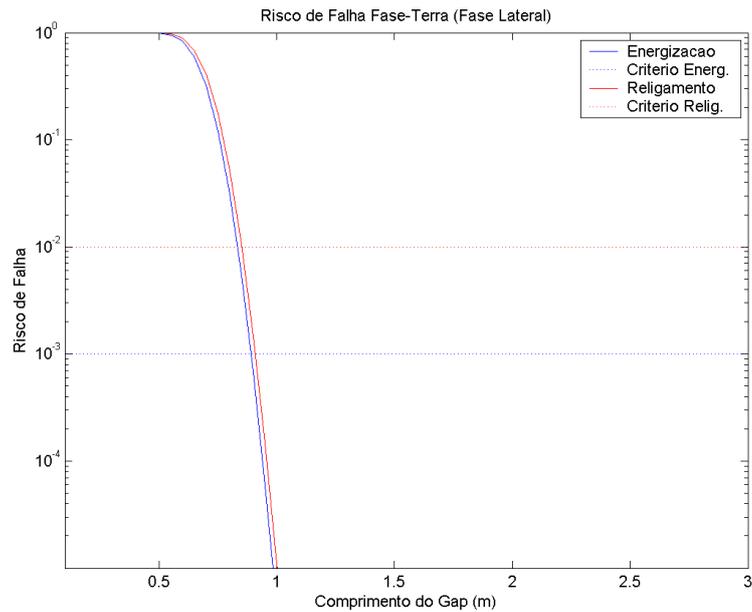
k_M – fator de forma dos eletrodos (adotado 1,35 para a situação entre condutor e estrutura metálica lateral);

d_G – comprimento do *gap*, m;

$\alpha = 1,0$.

Cumpramos ressaltar que para $gaps \geq 2$ m o valor de α é igual a 0,6 e para $gaps$ inferiores a 2 m o valor de α é mais próximo da unidade.

Dessa forma, para cada comprimento de *gap* tem-se associado um risco de falha. O gráfico a seguir apresenta o comportamento do risco de falha fase-terra, para as fases externas, referente às manobras de energização e religamento, bem como os limites máximos especificados para estes riscos.

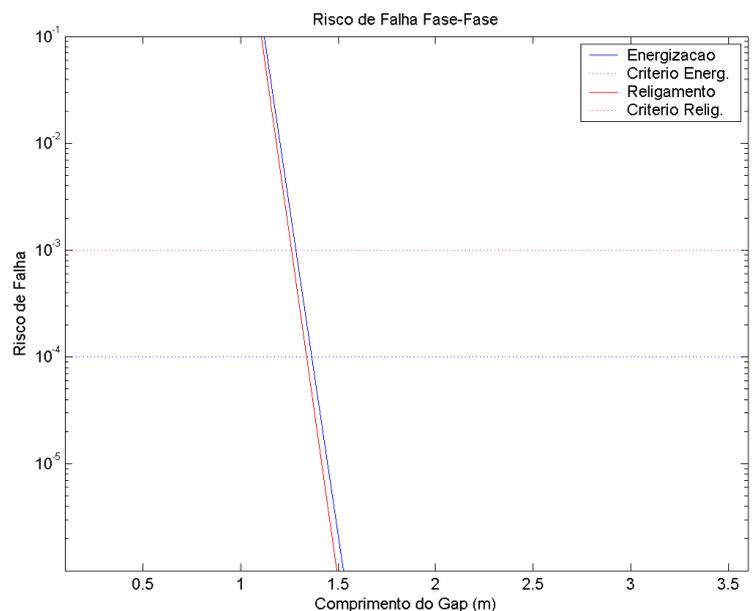


De modo a atender aos limites especificados para cada tipo de manobra, indicados no gráfico anterior, tem-se que o comprimento mínimo dos *gaps* das fases laterais deve ser igual a 0,90 m.

5.3.2 Distância Mínima Fase-Fase

Para a determinação da tensão crítica de escorvamento a partir do comprimento do *gap*, será utilizada a expressão definida na IEC 71-2, apresentada na Equação 2, considerando um fator de forma k_M de 1,52 (para a configuração condutor-condutor ao longo do vão)

O comportamento do risco de falha fase-fase para cada tipo de manobra, em função do comprimento do *gap*, é apresentado no gráfico a seguir:



Analisando o gráfico anterior, conclui-se que o comprimento mínimo do *gap* entre fases deve ser de 1,40 m.

5.4 Seccionamento da LT 230 kV Irecê - Senhor do Bonfim para a SE Ourolândia II

Com base nas distribuições estatísticas das variáveis meteorológicas, foi definido no relatório 3.51.20-A4-003, “Dados Meteorológicos Aplicáveis ao Projeto”, um fator de correção atmosférico (FCA) para sobretensões de manobra de 0,93, de modo a corrigir a tensão crítica de escorvamento para as condições atmosféricas mais desfavoráveis.

As distribuições estatísticas das sobretensões na LT para as manobras analisadas são as apresentadas na tabela a seguir. Os valores apresentados são típicos para LT’s do porte da LT em análise.

Manobra	Sobretensões Fase-Terra [pu]			Sobretensões Fase-Fase [pu]		
	V _{MEDIO}	σ	V _{3σ}	V _{MEDIO}	σ	V _{3σ}
Energização	1,95	0,20	2,55	1,90	0,20	2,50
Religamento	2,00	0,20	2,60	1,85	0,20	2,45

5.4.1 Distância Mínima Fase-Terra

De acordo com a IEC 71-2, a expressão que relaciona a tensão crítica de escorvamento com o comprimento do *gap* é dada por:

$$V_{0,5} = k_M \cdot 0,5 \cdot d_G^\alpha \quad \text{Equação 4}$$

onde:

$V_{0,5}$ – tensão crítica de escorvamento, MV;

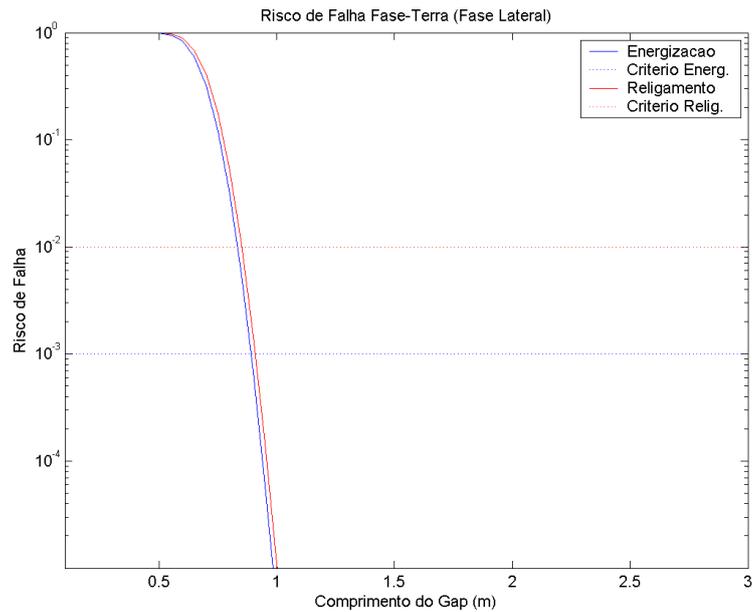
k_M – fator de forma dos eletrodos (adotado 1,35 para a situação entre condutor e estrutura metálica lateral);

d_G – comprimento do *gap*, m;

$\alpha = 1,0$.

Cumpramos ressaltar que para $gaps \geq 2$ m o valor de α é igual a 0,6 e para $gaps$ inferiores a 2 m o valor de α é mais próximo da unidade.

Dessa forma, para cada comprimento de *gap* tem-se associado um risco de falha. O gráfico a seguir apresenta o comportamento do risco de falha fase-terra, para as fases externas, referente às manobras de energização e religamento, bem como os limites máximos especificados para estes riscos.

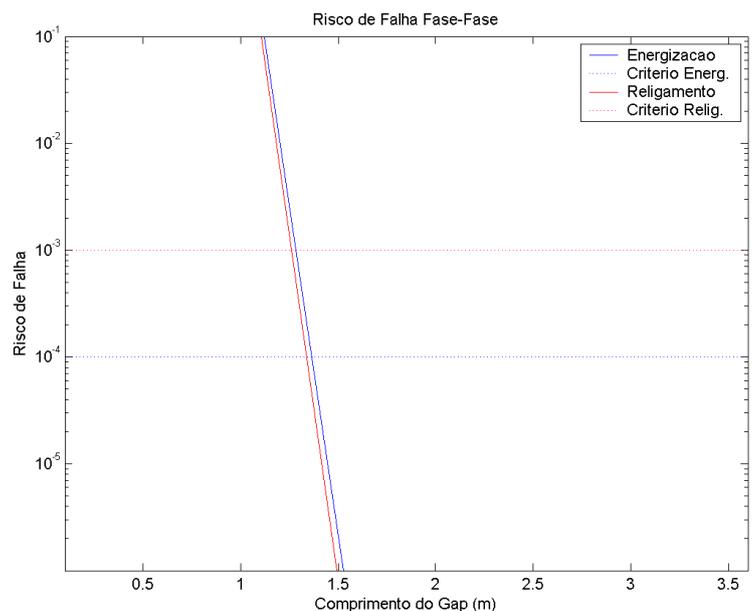


De modo a atender aos limites especificados para cada tipo de manobra, indicados no gráfico anterior, tem-se que o comprimento mínimo dos *gaps* das fases laterais deve ser igual a 0,90 m.

5.4.2 Distância Mínima Fase-Fase

Para a determinação da tensão crítica de escorvamento a partir do comprimento do *gap*, será utilizada a expressão definida na IEC 71-2, apresentada na Equação 2, considerando um fator de forma k_M de 1,52 (para a configuração condutor-condutor ao longo do vão)

O comportamento do risco de falha fase-fase para cada tipo de manobra, em função do comprimento do *gap*, é apresentado no gráfico a seguir:



Analisando o gráfico anterior, conclui-se que o comprimento mínimo do *gap* entre fases deve ser de 1,40 m.

6 ISOLAMENTO A DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

6.1 LT 500 kV Gilbués II - Gentio do Ouro II, LT 500 kV Gentio do Ouro II - Ouarolândia II e LT 500 kV Ouarolândia II - Morro do Chapéu II.

O nível cerâmico da região a ser atravessada pelas LT's situa-se entre 10 e 80, conforme a NBR 5419. Conservativamente, será adotado o valor de 80. É recomendável que a distância de isolamento condutor-estrutura para descargas atmosféricas seja da mesma ordem de grandeza do comprimento da parte isolante da cadeia de isoladores, de modo que os escorvamentos nos *gaps* sejam aproximadamente equiprováveis. Será adotada uma distância de isolamento de 3,50 m para as LT 500 kV Gilbués II - Gentio do Ouro II, LT 500 kV Gentio do Ouro II - Ouarolândia II e LT 500 kV Ouarolândia II - Morro do Chapéu II.

Na determinação da silhueta básica da estrutura (CLJ5), será considerado um efeito de *down-drop* de 15 cm para as fases laterais. Este efeito refere-se à aproximação do cabo condutor em relação à estrutura nas fases laterais devido ao ângulo de saída do cabo da cadeia de isoladores, principalmente em vãos com desníveis acentuados.

6.2 LT 230 kV Gentio do Ouro II - Brotas de Macaúbas

O nível cerâmico da região a ser atravessada pela LT situa-se entre 40 e 70, conforme a NBR 5419. Conservativamente será adotado o valor de 70. É recomendável que a distância de isolamento condutor-estrutura para descargas atmosféricas seja da mesma ordem de grandeza do comprimento da parte isolante da cadeia de isoladores, de modo que os escorvamentos nos *gaps* sejam aproximadamente equiprováveis. Será adotada uma distância de isolamento de 2,04 m para a LT 230 kV Gentio do Ouro II - Brotas de Macaúbas.

