

Diagnóstico de Desligamentos de Linhas de Subtransmissão de 69kV da CPFL Paulista e Proposta de Plano de Ação para Mitigar os Eventos Transitórios e Permanentes

**Relatório Técnico de Engenharia
RT 00009 RED 2020**

**Diretoria de Engenharia RE
Departamento de Engenharia de Distribuição RED
Gerência de Engenharia de Normas e Padrões REDN**

Setembro de 2020

1 – OBJETIVO

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

Estudar, analisar e indicar os diagnósticos de desempenho de Linhas de Subtransmissão de 69kV do Sistema Elétrico da CPFL Paulista, a partir do levantamento, tratamento e interpretação de dados históricos disponíveis de desligamentos permanentes e transitórios, apresentando propostas de plano de ação, visando a mitigação destes eventos que trazem transtornos para a empresa, elevação de custos operacionais e de manutenção.

2 - HISTÓRICO

Entre as possibilidades apontadas de superação de solicitações, as sobretensões devidos às descargas atmosféricas no sistema elétrico tem sido apresentada atualmente como um dos principais fatores de desligamentos de linhas de sub transmissão, causando distúrbios na qualidade do suprimento e da oferta de energia aos consumidores, acarretando perda de faturamento em muitos casos. Os desligamentos de linhas de transmissão, sub transmissão ou distribuição provocam, adicionalmente, uma sobrecarga nos serviços de manutenção durante os períodos chuvosos (tempestades, ventos fortes, etc.), elevando os custos operacionais com a troca de isoladores e cruzetas danificados e com o deslocamento das equipes de manutenção para a execução dos reparos necessários.

Atentos as expectativas de desempenho e dos fenômenos que envolvem a operação de um sistema elétrico (solicitações x suportabilidades), estudos de Engenharia têm sido elaborados de maneira permanente com o intuito de definir adequadamente as prováveis causas das ocorrências em linhas de sub transmissão, dentro de Projetos P&D (Pesquisa e Desenvolvimento) da Aneel, estudos internos ou contratos com empresas especializadas, tais como:

- 1999 - *P&D PEA EPUSP Análise de desempenho de linhas de transmissão com para raios de óxido de zinco;*
- 1999 / 2000 - *Estudos de Engenharia na busca de melhorias de desempenho de linhas de transmissão de 34,5kV e 69kV. São exemplos destes estudos de engenharia o conteúdo dos documentos GED 619, 622, 623, 624, 647 e 648);*
- 2000 - *P&D Convênio entre Unesp ou Inpe e empresas concessionárias do Estado de São Paulo foi rejeitada;*
- 2001 - *Norma técnica e programa aplicativo de cálculo de proteção de linhas de distribuição rurais até 34,5kV contra descargas atmosféricas, desenvolvido conjunto Cooesa; (*)*
- 2002 - *P&D IEE USP Sistema de aquisição de dados de correntes de descargas e sobretensões induzidas em linhas de distribuição;*
- 2001 / 2002 - *P&D PEA USP Metodologia para análise de interferências eletromagnéticas e sistemas de aterramento.*

Associadas ao aumento da utilização de equipamentos sensíveis e evoluídos tecnologicamente, ocorre a elevação das exigências da sociedade em geral (residencial, comercial, industrial, etc.) por qualidade de fornecimento de energia elétrica. Como as

descargas atmosféricas constituíam um dos principais fatores de desligamento de linhas de transmissão provocavam distúrbios (mesmo que transitórios), na qualidade de fornecimento de energia. Os desligamentos de linhas permanentes (falhas) tendem a elevar os custos de operação e manutenção.

Na época em 2002 / 2003, a CPFL Paulista possuía cerca de 5500km de linhas de sub transmissão de 34,5, 69 e 138kV sendo a descarga atmosférica relacionada como responsável por 49% dos desligamentos permanentes (1,4 a 0,2 falhas por 100 km / ano) e 89% das ocorrências transitórias (26 a 3,8 transitórios por 100 km / ano).

Uma das alternativas vislumbradas inclusive por estudos internos para melhoria desta condição era a instalação de para raios de óxido de zinco nas linhas, que em contrapartida deveriam ser respaldados por análise de viabilidade técnica e econômica para ser considerada a melhor solução para determinada região da empresa.

O projeto a seguir visava desenvolver e implementar um software aplicativo e uma norma técnica correspondente que iria prover a CPFL de cálculos de desempenho atual e esperado, bem como resultados de análise de viabilidade econômica, com o intuito de subsidiar decisões gerenciais sobre a melhor opção de melhoria da linha de transmissão contra descargas atmosféricas.

Os resultados principais elencados para as Áreas de Planejamento, Engenharia, Gestão de Ativos e Serviços da Transmissão (Manutenção), foram os seguintes:

- *Trazer melhoria dos processos internos pelo programa aplicativo;*
 - *Possibilitar maior rapidez e confiabilidade nas análises de melhorias de projetos de proteção de linhas, apresentando subsídios técnico e econômicos para decisão gerencial;*
 - *Melhorar a avaliação de causa efeito dos desligamentos do sistema elétrico;*
 - *Prover maior eficácia de manutenção no sistema de transmissão determinando os pontos críticos e investimentos necessários.*
- *2003 / 2004 – P&D PEA USP Software para Automação de Projetos para Proteção de Linhas de Transmissão Aérea de Tensão 69 e 138 kV contra Sobretensões de Origem Atmosférica. (*)*

Apesar de todos os esforços, incluindo o Projeto Conectado na Rede de 2009, neste meio tempo até a presente data, várias iniciativas, embora em ritmo reduzido, foram tomadas para os levantamentos de dados e informações de desempenho de linhas de 34,5kV e 69kV sem cabos guarda, usando a metodologia de instalação de para raios ZnO em linhas, tendo como critérios de priorização os níveis de desligamentos transitórios (piscas), na busca de implementação de melhorias do seu desempenho.

- *2008 / 2009 - Projeto Conectado na Rede – Raio X da Transmissão da Diretoria de Operação da CPFL. Estudo de viabilidade de proteção contra desligamentos originados pela ação das descargas atmosféricas em LTs de 34,5 e 69 kV. Junho de 2009.*

Em complemento, com o intuito de identificar e priorizar ativos do sistema elétrico com vida útil esgotada sob o ponto de vista técnico e regulatório, com problemas crônicos ou falta de suporte técnico, sobressalentes, etc. a partir de 2009 foi criado o Plano de Modernização da Transmissão (na época, decenal com ajuste anual) que refere-se a um plano de substituição de ativos da transmissão, de forma organizada e priorizada e contínua, abrangendo os principais equipamentos (disjuntores, para raios, etc.) e linhas de transmissão das empresas distribuidoras do grupo CPFL.

Particularmente para linhas de transmissão, ainda de forma embrionária na época, os principais processos abordados no Plano de Melhorias da Transmissão foram os seguintes:

- Recondutoramento de cabos fase
- Substituição de postes
- Substituição de cruzetas
- Substituição de cabos guarda

3 – INTRODUÇÃO

Um dos maiores desafios das empresas concessionárias de energia elétrica se encontra na busca permanente da harmonia entre as questões técnicas e econômicas, especialmente voltadas à definição e implementação de políticas efetivas de planejamento, projeto, construção, operação e manutenção do sistema elétrico e equipamentos associados para que seja possível o adequado atendimento e comercialização de energia elétrica, maximizando os resultados, reduzindo riscos de obsolescência, mantendo e melhorando a qualidade dos serviços prestados com segurança dos profissionais e meio ambiente.

Em um sistema elétrico em operação (linhas, subestações e equipamentos associados) da geração, da transmissão e da distribuição, depara-se invariavelmente com a indesejável possibilidade de falhas e defeitos, normalmente relacionados às sobretensões (descargas atmosféricas, manobras e temporárias); sobrecorrentes (curtos circuitos e sobrecargas); manifestações da natureza (ventos, tempestades); incompatibilidade de isolamento (especificação, projeto, materiais, fabricação, envelhecimento); outros (vandalismos, operação e manutenção, animais, etc.); idade e condições ambientais (poluição, intempéries); invasões, vandalismos e furtos de aterramento de estruturas e de equipamentos; interferência de animais e pássaros; dentre outros, trazendo consigo os inconvenientes desligamentos, distúrbios para os clientes, imagem da empresa deteriorada, etc.

Como disseminado de forma permanente no setor elétrico, a tendência do crescimento natural dos grandes sistemas elétricos de geração e sistemas de transmissão (geração de energia, longas linhas de transmissão, etc.), associados à instalação de elementos reativos (reatores e banco de capacitores) e eventos relacionados a mudanças climáticas (tempestades, ventos, chuvas) tem trazido consigo a evolução das solicitações impulsivas, transitórios eletromagnéticos, níveis de curtos circuitos e harmônicas.

Vale ressaltar que este assunto é complexo e abrangente, pois envolve aspectos técnicos, econômicos e regulatórios associados aos Sistemas Elétricos de Potência, de forma permanente devido ao dinamismo desta evolução (interligações, configurações, inserção de elementos reativos), tais como: coordenação de isolamento, transitórios

eletromagnéticos, conceito probabilístico (riscos de falhas) entre as solicitações externas e internas ao sistema e suportabilidade dos equipamentos e instalações.

Para superar estes desafios as empresas de energia possuem várias estratégias, tais como: planos de contingência, reserva técnica de equipamentos, equipamentos móveis, qualificação preliminar de fornecedores e produtos, elevado nível de padronização de equipamentos elétricos e instalações, monitoramento de condições climáticas em tempo real, controle de níveis de curtos circuitos, busca permanente por técnicas de manutenção preditiva sem desligamento de equipamentos e instalações e planos de manutenção.

Também torna-se fundamental a criação de procedimentos na escolha e aplicação de instalações, equipamentos elétricos e dispositivos de proteção, levando-se em conta as tensões, correntes e transitórios que podem se manifestar de modo a reduzir a um nível econômico e operacionalmente aceitável a probabilidade de danos às instalações, equipamentos ou interrupções no fornecimento de energia elétrica.

Isto exige um novo patamar de conhecimento, modelagens dos elementos de um sistema, estudos e análises para configurações variadas, simulações estatísticas exaustivas, interpretações complexas, etc. bem como providências e ações no sentido de assegurar o sucesso pleno das interligações internas e externas ao sistema elétrico. Lembrando que qualquer ação precipitada (substituição do equipamento por unidade similar por exemplo), sem o conhecimento pleno das causas de falhas, poderia em tese aumentar a possibilidade de novas ocorrências (e novos prejuízos) e atrasos na solução definitiva.

