

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS  
EE.UFMG – ESCOLA DE ENGENHARIA DA UFMG  
PROGRAMA DE ESPECIALIZAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA  
CESEP – CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE  
POTÊNCIA

Marcos Leandro de Oliveira Santos

**A Relevância do Efeito Corona por Tempo Bom para a Escolha do Condutor Fase  
Ótimo em Linhas de Transmissão**

Monografia submetida à Comissão Coordenadora do  
Curso de Especialização em Engenharia de  
Sistemas Elétricos de Potência – CESEP, Ênfase:  
Proteção Elétrica, do Programa de Pós – Graduação em  
Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas  
Gerais, como parte dos requisitos necessários à obtenção  
do certificado da Especialização.

Nome do Supervisor: Fernando Henrique Silveira

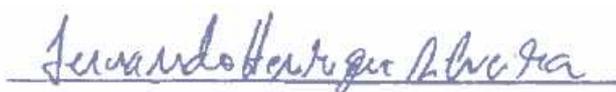
Belo Horizonte/MG  
13 de Julho/2012

**A RELEVÂNCIA DO EFEITO CORONA POR TEMPO BOM  
PARA A ESCOLHA DO CONDUTOR FASE ÓTIMO EM LINHAS  
DE TRANSMISSÃO**

**MARCOS LEANDRO DE OLIVEIRA SANTOS**

Monografia submetida à Comissão Coordenadora do Curso de Especialização em Engenharia de Sistemas Elétricos de Potência – CESEP, Ênfase: Proteção Elétrica, do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, como parte dos requisitos necessários à obtenção do certificado da Especialização.

Aprovada em 13 de Julho de 2012.



**Fernando Henrique Silveira - Dr.**

Supervisor



**Silvério Visacro Filho - Dr.**

Coordenador do CESEP

---

## **AGRADECIMENTOS**

*Primeiramente a Deus, pois sem ele nada seria e não teria motivos para viver.*

*À família pelos inúmeros finais de semana ausente, para dedicar-me aos estudos.*

*Ao professor Fernando Henrique Silveira, pela paciência, dedicação, profissionalismo, ensino, contribuições e incentivo.*

*Aos professores do CESEP e aos colegas da CEMIG por ajudarem a me tornar um profissional melhor.*

*Aos meus colegas de CESEP, em especial a Jenaína, Maique, Daniel, Jacques, Vinícius e Luís, pelo companheirismo e pelas contribuições que foram de grande importância não somente para a minha formação acadêmica, mas principalmente para a vida.*

*A todos vocês,*

*Muito Obrigado.*

---

---

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO</b>	<b>7</b>
1.1 RELEVÂNCIA E CONTEXTO DA INVESTIGAÇÃO .....	7
1.2 OBJETIVO E METODOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO .....	8
1.3 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO .....	8
<b>2. ASPECTOS TÉCNICOS RELATIVOS ÀS PERDAS POR EFEITO CORONA EM LINHAS DE TRANSMISSÃO</b>	<b>10</b>
2.1 FORMAÇÃO DO EFEITO CORONA NAS LINHAS DE TRANSMISSÃO .....	10
2.2 GENERALIDADES DAS PERDAS POR EFEITO CORONA POR TEMPO BOM.....	11
2.2.1 Método de Peterson para o Cálculo do Efeito Corona com Tempo Bom .....	11
2.2.2 Aplicação Método de Peterson para o Cálculo do Efeito Corona com Tempo Bom.....	14
2.3 GENERALIDADES DAS PERDAS POR EFEITO CORONA COM CHUVA.....	15
2.3.1 Método de Cladé e Gary para o Cálculo do Efeito Corona com Chuva.....	15
2.3.2 Aplicação do método de Cladé e Gary para o cálculo do Efeito Corona com Chuva	20
<b>3. ASPECTOS TÉCNICOS RELATIVOS ÀS PERDAS SISTÊMICAS EM LINHAS DE TRANSMISSÃO</b>	<b>22</b>
3.1 PERDAS SISTÊMICAS NAS LINHAS DE TRANSMISSÃO .....	22
3.2 RELEVÂNCIA DAS PERDAS SISTÊMICAS NA ESCOLHA DO CONDUTOR ÓTIMO .....	22
<b>4. PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DO CONDUTOR ÓTIMO</b>	<b>27</b>
4.1 DEFINIÇÃO DE CONDUTOR ÓTIMO EM LINHAS DE TRANSMISSÃO .....	27
4.2 PREMISSAS UTILIZADAS PARA A DEFINIÇÃO DO CONDUTOR ÓTIMO .....	27
4.2.1 Tipo de Estrutura.....	28
4.2.2 Tipo de Condutor Fase.....	28
4.2.3 Custos .....	29
4.3 CRITÉRIOS UTILIZADOS PARA A DEFINIÇÃO DO CONDUTOR ÓTIMO.....	29
4.4 EXEMPLO DE DEFINIÇÃO DO CONDUTOR ÓTIMO DE UMA LT FEITA PELA CEMIG.....	30
4.5 EXEMPLO DE VIABILIDADE TÉCNICA PARA A DEFINIÇÃO DO CONDUTOR ÓTIMO .....	31
4.5.1 Seleção das Configurações para a Análise .....	31
4.5.2 Estudos do Efeito Corona (Rádio Interferência e Ruído Audível) .....	32

---

---

4.5.2.1 Gradiente de Potencial na Superfície dos Condutores.....	33
4.5.2.2 Interferência em Sinais de Rádio (RI).....	33
4.5.2.3 Ruído Audível (RA).....	34
4.5.3 Perfis dos Campos Elétricos e Magnéticos na Faixa de Servidão e no seu Limite.....	35
4.5.3.1 Condição de Balanço Máximo dos Condutores.....	37
4.5.3.2 Número de Subcondutores do Feixe.....	38
4.5.4 Perdas.....	38
4.5.4.1 Perdas Sistêmicas.....	38
4.5.4.2 Perdas por Efeito Corona.....	40
4.5.5 Ampacidade .....	41
4.6 SIMULAÇÕES NO SOFTWARE ATP DAS CONFIGURAÇÕES DOS CONDUTORES FASE UTILIZADAS PELA CEMIG, PARA LT'S DE 500 KV.....	42
4.6.1 Configuração 4 x 636 kcmil (Grosbeak) por Fase.....	42
4.6.1.1 Arquivo da Configuração 4 x Grosbeak, com 2 x 3/8"HS (Para-raios).....	43
4.6.2 Configuração 4 x 795 kcmil (Drake) por Fase.....	44
4.6.2.1 Arquivo da Configuração 4 x Drake, com 2 x 3/8"HS (Para-raios).....	44
4.6.3 Configuração 3 x 900 kcmil (Ruddy) por Fase .....	45
4.6.3.1 Arquivo da Configuração 3 x Ruddy, com 2 x 3/8"HS (Para-raios).....	46
4.6.4 Configuração 3x 954 kcmil (Rail) por Fase.....	47
4.6.4.1 Arquivo da Configuração 4 x Rail, com 2 x 3/8"HS (Para-raios).....	47
<b>5. ANÁLISE TÉCNICA COMPARATIVA ENTRE AS PERDAS POR EFEITO CORONA POR TEMPO BOM E AS PERDAS SISTÊMICAS</b>	<b>49</b>
5.1 A VIABILIDADE ECONÔMICA NA ESCOLHA DO CONDUTOR ÓTIMO.....	49
5.1.1 Custos de Investimentos.....	49
5.1.2 Custos de Perdas .....	50
5.1.3 Comparação das Alternativas .....	54
5.2 CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÃO .....	56
<b>6. CONCLUSÃO</b>	<b>57</b>
6.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	57
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	<b>58</b>

---

---

## RESUMO

Este trabalho foi realizado com o objetivo de demonstrar como as perdas por Efeito Corona por Tempo Bom são relevantes para a escolha do condutor fase ótimo e como as mesmas devem ser calculadas. Para a construção de uma linha de transmissão (LT) com o projeto otimizado deve-se escolher o cabo condutor que apresente as menores perdas elétricas e baixo custo. Neste trabalho foi utilizada a LT Itabirito 2 – Vespasiano 2, 500 kV que entrará em operação em 2013, como exemplo, onde se tem todas as premissas técnicas usadas para a definição do condutor fase ótimo. Há poucos trabalhos técnicos que relacionam a escolha do condutor fase ótimo com as Perdas por Efeito Corona por Tempo Bom, pois a maioria dos trabalhos definem que esta escolha é feita pelas Perdas Jóllicas ou Sistêmicas. Nesta monografia foram realizadas simulações de diversos tipos de configurações e de cabos condutores através do software ATP no modelo *Single frequency output*. Os resultados obtidos indicaram que as Perdas por Efeito Corona por Tempo Bom são importantes principalmente nos primeiros anos do empreendimento, não devendo ser desconsideradas em relação às Perdas Sistêmicas.

---

---

## **ABSTRACT**

This work was made in order to demonstrate how the Corona effect losses in Fair Weather are relevant to the optimal phase conductor choice and how they should be calculated. To build a transmission line (LT) with an optimized project, the conductor with lesser losses and lower cost must be chosen. In this work, the Itabirito 2 – Vespasiano 2 LT, in 500 kV, which will be commissioned in 2013, was used as an example, there all the technical premises for optimal phase conductor definition were used. There are few technical studies that relate optimal phase conductor choice with Corona effect losses in Fair Weather, because most studies state that this choice should be made by Systemic and Joule Losses. In this work were made simulations of several kinds of configurations and conductor cables using the ATP software on the single frequency output model. The results indicate that the Fair Weather Corona Effect are important, mainly in the beginning years of the enterprise, though the systemic losses should not be disregarded.

---

# 1 Introdução

## 1.1 Relevância e Contexto da Investigação

O projeto de linhas de transmissão otimizadas (LT's) requer que estas sejam dimensionadas de modo a terem as menores perdas elétricas possíveis e serem economicamente viáveis. A análise das possíveis configurações das LT's quanto ao tipo de cabo condutor a ser utilizado é uma atividade de grande relevância na fase de projeto.

A seleção dos condutores é uma das decisões mais importantes a serem tomadas pelo projetista das linhas de transmissão.

Nas linhas em médias e altas tensões, a escolha das secções dos condutores geralmente se baseia em um equacionamento econômico entre perdas por efeito Joule e os investimentos necessários, como o preconizava Lord Kelvin [Kelvin, 1968]. Nas linhas em tensões extra-elevadas e nas linhas em tensões ultra-elevadas, o controle das manifestações do Efeito Corona pode ser o elemento dominante para orientar essa escolha.

A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) exige que as empresas concessionárias de energia elaborem um documento técnico denominado R2 - (*Estudos de transitórios eletromagnéticos de energização, religamento, rejeição de carga e condutor ótimo*) que tem como finalidade determinar as premissas técnicas que deverão ser atendidas pela empresa que vencer a licitação de um determinado empreendimento, para a construção de uma linha de transmissão. Entre os vários aspectos técnicos que compõem este relatório, vale destacar o tópico que relaciona a escolha do condutor ótimo. Um dos itens que determinam a escolha deste condutor ótimo são as perdas por Efeito Corona.

As múltiplas manifestações do Efeito Corona têm implicações diretas com a economia das empresas concessionárias e com o meio ambiente no qual as linhas de transmissão se

---

encontram. Todas são importantes, e por isso mesmo devem merecer dos projetistas a devida atenção.

A maior parte dos artigos técnicos relacionados com o tema consideram apenas as perdas sistêmicas (jóllicas) como as determinantes para a escolha do condutor ótimo. No entanto, se faz necessária a realização de um trabalho que demonstre a relevância de se considerar as perdas por Corona para a determinação do condutor fase de uma linha de transmissão.

## ***1.2 Objetivo e Metodologia de Desenvolvimento***

O objetivo fundamental desta monografia consiste em demonstrar a importância das Perdas por Corona com Tempo Bom na escolha do condutor ótimo de linhas de transmissão. Além disso, apresentar uma metodologia para o cálculo das perdas por Corona Tempo Bom, pois há pouca literatura sobre o assunto.

Para implementar tal objetivo adotou-se como metodologia a simulação computacional sistemática de diversos tipos de configurações e de características físicas e elétricas de cabos condutores de linhas de transmissão. Para as avaliações dos casos de interesse foi utilizada a plataforma computacional do ATP<sup>1</sup> mais especificamente o modelo (*single frequency output*) do módulo LCC<sup>2</sup>.

## ***1.3 Organização do texto***

Nesta monografia, buscou-se a apresentação de um texto conciso, dedicado objetivamente aos desenvolvimentos e resultados da investigação específica em foco.

Nesta perspectiva, o texto desta monografia foi distribuído em seis capítulos, incluindo a presente ***Introdução***.

O ***Capítulo 2*** apresenta uma caracterização sucinta das Perdas por Efeito Corona, conceituando as Perdas por Efeito Corona por Tempo Bom e as Perdas por Efeito Corona com Chuva. A formulação necessária para o cálculo de ambas as perdas também são apresentadas.

---

<sup>1</sup> *Alternative Transients Program.*

<sup>2</sup> *Line Constants, Cable Constants and Cable Parameters.*

---

O **Capítulo 3** é dedicado a descrever sucintamente as perdas denominadas sistêmicas (jóllicas).

O **Capítulo 4** apresenta a definição do Condutor Ótimo e a caracterização dos parâmetros elétricos que são utilizados para a sua escolha. Neste capítulo são demonstradas as configurações de condutores mais utilizadas pela CEMIG e são desenvolvidas simulações para a definição do Condutor Ótimo.

O **Capítulo 5** é dedicado a uma análise comparativa entre as Perdas Sistêmicas e as Perdas por Efeito Corona, em termos de custos operacionais e fluxo de potência.

As conclusões finais desta monografia de especialização técnica compõem o **Capítulo 6**.

Ao final do texto são apresentadas as **Referências Bibliográficas** utilizadas.

---

# 2 Aspectos Técnicos relativos às Perdas por Efeito Corona em Linhas de Transmissão

## 2.1 *Formação do Efeito Corona nas Linhas de Transmissão*

O aumento da intensidade do campo elétrico na superfície do condutor fase para valores superiores ao da rigidez dielétrica do ar gera: luz, ruído audível, ruído de rádio, vibração do condutor, ozônio e outros produtos, causando perda de energia.

Segundo o [IEEE Std 539, 2005] o Efeito Corona é definido como uma descarga luminosa, devido à ionização do ar circundante num eletrodo, causada por uma tensão gradiente superior a um determinado valor crítico de campo elétrico.

Mesmo em um campo elétrico uniforme, como por exemplo, entre dois eletrodos planos paralelos no ar, parâmetros são capazes de modificar o valor desta tensão disruptiva, tais como:

- A pressão atmosférica;
- A presença do vapor d'água;
- O tipo de tensão aplicada;
- A fotoionização incidente;

Em uma região de campo não uniforme, a divergência do campo exerce influência adicional, e qualquer partícula contaminadora, como poeira, por exemplo, transforma-se em fonte pontual de descargas.

O dimensionamento econômico das linhas de transmissão em tensões acima de 230 kV está diretamente relacionado com a escolha do gradiente de potencial máximo admissível na superfície dos condutores das linhas de transmissão. Para uma mesma classe de tensão, o valor deste gradiente pode ser reduzido mediante o emprego de condutores de diâmetros maiores, ou maior espaçamento entre fases, ou pelo emprego de condutores múltiplos, com número crescente de subcondutores, ou pela forma com que são distribuídos sobre o círculo tendo como centro o eixo do feixe.