Na determinação da silhueta básica da estrutura, será considerado um efeito de *down-drop* de 20 cm para as fases superiores e 40 cm para as fases inferiores. Este efeito refere-se à aproximação do cabo condutor em relação à estrutura e aos estais devido ao ângulo de saída do cabo da cadeia de isoladores, principalmente em vãos com desníveis acentuados.

6.3 LT 230 kV Igarorã III - Pindaí II

O nível cerâmico da região a ser atravessada pela LT situa-se entre 30 e 50, conforme a NBR 5419. Conservativamente será adotado o valor de 50. É recomendável que a distância de isolamento condutor-estrutura para descargas atmosféricas seja da mesma ordem de grandeza do comprimento da parte isolante da cadeia de isoladores, de modo que os escorvamentos nos *gaps* sejam aproximadamente equiprováveis. Será adotada uma distância de isolamento de 2,04 m para a LT 230 kV Igarorã III – Pindaí II.

Na determinação da silhueta básica da estrutura, será considerado um efeito de *down-drop* de 20 cm para as fases superiores e 40 cm para as fases inferiores. Este efeito refere-se à aproximação do cabo condutor em relação à estrutura e aos estais devido ao ângulo de saída do cabo da cadeia de isoladores, principalmente em vãos com desníveis acentuados.

6.4 Seccionamento da LT 230 kV Irecê - Senhor do Bonfim para a SE Ourolândia II

O nível cerâmico da região a ser atravessada pela LT situa-se entre 5 e 10, conforme a NBR 5419. Conservativamente será adotado o valor de 10. É recomendável que a distância de isolamento condutor-estrutura para descargas atmosféricas seja da mesma ordem de grandeza do comprimento da parte isolante da cadeia de isoladores, de modo que os escorvamentos nos *gaps* sejam aproximadamente equiprováveis. Será adotada uma distância de isolamento de 2,04 m para o Seccionamento da LT 230 kV Irecê - Senhor do Bonfim para a SE Ourolândia II.

Na determinação da silhueta básica da estrutura, será considerado um efeito de *down-drop* de 20 cm para as fases superiores e 40 cm para as fases inferiores. Este efeito refere-se à aproximação do cabo condutor em relação à estrutura e aos estais devido ao ângulo de saída do cabo da cadeia de isoladores, principalmente em vãos com desníveis acentuados.

7 ISOLAMENTO PARA MANUTENÇÃO EM LINHA VIVA

7.1 LT 500 kV Gilbués II - Gentio do Ouro II, LT 500 kV Gentio do Ouro II - Ourolândia II e LT 500 kV Ourolândia II - Morro do Chapéu II.

Para o surto máximo obtido de 2,35 pu e tensão máxima operativa de 550 kV, a tabela 441-2 da NESC/2002 especifica uma distância mínima para operações de manutenção em linha viva de 3,42 m.

No dimensionamento das silhuetas das estruturas foi adotada uma distância mínima de 3,50 m para manutenção, na situação das cadeias de isoladores em repouso, sem vento.

7.2 LT 230 kV Gentio do Ouro II - Brotas de Macaúbas

Para o surto máximo obtido de 2,60 pu e tensão máxima operativa de 242 kV, a tabela 441-2 da NESC/2002 especifica uma distância mínima para operações de manutenção em linha viva de 1,42 m.

No dimensionamento das silhuetas das estruturas foi adotada uma distância mínima de 2,04 m para manutenção, na situação das cadeias de isoladores em repouso, sem vento.

7.3 LT 230 kV Igarorã III - Pindaí II

Para o surto máximo obtido de 2,60 pu e tensão máxima operativa de 242 kV, a tabela 441-2 da NESC/2002 especifica uma distância mínima para operações de manutenção em linha viva de 1,42 m.

No dimensionamento das silhuetas das estruturas foi adotada uma distância mínima de 2,04 m para manutenção, na situação das cadeias de isoladores em repouso, sem vento.

7.4 Seccionamento da LT 230 kV Irecê - Senhor do Bonfim para a SE Ourolândia II

Para o surto máximo obtido de 2,60 pu e tensão máxima operativa de 242 kV, a tabela 441-2 da NESC/2002 especifica uma distância mínima para operações de manutenção em linha viva de 1,42 m.

No dimensionamento das silhuetas das estruturas foi adotada uma distância mínima de 2,04 m para manutenção, na situação das cadeias de isoladores em repouso, sem vento.

8 DETERMINAÇÃO DA SILHUETA BÁSICA

A partir do que foi exposto nos itens anteriores, é possível definir uma silhueta para a estrutura de suspensão de maior utilização da série de forma a manter as distâncias determinadas sob frequência industrial, sobretensões de manobra e descargas atmosféricas.

Para isto, adicionalmente, os ângulos de balanço das cadeias de isoladores devem ser calculados para as condições referentes as estas três solicitações:

- Frequência industrial: balanço máximo da cadeia de isoladores;
- Sobretensões de manobra: balanço reduzido da cadeia de isoladores;
- Descargas atmosféricas: deslocamento da cadeia de isoladores sem vento.

De acordo com a NBR-5422, o ângulo de balanço da cadeia de isoladores devido à ação do vento nos cabos condutores pode ser obtido a partir da expressão a seguir:

$$\beta = \arctg \left(k \cdot \frac{q_0 \cdot d_c}{p_c \cdot \left(\frac{V_P}{V_V} \right)} \right)$$

onde:

- β – ângulo de balanço da cadeia de isoladores, graus;
- k – parâmetro obtido a partir da figura 7 da NBR-5422;
- q_0 – pressão dinâmica de referência, kgf/m²;
- d_c – diâmetro do cabo condutor, m;
- p_c – peso linear do cabo condutor, kgf/m;
- V_P/V_V – relação entre os vãos de peso e vento.

Considerando ainda a ação do vento na cadeia, o seu peso e a componente transversal da tração horizontal no cabo condutor, o ângulo total da cadeia de isoladores pode ser obtido pela expressão a seguir:

$$\beta = \arctg \left(\frac{n \cdot k \cdot q_0 \cdot d_c \cdot V_V + \frac{P_{VCAD} \cdot A_{CAD}}{2} + n \cdot 2 \cdot H \cdot \text{sen} \frac{\theta}{2}}{n \cdot p_c \cdot V_P + \frac{P_{CAD}}{2}} \right)$$

Equação 5

- n – número de subcondutores por fase;
- H – tração horizontal no cabo condutor sob vento, kgf;
- θ – ângulo de deflexão da estrutura, graus;
- V_V – vão de vento da estrutura, m;
- V_P – vão de peso da estrutura, m;
- P_{VCAD} – pressão de vento na cadeia de isoladores, kgf/m²;
- A_{CAD} – área líquida da cadeia de isoladores, m²;
- P_{CAD} – peso da cadeia de isoladores, kgf.

A relação V_P/V_V adotada será igual a 0,8.

Os cálculos dos ângulos de balanço nas três condições para as da LT's em análise são obtidos nos itens a seguir:

8.1 LT 500 kV Gilbués II - Gentio do Ouro II, LT 500 kV Gentio do Ouro II - Ouarolândia II e LT 500 kV Ouarolândia II - Morro do Chapéu II.

8.1.1 Balanço sob Vento Máximo (Frequência Industrial)

Para esta LT, têm-se os seguintes valores para as variáveis definidas anteriormente:

$$\begin{aligned}
 k &= 0,32 \text{ (velocidade de vento de 30,6 m/s);} \\
 n &= 4; \\
 q_0 &= 66,3 \text{ kgf/m}^2; \\
 d_c &= 0,02934 \text{ m;} \\
 p_c &= 1,402 \text{ kgf/m;} \\
 V_V &= 550 \text{ m (estrutura tipo CLJ5);} \\
 V_P/V_V &= 0,8; \\
 p_{V_{CAD}} &= 118 \text{ kgf/m}^2; \\
 A_{CAD} &= 1,0 \text{ m}^2; \\
 P_{CAD} &= 165 \text{ kgf.} \\
 H &= 3818 \text{ kgf}
 \end{aligned}$$

Dessa forma, o ângulo de balanço da cadeia de isoladores é dado por:

- Estrutura em alinhamento

$$\beta = \arctg \left(\frac{4 \cdot 0,32 \cdot 66,3 \cdot 0,02934 \cdot 550 + \frac{118 \cdot 1}{2}}{4 \cdot 1,402 \cdot 0,8 \cdot 550 + \frac{165}{2}} \right) \cong 29,3^\circ$$

- Estrutura em deflexão de 2°

$$\beta = \arctg \left(\frac{4 \cdot 0,32 \cdot 66,3 \cdot 0,02934 \cdot 480 + \frac{118 \cdot 1}{2} + 4 \cdot 2 \cdot 3818 \cdot \sin \frac{2}{2}}{4 \cdot 1,402 \cdot 0,8 \cdot 480 + \frac{165}{2}} \right) \cong 38,6^\circ$$

8.1.2 Balanço sob Vento Reduzido (Sobretensões de Manobra)

O ângulo de balanço reduzido da cadeia de isoladores é obtido a partir da Equação 5, considerando-se pressão dinâmica de referência e tração horizontal sob vento reduzido.

O valor da pressão dinâmica de referência para vento reduzido é de 36% do valor calculado com a velocidade de vento máximo.

Para o cálculo do ângulo de balanço sob vento reduzido serão adotados os mesmos valores considerados no Item 8.1.1, exceto para as seguintes variáveis:

$$\begin{aligned}
 k &= 0,50 \text{ (velocidade de vento de 18,3 m/s);} \\
 q_0 &= 23,9 \text{ kgf/m}^2; \\
 p_{V\text{CAD}} &= 42,5 \text{ kgf/m}^2; \\
 H &= 2697 \text{ kgf}
 \end{aligned}$$

Dessa forma, o ângulo de balanço da cadeia de isoladores é dado por:

- Estrutura em alinhamento

$$\beta = \arctg \left(\frac{4 \cdot 0,50 \cdot 23,9 \cdot 0,02934 \cdot 550 + \frac{42,5 \cdot 1}{2}}{4 \cdot 1,402 \cdot 0,8 \cdot 550 + \frac{165}{2}} \right) \cong 17,3^\circ$$

- Estrutura em deflexão de 2°

$$\beta = \arctg \left(\frac{4 \cdot 0,50 \cdot 23,9 \cdot 0,02934 \cdot 480 + \frac{42,5 \cdot 1}{2} + 4 \cdot 2 \cdot 2697 \cdot \sin \frac{2^\circ}{2}}{4 \cdot 1,402 \cdot 0,8 \cdot 480 + \frac{165}{2}} \right) \cong 25,6^\circ$$

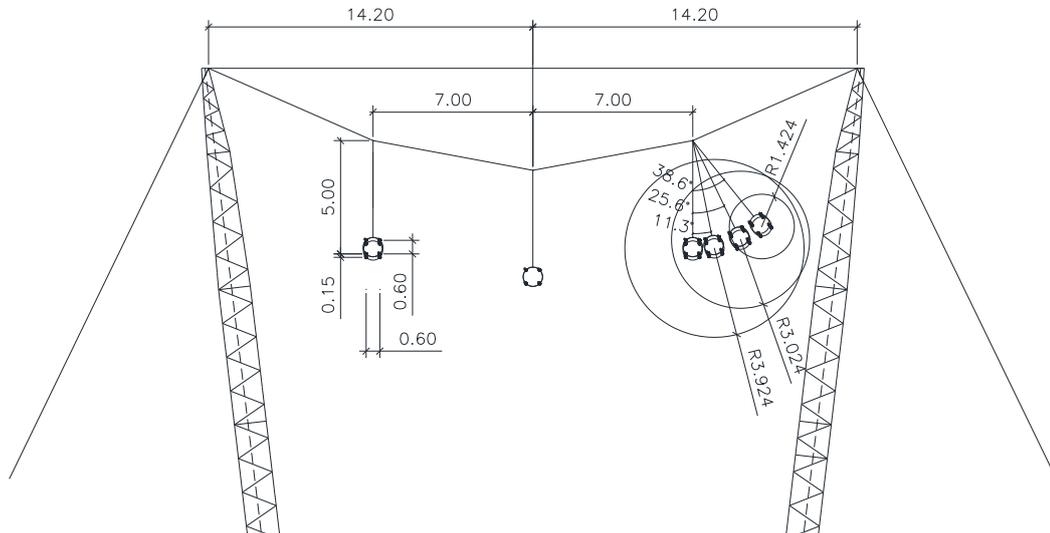
8.1.3 Deslocamento sem Vento (Descargas Atmosféricas)

O deslocamento da cadeia de isoladores será calculado considerando-se a tração de 3186 kgf para a temperatura mínima de 9°C.

$$\beta = \arctg \left(\frac{4 \cdot 2 \cdot 3186 \cdot \sin \frac{2^\circ}{2}}{4 \cdot 1,402 \cdot 0,8 \cdot 480 + \frac{165}{2}} \right) \cong 11,3^\circ$$

8.1.4 Silhueta Básica

Com os ângulos de balanço das cadeias e as distâncias de isolamento para as três condições analisadas, é possível definir a silhueta da estrutura estaiada leve de suspensão.