Especificamente os desligamentos em linhas de subtransmissão podem ser divididos em permanentes (falhas, normalmente com necessidade de ação de equipes de campo) e transitórios (defeitos, piscas) tipicamente gerenciados pelo setor elétrico a partir de dados históricos de desempenho (desligamentos/100km/ano), conforme prescrições dos Procedimentos da Distribuição ANEEL (Orientação Técnica GED 12481), sendo suas principais causas (origem interna: especificação, materiais, operação, manutenção, conservação, idade, curtos circuitos, sobre tensões de manobras, etc. / origem externa: descargas atmosféricas, intempéries, radiação ultra violeta, ambiente salino e/ou poluído, queimadas, vandalismos, vegetação, animais e pássaros, abalroamentos, etc.), tendo como resultados: rompimento de cabos, perda de flexibilidade mecânica (cabos e conectores recobridos), cruzeta danificada (quebrada ou queimada), isolador danificado (trincado ou quebrado), problemas de aterramento (valor elevado, falta, roubo), fuga de corrente em isoladores, esforços mecânicos maiores que as suportabilidades das instalações, ampliação de flecha, toque de árvores e galhos, etc.

Entretanto, constata-se pelo levantamento de dados de longo prazo realizado que as descargas atmosféricas são responsáveis por uma porção significativa de correlação de desligamentos transitórios e permanentes de linhas de sub transmissão até 138kV, devido a sua configuração, localização, altura, muitas vezes sem cabos guarda (cabos para raios), sistemas de aterramento diferenciados ou deficientes ou não existentes, etc.

Relativamente aos métodos de proteção passíveis de serem utilizados especificamente em linhas aéreas de transmissão e subtransmissão para melhorar seu desempenho frente às sobretensões de origem atmosférica são os seguintes:

- Instalação de cabos guarda;

- Melhoria da resistência de aterramento das estruturas;
- Instalação de isoladores com maior nível de isolamento;
- Instalação de para-raios de linhas;
- Associação de alternativas (aterramento, cabo-guarda, para-raios e isoladores).

A implementação das ações resultantes dos estudos relacionados à proteção contra sobretensões, sobrecorrentes e transitórios eletromagnéticos podem não atingir o resultado esperado, caso não sejam tomadas as ações básicas de manutenção alavancadas pelas inspeções preditivas, preventivas e corretivas nas linhas (ferragens, isoladores, cabos, madeiramento, aterramento, blindagem, etc.). O mesmo ocorre para cuidados essenciais relacionados à conservação, melhorias e reformas destes ativos, para que seja possível uma adequada operação, mesmo quando sujeitas a estes fenômenos encontrados de forma natural em sistemas elétricos.

Vale ressaltar que o comportamento de linhas de distribuição com nível de tensão até 34,5kV em relação a influência de descargas atmosféricas é diferente das linhas de sub transmissão de nível de tensão $\geq 69\text{kV}$. Devido à altura, não existência de cabos guarda, nível de isolamento (até 300kV de crista ou 300KVc), configuração, magnitude e distância da descarga, as linhas de $\leq 34,5\text{ kV}$ são vulneráveis também às descargas indiretas, embora boa parte das linhas de 69kV também não possuam cabos guarda, estando também expostas às descargas indiretas. As linhas de sub transmissão com tensões $\geq 69\text{kV}$, especialmente sem cabos guarda, tendem a ser mais vulneráveis às descargas diretas e as interferências devidos a descargas indiretas podem ser consideradas desprezíveis devido ao seu nível de isolamento que é da ordem de 350KVc.

O presente documento trata da atualização dos levantamentos e tratamentos de dados de 20 anos (2000 a 2019), visando a obtenção de diagnóstico de desligamentos de Linhas de Subtransmissão de 69kV da CPFL Paulista, com base na conceituação constante no RT 00008 RED 2020 e no RT 00010 RED 2020 (com algumas de suas partes reproduzidas para maior compreensão dos fenômenos), formulando uma proposta de plano de ação com o intuito de melhorar o seu desempenho. Este procedimento pode ser usado pelas áreas envolvidas com o tema (Gestão de Ativos, Operação, Operações de Serviços de Subtransmissão), de modo periódico visando a melhoria contínua do processo. A conceituação refere-se ao P&D 112 2004 USP PEA CPFL também mencionado.

4- DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

4.1 Propagação da Descarga Atmosférica na Linha de Transmissão

As sobretensões de origem atmosférica são geradas quando uma descarga atmosférica atinge o cabo para-raios (cabos guarda) ou o cabo de fase ou a torre da linha de transmissão ou ainda o solo nas proximidades da linha. As amplitudes e as formas de onda das sobretensões resultantes da descarga são determinadas e modificadas basicamente pelos seguintes fatores:

- Amplitude e frente de onda da descarga que atinge a linha de transmissão;
- Atenuação e distorção da onda de descarga;
- Características das torres e do sistema de aterramento;
- Suportabilidade à impulso atmosférico dos isoladores da linha;
- Atuação dos para-raios ZnO e desligadores instalados na linha.

Em muitas referências (YAMAMOTO e outros, 1999; PERINANDES e REGALADO, 2001; MAMIS, 2003 e ZANETTA e PEREIRA, 2003) Diagnósticos, Desenvolvimento e Linhas de Distribuição de 60 kV da CPFL Paulista conceituação de sobretensões são realizadas com os programas EMTP ou ATP (ATP, 1982), com modelamento dos elementos envolvidos no fenômeno, tais como: linhas de transmissão, para-raios, isoladores, torres, aterramentos, descargas atmosféricas.

4.1.1-Amplitude e Frente de Onda da Descarga que Atinge a Linha de Transmissão

A - Densidade de descargas

A densidade de descargas para a terra (Ng) tem um efeito diretamente proporcional sobre as taxas de desligamento. De acordo com as referências (ERIKSSON e outros, 1991 e CHISHOLM e outros, 1992) podemos considerar a seguinte Equação (1) para estimar Ng :

$$Ng = 0,04T_D^{1,25} \quad (1)$$

Onde:

T_D = número de dias de trovoada por ano

Ng = densidade anual de descargas (número de descargas \ km² \ ano)

O trabalho apresentado por (DE LA ROSA e RUIZ, 2000) mostra expressões e equações para o cálculo do número de descargas que atingem a linha por 100 km por ano, em função do nível ceraúnico e da distância e altura dos dois cabos guarda, entretanto essas expressões não se aplicam a linhas com blindagem parcial (um cabo guarda) ou sem cabo guarda.

B - Características da descarga que atinge a linha de transmissão

Uma descarga atmosférica pode ser classificada de acordo com a polaridade da carga da nuvem e pela direção de propagação da descarga piloto (leader). Conforme (ERIKSSON e outros, 1991), a maior parte das estruturas das linhas de transmissão estão sujeitas às descargas atmosféricas em que a descarga piloto se propaga da nuvem para a terra (somente estruturas localizadas em topo de montanhas ou estruturas muito altas estão sujeitas às descargas atmosféricas em que a descarga piloto se propaga da terra para a nuvem), por sua vez a descarga de retorno se propaga da terra para a nuvem, como indicado na Figura 1. Também é observado que destas descargas descendentes, 90% delas são de polaridade negativa (a classificação é referente à descarga piloto).

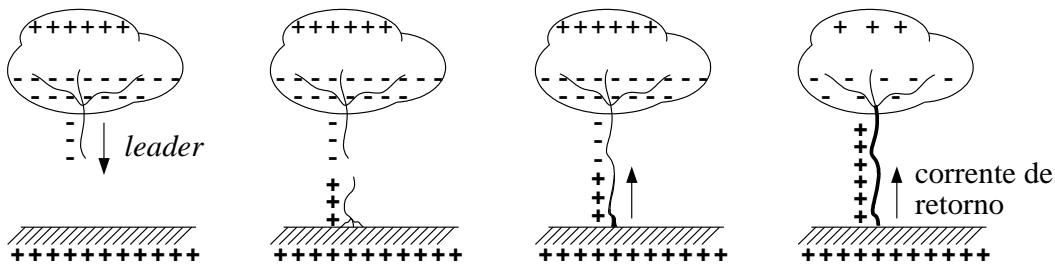


Figura 1 - Tipo de descarga atmosférica predominante.

Desta forma, a descarga negativa descendente é considerada a mais importante dentre os processos de descargas atmosféricas que afetam o desempenho das linhas de transmissão. Portanto, recomenda-se que os parâmetros que descrevem as descargas negativas

descendentes sejam utilizados para calcular o desempenho das linhas de transmissão, a Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação, a menos que características regionais conhecidas indiquem uma ocorrência significativa de descargas de polaridade positiva.

Os parâmetros da descarga (valor de crista da corrente, tempo de frente de onda da corrente, taxa de crescimento máximo da corrente e duração) podem ser caracterizados por distribuições log-normal (ERIKSSON e outros, 1991 e ANDERSON e outros, 1980). É também verificado que estas distribuições podem melhor representar estes parâmetros quando subdivididas em dois trechos. Convenientemente, cada um destes trechos correspondem as faixas de valores de corrente em que predominam as descargas diretas (magnitudes: $3\text{kA} < I < 20\text{kA}$) em um trecho e as descargas indiretas (magnitudes: $I > 20\text{kA}$) em outro, como mostra a Tabela 1.

Para descargas negativas descendentes a densidade de probabilidade dos parâmetros da descarga podem ser obtidos considerando-se os seguintes valores para as correspondentes distribuições log-normal (ERIKSSON e outros, 1991):

O tempo de duração da descarga pode ser definido como sendo igual ao tempo necessário para que a amplitude da corrente se reduza a 50% do seu valor de crista. Para descargas descendentes negativas este valor será atingido em até $30\mu\text{s}$, para 5% dos casos, em até $77,5\mu\text{s}$, para 50% dos casos, e em até $200\mu\text{s}$, para 95% dos casos.

Tabela 1 – Parâmetros estatísticos do raio de descarga.

Parâmetros do Raio de Descarga	Descargas Diretas ($3\text{kA} < I < 20\text{kA}$)		Descargas Indiretas ($I > 20\text{kA}$)	
	Média	β Desvio Padrão Logn	Média	β Desvio Padrão Logn
Valor de crista (I_F)	61	1,33	33,3	0,605
Tempo de frente de onda t_{d30}	$1,77 I_F^{0,188}$	0,494	$0,906 I_F^{0,411}$	0,494
Taxa de crescimento da onda S_m	$12 I_F^{0,171}$	0,554	$6,50 I_F^{0,376}$	0,554

Alguns trabalhos nacionais recentes apresentam sistemas de localização (LLS “lightning location systems”) e medição de parâmetros de raios na região sudeste, permitindo a obtenção de parâmetros mais realistas para as condições brasileiras do que os fornecidos pelo CIGRE (ANDERSON e outros, 1980) ou IEEE (ERIKSSON e outros, 1991). MESQUITA e outros (2001) e BENETI e outros (2003). Outros apresentam sistemas de localização de raios em Minas Gerais e no Paraná, que fornecem dados como o índice de descargas atmosféricas para a terra (nuvem solo), valor normalmente obtido a partir do índice ceraunico. Nos Estados Unidos em 1998, existiam mais de 100 sensores para localização de raios espalhados em todo o país, com atualização em tempo real da base de dados de raios (MARSHALL e ANGELI, 1998). O trabalho de (SCHROEDER e outros, 2001) mostra uma metodologia para descontaminação dos sinais de corrente medidos foram obtidos através da “Estação de Pesquisas de Descargas Atmosféricas do Morro do Cachimbo”, localizada nas proximidades de Belo Horizonte. Nessa estação foram registradas mais de 100 ondas de corrente, no período de 1985 a 1999 permitindo a obtenção dos parâmetros estatísticos dos raios.