As perdas por Efeito Corona são divididas em perdas por tempo bom e perdas de potência sob chuva. Para a determinação analítica das perdas por Efeito Corona, encontra-se na literatura um número grande de expressões, a maioria delas empíricas e baseadas em pesquisas e observações realizadas por seus autores. Algumas como as de Peterson, proposta em 1933, ainda são consideradas adequadas para tempo bom. Somente nos últimos 15 anos, com os estudos promovidos nos Estados Unidos (Projeto EHV), Alemanha (Rheinau), Canadá (Coldwater), França (EdeF) e outros, melhores resultados referentes à determinação de perdas sob chuva foram obtidas de acordo com a referência [Fuchs, 1977].

## ***2.2 Generalidades das Perdas por Efeito Corona por Tempo Bom***

### **2.2.1 Método de Peterson para o Cálculo do Efeito Corona com Tempo Bom**

As perdas de potência com tempo bom ( $P_{TB}$ ) podem ser calculadas pela fórmula de Peterson para um condutor ou subcondutor:

$$P_{TB} = \frac{0,00002094 * f * U^2 * \Phi}{\left( \log \left[ \frac{Dm}{r} \right] \right)^2} \quad (2.1)$$

Sendo:

$f$  [Hz] – frequência de operação do sistema;

$U$  [kV] – tensão eficaz entre fase e neutro;

$r$  [cm] – raio externo do condutor ou subcondutor;

$D_m$  [cm] – distância media geométrica entre subcondutores;

$\Phi$  – fator experimental que depende de:

$$\Phi = \frac{E}{E_{CRV}} \quad (2.2)$$

Sendo:

$E$ [kV/cm] – gradiente de potencial do condutor ou subcondutor;

$E_{CRV}$ [kV/cm] – gradiente crítico visual do condutor ou subcondutor.

A curva a seguir fornece valores de  $\Phi$  para relações  $E/E_{CRV}$  entre 0,5 e 1,8. Verifica-se nela que, mesmo para valores de  $E/E_{CRV} < 1$ , há perdas, embora ocorram antes da manifestação visual do Efeito Corona.

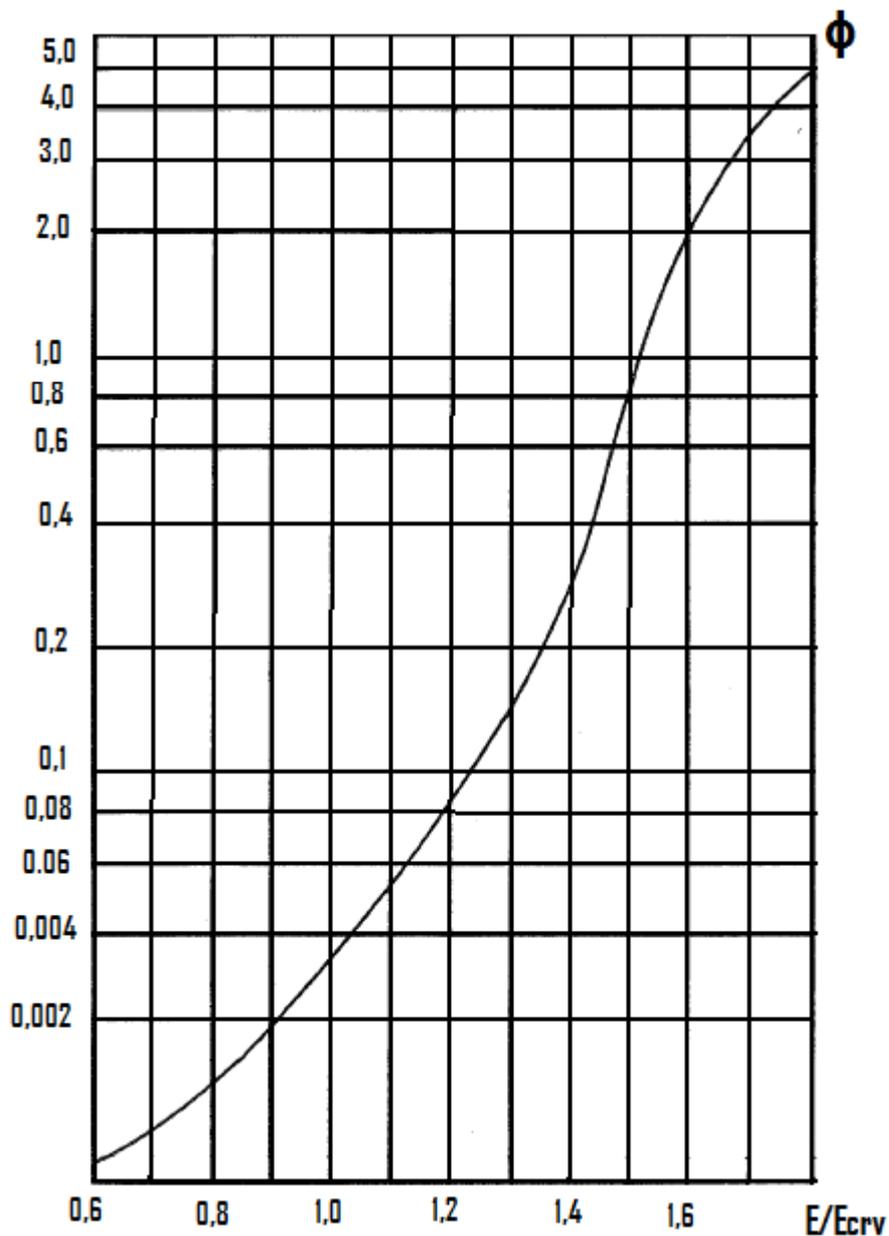


Figura 2.1 – Coeficiente de perdas por Corona de Peterson. Adaptado de [Fuchs, 1977].

A curva da Figura 2.1 é uma antilog. Quanto maior for a relação entre  $E/E_{crv}$ , maior será o fator experimental  $\Phi$ . Portanto teremos perdas por corona tempo bom elevadas.

## 2.2.2 Aplicação do método de Peterson para o cálculo do Efeito Corona com Tempo Bom

A seguir será apresentado o cálculo do valor das perdas de energia de uma linha de transmissão de 345 kV, com as seguintes características:

- Cabos condutores germinados;
- Configuração do condutor por fase: 2 x Grosbeak ;
- Espaçamento entre os subcondutores: 0,40 m ;
- Gradiente de potencial do condutor (E): 19,872 kV/cm;
- Gradiente crítico visual do condutor ( $E_{CRV}$ ): 16,827 kV/cm;
- Altitude média: 500 m;
- Temperatura: 25°C e frequência: 60 Hz;

Deverá ser determinado o valor das perdas de energia com tempo bom por quilômetro.

Pela equação de Peterson (2.1), tem-se:

$$P_{TB} = \frac{0,00002094 * f * U^2 * \Phi}{\left( \log \left[ \frac{Dm}{r} \right] \right)^2}$$

Para este caso, tem-se:

$$f=60\text{Hz}; U = \frac{345}{\sqrt{3}}$$

$$\Phi = \frac{E}{E_{CRV}} = f\left(\frac{19,872}{16,827}\right) = f(1,181);$$

Portanto, pela Figura 2.1,  $\Phi = 0,08$ :

$$D_m = \sqrt[3]{(10)^2 * 20} = 12,6 \text{ m} = 1260 \text{ cm}$$

$$r = 1,257 \text{ cm};$$

logo:

$$P_{TB} = 0,417 \text{ kW/km/subcondutor}$$

As perdas totais com tempo bom, por quilômetro de linha, são:

$$P_t = 6 * 0,417 = 2,503 \text{ kW/km};$$

## 2.3 *Generalidades das Perdas por Efeito Corona com Chuva*

### 2.3.1 Método de Cladé e Gary para o Cálculo do Efeito Corona com Chuva

A literatura apresenta um número razoável de métodos de cálculo de perdas de potência por Corona sob chuva [Kelvin, 1968]. O método de destaque, conforme se verificou é o método desenvolvido na estação de pesquisa da Electricité de France por Cladé e Gary [Cladé, 1970]. É um processo analítico cuidadosamente verificado experimentalmente e apresentado para aplicação direta, por meio de curvas reproduzidas nas Figuras 2.2 e 2.3.

As perdas de potência podem ser determinadas através da expressão:

$$P = KP_n \text{ [W/m]}, \quad (2.3)$$

Onde,

K – Coeficiente de perdas definido mais abaixo

---

$P_n$  – Perdas reduzidas, obtidas da Figura 2.2 em função de um coeficiente relativo ao estado da superfície  $m$  e do gradiente de potencial relativo  $E/E_{CRV}$ .

O valor do coeficiente de estado da superfície dos condutores  $m$  é obtido das curvas da Figura 2.3 em função do índice de precipitação em [mm/h]. Experiências mostraram que este coeficiente é sensível à variação do valor de  $m$  entre condutores novos e condutores envelhecidos pelo tempo. De acordo com os autores, quando os condutores são novos, suas superfícies não se encharcam facilmente e a água da chuva tende a formar uma quantidade razoável de gotículas relativamente separadas uma das outras, constituindo outras tantas fontes pontuais de Efeito Corona. Por outro lado, em condutores envelhecidos, sua capa envolvente é mais porosa, fazendo com que a água se distribua como uma película mais uniforme. As gotas d'água formam-se apenas na geratriz inferior dos cabos, onde produzem os eflúvios antes de cair.

Para o cálculo do gradiente de potencial relativo  $E/E_{CRV}$ , procede-se da forma já exposta, lembrando que:

- $E$  [kV/cm] – gradiente de potencial médio dos condutores (no caso dos condutores múltiplos, aquele do condutor cilíndrico de raio  $R_c$  equivalente);
- $E_{CRV}$  [kV/cm] – gradiente crítico visual calculado pela equação de Peek [Peek,1929], corrigida apenas para considerar o efeito da variação da densidade relativa do ar, e considerando apenas o raio dos subcondutores.

**Tabela 2.1 – Fatores de superfície [Miller, 1956]**

Condições superficiais dos condutores		Fatores de superfície [m]
1	Condutores cilíndricos polidos e secos	1,00
2	Cabos novos, secos, limpos e sem abrasão	0,92
3	Cabos de cobre expostos ao tempo em atmosfera limpa.	0,82
4	Cabos de cobre expostos ao tempo em atmosfera agressiva.	0,72
5	Cabos de alumínio novos, limpos e secos, com condições de superfícies decorrentes do grau de cuidado com que foram estendidos nas linhas (médias 0,60).	0,53 a 0,73
6	Cabos molhados, novos ou usados.	0,16 a 0,25

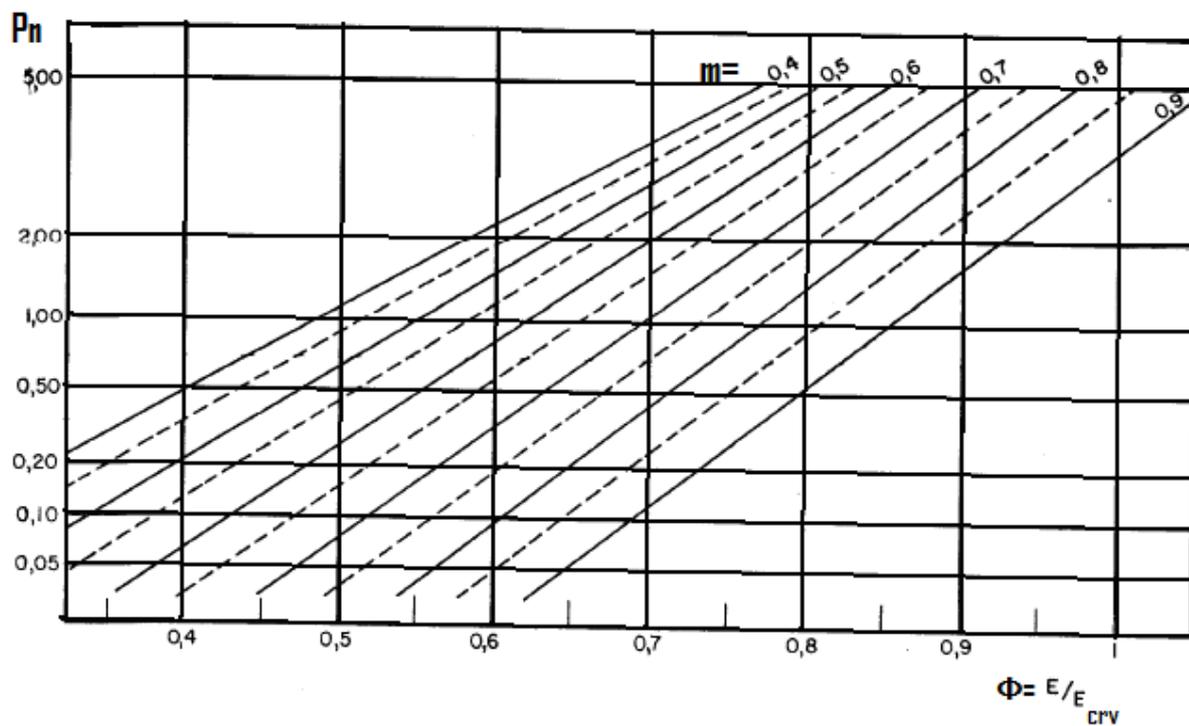


Figura 2. 2– Gráfico para o cálculo de perdas sob chuva. Adaptado de [Fuchs, 1977].

Com base na Figura 2.2 obtêm-se as perdas reduzidas em função de um coeficiente de estado da superfície dos cabos condutores fase e do gradiente de potencial relativo  $\Phi = E/ E_{CRV}$ .

