

**REDUÇÃO DE PERDAS POR INDUÇÃO EM CABOS PÁRA-RAIOS DE  
LINHAS DE TRANSMISSÃO DOTADAS DE UM CABO PÁRA-RAIO  
OPGW E OUTRO EHS.**

**Fabio Terra Passos Duarte**

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE  
ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE  
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS  
PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Aprovada por:

---

Prof. Sandoval Carneiro Jr.

---

Prof. Ivan Herszterg

---

Luís Adriano M. C. Domingues

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL  
Setembro de 2007

## ***AGRADECIMENTOS***

Antes de qualquer coisa, agradeço a Deus por ter me dado saúde e forças para terminar esse trabalho, finalizando essa jornada de 5 anos da graduação. Aos meus pais Nelson Flores Duarte e Sandra Maria Terra Passos Duarte pelo carinho, paciência e pelo esforço despendido para que eu conseguisse me formar pela Universidade Federal do Rio de Janeiro realizando o meu sonho e o de minha mãe, também formada pela mesma universidade.

Agradeço ao meu irmão mais velho, Nelson Terra Passos Duarte, pelo companheirismo e amizade que sempre esteve presente em nossas vidas tornando os desafios, como o de escrever esse trabalho, mais brandos.

A Regina Antunes Pereira Almeida, minha noiva, que por tantas vezes foi o incentivo que faltava para que eu conquistasse meus objetivos, como o de concluir esse trabalho.

Aos meus amigos, não apenas de turma, mas de vida, Agustín Minguez, Diogo Pereira, Leonardo Nunes, Felipe Maia, Rafael Monteiro, Ana Letícia, Grazielle Muzitano, Bruno Calzavara, Felipe Giffoni, Bruno Urbani, Daniel Macedo Conrado Gornic, Fabio Gurgel, Felipe Menezes e todos com quem eu tive a oportunidade de conviver e aprender ao longo dos 5 anos de faculdade.

Ao meu orientador, Sandoval Carneiro Jr., pelos conselhos e dedicação para o término deste trabalho. Ao meu co-orientador e amigo, o pesquisador do CEPAL Luís Adriano Cabral, pelo trabalho em conjunto, pelas oportunidades e pelos ensinamentos que contribuíram não apenas para a conclusão desse trabalho, como para a minha formação pessoal e profissional.

Aos meus amigos da Accenture, especialmente Roberto Lourenço e Bernardo Telles, que me encorajaram e me apoiaram para o término deste trabalho.

# Resumo

Inicialmente, a maior parte das linhas de transmissão de Extra Alta Tensão no Brasil são configuradas com dois cabos pára-raios, construídos com cabos EHS(Extra High Strength Steel).

Em anos recentes, diversas empresas adotaram a estratégia de substituir um dos cabos pára-raios por cabo OPGW (Optical Ground Wires).

A utilização de cabos pára-raios OPGW em linhas de transmissão agrega valores ao sistema devido a capacidade da fibra óptica de transmissão de voz, dados e imagem a altas taxas facilitando a viabilização não somente dos meios convencionais de telecomunicações como também telecontrole, telepesquisa e soluções de automação. As aplicações de cabos ópticos aéreos estão se tornando cada vez mais atraentes para sistemas de distribuição de energia que visam desenvolver redes de comunicações em sua infra-estrutura de linhas de energia já existentes [10]. A utilização de cabo OPGW para a proteção contra descargas diretas nas fases das linhas de transmissão pode criar algum ônus para a operação dessas linhas.

Os cabos OPGW, para maior proteção e integridade da fibra óptica, são aterrados em todas as torres formando de laços de corrente induzida proveniente da concatenação do campo eletromagnético formado pelas correntes das fases com os cabos pára-raios. Como os cabos OPGW têm menor impedância, os valores de corrente induzida, são relativamente elevados. Em consequência desses fatores, as perdas nos cabos pára-raios, que deveriam ser relativamente baixas, podem atingir valores consideráveis.

Em segundo lugar pode haver perda de proteção em virtude da diferença de flechas entre os cabos OPGW e os cabos EHS utilizados nos projetos originais das linhas, uma vez que a posição relativa entre os pára-raios e os condutores de fase varia ao longo do vão, podendo gerar falhas na proteção das linhas [2].

Neste trabalho será apresentada uma sugestão para reduzir de forma considerável as perdas por indução nos cabos pára-raios de linhas de transmissão, sem onerar financeiramente as empresas responsáveis por estas estruturas. Para tal, será feita uma breve descrição da estrutura atual do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), precedido por um pequeno histórico, que servirá de base argumentativa para demonstrar que o assunto objeto desse trabalho não está

sendo levado em consideração pelas empresas que operam as linhas de transmissão do sistema nacional interligado (SIN) e pelos órgãos reguladores no que diz respeito a restrições mais rígidas quanto à operação do sistema. Além disso, serão apresentados alguns estudos desenvolvidos para avaliar aspectos técnicos relacionados a esta proposta, finalizando com a apresentação da técnica para redução de perdas em cabos pára-raios OPGW sem o recurso do seccionamento do cabo.

<b>Lista de Figuras.....</b>	<b>vi</b>
------------------------------	-----------

<b>Lista de Tabelas.....</b>	<b>vii</b>
------------------------------	------------

## **CAPÍTULO I**

<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
------------------------	----------

1.1 Histórico.....	2
1.2 Motivação.....	4
1.3 Estrutura do Trabalho.....	7

## **CAPÍTULO II**

<b>MODELOS DO SETOR ELÉTRICO.....</b>	<b>9</b>
---------------------------------------	----------

2.1 Antigo Modelo e Novo Modelo.....	10
2.2 Privatização e Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro.....	15
2.3 Modelo Adotado no Setor Elétrico Brasileiro (SEB).....	19
2.3.1 O Modelo Antigo.....	19
2.3.2 O Modelo de Livre Mercado.....	19
2.3.3 O Modelo Novo.....	20

## **CAPÍTULO III**

<b>POSICIONAMENTO ÓTIMO DE PÁRA-RAIOS.....</b>	<b>25</b>
--	-----------

3.1 Cabos OPGW.....	26
3.2 Modelagem.....	29
3.2.1 O Modelo Eletrogeométrico.....	29
3.2.2 Influência das Flechas dos Cabos no Modelo Eletrogeométrico.....	33
3.2.3 Influência da Ação dos Ventos no Modelo Eletrogeométrico.....	37

## **CAPÍTULO IV**

<b>TÉCNICAS PARA A REDUÇÃO DE PERDAS NOS CABOS PÁRA-RAIOS.....</b>	<b>41</b>
--	-----------

4.1 Ferramenta utilizada para as simulações (ATP Draw).....	47
4.2 Modelos de Ligação dos Cabos Pára-raios Propostos.....	51
4.3 Análise de Custos .....	73

## **CAPÍTULO V**

<b>CONCLUSÕES.....</b>	<b>78</b>
------------------------	-----------

***Lista de Figuras***

Figura 1.1: Nível de perdas de cada um dos 5 fatores citados.....	5
Figura 2.1: Estrutura funcional de um sistema de energia elétrica.....	10
Figura 2.2: Empresas de energia elétrica verticalmente integradas.....	12
Figura 2.3: Empresas de energia elétrica verticalmente integradas.....	15
Figura 2.4: Representação esquemática do modelo atualmente adotado pelo SEB.....	23
Figura 3.1: Cabo OPGW.....	26
Figura 3.2: Flechas dos cabos OPGW, EHS e fases.....	27
Figura 3.3: Constituição dos cabos OPGW.....	28
Figura 3.4: Distância de salto de uma descarga atmosférica.....	30
Figura 3.5: Relação entre distância de salto e a amplitude da descarga.....	31
Figura 3.6: Modelo eletrogeométrico aplicado às linhas de transmissão.....	32
Figura 3.7: Distribuição de probabilidade da amplitude da corrente das descargas atmosféricas.....	33
Figura 3.8: Influência da altura dos cabos das fases na proteção.....	34
Figura 3.9: Influência das flechas dos cabos na proteção das fases.....	35
Figura 3.10: Ação dos ventos no posicionamento dos condutores.....	37
Figura 3.11: Relação entre a velocidade do vento e o fator K.....	39
Figura 3.12: Desenho explicitando o vão de peso e vão de vento.....	40
Figura 4.1: Posicionamento dos cabos das fases na torre de 500 kV.....	43
Figura 4.2: Regiões delimitadas pelos desligamentos/100km por ano para 500kV.....	44
Figura 4.3: Regiões delimitadas pelas perdas joule em kW/km para 500kV.....	45
Figura 4.4: Regiões delimitadas pelas perdas (kW/km) e desligamentos (por 100km/ano) para 500kV.....	46
Figura 4.5: Parâmetros ajustáveis da fonte de corrente/tensão.....	48
Figura 4.6: Parâmetros ajustáveis da linha de transmissão.....	48
Figura 4.7: Parâmetros ajustáveis dos cabos da LT.....	49
Figura 4.8: Posicionamento dos cabos.....	49
Figura 4.9: Parâmetros ajustáveis do resistor.....	49
Figura 4.10: Parâmetros ajustáveis da carga RLC.....	50
Figura 4.11: Exemplo de esquemático utilizado nas simulações.....	50
Figura 4.12: Ligação “T” dos cabos pára-raios EHS.62.....	52
Figura 4.13: Esquemático da técnica que se revelou ótima para redução das perdas.....	73

## ***Lista de Tabelas***

Tabela 1.1: Histórico do processo de reestruturação do setor elétrico no mundo.....	3
Tabela 2.1: Evolução do processo de reestruturação do setor elétrico nacional.....	17
Tabela 4.1: Dados da Linha de 500Kv para o exemplo citado.....	43
Tabela 4.2: Valores de correntes e perdas calculadas nos pára-raios para o caso 0 (4 vãos).....	53
Tabela 4.3: Valores de correntes e perdas calculadas nos pára-raios para o caso 0 (10 vãos).....	54
Tabela 4.4: Valores de correntes e perdas calculadas nos pára-raios para o caso 1 (4 vãos).....	55
Tabela 4.5: Valores de correntes e perdas calculadas nos pára-raios para o caso 1 (10 vãos) .....	56
Tabela 4.6: Valores de correntes e perdas calculadas nos pára-raios para o caso 2 (10 vãos).....	58
Tabela 4.7: Valores de correntes e perdas calculadas nos pára-raios para o caso 3 (10 vãos).....	60
Tabela 4.8: Valores de correntes e perdas calculadas nos pára-raios para o caso 4 (10 vãos).....	62
Tabela 4.9: Valores de correntes e perdas calculadas nos pára-raios para o caso 5 (10 vãos).....	64
Tabela 4.10: Valores de correntes e perdas calculadas nos pára-raios para o caso 6 (10 vãos).....	66
Tabela 4.11: Valores de correntes e perdas calculadas nos pára-raios para o caso 7 (10 vãos).....	68
Tabela 4.12: Valores de correntes e perdas calculadas nos pára-raios para o caso 8 (10 vãos).....	70
Tabela 4.13: Síntese dos resultados dos 8 casos apresentados.....	72
Tabela 4.14: Tabela de preços do kWh (residencial) praticados por algumas concessionárias.....	74
Tabela 4.15: Valores em kWh das perdas em de cinco, dez e quinze anos dos casos 1 e 7.....	76
Tabela 4.16: Valores em Reais (presente) para os casos 1 e 7.....	76

# Capítulo I

## Introdução

O sistema elétrico nacional, tem como características principais o parque gerador predominantemente hidrelétrico, situado, na maior parte, a centenas de quilômetros dos grandes centros de carga (áreas de consumo), o que exige um vasto e complexo sistema formado por longas linhas de transmissão. Levando-se em consideração o extenso território brasileiro, essas linhas percorrem grandes distâncias e por esta razão estão sujeitas a um elevado nível de perdas.

De um modo geral, essas perdas são muitas vezes desconsideradas em alguns países pelo fato desses não possuírem em seus sistemas de transmissão linhas consideradas longas, logo suas perdas são mínimas. Mas no Brasil não se pode seguir o mesmo raciocínio uma vez que algumas das linhas existentes ao longo do território nacional são extensas o suficiente para atravessar de ponta a ponta alguns dos países supracitados. Neste contexto, a partir de uma análise histórica onde mudanças estruturais ocorreram dentro do setor elétrico nacional, identificou-se um aumento nas perdas relacionadas à transmissão ao longo dos anos [11], justificando alguns estudos que vem sendo feitos no intuito de otimizar essa etapa do sistema energético.

O tema abordado nesse trabalho tem o objetivo de demonstrar que com medidas simples e sem grandes impactos econômicos, podem-se reduzir as perdas em uma linha de transmissão. Existem cinco tipos de perdas mapeadas no processo de transmissão que serão citadas ao longo desse trabalho, porém uma delas será tratada de forma a ser solucionada, ou seja, reduzida para próximo de zero, com a utilização de diferentes técnicas de ligação dos cabos pára-raios às torres. Será sugerido também um possível paralelo entre os aspectos



técnicos e econômicos de se trabalhar com uma linha de transmissão de perdas reduzidas e as vantagens para o sistema e para o consumidor final.

O que se tem observado atualmente é uma despreocupação por parte das empresas responsáveis pela administração das linhas de transmissão no que tange as perdas nessa etapa do sistema energético. Ao invés de existirem esforços conjuntos para aperfeiçoar as técnicas utilizadas atualmente reduzindo o percentual de perdas, as empresas apenas se preocupam em manter o patamar permitido por lei, que é considerado por alguns especialistas uma folga muito grande frente ao que se poderia ter se alguns estudos fossem realizados visando à redução dessas perdas.

## **1.1 Histórico**

Em vários países do mundo, a indústria de energia elétrica vem passando por uma extensa reestruturação. Desde a origem dessa atividade econômica no século XIX, o setor não experimentou uma alteração estrutural como a ocorrida na década de 90. O fator chave que desencadeou esse processo de reestruturação foi a percepção adquirida de que era possível tratar a energia elétrica como um produto e se estabelecer mercados competitivos nos setores de geração e comercialização de energia. Um elemento facilitador para a introdução desse conceito foi a evolução tecnológica que propiciou o desenvolvimento de novos equipamentos de geração (turbinas a gás) que possibilitaram a construção de pequenas usinas geradoras, eliminando o argumento da “economia de escala” que subsidiava a construção de grandes usinas.

O setor elétrico sofreu mudanças estruturais iniciadas na década de 80 no Reino Unido (Inglaterra, Escócia e País de Gales) e no Chile, que se estenderam a outros países na década de 90. Na tabela 1.1 é apresentado um pequeno resumo histórico do processo de reestruturação do setor elétrico em vários países do mundo.

Ano	País	Evento
1978	EUA	<i>Public Utilities Regulatory Act</i> (PURPA): introduziu a idéia de competição na geração; as concessionárias foram obrigadas a adquirir a energia produzida pelos produtores independentes ( <i>Independent Power Producers</i> , ou, IPPs); os IPPs, entretanto, não podiam vender essa energia diretamente aos consumidores.
1982	Chile	Reorganização do setor elétrico.
1988	Reino Unido (Inglaterra e País de Gales)	O governo propôs um desmembramento da CEGB ( <i>Central Electricity Generating Board</i> ), empresa estatal responsável pela geração e transmissão de energia elétrica em todo o país.
1990	Reino Unido	A nova estrutura do mercado competitivo de energia elétrica foi implantada.
1990	Noruega	Implementação de mercado de energia elétrica.
1991-94	Argentina	Privatizações e estabelecimento do mercado de energia elétrica.
1993	Peru	Regulamentação do processo de desregulamentação.
1995	Colômbia	Início do funcionamento do esquema de mercado de energia elétrica.
1998	EUA	Entram em operação os primeiros mercados totalmente operacionais: Califórnia e PJM.
2000	EUA	Início da crise de energia na Califórnia.

**Tabela 1.1: Histórico do processo de reestruturação do setor elétrico no mundo.**

A reestruturação do setor elétrico dos países citados acima e outros, não foi necessariamente baseada nas mesmas motivações. No Reino Unido e em alguns países da América Latina, a reestruturação acompanha o processo de privatização do setor elétrico, direcionado a atrair capitais privados e liberar o governo dos pesados investimentos necessários à expansão do setor. Em países do Leste Europeu, e alguns países socialistas (por exemplo, a China), o processo segue uma forte tendência de privatização e descentralização administrativa. Em outros países onde as empresas do setor de energia elétrica já eram privadas, o objetivo da reestruturação foi aumentar a competição e a desregulamentação do setor, com o objetivo de reduzir os custos para o consumidor final através de uma utilização mais eficiente dos recursos energéticos e visando aspectos ambientais também.

## 1.2 Motivação

A motivação para esse trabalho provém da verificação dos contínuos esforços realizados pelo MME junto a centros de pesquisa como o CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica na busca de soluções práticas e viáveis economicamente para a redução de perdas no sistema de transmissão nacional.

As instalações de transmissão são elaboradas por empresas que participam de licitações para tal. O processo licitatório é regulamentado e supervisionado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e possibilita que empresas nacionais e estrangeiras, isoladamente ou em consórcio, participem da disputa. Os grupos que demonstrarem interesse nesse tipo de empreitada precisam preencher os requisitos de pré-qualificação jurídica, fiscal, técnica e econômico–financeira exigidos pelo edital, o que significa que entre outros aspectos estes grupos precisam comprovar certo nível de expertise para cumprir com todas as especificações técnicas do edital para construir, manter e operar as instalações, para as quais oferecerão proposta.

A participação no leilão está franqueada a qualquer interessado, mesmo a investidores ou empresas não-atuantes no setor elétrico, caso em que deverão estar atuando juntamente com empresa(s) que demonstre(m) capacidade técnica para operar e manter o empreendimento. Essa “abertura comercial” para a atividade de transmissão de energia elétrica fez com que as preocupações girassem muito mais em torno de lucros e rentabilidade do que da busca de se transmitir da melhor maneira, otimizando o processo, e evitando perdas ao longo das linhas.

Em uma linha de transmissão os principais motivos de perdas são:

- Perda joule nos condutores;
- Perda joule nos pára-raios;
- Perda por corona ;
- Perda nas cadeias de isoladores;
- Perda nas estruturas de aço.

As empresas que vierem a ganhar o processo licitatório têm a obrigação de atender às especificações do modelo do setor elétrico relacionado às perdas na transmissão, mantendo estas dentro de um limite pré-estabelecido.

Unindo os fatos de que a transmissão de energia é um negócio rentável e que a cobrança da qualidade de transmissão é em um nível mínimo, as empresas ou grupos responsáveis por essa atividade não se preocupam com as perdas elétricas. Abaixo segue um gráfico ilustrativo dos níveis de perdas em uma linha de 500 kV [12].

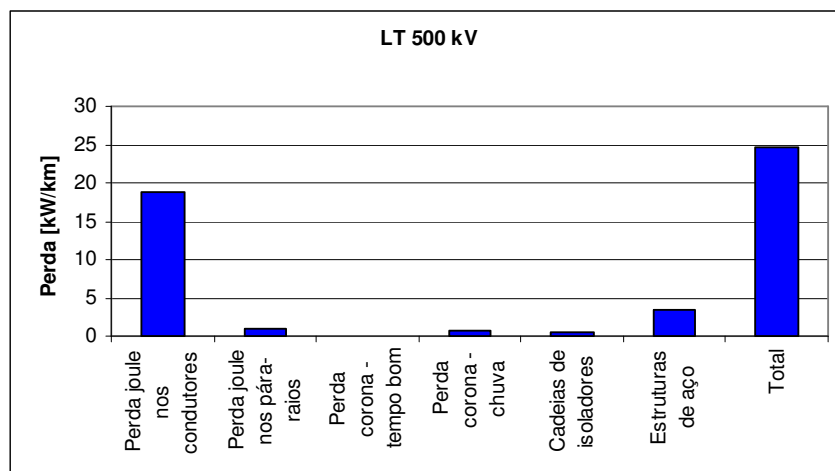


Figura 1.1: Valores típicos do nível de perdas de cada um dos cinco fatores citados.

É claro que em relação à perda joule nos condutores não se tem muito a fazer, porém as perdas joule nos pára-raios podem ser reduzidas para próximo de zero mudando apenas a forma como esses cabos são ligados às torres.