Alguns trabalhos realizados em outros países apresentam resultados de medições de corrente da descarga atmosférica, como a referência (NARITA e outros, 2000), para obtenção de seus parâmetros estatísticos média e desvio padrão da corrente de pico e do tempo se subida, e também apresenta comparações com dados estatísticos do CIGRE.

Embora possa ser verificado em (ERIKSSON e outros, 1991 e NARITA e outros, 2000) que a frente de onda da descarga não tem uma característica exatamente linear, é possível esta simplificação para efeito de sua representação em simulações digitais (GRANT e outros, 1985 e UEDA e outros, 1995). As referências (ZANETTA e PEREIRA, 2003 e MONTAÑÉS e outros, 2002) também consideram nos estudos uma forma de onda triangular para a corrente do raio.

Uma aproximação um pouco mais detalhada modela a onda de corrente por meio de uma dupla exponencial (DUDURICH e outros, 2003 e MAMIS, 2003)

Quando ocorre a descarga atmosférica, a corrente que neutraliza o potencial da nuvem ocorre através de um canal de descarga, o qual possui um diâmetro e um comprimento definidos. Como existem campos elétricos e magnéticos associados com a corrente do raio, este canal de descarga tem a característica de uma impedância de surto, pelo menos até que seu efeito tenha sido eliminado por reflexões sucessivas.

O cálculo desta impedância de surto, na ausência de dimensões conhecidas, deve ser baseado em aproximações para o valor do diâmetro do canal de descarga e na forma e extensão do campo eletromagnético. A literatura sugere valores na faixa de 400 a 1200Ω, entretanto estudos de sensibilidade realizados em função da impedância de surto do canal da descarga e do tempo de frente de onda da corrente do raio mostraram que praticamente não existem alterações na tensão de topo da torre, para uma grande faixa de variação deste parâmetro, principalmente para tempos de frente de ondas superiores a 1μs.

Diversos autores (OZAWA e outros, 1985; ELAHI e outros, 1990 e DUDURICH e outros, 2003) representam no ATP a impedância de surto do canal de descarga em paralelo com a corrente de descarga (círculo equivalente de Norton).

B.1 Descargas Diretas ou Falhas de Blindagem (shielding failures)

Esse fenômeno é observado quando os cabos para-raios (cabos guarda) não oferecem blindagem adequada aos condutores ou no caso de linhas desprotegidas. Normalmente as falhas de blindagem ocorrem no meio de vãos de grande extensão entre torres (travessias de vales, rios e estradas), quando o afastamento do plano do solo em relação aos condutores, deixam esses condutores menos protegidos em relação às descargas atmosféricas.

A máxima corrente que pode atingir diretamente um condutor fase de uma linha de transmissão depende da blindagem eletromagnética da linha, e por consequência, da geometria da torre, e da intensidade da corrente do raio. O modelo eletro geométrico (Figuras 2 e 3) estabelece uma relação entre a intensidade do raio e a região de alcance da ponta da descarga piloto (distância de atração).

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de
descarga atingindo o
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_
cabo guarda (indireta)

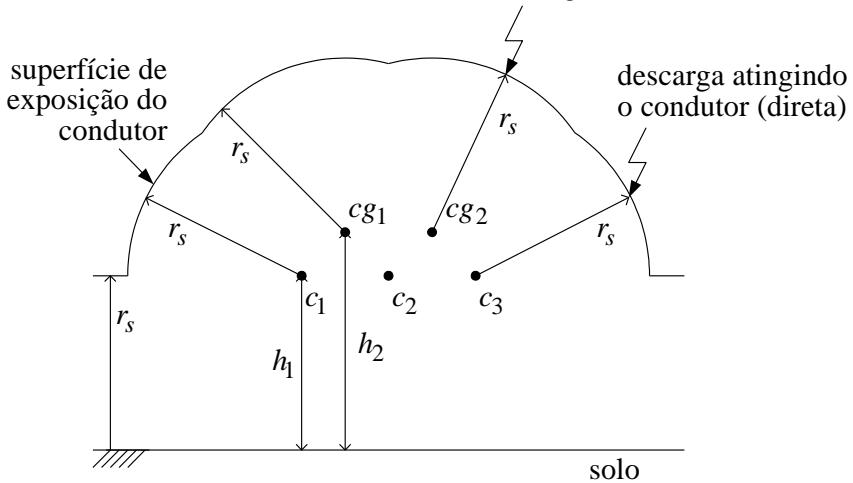


Figura 2 - Modelo eletro geométrico.

De acordo com a referência (D'AJUZ e outros, 1987) tem se a Equação (2):

$$r_s = 9I_0^{0,65} \quad (2)$$

Sendo o valor atualmente adotado pela IEEE (CHISHOLM e outros, 1992) da Equação (3):

$$r_s = 10I_0^{0,65} \quad (3)$$

Utilizando-se o conceito de distância de atração, o ponto de incidência seria aquele que primeiro se encontrasse afastado desta distância em relação à ponta da descarga piloto, quando o raio estivesse se movimentando em direção à linha de transmissão. Os raios com correntes de valores mais elevados serão desviados para os cabos para-raios ou para a terra.

A equação (3), adotada pelo IEEE, é utilizada por diversos autores como (ZANETTA, 2003 e ZANETTA e PEREIRA, 2003), entretanto, alguns autores como (MONTAÑÉS e outros, 2003) consideram um fator, normalmente da ordem de 0,9 (Equação 4), para a distância de atração do solo, o que faz com que a corrente máxima que pode atingir um condutor seja maior, o que levaria à necessidade de melhoria da blindagem, por exemplo elevando a altura dos cabos guarda ou a largura dos braços onde os mesmos estão fixados.

$$r_g = 0,9r_s \quad (4)$$

Alguns autores utilizam uma concepção tridimensional do modelo eletro geométrico, permitindo a representação da flecha da linha (BABUDER e outros, 1999 e LAMBERT e outros, 2003) e até mesmo a topologia da faixa de passagem, entretanto no caso de estudos estatísticos, como o método de Monte Carlo, o requisito computacional é muito maior do que no caso de modelo eletro geométrico bidimensional.

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão
Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

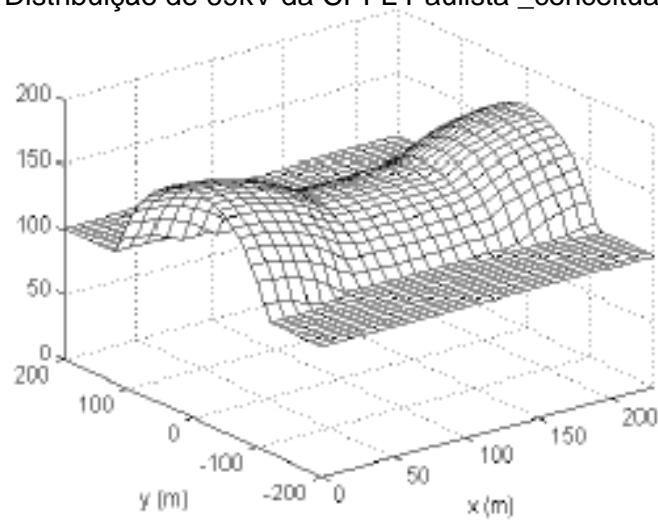


Figura 3 - Modelo eletro geométrico tridimensional para uma linha de transmissão com cabo guarda.

As falhas de blindagem nas proximidades das torres somente ocorrem para correntes de raio de baixa intensidade. Figura 4. O projeto de blindagem desses trechos é feito de forma que essas correntes, ao atingirem os condutores, não acarretem tensões superiores às suportabilidades das cadeias evitando, dessa forma, o desligamento das linhas.

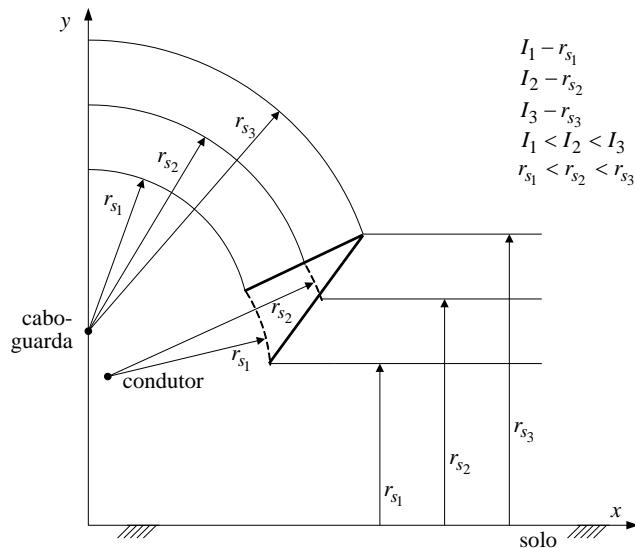


Figura 4 - Área de exposição dos condutores para diversos valores de corrente de raio.

Para o cálculo de $I_0 = I_{max}$, através da equação anteriormente apresentada, deve-se obter a máxima distância de incidência como indicado a seguir na Equação (5):

$$r_s = \frac{h + y}{2(1 - \sin(\theta))} \quad (5)$$

Com este valor de r_s obtido a partir da geometria da torre calcula-se o valor de I_{max} possível de atingir o condutor. Tendo sido determinado o máximo valor de corrente (I_{max}) e conhecendo-se a sua impedância de surto (Z_s), pode-se obter a sobretensão máxima (V_{max}) que se propagará pela linha.

$$V_{max} = \frac{I_{max}}{2} Z_s \quad (6)$$

A descarga através da cadeia de isoladores ocorrerá sempre que o valor da corrente do raio seja suficiente para provocar uma sobretensão fase-terra ou fase-fase que supere o nível de isolamento da linha. A blindagem teoricamente perfeita é aquela que estabelece um valor de I_{max} que não é suficiente para que o V_{max} resultante (Equação 6) provoque a descarga através da cadeia de isoladores. No caso de linha sem cabos pára-raios toda descarga superior a este valor poderá atingir o condutor e provocar o desligamento da linha.