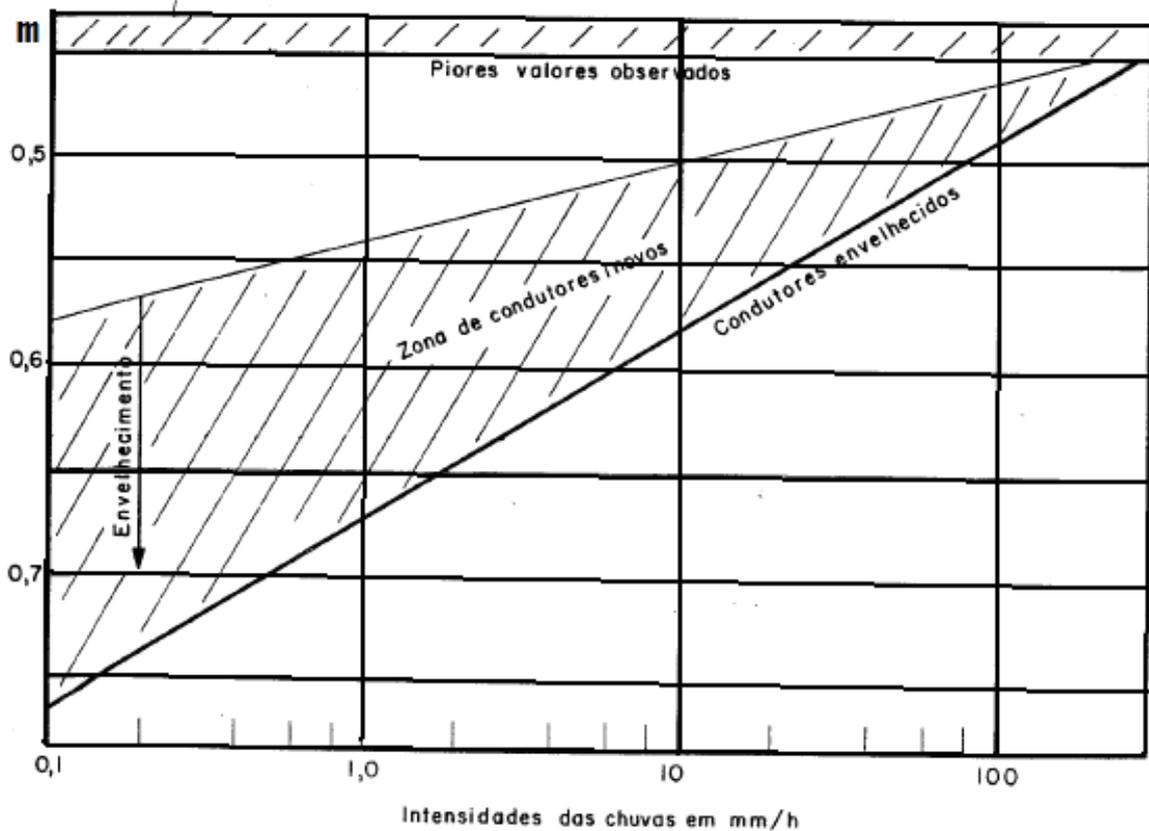


Figura 2.3– Gráfico para o cálculo de perdas sob chuva. Adaptado de [Fuchs, 1977].

Com base na Figura 2.3 obtém-se o valor de coeficiente de estado da superfície dos condutores  $m$  em função do índice de precipitação em mm/h.

O coeficiente de perdas  $K$  é calculado pela seguinte equação:

$$K = \left( \frac{f}{50} \right) (n * r * \beta)^2 * \left( \frac{\log R / Rc * \log \rho / Rc}{\log \left( \frac{R}{\rho} \right)} \right) \quad (2.4)$$

na qual:

$f$ [Hz] – frequência do sistema;

$r$ [cm] – raio dos subcondutores;

$n$  – número de subcondutores

$$\beta = 1 + 0,3\sqrt{r}; \quad (2.5)$$

$\beta$ - Constante utilizada para o cálculo de  $K$ .

$R_c$  [cm] – raio do condutor equivalente ao condutor múltiplo.

$$\rho$$
 [cm] –  $\rho = 18\sqrt{r}$  para condutores simples; (2.6)

$$\rho = 18\sqrt{nr + 4}$$
 para condutores múltiplos; (2.7)

$R$  [cm] – raio de um cilindro coaxial com o condutor, de potencial nulo. Este pode ser determinado a partir da capacitância de serviço  $C_s$  (sequência positiva) da linha trifásica, pela expressão:

$$R = R_c * 10^x \text{ cm}, \quad (2.8)$$

Onde,

$$x = \left( \frac{0,02412 * 10^{-6}}{C_s} \right)$$

na qual  $R_c$  deverá ser em cm.

### 2.3.2 Aplicação do método de Cladé e Gary para o cálculo do Efeito Corona com Chuva

A seguir será apresentado o cálculo do valor das perdas de energia de uma linha de transmissão de 345 kV, com as seguintes características:

- Cabos condutores germinados;
- Configuração dos cabos condutores por fase: 2 x Grosbeak;

- Espaçamento entre os subcondutores: 0,40 m;
- Campo elétrico em cada fase ( $E_{\text{fase a}} = E_{\text{fase c}}$ ): 16,008 kV/cm, ( $E_{\text{fase b}}$ ): 19,872 kV/cm;
- Campo elétrico crítico ( $E_{\text{CRV}}$ ): 25,4 kV/cm;
- Índices de precipitação variam de 1 [mm/h] a 10 [mm/h];
- Altitude média: 500 m;
- Temperaturas: 25°C;
- Frequência: 60 Hz e condutores com fator de superfície (m): 0,70.

Determine as perdas por efeito corona com chuva.

Dados fornecidos:

$$n = 2;$$

$$r = 1,2573 \text{ cm};$$

$$f = 60 \text{ Hz};$$

$$E_{\text{fase a}} = E_{\text{fase c}} = 16,008 \text{ kV/cm};$$

$$E_{\text{fase b}} = 19,872 \text{ kV/cm};$$

$$R_c = 7,0917 \text{ cm};$$

$$\beta = 1 + \frac{0,3}{\sqrt{1,257}} = 1,1675;$$

$$\rho = 18 * \sqrt{2 * 1,2573 + 4} = 45,943;$$

$$R = R_c * \text{anti log} \left( \frac{0,02412 * 10^{-6}}{0,1072 * 10^{-7}} \right)$$

$$r = 177,83 \text{ cm}$$

Logo,

$$K = \frac{60}{50} * (2 * 1,2573 * 1,2675)^2 * \frac{\log\left(\frac{177,83}{7,0917}\right) * \log\left(\frac{45,943}{7,0917}\right)}{\log\left(\frac{177,83}{45,943}\right)}$$

$$K = 23,549$$

Nas fases da LT tem-se:

$$\text{Fases a e c : } \frac{E}{E_{CRV}} = 0,63;$$

$$\text{Fase b : } \frac{E}{E_{CRV}} \cong 0,80;$$

Com estes valores da curva da Figura 2.3, obtemos os coeficientes de superfície m e, com estes, nas curvas da Figura 2.2, as perdas Pn.

**Tabela 2.2 – Resultados das Perdas por fase kW/km**

Índice de precipitação [mm/h]	[m]	Coeficiente de perdas Fases			Perdas kW/km Fases		
		A	B	c	a	B	c
1	0,67	0,6	3	0,6	14,129	70,647	14,129
10	0,58	1,3	4,2	1,3	30,614	98,906	30,614

Perdas Totais: com i = 1 mm/h – 98,91 kW/km;

com i = 10 mm/h – 160,134 kW/km;

Observa-se que aumentando o índice de precipitação as perdas por Efeito Corona por chuva também se elevam, devido ao aumento do coeficiente de superfície m, provocando um maior valor do fator experimental  $\Phi$ , que por sua vez eleva as perdas reduzidas Pn.

# 3 Aspectos Técnicos Relativos às Perdas Sistêmicas em Linhas de Transmissão

## 3.1 *Perdas Sistêmicas nas Linhas de Transmissão*

As Perdas Sistêmicas, também conhecidas como perdas júllicas, estão associadas ao fluxo de potência pela Linha de Transmissão (LT). No início da operação da LT, estas perdas são pequenas em decorrência da sua operação com carga leve. Com o decorrer dos anos e o conseqüente acréscimo da carga na LT devido ao aumento de demanda, observa-se um crescimento no fluxo de potência pela linha, resultando no aumento das perdas sistêmicas.

## 3.2 *Relevância das Perdas Sistêmicas na Escolha do Condutor Ótimo*

O projeto de uma LT que transportará energia de uma central elétrica até os centros consumidores deve considerar não somente a demanda atual, mas também as futuras. Deste modo, a configuração de condutores escolhida deve suportar correntes e potências maiores, prevendo o natural aumento de carga.

O gráfico apresentado na Figura 3.1 indica a evolução de potência ao longo dos anos.

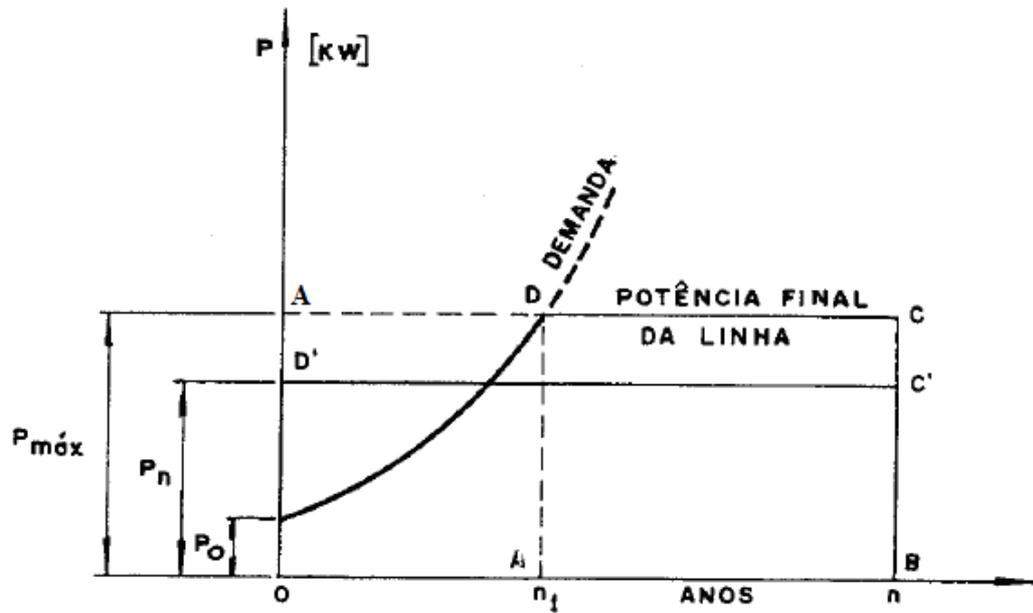


Figura 3.1 – Evolução das potências que serão transmitidas. Adaptado de [Fuchs, 1977].

No projeto de LT's responsáveis pela interligação de sistemas, deve-se ter conhecimento do carregamento desses sistemas de modo a considerar possíveis acréscimos de carga nestas LT's.

O aumento anual na demanda de energia e o conseqüente acréscimo de energia transmitida devem ser computados economicamente nos custos do projeto. Estes cálculos, no entanto, devem ser realizados considerando a média das potências. Este valor pode ser obtido através do retângulo OABCD da Figura 3.1, que representa a energia total transmitida em n (anos) em kWh. A média das potências é obtida através do retângulo OBC'D', esta potência é dada em kW. Esta consideração se refere à operação da linha com potência constante, cuja ordenada é  $P_m$  [kW], durante n anos, como conseqüência teremos a energia transmitida constante.

$$E = P_m * n = P_0 + \int_0^{n_1} p(n)dn + \int_{n_1}^n P_{mox} * dn \quad (3.1)$$

Onde:

$E$ [kWh] – energia transmitida;

$P_m$ [kW] – potência transmitida em n anos;

$p(n)$  [kW] – valor de potência em n anos retirado da curva da Figura 3.1;

Admitindo uma taxa de crescimento anual de demanda igual a  $t_1$  em  $n_1$  anos ela será igual a:

$$P_{m\acute{a}x} = P_0(1+t)^{n_1} = p(n), \quad (3.2)$$

Sendo:

$P_{m\acute{a}x}$  [kW] – valor máximo da potência transmissível ao final de  $n_1$  anos;

$P_0$  [kW] – potência a ser transmitida inicialmente na entrada de serviço da linha;

$t$  [%] - taxa de crescimento da demanda;

$n_1$  [anos] – limite superior das integrais da equação (3.1);

Da equação (3.2) podemos calcular o valor de  $n_1$ :

$$\frac{P_{m\acute{a}x}}{P_0} = (1+t)^{n_1} \quad (3.3)$$

Ou

$$n_1 = Ln \frac{P_{m\acute{a}x}}{P_0} / Ln(1+t) \quad (3.4)$$

Se  $P_m$  é a potência média transmitida nos  $n$  anos, a potência perdida será :

$$\Delta P_m = 3I_m^2 R = 3 \left[ \frac{P_m}{\sqrt{3} * U * \cos \phi} \right]^2 * R; \quad (3.5)$$

Considerando que o ano tem 8760 horas, a energia perdida será em  $n$  anos:

$$E_n = 3 * 8760 * n * R * \left[ \frac{P_m}{\sqrt{3} * U * \cos \phi} \right]^2 * R [kWh] \quad (3.6)$$

Sendo:

$U$  [kV] – Tensão da LT;

Ou em média por ano:

---

$$E'_m = 3 * 8760 * n * R * \left[ \frac{P_m}{\sqrt{3} * U * \cos \phi} \right]^2 .R [kWh / ano] \quad (3.7)$$

Sendo:

$\cos \phi$  [°] - fator de potência no receptor da linha;

R [ohms] – resistência à corrente alternada na frequência do sistema a temperatura de 75°C;

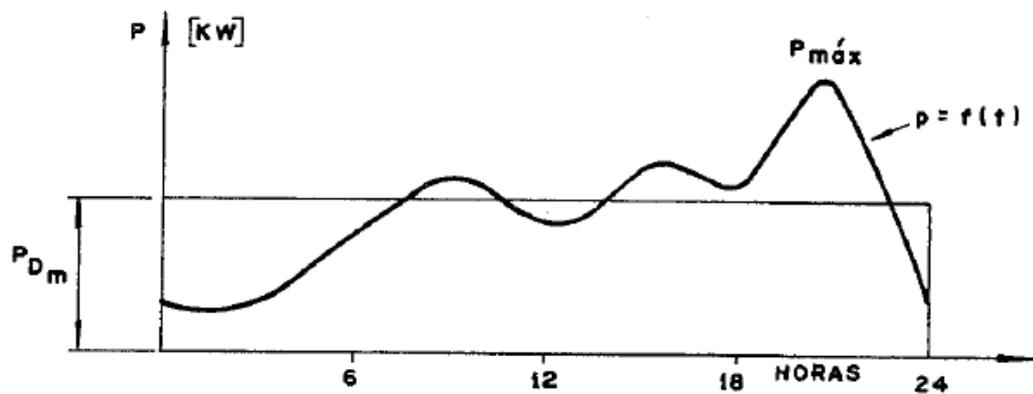


Figura 3.2 – Diagrama diário de carga típica. Adaptado de [Fuchs, 1977].

Onde:

$P_{Dm}$  [kW] – o valor da potência média no diagrama diário de carga;

Sabe-se que num sistema elétrico, as demandas variam de instante em instante, de acordo com a demanda dos consumidores. Computando um dia de variação típico destas demandas pode-se fazer o diagrama diário de carga típica da Figura 3.2, sendo que este diagrama varia de dia para dia, e de mês para mês. Este diagrama diário da Figura 3.2 refere-se à carga típica de um consumidor residencial, representando com fidelidade o consumo de potência diário gasto por este consumidor.

Pode-se definir como fator de carga diário a relação:

$$FC = \frac{P_{Dm}}{P_{Dmáx}} \quad (3.8)$$

Para:

$$P_{Dm} = \frac{1}{n} \int_0^t P(t) dt \quad (3.9)$$

Onde:

$P_{Dm\text{máx}}$  [kW] – O valor de potência máxima;

FC [%] – fator de carga diário;

Com base nos diagramas para as demandas semanais, mensais e anuais podem-se determinar os respectivos fatores de carga para esses períodos.

O comportamento desse fator permite o projeto do sistema de acordo com as suas necessidades. É uma grandeza que pode variar no tempo, sendo, portanto muito difícil de ser prevista em longo prazo. Normalmente este fator é baixo em locais com baixa atividade industrial aproximadamente 0,5 e muito alto em locais com grande atividade industrial na ordem de grandeza de 0,92. O fator de carga também varia com a sazonalidade.