8.2 LT 230 kV Gentio do Ouro II - Brotas de Macaúbas

8.2.1 Balanço sob Vento Máximo (Frequência Industrial)

Para esta LT, têm-se os seguintes valores para as variáveis definidas anteriormente:

k	= 0,32 (velocidade de vento de 30,6 m/s);
n	= 1;
q_0	= 65,6 kgf/m ² ;
d_c	= 0,02408 m;
p_c	= 0,9488 kgf/m;
V_V	= 550 m (estrutura tipo ELJ21);
V_P/V_V	= 0,8;
p_{VCAD}	= 115,1 kgf/m ² ;
A_{CAD}	= 0,5 m ² ;
P_{CAD}	= 70 kgf;
H	= 2990 kgf.

Dessa forma, o ângulo de balanço da cadeia de isoladores é dado por:

- Estrutura em alinhamento

$$\beta = \arctg \left(\frac{1 \cdot 0,32 \cdot 65,6 \cdot 0,02408 \cdot 550 + \frac{115,1 \cdot 0,5}{2}}{1 \cdot 0,9488 \cdot 0,8 \cdot 550 + \frac{70}{2}} \right) \cong 34,1^\circ$$

- Estrutura em deflexão de 3°

$$\beta = \arctg \left(\frac{1 \cdot 0,32 \cdot 65,6 \cdot 0,02408 \cdot 450 + \frac{115,1 \cdot 0,5}{2} + 1 \cdot 2 \cdot 2990 \cdot \sin \frac{3^\circ}{2}}{1 \cdot 0,9488 \cdot 0,8 \cdot 450 + \frac{70}{2}} \right) \cong 47,6^\circ$$

8.2.2 Balanço sob Vento Reduzido (Sobretensões de Manobra)

O ângulo de balanço reduzido da cadeia de isoladores é obtido a partir da Equação 5, considerando-se pressão dinâmica de referência e tração horizontal sob vento reduzido.

O valor da pressão dinâmica de referência para vento reduzido é de 36% do valor calculado com a velocidade de vento máximo.

Para o cálculo do ângulo de balanço sob vento reduzido serão adotados os mesmos valores considerados no Item 8.2.1, exceto para as seguintes variáveis:

$$\begin{aligned} k &= 0,50 \text{ (velocidade de vento de 18,3 m/s);} \\ q_0 &= 23,6 \text{ kgf/m}^2; \\ p_{VCAD} &= 41,4 \text{ kgf/m}^2; \\ H &= 1889 \text{ kgf} \end{aligned}$$

Dessa forma, o angulo de balanço da cadeia de isoladores é dado por:

- Estrutura em alinhamento

$$\beta = \arctg \left(\frac{1 \cdot 0,50 \cdot 23,6 \cdot 0,02408 \cdot 550 + \frac{41,4 \cdot 0,5}{2}}{1 \cdot 0,9488 \cdot 0,8 \cdot 550 + \frac{70}{2}} \right) \cong 20,2^\circ$$

- Estrutura em deflexão de 3°

$$\beta = \arctg \left(\frac{1 \cdot 0,50 \cdot 23,6 \cdot 0,02408 \cdot 450 + \frac{41,4 \cdot 0,5}{2} + 1 \cdot 2 \cdot 1889 \cdot \sin \frac{3^\circ}{2}}{1 \cdot 0,9488 \cdot 0,8 \cdot 450 + \frac{70}{2}} \right) \cong 32,2^\circ$$

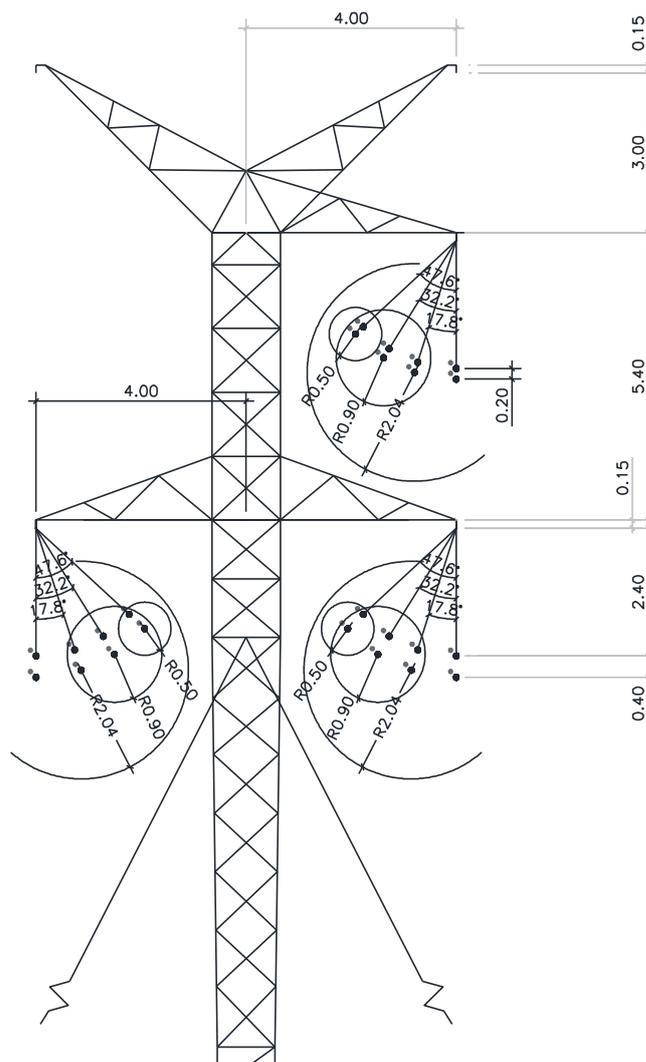
8.2.3 Deslocamento sem Vento (Descargas Atmosféricas)

O deslocamento da cadeia de isoladores será calculado considerando-se a tração de 2309 kgf para a temperatura mínima de 8°C.

$$\beta = \arctg \left(\frac{1 \cdot 2 \cdot 2309 \cdot \sin \frac{3^\circ}{2}}{1 \cdot 0,9488 \cdot 0,8 \cdot 450 + \frac{70}{2}} \right) \cong 17,8^\circ$$

8.2.4 Silhueta Básica

Com os ângulos de balanço das cadeias e as distâncias de isolamento para as três condições analisadas, é possível definir a silhueta da estrutura estaiada leve de suspensão.



8.3 LT 230 kV Igaporã III - Pindaí II

8.3.1 Balanço sob Vento Máximo (Frequência Industrial)

Para esta LT, têm-se os seguintes valores para as variáveis definidas anteriormente:

$$\begin{aligned}
 k &= 0,32 \text{ (velocidade de vento de 30,6 m/s);} \\
 n &= 2; \\
 q_0 &= 68,6 \text{ kgf/m}^2; \\
 d_c &= 0,02934 \text{ m;} \\
 p_c &= 1,402 \text{ kgf/m;} \\
 V_V &= 530 \text{ m (estrutura tipo ELJ23);} \\
 V_P/V_V &= 0,8; \\
 p_{V\text{CAD}} &= 118,2 \text{ kgf/m}^2; \\
 A_{\text{CAD}} &= 0,5 \text{ m}^2; \\
 P_{\text{CAD}} &= 70 \text{ kgf;} \\
 H &= 3894 \text{ kgf.}
 \end{aligned}$$

Dessa forma, o ângulo de balanço da cadeia de isoladores é dado por:

- Estrutura em alinhamento

$$\beta = \arctg \left(\frac{2 \cdot 0,32 \cdot 68,6 \cdot 0,02934 \cdot 530 + \frac{118,2 \cdot 0,5}{2}}{2 \cdot 1,402 \cdot 0,8 \cdot 530 + \frac{70}{2}} \right) \cong 30,3^\circ$$

- Estrutura em deflexão de 2°

$$\beta = \arctg \left(\frac{2 \cdot 0,32 \cdot 68,6 \cdot 0,02934 \cdot 460 + \frac{118,2 \cdot 0,5}{2} + 2 \cdot 2 \cdot 3894 \cdot \sin \frac{2^\circ}{2}}{2 \cdot 1,402 \cdot 0,8 \cdot 460 + \frac{70}{2}} \right) \cong 40,0^\circ$$

8.3.2 Balanço sob Vento Reduzido (Sobretensões de Manobra)

O ângulo de balanço reduzido da cadeia de isoladores é obtido a partir da Equação 5, considerando-se pressão dinâmica de referência e tração horizontal sob vento reduzido.

O valor da pressão dinâmica de referência para vento reduzido é de 36% do valor calculado com a velocidade de vento máximo.

Para o cálculo do ângulo de balanço sob vento reduzido serão adotados os mesmos valores considerados no Item 8.2.1, exceto para as seguintes variáveis:

$$\begin{aligned}
 k &= 0,50 \text{ (velocidade de vento de 18,3 m/s);} \\
 q_0 &= 24,7 \text{ kgf/m}^2; \\
 p_{V\text{CAD}} &= 42,6 \text{ kgf/m}^2; \\
 H &= 2649 \text{ kgf}
 \end{aligned}$$

Dessa forma, o ângulo de balanço da cadeia de isoladores é dado por:

- Estrutura em alinhamento

$$\beta = \operatorname{arctg} \left(\frac{2 \cdot 0,50 \cdot 24,7 \cdot 0,02934 \cdot 530 + \frac{42,6 \cdot 0,5}{2}}{2 \cdot 1,402 \cdot 0,8 \cdot 530 + \frac{70}{2}} \right) \cong 17,9^\circ$$

- Estrutura em deflexão de 3°

$$\beta = \operatorname{arctg} \left(\frac{2 \cdot 0,50 \cdot 24,7 \cdot 0,02934 \cdot 460 + \frac{42,6 \cdot 0,5}{2} + 2 \cdot 2 \cdot 2649 \cdot \sin \frac{2^\circ}{2}}{2 \cdot 1,402 \cdot 0,8 \cdot 460 + \frac{70}{2}} \right) \cong 26,4^\circ$$