As estruturas tendem a atrair uma quantidade proporcionalmente maior das descargas porque são mais altas que a linha na área do meio do vão, que é mais próxima da terra. Além disso, as torres têm também maior massa, tendendo a aumentar a proporção de atração de raios comparada a linha no meio do vão. A referência (ANDERSON, 1982) considera que 60% das descargas ao longo da linha são suficientemente próximas da torre para serem consideradas como descargas no topo da torre. A referência (MOUSA e outros, 1990) apresenta uma metodologia para o cálculo de desempenho de linhas de transmissão que diferencia os valores e probabilidades de ocorrência de descargas nas torres das descargas nos condutores, o que pode ser particularmente significativo no caso de linhas não blindadas.

B.2 Descargas Indiretas (Backflashover)

A incidência de uma descarga atmosférica no cabo para-raios, ou na torre de uma linha de transmissão, pode ocasionar o seu desligamento, se esta corrente for suficientemente elevada para produzir uma diferença entre a tensão no topo da torre e a tensão acoplada no condutor fase, maior do que a suportabilidade da cadeia de isoladores, provocando uma descarga entre o condutor e a torre. A ocorrência ou não desta descarga é função da taxa de crescimento da corrente do raio, da amplitude desta corrente, da impedância de surto da torre, da sua altura e da resistência de aterramento da torre. Figura 5.

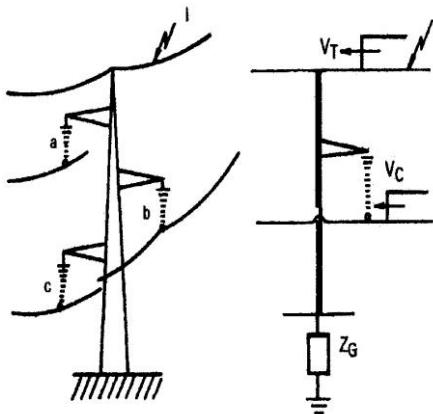


Figura 5 - Ocorrência de descargas indiretas em linhas de transmissão.

Quando a resistência de aterramento de diversas torres próximas entre si é muito alta, podem ocorrer descargas através das cadeias das torres adjacentes à uma estrutura atingida por um raio. Figura 6.

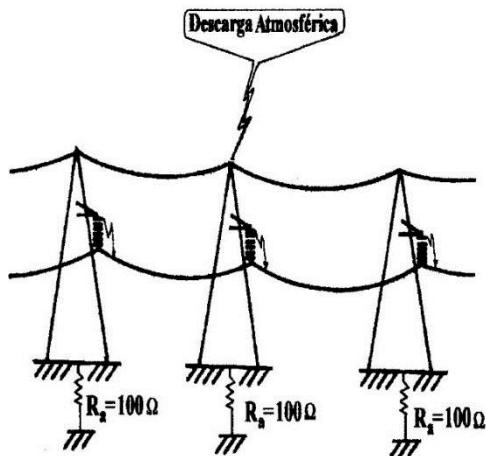


Figura 6 - Descargas indiretas em diversas torres adjacentes à torre atingida, todas com elevadas resistências de aterramento.

O valor de tensão no topo da torre, em função de uma descarga no meio do vão, é inferior ao valor da tensão no topo da torre provocada por uma descarga com as mesmas características na própria estrutura. A referência (ERIKSSON e outros, 1991) mostra que é possível calcular a taxa de desligamentos por descargas indiretas ao longo da linha, determinando a taxa de desligamentos considerando apenas os condutores na altura da estrutura e multiplicando este valor por um fator denominado como K_{span} que varia de acordo com a corrente crítica capaz de provocar a descarga indireta. Este valor é determinado como sendo de 0,63 para correntes em torno de 50 kA até 0,42 para correntes em torno de 200 kA. Conservativamente, sugere-se adotar um fator de 0,6 para estimar a taxa de desligamentos ao longo da linha a partir da taxa de desligamentos calculada para a altura dos condutores na torre.

4.1.2-Atenuação e Distorção da Onda de Descarga

Tanto para descargas diretas como para descargas indiretas, uma onda irá se deslocar pelo cabo fase, ocorrendo uma redução da amplitude e distorção da forma de onda devido ao efeito corona e ao acoplamento com o cabo para-raios.

A onda que trafega pelo cabo para-raios e produz as ondas de tensão acopladas aos condutores fase, é na realidade uma composição de diversos modos de propagação, podendo cada um desses modos apresentar velocidades diferentes. Este efeito introduz uma distorção no surto que, apesar de parecer uma atenuação, não deve ser confundido como tal.

Se representarmos trifasicamente a linha de transmissão (OZAWA e outros, 1985 e ELAHI e outros, 1990) conforme ilustrado na Figura 7 estaremos intrinsecamente considerando o efeito do acoplamento entre as fases. Tal modelo de linha permitirá reproduzir o efeito da composição dos diversos modos de propagação distorcendo o surto atmosférico, tornando a simulação mais realista.

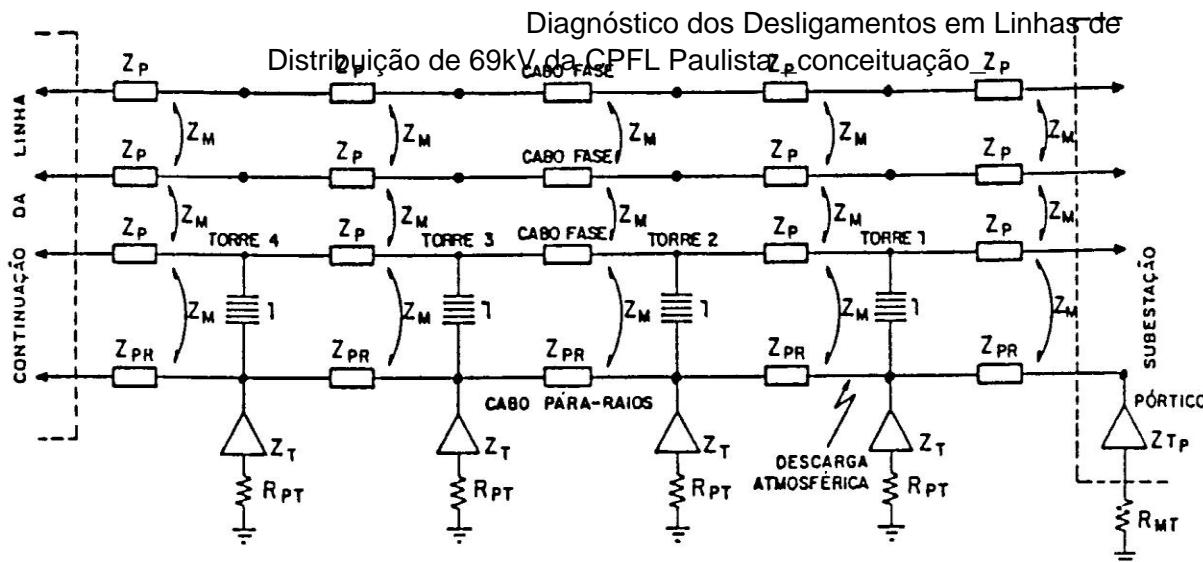


Figura 7 - Representação da linha de transmissão.

Em (MARTI e DOMMEL, 1989) é ressaltada a conveniência de representarmos trifasicamente a linha de transmissão, considerando a resistência da linha e, preferencialmente a sua dependência com a frequência, já que na faixa de frequência de interesse (10 kHz a 3 MHz), devido ao efeito pelicular, o valor da resistência se eleva significativamente. A mesma referência adverte quanto ao uso dos modelos de linhas de parâmetros distribuídos disponíveis no EMTP por não representarem adequadamente as perdas na linha e recomenda a utilização de modelos de linha que considerem adequadamente as perdas e também a dependência das resistências e indutâncias da linha de transmissão com a frequência.

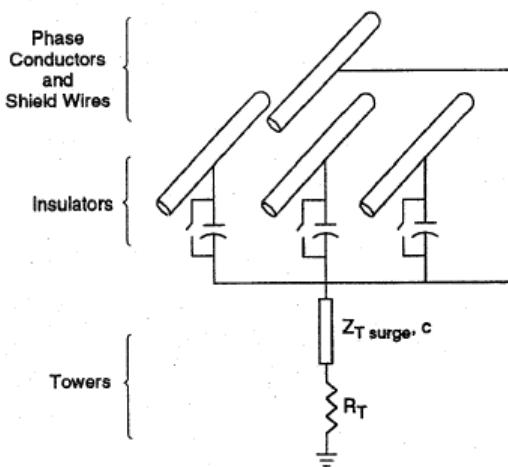


Figura 8 – Representação da linha, torre e isolador

Em (IMECE e outros, 1996) é apresentada a seguinte representação (Figura 8) para estudos de sobretensões devido a descargas atmosféricas, essa representação é a normalmente adotada por diversos autores para estudos com o programa ATP, com pequenas alterações como por exemplo seccionamento de Z_T e modelamento mais detalhado do isolador.

Quando não adotado o modelo de linhas com variação dos parâmetros com a frequência, a referência (UEDA e outros, 1995) recomenda-se calcular os parâmetros para uma

freqüência de 500 kHz, considerando ainda o efeito peculiar nos cálculos. Valores típicos de impedância de surto da linha, nestas condições estão na faixa de 250 a 500Ω. A metodologia adotada por (ZANETTA e PEREIRA, 2003) modela a linha para a frequência de 100 kHz.

O efeito corona é um importante fator de atenuação da sobretensão, de acordo com a referência (UEDA e outros, 1995), principalmente para elevadas correntes de descarga, e ainda introduz um significativo atraso no tempo de frente de onda (ALVINSSON e outros, 1984). É um fenômeno extremamente complexo e cuja representação exige cuidado.

Diversos autores (ELAHI e outros, 1990; MARTI e DOMMEL, 1989 e ZAFANELLA, 1982), tratam deste assunto. Em (MARTI e DOMMEL, 1989) tem recomendado para que o efeito corona seja ignorado e que a atenuação causada por ele seja considerada como uma margem extra de segurança. Desde que seja utilizada uma representação trifásica e com perdas na linha de transmissão, o que por si só introduzirá uma significativa distorção e atenuação da onda de descarga, pode ser razoável adotar o procedimento recomendado.

O trabalho apresentado por (MAMIS, 2003) propõe um método de simulação de sobretensões induzidas por descargas atmosféricas em que a linha e os demais componentes da rede elétrica são modelados no espaço de estados, incluindo o efeito corona na linha. Os para-raios são modelados por equações não lineares que relacionam tensão e corrente.

Na referência (ANDREOTTI e outros, 1999), a linha é modelada como função do operador s, a partir das matrizes de impedância e admitância, para simulação no tempo por meio de integração numérica.

4.1.3-Características e Representação das Torres e do Aterramento

Em estudos de surtos atmosféricos deve-se modelar com o maior rigor todas as estruturas e seus respectivos aterramentos. A representação precisa das torres de transmissão e das resistências de aterramentos são pontos importantes na análise do desempenho operativo da linha, pois tem uma influência significativa na determinação das sobretensões.