Para os cálculos econômicos são utilizados os fatores de carga anuais, que são menores que os diários, mas podem ser considerados fixos durante o período em análise. A expressão para o cálculo econômico utilizando o fator de carga é indicada a seguir:

$$E = 3 * 8760 * R * FC * \left[ \frac{P_m}{\sqrt{3} * U * \cos \phi} \right]^2 * 10^{-3} [kWh / ano] \quad (3.10)$$

Quanto maior for a perda sistêmica, maiores serão as bitolas dos condutores e, portanto maiores serão os custos de projeto. As perdas sistêmicas são de grande relevância na escolha do condutor ótimo, no entanto não são as únicas que devem ser consideradas.

---

# 4 Principais Características do Condutor Ótimo

## *4.1 Definição de Condutor Ótimo em Linhas de Transmissão*

A seleção do condutor mais adequado em termos de custo de projeto para uma Linha de Transmissão (LT) depende de diversos fatores tais como as propriedades elétricas e mecânicas dos condutores em estudo, da configuração geométrica das fases, da tensão de operação, do comprimento da LT e das características da carga.

Outros fatores também devem ser observados, tais como os efeitos de campo que a LT pode causar no ambiente, como os Campos Elétrico e Magnético, o Efeito Corona, a Rádio Interferência (RI) e o Ruído Audível (RA).

Neste sentido, é avaliada qual a opção mais interessante economicamente para o feixe de condutores da LT, desde que atenda às necessidades elétricas e mecânicas (limite térmico) impostas pelo sistema elétrico.

Para a análise técnica e econômica, uma configuração de condutores deve ser pré-selecionada, de modo a apresentar um desempenho adequado para os efeitos de campo, respeitando a operação do condutor abaixo do nível do gradiente superficial máximo admissível e estando de acordo com o carregamento previsto para a linha.

## *4.2 Premissas Utilizadas para a definição do Condutor Ótimo*

Para a definição de um condutor ótimo para uma linha de transmissão, certas premissas devem ser observadas. Dentre elas, as mais importantes são: o tipo de estrutura, o tipo do condutor fase e os custos de implantação da configuração do condutor ótimo selecionada.

---

### 4.2.1 Tipo de Estrutura

Para a escolha da estrutura adequada, deve ser feita a verificação da reatância longitudinal e transversal, que dependem do arranjo físico dos condutores (distâncias entre condutores, altura do feixe, espaçamento entre subcondutores).

A disposição espacial dos condutores indicada na Figura 4.1 se refere a uma torre típica da CEMIG para 500 kV.

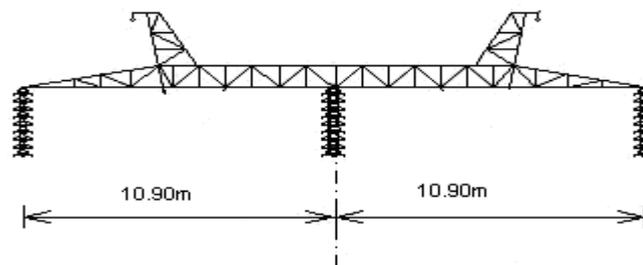


Figura 4.1 – Disposição espacial dos condutores de uma estrutura típica de 500 kV da CEMIG, tipo MX com altura típica de 31 metros [02.111-PO/PL-037, 2011]

### 4.2.2 Tipo de Condutor Fase

A determinação do diâmetro mínimo aceitável do condutor fase deverá ser definida considerando as tensões de início ou extinção do Efeito Corona visível, os níveis de RI e RA, em função do nível de gradiente superficial máximo admissível no condutor.

Pode-se citar como exemplo de aplicação desta escolha de condutor fase a análise de condutores ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced).

Na Tabela 4.1, são apresentados exemplos de configurações de condutores com bitola entre 636 a 954 MCM em feixes de 3 e 4 condutores por fase, circuito simples, utilizando a configuração da cabeça da torre típica de 500 kV e altura média da Figura 4.1. As configurações apresentadas a seguir exibem um bom desempenho em termos de carregamento, efeitos de campo e custos, conforme será demonstrado ao longo desse capítulo.

**Tabela 4.1 – Tipos de configurações [02.111-PO/PL-037, 2011]**

Cabo	Número de Subcondutores	Bitola (MCM)
Alumínio-Aço (ACSR)	3	954 (Rail)
		900 (Ruddy)
	4	795 (Drake)
		636 (Grosbeak)

Deve-se salientar que outras configurações podem ser adotadas, desde que mantenham níveis adequados de gradiente de potencial superficial nos condutores, de forma a não gerar valores de RI e RA acima dos permitidos para o limite da faixa de servidão da LT.

### 4.2.3 Custos

Na seleção da alternativa ótima, deverão ser consideradas as influências dos custos de implantação de cada configuração e das perdas associadas ao longo de 30 anos, conforme as condições de fluxo previstas no documento da Empresa de Pesquisa Energética [EPE-DEE-RE-085, 2007]. A seleção da alternativa mais atraente, sob a ótica econômica, deve ser feita considerando o critério de mínimo custo global.

### 4.3 Critérios Utilizados para a definição do Condutor Ótimo

Para serem considerados aceitos, os condutores ou feixe de subcondutores devem estar dentro de certos limites admissíveis, de acordo com os critérios apresentados a seguir.

➤ **Efeitos de campo:**

Os Campos Elétrico e Magnético na faixa de servidão e no seu limite devem ser verificados à tensão máxima operativa da linha de transmissão.

➤ **Campo elétrico superficial:**

Os condutores ou feixes de subcondutores deverão operar de forma que este campo esteja abaixo do nível do gradiente superficial máximo admissível.

Os tipos de configurações a serem adotadas devem manter os níveis de gradiente de potencial superficial nos condutores de forma a não gerar valores de RI e RA acima dos permitidos para o limite da faixa de servidão da LT.

➤ **Ampacidade:**

O cálculo da ampacidade das configurações em estudo foi feito pelo método determinístico, de acordo com as recomendações de norma NBR 5422 [NBR 5422, 1985]. Devem ser considerados os seguintes parâmetros:

- Velocidade de vento ;
- Radiação solar ;
- Altitude local ;
- Coeficiente de absorção;
- Coeficiente de emissividade;
- Ângulo de Incidência de Vento ;

#### ***4.4 Exemplo de Definição do Condutor Ótimo de uma LT feita pela CEMIG***

Para exemplificar a escolha do Condutor Ótimo utilizaremos a LT Itabirito 2 – Vespasiano 2 500 kV \*, onde esta escolha deve atender as seguintes demandas técnicas [02.111-PO/PL-037, 2011]:

- Suportar continuamente a corrente de 2825 A (2446 MVA) para tensão de 1,0 pu, correspondente ao carregamento máximo para a LT, sem que haja violação de qualquer critério de desempenho inerente à linha de transmissão;
- O Efeito Corona não deverá se manifestar nos cabos condutores e nas ferragens durante o período de 90% do tempo bom;
- Ter o condutor, ou número de subcondutores, definido de forma a não comprometer o desempenho da LT, com base no carregamento máximo possível de 2446 MVA;
- Apresentar, para cada configuração de LT a ser adotada, uma distância mínima necessária, de forma a evitar descargas entre qualquer de seus condutores e o limite da faixa de servidão, sob condição de flecha e balanço máximos, conforme norma NBR 5422 [NBR 5422, 1985], estando a LT submetida à tensão máxima operativa (550 kV);

---

\* *Na época da realização deste texto, esta linha não havia sido construída.*

---

- Para o conjunto de condutores pré-selecionados, os efeitos de Rádio-Interferência (RI) e Ruído Audível (RA) deverão ser verificados à tensão máxima operativa da linha (550 kV);
- As configurações a serem adotadas deverão apresentar valores de RI compatíveis com a manutenção de uma relação sinal/ruído igual ou superior a 24 dB/ $\mu$ V/m para a condição de tempo bom (sem chuva), verificados para o limite da faixa de servidão da LT;
- As configurações a serem adotadas deverão apresentar valores de RA compatíveis com a manutenção dos níveis de Ruído Audível não superiores a 58 dB para a condição de chuva fina, verificados para o limite da faixa de servidão da LT;

Um indicativo para um bom desempenho da LT no sistema é manter as perdas elétricas totais em níveis que não ultrapassem o valor de 10% da potência transmitida.

A opção a ser recomendada deverá atender, simultaneamente, as premissas e os critérios aqui definidos, representando, portanto, uma solução técnica e econômica interessante, inclusive sob o aspecto das perdas da linha para atender à potência solicitada.

#### ***4.5 Exemplo de Viabilidade Técnica para a definição do Condutor Ótimo***

Para exemplificar a viabilidade técnica para a definição do Condutor Ótimo continuaremos utilizando a LT Itabirito 2 – Vespasiano 2, 500 kV.

##### **4.5.1 Seleção das Configurações para a Análise**

As configurações analisadas, com os respectivos parâmetros elétricos, estão apresentadas na Tabela 4.2. Esses parâmetros foram determinados com a utilização do programa ATP.

---

**Tabela 4.2 – Configurações de LT avaliadas e seus parâmetros elétricos a 50°C**  
**[02.111-PO/PL-037, 2011]**

Configuração	Parâmetros Elétricos a 50°C						
	Valores Unitários			LT Itabirito 2 - Vespasiano 2, 500 kV			
	R <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	B <sub>1</sub>	R <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	B <sub>1</sub>	SIL
	W/km	W/km	mS/km	pu	pu	pu	MW
3 x 954 kcmil (Rail)	0,02369	0,3482	4,74513	0,00085	0,0125	1,0677	927
3 x 900 kcmil (Ruddy)	0,02497	0,3490	4,73402	0,00090	0,0126	1,0652	925
4 x 795 kcmil (Drake)	0,0210	0,3192	5,16958	0,00076	0,0115	1,1632	1193
4 x 636.0 kcmil (Grosbeak)	0,02597	0,3212	5,13477	0,00093	0,0116	1,1553	1182

Comprimento LT = 90 km

Onde:

R<sub>1</sub> – Resistência em corrente alternada do cabo fase;

X<sub>1</sub> – Impedância do cabo fase;

B<sub>1</sub> – Susceptância do cabo fase;

SIL – Potência Natural da LT;

#### 4.5.2 Estudos do Efeito Corona (Rádio Interferência e Ruído Audível)

Os estudos do Efeito Corona foram feitos com base nas análises dos níveis do gradiente de potencial máximo verificado para cada feixe de condutores, observando os níveis de campos elétrico e magnético produzido no solo ao longo da faixa de servidão da LT.

A pré-seleção das configurações levou em conta que os limites de RI (Rádio Interferência) e RA (Ruído Audível), no limite da faixa de servidão da linha de transmissão, não foram ultrapassados.

### 4.5.2.1 Gradiente de Potencial na Superfície dos Condutores

A Tabela 4.3 apresenta os valores de gradiente de potencial superficial e o gradiente crítico para as configurações em estudo. Esse cálculo foi feito com base em [30.000-OT/PL1-0312, 1980], indicando um desempenho satisfatório da LT quanto à Corona Visual, perdas por Efeito Corona, níveis de RI (Rádio Interferência) e níveis de RA (Ruído Audível).

**Tabela 4.3 – Gradientes de Potencial das Configurações dos cabos condutores**

Configurações dos cabos condutores	Gradiente de Potencial Superficial [kV/cm]	Gradiente Crítico [kV/cm]
4 x Grosbeak	19,00	20,88
4 x Drake	17,33	20,63
3 x Rail	17,49	17,89
3 x Ruddy	17,92	19,15

### 4.5.2.2 Interferência em sinais de rádio (RI)

Para o cálculo do RI foi utilizada a seguinte fórmula [Fuchs, 1977]:

$$RI_i = 53,7 \pm 5 + K \cdot (gm - 16,95) + 40 \cdot \log \frac{d}{3,93} + En + 20 \cdot Kd \cdot \log \frac{20}{D} + Ef + Epw \quad (4.1)$$

Onde:

$K = 3,5$  para LTs com gradiente de potencial entre 15 e 19 kV/cm;

$$En = \begin{cases} n = 1, & En = -4 \\ n > 1, & En = 10 \cdot \log \frac{n}{4} \end{cases}$$

$Kd = 1,6 \pm 0,1$  para a faixa de frequência de 0,5 a 1,6 MHz;

$gm$  = Gradiente de potencial máximo em kV/cm;

$d$  = diâmetro dos subcondutores em cm;

$D$  = distância radial do condutor ao ponto de medição em m;

$n$  = número de subcondutores por feixe;

$Ef$  = Fator de correção para efeito de variação da frequência do ruído;

$Epw$  = Fator de correção para condições atmosféricas adversas, sendo expresso por

$$\begin{cases} \text{tempo seco,} & Epw = 0 \\ \text{tempo chuvoso,} & Epw = 17 \pm 3 \end{cases}$$

As configurações analisadas para os feixes com 3 e 4 subcondutores por fase, indicam relações de sinal/ruído maior ou igual a 24 dB/ $\mu$ V/m para os limites da faixa de servidão da LT, verificados para a condição de 50% do período tempo bom durante o ano.

Todas as configurações apresentaram a relação sinal/ruído com valor médio de 29 dB/ $\mu$ V/m, ou seja, acima do valor de 24 dB/ $\mu$ V/m, definidos pela NBR 5422 [NBR 5422, 1985].

### 4.5.2.3 Ruído Audível (RA)

Para o cálculo do RA foi utilizada a seguinte fórmula [Fuchs, 1977]:

$$RA_T = 10 \cdot \log \left\{ \sum_1^m \exp[0,23 \cdot (RA_i - 11,4 \cdot \log D_i - 5,8)] \right\} \quad (4.2)$$

$$RA_i = -164,6 + 120 \cdot \log Gp_i + 55 \cdot \log r_{e,i} \quad (4.3)$$

Onde:

$Gp_i$  = gradiente de potencial, em kV/cm;

$r_{e,i}$  = Raio equivalente expresso por: 
$$\begin{cases} n_2 \leq 2, & r_e = r \\ n_2 \geq 3, & r_e = 0,58 \cdot r \cdot n_2^{0,48} \end{cases}$$

$n_2$  = Número de subcondutores;

$r$  = Raio do subcondutor, em mm;

$D_i$  = Distância do condutor ao ponto de referência, em m.

As configurações estudadas apresentaram níveis de Ruído Audível, para o limite da faixa de servidão, inferiores a 58 dB, na condição de chuva fina.

As configurações apresentaram o valor médio de 45 dB no limite da faixa de servidão, ou seja, abaixo do valor de 58 dB, definidos pela NBR 5422.

### 4.5.3 Perfis dos Campos Elétricos e Magnéticos na Faixa de Servidão e no seu Limite

As Figuras 4.2, 4.3, 4.4 e 4.5 apresentam os perfis característicos dos campos elétrico e magnético para a configuração típica estudada (estrutura apresentada na Figura 4.1, utilizando feixes com 3 e 4 condutores por fase) em função da distância dentro da faixa de servidão.

Observa-se que o campo elétrico máximo, a 1 metro do solo, no limite da faixa de servidão (Figuras 4.2, 4.3, 4.4 e 4.5) não ultrapassou a 4,17 kV/m e que o campo magnético máximo na faixa de servidão, representado pela densidade de fluxo magnético foi inferior a 67 A/m, equivalente a densidade de fluxo magnético de 83  $\mu$ T, na condição de carregamento máximo, conforme os valores estabelecidos pela norma da Comissão Internacional de Proteção Contra Radiações [ICNIRP,1998].