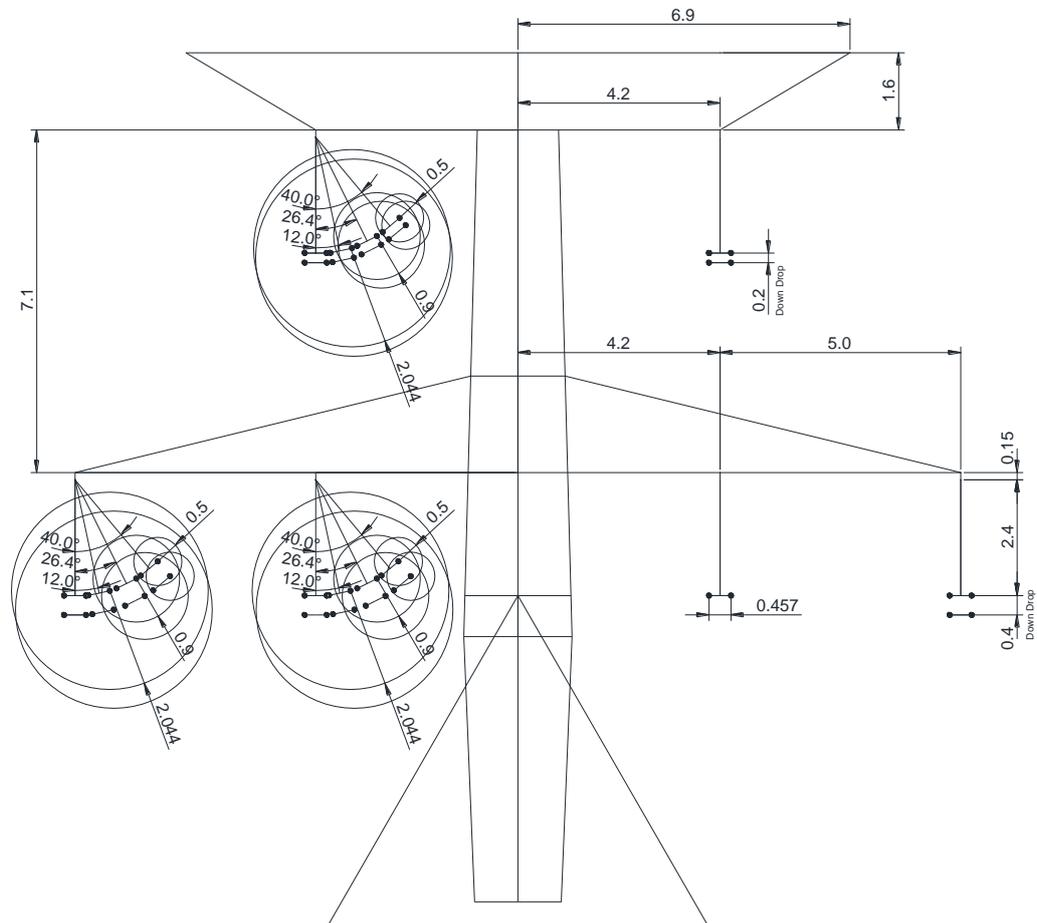
8.3.3 Deslocamento sem Vento (Descargas Atmosféricas)

O deslocamento da cadeia de isoladores será calculado considerando-se a tração de 3240 kgf para a temperatura mínima de 7°C.

$$\beta = \operatorname{arctg} \left(\frac{2 \cdot 2 \cdot 3240 \cdot \sin \frac{2^\circ}{2}}{2 \cdot 1,402 \cdot 0,8 \cdot 460 + \frac{70}{2}} \right) \cong 12,0^\circ$$

8.3.4 Silhueta Básica

Com os ângulos de balanço das cadeias e as distâncias de isolamento para as três condições analisadas, é possível definir a silhueta da estrutura estaiada leve de suspensão.



8.4 Seccionamento da LT 230 kV Irecê - Senhor do Bonfim para a SE Ourolândia II

8.4.1 Balanço sob Vento Máximo (Frequência Industrial)

Para esta LT, têm-se os seguintes valores para as variáveis definidas anteriormente:

k	= 0,32 (velocidade de vento de 30,6 m/s);
n	= 1;
q_0	= 65,6 kgf/m ² ;
d_c	= 0,02516 m;
p_c	= 1,3028 kgf/m;
V_V	= 550 m (estrutura tipo S22S);
V_P/V_V	= 0,8;
$p_{V_{CAD}}$	= 115,1 kgf/m ² ;
A_{CAD}	= 0,5 m ² ;
P_{CAD}	= 70 kgf;
H	= 3519 kgf.

Dessa forma, o ângulo de balanço da cadeia de isoladores é dado por:

- Estrutura em alinhamento

$$\beta = \arctg \left(\frac{1 \cdot 0,32 \cdot 65,6 \cdot 0,02516 \cdot 550 + \frac{115,1 \cdot 0,5}{2}}{1 \cdot 1,3028 \cdot 0,8 \cdot 550 + \frac{70}{2}} \right) \cong 27,7^\circ$$

- Estrutura em deflexão de 3°

$$\beta = \arctg \left(\frac{1 \cdot 0,32 \cdot 65,6 \cdot 0,02516 \cdot 440 + \frac{115,1 \cdot 0,5}{2} + 1 \cdot 2 \cdot 3519 \cdot \sin \frac{3^\circ}{2}}{1 \cdot 1,3028 \cdot 0,8 \cdot 440 + \frac{70}{2}} \right) \cong 42,1^\circ$$

8.4.2 Balanço sob Vento Reduzido (Sobretensões de Manobra)

O ângulo de balanço reduzido da cadeia de isoladores é obtido a partir da Equação 5, considerando-se pressão dinâmica de referência e tração horizontal sob vento reduzido.

O valor da pressão dinâmica de referência para vento reduzido é de 36% do valor calculado com a velocidade de vento máximo.

Para o cálculo do ângulo de balanço sob vento reduzido serão adotados os mesmos valores considerados no Item 8.2.1, exceto para as seguintes variáveis:

$k = 0,50$ (velocidade de vento de 18,3 m/s);

$q_0 = 23,6 \text{ kgf/m}^2$;

$p_{V\text{CAD}} = 41,4 \text{ kgf/m}^2$;

$H = 2523 \text{ kgf}$

Dessa forma, o ângulo de balanço da cadeia de isoladores é dado por:

- Estrutura em alinhamento

$$\beta = \arctg \left(\frac{1 \cdot 0,50 \cdot 23,6 \cdot 0,02516 \cdot 550 + \frac{41,4 \cdot 0,5}{2}}{1 \cdot 1,3028 \cdot 0,8 \cdot 550 + \frac{70}{2}} \right) \cong 15,9^\circ$$

- Estrutura em deflexão de 3°

$$\beta = \arctg \left(\frac{1 \cdot 0,50 \cdot 23,6 \cdot 0,02516 \cdot 440 + \frac{41,4 \cdot 0,5}{2} + 1 \cdot 2 \cdot 2523 \cdot \sin \frac{3^\circ}{2}}{1 \cdot 1,3028 \cdot 0,8 \cdot 440 + \frac{70}{2}} \right) \cong 29,0^\circ$$

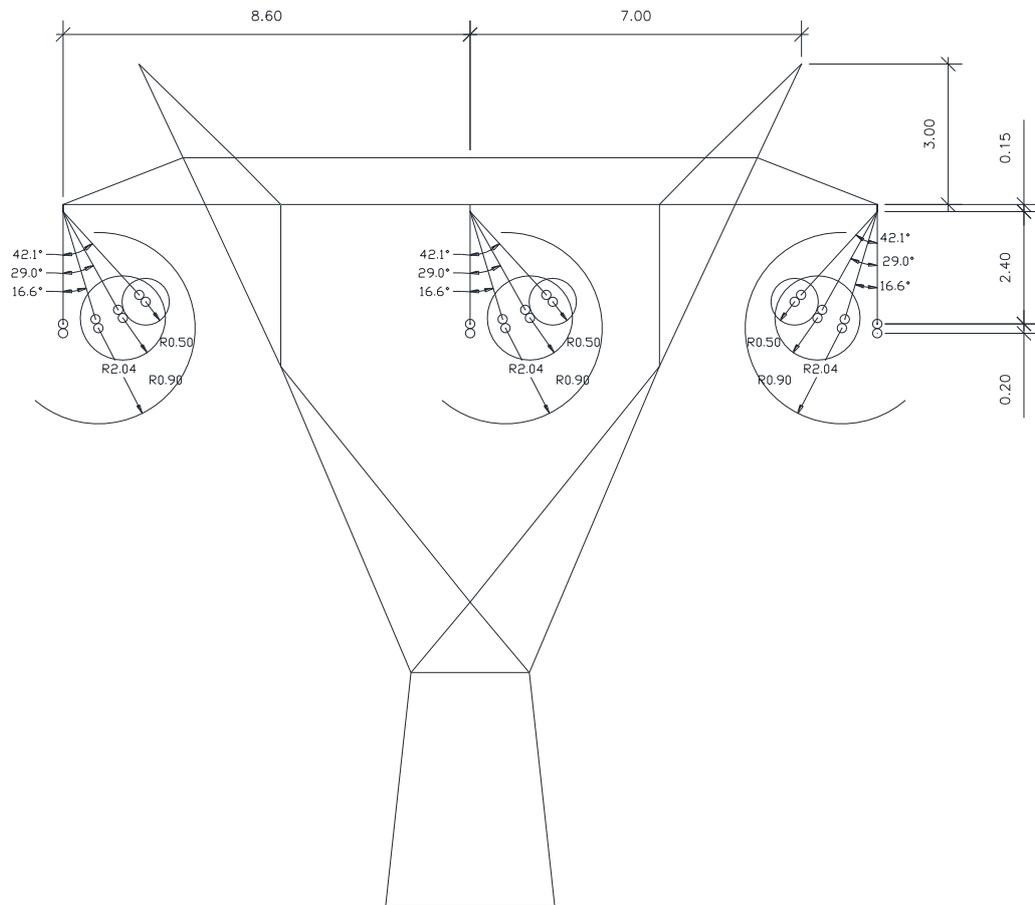
8.4.3 Deslocamento sem Vento (Descargas Atmosféricas)

O deslocamento da cadeia de isoladores será calculado considerando-se a tração de 2812 kgf para a temperatura mínima de 8°C.

$$\beta = \arctg \left(\frac{1 \cdot 2 \cdot 2812 \cdot \sin \frac{3^\circ}{2}}{1 \cdot 1,3028 \cdot 0,8 \cdot 440 + \frac{70}{2}} \right) \cong 16,6^\circ$$

8.4.4 Silhueta Básica

Com os ângulos de balanço das cadeias e as distâncias de isolamento para as três condições analisadas, é possível definir a silhueta da estrutura estaiada leve de suspensão.



9 DESEMPENHO QUANTO A DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

No estudo de desempenho de linhas de transmissão quanto a descargas atmosféricas são avaliados dois aspectos principais:

- Número de desligamentos da linha por descargas diretas: verifica-se a proteção efetiva dos condutores de fase contra descargas atmosféricas, ou seja, falhas de blindagem para o perfil de terreno predominante da região;
- Número de desligamentos da linha por descargas indiretas: verifica-se o número de desligamentos por descargas atmosféricas atingindo os cabos para-raios ou as estruturas, sendo estabelecido para este estudo o valor máximo de 1 desligamento por 100 km por ano para as LT's 500 kV e 2 desligamentos por 100 km por ano para as LT's 230 kV.

9.1 Desligamentos por Descargas Diretas

9.1.1 LT 500 kV Gilbués II - Gentio do Ouro II, LT 500 kV Gentio do Ouro II - Ourolândia II e LT 500 kV Ourolândia II - Morro do Chapéu II.

Se uma descarga atmosférica atingir diretamente o cabo condutor, haverá escorvamento na cadeia de isoladores se a tensão originada no cabo for superior ao nível básico de isolamento da cadeia.

Para que isto não ocorra, é necessário que os cabos para-raios blindem os cabos condutores no caso de descargas que originam tensões acima do nível básico de isolamento.

A blindagem dos cabos para-raios em relação aos cabos condutores pode ser determinada pelo modelo eletrogeométrico [1], como apresentado a seguir.