De acordo com as referências (ERIKSSON e outros, 1991 e IMECE e outros, 1996) podemos considerar a velocidade de propagação do surto atmosférico na estrutura igual a velocidade da luz (denominada como c). Já a referência (GRANT e outros, 1985) recomenda considerar a velocidade de propagação como sendo 85% da velocidade da luz, pois a presença de braços e treliças da torre tendem a retardar o surto. A referência (CHISHOLM e outros, 1992) informa ter sido adotado 80% da velocidade da luz na versão 1.5 do programa FLASH (IEEE, 1984). Entretanto, na versão 1.6, a corrente FLASH assume o valor de 85%. A metodologia proposta no presente trabalho será também a de considerar a velocidade de propagação do surto nas estruturas em treliças igual a 85% da velocidade da luz. De acordo com a referência (CHISHOLM e outros, 1985) a variação do valor da velocidade de propagação pode afetar mais o cálculo da taxa de desligamento do que a variação da impedância de surto da estrutura.

A - A impedância de surto para correntes verticais, isto é, incidentes no topo da torre, pode ser calculada por meio de expressões das referências (CHISHOLM e outros, 1985 e

ANDERSON, 1982) para torres cônicas, torres cilíndricas e pórticos. Figura 9 e Equações (7 até 10).
 Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

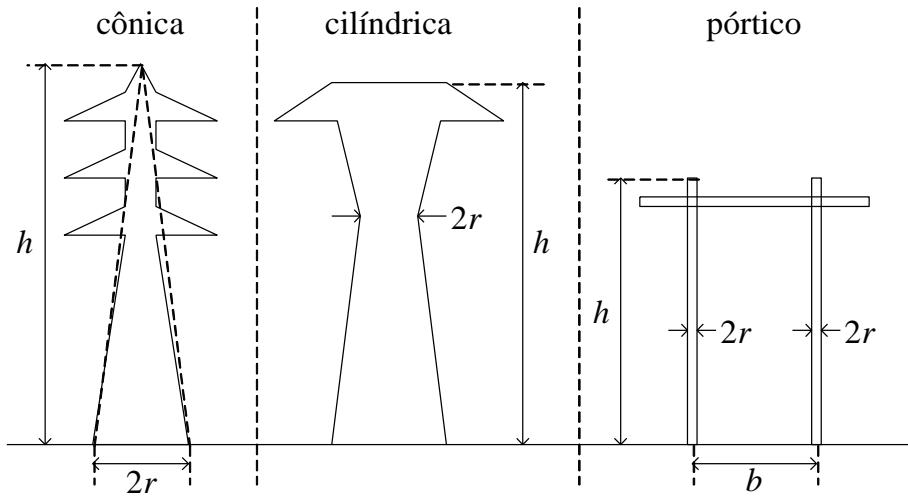


Figura 9 - Tipos de torres típicas

A.1 Para torres cônicas:

$$Z_T = 30 \ln \left(\frac{2(h^2 + r^2)}{r^2} \right) \quad (7)$$

Onde:

r = raio da base da torre (m)

Z_T = impedância de surto da estrutura (Ω)

h = altura da torre (m)

A.2 Para torres cilíndricas:

$$Z_T = 60 \left(\ln \left(\sqrt{2} \frac{2h}{r} \right) - 1 \right) \quad (8)$$

Onde:

Z_T = impedância de surto da estrutura (Ω)

h = altura da torre (m)

$2r$ = largura mínima da estrutura (m)

A.3 Para torres do tipo pórticos:

Neste caso a velocidade de propagação deve ser considerada igual à da velocidade da luz, pois não há a presença de braços e treliças.

Para o cálculo da impedância de surto pode ser considerada a Equação (9) relativa às duas estruturas cilíndricas.

$$Z_{TP} = \frac{Z_s + Z_m}{2} \quad (9)$$

Onde:

Z_{TP} = impedância de surto da estrutura (Ω)

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de

Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

$$Z_s = 60 \ln\left(\frac{h}{r}\right) + 90 \ln\left(\frac{r}{h}\right) - 60$$

$$Z_m = 60 \ln\left(\frac{h}{b}\right) + 90 \ln\left(\frac{b}{h}\right) - 60$$

Onde:

h = altura da estrutura (m)

r = raio do cilindro equivalente (de cada estrutura se metálica) ou raio do fio terra no caso de torres de madeira

b = distância entre as estruturas

A.4 Para representação dos estais:

Podemos adotar a velocidade de propagação igual à da velocidade da luz e para o cálculo da impedância de surto podemos considerar a Equação (10) abaixo (ERIKSSON e outros, 1991).

$$Z_{TE} = 60 \left(\ln\left(\sqrt{2} \frac{2h_e}{r_e}\right) - 1 \right) \quad (10)$$

Onde:

Z_{TE} = impedância de surto do estai (Ω)

h_e = comprimento do estai (m)

$2r_e$ = diâmetro do estai (m)

Para o cálculo da taxa total de desligamentos ao longo da linha por descargas indiretas, podemos inicialmente considerar somente as descargas para a torre e a partir deste valor estimar a taxa total devida às descargas indiretas, para todas as possíveis descargas de raios ao longo da linha (ERIKSSON e outros, 1991). A metodologia utilizada no programa FLASH para o cálculo da taxa de desligamentos por descargas indiretas também considera esta estimativa proposta em (ERIKSSON e outros, 1991), e, portanto, somente as equações de representação das estruturas para as descargas incidentes na torre (correntes verticais) devem ser consideradas. Para o presente caso, foi adotado o mesmo critério.

Valores típicos para a impedância de surto estão na faixa de 100 a 300 Ω (IMECE e outros, 1996).

B - Para correntes que incidem na torre horizontalmente, resultantes de descargas no meio do vão, a impedância da estrutura decresce do topo para base, que é exatamente o comportamento oposto do comportamento da torre para correntes verticais. Para correntes horizontais as referências (ERIKSSON e outros, 1991 e CHISHOLM e outros, 1985) estabelecem os seguintes valores de impedância de surto para representar as estruturas nas Equações (11 até 14):

B.1 Para torres cônicas:

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

$$Z_T = 60 \ln \cot \left(\frac{1}{2} \arctan \left(\frac{r}{h} \right) \right) \quad (11)$$

B.2 Para torres cilíndricas:

$$Z_T = 60 \ln \cot \left(\frac{1}{2} \arctan \left(\frac{r}{h} \right) \right) - 60 \quad (12)$$

Onde:

r = raio da base da torre (m)

Z_T = impedância de surto da estrutura (Ω)

h = altura da torre (m)

A referência (CHISHOLM e outros, 1985) apresenta também a seguintes Equações (13 e 14) para uma estrutura cônica:

$$Z_T = 60 \ln \cot \left(\frac{1}{2} \arctan \left(\frac{r_{eqv}}{H_T} \right) \right) \quad (13)$$

Onde:

Z_T = impedância de surto da estrutura (Ω)

H_T = altura da torre = $h_1 + h_2$ (m)

r_{eqv} = raio equivalente da torre (m)

$$r_{eqv} = \frac{r_1 h_2 + r_2 (h_1 + h_2) + r_3 h_1}{h_1 + h_2} \quad (14)$$

Onde:

r_1 = raio do topo da torre (m)

r_2 = raio da seção média da torre (m)

r_3 = raio da base da torre (m)

h_1 = altura da base da torre até a seção média (m)

h_2 = altura da seção média até o topo da torre (m)

A referência (BARROS, 1994) indica ser mais adequada a representação da torre como uma linha de transmissão não uniforme. Como a divisão da torre em pequenos trechos para representar a variação da impedância de surto, seria dificultado pelas limitações computacionais do programa ATP, a mesma referência sugere utilizar um modelo independente que permita superar estas dificuldades. Para tanto é proposta a representação da torre utilizando um modelo baseado na teoria de diferenças finitas, interligada com o ATP através de uma rotina de simulação. De acordo com (BARROS, 1994), o modelo proposto permite incluir a representação da variação dos parâmetros com a frequência, além de considerar a não linearidade da estrutura.

Quanto à resistência de aterramento das estruturas, para cada torre podemos considerar o respectivo valor médio. Quando a estrutura não tiver sido ainda construída, utiliza-se os valores esperados a nível de projeto.

Em áreas onde a resistividade do solo não é homogênea, os cálculos de desempenho da linha podem ser feitos separadamente por trechos, para cada classe de resistência de aterramento encontrada. Os resultados podem então ser combinados proporcionalmente, em função de cada trecho, para determinar o desempenho total da linha. Este procedimento pode conduzir a um valor diferente daquele obtido quando considerado apenas o valor médio da resistência de aterramento.

C - No caso de hastes e cabos contrapesos, o valor da resistência de aterramento pode ser calculado de uma forma simplificada através das seguintes Equações (15 e 16):

C.1 Para hastes:

$$R = \frac{\rho}{2\pi\lambda} \ln\left(\frac{2\lambda}{r}\right) \quad (15)$$

Onde:

R = resistência de aterramento (Ω)

ρ = resistividade do solo ($\Omega \cdot m$)

λ = comprimento da haste (m)

r = raio da haste (m)

C.2 Para cabos contrapeso:

$$R = \frac{\rho}{2\pi\lambda} \left(\ln\left(\frac{2\lambda}{\sqrt{4ad}}\right) - 1 \right) \quad (16)$$

Onde, para d diferente de λ :

R = resistência de aterramento (Ω)

ρ = resistividade do solo ($\Omega \cdot m$)

λ = comprimento do cabo (m)

a = raio do cabo (m)

d = profundidade do cabo (m)

As referências (IMECE e outros, 1996 e BARROS, 1995) indicam que a representação do aterramento das estruturas é importante fator na determinação dos valores de sobretensão, e em especial o efeito de ionização do solo deve ser considerado. Desta forma é aconselhável representar a resistência de aterramento por um elemento não linear.

D - O pico de sobretensão que ocorre na torre é determinado principalmente pela impedância de aterramento aparente, uma vez que reflexões da base da torre chegarão muito mais cedo ao topo da torre do que as reflexões vindas das torres adjacentes. A influência da impedância de aterramento aparente da estrutura sobre a tensão no topo da torre é determinada pelo seu tempo de resposta e dependência da corrente. O tempo de resposta é normalmente importante somente nos casos onde os contrapesos são instalados, cobrindo distâncias maiores do que 30 metros. Para comprimentos até 30 metros

da base da torre, o tempo de resposta pode ser geralmente desprezado e a resistência de aterramento é determinada em função da corrente (IMECE e outros, 1996). Equação (17).

$$R_T = \frac{R_0}{\sqrt{1 + \frac{I}{I_g}}} \quad (17)$$

Onde:

R_0 = resistência de aterramento a 60 Hz e baixa corrente (Ω)

R_T = resistência de aterramento (Ω)

I_g = corrente limite para início de ionização do solo (A)

I = corrente de descarga através da resistência de aterramento (A)

Sendo a corrente limite de ionização do solo (IMECE e outros, 1996) da Equação (18):

$$I_g = \frac{1}{2\pi} \frac{E_g \rho}{R_0^2} \quad (18)$$

Onde:

ρ = resistividade do solo ($\Omega \cdot m$)

E_g = gradiente de ionização do solo (aproximadamente 300 kV/m)

Para aterramentos realizados com cabos contrapesos de maior extensão, a distribuição de corrente fica menos concentrada na sua distribuição pelo solo, e a probabilidade de ocorrer a ionização do solo é menor.