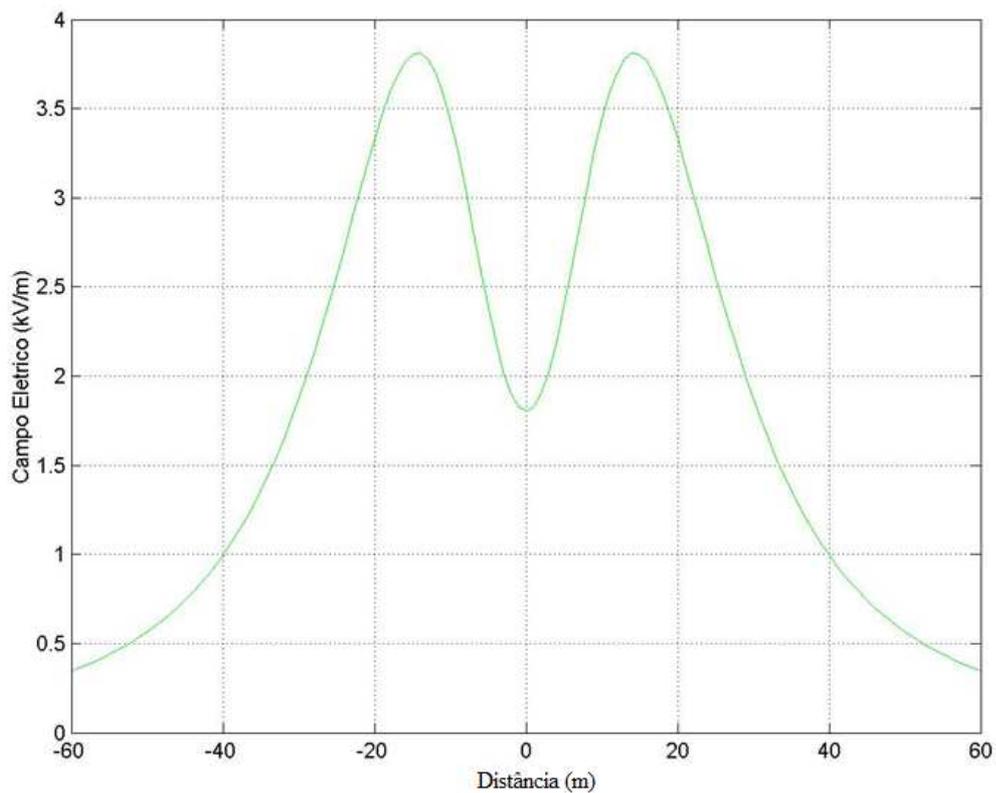


Figura 4.2 – Perfil do Campo Elétrico para uma Estrutura Típica de 500 kV com 3 condutores por fase [02.111-PO/PL-037, 2011]

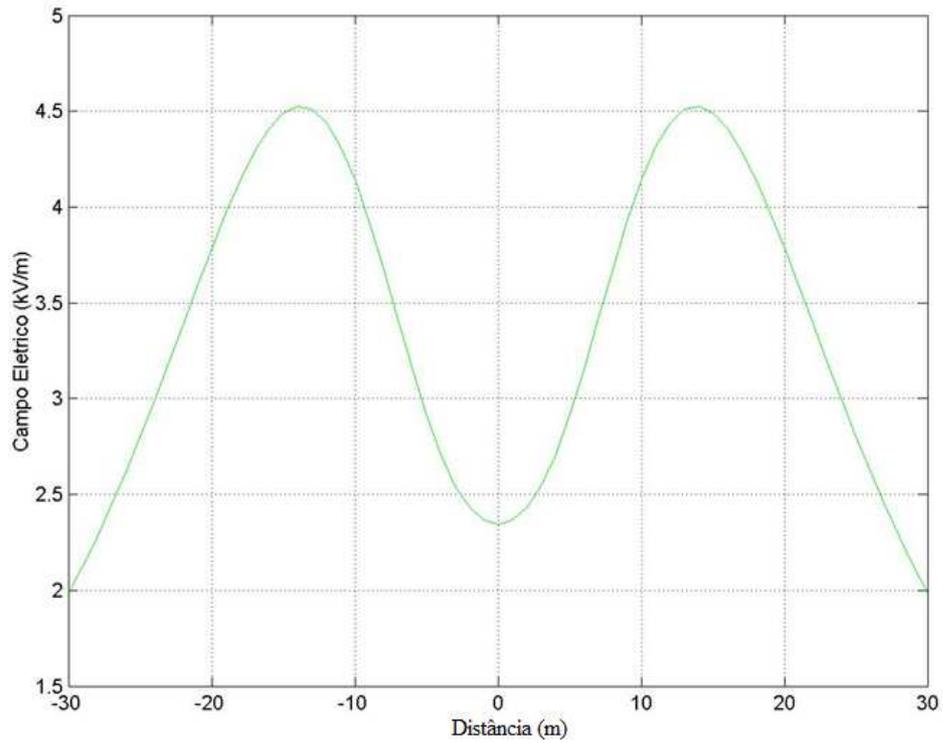


Figura 4.3 – Perfil do Campo Elétrico para uma Estrutura Típica de 500 kV com 4 condutores por fase[02.111-PO/PL-037, 2011]

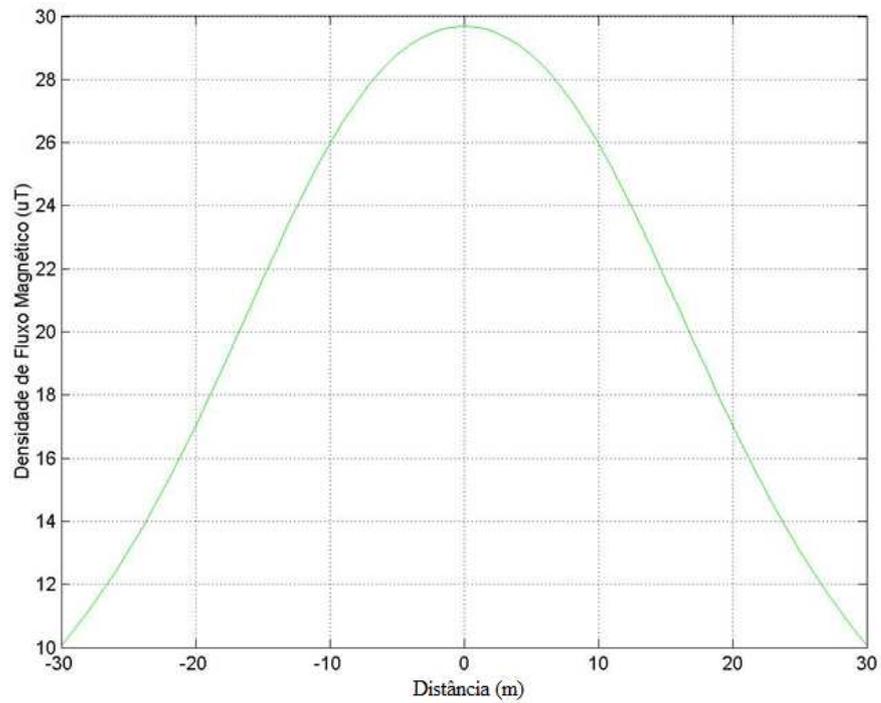


Figura 4.4 – Perfil da Densidade de Fluxo Magnético para uma Estrutura Típica de 500kV com 3 condutores por fase[02.111-PO/PL-037, 2011]

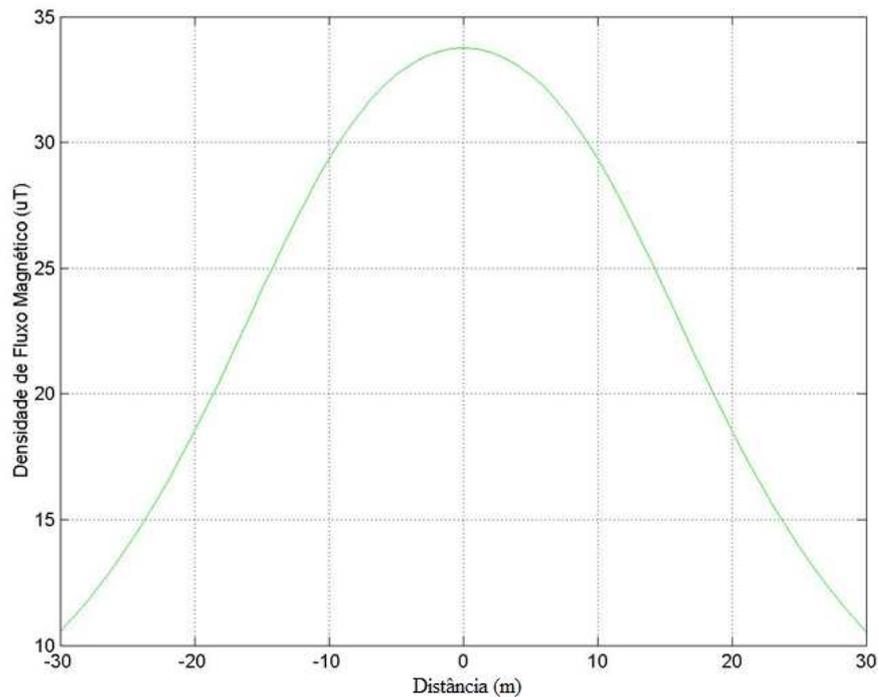


Figura 4.5 – Perfil da Densidade de Fluxo Magnético para uma Estrutura Típica de 500 kV com 4 condutores por fase[02.111-PO/PL-037, 2011]

#### 4.5.3.1 Condição de Balanço Máximo dos Condutores

Para a determinação da faixa de servidão de uma LT, devem ser considerados os critérios de balanço de cabos de forma que não venham a se tocar e não atinjam obstáculos vizinhos, colocando em risco a segurança da linha e dos obstáculos.

As configurações analisadas atendem às condições de balanço máximo, conforme a dimensão da faixa de servidão de segurança adotada, estando a LT submetida à tensão máxima operativa, para a classe de tensão de 500 kV, que possui uma faixa de servidão de 60 m. Para estes casos o valor do ângulo é de  $15,50^\circ$ , calculados através da formulação da [NBR 5422, 1985].

$$\beta = \arctg \left( k \cdot \frac{P_v \cdot d}{w \cdot \left( \frac{V_p}{V_v} \right)} \right) \quad (4.4)$$

Onde:

$d$  = diâmetro do cabo condutor ; [m]

$w$  = peso unitário do cabo condutor; [kgf/m]

$n$  = número de subcondutores;

$V_v$  = vão de vento; [kg/m]

$V_p$  = vão de peso; [kg/m]

$V_p/V_v = 0,7$  (valor médio);

$K = 0,37$  (figura 7, página 19 da NBR-5422 para uma velocidade de vento de 25m/s).

### 4.5.3.2 Número de Subcondutores do Feixe

Conforme podemos observar da Tabela 4.4, as configurações de feixes com 3 e 4 subcondutores por fase, verificadas para os condutores aqui selecionados, fornecem um bom desempenho para a LT e podem atender plenamente aos requisitos estabelecidos neste estudo, com base no carregamento elétrico máximo previsto para a LT que é de 2446 MVA. De acordo com a ANEEL estas configurações de feixe suportam plenamente a potência estabelecida.

**Tabela 4.4 – Carregamento Elétrico dos cabos condutores [30.000-OT/PL3-2225h, 2008]**

Configurações dos cabos condutores	Corrente à 75° (A)	Carregamento Elétrico (MVA)
4 x Grosbeak	3044	2636
4 x Drake	3512	3041
3 x Rail	2625	2273
3 x Ruddy	2826	2447

### 4.5.4 Perdas

Um indicativo para um bom desempenho da LT no sistema é manter as perdas elétricas totais em níveis que não ultrapassem o valor de 10% da potência transmitida de acordo com o documento 30.000-OT/PL3-2225h (1984). A Tabela 4.5 indica que os valores das perdas sistêmicas obtidos das simulações de fluxo de potência ficaram bem abaixo deste limite para os carregamentos previstos para a LT.

#### 4.5.4.1 Perdas Sistêmicas

Na Tabela 4.5 são mostradas as perdas sistêmicas considerando as configurações estudadas.

Essas perdas foram determinadas considerando-se o Cenário Sudeste Importador, através da Interligação Norte-Sul, para os anos pares, e Sudeste Exportador, para os anos ímpares, conforme determinado no Plano Decenal (PDE 2007/2016 – EPE). O Cenário Sudeste Importador significa o fluxo de potência advindo da carga indutiva das LT's do eixo Norte-Sul do país, já o Sudeste Exportador significa o fluxo de potência advindo da carga capacitiva das LT's do eixo Sul-Norte do país.

O Plano Decenal é definido para os próximos 10 anos considerando todas as LT's que entrarão em operação com o seu carregamento e fluxo de potência de acordo com a demanda.

**Tabela 4.5 – Carregamentos e perdas sistêmicas [02.111-PO/PL-037, 2011]**

Período	Fluxo Considerado <sup>(1)</sup> (MW)			Configuração			
				3 x 954 kcmil (Rail)	3 x 900 kcmil (Ruddy)	4 x 795 kcmil (Drake)	4 x 636 kcmil (Grosbeak)
2014	500	Perdas	MW	0,243	0,250	0,000	0,062
			MWh	1.135	1.167	0	288
2015	670	Perdas	MW	1,164	1,206	0,000	0,331
			MWh	5.425	5.620	0	1.543
2016	490	Perdas	MW	1,115	1,157	0,000	0,379
			MWh	5.195	5.393	0	1.764
2017	700	Perdas	MW	2,012	2,083	0,000	0,544
			MWh	9.374	9.705	0	2.537
2018	550	Perdas	MW	0,881	0,905	0,000	0,148
			MWh	4.105	4.216	0	690
2019	670	Perdas	MW	1,675	1,737	0,000	0,449
			MWh	7.806	8.096	0	2.093
2020	560	Perdas	MW	1,506	1,555	0,000	0,418
			MWh	7.017	7.249	0	1.948
2021 a 2043 <sup>(2)</sup>	670	Perdas	MW	1,506	1,555	0,000	0,418
			MWh	7.017	7.249	0	1.948

Fator de Carga : 70%

Fator de Perdas : 53%

(1) Casos Plano Decenal entre 2014-2020.

(2) Igualado ao valor de 2020.

As Perdas em (MW) da Tabela 4.5 são determinadas pela subtração das Perdas das demais configurações da Tabela 4.6 pelas Perdas da configuração 795 kcmil (Drake) da Tabela 4.6. Conforme podemos observar na Tabela 4.6 a configuração 795 kcmil (Drake) é aquela que apresenta os menores valores de Perdas em (MW), devido a este fato ela foi escolhida para ser subtraída das Perdas em (MW) das demais configurações. Ressalta-se que os valores das perdas de carga das configurações da Tabela 4.6 foram obtidos utilizando-se o software chamado ANAREDE que calcula este tipo de perdas em (MW).