A corrente crítica de descarga é dada por:

$$I_C = \frac{2 \cdot V_C}{Z_{FF}}$$

onde:

I_C – corrente crítica de descarga, kA;

V_C – nível básico de isolamento do *gap* (tensão que leva a uma probabilidade de escorvamento de 10%), kV;

Z_{FF} – impedância de onda própria do cabo condutor, Ω ;

A probabilidade de escorvamento de um *gap* submetido a sobretensões originadas por descargas atmosféricas é representada por uma distribuição normal com média $V_{0,5}$ e desvio-padrão de 2% de $V_{0,5}$, onde $V_{0,5}$ é denominada tensão crítica de escorvamento, calculada pela expressão a seguir.

$$V_{0,5} = k_A \cdot 0,525 \cdot d_G$$

onde:

- $V_{0,5}$ – tensão crítica de escorvamento, MV;
- k_A – fator de forma dos eletrodos (adotado 1,05);
- d_G – comprimento do *gap*, m;

Como apresentado no Item 7.1, o comprimento do *gap* considerado nos cálculos é de 3,50 m. Com isso, tem-se a seguinte tensão crítica de escorvamento:

$$V_{0,5} = 1,05 \cdot 0,525 \cdot 3,50 \cong 1,929 \text{ MV}$$

Para que a probabilidade de escorvamento de um *gap* seja igual a 10%, a sobretensão originada pela descarga atmosférica deve estar 1,28 desvios-padrão abaixo da tensão crítica de escorvamento do *gap*.

$$V_C = V_{0,5} \cdot (1 - 1,28 \cdot \sigma) \cong 1880 \text{ kV}$$

A impedância de onda própria do cabo condutor é dada pela expressão:

$$Z_{FF} = 60 \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot h}{r}\right)$$

onde:

- Z_{FF} – impedância de onda própria do cabo condutor, Ω ;
- h – altura média do cabo condutor sobre o solo, m;
- r – raio equivalente do feixe (raio equivalente considerando o efeito corona).

O raio equivalente do feixe de condutores é obtido por:

$$r = 1,5 \times \text{raio do feixe [1]}$$

O raio do feixe é de 0,42 m. Com isso obtém-se um raio equivalente de 0,63 m.

Considerando uma altura média para os cabos da LT igual a 18,7 m tem-se:

$$Z_{FF} = 60 \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot 18,7}{0,63}\right) \cong 245 \Omega$$

A corrente crítica de descarga é, portanto:

$$I_C = \frac{2 \cdot V_C}{Z_{FF}} = \frac{2 \cdot 1880}{245} \cong 15,3 \text{ kA}$$

A partir deste valor, determina-se a distância de salto (definida como a última distância percorrida pela descarga para atingir um obstáculo) pela expressão a seguir:

$$S = 9,4 \cdot I_C^{\frac{2}{3}}$$

onde:

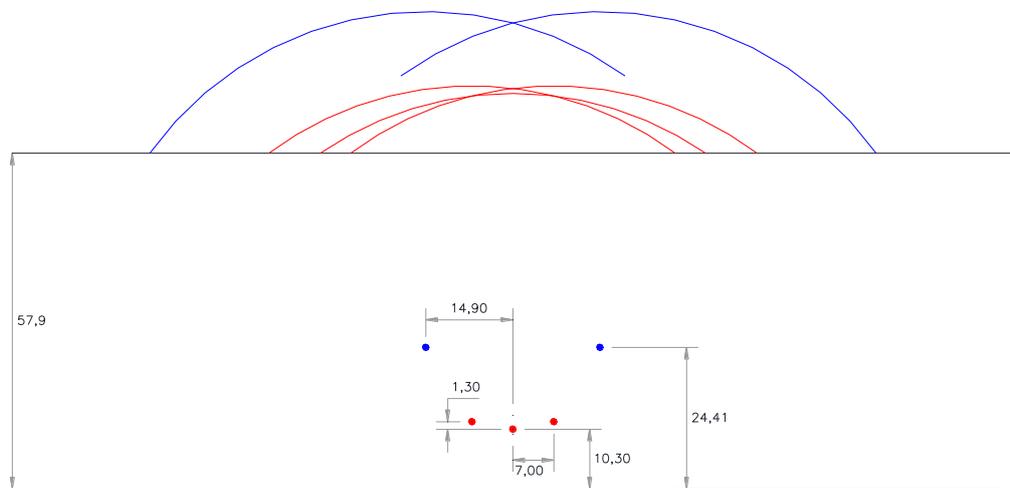
S – distância de salto, m;

I_C – corrente crítica de descarga, kA;

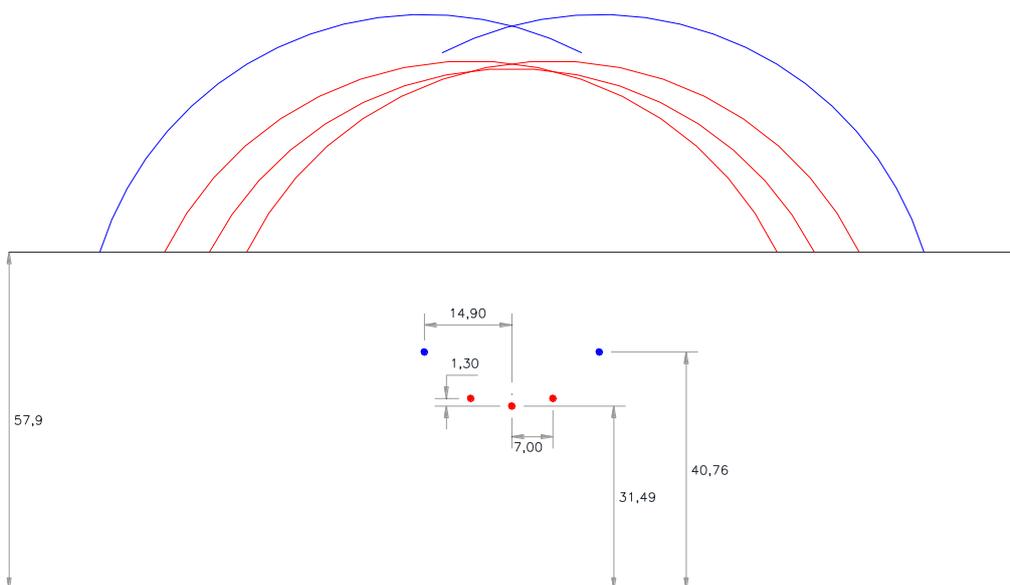
Assim:

$$S = 9,4 \cdot 15,3^{\frac{2}{3}} \cong 57,9 \text{ m}$$

Os diagramas a seguir apresentam as distâncias de salto referentes aos cabos condutores, cabos para-raios e ao solo, para situações a meio do vão e junto à estrutura.



NÓ MEIO DO VÃO



JUNTO À ESTRUTURA

Como se pode verificar pelos diagramas acima, os cabos condutores estão perfeitamente blindados pelos cabos para-raios e pelo solo, indicando que o número de desligamentos por falhas de blindagem na LT é nulo.

9.1.2 LT 230 kV Gentio do Ouro II - Brotas de Macaúbas

Se uma descarga atmosférica atingir diretamente o cabo condutor, haverá escorvamento na cadeia de isoladores se a tensão originada no cabo for superior ao nível básico de isolamento da cadeia.

Para que isto não ocorra, é necessário que os cabos pára-raios blindem os cabos condutores no caso de descargas que originam tensões acima do nível básico de isolamento.

A blindagem dos cabos para-raios em relação aos cabos condutores pode ser determinada pelo modelo eletrogeométrico [1], como apresentado a seguir.

A corrente crítica de descarga é dada por:

$$I_C = \frac{2 \cdot V_C}{Z_{FF}}$$

onde:

I_C – corrente crítica de descarga, kA;

V_C – nível básico de isolamento do *gap* (tensão que leva a uma probabilidade de escorvamento de 10%), kV;

Z_{FF} – impedância de onda própria do cabo condutor, Ω ;

A probabilidade de escorvamento de um *gap* submetido a sobretensões originadas por descargas atmosféricas é representada por uma distribuição normal com média $V_{0,5}$ e desvio-padrão de 2% de $V_{0,5}$, onde $V_{0,5}$ é denominada tensão crítica de escorvamento, calculada pela expressão a seguir.

$$V_{0,5} = k_A \cdot 0,525 \cdot d_G$$

onde:

$V_{0,5}$ – tensão crítica de escorvamento, MV;

k_A – fator de forma dos eletrodos (adotado 1,05);

d_G – comprimento do *gap*, m;

Como apresentado no Item 7.2, o comprimento do *gap* considerado nos cálculos é de 2,04 m. Com isso, tem-se a seguinte tensão crítica de escorvamento:

$$V_{0,5} = 1,05 \cdot 0,525 \cdot 2,04 \cong 1,125 \text{ MV}$$

Para que a probabilidade de escorvamento de um *gap* seja igual a 10%, a sobretensão originada pela descarga atmosférica deve estar 1,28 desvios-padrão abaixo da tensão crítica de escorvamento do *gap*.

$$V_c = V_{0,5} \cdot (1 - 1,28 \cdot \sigma) \cong 1096 \text{ kV}$$

A impedância de onda própria do cabo condutor é dada pela expressão:

$$Z_{FF} = 60 \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot h}{r}\right)$$

onde:

Z_{FF} – impedância de onda própria do cabo condutor, Ω ;

h – altura média do cabo condutor sobre o solo, m;

r – raio equivalente do cabo condutor (raio equivalente considerando o efeito corona).

O raio equivalente do cabo condutor foi considerado igual a 0,075 m em função da ionização do mesmo devido ao efeito corona [1].

Considerando uma altura média para os cabos da LT igual a 20,3 m tem-se:

$$Z_{FF} = 60 \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot 20,3}{0,075}\right) \cong 378 \Omega$$

A corrente crítica de descarga é, portanto:

$$I_C = \frac{2 \cdot V_c}{Z_{FF}} = \frac{2 \cdot 1096}{378} \cong 5,8 \text{ kA}$$

A partir deste valor, determina-se a distância de salto (definida como a última distância percorrida pela descarga para atingir um obstáculo) pela expressão a seguir:

$$S = 9,4 \cdot I_C^{\frac{2}{3}}$$

onde:

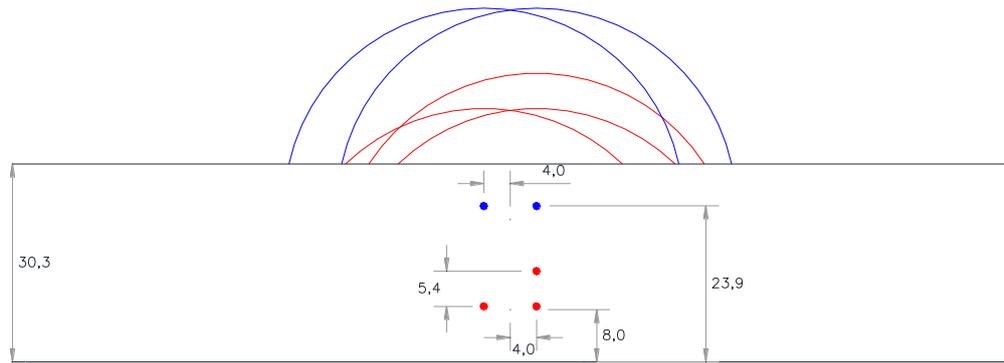
S – distância de salto, m;

I_C – corrente crítica de descarga, kA;

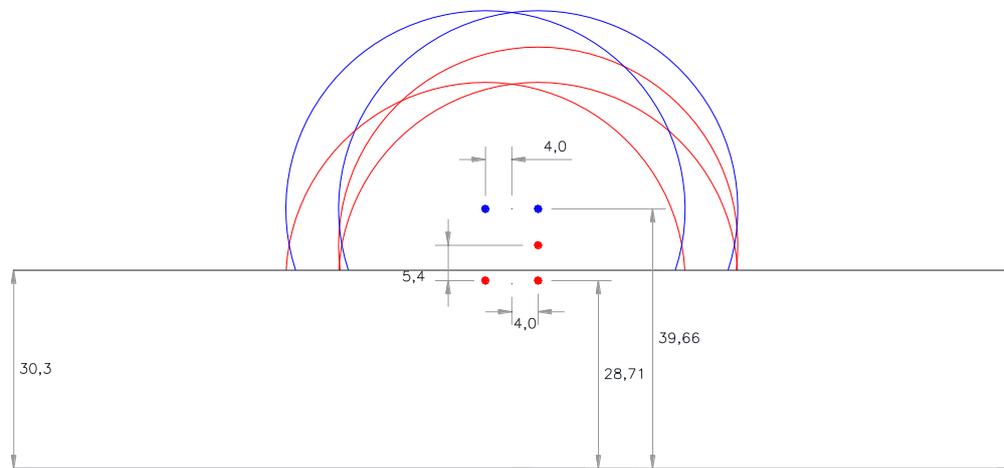
Assim:

$$S = 9,4 \cdot 5,8^{\frac{2}{3}} \cong 30,3 \text{ m}$$

Os diagramas a seguir apresentam as distâncias de salto referentes aos cabos condutores, cabos pára-raios e ao solo, para situações a meio do vão e junto à estrutura.