De acordo com os editais emitidos pelo MME – Ministério de Minas e Energia, que regulam o setor elétrico, as perdas nos pára-raios já receberam as seguintes considerações:

- A perda total nos cabos pára-raios não deverá ser superior ao correspondente a dois cabos contínuos de aço galvanizado EAR de diâmetro 3/8”, aterrados em todas as estruturas e na malha de terra das subestações (2000).
- A perda joule total nos cabos pára-raios não deverá ser superior à correspondente a dois cabos contínuos de aço galvanizado EAR de diâmetro 3/8”, aterrados em todas as estruturas e na malha de terra das subestações. Quando o nível de curto - circuito exigir cabos pára-raios com capacidade de corrente maior que a do cabo 3/8 EAR nas proximidades das subestações, a perda joule total de referência será computada considerando ambos os condutores (2002).

Atualmente, as perdas nos cabos pára-raios devem seguir a seguinte orientação:

- A perda Joule nos cabos pára-raios deve ser inferior a 10% das perdas no cabo condutor para qualquer condição de operação (2006).

Levando-se em consideração a que a perda joule total do SIN – Sistema Interligado Nacional para regime permanente em simulação no ANAREDE gira em torno de 2300 MW, pode-se obter a ordem de grandeza da perda permitida por indução em cabos pára-raios que seria 10% de algo em torno de 92 MW (valor estimado), ou seja, 9,2 MW, uma vez que as perdas joule nos condutores representam grande parcela das perdas totais. Esse valor mostra que com medidas relativamente simples, pode-se evitar perdas que se comparam a capacidade de geração de uma usina de médio porte.

O objetivo final desse trabalho é demonstrar através de dados e pesquisas atuais que as perdas nas linhas de transmissão por indução em cabos pára-raios podem ser consideravelmente reduzidas e possíveis impactos econômicos positivos para os consumidores podem ser obtidos.

### **1.3 Estrutura do Trabalho**

No presente trabalho, é apresentado um estudo inicial sobre o Modelo do Setor Elétrico relatando seu histórico com as mudanças decorrentes de novas políticas instauradas, seguido de uma análise técnica abordando alguns fatores importantes para posicionamento de cabos pára-raios e as melhores formas de se ligar estes para que as perdas por indução sejam reduzidas. Para tanto, este trabalho está dividido em cinco capítulos contando com este capítulo de introdução onde se apresentam alguns detalhes sobre o histórico do setor elétrico e a motivação do tema abordado.

No Capítulo II é apresentada uma análise detalhada sobre as mudanças no modelo do setor, explicitando razões políticas e técnicas para sua implementação e uma análise geral do modelo atual.

No Capítulo III são expostas as metodologias utilizadas para definir o melhor posicionamento de cabos pára-raios utilizando-se modelos eletrogeométricos, de forma a proteger de maneira mais eficiente as fases de uma linha de transmissão, demonstrando algumas razões pelas quais não se pode simplesmente afastar os cabos pára-raios das fases para reduzir o efeito de indução de corrente nos mesmo.

No Capítulo IV são apresentadas sugestões de ligações dos cabos pára-raios às torres, de forma a mitigar as perdas por indução, levando em consideração os aspectos de proteção

citados no capítulo III. Os resultados obtidos através de simulações serão apresentados e discutidos neste capítulo.

Por fim, no Capítulo V são descritas as conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

# Capítulo II

## Modelos do Setor Elétrico

Uma profunda reestruturação vem sendo identificada na indústria de energia elétrica ao longo dos últimos anos em vários países do mundo. Esse setor tem vivenciado mudanças nunca antes presenciadas ao longo de sua existência desde o início de sua atividade no final do século XIX. Profundas reestruturações vêm tomando conta do setor uma vez que se identificou a possibilidade de tratar a energia elétrica como um produto separando-a comercialmente dos serviços de transmissão e distribuição de energia. A partir daí foi possível se estabelecer um mercado competitivo no que tange a geração de energia elétrica e sua posterior comercialização (englobando consumidores de médio e grande porte considerados “livres”), tendo como um dos fatores decisivos para a introdução deste mercado, o advento de novas tecnologias e o conseqüente surgimento de equipamentos de geração que eliminam a necessidade de grandes empreendimentos escorados no argumento de se obter uma economia de escala. Desde então, o surgimento de usinas relativamente pequenas se valendo dessas novas tecnologias, como a utilização de turbinas a gás, se mostrou um investimento viável.

Para a transmissão, não existe essa característica competitiva uma vez que se torna economicamente e tecnicamente inviável posicionar duas linhas de transmissão, uma do lado da outra, deixando a cargo do consumidor escolher a empresa que fornece o melhor serviço pelo menor preço. Logo, formam-se monopólios naturais que são definidos através de leilões dão concessão para a empresa vencedora para explorar certa região.



## 2.1 Antigo Modelo e Novo Modelo

A estrutura básica de um sistema de energia elétrica pode ser definida como na Figura 2.1 abaixo:



**Figura 2.1: Estrutura funcional de um sistema de energia elétrica.**

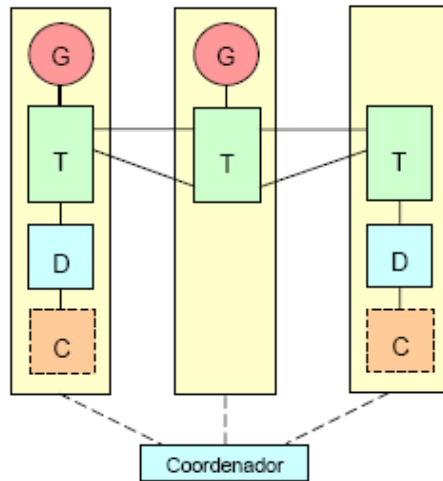
Os principais elementos que compõe essa estrutura são os subsistemas de:

- **Geração:** composto pelas usinas ou centrais geradoras que variam em capacidade energética, estrutura, combustível utilizado, nível de poluição e etc;
- **Transmissão:** constituído pelas linhas de transmissão e equipamentos auxiliares necessários para transmitir a potência produzida nas centrais geradoras até os centros de consumo;
- **Distribuição:** constituído pelas subestações e alimentadores responsáveis pela distribuição de energia elétrica aos consumidores residenciais, comerciais e industriais; em geral, incluem uma parte local do sistema de transmissão, em tensão mais baixa, o qual recebe a designação de subtransmissão;
- **Comercialização:** está associado ao processo de compra e venda de energia no atacado e no varejo a consumidores residenciais, comerciais e industriais; esse segmento do sistema não está associado a nenhum equipamento em especial e, na estrutura tradicional do setor elétrico, está intrinsecamente associado ao segmento de distribuição.

No modelo antigo, as empresas de energia elétrica eram estruturadas de forma verticalizada, acumulando, na maioria dos casos, os segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização. Uma concessão era dada a essas empresas para que estas explorassem economicamente o fornecimento de energia a uma determinada região do país, onde essa demanda era atendida através da energia gerada no seu próprio sistema, ou adquirida de empresas vizinhas através de contratos de médio ou longo prazos. Em alguns sistemas, contratos de fornecimento de energia entre empresas não diretamente conectadas eletricamente podiam existir, exigindo a transferência de energia através do sistema de transmissão de uma terceira empresa (wheeling). O modelo era fortemente regulamentado, não existindo a possibilidade de uma empresa comercializar energia diretamente aos consumidores fora de sua área de concessão. De um ponto de vista econômico, o sistema operava como um monopólio regulado. Em geral, existia algum mecanismo coordenador da operação do sistema interligado, o qual orientava as diversas empresas em relação ao melhor aproveitamento dos recursos energéticos e à manutenção de um adequado nível de confiabilidade do sistema elétrico. As principais características desse modelo são:

- Geração, transmissão, distribuição e comercialização são integradas (bundled) em uma mesma empresa;
- A cada empresa está associada uma área de concessão onde todos os consumidores são cativos (monopólio);
- A troca de energia entre empresas é realizada somente através de contratos bilaterais de médio ou longo prazos;
- O custo final da energia inclui todos os custos diretos e indiretos da empresa verticalizada.

Este modelo é ilustrado na Figura 2.2:



**Figura 2.2: Empresas de energia elétrica verticalmente integradas.**

O novo modelo, surgido a partir do processo de reestruturação do setor elétrico, difere bastante de país para país, porém se baseia em alguns princípios comuns:

- Separação da transmissão e distribuição (transporte) da produção (geração) e comercialização;
- Introdução da competição nos segmentos de geração e comercialização, e manutenção da transmissão e distribuição como monopólios naturais (devido às áreas de concessões), porém com livre acesso a esses segmentos por parte de geradores e comercializadores.

No início dos estudos da reestruturação do setor elétrico, a proposição de se separar a geração da transmissão gerou algumas dúvidas no que permeia a confiabilidade do sistema uma vez que não estava claro como seria possível operar de forma confiável um sistema elétrico no qual as unidades geradoras seriam programadas de acordo com transações comerciais envolvendo compra e venda de blocos de energia entre empresas geradoras e comercializadoras e o sistema de transmissão utilizado para transmitir essa energia comprada

seria operado por outra empresa. A solução para esse impasse se dá a partir do momento em que se percebe que apesar da geração e transmissão serem processos fisicamente inseparáveis, é possível estabelecer uma separação comercial ou financeira entre essas atividades. Sob esta perspectiva, o que ocorre é que nem sempre as transações comerciais realizadas entre agentes comerciais do sistema são realizadas fisicamente, onde a real decisão de despacho efetivo da geração é, geralmente, atribuída a uma entidade “neutra” cujo objetivo é operar o sistema de forma confiável, independentemente dos interesses comerciais existentes das partes envolvidas na negociações. Um acerto de contas pós-operação é realizado para compensar eventuais desvios em relação aos contratos de compra e venda de energia.

Uma outra característica presente na nova estrutura, é a possibilidade de separar os serviços necessários ao bom funcionamento do sistema elétrico , porém não diretamente associados à produção de energia. Esses serviços são denominados de Serviços Ancilares. Pode-se citar como formas de serviços ancilares o controle de tensão e fluxo de reativos, reserva operativa, controle automático da geração, etc.

Uma representação mais geral de um sistema elétrico reestruturado é exposta na Figura 2.3 seguindo os princípios descritos acima. Pode-se observar um desmembramento de empresas verticalizadas em várias empresas distintas de geração, transmissão e distribuição. O livre acesso à estrutura de transmissão é obrigatório, onde as empresas que se utilizam desse serviço devem pagar uma taxa que funciona como um pedágio por usufruir deste benefício indispensável que possibilita a concretização de negócios entre quaisquer empresas de geração, consumidores livres e comercializadoras de energia, uma vez que as restrições de operação são obedecidas.

Entra em cena uma entidade que passa a ser responsável pela operação do sistema identificada como Operador Independente do Sistema (OIS), que assume seu papel em forma de uma empresa sem interesses financeiros no negócio de energia para que se mantenha o

objetivo da operação otimizada do sistema sempre em primeiro plano. O operador independente do sistema tem como atribuições responsabilidades que variam de um país para outro ou mesmo dentro de um mesmo país. O OIS tem um papel básico que se mostra semelhante ao do coordenador de operação do modelo antigo. No outro extremo, o OIS é responsável pelo planejamento da expansão, planejamento da operação elétrica e energética, e operação em tempo-real. O OIS poderá ou não ser o proprietário dos sistemas de transmissão.

O OIS poderá ou não operar o órgão responsável pelo mercado de energia elétrica. Em alguns casos, a operação desse mercado é delegada a uma outra entidade denominada Bolsa de Energia (BE). Em muitos casos, o OIS é o responsável direto pelo provimento dos serviços ancilares; em outros casos, o OIS coordena um mercado de serviços ancilares aberto a outras empresas. Novos atores que surgem nesse novo cenário são os Comercializadores de Energia (CE), os quais são empresas que servem como intermediários de negócios entre geradoras e consumidores, e os Provedores de Serviços Ancilares (PSA). Finalmente, para controlar e fiscalizar o funcionamento do mercado de energia e o funcionamento do sistema elétrico, é necessário a existência de uma Agência Reguladora (AR), órgão governamental responsável pela verificação do cumprimento do marco regulatório do setor elétrico, pelo controle e supervisão do funcionamento do mercado de energia e a defesa dos direitos dos consumidores.

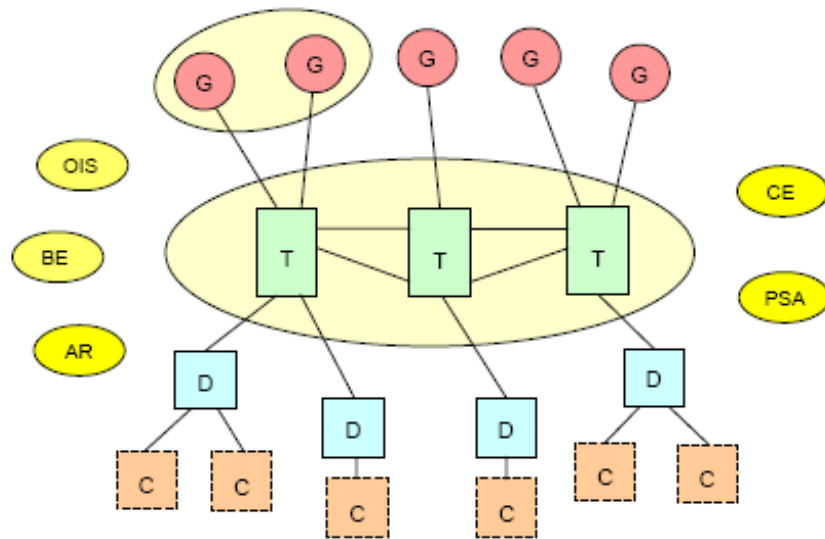


Figura 2.3: Estrutura hipotética de um sistema de energia elétrica em ambiente competitivo.

## 2.2 Privatização e Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

Foi iniciado na década de 90 um processo de privatização das empresas do setor elétrico respaldado pelo governo que se apoiou na premissa de que essa ação era um esforço no sentido de atrair capital privado para os setores de infra-estrutura, eximindo o governo dessa responsabilidade para que este pudesse focar seus esforços em outras áreas como educação e saúde. Entre os anos de 1995 e 1998 grande empresas de distribuição como a Eletropaulo, CPFL e a LIGHT, foram vendidas a grupos compostos por investidores nacionais e estrangeiros. Atualmente no Brasil, o mercado de distribuição de energia elétrica é composto por 80% de capital privado levando-se em consideração energia consumida. Já a geração é composta de cerca de 15% de capital privado levando em consideração a energia produzida. Após a mudança de governo em janeiro de 2003, o processo de privatização foi interrompido.

Em paralelo a essa onda de privatizações, um processo de reestruturação foi imposto ao setor elétrico brasileiro onde o modelo antigo, que se apoiava no pilar do monopólio estatal, perdeu lugar para um modelo onde se implementou uma competição nos segmentos de geração e comercialização motivada pelos fatores já citados na introdução ao capítulo 2.

No período de 1999 a 2004, que é considerado como uma primeira fase desse processo de reestruturação, o novo modelo do sistema elétrico brasileiro previa a existência de um Mercado Atacadista de Energia (MAE), no qual os compradores e vendedores de energia elétrica podiam efetuar suas transações e no qual o preço da energia era estabelecido (preço spot) através de um processo centralizado de otimização. Através de um acordo multilateral, foi criado o Mercado Atacadista de Energia (MAE) onde era obrigatória a participação de todos os geradores com capacidade instalada maior que 50 MW e todos os consumidores com consumo acima de 100 GWh por ano. Consumidores com consumo acima de 10 MW poderiam optar por ser membros do MAE.

A fim de garantir o cumprimento das leis e acordos que definem o funcionamento do sistema elétrico brasileiro reestruturado, foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a entidade reguladora do setor elétrico brasileiro

Também era contemplado no modelo um operador independente do sistema que ficou a cargo de uma entidade de direito privado, sem fins lucrativos criada em 26 de agosto de 1998, responsável pela coordenação e controle da operação, das instalações, de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), o qual tem a responsabilidade de realizar o despacho ótimo centralizado, de acordo com as regras aceitas pelos membros do MAE, com o objetivo de operação do sistema com custo mínimo, mantendo níveis adequados de confiabilidade.

Em 2003 ocorreu uma mudança de Governo no país e com esta foi dado início a uma revisão em larga escala do modelo vigente do setor elétrico brasileiro, o qual culminou com a promulgação da Lei 10.848, em março de 2004, e vários marcos regulatórios que foram estabelecidos através decretos emitidos nesse período. Para fins de comercialização de energia elétrica, o novo modelo prevê a co-existência de dois ambientes de comercialização:

- Ambiente de Contratação Regulada (ACR);
- Ambiente de contratação Livre (ACL).

Um histórico condensado da evolução do processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro é apresentado na tabela 2.1

Ano	Mês	Evento
~1995		Grave crise no setor elétrico: risco de <i>deficit</i> devido à incapacidade de investimentos do setor público; projetos de geração e transmissão paralisados.
1995	Julho	Lei das Concessões (Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995.): antecipa as bases do novo modelo competitivo.
1996	Agosto	Início do trabalho para preparação do projeto RE-SEB (Reestruturação do Sistema Elétrico Brasileiro). Desenvolvido pela empresa de consultoria Coopers & Lybrand com auxílio de cerca de 250 técnicos do setor elétrico brasileiros.
1996	Dezembro	A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, institui a <b>ANEEL</b> (Agência Nacional de Energia Elétrica), autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério das Minas e Energia, com sede e foro no Distrito Federal, com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as Políticas e Diretrizes do Governo Federal.
1997	Dezembro	Conclusão do trabalho relativo ao projeto RE-SEB.
1997	Dezembro	Implantação da ANEEL.
1998	Maio	A Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, institui o <b>ONS</b> (Operador Nacional do Sistema Elétrico), entidade privada e sem finalidades lucrativas, responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados brasileiros, e o <b>MAE</b> (Mercado Atacadista de Energia), ambiente onde se processará a compra e venda de energia elétrica através de contratos bilaterais e de contratos de curto prazo.
1998	Julho	Regulamentação do MAE (Decreto nº 2.655, de 02 de julho de 1998).



1999	Março	Em primeiro de março de 1999, ONS assume as funções de supervisão e controle da operação, envolvendo a pré-operação, a operação em tempo real e a pós-operação. Nessa data, foram transferidos para o ONS o Centro Nacional de Operação dos Sistemas e os centros de operação das supridoras regionais do Sistema Eletrobrás. Para o perfeito cumprimento dessa função, o ONS passou a contratar os serviços de centros de operação de outras empresas.
2000	Julho	A Lei 9.991 dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, e dá outras providências.
2000	Setembro	Entra em operação o Mercado Atacadista de Energia (MAE).
2001	Junho	Início do racionamento (Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica ).
2001	Agosto	Criação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) e estabelecimento de diretrizes para programas de enfrentamento da crise de energia elétrica.
2001	Agosto	Criação da Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial – CBEE.
2002	Março	Fim do racionamento.
2003	Janeiro	Toma posse o novo governo e cria comissão para estudar reorganização do setor elétrico.
2004	Março	A Lei 10.847 autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE.)
2004	Março	A Lei 10.848 estabelece as novas regras de comercialização de energia elétrica, extingue o MAE e substitui pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).
2004	Julho	O Decreto 5.163 regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Regulamenta o Ambiente de Contratação regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).
2004	Agosto	O Decreto 5.175 constitui o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE de que trata o art. 14 da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

**Tabela 2.1: Evolução do processo de Reestruturação do Setor Elétrico Nacional.**

## **2.3 Modelo adotado no Setor Elétrico Brasileiro (SEB)**

Este item contempla uma compilação da evolução do processo de reestruturação do SEB e uma breve descrição do modelo atualmente em vigor.