**Tabela 4.6 – Perdas de carga das configurações [02.111-PO/PL-037, 2011]**

Perdas (MW) (1)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
3 x 954 kcmil (Rail)	4331,695	4607,218	5181,443	5392,966	5693,593	6034,877	6403,728
3 x 900 kcmil (Ruddy)	4331,702	4607,260	5181,485	5393,037	5693,617	6034,939	6403,778
4 x 795 kcmil (Drake)	4331,451	4606,054	5180,328	5390,954	5692,712	6033,202	6402,222
4 x 636.0 kcmil (Grosbeak)	4331,513	4606,385	5180,707	5391,498	5692,860	6033,651	6402,640

(1) Carga Pesada – Norte-Sul Exportador

As perdas em (MWh) da Tabela 4.5 são calculadas pela multiplicação das perdas em (MW) x 8760 horas x Fator de Perdas, onde 8760 são as quantidades de horas no ano e o Fator de Perdas é 0,53.

#### 4.5.4.2 Perdas por Efeito Corona

As perdas por Efeito Corona relativas a cada configuração são mostradas na Tabela 4.7. Estas perdas foram calculadas utilizando as fórmulas (2.1) e (2.3) do Capítulo 2.

Ressalta-se que as mesmas são aproximadas, tendo em vista que são de difícil quantificação, uma vez que são fortemente influenciadas pelas condições meteorológicas da região onde a LT se encontra.

Salienta-se que, neste estudo, para a determinação dos custos de perdas de cada configuração foram computadas somente as perdas para a condição de tempo bom.

**Tabela 4.7 – Perdas por Efeito Corona [02.111-PO/PL-037, 2011]**

Configuração	Perdas Corona			
	Valores Unitários		LT Itabirito 2-Vespasiano 2	
	Tempo Bom	Chuva	Tempo Bom	Chuva
	kW/km	kW/km	kW totais	kW totais
3 x 954 kcmil (Rail)	2,10	60,50	189	5.445
3 x 900 kcmil (Ruddy)	5,12	72,30	461	6.507
4 x 795 kcmil (Drake)	1,82	42,35	164	3.812
4 x 636.0 kcmil (Grosbeak)	1,50	38,95	135	3.506

Comprimento LT= 90 Km

Destaca-se que, para a estimativa da perda de energia a partir da potência transmitida, foi considerado um fator de carga de 70%, o que implica um fator de perdas de 53%, estimado através da expressão  $f_{perdas} = 0,8 \times f_{carga}^2 + 0,2 \times f_{carga}$ , (4.5) conforme estabelecido no documento de critérios para estudos de planejamento [CCPE,2010].

Observa-se que os valores das perdas sistêmicas foram supostos constantes após 2016.

### 4.5.5 Ampacidade

O cálculo da ampacidade das configurações em estudo foi feito pelo método determinístico, conforme as recomendações de norma [NBR 5422, 1985].

Nas condições de projeto, as configurações estudadas, atendem aos carregamentos elétricos previstos para a LT.

## 4.6 Simulações no Software ATP das Configurações dos Condutores

### *Fase Utilizadas pela CEMIG, para LT's de 500kV*

#### 4.6.1 Configuração 4 x 636 kcmil(Grosbeak) por fase

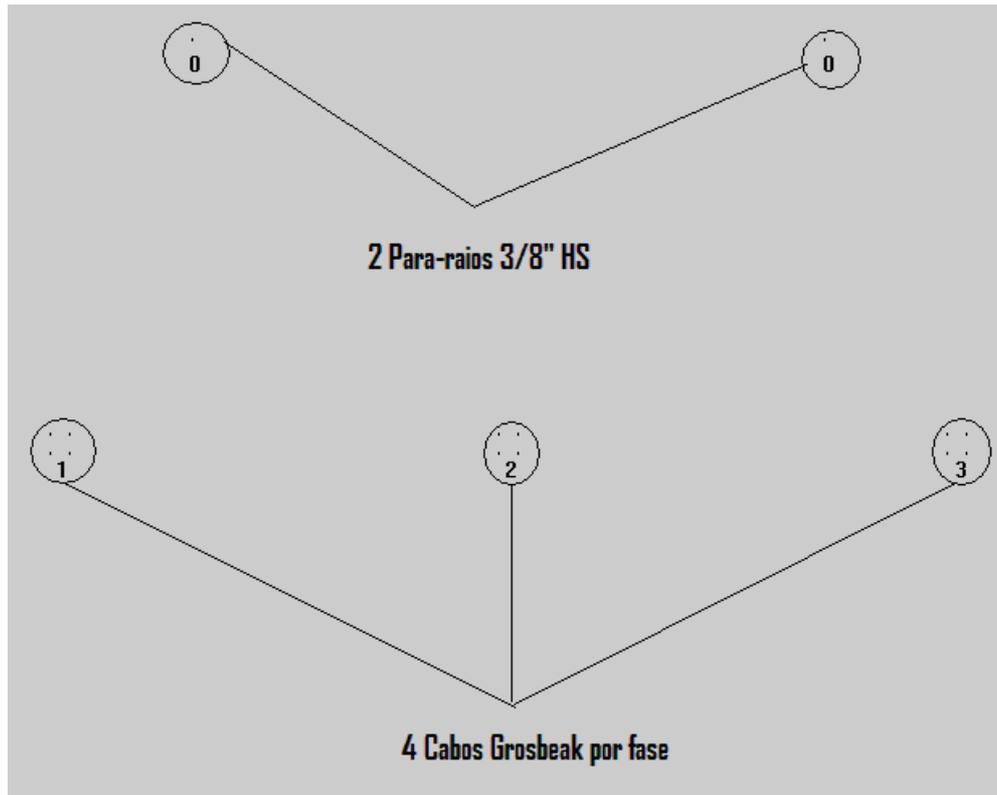


Figura 4.6 – Representação no ATP da configuração 4 x Grosbeak , com 2 x 3/8"HS (Para-raios).

#### 4.6.1.1 Arquivo da configuração 4 x Grosbeak, com 2x3/8"HS(Para-raios)

**Tabela 4.8 – Resultados do gerados pelo ATP para a configuração 4xGrosbeak**

Sequence	Surge impedance		Attenuation	Velocity
	magnitude(ohm)	angle(degr.)	db/km	km/sec
Zero	6.50946 E+02	-8.56908 E+00	2.64146 E-03	1.86796 E+05
Positive	2.50529 E+02	-2.31101 E+00	4.50562 E-04	2.93296 E+05
Sequence	Wavelength	Resistance	Reactance	Susceptance
	km	ohm/km	ohm/km	mho/km
Zero	3.11326 E+03	3.91499 E-01	1.26958 E+00	3.13541 E-06
Positive	4.88826 E+03	2.59702 E-02	3.21234 E-01	5.13477 E-06

**Observação:** Os arquivos estão em inglês pois este é o resultado gerado pelo ATP.

- **Comentário:** Os dados mais importantes gerados pelo arquivo de extensão .LIS do software ATP, no módulo LCC são a Resistance, Reatance e a Surge impedance, aos quais são utilizados para compor o Relatório R2, na sequência positiva. Os valores dos parâmetros referentes à configuração 4 x Grosbeak são menores do que a configuração 4 x Drake devido ao tamanho da bitola. Este fato justifica o uso da configuração 4 x Grosbeak.

### 4.6.2 Configuração 4 x 795 kcmil (Drake) por fase

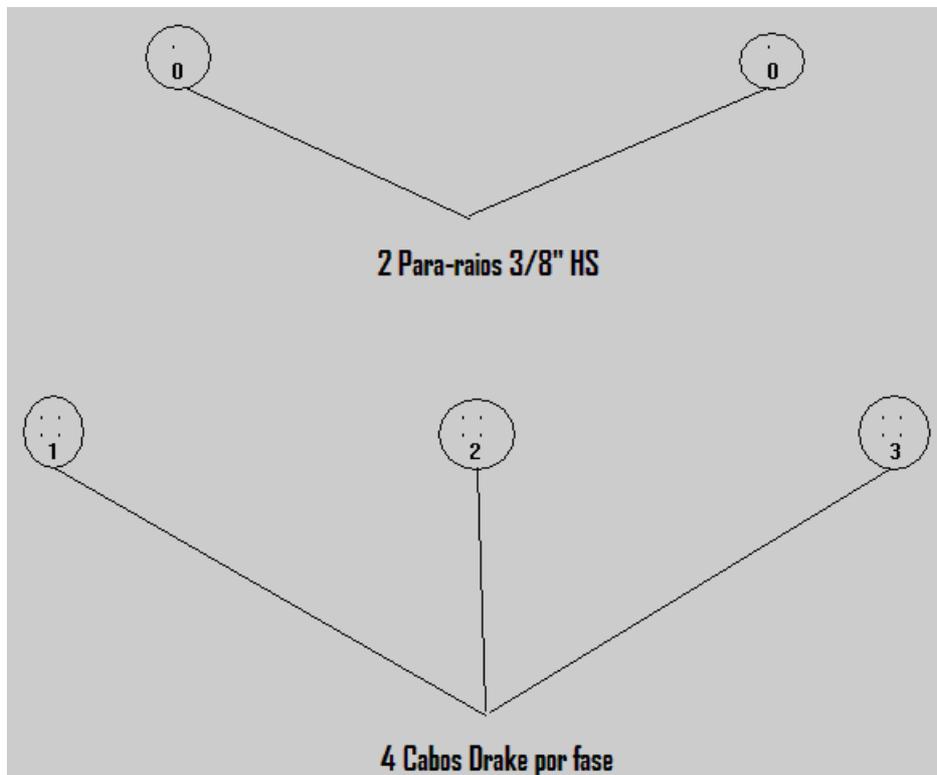


Figura 4.7 – Representação no ATP da configuração 4 x Drake , com 2 x 3/8"HS (Para- raios).

#### 4.6.2.1 Arquivo da configuração 4 x Drake, com 2 x 3/8"HS(Para - raios)

Tabela 4.9 – Resultados do gerados pelo ATP para a configuração 4xDrake

Sequence	Surge impedance		Attenuation	Velocity
	magnitude(ohm)	angle(degr.)		
Zero	6.48774 E+02	-8.47913 E+00	2.61592 E-03	1.86611 E+05
Positive	2.48745 E+02	-1.88048 E+00	3.66515 E-04	2.93330 E+05
Sequence	Wavelength	Resistance	Reactance	Susceptance
	km	ohm/km	ohm/km	mho/km
Zero	3.11018 E+03	3.86510 E-01	1.26752 E+00	3.14828 E-06
Positive	4.88883 E+03	2.09811 E-02	3.19173 E-01	5.16958 E-06

**Observação:** Os arquivos estão em inglês pois este é o resultado gerado pelo ATP.

- **Comentário:** Os dados mais importantes gerados pelo arquivo de extensão .LIS do software ATP, no módulo LCC são a Resistance, Reatance e a Surge impedance, aos quais são utilizados para compor o Relatório R2, na sequência positiva. Os valores dos parâmetros referentes à configuração 4 x Drake são menores do que a configuração 3 x Rail devido ao tamanho da bitola. Justificando assim o uso da configuração 3 x Drake.

#### 4.6.3 Configuração 3 x 900 kcmil (Ruddy) por fase

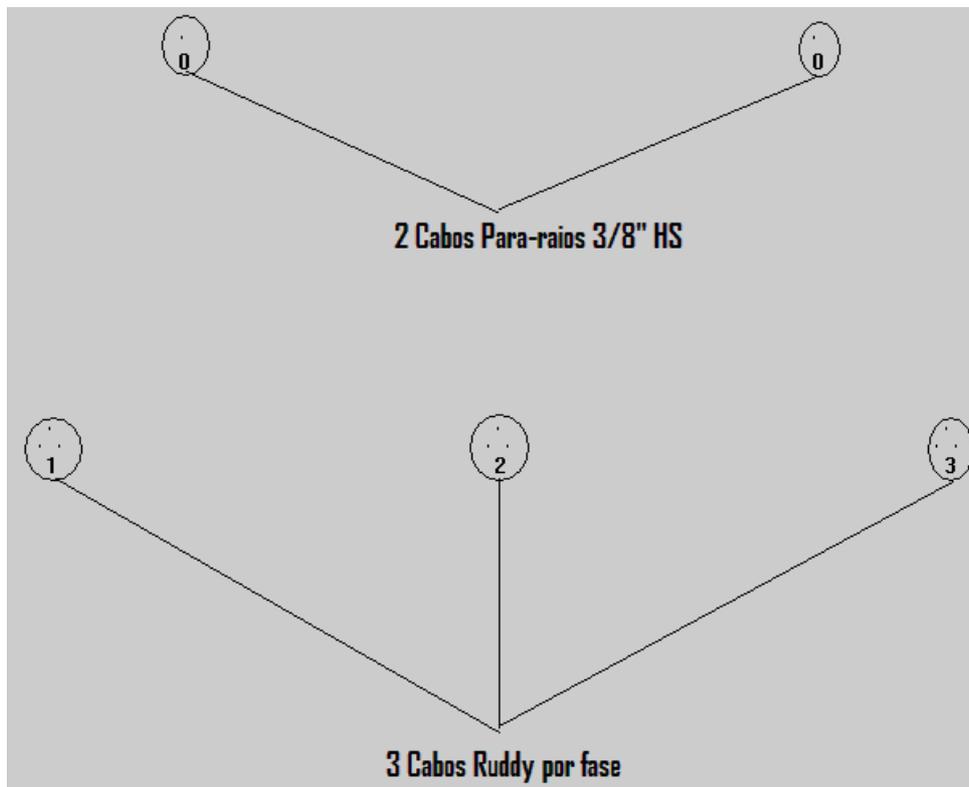


Figura 4.8 – Representação no ATP da configuração 3 x Ruddy , com 2 x 3/8"HS(Para-raios).

### 4.6.3.1 Arquivo da configuração 3 x Ruddy, com 2 x 3/8"HS(Para - raios)

**Tabela 4.10 – Resultados do gerados pelo ATP para a configuração 3x Ruddy**

Sequenece	Surge impedance		Attenuation	Velocity
	magnitude(ohm)	angle(degr.)	db/km	km/sec
Zero	6.73254 E+02	-8.35513 E+00	2.53770 E-03	1.89509 E+05
Positive	2.71190 E+02	-1.94635 E+00	3.79621 E-04	2.93130 E+05
Sequenece	Wavelength	Resistance	Reactance	Susceptance
	km	ohm/km	ohm/km	mho/km
Zero	3.15848 E+03	3.89225 E-01	1.29651 E+00	2.98646 E-06
Positive	4.88549 E+03	2.36913 E-02	3.48171 E-01	4.74513 E-06

**Observação:** Os arquivos estão em inglês pois este é o resultado gerado pelo ATP.

- **Comentário:** Os dados mais importantes gerados pelo arquivo de extensão .LIS do software ATP, no módulo LCC são a Resistance, Reatance e a Surge impedance, aos quais são utilizados para compor o Relatório R2, na sequência positiva. Os valores dos parâmetros da configuração 3 x Ruddy são menores em relação à configuração 3 x Rail devido ao tamanho da bitola. Justificando o uso da configuração 3 x Ruddy.