4.1.4-Modelos de Torre para Uso com o Programa ATP

Para as simulações com o ATP, é prático empregar um circuito equivalente formado por trechos de linha de transmissão para a representação da torre.

Os modelos propostos mais recentemente são os seguintes:

- a) Modelo de torre composto de trechos de linhas sem perdas (HARA e YAMAMOTO, 1996 e CHISOLM e outros, 1983).
- b) Modelo de torre *Multistory* (múltiplos trechos) (ISHII e outros, 1991).
- c) Modelo de torre não uniforme (BARROS e ALMEIDA, 1996; NGUYEN e outros, 1997 e OUFIL e outros, 1994).
- d) Modelos de torre dependentes da freqüência (NAGAOKA, 1991; KATO e outros, 1995).

O Modelo de torre do tipo a) é composto de várias linhas curtas sem perdas que representam elementos verticais, elementos inclinados e braços. A impedância correta de cada parte é determinada em função de suas dimensões e geometria, essas funções estão baseadas em séries de experiências com modelos em escala reduzida de torres independentes. As formas de onda simuladas de tensões de braço para uma torre de circuito duplo independente se aproximam das formas de onda medidas (HARA e YAMAMOTO, 1996). No caso deste modelo de torre ser empregado em simulações do ATP de um sistema

com cabo-guarda, a impedância de surto de elementos verticais precisa ser modificada para compensar o baixo coeficiente de acoplamento inicial.

O modelo de torre tipo b) *multistory* é composto de quatro seções divididas pelos braços onde estão as fases. Cada seção consiste em uma linha sem perdas e um elemento R-L paralelo. A resistência representa atenuação da onda trafegante na torre, e a indutância em paralelo faz a resistência ser neutralizada com o decorrer do tempo. Este modelo pode ser conectado facilmente com ATP, e é satisfatório para análise com vários condutores.

O modelo de torre tipo c) representa a torre como uma linha de transmissão não uniforme para expressar a distorção da onda trafegante. OUFİ e outros (1994) representaram a torre com seis ou três trechos cuja impedância de surto varia exponencialmente com a posição. BARROS e outros (1996) representaram uma torre por uma linha como uma impedância de surto que varia com passos discretos conforme a posição, e inclui perdas independentes da frequência. O valor de pico da tensão computada do isolador da fase inferior é o mais alto e o da fase superior é o mais baixo, o que se opõe a resultados de medições (ISHII e outros, 1991). NGUYEN e outros (1997) reduziram o modelo de linha exponencial proposto por OUFİ e outros (1994) para uma forma similar ao do método de BERGERON (ATP, 1982). Assim, este modelo é conectado com o ATP. As tensões de isolador computadas estão de acordo com as medições correspondentes (ISHII e outros, 1991) com exceção da tensão de torre residual. Na simulação, a capacidade das cadeias de isoladores e entre os condutores de fase e a torre é desprezada.

Modelos de torre tipo d) representam a torre com uma linha dependente de frequência para simular a distorção de ondas trafegantes. NAGAOKA (1991) representou a torre por meio de uma linha uniforme que tem a impedância de surto constante e a constante de propagação dependente da frequência. Este modelo pode ser conectado ao ATP. KATO e outros (1995) representaram a torre por uma linha tendo impedância de surto uniforme e a constante de propagação dependente da frequência. O modelo de KATO e outros (1995) pode reproduzir a elevação exponencial da resposta ao degrau da tensão no topo de uma torre independente em sua parte inicial.

4.1.5-Suportabilidade à Impulso Atmosférico dos Isoladores da Linha

Simplificadamente as cadeias de isoladores podem ser representadas por uma capacidade em paralelo com uma chave (IMECE e outros, 1996; CORONA e CONTRERAS, 2001) apresentando a seguinte (Equação 19) tensão de disparo:

$$V_{disp} = CFO \quad (19)$$

Onde:

CFO = “Critical Flashover Voltage” para polaridade negativa ou tensão crítica de descarga $U_{50\%}$ (tensão com 50% de probabilidade de haver disruptão)

Normalmente esta é a representação mais utilizada nos estudos de surtos atmosféricos. Outra forma de representação que podemos ainda considerar, se tivermos dados disponíveis, é variar a tensão de disparo das cadeias de isoladores em função do tempo de frente de onda.

Deve ser lembrado que é usual o número de isoladores ser diferente para as torres de suspensão e torres de ancoragem da linha, fato que deve ser considerado na representação da linha de transmissão.

Alguns estudos e pesquisas (GRANT e outros, 1985; IMECE e outros, 1996; ERIKSSON e WADDLETON, 1987 e BOGGS e outros, 1988) admitem uma representação mais sofisticada para a cadeia de isoladores, baseada no modelo “leader progression”. A seguinte Equação (20), em que se baseia o modelo pode ser implantada no ATP através de uma rotina de simulação:

$$\frac{d\lambda}{dt} = KU(t) \left(\frac{U(t)}{d-\lambda} - E_{0r} \right) \quad (20)$$

Onde:

K =constante que é diferente para polaridade positiva e negativa:

$1,2 \frac{m^2}{kV^2 s}$ para descargas com polaridade positiva;

$1,3 \frac{m^2}{kV^2 s}$ para descargas com polaridade negativa.

λ = comprimento do “leader” (m)

$U(t)$ = tensão sobre a cadeia de isoladores (kV)

d = comprimento da cadeia de isoladores (m)

E_{0r} = “reference field strength” que para cadeia de isoladores, vale o seguinte:

520 kV/m: polaridade positiva;

600 kV/m: polaridade negativa.

O modelo opera dinamicamente comparando, a cada intervalo de integração, a tensão através da cadeia de isoladores com uma tensão constante de referência que depende somente do comprimento da cadeia. A medida que a tensão através da cadeia é maior do que o valor de referência, a velocidade e a propagação do “leader” são calculadas. Se, em intervalos de tempo subsequentes a tensão calculada na cadeia é inferior ao valor de referência, admite-se que o comprimento do “leader” não decresce, e progride novamente somente quando a tensão de referência é novamente excedida, nos intervalos de tempo subsequentes. Quando o comprimento do “leader” calculado excede o comprimento da cadeia, um sinal controlado pela rotina de simulação é gerado para fechar uma chave entre os nós da cadeia de isoladores.

Deste modo a descarga do isolador depende da amplitude, tempo (duração) e forma de onda, o que representa um considerável avanço sobre o modelo anterior (chave com tensão de disparo = V_{max}) em que a tensão de disparo V_{max} é válida apenas para uma forma de onda padronizada de ensaios.

A referência (IMECE e outros, 1996) informa que os valores obtidos com este modelo foram comparados com valores experimentais para diferentes configurações do gap e diversas formas de onda, tendo sido obtidos bons resultados.

4.2 Cálculo de Impedância de Surto de Linhas

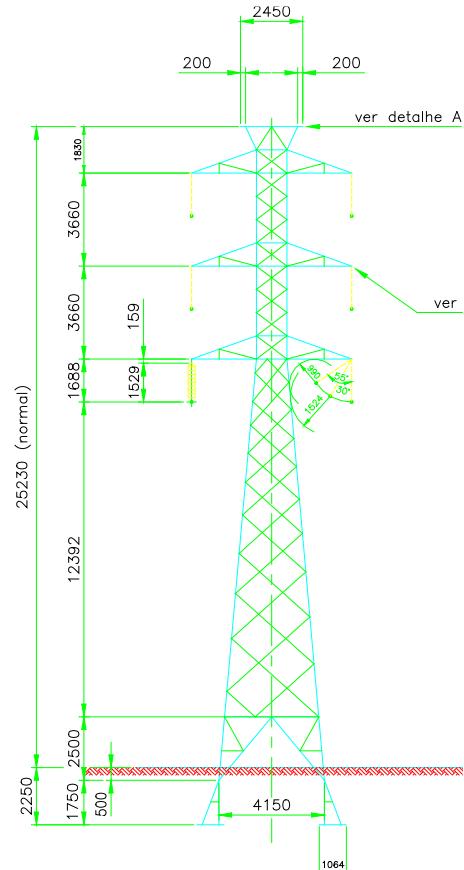
Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

A determinação das sobretensões na linha de transmissão, devido a queda de um raio nos cabos condutores ou nos cabos para-raios, é de fundamental importância, pois fornece subsídios para a avaliação estatística do desempenho da mesma. Para a obtenção de resultados confiáveis no cálculo das sobretensões é necessário modelar adequadamente as linhas de transmissão e dentre os seus componentes a correspondente impedância de surto das estruturas da Linha de Transmissão.

4.2.1 Introdução Básica

Do ponto de vista de propagação de ondas, a torre de transmissão comporta-se como um elemento não uniforme, cuja impedância de surto varia ao longo da estrutura.

Entretanto, em estudos de propagação de surtos atmosféricos realizados através de programas digitais como o ATP, a torre de transmissão é normalmente representada de forma simplificada como uma linha de transmissão monofásica, caracterizada por uma impedância de surto e um tempo de transito equivalentes. Esta linha de transmissão têm o mesmo comprimento que a altura da torre e a impedância de surto é determinada por equações distintas, para descargas verticais incidentes no topo da torre, e para descargas horizontais, isto é, para descargas que atingem o cabo guarda no meio do vão e se propagam através deste atingindo a torre de transmissão.



Altura da torre, $h = 25,23 \text{ m}$; Raio do topo e base da torre $r_t = 0,6 \text{ m}$ e $r = 2,075 \text{ m}$

Figura 11 - Torre da linha de 138kV, circuito duplo.

Comparações entre resultados obtidos através das expressões analíticas mais conhecidas e recomendadas em Distribuição de 69kV da CPFL Paulista, com cálculos efetuados através de programas digitais, como as desenvolvidas na referência (BABA e ISHI, 1997), apresentam valores de impedância de surto das torres calculados pelo programa digital, que são de 10% a 20 % inferiores aos valores calculados pelas expressões tradicionais.

4.2.3 Cálculo de Impedância de Surto

4.2.3.1 Metodologia Tradicional (Equações)

A Figura 11, correspondente à uma Linha de Transmissão de 138 kV em circuito duplo típica da CPFL. A estrutura da Figura 12, típica para as Linhas de Transmissão em 69 kV.