### **2.3.1 O Modelo Antigo**

Até 1995, as empresas do setor elétrico nacional apresentavam uma estrutura verticalmente integrada, com área de concessão bem definida e consumidores cativos nessa área de concessão. Neste período, grande parte das empresas tinha uma participação acionária mista (estatal e privada), com controle acionário estatal. O segmento de geração e transmissão era constituído por empresas federais, sob o controle da Eletrobrás (Furnas, Chesf, Eletrosul e Eletronorte) e algumas estaduais (Cesp, Cemig, Copel, etc.) enquanto que o segmento de distribuição era, principalmente, formado por empresas estaduais (Cerj, Celg, Cpfl, etc.), algumas federais (Light, por exemplo) e poucas privadas (Cataguazes, etc.). O setor tinha a característica de monopólio regulado, com a regulação exercida pela portaria 5 do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE 5). A Eletrobrás, além de seu papel de empresa holding, era também responsável pelo planejamento e execução da política federal de energia elétrica.

### **2.3.2 O Modelo de Livre Mercado**

O governo federal empossado em janeiro de 1995 teve como metas principais a consolidação do processo de estabilização econômica e a minimização da participação do estado na economia. O processo de privatização, iniciado em governos anteriores, foi acelerado. Em abril de 1995, a Eletrobrás e suas controladas foram incluídas no processo de desestatização. As primeiras empresas estatais privatizadas foram a Escelsa (ES), Light (RJ) e

Cerj (RJ). A partir daí, o processo de desestatização avançou rapidamente sobre as empresas de distribuição e mais lentamente sobre as empresas de geração e transmissão.

Em 1996, o Ministério das Minas e Energia constituiu um grupo de trabalho, coordenado pela empresa britânica Coopers & Lybrand, com o objetivo de conceber um novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro. O modelo resultante desse trabalho tinha como característica principal a formação de um Mercado Atacadista de Energia e o livre acesso ao sistema de transmissão pelos produtores independentes. Como decorrência desse processo, foram criados a ANEEL, o MAE e o ONS, como citado na seção 2.2.

### **2.3.3 O Modelo Novo**

Em 2003, com mais uma mudança no governo federal, um novo estudo visando corrigir defeitos do modelo implantado pelo governo anterior foi elaborado. Entre esses defeitos, destacam-se a incapacidade de atrair investimentos necessários à expansão do segmento de geração e a elevação das tarifas, particularmente para os consumidores residenciais. Entre os efeitos mais desastrosos do modelo anterior, o racionamento de energia elétrica em 2001 foi aquele que mais insatisfação causou à sociedade.

O novo modelo, que entrou em vigor em março de 2004, trouxe como premissas:

- **Segurança de suprimento;**
- **Modicidade tarifária** (eficiência na contratação de energia de usinas existentes e na expansão do parque gerador).

Os principais instrumentos do novo modelo são:

- **Toda demanda deve estar 100% contratada;**
- **Todo contrato deve ser respaldado por capacidade firme de geração;**
- **Toda contratação das distribuidoras é feita por licitação (leilões).**

O objetivo dos dois primeiros instrumentos é garantir um suprimento seguro de energia elétrica, enquanto que o terceiro tem como objetivo a modicidade tarifária, que foi um conceito implementado pela ex-ministra de Minas e Energia Dilma Rousseff, onde através desse foram mitigadas as brechas utilizadas pelas empresas de energia elétrica para cobrar preços abusivos dos consumidores (como o caso da Macaé Merchant).

Dois ambientes de negociação de energia são criados para servir de estrutura para o novo modelo:

- **Ambiente de Contratação Regulada (ACR):** é o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.
- **Ambiente de Contratação Livre (ACL):** é o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.
- **Ambiente de Contabilização e Liquidação de Diferenças:** é o ambiente no qual são zeradas as diferenças de energia existentes entre os valores previstos nos contratos de compra e venda, celebrados no ACR e ACL, e o despacho efetivamente realizado de forma a manter o sistema seguro mitigando riscos de déficit de energia. Com a liquidação dessas diferenças, um mercado de compensação é constituído baseado no Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Esse preço é definido com um intervalo máximo de uma semana, limitado por valores máximos e mínimos, e calculado através da utilização de ferramentas matemáticas (um modelo matemático) objetivando a maximização dos recursos eletro-energéticos sem infligir restrições relacionadas à segurança operativa. Em suma o ambiente de Contabilização e Liquidação de

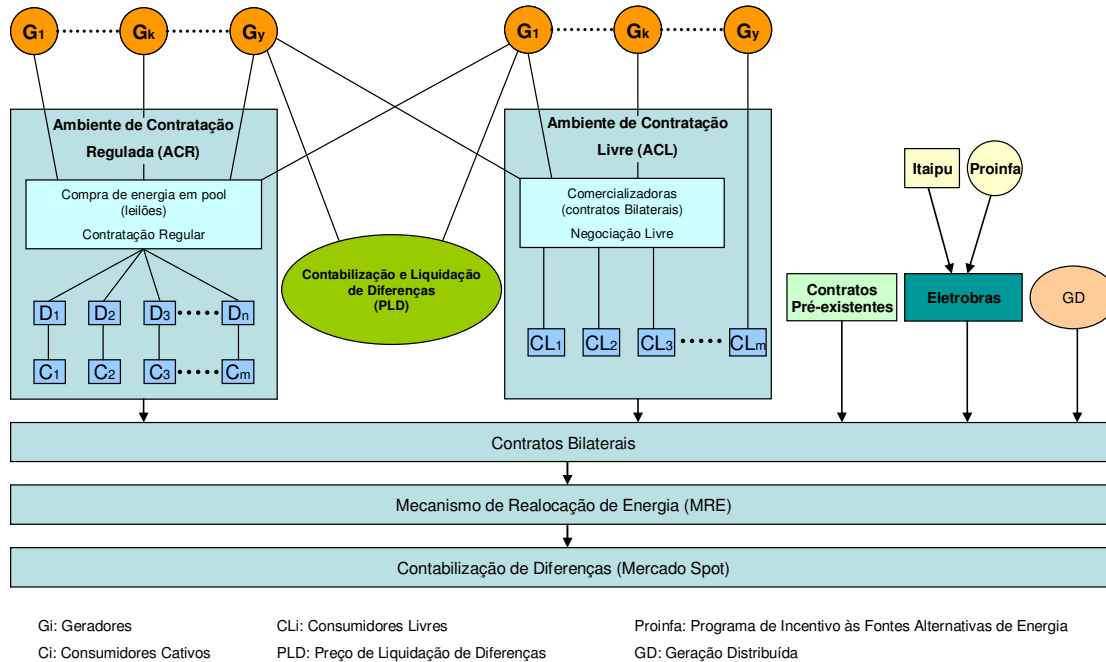
Diferenças é um mercado spot e o PLD constitui-se no preço *spot* praticado nesse sistema.

Outros elementos que compõe o SEB atual são definidos abaixo:

- **Contratos Pré-Existentes:** são contratos, contemplando o fornecimento de energia, existentes antes da reestruturação do SEB, logo esses contratos devem ser mantidos e obedecidos até que os mesmos expirem.
- **Itaipu:** correspondente à comercialização da energia da usina de Itaipu a qual, por ser uma empresa binacional, não foi incluída no processo de reestruturação do SEB. A comercialização é realizada pela Eletrobrás de acordo com contratos específicos pré-existentes.
- **Proinfa (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica):** a energia das usinas do Proinfa são também comercializadas pela Eletrobrás de uma forma regulada, ou seja, toda a energia produzida por essas fontes é vendida ao mercado por um preço pré-estabelecido.
- **GD (Geração Distribuída):** é a comercialização da energia produzida por pequenas unidades de geração (até 30MW) diretamente conectadas à rede de distribuição ou subtransmissão. As empresas de distribuição podem adquirir até 10% de sua demanda prevista dessas fontes sem a necessidade de participação em leilões.
- **Mecanismo de Realocação de Energia (MRE):** O MRE atribui a cada usina uma energia assegurada, repartindo-se normalmente a produção acima desses montantes entre as usinas que estiveram produzindo menos que sua energia assegurada. Somente quando há sobras generalizadas (ou seja, quando o sistema todo produz mais que sua energia assegurada total), os geradores podem vender esses excedentes no mercado

Spot. Nessas situações, cada usina fica com uma quota da sobra (energia secundária) do sistema, podendo comercializá-la.

O esquema da Figura 2.4 abaixo mostra a relação entre os elementos citados acima:



**Figura 2.4 Representação esquemática do modelo atualmente adotado pelo SEB.**

Apesar de trazer profundas melhoras ao SEB, o modelo implementado em 2004 tem algumas brechas em relação ao sistema de transmissão. Esse sistema não existe em um ambiente competitivo em relação a sua operação, apenas quando está sendo licitado o direito de se explorar a transmissão de energia elétrica de certa região.

Uma vez que a EPE (Empresa de Pesquisa Energética), responsável pelos estudos de longo prazo da expansão do setor, identifica a necessidade de uma linha de transmissão nova, esta passa essa necessidade para ANEEL que por sua vez organiza um leilão para definir qual empresa será responsável por construir a nova linha. Ganha o leilão a empresa que apresentar a menor tarifa cobrada para operar as linhas de transmissão no trecho concedido (tendo cumprido com todos os requisitos técnicos previamente definidos). Caberá então a essa

empresa manter a estrutura física da linha para que o ONS (Operador Nacional do Sistema) opere o sistema de forma segura.

Uma falha desse modelo remete à eficiência da transmissão. A empresa responsável pela linha recebe pelo simples fato de manter a estrutura funcionando, ou seja, não existe nenhum indicativo que faça com que essas empresas se preocupem com as perdas geradas no processo. Em suma, a empresa se preocupa apenas com a disponibilidade do seu serviço e não se preocupa com a eficiência que se está transmitindo a energia elétrica.

No modelo antigo existia essa preocupação com as perdas uma vez que as empresas eram verticalizadas integrando as etapas do processo de geração e transmissão de energia, logo existia um cuidado com a eficiência na transmissão, pois essa questão influenciava diretamente no rendimento da empresa.

# Capítulo III

## Posicionamento Ótimo de Pára-raios

### Modelo Eletrogeométrico

Os cabos pára-raios têm como função principal a proteção das fases de uma linha de transmissão contra descargas atmosféricas que podem provocar desligamento temporario de uma linha de transmissão, ou até mesmo danificar cabos e isoladores de forma a desligá-la por um período muito maior, uma vez que esses surtos atmosféricos são grandes responsáveis por desligamentos não programados em linhas de transmissão [13].

Conforme já mencionado na introdução, uma função secundária desse tipo de cabo que vem sendo muito utilizada, com o advento dos cabos OPGW (Optical Ground Wire), é a transmissão de informação via fibra óptica. A introdução das fibras ópticas nos sistemas de transmissão de informação contribuiu de forma decisiva impactando diretamente na redução dos custos da comunicação. Com isso, observa-se cada vez mais a utilização de cabos OPGW para a proteção de linhas de transmissão contra descargas atmosféricas, uma vez que a estrutura já existe e pode-se agregar valor ao sistema

Aspectos físicos da utilização dos cabos pára-raios EHS e OPGW serão analisados nos itens a seguir, de forma a se obter o melhor posicionamento dos cabos pára-raios para a proteção das fases de um linha de transmissão contra descargas diretas.



### 3.1 Cabos OPGW

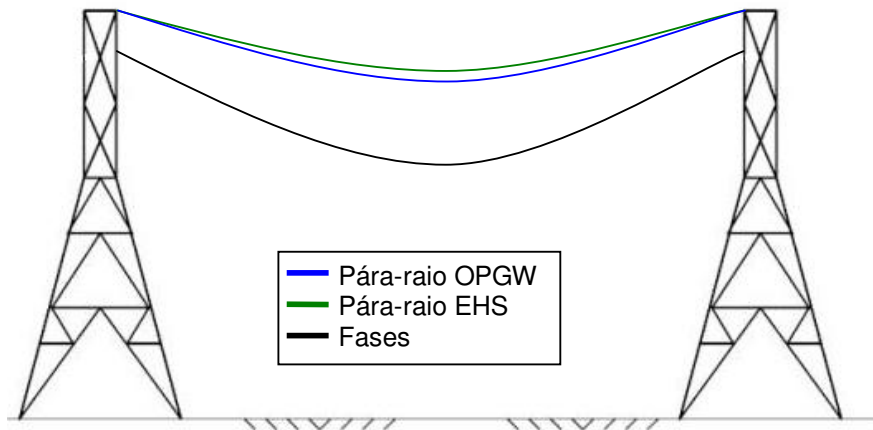
Atualmente no Brasil, todas as concessionárias, que constituem a rede básica, possuem pelo menos um circuito acima de 230 kV dotado de cabos OPGW, constituindo aproximadamente mais de 15.000 km de cabos instalados. Segue abaixo uma Figura ilustrativa de um cabo OPGW [13].



**Figura 3.1: Cabo OPGW.**

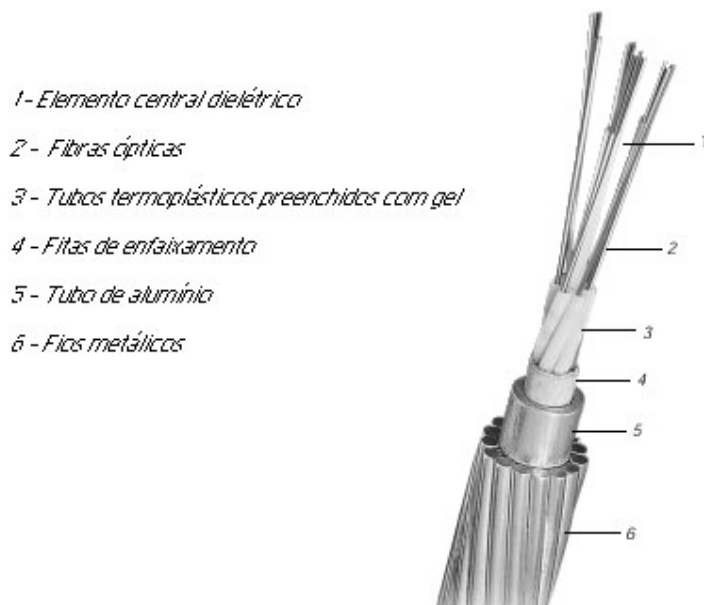
Outra característica importante dos cabos OPGW é a sua menor resistência, se comparado como o EHS, a solicitações mecânicas para fixação nas torres de transmissão. O valor de tensão EDS (Extreme Ductile Strength) é o valor da tensão de ruptura, ou seja, se esse limite for atingido o cabo rompe. A prática usual é aplicar uma tensão nos cabos que varia de 18% a 22% da tensão de ruptura. Esse valor varia de acordo com a velocidade do vento de cada região, sendo assim, em regiões com ventos mais fortes, menor é a tensão aplicada no cabo (em torno de 18%), e em regiões com ventos mais fracos o cabo pode ser mais tensionado (em torno de 22%). A consequência de uma menor força aplicada na tração dos cabos OPGW é que as flechas (distância entre a altura do condutor na torre e sua menor altura em relação ao solo em um mesmo vão) serão maiores em relação àquelas obtidas com cabos pára-raios convencionais. Este aspecto influencia diretamente no Modelo Eletrogeométrico (EGLM – Electrogeometric Lighting Model) que será analisado posteriormente. Além disso, o seccionamento de cabos OPGW deve ser evitado, pois para que

se seccione o cabo e mantenha a fibra óptica íntegra deve ser feito um procedimento complexo que requer uma manutenção íntensiva, por essa razão, os cabos OPGW geralmente são aterrados nas estruturas das linhas de transmissão aumentando as perdas por efeito Joule.



**Figura 3.2: Flechas dos cabos OPGW, EHS e fases.**

Os cabos ópticos são comumente utilizados por vias subterrâneas, porém, com o objetivo de redução de custos das obras civis, foi desenvolvida a tecnologia OPGW, que, como já exposto, consiste em utilizar cabos ópticos revestidos por fios metálicos trançados, que além de meio de transporte para informações tem a função de cabos pára-raios de linhas de alta tensão. A Figura 3.3 apresenta a estrutura típica de cabos OPGW (pequenas variações podem existir em termos de componentes constitutivos). Este cabo OPGW é formado por fibras ópticas revestidas em acrilato, posicionadas em tubos preenchidos com gel, reunidos ao redor de um elemento central dielétrico protegido por fitas de enfaixamento, tubo de alumínio e uma ou duas camadas de fios metálicos. Os fios metálicos podem ser de alumínio, liga de alumínio ou de aço galvanizado [13].



**Figura 3.3: Constituição dos cabos OPGW.**

Em geral para a utilização de cabos OPGW em linhas de transmissão já existentes, devem ser verificados, dentre outros, os seguintes aspectos:

- Se as torres suportam os esforços decorrentes do lançamento e instalação do cabo OPGW, já que estes possuem um maior peso em relação aos cabos pára-raios convencionais, e os esforços mecânicos devido a ventos fortes;
- Se os valores das flechas do cabo OPGW respeitam as distâncias elétricas, principalmente no meio do vão;
- Se a resistência mecânica e o peso permitem compatibilizar os valores das flechas do cabo OPGW com os condutores das fases, mantendo-se os limites de tensão mecânica máxima para as torres.

## **3.2 Modelagem**

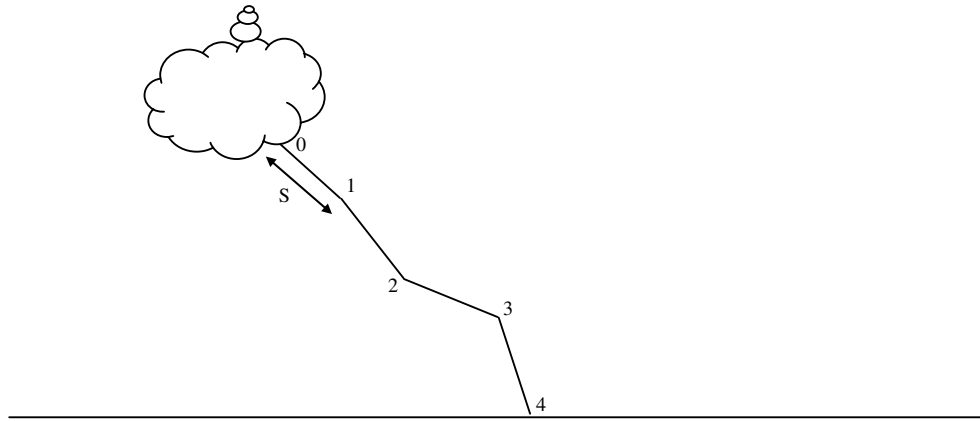
Nesse item será feita uma análise da influência, ao longo do vão, da proteção dada pelos cabos pára-raios à linha de transmissão, tendo em vista que as flechas dos cabos das fases são diferentes das flechas dos cabos pára-raios.

Dado como conhecida a diferença entre as flechas dos cabos, entende-se que há um aumento da distância entre os cabos pára-raios e os cabos das fases à medida que se caminha para o meio do vão uma vez que os cabos pára-raios são mais tensionados, ou seja, ficam mais esticados, do que as fases, resultando na modificação do Modelo Eletrogeométrico.

Será analisado também o desempenho da linha frente a descargas atmosféricas sob a influência de ventos, uma vez que é comum a ocorrência de ventos fortes em tempestades. Dependendo da velocidade dos ventos, pode haver a alteração do posicionamento das cadeias não fixas, conseqüentemente dos cabos na linha.

### **3.2.1 O Modelo Eletrogeométrico**

As descargas atmosféricas percorrem o espaço dando saltos, ou seja, o raio rompe o dielétrico (o ar nesse caso) com uma certa distância de salto que é denominada pela letra “S”, sendo o valor de “S” dependente da amplitude da corrente da descarga. Esse fenômeno é ilustrado na Figura 3.4 a seguir.



**Figura 3.4: Distância de salto de uma descarga atmosférica.**

Instantaneamente a descarga atmosférica salta da posição 0 até 1, sendo S o valor desta distância. Após um intervalo de tempo  $\Delta T$ , a descarga dá outro salto de igual valor S, de 1 até a posição 2. Este procedimento se repete até a posição 4 onde a descarga atinge o solo.