#### 4.6.4 Configuração 3 x 954 kcmil (Rail) por fase

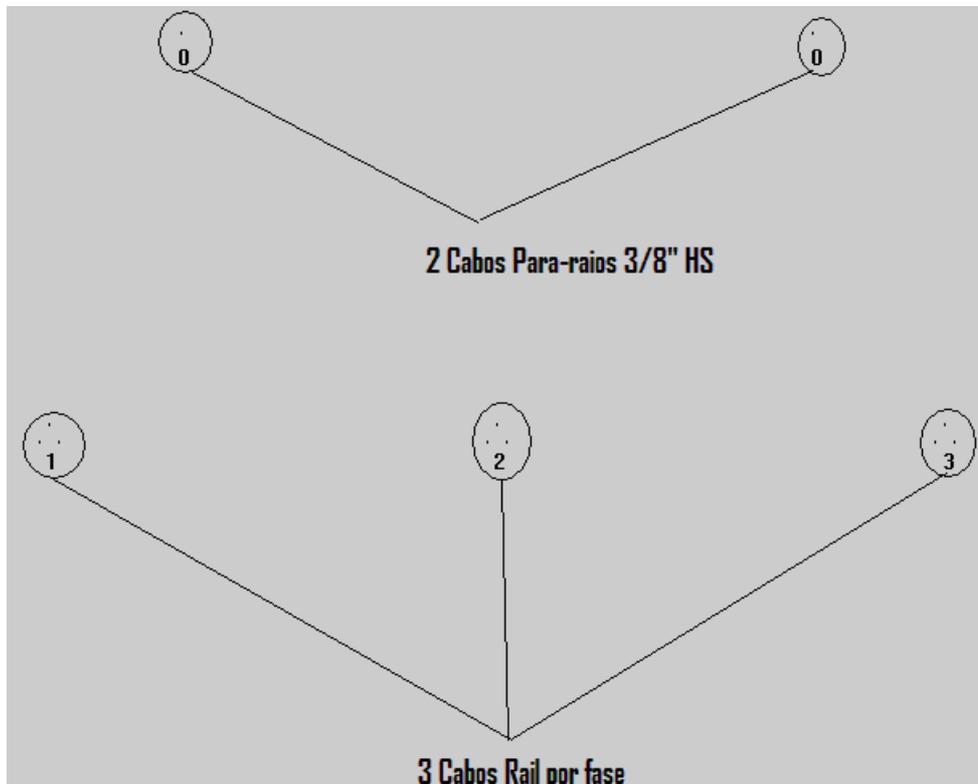


Figura 4.9 – Representação no ATP da configuração 3 x Rail, com 2 x 3/8"HS (Para-raios).

##### 4.6.4.1 Arquivo da configuração 3 x Rail, com 2 x 3/8"HS(Para - raios)

Tabela 4.11 – Resultados do gerados pelo ATP para a configuração 3x Rail

Sequence	Surge impedance		Attenuation db/km	Velocity km/sec
	magnitude(ohm)	angle(degr.)		
Zero	6.74026 E+02	-8.37627 E+00	2.54325 E-03	1.89580 E+05
Positive	2.71846 E+02	-2.04644 E+00	3.99163 E-04	2.93127 E+05
Sequence	Wavelength	Resistance	Reactance	Susceptance
	km	ohm/km	ohm/km	mho/km
Zero	3.15967 E+03	3.90503 E-01	1.29729 E+00	2.98208 E-06
Positive	4.88545 E+03	2.49696 E-02	3.48952 E-01	4.73402 E-06

**Observação:** Os arquivos estão em inglês pois este é o resultado gerado pelo ATP.

- **Comentário:** Os dados mais importantes gerados pelo arquivo de extensão .LIS do software ATP, no módulo LCC são a Resistance, Reatance e a Surge impedance, aos quais são utilizados para compor o Relatório R2, na sequência positiva. Trata-se de um cabo que possui uma bitola maior do que o Grosbeak, Drake e Ruddy, devido a este fato pode-se utilizar uma quantidade menor de cabos para compor a configuração e obter ganho em relação às demais configurações no que diz respeito aos custos dos cabos.

---

# 5 Análise Técnica Comparativa entre as Perdas por Efeito Corona por Tempo Bom e as Perdas Sistêmicas

## *5.1 A Viabilidade Econômica na Escolha do Condutor Ótimo*

Considerando a equivalência técnica das configurações pré-selecionadas, a escolha da configuração a ser recomendada no relatório R2 recai sobre a avaliação econômica de cada alternativa, considerando os custos de instalação da Linha de Transmissão (LT) (material, construção, faixa de servidão e outros) e de perdas.

### **5.1.1 Custos de Investimentos**

A composição do investimento de implantação da LT (excetuando-se os custos relativos aos terminais da mesma) com os custos associados às perdas permite a determinação do custo global de cada alternativa. Este custo global é referente ao preço dos materiais, faixa de servidão e de toda a logística para a construção da LT.

Os valores da Tabela 5.1 apresentam o Custo ANEEL por quilômetro para a construção de uma LT com as configurações estudadas.

**Tabela 5.1 – Custo ANEEL [02.111-PO/PL-037, 2011]**

<b>Configuração</b>	<b>Custo ANEEL (R\$ mil/km )</b>
3 x 954 kcmil (Rail)	609,63
3 x 900 kcmil (Ruddy)	598,55
4 x 795 kcmil (Drake)	672,33
4 x 636 kcmil (Grosbeak)	629,04

Como uma estimativa dos investimentos necessários à implantação das alternativas consideradas, tem-se os valores apresentados na Tabela 5.2, retirada do documento [02.111-PO/PL-037, 2011].

**Tabela 5.2 – Investimentos na implantação da LT [02.111-PO/PL-037, 2011]**

<b>Configuração</b>	<b>Investimento ANEEL (R\$ mil )</b>
3 x 954 kcmil (Rail)	54.866
3 x 900 kcmil (Ruddy)	53.869
4 x 795 kcmil (Drake)	60.510
4 x 636 kcmil (Grosbeak)	56.613

(1) Custo Aneel Junho/2009 atualizado pelo Despacho Nº 4800 de 23/12/2009

(2) Comprimento adotado = 90 km

A Tabela 5.2 foi calculada multiplicando-se os valores referentes às configurações dos cabos condutores do Custo da Aneel Junho/2009, demonstrados na Tabela 5.1 pelo comprimento da linha de transmissão que é de 90 km.

### **5.1.2 Custos de Perdas**

Os custos das perdas sistêmicas e do efeito Corona por tempo bom são apresentados na Tabela 5.3.

**Tabela 5.3 – Custos de perdas da LT [02.111-PO/PL-037, 2011]**

Período	Custos(R\$)		Configuração			
			3 x 954 kmil (Rail)	3 x 900 kmil (Ruddy)	4 x 795 kmil (Drake)	4 x 636.0 kmil (Grosbeak)
2014	Perdas	Corona (1)	187.087	456.137	162.142	162.142
		Sistêmica	128.231	131.917	-	32.492
		Totais	315.318	588.054	162.142	194.635
2015	Perdas	Corona (1)	187.087	456.137	162.142	162.142
		Sistêmica	612.981	635.046	-	174.415
		Totais	800.069	1.091.183	162.142	336.558
2016	Perdas	Corona (1)	187.087	456.137	162.142	162.142
		Sistêmica	587.019	609.400	-	199.377
		Totais	774.106	1.065.537	162.142	361.519
2017	Perdas	Corona (1)	187.087	456.137	162.142	162.142
		Sistêmica	1.059.288	1.096.678	-	286.637
		Totais	1.246.376	1.552.815	162.142	448.780
2018	Perdas	Corona (1)	187.087	456.137	162.142	162.142
		Sistêmica	463.844	476.377	-	77.939
		Totais	650.931	932.514	162.142	240.082
2019	Perdas	Corona (1)	187.087	456.137	162.142	162.142
		Sistêmica	882.029	914.890	-	220.178
		Totais	1.069.117	1.371.027	162.142	382.321
2020	Perdas	Corona (1)	187.087	456.137	162.142	162.142
		Sistêmica	792.873	819.151	-	220.178
		Totais	979.961	1.275.288	162.142	382.321
2021 a 2043	Perdas	Corona (1)	187.087	456.137	162.142	162.142
		Sistêmica	792.873	819.151	-	220.178
		Totais	979.961	1.275.288	162.142	382.321

Custo de perdas: 113,00 R\$/MWh

(1) - Perdas por efeito Corona, tempo bom

As perdas por Corona da Tabela 5.3 foram calculadas multiplicando cada valor do Efeito Corona por Tempo Bom (kW Totais) da Tabela 4.7 do Capítulo 4 de sua respectiva configuração por (8760/1000) que são as horas do ano divididas por 1000, multiplicando por 113,00 que é o valor do custo de perdas R\$/MWh.

As perdas Sistêmicas da Tabela 5.3 foram calculadas multiplicando 113,00 que é o valor do custo de perdas R\$/MWh por cada valor das perdas em MWh de sua respectiva configuração da Tabela 4.5 do Capítulo 4.

As perdas Totais foram calculadas somando as perdas por Corona com as perdas Sistêmicas.

As Figuras 5.1, 5.2, 5.3 e 5.4 ilustram uma análise percentual entre as Perdas Sistêmicas e as Perdas por Corona por Tempo Bom em relação às perdas totais das configurações estudadas, referente ao período de 2014 a 2043.

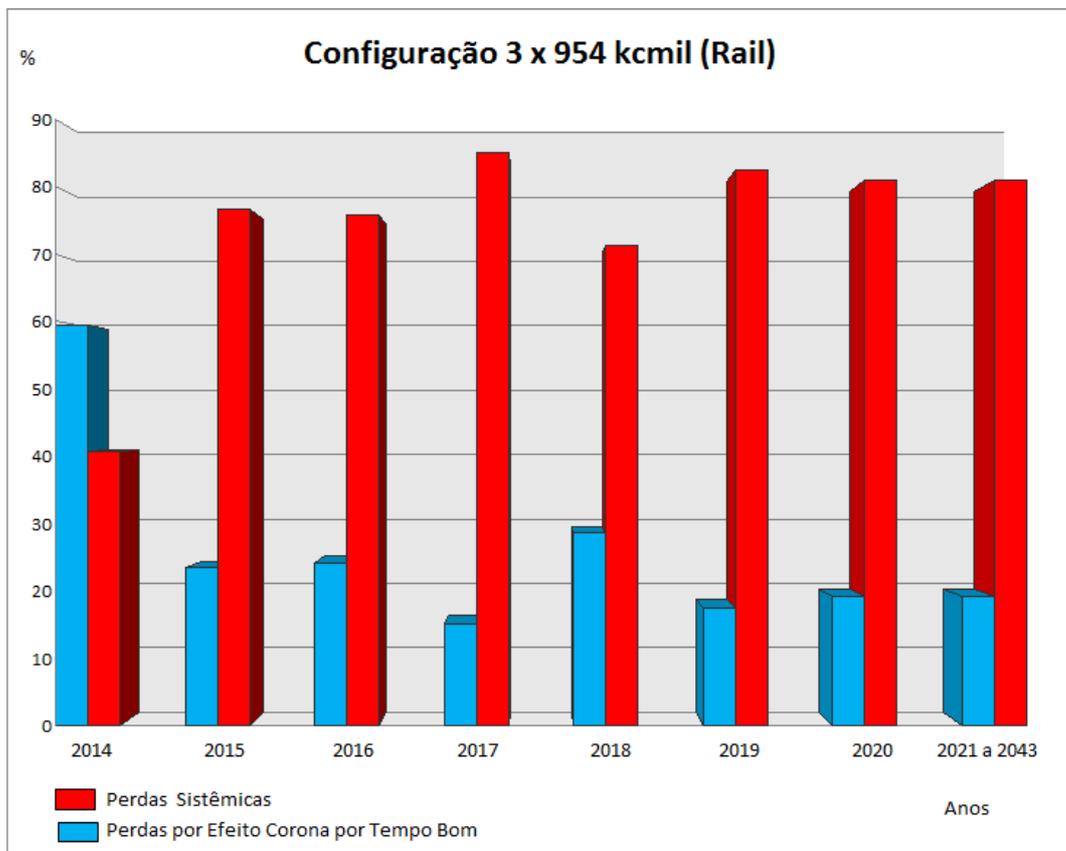


Figura 5.1 – Gráfico referente às perdas Sistêmicas e Corona por Tempo Bom da Configuração 3 x 954 kcmil (Rail) em percentual.

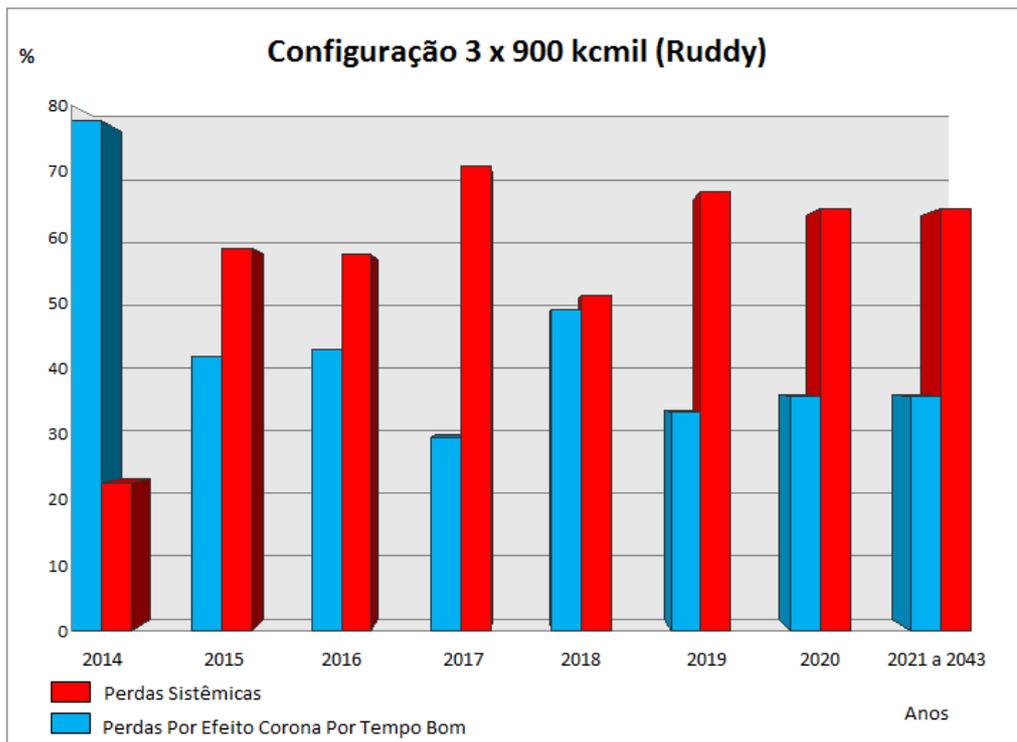


Figura 5.2 – Gráfico referente às perdas Sistêmicas e Corona por Tempo Bom da Configuração 3 x 900 kmil (Ruddy) em percentual.