Adotando as soluções indicadas em itens anteriormente descritos para melhor visualização, foram colocadas a seguir as principais formulas denominadas nas Equações (7, 11, 13, 14).

4.2.3.2 Torre de 138 KV

A linha de transmissão definida como exemplo refere se a uma torre típica de circuito duplo, com altura de 25,23metros, raio do topo da torre de 0,6metros e raio da base da torre de 2,075metros.

Descarga vertical:

Uma análise visual da estrutura indicada na Figura 11 sugere considerá-la como uma **estrutura cônica**. Considerando uma descarga vertical incidente no topo da torre, e utilizando-se a Equação (7) apresentada anteriormente

$$Z_T = 30 \ln [\text{Erro!}] \quad (7)$$

Onde:

r = raio da base da torre em metros = 2,075 m

Z_T = impedância de surto da estrutura em Ohm

h = altura da torre em metros = 25,23 m

O valor da **impedância de surto determinado foi de 170,9 Ohm.**

Descarga horizontal:

Para a **estrutura cônica** representada pela Figura 11, considerando uma descarga horizontal incidente no topo da torre, e utilizando-se a Equação (11) apresentada anteriormente

$$Z_T = 60 \ln \cot [\text{Erro!} \tan^{-1} (\text{Erro!})] \quad (11)$$

Onde:

r = raio da base da torre em metros = 2,075 m

Z_T = impedância de surto da estrutura em Ohm

h = altura da torre em metros = 25,23 m

Determina-se o valor da **impedância de surto como sendo de 191,6 Ohm.**
Diagnóstico dos Desligamentos em linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

Se considerarmos as Equações (13 e 14) apresentadas anteriormente também para uma **estrutura cônica**

$$Z_T = 60 \ln \cot [\text{Erro!} \tan^{-1} (\text{Erro!})] \quad (13)$$

Onde:

Z_T = impedância de surto da estrutura em Ohms

H_T = altura da torre em metros = $h_1 + h_2$

$r_{\text{equiv}} =$ raio equivalente da torre em metros

$$r_{\text{eqv}} = (\text{Erro!}) \quad (14)$$

r_1 = raio do topo da torre r_2 = raio da seção média da torre

r_3 = raio da base da torre h_1 = altura da base da torre até a seção média

h_2 = altura da seção média até o topo da torre

$r_1 = 0,6 \text{ m}$ $r_2 = 1,225 \text{ m}$ $r_3 = 2,075 \text{ m}$ $h_1 = 13 \text{ m}$ $h_2 = 12,23 \text{ m}$

O valor da impedância de surto determinado foi de **178,4 Ohm.**

Para a **estrutura cilíndrica** representada pela Figura 11, correspondente à uma LT em circuito simples, para uma descarga vertical e utilizando-se a Equação 12 apresentada anteriormente:

$$Z_T = 60 [\ln(\sqrt{2} \text{ Ero!}) - 1] \quad (12)$$

Onde:

Z_T = impedância de surto da estrutura em Ohm

h = altura da torre em metros

$2r$ = largura mínima da estrutura em metros

O valor da impedância de surto determinado foi de **324 Ohm.**

4.2.3.3 Torre de 69 kV

Não há interligação entre as descidas de aterramento na parte superior da estrutura sobre as cruzetas de madeira, mas somente na parte inferior das estruturas, interligando as hastes. Sendo assim, considera-se os postes desacoplados e cilíndricos. Como o poste é de concreto, considera-se a largura mínima da torre como sendo a distância mínima entre as ferragens no alto do poste (193 mmX147 mm). Figura 12. Para altura útil do poste de 18 metros $h = 15,6$ metros.

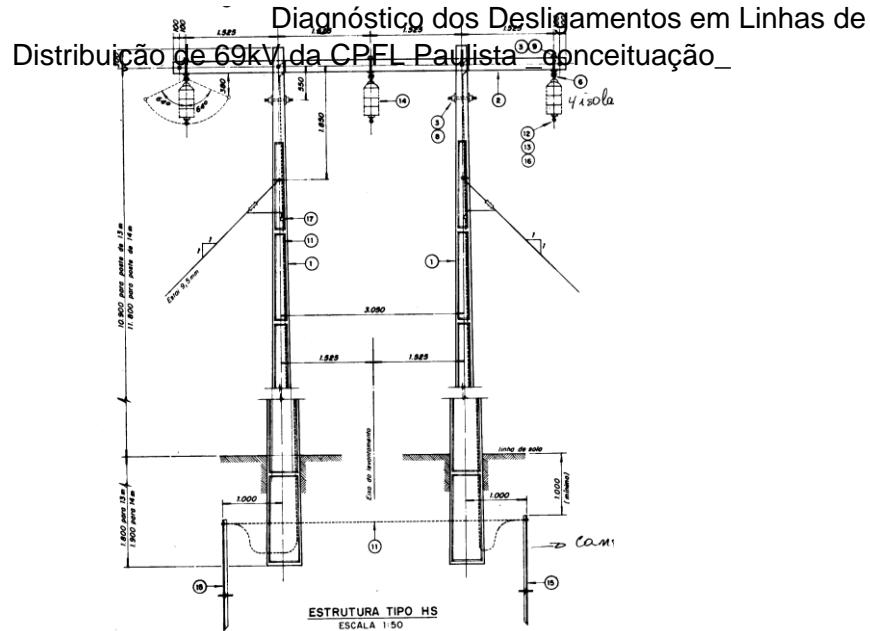


Figura 12 - Torre da linha de 69 kV.

Para a representação da estrutura considera-se a velocidade de propagação igual à da velocidade da luz, pois não há a presença de braços e treliças, somente o cabo de descida conectado ao para-raios.

Além das estruturas em concreto, verifica-se também a condição das estruturas em madeira, e nesse caso, considera-se cabos de descida de 1/2" e uma interligação de mesmo diâmetro entre os mesmos também na parte superior da estrutura.

Para torres tipo pórticos

Neste caso a velocidade de propagação deve ser considerada igual à da velocidade da luz, pois não há a presença de braços e treliças. Para o cálculo da impedância de surto pode ser considerada a equação relativa às duas estruturas cilíndricas. Equação (9) apresentada anteriormente;

$$Z_{TP} = (Z_s + Z_M) / 2 \quad (9)$$

Onde:

Z_s = impedância de surto da estrutura em Ohm

h = altura da estrutura em metros = 15,6 metros

r = raio do cilindro equivalente (de cada estrutura se metálica) ou raio do fio terra no caso de torres de madeira = 0,0127 metros

b = distância entre as estruturas = 3 metros

Então, com os dados nas equações anteriores podemos calcular a impedância de surto:

$$Z_s = 60 \ln(h/r) + 90(r/h) - 60 = 366,9 \text{ Ohm}$$

$$Z_M = 60 \ln(b/h) + 90(b/h) - 60 = 56,2 \text{ Ohm}$$

O valor da impedância de surto determinado foi de Z_{TP} 211,6 Ohm.

REFERÊNCIAS RELATIVAS AO ITEM 4.2 Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

- [1] ERIKSSON, A. et al "Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmission lines," In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON LARGE HIGH VOLTAGE ELECTRIC SYSTEMS. *Proceedings*. 01-33, October 1991.
- [2] GRANT, I.S. et al. "A simplified method for estimating lightning performance of transmission lines," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, V.104, n.4, April, p. 919 - 932, 1985.
- [3] IMECE, A.F. et al. "Modeling guidelines for fast transients," *IEEE Transactions on Power Delivery*, V. 11, n.1, January, p. 493-505, 1996.
- [4] CHISHOLM, W. A. et al "Travel time of transmission towers," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, V.104, October 1985
- [5] BARROS, M.T.C. "Direct lightning strokes – Backflashover," III INTERNATIONAL SEMINAR ON LIGHTNING PROTECTION. *Anais*. Brazil, September 1994
- [6] ANDERSON, J.G. "Lightning performance of transmission lines," In: EPRI. *Transmission Line Reference Book 345 kV and Above*. Palo Alto, Electric Power Institute, 1982, Cap.12, p. 545 - 597.
- [7] BARROS, M.T.C. "Tower modelling for Lightning Surge Analysis using EMTP," *European EMTP User Group Meeting* April 18-20, 1994 - Lyngby, Denmark.
- [8] BABA, Y.; ISHII, M. "Numerical Electromagnetic Field Analysis on Lightning Surge Response of Tower with Shield Wire," *IEEE Transactions on Power Delivery* vol 15 n. 3, July 2000
- [9] BABA, Y.; ISHII, M. "Numerical Electromagnetic Field Analysis of Tower Surge Response," *IEEE Transactions on Power Delivery* vol. 12 n. 1, January 1997
- [10] GONI, O. et al. "Theoretical Simulation and Experimental Investigations of the Surge Response of a Tower Model of Vertical Conductor," *7th IASTED International Conference, PES 2003*, Palm Springs, USA
- [11] TAKAHASHI, H.; KODAMA, M. *Theoretical Derivation of Surge Impedance about a Vertical Conductor*. 2002 IEEE

4.3 Análise de Sensibilidade dos Parâmetros no Desempenho da Linha

A ideia é determinar quais os parâmetros e características da linha que influenciam de forma mais relevante os valores de índice de desligamentos causados por descargas atmosféricas. Com o resultado dessa investigação poderão ser definidas simplificações e aproximações para minimizar as dimensões do banco de dados de casos de desligamento, facilitando a utilização e diminuindo o tempo de processamento.

4.3.1 Parâmetros que Influenciam no Índice de Desligamentos

A curva limite e consequentemente o índice de desligamentos dependem dos seguintes dados relativos à linha de transmissão:

- Torre
- Condutor
- Cabo guarda
- Resistividade do solo
- Tamanho do vão
- Características dos para-raios de linha
- RAT (resistência de aterramento)
- Comprimento da cadeia de isoladores
- Método de desligamento (leader, CFO, integração)
- Quantidade e localização (fases) dos para-raios de linha

O índice de desligamentos depende ainda das características estatísticas da corrente de raio (descarga atmosférica) e nível solo, das características da corrente de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista e os parâmetros do modelo: tipo geométrico e do nível cerâunico (densidade de descargas atmosféricas por ano na região do objeto em análise).

As linhas de transmissão da CPFL seguem uma determinada padronização o que possibilita limitar a quantidade de combinações ou configurações possíveis.

A Tabela 2 a seguir apresenta os parâmetros que podem variar e alterar o valor do índice de desligamentos e as possibilidades de valores diferentes, para as linhas da CPFL:

Tabela 2 – Parâmetros de linha de transmissão que interferem no índice de desligamentos (desempenho da linha).