O valor da distância de salto S utilizada neste trabalho é definida pela equação 3.1 [5]:

$$S = c \times I^d \quad (3.1)$$

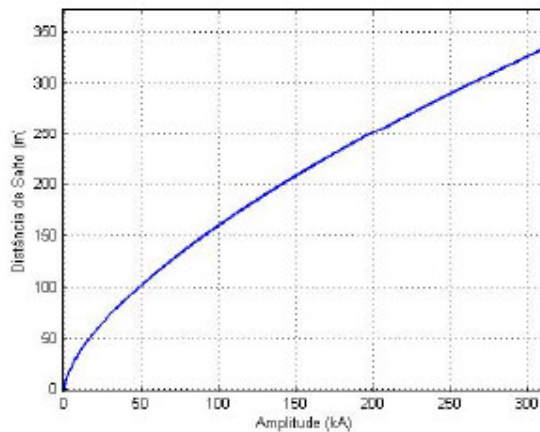
onde:

S – Distância de salto [m];

I – Amplitude da corrente da descarga atmosférica [kA];

c – Constante empírica adotada como 8 no presente trabalho [1];

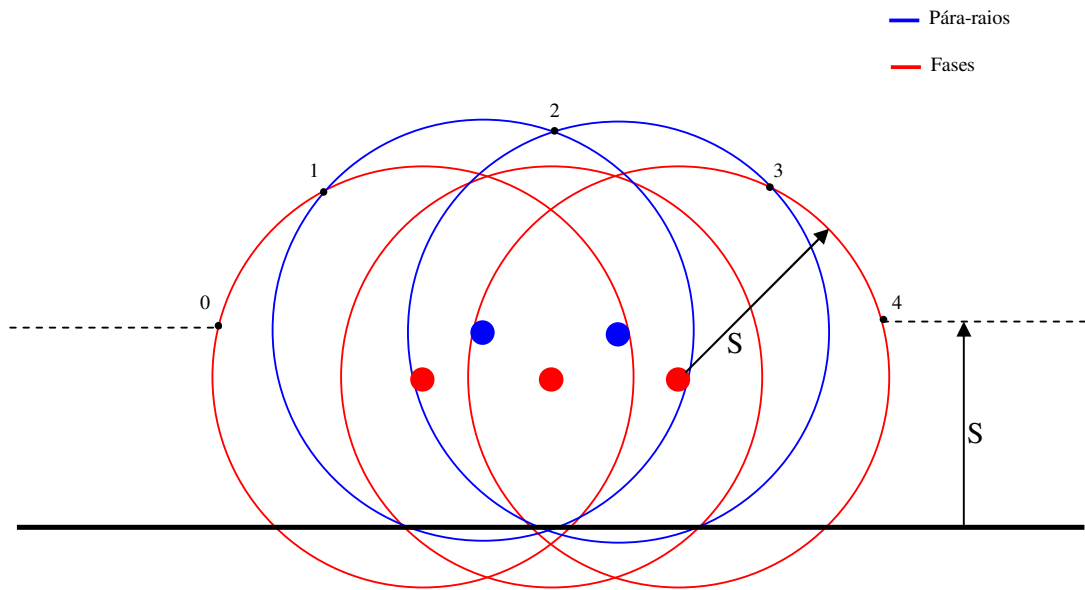
d – Constante, o valor de 0,65 foi assumido no presente trabalho [1];



**Figura 3.5: Relação entre distância de salto e a amplitude da descarga [5].**

Existe também o conceito de Raio de Atração do objeto. Esse raio é também em função da corrente da descarga atmosférica, sendo a distância mínima que a descarga tem que passar do objeto para ser atraída por esse. Esta distância é a mesma da distância de salto.

O Modelo Eletrogeométrico aplicado à proteção dada pelos cabos pára-raios a uma linha de transmissão é ilustrado na Figura 3.6. Cada cabo da linha de transmissão, como também o solo, possui uma fronteira (raio de atração) de valor igual à distância de salto  $S$ . Cada vez que uma descarga atmosférica atravessa a fronteira de um dos cabos, ou do solo, é suposto que o raio atinge os mesmos.



**Figura 3.6: Modelo eletrogeométrico aplicado às linhas de transmissão.**

A título de exemplo, suponha que a descarga atmosférica atinja o espaço delimitado entre os pontos 1 e 2, nesse caso o raio terá como destino o cabo pára-raio, do mesmo modo se atingir o espaço entre os pontos 2 e 3. Se a descarga atmosférica ultrapassar os espaços compreendidos entre os pontos 0 e 1 ou 3 e 4, a mesma terá como destino as fases laterais da linha. Para o caso da descarga atmosférica atingir à esquerda do ponto 0 ou à direita do ponto 4, a descarga terá como destino o solo.

Pode-se perceber que a fase central deste exemplo está livre de qualquer possibilidade de ser atingida diretamente por um surto atmosférico. Neste caso, diz-se que a fase central está “blindada”.

A amplitude das descargas atmosféricas (reais – monitoradas) segue uma distribuição lognormal, e para a elaboração do gráfico da distribuição de probabilidade da amplitude da

corrente das descargas atmosféricas da Figura 3.7 , foi adotado como média da amplitude da corrente o valor de 30kA, com desvio padrão de 0,72 [14].

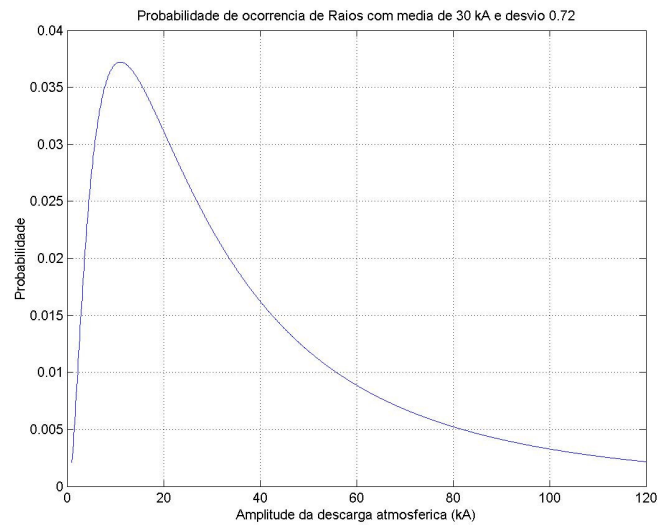
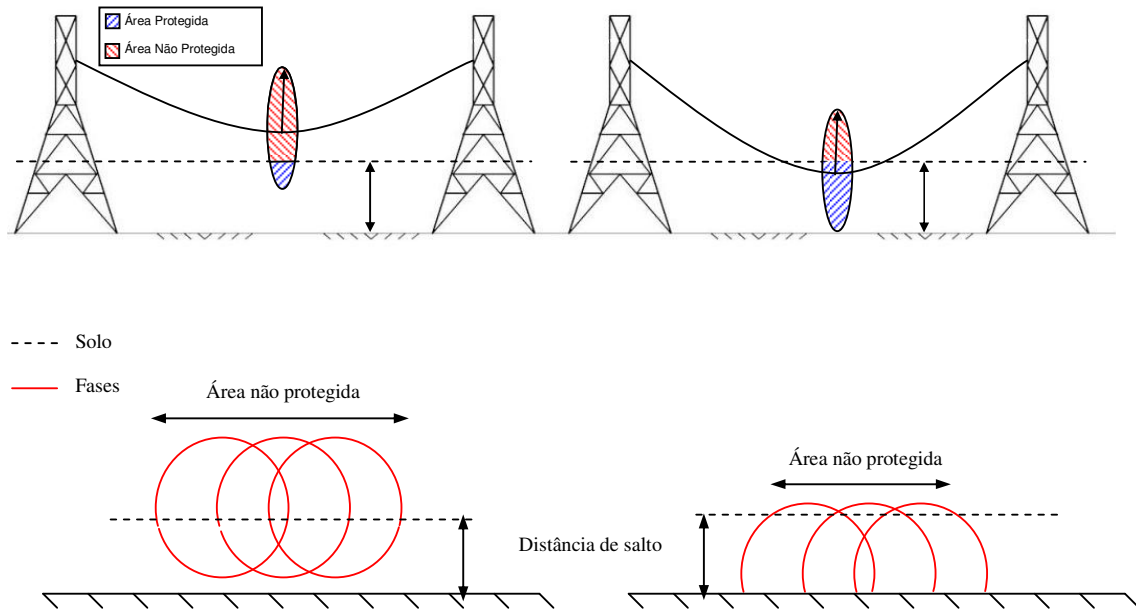


Figura 3.7: Distribuição de probabilidade da amplitude da corrente das descargas atmosféricas.

### 3.2.2 Influência das flechas dos cabos no Modelo Eletrogeométrico

Primeiramente será considerada uma linha de transmissão sem pára-raios em que a aproximação dos cabos das fases ao solo se dá na medida que se caminha em direção ao centro do vão, provocando uma redução da probabilidade de uma descarga atmosférica atingir uma das fases da linha de transmissão. Isso é justificado pelo Modelo Eletrogeométrico apresentado anteriormente. Uma vez que o solo possui um raio de atração igual ao dos cabos, existe uma fronteira fictícia que diminui a área exposta dos cabos das fases sem proteção contra descargas atmosféricas, como explicitado na Figura 3.8.



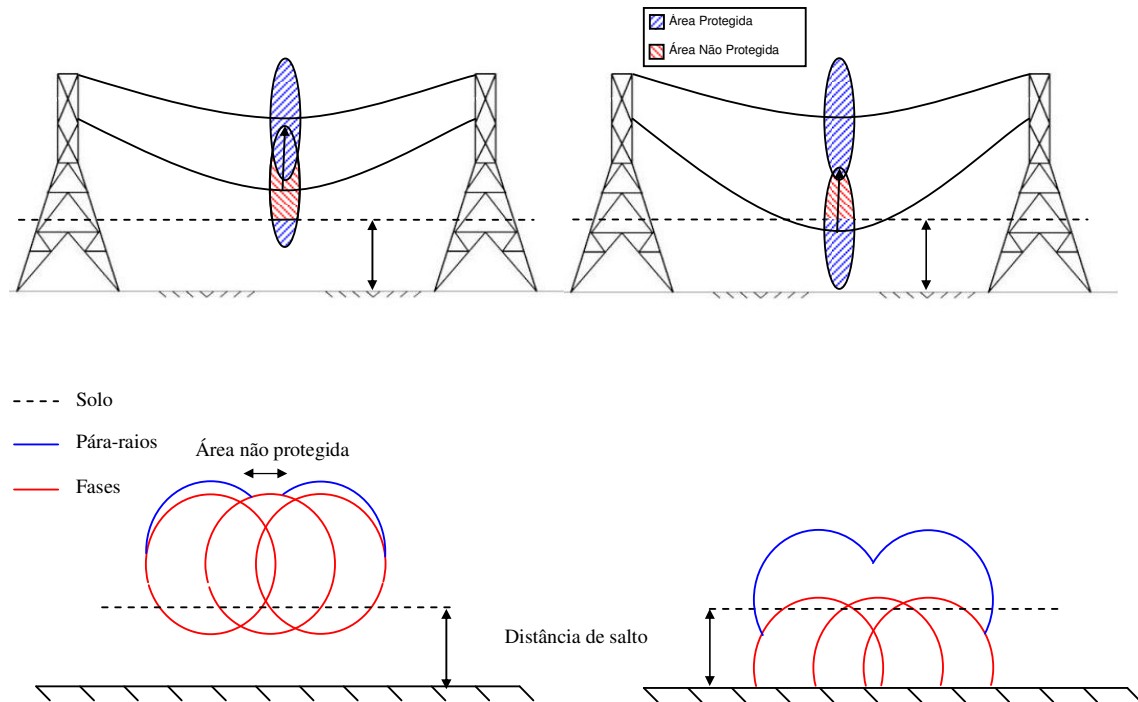


**Figura 3.8: Influência da altura dos cabos das fases na proteção.**

Pode-se observar nas figuras acima que na situação em que a flecha é menor, a área formada pelo raio de atração dos cabos das fases que pode ser atingida diretamente por um surto atmosférico é maior (traçado vermelho). Uma vez que a flecha aumenta, o cabo se aproxima do chão, que possui um raio de atração delimitado pela reta tracejada. Considera-se que a interseção entre a área formada pelo raio de atração das fases e a área abaixo da linha tracejada é uma área onde as fases estão protegidas contra descargas atmosféricas diretas (traçado azul), uma vez que se a descarga passar da linha tracejada, sem ter cruzado por alguma outra área formada pelo raio de atração de outro elemento da linha de transmissão, essa será atraída pela a terra.

Agora serão inseridos na análise cabos pára-raios observando-se o que ocorre à medida que se desloca em direção ao meio do vão. As distâncias entre cabos pára-raios e fases aumentam, pois as respectivas flechas são diferentes, sendo as dos pára-raios de aço (EHS) menores se comparadas com os cabos OPGW, tendo como consequência a menor exposição

dos cabos das fases a descargas atmosféricas. Esse comportamento está ilustrado na Figura 3.9.



**Figura 3.9: Influência das flechas dos cabos na proteção das fases.**

Verifica-se que na situação em que os cabos pára-raios são considerados no modelo, uma nova proteção contra descargas atmosféricas diretas nas fases passa a existir. Essa proteção é criada pelo raio de atração dos cabos pára-raios (traçado azul) “blindando” os cabos das fases contra descargas diretas pois essas serão atraídas pelos pára-raios. Pode-se perceber que com a variação da flecha, a área coberta pela proteção dos cabos pára-raios pode variar, criando pequenas brechas desprotegidas que expõe os cabos das fases ao risco de serem atingidos por descarga atmosféricas.

Para a determinação do posicionamento dos condutores em cada seção ao longo do vão é utilizada a equação da catenária dada por [5]:

$$Y(x) = a \times \cosh\left(\frac{x}{a}\right) \quad (3.2)$$

$$\text{Sendo: } a = \frac{T_0}{W_0} \quad (3.3)$$

Onde:

$T_0$  – Tensão no ponto mais baixo da catenária;

$W_0$  – Massa por unidade de comprimento do condutor, [kg/m];

$X$  – Distância entre a torre e o ponto no qual se quer determinar a altura do condutor [m].

A parcela  $T_0$  em (3.3) pode ser de difícil obtenção, usualmente engenheiros e técnicos utilizam uma aproximação para a equação da catenária, conforme mostrado a seguir:

$$Y(x) = \frac{x^2}{2 \cdot c} - \frac{x_0 \cdot x}{c} + h \quad (3.4)$$

$$c = \frac{A^2}{8 \cdot f} \quad \text{e} \quad X_0 = \frac{A}{2} \quad (3.5) \text{ e } (3.6)$$

Sendo:

$A$  – Comprimento do vão [m];

$f$  – Flecha do condutor [m];

$h$  – Altura do cabo na torre [m];

$x$  – Posição ao longo do vão [m];

$Y(x)$  – Altura do cabo a  $x$  metros da torre [m].

### 3.2.3 Influência da Ação dos Ventos no Modelo Eletrogeométrico

Existe uma grande possibilidade de ocorrer ventos fortes durante uma tempestade, e com conseqüência disso, as posições dos condutores serão afetadas pela ação desses ventos. Nos artigos e livros consultados, o deslocamento dos condutores, tanto das fases como dos cabos pára-raios, foi implementado como função do ângulo de balanço. O ângulo de balanço resulta das relações vão de peso (vão vertical) e vão de vento (vão horizontal), velocidade do vento assim como do diâmetro e peso do condutor.

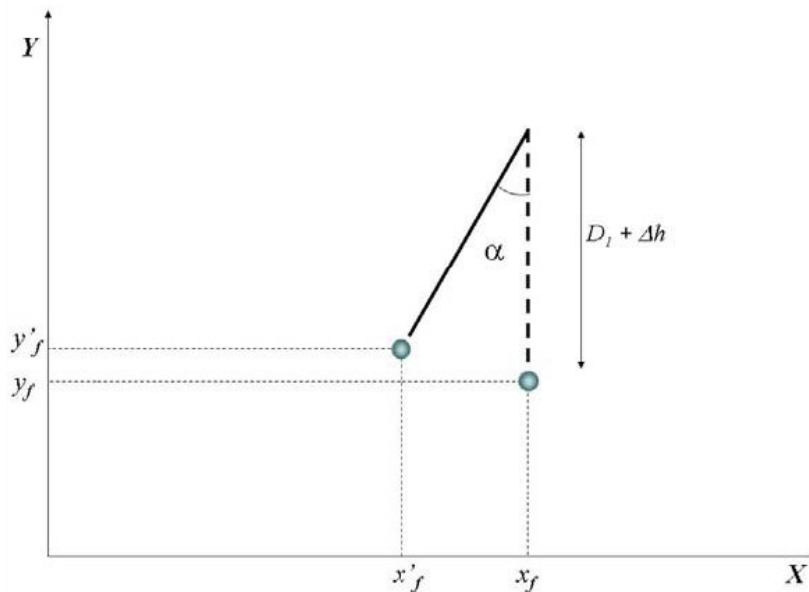


Figura 3.10: Ação dos ventos no posicionamento dos condutores.

A velocidade do vento deve ser corrigida, pois esta é variável com a altura em relação ao solo quando considerado o atrito entre a massa de ar e a superfície sobre a qual se desloca, ou seja, ocorre uma diminuição do atrito com o aumento da distância da massa de ar em relação à superfície sobre a qual se desloca resultando num aumento do valor da velocidade do vento com a altura. Essa correção é dada pela equação [15]:

$$\frac{V_1}{V_2} = \left( \frac{H_1}{10} \right)^n \quad (3.7)$$

$V_1$  – Velocidade do vento na altura do condutor H1 [m/s];

$V_2$  – Velocidade do vento medida a uma altura de 10 m do solo [m/s];

$n$  – Expoente que depende da temperatura, velocidade do vento e grau de irregularidade do terreno. Um valor de 0,091 foi suposto na fonte pesquisada.

As novas posições dos condutores, desconsiderando o alongamento dos cabos devido às forças do vento tencionando-os, são obtidas através das seguintes relações:

$$x'_f = x_f - (D_1 + \Delta h) \times \text{sen } \alpha \quad (3.8)$$

$$y'_f = y_f - (D_1 + \Delta h) \times (1 - \cos \alpha) \quad (3.9)$$

Onde:

$x_f$  – Coordenada horizontal do cabo anteriormente a ação dos ventos [m];

$y_f$  – Coordenada vertical do cabo anteriormente a ação dos ventos [m];

$x'_f$  – Coordenada horizontal do cabo posteriormente a ação dos ventos [m];

$y'_f$  – Coordenada vertical do cabo posteriormente a ação dos ventos [m];

$D_1$  – Comprimento da parte não fixa da cadeia de isoladores [m];

$\Delta h$  – Diferença entre a altura na torre e a altura dos cabos, essa grandeza aumenta conforme se desloca-se para o meio do vão da LT [m];

$\alpha$  – Ângulo de balanço.

O ângulo de balanço ( $\alpha$ ), pode ser definido a partir da equação 3.10 abaixo:

$$\alpha = \arctan \left( \frac{K \cdot q_0 \cdot d}{P \cdot \frac{V}{H}} \right) \quad (3.10)$$

Onde:

$K$  – Constante dependente da velocidade do vento;

$d$  – Diâmetro do condutor [m];

$P$  – Peso unitário do condutor [N/m];

$V$  – Vão de peso [m];

$H$  – Vão de vento [m].