NO MEIO DO VÃO



JUNTO À ESTRUTURA

Como se pode verificar pelos diagramas acima, os cabos condutores estão perfeitamente blindados pelos cabos para-raios e pelo solo, indicando que o número de desligamentos por falhas de blindagem na LT é nulo no meio do vão.

Os cabos condutores apresentam uma pequena área de exposição no caso de descargas atmosféricas incidindo próximo as estruturas, mas ainda assim resultando numa probabilidade de desligamento é inferior a 10^{-2} desligamentos por 100 km por ano.

9.1.3 LT 230 kV Igaporã III - Pindaí II

Se uma descarga atmosférica atingir diretamente o cabo condutor, haverá escorvamento na cadeia de isoladores se a tensão originada no cabo for superior ao nível básico de isolamento da cadeia.

Para que isto não ocorra, é necessário que os cabos para-raios blindem os cabos condutores no caso de descargas que originam tensões acima do nível básico de isolamento.

A blindagem dos cabos para-raios em relação aos cabos condutores pode ser determinada pelo modelo eletrogeométrico [1], como apresentado a seguir.

A corrente crítica de descarga é dada por:

$$I_C = \frac{2 \cdot V_C}{Z_{FF}}$$

onde:

I_C – corrente crítica de descarga, kA;

V_C – nível básico de isolamento do *gap* (tensão que leva a uma probabilidade de escorvamento de 10%), kV;

Z_{FF} – impedância de onda própria do cabo condutor, Ω ;

A probabilidade de escorvamento de um *gap* submetido a sobretensões originadas por descargas atmosféricas é representada por uma distribuição normal com média $V_{0,5}$ e desvio-padrão de 2% de $V_{0,5}$, onde $V_{0,5}$ é denominada tensão crítica de escorvamento, calculada pela expressão a seguir.

$$V_{0,5} = k_A \cdot 0,525 \cdot d_G$$

onde:

$V_{0,5}$ – tensão crítica de escorvamento, MV;

k_A – fator de forma dos eletrodos (adotado 1,05);

d_G – comprimento do *gap*, m;

Como apresentado no Item 7.1, o comprimento do *gap* considerado nos cálculos é de 2,04 m. Com isso, tem-se a seguinte tensão crítica de escorvamento:

$$V_{0,5} = 1,05 \cdot 0,525 \cdot 2,04 \cong 1,125 \text{ MV}$$

Para que a probabilidade de escorvamento de um *gap* seja igual a 10%, a sobretensão originada pela descarga atmosférica deve estar 1,28 desvios-padrão abaixo da tensão crítica de escorvamento do *gap*.

$$V_C = V_{0,5} \cdot (1 - 1,28 \cdot \sigma) \cong 1096 \text{ kV}$$

A impedância de onda própria do cabo condutor é dada pela expressão:

$$Z_{FF} = 60 \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot h}{r}\right)$$

onde:

Z_{FF} – impedância de onda própria do cabo condutor, Ω ;

h – altura média do cabo condutor sobre o solo, m;

r – raio equivalente do feixe (raio equivalente considerando o efeito corona).

O raio equivalente do feixe de condutores é obtido por:

$$r = 1,5 \times \text{raio do feixe [1]}$$

O raio do feixe é de 0,23 m. Com isso obtém-se um raio equivalente de 0,35 m.

Considerando uma altura média para os cabos da LT igual a 22,2 m tem-se:

$$Z_{FF} = 60 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot 22,2}{0,35} \right) \cong 291 \Omega$$

A corrente crítica de descarga é, portanto:

$$I_C = \frac{2 \cdot V_C}{Z_{FF}} = \frac{2 \cdot 1096}{291} \cong 7,5 \text{ kA}$$

A partir deste valor, determina-se a distância de salto (definida como a última distância percorrida pela descarga para atingir um obstáculo) pela expressão a seguir:

$$S = 9,4 \cdot I_C^{\frac{2}{3}}$$

onde:

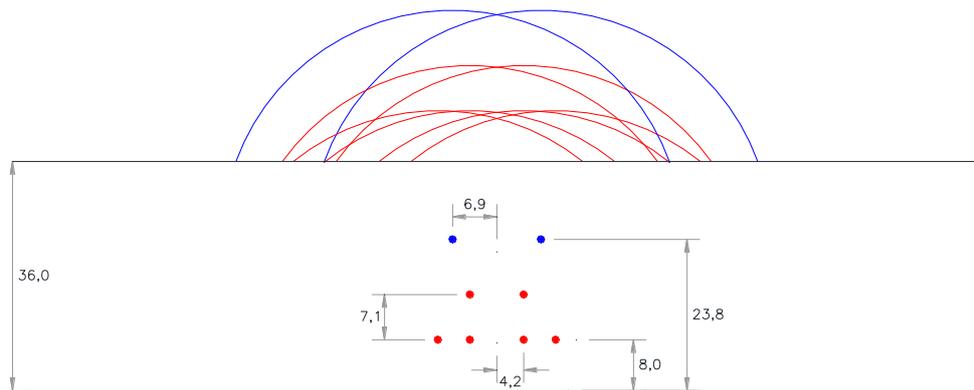
S – distância de salto, m;

I_C – corrente crítica de descarga, kA;

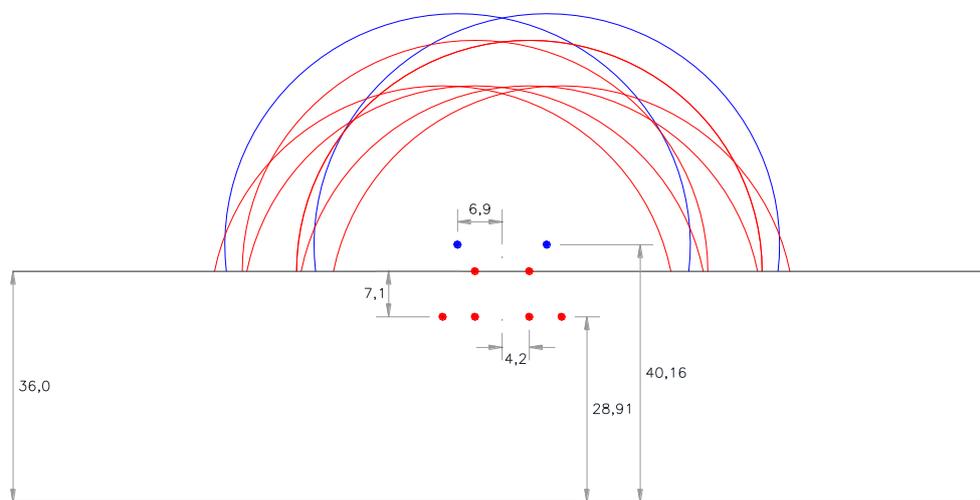
Assim:

$$S = 9,4 \cdot 7,5^{\frac{2}{3}} \cong 36,0 \text{ m}$$

Os diagramas a seguir apresentam as distâncias de salto referentes aos cabos condutores, cabos para-raios e ao solo, para situações a meio do vão e junto à estrutura.



NO MEIO DO VÃO



JUNTO À ESTRUTURA

Como se pode verificar pelos diagramas acima, os cabos condutores estão perfeitamente blindados pelos cabos para-raios e pelo solo, indicando que o número de desligamentos por falhas de blindagem na LT é nulo no meio do vão.

Os cabos condutores apresentam uma pequena área de exposição no caso de descargas atmosféricas incidindo próximo as estruturas, mas ainda assim resultando numa probabilidade de desligamento é inferior a 10^{-2} desligamentos por 100 km por ano.

9.1.4 Seccionamento da LT 230 kV Irecê - Senhor do Bonfim para a SE Ourorândia II

Se uma descarga atmosférica atingir diretamente o cabo condutor, haverá escorvamento na cadeia de isoladores se a tensão originada no cabo for superior ao nível básico de isolamento da cadeia.

Para que isto não ocorra, é necessário que os cabos pára-raios blindem os cabos condutores no caso de descargas que originam tensões acima do nível básico de isolamento.

A blindagem dos cabos para-raios em relação aos cabos condutores pode ser determinada pelo modelo eletrogeométrico [1], como apresentado a seguir.

A corrente crítica de descarga é dada por:

$$I_C = \frac{2 \cdot V_C}{Z_{FF}}$$

onde:

I_C – corrente crítica de descarga, kA;

V_C – nível básico de isolamento do *gap* (tensão que leva a uma probabilidade de escorvamento de 10%), kV;

Z_{FF} – impedância de onda própria do cabo condutor, Ω ;

A probabilidade de escorvamento de um *gap* submetido a sobretensões originadas por descargas atmosféricas é representada por uma distribuição normal com média $V_{0,5}$ e desvio-padrão de 2% de $V_{0,5}$, onde $V_{0,5}$ é denominada tensão crítica de escorvamento, calculada pela expressão a seguir.

$$V_{0,5} = k_A \cdot 0,525 \cdot d_G$$

onde:

$V_{0,5}$ – tensão crítica de escorvamento, MV;

k_A – fator de forma dos eletrodos (adotado 1,05);

d_G – comprimento do *gap*, m;

Como apresentado no Item 7.2, o comprimento do *gap* considerado nos cálculos é de 2,04 m. Com isso, tem-se a seguinte tensão crítica de escorvamento:

$$V_{0,5} = 1,05 \cdot 0,525 \cdot 2,04 \cong 1,125 \text{ MV}$$

Para que a probabilidade de escorvamento de um *gap* seja igual a 10%, a sobretensão originada pela descarga atmosférica deve estar 1,28 desvios-padrão abaixo da tensão crítica de escorvamento do *gap*.

$$V_c = V_{0,5} \cdot (1 - 1,28 \cdot \sigma) \cong 1096 \text{ kV}$$

A impedância de onda própria do cabo condutor é dada pela expressão:

$$Z_{FF} = 60 \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot h}{r}\right)$$

onde:

Z_{FF} – impedância de onda própria do cabo condutor, Ω ;

h – altura média do cabo condutor sobre o solo, m;

r – raio equivalente do cabo condutor (raio equivalente considerando o efeito corona).

O raio equivalente do cabo condutor foi considerado igual a 0,075 m em função da ionização do mesmo devido ao efeito corona [1].