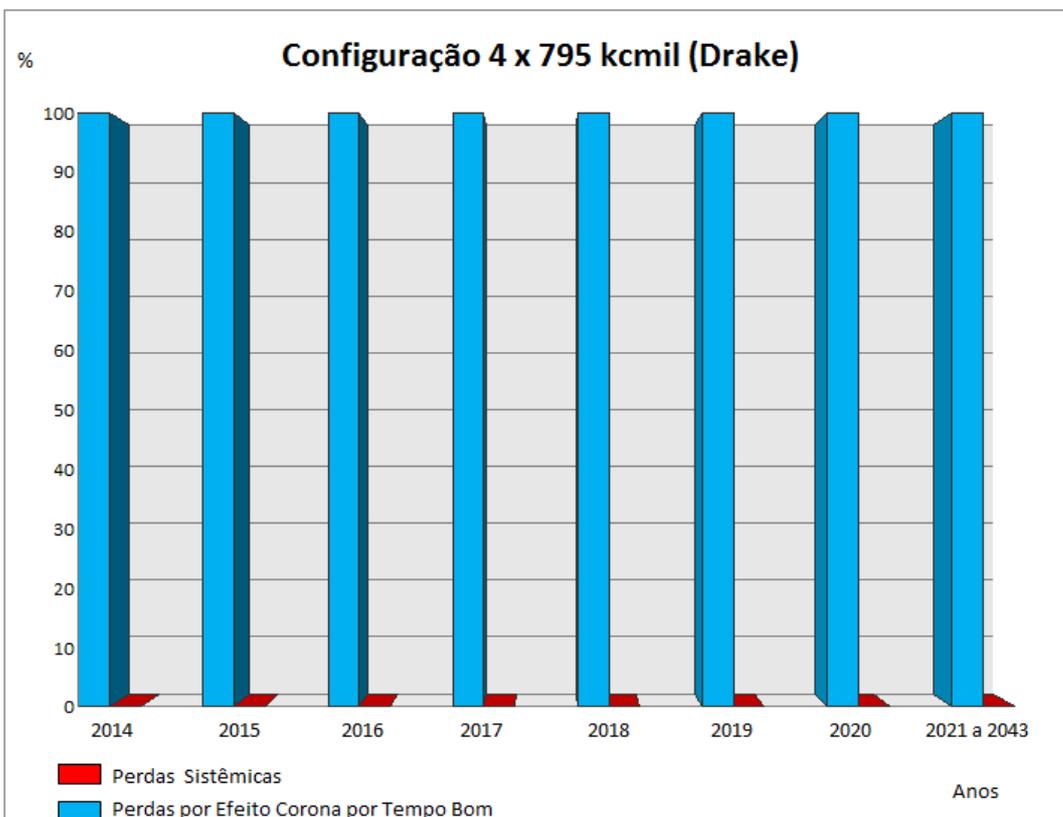


Figura 5.3 – Gráfico referente às perdas Sistêmicas e Corona por Tempo Bom da Configuração 4 x 795 kmil (Drake) em percentual.

A Figura 5.3 não apresenta as perdas sistêmicas da configuração 4 x 795 kcmil (Drake), devido esta ter sido considerada como referência para o cálculo das perdas sistêmicas das demais configurações. Esta configuração foi escolhida como referência por apresentar o menor valor de perdas sistêmicas entre as configurações estudadas.

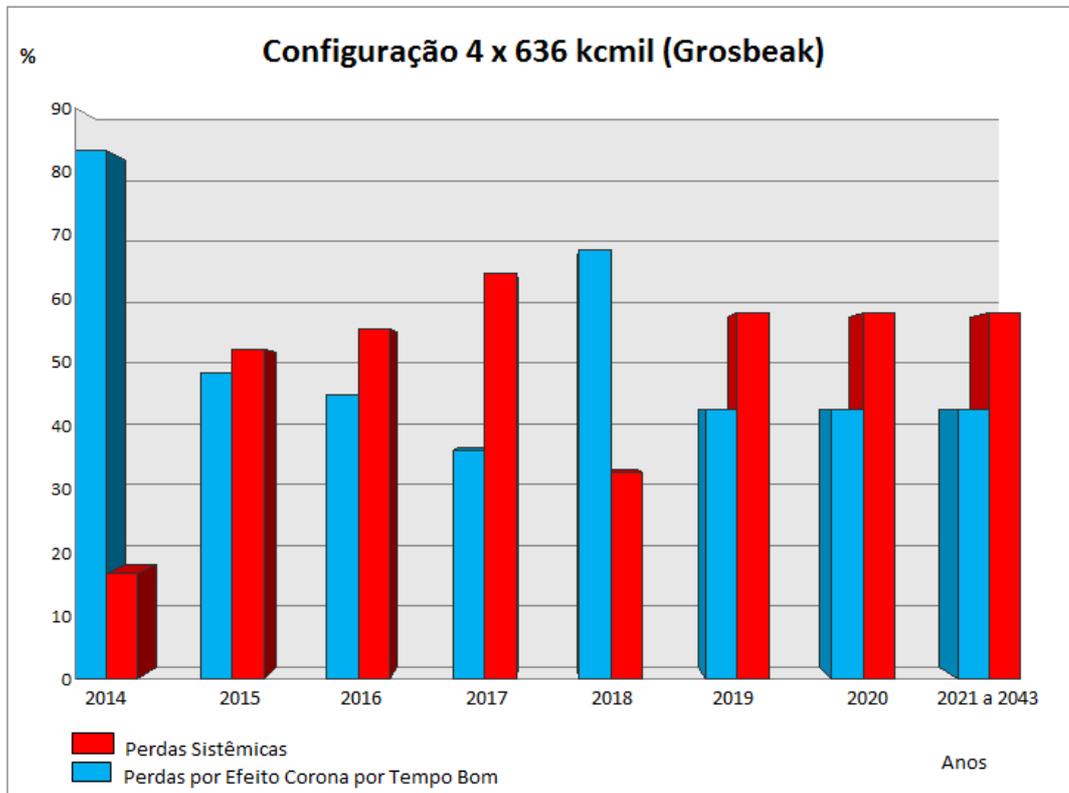


Figura 5.4 – Gráfico referente às perdas Sistêmicas e Corona por Tempo Bom da Configuração 4 x 636 kcmil (Grosbeak) em percentual.

Os gráficos apresentados ilustram a relevância das Perdas por Efeito Corona por Tempo Bom no início da operação da linha de transmissão. Os valores destas perdas são sempre maiores do que os valores das Perdas Sistêmicas.

### 5.1.3 Comparação das Alternativas

Para a efetiva comparação das alternativas, foi necessária a obtenção dos valores presentes das perdas, apresentados na Tabela 4.5 do Capítulo 4, já que os mesmos irão ocorrer ao longo do período de concessão do empreendimento.

**Tabela 5.4 – Avaliação Econômica das Alternativas (Investimentos e Perdas)**

[02.111-PO/PL-037, 2011]

		Configuração			
		3 x 954 kcmil (Rail)	3 x 900 kcmil (Ruddy)	4 x 795 kcmil (Drake)	4 x 636.0 kcmil (Grosbeak)
<i>Custo Global (A+B)</i> R\$		65.804	68.371	62.482	60.962
		108%	112%	102%	100%
<i>Investimento (A) R\$</i>		54.866	53.869	60.510	56.613
Custos Operacionais	<i>VP (B) R\$</i>	10.937	14.501	1.971	4.349
	2014	315	588	162	195
	2015	800	1.091	162	337
	2016	774	1.066	162	362
	2017	1.246	1.553	162	449
	2018	651	933	162	240
	2019	1.069	1.371	162	382
	2020	980	1.275	162	382
	2021	980	1.275	162	382
	2022	980	1.275	162	382
	2023	980	1.275	162	382
	2024	980	1.275	162	382
	2025	980	1.275	162	382
	2026	980	1.275	162	382
	2027	980	1.275	162	382
	2028	980	1.275	162	382
	2029	980	1.275	162	382
	2030	980	1.275	162	382
	2031	980	1.275	162	382
	2032	980	1.275	162	382
	2033	980	1.275	162	382
	2034	980	1.275	162	382
	2035	980	1.275	162	382
	2036	980	1.275	162	382
	2037	980	1.275	162	382
	2038	980	1.275	162	382
	2039	980	1.275	162	382
	2040	980	1.275	162	382
2041	980	1.275	162	382	
2042	980	1.275	162	382	
2043	980	1.275	162	382	

*VP : Valor Presente*

No gráfico da Figura 5.5 são apresentados, de forma comparativa, os custos globais associados a algumas alternativas avaliadas, sendo estas alternativas calculadas em percentual tendo a configuração 4 x 636 kcmil (Grosbeak) como referência, por apresentar o menor custo global entre as configurações estudadas.

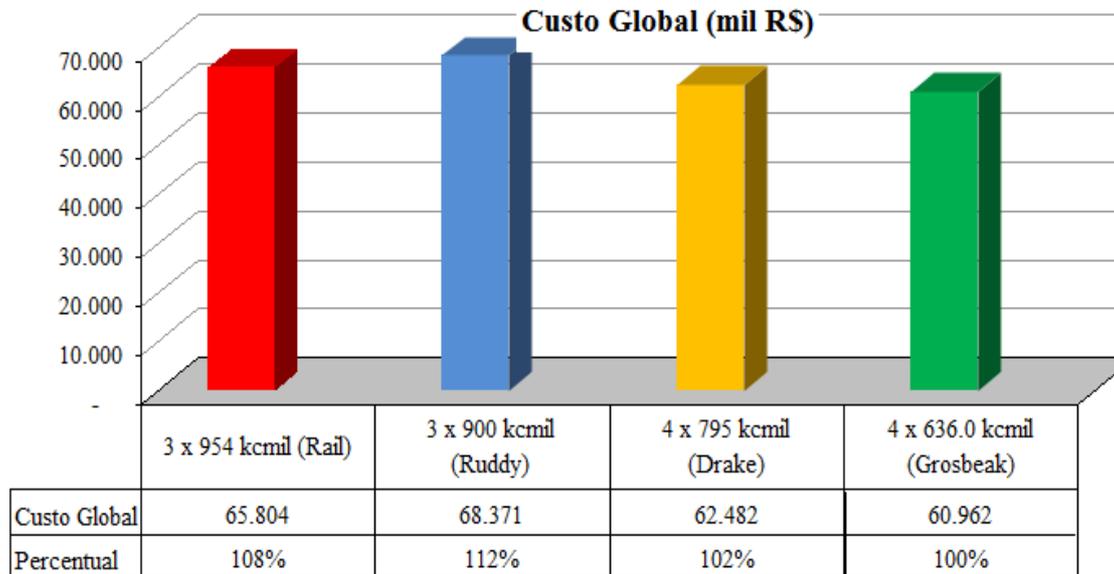


Figura 5.5 – Gráfico dos custos globais para configurações mais utilizadas pela CEMIG [02.111-PO/PL-037, 2011]

## 5.2 Conclusão e Recomendação

Considerando as avaliações técnicas e econômicas apresentadas nos itens anteriores, verifica-se que a melhor opção para a construção da LT Itabirito 2 – Vespasiano 2, 500 kV aponta para a **configuração com quatro subcondutores por fase, cabo 636 MCM, Grosbeak**, tipo AAAC. Apesar da configuração 4 x 795 kcmil (Drake) apresentar os menores valores de perdas, a configuração 4 x 636 kcmil (Grosbeak) apresenta o menor valor de custo global sendo por este motivo a configuração escolhida. Ressalta-se que a definição do condutor ótimo depende da união do menor valor de perdas com o menor custo global, a configuração 4 x 636 kcmil (Grosbeak) apresenta o menor custo global e suas perdas também são uma das menores, com valores de perdas bem próximos aos da configuração 4 x 795 kcmil (Drake), devido a isto foi a configuração escolhida.

A resistência de seqüência positiva da LT, para a temperatura de 50°C, deverá ser igual ou inferior a 0,025 Ω/km, este valor está contido na Tabela 4.2 do Capítulo 4. Ressalta-se que esta configuração é referencial e poderá ser substituída por outra pelos proponentes, desde que comprovado o desempenho elétrico igual ou superior ao aqui apresentado.

# 6 Conclusão

## 6.1 Considerações Finais

As constatações deste trabalho demonstraram a importância das perdas por Corona por Tempo Bom na escolha do condutor ótimo de linhas de transmissão. As referências bibliográficas disponíveis sobre o assunto apresentam as perdas sistêmicas (júllicas) como sendo as principais para a determinação do condutor ótimo. Pela análise comparativa realizada no Capítulo 5, ficou demonstrado que as perdas por Corona por Tempo Bom não podem ser desprezadas e representam uma parcela considerável das perdas no início da operação da Linha de Transmissão (LT), devendo ser calculadas e consideradas quando do projeto de um empreendimento.

As perdas sistêmicas são muito importantes, mas as perdas por Corona por Tempo Bom apesar de baixas também são de grande relevância. No início da operação da LT está trabalhando com a carga baixa, as perdas por Corona por Tempo Bom são maiores que as perdas sistêmicas. Com o decorrer dos anos e a distribuição do fluxo de potência na LT, as perdas sistêmicas passam a ser mais relevantes do que as perdas por Corona por Tempo Bom que ficam estabilizadas, uma vez que estas dependem dos parâmetros mecânicos e do tipo de configuração dos cabos condutores fase. Quanto maior o número de condutores e tamanho da bitola do cabo condutor menor será a perda por Corona por Tempo Bom.

Além disso neste trabalho também apresentou uma metodologia para o cálculo de perdas por Corona por Tempo Bom, baseado no Método de Peterson. Esta metodologia vem sendo utilizada pela CEMIG para a definição deste tipo de perdas.

# Referências Bibliográficas

Kelvin L., Peek, F.W, Cladé, J.J. e Gary, C.H, Miller, Jr, C.J, “EHV Transmission Line Reference Book. Edison Electric Institute”, Nova Iorque, 1968.

IEEE Std 539-2005: “Standard Definitions of Terms Relating to Corona and Field Effects of Overhead Power Lines IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems”, revisão 2010.

Fuchs, R. D., “Transmissão de Energia Elétrica. Linhas Aéreas.” Volume 2, editora Livros Técnicos e Científicos S.A., 1977.

Peek, F.W., “Dielectric Phenomena in High Voltage Engineering.” McGraw – Hill Book Co., Nova Iorque, 1929. 3ª edição.

Cladé, J.J. e Gary, C.H., “Predetermination of Corona Losses Under Rain Influence of Rain Intensity and Utilization of Corona Losses Under Rain IEEE”, Nova Iorque, Vol. PAS 89, julho/agosto 1970. Págs. 1 179 – 1 184.

Miller, Jr, C.J., “Mathematical Prediction of Radio and Corona Characteristics of Smooth, Bundled Conductors. AIEE Transactions”, Nova Iorque, 1956. Vol. 75. Parte III. Págs. 1 029 – 1 037.

02.111-PO/PL-037: “Empreendimento LT Itabirito 2 – Vespasiano 2 500 kV Relatório R2: Detalhamento da Alternativa de Referência”, Abril 2011.

EPE-DEE-RE-085: “Estudos para a Licitação da Expansão da Transmissão”, março/2007.

CCPE : “ Conjunto de Critérios de Planejamento Elétrico”, Janeiro/2010.

---

---

ICNIRP: “Comissão Internacional de Proteção Contra as Radiações Não Ionizantes, Linhas de Orientação para os Limites de Exposição a Campos Elétricos e Magnéticos Variáveis ao Longo do Tempo (Frequências de 1Hz a 100 kHz)”, 1998.

NBR 5422: “ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR-5422: Projeto de Linhas Aéreas de Transmissão de Energia Elétrica”, Coletânea – Linhas de Transmissão, versão fevereiro/1985.

30.000-OT/PL3-2225h: “Linhas de até 500 KV Critérios para Projeto Eletromecânico”, versão novembro/1984, revisado em fevereiro/2008. (Documento de circulação restrita CEMIG).

PDE 2007/2016 – EPE: “Plano Decenal desenvolvido pela Empresa de Pesquisa Energética”, desenvolvido em Março/2007.

30.000-OT/PL1-0312: “Cálculo de Gradiente de Potencial, versão Outubro/1980”. (Documento de circulação restrita CEMIG).

---