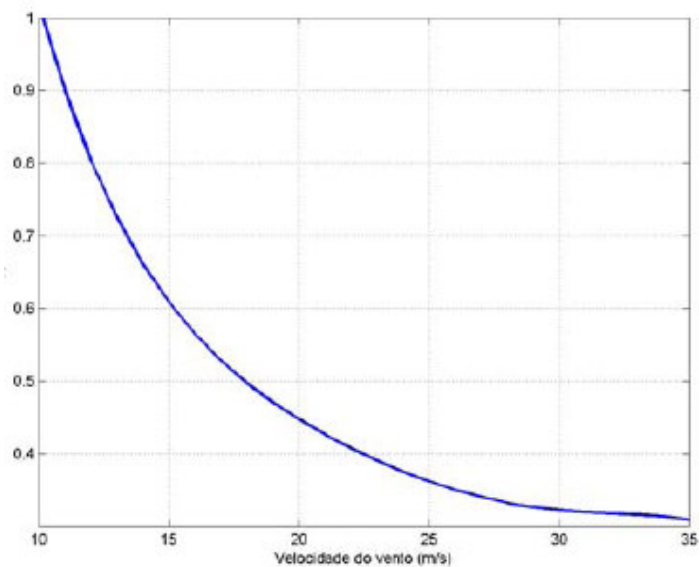
$$q_0 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^2$$

Sendo:

$\rho$  = Massa específica do ar, em kg/m<sup>3</sup> (valor de 1,18 [7] adotado no material pesquisado);

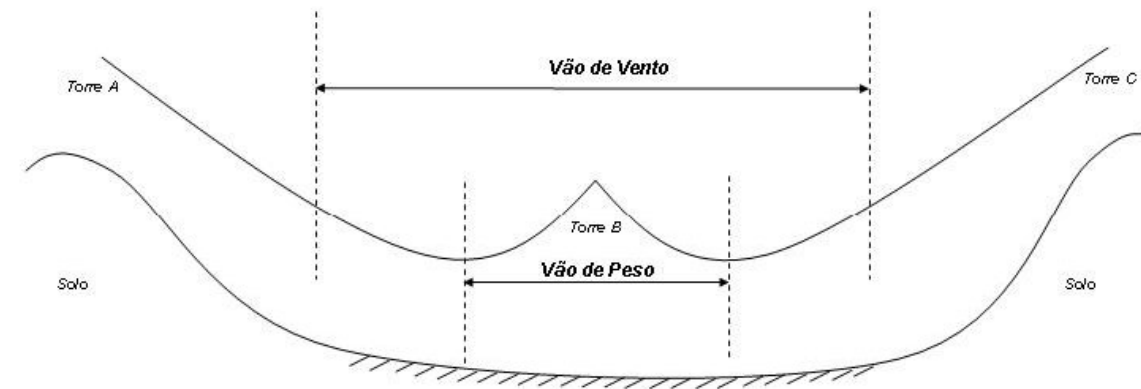
$v$  = velocidade média do vento [m/s].

A constante  $K$  citada acima pode ser obtida através do gráfico da Figura 3.11 abaixo:



**Figura 3.11: Relação entre a velocidade do vento e o fator K.**

O vão de peso e o vão de vento são dependentes da topografia do terreno por onde passa o corredor da linha de transmissão, como exemplificado na Figura 3.12. O vão de vento é a distância entre os pontos médios de vãos adjacentes, em metros, e o vão de peso é a distância entre os pontos onde ocorrem as flechas máximas de dois vãos adjacentes, em metros.



**Figura 3.12: Desenho explicitando o vão de peso e vão de vento.**

Após se analisar o modelo eletrogeométrico verificando a influencia das flechas ao longo do vão e incidência de ventos, constatou-se que a solução de se reduzir a indução de corrente nos cabos pára-raios através do reposicionamento, afastando esses das fases da linha, não se mostra viável por razões técnicas e por razões econômicas, onde o afastamento dos cabos pára-raios das fases converge na necessidade de se aumentar as torres gerando novos estudos de esforços da estrutura e o aumento do custo.

A partir deste ponto, este trabalho segue com uma proposta de diferentes ligações dos cabos pára-raios nas torres de sustentação para a redução das perdas por indução nos mesmos.

# Capítulo IV

## Técnicas para redução de perdas nos cabos pára-raios

Como visto nos outros capítulos, o posicionamento dos cabos pára-raios com relação aos condutores de fase afeta diretamente o desempenho da linha de transmissão em dois aspectos principais:

- O número de desligamentos por descargas atmosféricas, uma vez que a proteção proporcionada pelos pára-raios varia com a sua posição relativa aos cabos condutores;
- As perdas de potência, pois as correntes induzidas nos pára-raios dependem do grau de acoplamento eletromagnético com os condutores, e portanto do posicionamento dos pára-raios.

Tendo em vista esses dois fatores, pode ser feita uma análise de desempenho global dos pára-raios, em função do seu posicionamento geométrico, levando-se em consideração os desligamentos devidos a surtos atmosféricos e às perdas por indução nos mesmos.

Segue um exemplo [1] de análise para o melhor posicionamento de cabos pára-raios para uma linha de 500 kV. Este tipo de estudo pode ser utilizado, na fase de projeto da linha de transmissão visando um desempenho otimizado da mesma.

Esse é um exemplo de estudo utilizado para monitorar o número de desligamentos provocados por descargas atmosféricas e o valor da perda joule, em uma área delimitada, para a determinação do posicionamento de cabos pára-raios. Para esse exemplo específico, foram adotadas algumas premissas:

- A linha é trifásica, com correntes equilibradas durante todo o seu comprimento;



- Todos os cabos da linha de transmissão são simétricos em relação ao ponto central da estrutura da torre;
- Os cabos pára-raios são solidamente aterrados em cada torre;
- A frequência de transmissão é de 60Hz.;
- A resistividade elétrica do solo é 1000 ohm/m;
- O nível ceráunico adotado foi de 45 dias com tempestades ao ano;
- O terreno de passagem da linha é plano;
- O Fator de Correção Atmosférico utilizado é igual a 1;
- A linha de transmissão é transposta, sendo a perda nos pára-raios dada pela média aritmética das perdas em cada trecho de transposição.

Para o cálculo do número de desligamentos nas linhas, devido a sobretensões causadas por descargas atmosféricas, foi utilizado o programa CODIN do CEPEL. Para a determinação da perda por efeito joule nos cabos pára-raios utiliza-se os valores equivalentes das alturas dos mesmos e dos cabos das fases.

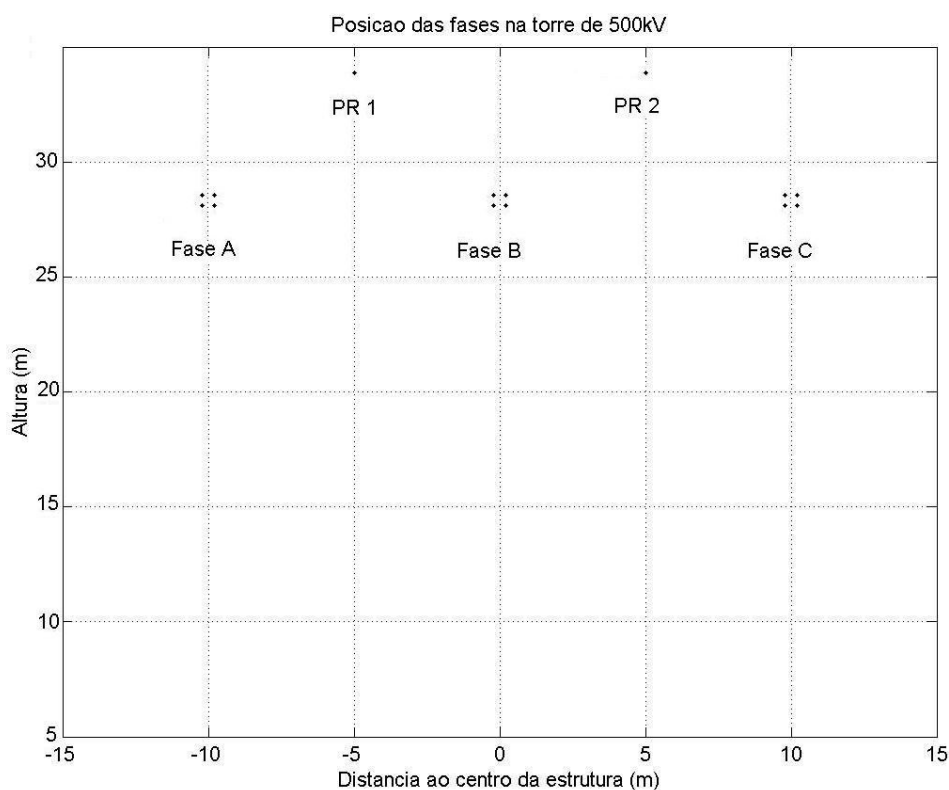
$$H_{\text{médio}} = H_{\text{min}} + \frac{1}{3} \text{Flecha} \quad (4.1)$$

Onde:  $H_{\text{médio}}$  – Altura média do condutor, em metros;

$H_{\text{min}}$  - Menor altura do condutor ao solo, em metros.

<u>Características da linha:</u>	<u>Características dos cabos:</u>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tensão: 500 kV</li> <li>• Tensão de disruptura positiva (4 m):2035 kV</li> <li>• Tensão de disruptura negativa (4 m):1900 kV</li> <li>• Vão entre torres: 450 m</li> <li>• Resistência de pé de torre: 20 ohms</li> <li>• Impedância de onda de torre: 200 ohms</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cabos das fases: Rail, raio 0.014795 m</li> <li>• Flecha das fases: 18 m</li> <li>• Cabos pára-raios: 3/8 EHS, raio 0.00457 m</li> <li>• Flecha dos pára-raios: 15 m</li> </ul>

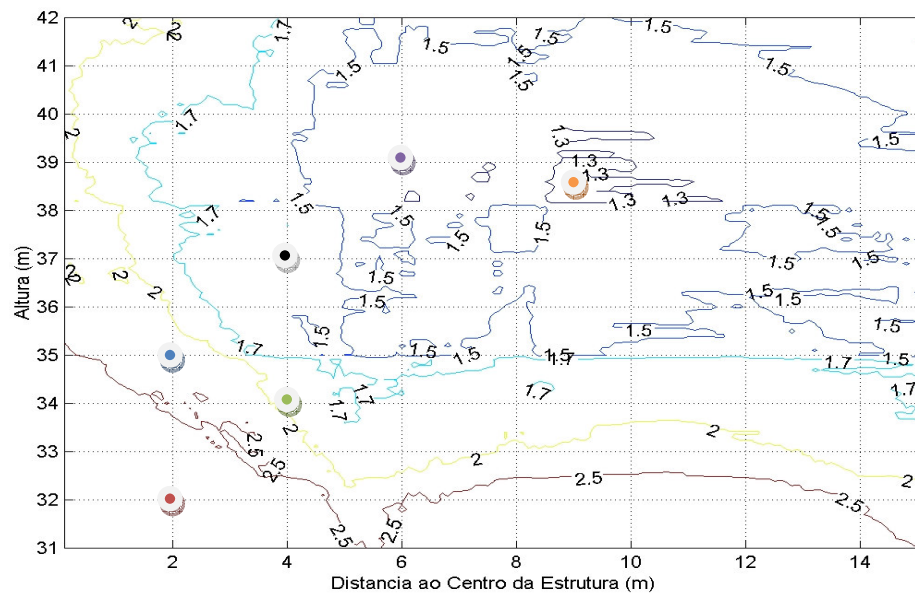
**Tabela 4.1: Dados da Linha de 500Kv para o exemplo citado**



**Figura 4.1: Posicionamento dos cabos das fases na torre de 500 kV.**

A seguir são reproduzidas as Figuras que mostram o número de desligamentos na linha de transmissão por 100km/ano e a perda joule nos cabos pára-raios (kW/km) em função do posicionamento dos mesmos.

Através da Simulação Monte Carlo pode-se definir a probabilidade de descargas atmosféricas atingirem os condutores das fases ou os cabos pára-raios de uma linha de transmissão. Na simulação de Monte Carlo um número N de descargas atmosféricas é sorteada possuindo uma amplitude da corrente com uma distribuição de probabilidade log-normal. A Figura 4.2 mostra as regiões delimitadas pelo número de desligamentos da linha de transmissão por sobre tensões provocadas por descargas atmosféricas.

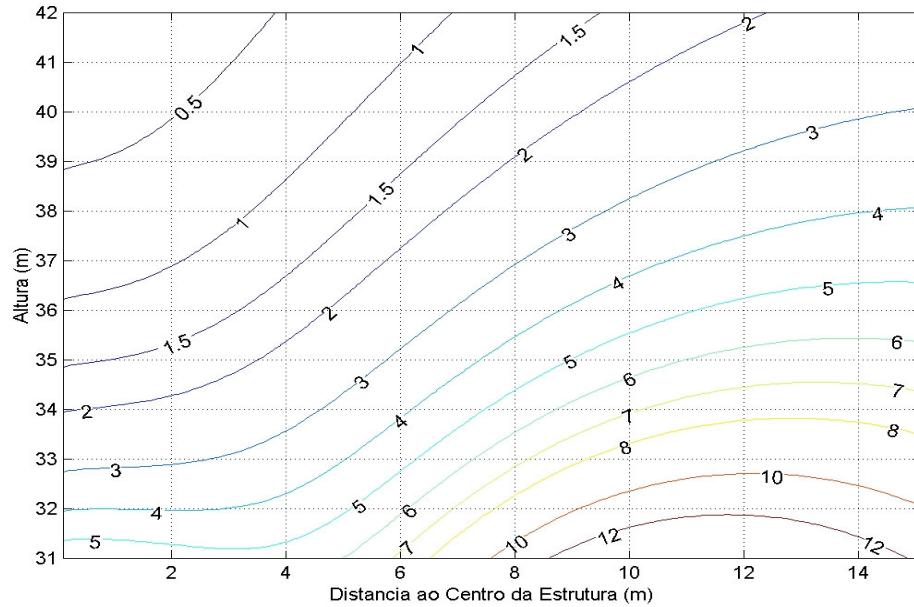


**Figura 4.2: Regiões delimitadas pelos desligamentos/100km por ano para 500kV [1].**

No gráfico acima os pontos destacam posicionamentos aleatórios de cabos pára-raios que representam áreas onde o índice de desligamentos por 100 km por ano é:

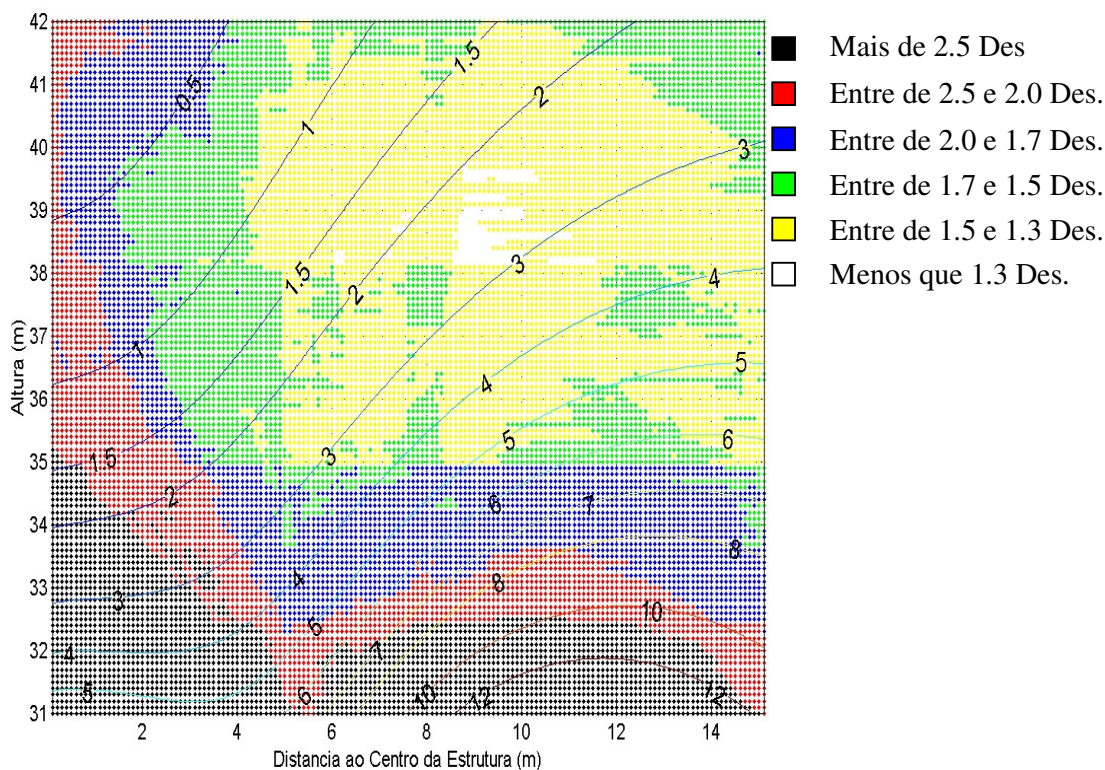
- Maior do que 2,5 desligamentos;
- Entre 2,5 e 2 desligamentos;
- Entre 2 e 1,7 desligamentos;
- Entre 1,7 e 1,5 desligamentos;
- Entre 1,5 e 1,3 desligamentos;
- Menor do que 1,3 desligamentos.

A Figura 4.3 mostra as regiões delimitadas pela perda joule nos cabos pára-raios (kW/km).



**Figura 4.3: Regiões delimitadas pelas perdas joule em kW/km para 500kV.**

Ao combinar os resultados anteriores, conforme exemplificado na Figura 4.4, a seguir, pode-se perceber claramente que é possível identificar uma região ótima onde se pode garantir um bom desempenho, do ponto de vista da proteção da LT contra descargas atmosféricas, com perdas reduzidas.



**Figura 4.4: Regiões delimitadas pelas perdas (kW/km) e desligamentos (por 100km/ano) para 500kV.**

De acordo com esse tipo de estudo realizado, pode-se estimar um valor limite de perda de energia nos cabos pára-raios por efeito joule para uma linha de 500 km com as especificações do modelo acima de 22 GWh (ao longo de um ano) [1]. Vale lembrar que esses cálculos são para uma dada corrente de carga, uma vez que quanto maior a carga, maior será a corrente nas fases, logo, maior será corrente induzida nos pára-raios e portanto, maiores serão as perdas.

Porém, com massificação da utilização de cabos OPGW nas linhas de transmissão, uma nova análise de redução de perdas deve ser implementada, pois esses cabos, como visto nos capítulos acima, não são seccionados por se considerar que esse procedimento é complexo do ponto de vista operacional, aumentando as exigências de manutenção, pelos cuidados que requer a fibra óptica, impedindo a implementação do aterramento em “T” o que impediria a formação de laços de correntes, reduzindo assim as perdas hêmicas. Logo, a


proposta final desse trabalho não envolve métodos baseados no seccionamento dos pára-raios, e sim diferentes processo de conexão e inserção de impedâncias entre pára-raios e estruturas de suporte.


## 4.1 Ferramenta utilizada para as simulações (ATP Draw)


O programa que serviu de base para as simulações deste trabalho foi o ATP Draw versão 3.6. Com este foi possível criar os modelos a partir dos quais foram simuladas as induções de corrente nos cabos pára-raios, podendo-se assim calcular as perdas hêmicas de cada um dos modelos de ligações dos cabos pára-raios nas torres propostos.


O programa em questão fornece uma série de opções para que se aproximem as simulações das situações reais. Dentre essas opções estão vários objetos disponíveis que vão desde simples resistores até sensores de frequência, e para cada um desses objetos existem inúmeros atributos intrínsecos de cada um que podem ser regulados para melhor se ajustar à realidade.

Em todas as simulações os objetos utilizados foram os mesmos, mudando apenas a forma como os cabos pára-raios são ligados às torres. Segue abaixo a relação dos elementos utilizados nas simulações:

 → Fonte de tensão/corrente

 → Linha de transmissão trifásica

 → Resistor

 → Carga trifásica RLC (com valores de R/L/C independentes por fase)

Cada um desses elementos possui uma série de parâmetros que podem ser regulados. Como os valores utilizados para os parâmetros de cada elemento foram os mesmos em todas as simulações (umas vez que só mudou-se a forma de ligar os pára-raios nas torres), as imagens abaixo que ilustram essas regulagens, servem para todos os casos que serão citados.

➤ Parâmetros da Fonte de Corrente:

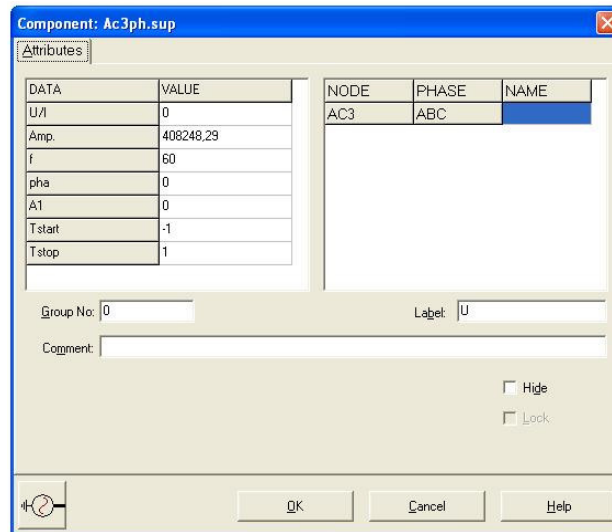


Figura 4.5: Parâmetros ajustáveis da fonte de corrente/tensão.