Considerando uma altura média para os cabos da LT igual a 14,8 m tem-se:

$$Z_{FF} = 60 \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot 14,8}{0,075}\right) \cong 359 \Omega$$

A corrente crítica de descarga é, portanto:

$$I_C = \frac{2 \cdot V_C}{Z_{FF}} = \frac{2 \cdot 1096}{359} \cong 6,1 \text{ kA}$$

A partir deste valor, determina-se a distância de salto (definida como a última distância percorrida pela descarga para atingir um obstáculo) pela expressão a seguir:

$$S = 9,4 \cdot I_C^{\frac{2}{3}}$$

onde:

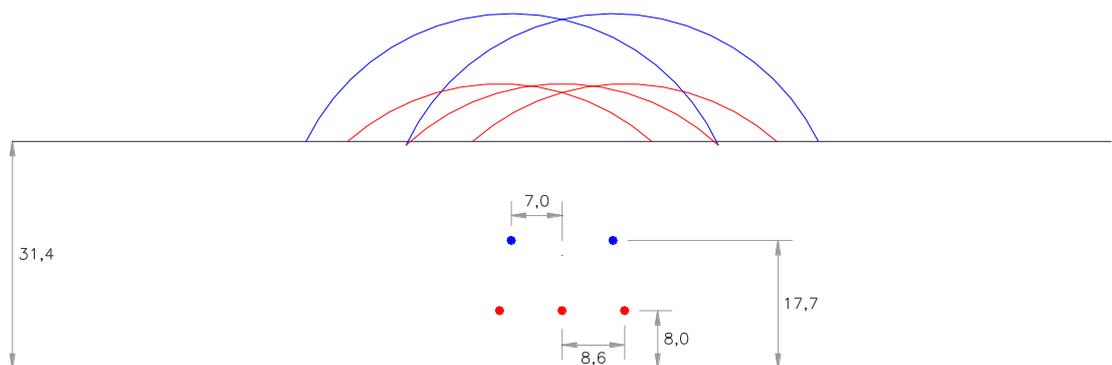
S – distância de salto, m;

I_C – corrente crítica de descarga, kA;

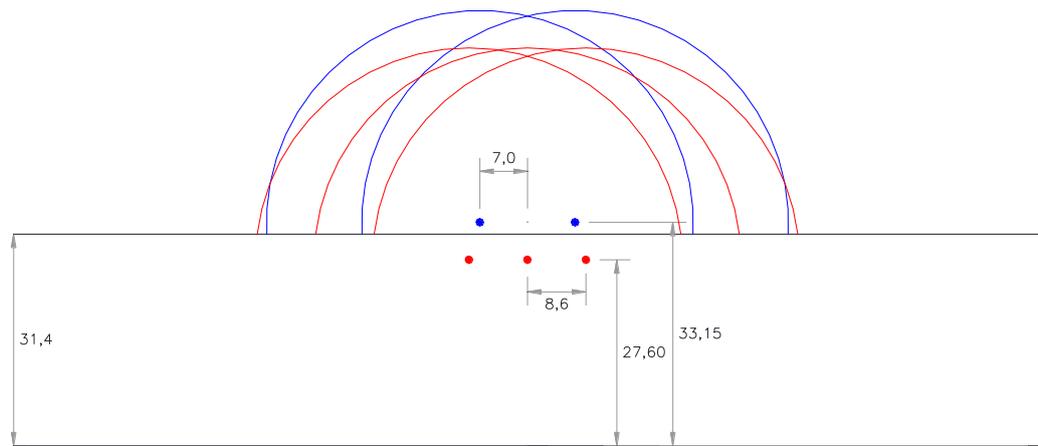
Assim:

$$S = 9,4 \cdot 6,1^{\frac{2}{3}} \cong 31,4 \text{ m}$$

Os diagramas a seguir apresentam as distâncias de salto referentes aos cabos condutores, cabos para-raios e ao solo, para situações a meio do vão e junto à estrutura.



NO MEIO DO VÃO



JUNTO À ESTRUTURA

Como se pode verificar pelos diagramas acima, os cabos condutores estão perfeitamente blindados pelos cabos para-raios e pelo solo, indicando que o número de desligamentos por falhas de blindagem na LT é nulo no meio do vão.

Os cabos condutores apresentam uma pequena área de exposição no caso de descargas atmosféricas incidindo próximo as estruturas, mas ainda assim resultando numa probabilidade de desligamento é inferior a 10^{-2} desligamentos por 100 km por ano.

9.2 Desligamentos por Descargas Indiretas

O desempenho da LT no que se refere ao número de desligamentos devido a descargas atmosféricas incidindo nos cabos para-raios e nas estruturas foi calculado pelo programa computacional DESA-FE, desenvolvido pela Fluxo Engenharia, com base em [1] e [2]. Os resultados do programa são apresentados no Anexo I.

De acordo com os cálculos a LT 500 kV Gilbués II - Gentio do Ouro II está com 0,84 desligamentos por 100 km por ano, a LT 500 kV Gentio do Ouro II - Ourolândia II está com 0,80 desligamentos por 100 km por ano e a LT 500 kV Ourolândia II - Morro do Chapéu II está com 0,11 desligamentos por 100 km por ano. Todas com desligamentos inferiores a 1 desligamento por 100 km por ano, atendendo, portanto, ao critério estabelecido pela ANEEL, apresentado no Item 2.

A LT 230 kV Gentio do Ouro II - Brotas de Macaúbas está com 1,69 desligamentos por 100 km por ano, inferior a 2 desligamentos por 100 km por ano, atendendo ao critério estabelecido pela ANEEL.

A LT 230 kV Igaporã III - Pindaí II está com 1,62 desligamentos por 100 km por ano, inferior a 2 desligamentos por 100 km por ano, atendendo também ao critério estabelecido pela ANEEL.

O seccionamento da LT 230 kV Irecê - Senhor do Bonfim para a SE Ourolândia II está com 0,28 desligamentos por 100 km por ano, inferior a 2 desligamentos por 100 km por ano, atendendo também ao critério estabelecido pela ANEEL.

Cumprе ressaltar que foram utilizadas, nos cálculos, as geometrias das estruturas apresentadas nos Itens 8.1.4, 8.2.4, 8.3.4 e 8.4.4. Os outros parâmetros utilizados foram:

- Resistência de aterramento das estruturas:

- LT 500 kV Gilbués II - Gentio do Ouro II ----- 20Ω
- LT 500 kV Gentio do Ouro II - Ourolândia II ----- 20Ω
- LT 500 kV Ourolândia II - Morro do Chapéu II ----- 20Ω
- LT 230 kV Gentio do Ouro II - Brotas de Macaúbas^(*) ----- 15Ω
- LT 230 kV Igaropã III - Pindaí II ----- 20Ω
- Secc. da LT 230 kV Irecê - Senhor do Bonfim para a SE Ourolândia II ----- 20Ω

^(*) Para que a LT 230 kV Gentio do Ouro II – Brotas de Macaúbas atenda os critérios de desempenho de descargas indiretas, a mesma necessita que a resistência média de aterramento das estruturas seja de no máximo 15Ω.

- Porcentagem de incidência de descargas no meio do vão: 50%;
- Porcentagem de incidência de descargas junto à estrutura: 50%.
- Cabos condutores e para-raios nas posições médias, conforme relatório 3.51.20-A4-006, “Estudos de Campo Elétrico e Magnético”.

10 REFERÊNCIAS

- [1] EPRI - Transmission Line Reference Book 345 kV and Above, 1982.
- [2] Portela – C.M.J.C.M. – "Sobretensões e Coordenação de Isolamento", volume II, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro – RJ, 1982.

ANEXO I

DESEMPENHO DAS LT's SOB DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Desempenho de Linhas de Transmissão sob Descargas Atmosféricas

Dados de identificação:

Nome do cliente: JMM
 Nome da LT: LT 500 kV GILBUÉS II - GENTIO DO OURO II
 Número de referência: 3.51.20-A4-007
 Descrição: CAL 1120
 Data: 10/04/2015

Dados gerais:

Nível cerâmico: 80
 Número de circuitos: 1
 Número de cabos condutores por fase: 4
 Espaçamento dos cabos subcondutores (m): 0.6
 Número de cabos pára-raios: 2
 Número de tipos de cabos pára-raios: 2
 Vão médio da LT (m): 500
 Comprimento da LT (km): 350
 Resistência de aterramento das estruturas (Ω): 20
 Número de isoladores na cadeia: 25
 Comprimento do isolador (m): 0.146
 Distância mínima fase-terra na estrutura (m): 3.5
 Fator de correção atmosférico (pu): 0.94
 Incidência de descargas no meio do vão: 50
 Incidência de descargas junto à torre: 50

Dados referentes ao circuito:

Cabo condutor:

Tipo: CAL
 Bitola: 1010 kCM
 Formação: 61
 Diâmetro (mm): 29.34
 Flecha média (m): 20.42

Disposição geométrica das fases do circuito 1:

	X (m)	Y (m)
Fase "A":	-7.00	32.79
Fase "B":	0.00	31.49
Fase "C":	7.00	32.79

Dados referentes aos cabos pára-raios:

Cabo pára-raios tipo 1:

Tipo: OPGW
 Bitola: 12,4 mm
 Formação: 10
 Diâmetro (mm): 12.4
 Flecha média (m): 16.35

Cabo pára-raios tipo 2:

Tipo: AÇO GALVANIZADO
Bitola: 3/8"
Formação: 7
Diâmetro (mm): 9.14
Flecha média (m): 16.35

Disposição geométrica do cabo pára-raios 1:

X (m)	Y (m)	Tipo
-14.9	40.76	2

Disposição geométrica do cabo pára-raios 2:

X (m)	Y (m)	Tipo
14.9	40.76	1

Resultados:

Número de descargas incidindo na linha por ano: 417.9

Impedâncias de onda:

- própria da fase (Ω):	245.9
- própria do cabo pára-raios (Ω):	400.8
- mútua fase / cabo pára-raios 1 (Ω):	79.1
- mútua fase / cabo pára-raios 2 (Ω):	47.4
- mútua entre cabos pára-raios (Ω):	48.4

Níveis de isolamento:

- a meio do vão (kV):	8528
- na estrutura (kV):	1814

Número de desligamentos na LT por ano:

- descargas a meio do vão:	1.65
- descargas junto a estrutura:	1.30
- total:	2.95

Número de desligamentos por 100 km/ano:

- descargas a meio do vão:	0.47
- descargas junto a estrutura:	0.37
- total:	0.84

Desempenho de Linhas de Transmissão sob Descargas Atmosféricas

Dados de identificação:

Nome do cliente: JMM
 Nome da LT: LT 500 kV GENTIO DO OURO II - OUROLÂNDIA II
 Número de referência: 3.51.20-A4-007
 Descrição: CAL 1120
 Data: 10/04/2015

Dados gerais:

Nível cerâmico: 70
 Número de circuitos: 1
 Número de cabos condutores por fase: 4
 Espaçamento dos cabos subcondutores (m): 0.6
 Número de cabos pára-raios: 2
 Número de tipos de cabos pára-raios: 2
 Vão médio da LT (m): 500
 Comprimento da LT (km): 156
 Resistência de aterramento das estruturas (Ω): 20
 Número de isoladores na cadeia: 25
 Comprimento do isolador (m): 0.146
 Distância mínima fase-terra na estrutura (m): 3.5
 Fator de correção atmosférico (pu): 0.92
 Incidência de descargas no meio do vão: 50
 Incidência de descargas junto à torre: 50

Dados referentes ao circuito:

Cabo condutor:

Tipo: CAL
 Bitola: 1010 kCM
 Formação: 61
 Diâmetro (mm): 29.34
 Flecha média (m): 20.42

Disposição geométrica das fases do circuito 1:

	X (m)	Y (m)
Fase "A":	-7.00	32.79
Fase "B":	0.00	31.49
Fase "C":	7.00	32.79

Dados referentes aos cabos pára-raios:

Cabo pára-raios tipo 1:

Tipo: OPGW
 Bitola: 12,4 mm
 Formação: 10
 Diâmetro (mm): 12.4
 Flecha média (m): 16.35

Cabo pára-raios tipo 2:

Tipo: AÇO GALVANIZADO
Bitola: 3/8"
Formação: 7
Diâmetro (mm): 9.14
Flecha média (m): 16.35

Disposição geométrica do cabo pára-raios 1:

X (m)	Y (m)	Tipo
-14.9	40.76	2

Disposição geométrica do cabo pára-raios 2:

X (m)	Y (m)	Tipo
14.9	40.76	1

Resultados:

Número de descargas incidindo na linha por ano: 163.0

Impedâncias de onda:

- própria da fase (Ω):	245.9
- própria do cabo pára-raios (Ω):	400.8
- mútua fase / cabo pára-raios 1 (Ω):	79.1
- mútua fase / cabo pára-raios 2 (Ω):	47.4
- mútua entre cabos pára-raios (Ω):	48.4

Níveis de isolamento:

- a meio do vão (kV):	8346
- na estrutura (kV):	1775

Número de desligamentos na LT por ano:

- descargas a meio do vão:	0.70
- descargas junto a estrutura:	0.55
- total:	1.24

Número de desligamentos por 100 km/ano:

- descargas a meio do vão:	0.45
- descargas junto a estrutura:	0.35
- total:	0.80

Desempenho de Linhas de Transmissão sob Descargas Atmosféricas

Dados de identificação:

Nome do cliente: JMM
 Nome da LT: LT 500 kV OUROLÂNDIA II - MORRO DO CHAPÉU
 Número de referência: 3.51.20-A4-007
 Descrição: CAL 1120
 Data: 10/04/2015

Dados gerais:

Nível cerâmico: 10
 Número de circuitos: 1
 Número de cabos condutores por fase: 4
 Espaçamento dos cabos subcondutores (m): 0.6
 Número de cabos pára-raios: 2
 Número de tipos de cabos pára-raios: 2
 Vão médio da LT (m): 500
 Comprimento da LT (km): 99
 Resistência de aterramento das estruturas (Ω): 20
 Número de isoladores na cadeia: 25
 Comprimento do isolador (m): 0.146
 Distância mínima fase-terra na estrutura (m): 3.5
 Fator de correção atmosférico (pu): 0.92
 Incidência de descargas no meio do vão: 50
 Incidência de descargas junto à torre: 50

Dados referentes ao circuito:

Cabo condutor:

Tipo: CAL
 Bitola: 1010 kCM
 Formação: 61
 Diâmetro (mm): 29.34
 Flecha média (m): 20.42

Disposição geométrica das fases do circuito 1:

	X (m)	Y (m)
Fase "A":	-7.00	32.79
Fase "B":	0.00	31.49
Fase "C":	7.00	32.79

Dados referentes aos cabos pára-raios:

Cabo pára-raios tipo 1:

Tipo: OPGW
 Bitola: 12,4 mm
 Formação: 10
 Diâmetro (mm): 12.4
 Flecha média (m): 16.35

Cabo pára-raios tipo 2:

Tipo: AÇO GALVANIZADO
Bitola: 3/8"
Formação: 7
Diâmetro (mm): 9.14
Flecha média (m): 16.35

Disposição geométrica do cabo pára-raios 1:

X (m)	Y (m)	Tipo
-14.9	40.76	2

Disposição geométrica do cabo pára-raios 2:

X (m)	Y (m)	Tipo
14.9	40.76	1

Resultados:

Número de descargas incidindo na linha por ano: 14.8

Impedâncias de onda:

- própria da fase (Ω):	245.9
- própria do cabo pára-raios (Ω):	400.8
- mútua fase / cabo pára-raios 1 (Ω):	79.1
- mútua fase / cabo pára-raios 2 (Ω):	47.4
- mútua entre cabos pára-raios (Ω):	48.4

Níveis de isolamento:

- a meio do vão (kV):	8346
- na estrutura (kV):	1775

Número de desligamentos na LT por ano:

- descargas a meio do vão:	0.06
- descargas junto a estrutura:	0.05
- total:	0.11

Número de desligamentos por 100 km/ano:

- descargas a meio do vão:	0.06
- descargas junto a estrutura:	0.05
- total:	0.11

Desempenho de Linhas de Transmissão sob Descargas Atmosféricas

Dados de identificação:

Nome do cliente: JMM
 Nome da LT: LT 230 kV Gentio do Ouro II - Brotas de Macaúbas
 Número de referência: 3.51.20-A4-007
 Descrição: CAL 1120
 Data: 02/04/2015

Dados gerais:

Nível cerâmico: 70
 Número de circuitos: 1
 Número de cabos condutores por fase: 1
 Número de cabos pára-raios: 2
 Número de tipos de cabos pára-raios: 2
 Vão médio da LT (m): 500
 Comprimento da LT (km): 117
 Resistência de aterramento das estruturas (Ω): 15
 Número de isoladores na cadeia: 14
 Comprimento do isolador (m): 0.146
 Distância mínima fase-terra na estrutura (m): 2.04
 Fator de correção atmosférico (pu): 0.92
 Incidência de descargas no meio do vão: 50
 Incidência de descargas junto à torre: 50

Dados referentes ao circuito:

Cabo condutor:

Tipo: CAL
 Bitola: 679 kCM
 Formação: 37
 Diâmetro (mm): 24.08
 Flecha média (m): 20.71

Disposição geométrica das fases do circuito 1:

	X (m)	Y (m)
Fase "A":	-4.00	28.71
Fase "B":	4.00	28.71
Fase "C":	4.00	34.11

Dados referentes aos cabos pára-raios:

Cabo pára-raios tipo 1:

Tipo: OPGW
 Bitola: 12,4 mm
 Formação: 10
 Diâmetro (mm): 12.4
 Flecha média (m): 15.77

Cabo pára-raios tipo 2:

Tipo: AÇO GALVANIZADO
Bitola: 3/8"
Formação: 7
Diâmetro (mm): 9.14
Flecha média (m): 15.77

Disposição geométrica do cabo pára-raios 1:

X (m)	Y (m)	Tipo
-4	39.66	2

Disposição geométrica do cabo pára-raios 2:

X (m)	Y (m)	Tipo
4	39.66	1

Resultados:

Número de descargas incidindo na linha por ano: 102.0

Impedâncias de onda:

- própria da fase (Ω):	377.7
- própria do cabo pára-raios (Ω):	399.3
- mútua fase / cabo pára-raios 1 (Ω):	86.1
- mútua fase / cabo pára-raios 2 (Ω):	103.3
- mútua entre cabos pára-raios (Ω):	119.7

Níveis de isolamento:

- a meio do vão (kV):	6080
- na estrutura (kV):	1035

Número de desligamentos na LT por ano:

- descargas a meio do vão:	1.14
- descargas junto a estrutura:	0.84
- total:	1.98

Número de desligamentos por 100 km/ano:

- descargas a meio do vão:	0.98
- descargas junto a estrutura:	0.72
- total:	1.69

Desempenho de Linhas de Transmissão sob Descargas Atmosféricas

Dados de identificação:

Nome do cliente: JMM
 Nome da LT: LT 230 kV Igaporã III - Pindaí II
 Número de referência: 3.51.20-A4-007
 Descrição: CAL 1120
 Data: 10/04/2015

Dados gerais:

Nível cerâmico: 50
 Número de circuitos: 2
 Número de cabos condutores por fase: 2
 Espaçamento dos cabos subcondutores (m): 0.457
 Número de cabos pára-raios: 2
 Número de tipos de cabos pára-raios: 2
 Vão médio da LT (m): 500
 Comprimento da LT (km): 50
 Resistência de aterramento das estruturas (Ω): 20
 Número de isoladores na cadeia: 14
 Comprimento do isolador (m): 0.146
 Distância mínima fase-terra na estrutura (m): 2.04
 Fator de correção atmosférico (pu): 0.92
 Incidência de descargas no meio do vão: 50
 Incidência de descargas junto à torre: 50

Dados referentes aos circuitos:

Cabo condutor:

Tipo: CAL
 Bitola: 1010 kCM
 Formação: 61
 Diâmetro (mm): 29.34
 Flecha média (m): 20.42

Disposição geométrica das fases do circuito 1:

	X (m)	Y (m)
Fase "A":	-4.20	28.91
Fase "B":	-9.20	28.91
Fase "C":	-4.20	36.01

Disposição geométrica das fases do circuito 2:

	X (m)	Y (m)
Fase "A":	4.20	28.91
Fase "B":	9.20	28.91
Fase "C":	4.20	28.91

Dados referentes aos cabos pára-raios:

Cabo pára-raios tipo 1:

Tipo: OPGW
Bitola: 12,4 mm
Formação: 10
Diâmetro (mm): 12.4
Flecha média (m): 16.35

Cabo pára-raios tipo 2:

Tipo: AÇO GALVANIZADO
Bitola: 3/8"
Formação: 7
Diâmetro (mm): 9.14
Flecha média (m): 16.35

Disposição geométrica do cabo pára-raios 1:

X (m)	Y (m)	Tipo
-6.9	40.16	2

Disposição geométrica do cabo pára-raios 2:

X (m)	Y (m)	Tipo
6.9	40.16	1

Resultados:

Número de descargas incidindo na linha por ano: 32.7

Impedâncias de onda:

- própria da fase (Ω):	292.4
- própria do cabo pára-raios (Ω):	399.6
- mútua fase / cabo pára-raios 1 (Ω):	116.9
- mútua fase / cabo pára-raios 2 (Ω):	83.9
- mútua entre cabos pára-raios (Ω):	88.3

Níveis de isolamento:

- a meio do vão (kV):	5015
- na estrutura (kV):	1035

Número de desligamentos na LT por ano:

- descargas a meio do vão:	0.47
- descargas junto a estrutura:	0.34
- total:	0.81

Número de desligamentos por 100 km/ano:

- descargas a meio do vão:	0.94
- descargas junto a estrutura:	0.69
- total:	1.62

Desempenho de Linhas de Transmissão sob Descargas Atmosféricas

Dados de identificação:

Nome do cliente: JMM
Nome da LT: Seccionamento da LT 230 kV Irecê - Senhor do Bonfim para a SE Ouarolândia II
Número de referência: 3.51.20-A4-007
Descrição: GROSBEAK
Data: 29/05/2015

Dados gerais:

Nível cerâmico: 10
Número de circuitos: 1
Número de cabos condutores por fase: 1
Número de cabos pára-raios: 2
Número de tipos de cabos pára-raios: 2
Vão médio da LT (m): 500
Comprimento da LT (km): 46
Resistência de aterramento das estruturas (Ω): 20
Número de isoladores na cadeia: 14
Comprimento do isolador (m): 0.146
Distância mínima fase-terra na estrutura (m): 2.04
Fator de correção atmosférico (pu): 0.91
Incidência de descargas no meio do vão: 50
Incidência de descargas junto à torre: 50

Dados referentes ao circuito:

Cabo condutor:

Tipo: CAA
Bitola: 636 kCM
Formação: 26/7
Diâmetro (mm): 25.16
Flecha média (m): 19.19

Disposição geométrica das fases do circuito 1:

	X (m)	Y (m)
Fase "A":	-8.60	27.60
Fase "B":	0.00	27.60
Fase "C":	8.60	27.60

Dados referentes aos cabos pára-raios:

Cabo pára-raios tipo 1:

Tipo: OPGW
Bitola: 12.4 mm
Formação: 10
Diâmetro (mm): 12.4

Flecha média (m): 15.5

Cabo pára-raios tipo 2:

Tipo: AÇO GALVANIZADO

Bitola: 3/8"

Formação: 7

Diâmetro (mm): 9.14

Flecha média (m): 15.5

Disposição geométrica do cabo pára-raios 1:

X (m)	Y (m)	Tipo
-7	33.15	2

Disposição geométrica do cabo pára-raios 2:

X (m)	Y (m)	Tipo
7	33.15	1

Resultados:

Número de descargas incidindo na linha por ano: 4.8

Impedâncias de onda:

- própria da fase (Ω):	358.7
- própria do cabo pára-raios (Ω):	384.7
- mútua fase / cabo pára-raios 1 (Ω):	91.7
- mútua fase / cabo pára-raios 2 (Ω):	50.6
- mútua entre cabos pára-raios (Ω):	73.6

Níveis de isolamento:

- a meio do vão (kV):	5376
- na estrutura (kV):	1023

Número de desligamentos na LT por ano:

- descargas a meio do vão:	0.07
- descargas junto a estrutura:	0.06
- total:	0.13

Número de desligamentos por 100 km/ano:

- descargas a meio do vão:	0.14
- descargas junto a estrutura:	0.14
- total:	0.28