➤ Parâmetros da Linha de Transmissão:

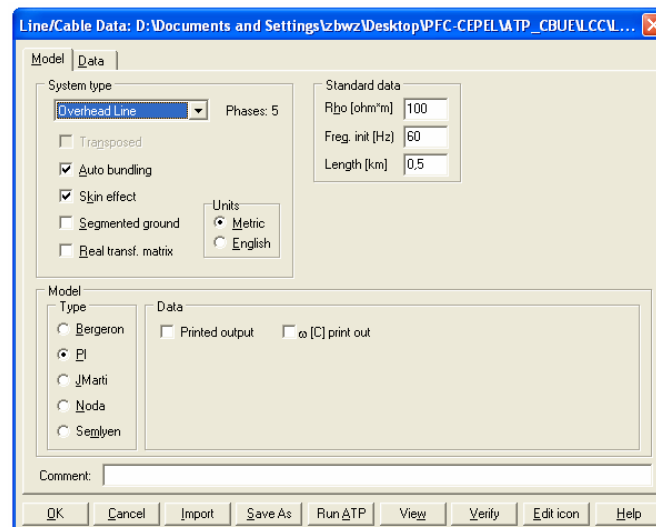


Figura 4.6: Parâmetros ajustáveis da linha de transmissão.

Line/Cable Data: D:\Documents and Settings\zbwz\Desktop\WFC-CEPEL\WTP\_CBUE\CCU...

Model	Data									
#	Ph.no.	Rin	Rout	Resis	Horiz	Vtower	Vmid	Separ	Alpha	NB
	[cm]	[cm]	[ohm/km DC]	[m]	[m]	[m]	[cm]	[deg]		
1	1	0,3705	1,4795	0,0612	-10	17	17	45,72	45	4
2	2	0,3705	1,4795	0,0612	0	17	17	45,72	45	4
3	3	0,3705	1,4795	0,0612	10	17	17	45,72	45	4
4	4	0,45	0,75	0,332	-6	22	22	0	0	0
5	5	0	0,457	4,1889	6	22	22	0	0	0

Buttons: Add row, Delete last row, Insert row copy, Move (up/down), OK, Cancel, Import, Save As, Run ΔTP, View, Verify, Edit icon, Help

Figura 4.7: Parâmetros ajustáveis dos cabos da LT.

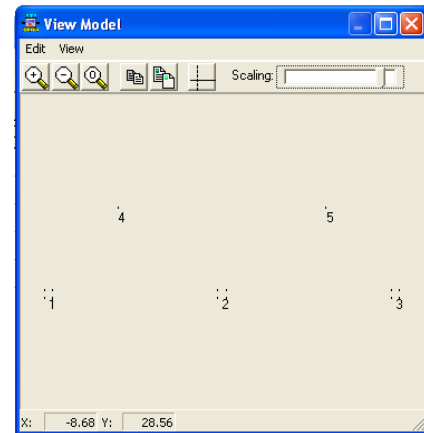


Figura 4.8: Posicionamento dos cabos

➤ Parâmetros do Resistor:

Component: Resistor.sup

DATA	VALUE	NODE	PHASE	NAME
RES	1E3	From	1	
		To	1	2

Group No: 0 Label:

Comment:

Output:   Hide  Lock  \$Vintage,1

Buttons: OK, Cancel, Help

Figura 4.9: Parâmetros ajustáveis do resistor



➤ Parâmetro da carga RLC

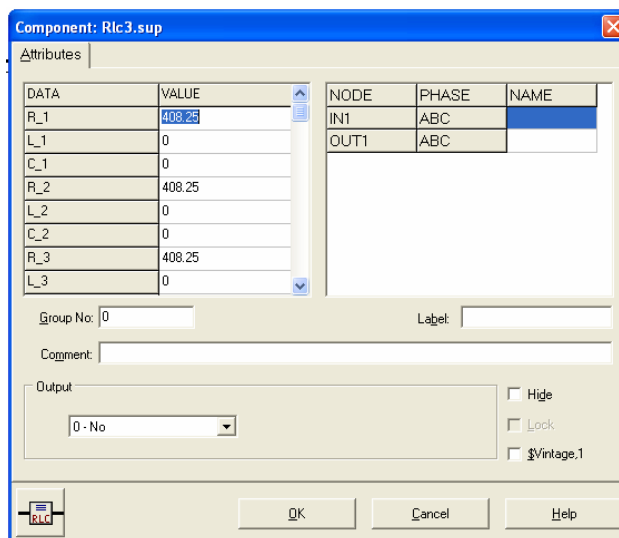


Figura 4.10: Parâmetros ajustáveis da carga RLC.

Os resultados são apresentados em forma de relatórios onde se podem extrair as correntes nas fases e as correntes induzidas nos cabos pára-raios.

A Figura abaixo mostra um modelo de linha de transmissão montado com cinco torres e quatro vãos.

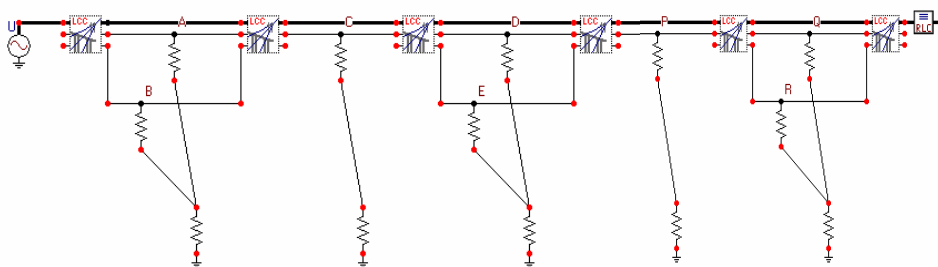


Figura 4.11: Exemplo de esquemático utilizado nas simulações.

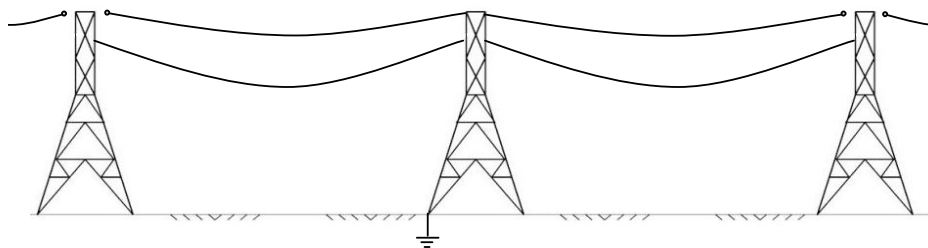
## 4.2 Modelos de Ligação dos Cabos Pára-raios Propostos

Será analisada uma linha de transmissão de 500 kV dotada de dois cabos pára-raios, um cabo do tipo EHS (Extra High Strength Steel) e um cabo OPGW (Optical Ground Wire). Diferentes sistemas de conexão, isolamento e seccionamento dos cabos OPGW e EHS serão apresentadas para que a melhor alternativa seja identificada em termos de redução das perdas devido à indução de corrente proveniente da concatenação do campo eletromagnético, formado pelas correntes que fluem nas fases, com os pára-raios.

Abaixo serão expostas nove alternativas estudadas (caso 0 até o caso 8). Os casos 0 e 1 serão apresentados com 2 simulações cada um, uma simulação com 5 torres e 4 vãos e outra simulação com 11 torres e 10 vãos, para garantir que a quantidade vãos utilizadas na simulação não influencie no resultado final de forma a mascarar as conclusões. Todos os outros casos serão apresentados em simulações com 10 ou mais vãos uma vez que ficará claro após a análise dos casos 0 e 1 que o número de vãos utilizados na simulação não influenciará no resultado final.

Cada caso é composto de um quadro com o posicionamento dos cabos das fases e dos cabos pára-raios, dados dos cabos utilizados, distancia dos vãos, impedância do pé de torre, resistência do solo, corrente na linha e nível de tensão.

Nos casos em que o cabo pára-raio EHS é seccionado (ligação “T”) evita-se a formação de laços de corrente, fazendo com que as perdas por indução nesse seja zero. A partir daí fica claro que as perdas obtidas na simulação são provenientes da corrente induzida no cabo OPGW.



**Figura 4.12: Ligação “T” dos cabos pára-raios EHS.**

Atualmente, nem o EHS é seccionado para se evitar perdas, uma vez que para a utilização de tal técnica, as empresas responsáveis pelas linhas de transmissão, teriam um ônus com a instalação e a manutenção para manter alguns elementos que acompanham essa técnica, como a utilização de centelhadores. Algumas empresas simplesmente ignoram centelhadores pré-existent e aterram os cabos pára-raios em todas as torres, gerando maiores perdas devido à formação de laços de corrente, porém ainda dentro dos limites estabelecidos pela ANEEL.

➤ Caso 0 :

Posicionamento dos cabos	Horizontal (m)	Vertical (m)
Fase A	-10	17
Fase B	0	17
Fase C	10	17
Pára-raio (OPGW)	-6	22
Pára-raio (EHS)	6	22

-Condutor 4xRail;

-1º Cabo Pára-raio: EHS 3/8”(Aterrado ao longo de toda linha);

-2º Cabo Pára-raio: OPGW 85/42(Aterrado ao longo de toda linha);

-Vão entre torres: 4 e 10 Vãos de 500 m cada;

-Impedância de pé de torre: 5 e 11 Torres com 20 Ω;

-Resistência do solo: 100 ohm\*m;

-Corrente na linha: 1000 A;

- Linha: 500 KV.

-Resultados (4 Vãos) :

CASO 0 (4 vãos)	EHS 3/8”	OPGW	Perdas(W) (P = R * I²)
	Corrente Induzida (A) Módulo (Ângulo)	Corrente Induzida (A) Módulo (Ângulo)	
Torre 1 (0 m)	26.626 (45.262)	29.393 (-136.959)	
Vão 1	26.536 (45.170)	29.287 (-136.982)	1621.117
Torre 2 (500 m)	0.118 (-102.854)	1.432 (-162.408)	
Vão 2	26.346 (44.941)	30.482 (-138.160)	1611.874
Torre 3 (1000m)	0.091 (55.552)	0.110 (-148.865)	
Vão 3	26.345 (44.884)	30.486 (-138.225)	1611.804
Torre 4 (1500m)	0.294 (63.989)	1.218 (15.092)	
Vão 4	26.533 (44.999)	29.297 (-137.182)	1620.88
Torre 5 (2000m)	26.352 (-135.185)	29.087 (42.769)	

**PERDA TOTAL:** 6465.675 W

Tabela 4.2: Valores de correntes e perdas calculadas nos pára-raios para o caso 0 (4 vãos)

-Resultados (10 Vãos):

CASO 0 (10 vãos)	EHS 3/8''	OPGW	Perdas(W) ( $P = R * I^2$ )
	Corrente Induzida (A) Módulo (Ângulo)	Corrente Induzida (A) Módulo (Ângulo)	
Torre 1 (0 m)	26.107 (45.292)	32.019 (-140.701)	
Vão 1	26.017 (45.198)	31.914 (-140.734)	1590.528
Torre 2 (500 m)	0.639 (-120.981)	4.812 (-172.157)	
Vão 2	25.306 (44.756)	36.006 (-144.759)	1560.034
Torre 3 (1000m)	0.450 (-122.429)	3.590 (-173.290)	
Vão 3	24.778 (44.425)	39.097 (-147.311)	1543.037
Torre 4 (1500m)	0.266 (-123.518)	2.406 (-173.872)	
Vão 4	24.427 (44.191)	41.163 (-148.851)	1534.293
Torre 5 (2000m)	.087 (-124.330)	1.247 (-173.397)	
Vão 5	24.252 (44.046)	42.200 (-149.600)	1530.754
Torre 6 (2500 m)	0.090 (55.698)	0.109 (-149.820)	
Vão 6	24.252 (43.985)	42.209 (-149.647)	1530.880
Torre 7 (3000m)	0.269 (55.653)	1.051 (1.784)	
Vão 7	24.426 (44.009)	41.188 (-148.995)	1534.532
Torre 8 (3500m)	0.448 (56.078)	2.211 (3.710)	
Vão 8	24.775 (44.124)	39.134 (-147.559)	1543.205
Torre 9 (4000m)	0.632 (56.893)	3.397 (5.077)	
Vão 9	25.303 (44.341)	36.048 (-145.125)	1560.217
Torre 10 (4500m)	0.822 (58.092)	4.620 (6.594)	
Vão 10	26.012 (44.675)	31.950 (-141.244)	1590.363
Torre 11 (5000m)	25.832 (-135.514)	31.742 (38.686)	

**PERDA TOTAL: 15517.848 W**

Tabela 4.3: Valores de correntes e perdas calculadas nos pára-raios para o caso 0 (10 vãos)

➤ Caso 1 :

<b>Posicionamento dos cabos</b>	Horizontal (m)	Vertical (m)
Fase A	-10	17
Fase B	0	17
Fase C	10	17
Pára-raio (OPGW)	-6	22
Pára-raio (EHS)	6	22

-Condutor 4xRail;

-1º Cabo Pára-raio: EHS 3/8”(Aterrado ao longo de toda linha);

-2º Cabo Pára-raio: OPGW 85/42(Aterrado ao longo de toda linha);

-Vão entre torres: 4 e 10 Vãos de 500 m cada;

-Impedância de pé de torre: 5 e 11 Torres com 0 Ω;

-Resistência do solo: 100 ohm\*m;

-Corrente na linha: 1000 A;

- Linha: 500 KV.

-Resultados (4 Vãos) :

CASO 1 (4 vãos)	EHS 3/8”	OPGW	Perdas(W) ( $P = R * I^2$ )
	<u>Corrente Induzida (A)</u> <u>Módulo (Ângulo)</u>	<u>Corrente Induzida (A)</u> <u>Módulo (Ângulo)</u>	
Torre 1 (0 m)	20.320(61.845)	67.144(160.890)	
Vão 1	20.221(61.803)	67.105(160.806)	1606.178
Torre 2 (500 m)	.096(59.922)	.066(-174.905)	
Vão 2	20.219(61.752)	67.127(160.745)	1606.498
Torre 3 (1000m)	.096(59.849)	.067(-172.689)	
Vão 3	20.216(61.700)	67.149(160.686)	1606.734
Torre 4 (1500m)	.095(59.777)	.067(-170.509)	
Vão 4	20.213(61.648)	67.169(160.630)	1606.925
Torre 5 (2000m)	20.015(-118.437)	67.093(-19.538)	

**PERDA TOTAL: 6426.335 W**

Tabela 4.4: Valores de correntes e perdas calculadas nos pára-raios para o caso 1 (4 vãos)

-Resultados (10 Vãos):

CASO 1 (10 vãos)	EHS 3/8"	OPGW	Perdas(W) ( $P = R * I^2$ )
	Corrente Induzida (A) Módulo (Ângulo)	Corrente Induzida (A) Módulo (Ângulo)	
Torre 1 (0 m)	20.331(61.927)	66.937(161.247)	
Vão 1	20.232(61.885)	66.898(161.163)	1602.507
Torre 2 (500 m)	.096(59.922)	.066(-174.899)	
Vão 2	20.230(61.834)	66.919(161.102)	1602.804
Torre 3 (1000m)	.096(59.849)	.067(-172.689)	
Vão 3	20.227(61.782)	66.940(161.043)	1603.016
Torre 4 (1500m)	.096(59.820)	.067(-172.711)	
Vão 4	20.224(61.731)	66.961(160.984)	1603.228
Torre 5 (2000m)	.096(59.791)	.067(-172.732)	
Vão 5	20.221(61.679)	66.983(160.925)	1603.462
Torre 6 (2500 m)	.096(59.763)	.067(-172.754)	
Vão 6	20.218(61.627)	67.004(160.867)	1603.674
Torre 7 (3000m)	.096(59.734)	.067(-172.776)	
Vão 7	20.216(61.576)	67.025(160.808)	1603.972
Torre 8 (3500m)	.096(59.705)	.067(-172.797)	
Vão 8	20.213(61.524)	67.046(160.749)	1604.184
Torre 9 (4000m)	.096(59.676)	.067(-172.819)	
Vão 9	20.210(61.472)	67.068(160.690)	1604.419
Torre 10 (4500m)	.095(59.603)	.067(-170.645)	
Vão 10	20.207(61.420)	67.088(160.634)	1604.610
Torre 11 (5000m)	20.010(-118.66)	67.011(-19.533)	

**PERDA TOTAL:** 16035.881 W

Tabela 4.5: Valores de correntes e perdas calculadas nos pára-raios para o caso 1 (10 vãos)

➤ Caso 2 :

<b>Posicionamento dos cabos</b>	Horizontal (m)	Vertical (m)
Fase A	-10	17
Fase B	0	17
Fase C	10	17
Pára-raio (OPGW)	-6	22
Pára-raio (EHS)	6	22

-Condutor 4xRail;

-1º Cabo Pára-raio: EHS 3/8”(Aterrado em “T” ao longo de toda linha);

-2º Cabo Pára-raio: OPGW 85/42(Aterrado ao longo de toda linha);

-Vão entre torres: 4 e 10 Vãos de 500 m cada;

-Impedância de pé de torre: 5 e 11 Torres com  $0 \Omega$ ;

-Resistência do solo: 100 ohm\*m;

-Corrente na linha: 1000 A;

- Linha: 500 KV.



-Resultados (10 Vãos) :

CASO 2 (10 vãos)	EHS 3/8''	OPGW	Perdas(W) ( $P = R * I^2$ )
	Corrente Induzida (A) Módulo (Ângulo)	Corrente Induzida (A) Módulo (Ângulo)	
Torre 1 (0 m)	0.1998 (70.454)	67.735 (155.491)	
Vão 1	0.0999 (70.455)	67.706 (155.405)	760.981
Torre 2 (500 m)	SEGMENTADO	0.063(156.037)	
Vão 2	0.7030E-11 (-76.505)	67.740 (155.319)	761.725
Torre 3 (1000m)	0.1998 (70.395)	0.0783 (-145.168)	
Vão 3	0.0999 (70.396)	67.751 (154.955)	761.993
Torre 4 (1500m)	SEGMENTADO	0.062 (158.397)	
Vão 4	0.2344E-10 (-57.035)	67.783 (155.207)	762.692
Torre 5 (2000m)	0.1998 (70.336)	0.078 (-145.220)	
Vão 5	0.099 (70.337)	67.794 (155.178)	762.960
Torre 6 (2500 m)	SEGMENTADO	0.062 (158.371)	
Vão 6	0.271E-11 (-134.053)	67.826 (155.095)	763.660
Torre 7 (3000m)	0.1998 (70.277)	0.078 (-145.274)	
Vão 7	0.0999 (70.279)	67.837 (155.066)	763.929
Torre 8 (3500m)	SEGMENTADO	0.062 (158.345)	
Vão 8	0.1488E-10 (-21.798)	67.870 (154.983)	764.651
Torre 9 (4000m)	0.1998 (70.218)	0.078 (-145.327)	
Vão 9	0.0999 (70.219)	67.881 (154.954)	764.920
Torre 10 (4500m)	SEGMENTADO	0.061 (160.7940)	
Vão 10	0.5218E-11 (-18.594)	67.913 (154.873)	765.621
Torre 11 (5000m)	0.1998 (70.159)	67.856 (-25.298)	

**PERDA TOTAL: 7633.139 W**

Tabela 4.6: Valores de correntes e perdas calculadas nos pára-raios para o caso 2 (10 vãos)

➤ Caso 3 :

<b>Posicionamento dos cabos</b>	Horizontal (m)	Vertical (m)
Fase A	-10	17
Fase B	0	17
Fase C	10	17
Pára-raio (OPGW)	-6	22
Pára-raio (EHS)	6	22

-Condutor 4xRail;

-1º Cabo Pára-raio: EHS 3/8” (Aterrado em “T” ao longo de toda linha);

-2º Cabo Pára-raio: OPGW 85/42 (Aterrado ao longo de toda linha);

-Vão entre torres: 4 e 10 Vãos de 500 m cada;

-Impedância de pé de torre: 5 e 11 Torres com 20  $\Omega$ ;

-Resistência do solo: 100 ohm\*m;

-Corrente na linha: 1000 A;

- Linha: 500 KV.

-Resultados (10 Vãos):

CASO 3 (10 vãos)	EHS 3/8''	OPGW	Perdas(W) ( $P = R * I^2$ )
	Corrente Induzida (A) Módulo (Ângulo)	Corrente Induzida (A) Módulo (Ângulo)	
Torre 1 (0 m)	0.2000 (70.528)	7.409 (-149.969)	
Vão 1	0.100 (70.528)	7.309 (-150.243)	8.888
Torre 2 (500 m)	SEGMENTADO	5.726 (-152.949)	
Vão 2	0.1339E-10 (23.839)	12.933 (-151.598)	27.765
Torre 3 (1000m)	0.200 (70.443)	4.398 (-152.728)	
Vão 3	0.100 (70.444)	17.232 (-152.012)	49.313
Torre 4 (1500m)	SEGMENTADO	2.825 (-155.884)	
Vão 4	0.2083E-10 (-36.719)	19.953 (-152.670)	66.088
Torre 5 (2000m)	0.1999 (70.363)	1.5649 (-151.878)	
Vão 5	0.0999 (70.364)	21.420 (-152.718)	76.184
Torre 6 (2500 m)	SEGMENTADO	0.048 (156.267)	
Vão 6	0.696E-11 (-156.305)	21.353 (-152.927)	75.687
Torre 7 (3000m)	0.199 (70.285)	1.223 (19.116)	
Vão 7	0.099 (70.285)	20.043 (-152.557)	66.706
Torre 8 (3500m)	SEGMENTADO	2.7633 (25.500)	
Vão 8	0.983E-11(-37.9118)	17.183 (-152.376)	49.012
Torre 9 (4000m)	0.997 (70.205)	4.055 (24.324)	
Vão 9	0.099(70.205)	13.037 (-151.522)	28.234
Torre 10 (4500m)	SEGMENTADO	5.675 (27.579)	
Vão 10	0.647E-11(-77.086)	7.263 (-151.118)	8.756
Torre 11 (5000m)	0.199 (70.120)	7.065 (28.283)	

**PERDA TOTAL: 456.638 W**

Tabela 4.7: Valores de correntes e perdas calculadas nos pára-raios para o caso 3 (10 vãos)

➤ Caso 4 :

<b>Posicionamento dos cabos</b>	Horizontal (m)	Vertical (m)
Fase A	-10	17
Fase B	0	17
Fase C	10	17
Pára-raio (OPGW)	-6	22
Pára-raio (EHS)	6	22

-Condutor 4xRail;

-1° Cabo Pára-raio: EHS 3/8”( Aterrado em “T” com duas ligações diretas ao OPGW no vão segmentado);

-2° Cabo Pára-raio: OPGW 85/42 (Aterrado em toda linha com uma impedância de  $20\Omega$  na ligação do cabo com a torre);

-Vão entre torres: 4 e 10 Vãos de 500 m cada;

-Impedância de pé de torre: 5 e 11 Torres com  $20\Omega$ ;

-Resistência do solo:  $100\text{ ohm}\cdot\text{m}$ ;

-Corrente na linha: 1000 A;

- Linha: 500 KV.

-Resultados (10 Vãos):

CASO 4 (10 vãos)	EHS 3/8"	OPGW	Perdas(W) ( $P = R * I^2$ )
	Corrente Induzida (A) Módulo (Ângulo)	Corrente Induzida (A) Módulo (Ângulo)	
Torre 1 (0 m)	3.5089 (139.029)	3.1307 (-127.146)	
Vão 1	3.473 (140.564)	3.025 (-127.022)	26.848
Torre 2 (500 m)	SEGMENTADO	2.725 (-162.036)	
Vão 2	27.334 (43.319)	33.450 (-143.670)	1754.747
Torre 3 (1000m)	3.685 (-163.831)	0.1983 (-154.801)	
Vão 3	24.021 (47.226)	33.541 (-143.776)	1398.467
Torre 4 (1500m)	SEGMENTADO	1.355 (-164.094)	
Vão 4	25.720 (44.008)	36.728 (-146.178)	1613.113
Torre 5 (2000m)	1.2435 (-166.147)	0.0695 (-154.918)	
Vão 5	24.562 (45.362)	36.695 (-146.238)	1490.435
Torre 6 (2500 m)	SEGMENTADO	0.0301 (161.734)	
Vão 6	24.666 (45.217)	36.806 (-146.290)	1502.541
Torre 7 (3000m)	1.1667 (17.430)	0.0574 (21.585)	
Vão 7	25.614 (43.905)	36.648 (-146.315)	1600.712
Torre 8 (3500m)	SEGMENTADO	1.307 (17.277)	
Vão 8	24.118 (46.827)	33.676 (-144.036)	1409.779
Torre 9 (4000m)	3.615 (17.224)	0.186 (23.977)	
Vão 9	27.231 (42.983)	33.391 (-144.011)	1742.290
Torre 10 (4500m)	SEGMENTADO	2.682 (18.503)	
Vão 10	3.450 (136.010)	3.313 (-127.913)	26.817
Torre 11 (5000m)	3.373 (-40.892)	3.1019 (52.279)	

**PERDA TOTAL: 12565.754 W**

Tabela 4.8: Valores de correntes e perdas calculadas nos pára-raios para o caso 4 (10 vãos)

➤ Caso 5 :

<b>Posicionamento dos cabos</b>	Horizontal (m)	Vertical (m)
Fase A	-10	17
Fase B	0	17
Fase C	10	17
Pára-raio (OPGW)	-6	22
Pára-raio (EHS)	6	22

-Condutor 4xRail;

-1° Cabo Pára-raio: EHS 3/8” (Aterrado em “T” com uma ligação direta a esquerda da torre ao OPGW no vão segmentado);

-2° Cabo Pára-raio: OPGW 85/42(Aterrado em toda linha com uma impedância de  $20\Omega$  na ligação do cabo com a torre);

-Vão entre torres: 4 e 10 Vãos de 500 m cada;

-Impedância de pé de torre: 5 e 11 Torres com  $20\Omega$ ;

-Resistência do solo:  $100\text{ ohm}\cdot\text{m}$ ;

-Corrente na linha: 1000 A;

- Linha: 500 KV.

-Resultados (10 Vãos):

CASO 5 (10 vãos)	EHS 3/8''	OPGW	Perdas(W) ( $P = R * I^2$ )
	Corrente Induzida (A) Módulo (Ângulo)	Corrente Induzida (A) Módulo (Ângulo)	
Torre 1 (0 m)	3.149 (176.822)	3.328 (-125.082)	
Vão 1	3.179 (178.553)	3.222(-124.897)	22.945
Torre 2 (500 m)	SEGMENTADO	3.564 (-143.161)	
Vão 2	0.530E-11 (-123.096)	9.146 (-148.978)	13.885
Torre 3 (1000m)	1.7481 (125.588)	2.959 (-125.383)	
Vão 3	1.693 (128.367)	11.814 (-143.385)	29.187
Torre 4 (1500m)	SEGMENTADO	2.046 (-140.539)	
Vão 4	0.169E-10 (-13.243)	13.976 (-149.787)	32.424
Torre 5 (2000m)	2.765 (65.902)	2.656 (-124.576)	
Vão 5	2.665 (65.735)	16.315 (-145.933)	59.100
Torre 6 (2500 m)	SEGMENTADO	0.6422 (-117.604)	
Vão 6	0.132E-10 (6.337)	14.6289 (-150.102)	35.524
Torre 7 (3000m)	4.909 (47.995)	2.408 (-122.723)	
Vão 7	4.817 (47.545)	16.702 (-146.420)	95.034
Torre 8 (3500m)	SEGMENTADO	0.995 (9.060)	
Vão 8	0.705E-11 (-60.158)	11.123 (-150.123)	20.537
Torre 9 (4000m)	7.3616 (42.345)	2.2089 (-119.935)	
Vão 9	7.273 (41.977)	12.977 (-145.368)	139.037
Torre 10 (4500m)	SEGMENTADO	2.456 (23.462)	
Vão 10	0.612E-11 (-66.027)	3.358 (-152.602)	1.871
Torre 11 (5000m)	0.1998 (70.167)	3.163 (25.969)	

**PERDA TOTAL:** 449.550 W

Tabela 4.9: Valores de correntes e perdas calculadas nos pára-raios para o caso 5 (10 vãos)

➤ Caso 6 :

<b>Posicionamento dos cabos</b>	Horizontal (m)	Vertical (m)
Fase A	-10	17
Fase B	0	17
Fase C	10	17
Pára-raio (OPGW)	-6	22
Pára-raio (EHS)	6	22

-Condutor 4xRail;

-1° Cabo Pára-raio: EHS 3/8”( Aterrado em “T” com uma ligação direta. a esquerda da torre ao OPGW no primeiro vão segmentado e a direita da torre no próximo vão segmentado. Repete-se esse procedimento ao longo da linha.);

-2° Cabo Pára-raio: OPGW 85/42(Aterrado em toda linha com uma impedância de  $20\Omega$  na ligação do cabo com a torre);

-Vão entre torres: 12 Vãos de 500 m cada;

-Impedância de pé de torre: 13 Torres com  $20\Omega$ ;

-Resistência do solo:  $100\text{ ohm}\cdot\text{m}$ ;

-Corrente na linha: 1000 A;

- Linha: 500 KV.



-Resultados (12 Vãos):

CASO 6 (12 vãos)	EHS 3/8''	OPGW	Perdas (W) ( $P = R * I^2$ )
	Corrente Induzida (A) Módulo (Ângulo)	Corrente Induzida (A) Módulo (Ângulo)	
Torre 1 (0 m)	3.8208 (161.011)	3.2803 (-126.9782)	
Vão 1	3.8230 (162.510)	3.1746 (-126.854)	32.365
Torre 2 (500 m)	SEGMENTADO	3.4932 (-154.556)	
Vão 2	0.1082E-10 (-26.465)	9.1433 (-161.467)	13.877
Torre 3 (1000m)	0.199 (70.424)	2.832 (-155.814)	
Vão 3	0.0999 (70.425)	11.8729 (-160.382)	23.421
Torre 4 (1500m)	SEGMENTADO	2.0560 (-161.1301)	
Vão 4	26.106 (42.928)	39.1768 (-145.213)	1685.979
Torre 5 (2000m)	2.506 (-159.933)	0.1364 (-150.517)	
Vão 5	23.725 (45.169)	39.210 (-145.270)	1437.251
Torre 6 (2500 m)	SEGMENTADO	0.7285 (-152.119)	
Vão 6	0.5002E-11 (-109.219)	17.1417 (-159.986)	48.777
Torre 7 (3000m)	0.1999 (70.298)	0.1233 (-126.599)	
Vão 7	0.0999 (70.298)	17.1523 (-159.932)	48.858
Torre 8 (3500m)	SEGMENTADO	0.6543 (30.327)	
Vão 8	23.8619 (44.908)	39.325 (-145.417)	1452.431
Torre 9 (4000m)	2.3811 (21.121)	0.1211 (27.385)	
Vão 9	25.9699 (42.694)	39.1027 (-145.434)	1670.132
Torre 10 (4500m)	SEGMENTADO	1.9799 (19.185)	
Vão 10	0.1055E-10 (-169.0736)	11.879 (-160.640)	23.424
Torre 11 (5000m)	0.1998 (70.171)	2.6251 (21.323)	
Vão 11	0.0999 (70.172)	9.1649 (-161.532)	13.964
Torre 12 (5500m)	SEGMENTADO	3.4256 (25.583)	
Vão 12	3.6836 (157.883)	3.4576 (-127.843)	30.479
Torre 13 (6000m)	3.681 (-19.008)	3.246 (52.347)	

**PERDA TOTAL: 480.961 W**

Tabela 4.10: Valores de correntes e perdas calculadas nos pára-raios para o caso 6 (12 vãos)

➤ Caso 7 :

<b>Posicionamento dos cabos</b>	Horizontal (m)	Vertical (m)
Fase A	-10	17
Fase B	0	17
Fase C	10	17
Pára-raio (OPGW)	-6	22
Pára-raio (EHS)	6	22

-Condutor 4xRail;

-1º Cabo Pára-raio: EHS 3/8”( Aterrado em “T” ao longo da linha);

-2º Cabo Pára-raio: OPGW 85/42(Aterrado em toda linha com uma impedância de  $50\Omega$  na ligação do cabo com as torres 1,2,3,4,5,7,8,9,10 e 11, e com impedância de  $0\Omega$  na ligação do cabo com a torre 6.);

-Vão entre torres: 10 Vãos de 500 m cada;

-Impedância de pé de torre: 11 Torres com  $20\Omega$ ;

-Resistência do solo:  $100\text{ ohm}\cdot\text{m}$ ;

-Corrente na linha: 1000 A;

- Linha: 500 KV.

-Resultados (10 Vãos):

CASO 7 (10 vãos)	EHS 3/8"	OPGW	Perdas(W) ( $P = R * I^2$ )
	Corrente Induzida (A) Módulo (Ângulo)	Corrente Induzida (A) Módulo (Ângulo)	
Torre 1 (0 m)	0.1999 (70.473)	2.3946 (-141.577)	
Vão 1	0.0999 (70.473)	2.290 (-142.076)	0.891
Torre 2 (500 m)	SEGMENTADO	1.8840 (-142.848)	
Vão 2	0.1045E-10 (-68.521)	4.0709 (-142.727)	2.750
Torre 3 (1000m)	0.1999 (70.414)	1.4744 (-142.011)	
Vão 3	0.0999 (70.414)	5.441 (-142.765)	4.935
Torre 4 (1500m)	SEGMENTADO	0.97283 (-143.476)	
Vão 4	0.1380E-10 (-153.599)	6.3110 (-143.076)	6.611
Torre 5 (2000m)	0.1998 (70.355)	0.5697 (-140.246)	
Vão 5	0.0999 (70.356)	6.7765 (-143.029)	7.643
Torre 6 (2500 m)	SEGMENTADO	0.2490 (-140.406)	
Vão 6	0.1353E-10 (-76.3937)	6.9219 (-143.122)	7.953
Torre 7 (3000m)	0.1998 (70.296)	0.3340 (29.537)	
Vão 7	0.0999 (70.297)	6.4872 (-142.946)	7.006
Torre 8 (3500m)	SEGMENTADO	0.8306 (35.33)	
Vão 8	0.9086E-11 (-1.6129)	5.5532 (-142.980)	5.119
Torre 9 (4000m)	0.1998 (70.238)	1.238 (34.652)	
Vão 9	0.0999 (70.238)	4.2127 (-142.590)	2.966
Torre 10 (4500m)	SEGMENTADO	1.7432 (36.597)	
Vão 10	0.1071E-10(-47.376)	2.366 (-142.520)	0.929
Torre 11 (5000m)	0.1998 (70.179)	2.1591 (36.331)	

**PERDA TOTAL: 46.808 W**

Tabela 4.11: Valores de correntes e perdas calculadas nos pára-raios para o caso 7 (10 vãos)

➤ Caso 8 :

<b>Posicionamento dos cabos</b>	Horizontal (m)	Vertical (m)
Fase A	-10	17
Fase B	0	17
Fase C	10	17
Pára-raio (OPGW)	-6	22
Pára-raio (EHS)	6	22

-Condutor 4xRail;

-1º Cabo Pára-raio: EHS 3/8” (Aterrado em toda linha )

-2º Cabo Pára-raio: OPGW 85/42 (Aterrado em toda linha com uma impedância de  $50\Omega$  na ligação do cabo com as torres 1.2.3.4.5.7.8.9.10 e 11. e com impedância de  $0\Omega$  na ligação do cabo com a torre 6. );

-Vão entre torres: 10 Vãos de 500 m cada;

-Impedância de pé de torre: 11 Torres com  $20\Omega$ ;

-Resistência do solo:  $100\text{ ohm}\cdot\text{m}$ ;

-Corrente na linha: 1000 A;

- Linha: 500 KV.

-Resultados (10 Vãos):

CASO 8 (10 vãos)	EHS 3/8''	OPGW	Perdas(W) ( $P = R * I^2$ )
	<u>Corrente Induzida (A)</u> <u>Módulo (Ângulo)</u>	<u>Corrente Induzida (A)</u> <u>Módulo (Ângulo)</u>	
Torre 1 (0 m)	5.989(65.535)	3.873(-130.198)	
Vão 1	5.889(65.452)	3.767(-130.184)	75.184
Torre 2 (500 m)	3.987(64.005)	2.879(-132.327)	
Vão 2	9.776(64.812)	6.539(-131.119)	207.795
Torre 3 (1000m)	2.567(62.846)	2.047(-133.970)	
Vão 3	12.243(64.354)	8.479(-131.812)	326.705
Torre 4 (1500m)	1.517(62.368)	1.318(-135.122)	
Vão 4	13.661(64.089)	9.689(-132.274)	407.491
Torre 5 (2000m)	.678(63.852)	.647(-135.788)	
Vão 5	14.239(64.034)	10.229(-132.513)	443.142
Torre 6 (2500 m)	.844(44.603)	.932(-137.153)	
Vão 6	14.940(62.914)	11.053(-132.921)	489.007
Torre 7 (3000m)	.717(-123.316)	.612(43.388)	
Vão 7	14.128(63.178)	10.336(-132.725)	436.895
Torre 8 (3500m)	1.477(-120.636)	1.260(44.140)	
Vão 8	12.555(63.570)	8.972(-132.308)	344.381
Torre 9 (4000m)	2.474(-118.869)	1.973(45.358)	
Vão 9	9.983(64.107)	6.894(-131.665)	217.176
Torre 10 (4500m)	3.856(-117.156)	2.795(47.048)	
Vão 10	6.029(64.814)	3.994(-130.790)	78.980
Torre 11 (5000m)	5.830(-115.371)	3.782(49.205)	

**PERDA TOTAL: 3026.759 W**

Tabela 4.12: Valores de correntes e perdas calculadas nos pára-raios para o caso 8 (10 vãos)

## Síntese dos Modelos dos 8 Casos

- Caso 0:** -EHS 3/8”(Aterrado ao longo de toda linha);  
-OPGW 85/42(Aterrado ao longo de toda linha);  
-Impedância de pé de torre: 20  $\Omega$ ;
- Caso 1:** -EHS 3/8”(Aterrado ao longo de toda linha);  
-OPGW 85/42(Aterrado ao longo de toda linha);  
-Impedância de pé de torre: 0  $\Omega$ ;
- Caso 2:** -EHS 3/8”( Aterrado em “T” ao longo de toda linha);  
-OPGW 85/42(Aterrado ao longo de toda linha);  
-Impedância de pé de torre: 0  $\Omega$ ;
- Caso 3:** -EHS 3/8”( Aterrado em “T” ao longo de toda linha);  
-OPGW 85/42(Aterrado ao longo de toda linha)  
-Impedância de pé de torre: 20  $\Omega$ ;
- Caso 4:** -EHS 3/8”( Aterrado em “T” com duas ligações diretas ao OPGW no vão segmentado);  
-OPGW 85/42(Aterrado em toda linha com uma impedância de 20 $\Omega$  na ligação do cabo com a torre);  
-Impedância de pé de torre: 20  $\Omega$ ;
- Caso 5:** -EHS 3/8 Aterrado em “T” com uma ligação direta a esquerda da torre ao OPGW no vão segmentado);  
-OPGW 85/42(Aterrado em toda linha com uma impedância de 20 $\Omega$  na ligação do cabo com a torre);  
-Impedância de pé de torre: 20  $\Omega$ ;
- Caso 6:** -EHS 3/8”( Aterrado em “T” com uma ligação direta. a esquerda da torre ao OPGW no primeiro vão segmentado e a direita da torre no próximo vão segmentado. Repete-se esse procedimento ao longo da linha.);  
-OPGW 85/42(Aterrado em toda linha com uma impedância de 20 $\Omega$  na ligação do cabo com a torre);  
-Impedância de pé de torre: 20  $\Omega$ ;
- Caso 7:** -EHS 3/8” (Aterrado em “T” ao longo da linha);  
-OPGW 85/42(Aterrado em toda linha com uma impedância de 50 $\Omega$  na ligação do cabo com as torres 1, 2, 3, 4, 5, 7, 8, 9, 10 e 11, e com impedância de 0 $\Omega$  na ligação do cabo com a torre 6. );  
-Impedância de pé de torre: 20  $\Omega$ .
- Caso 8:** -EHS 3/8”( Aterrado em toda linha );  
-OPGW 85/42(Aterrado em toda linha com uma impedância de 50 $\Omega$  na ligação do cabo com as torres 1, 2, 3, 4, 5, 7, 8, 9, 10 e 11, e com impedância de 0 $\Omega$  na ligação do cabo com a torre 6. );  
-Impedância de pé de torre: 20  $\Omega$ .

### **Síntese dos Resultados dos 8 Casos (10 Vãos)**

CASO	PERDAS
0	15517.848 W
1	16035.881 W
2	7633.139 W
3	456.638 W
4	12565.754 W
5	449.550 W
6	480.961 W
7	46.808 W
8	3026.759 W

**Tabela 4.13: Síntese dos resultados dos 8 casos apresentados**

Na Tabela 4.13, acima, apresenta-se uma comparação das perdas dos diferentes sistemas de conexão e isolamento dos pára-raios OPGW e EHS apresentados, sempre considerando o cabo convencional, EHS, seccionado e aterrado em “T”. Verifica-se que o caso de melhor desempenho, considerando a redução de perdas, consiste em isolar o OPGW da estrutura e aterrará-lo em torres determinadas, sendo o número de vãos nos quais se isola o OPGW determinado pelo estudo de elevação de tensão devido ao efeito capacitivo da linha, como no caso do cabo pára-raios convencional. Na Figura 4.13 apresenta-se um esquema ilustrativo desta técnica de conexão dos cabos OPGW que se revelou ótima para redução de perdas.

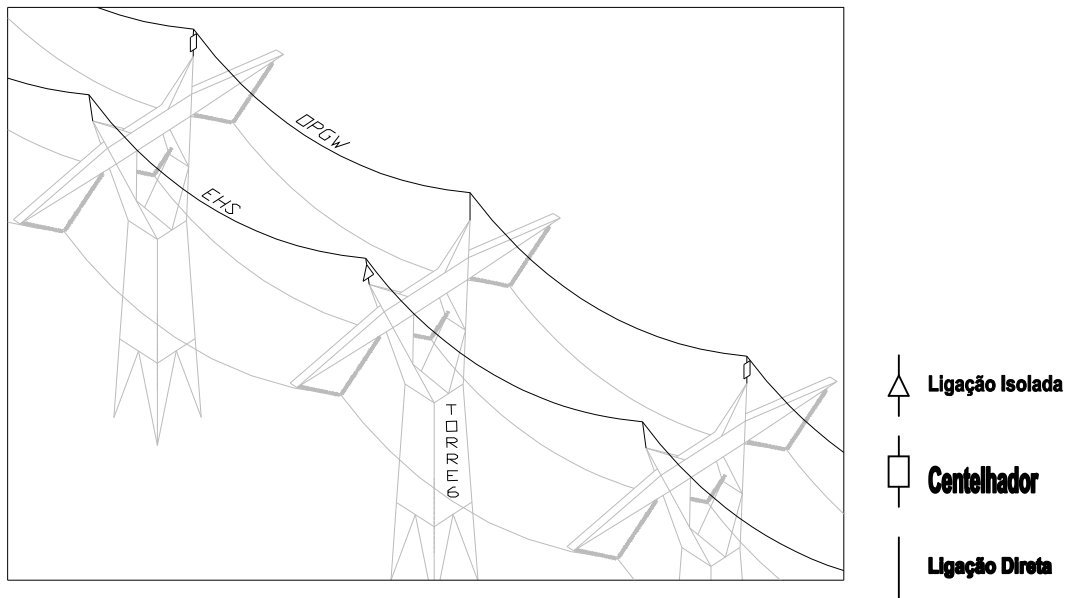


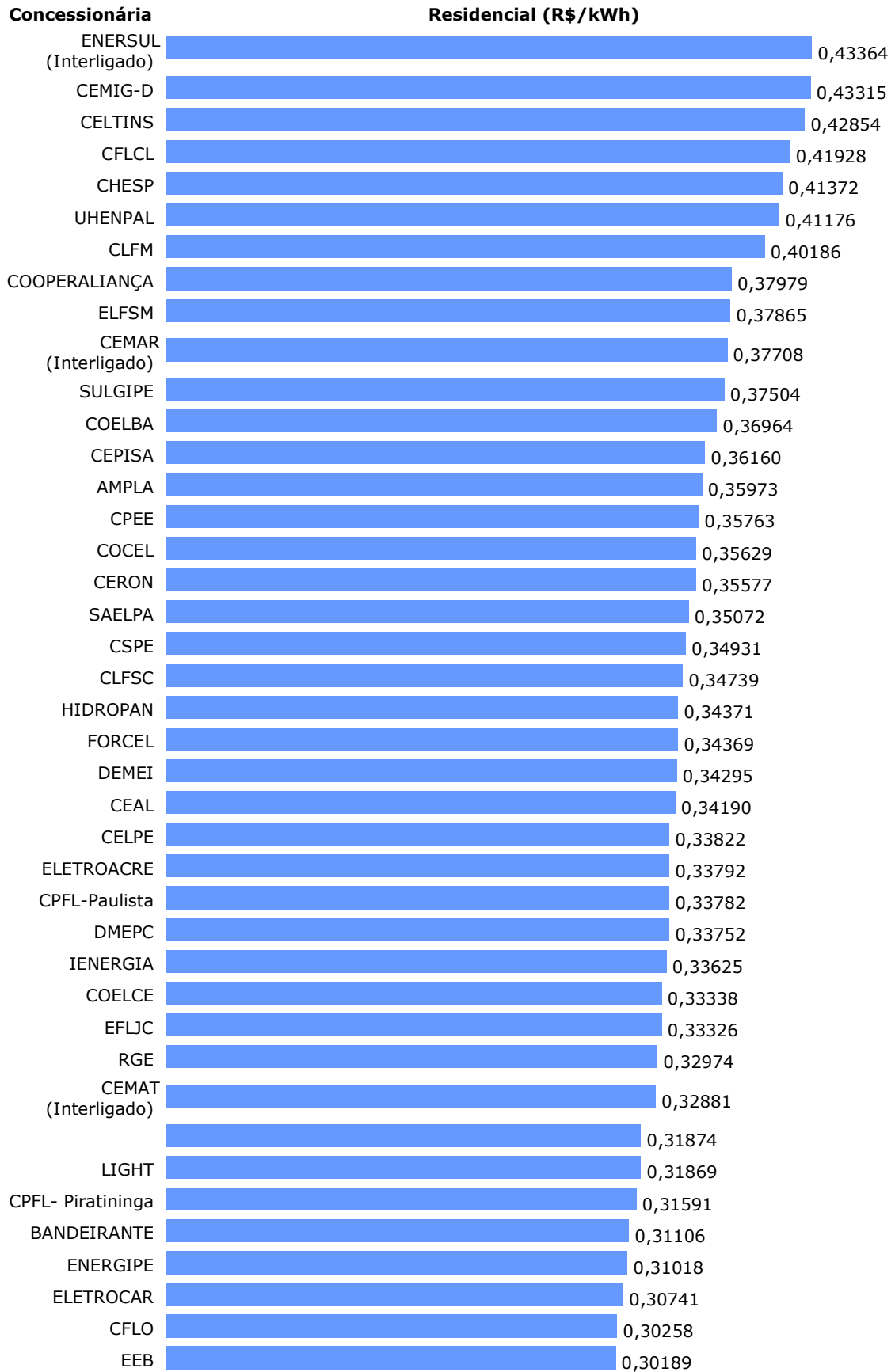
Figura 4.13: Esquemático da técnica que se revelou ótima para redução das perdas.

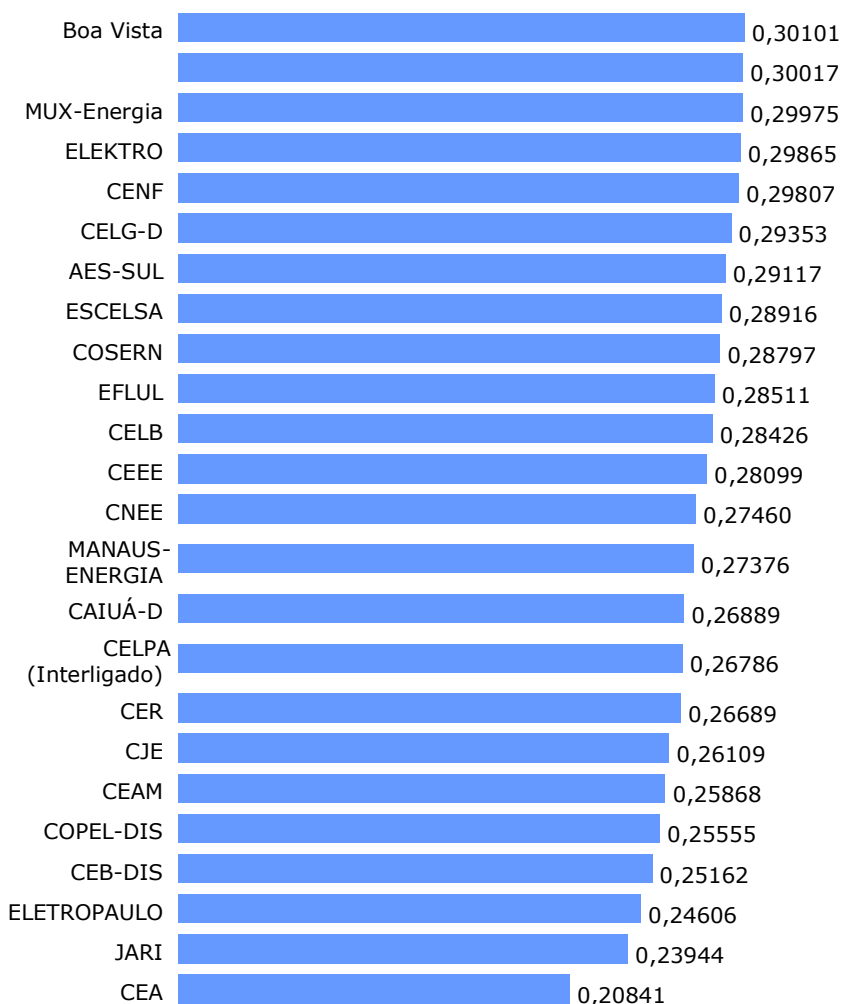
### 4.3 Análise de custos

Uma análise de custos simples será feita baseada nos valores da tabela de preços do kWh, praticados pelas concessionárias de vários estados, aplicada aos consumidores residenciais.

Os valores da tabela a seguir, se referem às tarifas homologadas pela ANEEL, expressas na unidade R\$/kWh (reais por quilowatt-hora) e não contemplam tributos e outros elementos que fazem parte de uma conta de luz comum, tais como: ICMS, Taxa de Iluminação Pública e Encargo de Capacidade Emergencial.







**Tabela 4.14: Tabela de preços do kWh (residencial) praticados pelas concessionárias de alguns estados.**

Serão comparados os valores (em Reais) das perdas que ocorrem nos cabos pára-raios em dois casos:

- **Caso 1** que caracteriza a prática mais usual pelas empresas transmissoras de energia;
- **Caso 7** que é considerado o caso solução desse estudo.

A análise será feita para o trecho de linha utilizado como base para esse trabalho. Com isso, serão utilizados os valores das perdas previamente encontrados para o caso 1 e 7 que são 16035,881 W e 46,808 W respectivamente. A partir desses valores, basta multiplica-los por

8.760, que são o número de horas ao longo de um ano, para encontrar as perdas na unidade kWh por ano. Serão analisados horizontes de cinco, dez e quinze anos. A tabela abaixo explicita os valores encontrados:

Perdas em kWh ao longo do tempo	<b>Caso 1</b>	<b>Caso 7</b>
<b>5 anos</b>	702.376,8 kWh	2.050,2 kWh
<b>10 anos</b>	1.404.753,6 kWh	4.100,4 kWh
<b>15 anos</b>	2.107.130,4 kWh	6.150,6 kWh

**Tabela 4.15: Valores em kWh das perdas ao longo de cinco, dez e quinze anos para os casos 1 e 7.**

A partir dos valores encontrados das perdas ao longo dos anos, podem-se encontrar as cifras em Reais dessas perdas. Para isso, basta multiplicar o valor do custo do kWh da tabela 4.14 pelos valores da tabela 4.15. Nessa análise, foram utilizados os preços mais caro e mais barato do kWh, e uma média foi tirada dos resultados. Os números explicitados na tabela 4.16 são referentes aos valores totais gastos nos intervalos de tempo propostos (cinco, dez e quinze anos) transportados, através de uma planilha de cálculo financeiro, para valores presentes aplicando uma taxa de juros de 20%.

R\$ Perdido	<b>Caso 1</b> R\$0,43364/kWh	<b>Caso 1</b> R\$0,20841/kWh	<b>Caso 1</b> Média	<b>Caso7</b> R\$0,43364/kWh	<b>Caso 7</b> R\$0,20841/kWh	<b>Caso 7</b> Média
<b>5 anos</b>	R\$ 218.610	R\$ 105.065	R\$ 161.837	R\$ 638	R\$ 306	R\$ 472
<b>10 anos</b>	R\$ 306.465	R\$ 147.288	R\$ 226.876	R\$ 894	R\$ 429	R\$ 661
<b>15 anos</b>	R\$ 341.771	R\$ 164.257	R\$ 253.014	R\$ 997	R\$ 479	R\$ 747

**Tabela 4.16: Valores em Reais (presente) para os casos 1 e 7.**

Uma análise da tabela 4.16 mostra que uma economia de quase R\$ 220.000,00 pode ser feita ao longo de 5 anos com a utilização da técnica sugerida neste trabalho. Vale lembrar

que essa quantia é referente a apenas uma linha de 5 km de comprimento. Para o sistema como um todo, o impacto seria bem maior.

Levando em consideração os valores acima, pode ser feito um levantamento comparativo com o custo de se implantar a técnica sugerida nesse trabalho e o ganho financeiro de aplicá-la. Os horizontes sugeridos são propositais para se ter noção se, dependendo do custo de implantação, o retorno seria a curto, médio ou longo prazo.

A análise supracitada de minimização de custos é teórica, uma vez que os fatos decorrentes da redução das perdas na transmissão que tangem o custo do consumidor final são supostos. Porém é uma medida que por mais ineficaz, ou seja, o impacto para o consumidor final seja nulo, é um primeiro passo para a otimização do sistema elétrico em termo de perdas que no longo prazo pode significar o retardo, ou até mesmo, a anulação da necessidade de construção de usinas geradoras.

# Capítulo V

## Conclusões

Pode-se verificar que, após a análise feita por este trabalho, o problema de perdas no Sistema Interligado Nacional é estrutural uma vez que o Ministério de Minas e Energia não dá incentivos para que essas perdas sejam mitigadas. As empresas que operam o as linhas de transmissão, antes de qualquer coisa, estão dirigindo um negócio cujo objetivo é maximização dos lucros, logo, essas vão procurar atender aos requisitos mínimos exigidos pelo MME e nada mais. Por tanto, cabe ao Ministério aditar informações nos requisitos pré-existentes para que o setor caminhe para uma otimização do sistema, com o estreitamento da faixa de perdas admissíveis nas linhas de transmissão.

Em relação à análise técnica, neste trabalho foram verificados diversos aspectos que merecem consideração nas fases de projeto, construção e operação de Linhas de Transmissão:

- As perdas nos pára-raios OPGW sem a adoção de um procedimento ou técnica específica podem atingir valores elevados.
- Foi apresentada uma metodologia de estudo que permite otimizar o desempenho dos pára-raios ao manter a proteção elevada contra descargas atmosféricas e buscar a minimização das perdas. Esta metodologia pode ser utilizada na fase de projeto da LT.
- Mostrou-se que a adoção de cabos pára-raios com flechas diferenciadas requer um estudo adicional em função da modificação da proteção oferecida e também da variação nas perdas da LT. É recomendável no estudo do desempenho da LT considerar o efeito do vento pela modificação das posições relativas entre cabos de fase e pára-raios.

- Foram analisados diferentes procedimentos de conexão direta, conexão através de uma impedância e isolamento dos cabos OPGW visando a redução de perdas. Foi identificado um sistema que reduz consideravelmente as perdas de potência nos pára-raios OPGW, o qual consiste em isolar o OPGW da torre ao longo de uma seqüência de estruturas e aterrará-lo de tempos em tempos, para evitar a elevação indesejada da tensão induzida.

Futuramente essa proposta pode até mesmo acarretar numa economia direta para os consumidores finais. Essa idéia se apóia em dados do MME que subdivide as perdas em três grupos: Transmissão, Distribuição e Social (perdas geradas pelo uso inadvertido de energia pela população). As perdas totais do sistema estão em torno de 17%, mas existe uma meta traçada pelo ministério de se chegar próximo de 10 a 12%. Com essa redução, viriam impactos econômicos positivos como a postergação de construção de novas usinas geradoras, reduziria a possibilidade de térmicas entrarem em operação, entre outras.

Para tal estudo surtir efeitos, deve ser implementado nos modelos de leilões de linhas alguns requisitos técnicos citando a minimização dessas perdas como seccionamento dos cabos pára-raios (perda nula) e estudo de posicionamento otimizado dos pára-raios, ou adoção de soluções construtivas que garantam perda baixa (limite de 1% a 2%).

Restrições já existem, porém elas se mostram muito brandas no sentido de que não estão levando as empresas responsáveis pelas linhas existentes e linhas que estão por vir a otimizar seus projetos para reduzir as perdas. Outro aspecto que direciona no sentido oposto da otimização das perdas, é o fato de que as empresas são remuneradas pela capacidade instalada de transmissão, independentemente da eficiência de seu projeto. Esse é um dos principais aspectos que devem ser re-estudados e analisados com mais cautela pelas autoridades competentes.

## Bibliografia

[1] – Domingues L. A. M. C., Farizele R., Arruda C. K. – “Estudo da Perda Joule nos Pára-Raios das Linhas de Transmissão Considerando o seu Desempenho Frente às Descargas Atmosféricas”, CEPEL - Relatório Técnico, 2003.

[2] Domingues, L.A. M. C. et alii – “Estudo da perda Joule nos Pára-Raios de Linhas de Transmissão considerando o seu desempenho frente a descargas atmosféricas”, CEPEL, 2004.

[3] Domingues, L.A.M.C. et alii – “Modelo Eletrogeométrico Aplicado na Proteção Contra Descargas Atmosféricas em Linhas de Transmissão Considerando o Efeito do Vento”, CEPEL, 2005.

[4] Domingues, L.A. M. C. et alii – “Utilização de Impedâncias na fixação dos Cabos Pára-Raios nas Torres de Linhas de Transmissão para redução da perda por efeito Joule”, CEPEL, 2005.

[5] GRIGSBY, L. L., The Electric Power Engineering – Handbook. 1 ed. Alabama, Auburn University, CRC Press, 2000.

[6] EPRI - Transmission Line Reference Book – 345 kV and Above”, Second Edition, 1982.

[7] Site da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

<http://www.aneel.gov.br>

[8] Site da CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

<http://www.ccee.org.br>

[9] Site do MME – Ministério de Minas e Energia

<http://www.mme.gov.br>

[10] Convenio de Coperação Técnica (ELETRONORTE – Governo do Estado do Pará) –

Agosto de 2007: <http://fotoparaense80-90.pa.gov.br/imagestv/apresentacao.pdf>

[11] Ministério de Minas e Energia – Secretaria de Energia Elétrica – “Estudo e

Monitoramento de Perdas no Sistema de Transmissão”, 2006

[12] Ministério de Minas e Energia – CEPEL – “Estudo e Monitoramento de Perdas no

Sistema de Transmissão”, 2004

[13] Roberto Luiz Farizele Pinto - “Análise de Métodos Convencionais na Avaliação do

Desempenho de Cabos OPGW em Linhas de Trnasmisão”, 2006

[14] CIGRE Working Group 01 (lightning) of Study Committee 33, Guide to Procedures

for Estimating The Linghting Performance of Transmission Lines, CIGRE Brochure 63,

Paris, October 1991.

[15] ABNT, Coletânea de Normas Linha de Transmissão. Associação Brasileira de Normas

Técnicas, Brasil, 1985.