Parâmetro	Tensão 69kV	138kV
Torre	25 tipos (1)	22 tipos (1)
Altura da torre	1 valor (2)	1 valor (2)
Condutor	1 tipo	3 tipos
Cabo guarda	Depende do condutor e da torre (3)	Depende do condutor e da torre (3)
Resistividade do solo	Variável	Variável
Vôo médio	Valor médio dependente da torre (4)	Valor médio dependente da torre (4)
Quantidade e localização (fases) dos para-raios de linha	4 possibilidades (5)	4 possibilidades (5)
Para-raios de linha	1 tipo (6)	1 tipo (6)
RAT (resistência de aterramento)	Variável	Variável
Comprimento da cadeia de isoladores	Depende da torre (7)	Depende da torre (7)
Método de desligamento (Leader, CFO, integração)	Leader	Leader

Notas relacionadas a Tabela 2:

- (1) Desse total muitas torres constituem uma família, sendo considerada a principal torre aquela de suspensão. A família K-1 a K-4, por exemplo, será representada somente pela torre K-1.
- (2) Cada torre pode ter um prolongamento, entretanto, a maioria das torres de uma linha possuem altura padrão.
- (3) Dado o condutor da linha, define-se o cabo guarda entre duas possibilidades indicadas na Tabela do item 1.4 de dados de linhas da CPFL 2004. Dada a torre da linha, define-se a presença ou não do (s) cabo (s) guarda.
- (4) Dada a torre, define-se o vôo médio – Tabela no item 1.3 de dados de linhas da CPFL 2004, mas conforme o projeto esse valor pode variar em trechos da linha.
- (5) Alternativas: i) sem para raios, ii) com para raios na fase c (inferior ou externa para torre horizontal), iii) com para raios nas fases (b e c) ou nas fases (a e c para torre horizontal), iv) com para raios nas fases a, b e c. No caso de torres de circuito duplo considera-se para-raios de linha somente em um dos circuitos.
- (6) Considera-se um tipo de para-raios para as linhas de 69 kV.
- (7) Cada tipo de torre tem uma cadeia de isoladores padronizada.

4.3.2 Análise Técnica dos Resultados Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

Como análise dos resultados obtidos, pode-se concluir que os parâmetros mais relevantes da linha quanto à influência no índice de desligamentos (desempenho da linha de transmissão) são:

- Tipo de torre
- Quantidade e localização dos para-raios de linha
- Resistência de Aterramento (Rat)
- Resistividade do solo (Rho)

As simulações levadas a termo e apresentados no item 4 também foram feitas para uma linha com torre metálica de circuito simples, com a análise dos resultados fornecendo as mesmas conclusões.

A obtenção do índice de desligamentos de uma linha com características diferentes dos casos presentes, em um banco de dados confiável, poderá ser feita por interpolação. Por exemplo, no caso de ser usada a torre K1 com 1 para-raios de linha e condutor Linnet, com um valor de resistência de aterramento (RAT) que não esteja presente no banco (Anexo 2). Para que seja possível a interpolação, devem ser usados todos os valores de desligamento para torres K1 com 1 para-raios de linha e condutor Linnet presentes neste banco.

Para o processo de interpolação, o dado mais importante é o valor do RAT, seguido da resistividade do solo, uma vez que todas as alternativas de configuração de para-raios de linha para uma determinada torre devem estar armazenadas no banco (Anexo 2).

Uma família de casos, a ser usada para interpolação deve ter fixados os seguintes parâmetros:

- Tipo de torre
- Condutor
- Cabo guarda (cabo para raios)
- Quantidade e localização dos para-raios de linha

Portanto, não se pode fazer a interpolação utilizando dados de torres diferentes ou com diferentes configurações de instalação de para-raios de linha. Dentro de cada família podem variar os demais parâmetros com RAT (resistência de aterramento), resistividade do solo, etc.

4.3.3 Análise de Sensibilidade dos Parâmetros nos Desligamentos de Linhas

Foram considerados os seguintes parâmetros da linha de transmissão na análise de sensibilidade no índice de desligamentos:

- Resistência de aterramento (RAT)
- Resistividade do solo (Rho)
- Tamanho do vão
- Características dos para-raios de linha
- Comprimento da cadeia de isoladores

Para complementar a análise também foram ~~avaliados os parâmetros~~
Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

- Altura da torre
- Tipo de condutor
- Tempo de trânsito do surto na torre
- Impedância de surto da torre

Os parâmetros tipo de torre, quantidade e localização (fases) dos para raios de linha, não tiveram a sensibilidade analisada, uma vez que fazem parte da definição de uma família de casos.

A quantidade de cabos guarda e o tipo de cabo guarda também não fez parte da análise de sensibilidade, pois são definidos com a escolha da torre e do condutor.

Foram analisados casos sem para raios de linha e com para-raios de linha incorporado, para linhas com a torre HS, de 69 kV, estrutura metálica sem cabo guarda. Os valores padrão para os demais parâmetros são:

- Condutor: Penguin
- Altura da torre: 11,80 m
- Velocidade de propagação na torre: 100% de c ($c =$ velocidade da luz)
- Resistência de aterramento: 50Ω
- Resistividade do solo: $1000 \Omega \text{cm}$
- Tamanho do vão: 200 m
- Comprimento da cadeia de isoladores: 0,77 m
- Nível cerâunico: 80 dias de chuvas com trovoadas ouvidas / ano, equivalente a uma densidade média de 7 a 8 descargas / km^2 / ano.

Corrente (kA)	Tensão (kV)
10^{-6}	107
0,4	114,5
1,5	130
3,0	140
5,0	147,5
10,0	160
20,0	187,5
40,0	217,5

Quando for adotado como solução para redução de desligamentos, por para raios de linhas, estes devem possuir as características VxI típicas de para-raios de linha (curva VxI). Os Anexos 3 e 4 apresentam excelentes tratativas de para raios em linhas de transmissão.

Na sequência apresenta-se a influência de cada parâmetro no índice de desligamentos, cada um de forma independente, considerando todos os demais parâmetros com o valor padrão conforme descrito anteriormente.

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista - conceituação

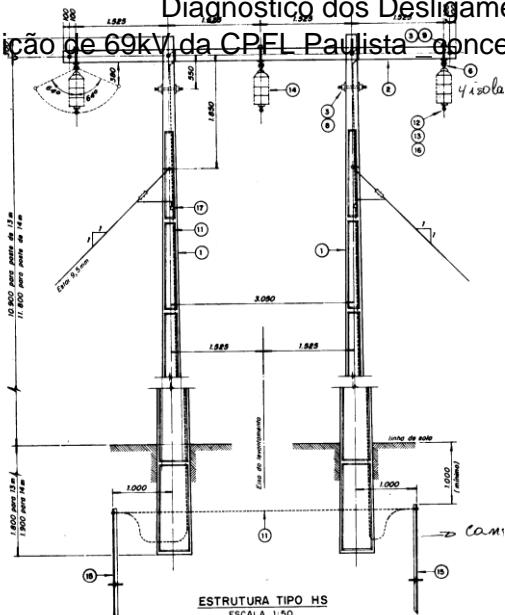


Figura 13 - Torre tipo HS da linha de 69 kV.

4.3.3.1 Efeito da variação da Resistência de Aterramento (RAT)

Tabela 3 – Influência da RAT no índice de desligamentos

Para-raios	RAT (Ω)	Desl. / 100 km / ano
Sem	10	0,57
Sem	30	15,89
Sem	50	35,40
Sem	100	60,41
Sem	150	67,62
Sem	200	69,97
Sem	250	71,06
Sem	300	71,78
Fase c	10	0,23
Fase c	30	8,69
Fase c	50	23,26
Fase c	100	48,00
Fase c	150	59,05
Fase c	200	64,53
Fase c	250	67,01
Fase c	300	68,33
Fases b e c	10	0,15
Fases b e c	20	5,92
Fases b e c	50	17,54
Fases b e c	100	40,43
Fases b e c	150	52,07
Fases b e c	200	58,61
Fases b e c	250	62,59
Fases b e c	300	65,05

Para fins comparativos nas Tabelas 3 a 10 foram feitas simulações sem e com para-raios de linhas incorporados. Nas Figuras 14 a 22, o eixo y representa o Número de Desligamentos / 100 km / ano e o eixo x representa o parâmetro em análise.

A Figura 14 a seguir mostra as curvas correspondentes à Tabela 3.

As curvas de desempenho da linha de transmissão (*Desligamentos X RAT*) não apresentam um comportamento linear e mostram que o RAT é um parâmetro muito importante no cálculo do índice de desligamentos.

Outra verificação interessante para o presente caso é que a efetividade da instalação de para-raios de linha para redução do índice de desligamentos, é maior na faixa de 50 Ω.

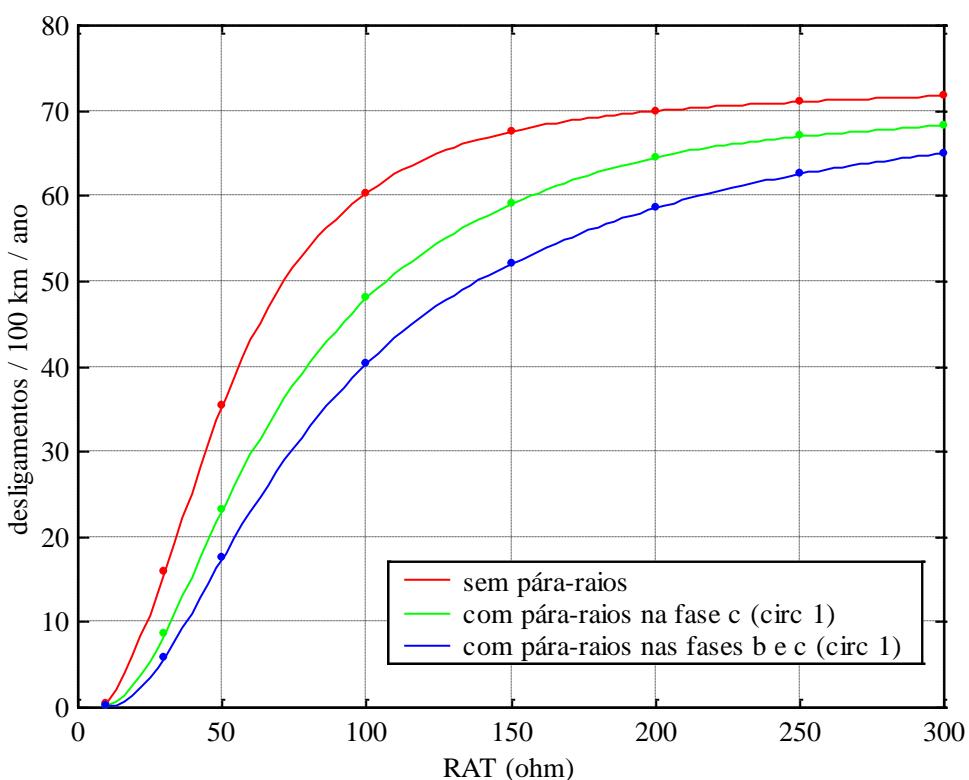


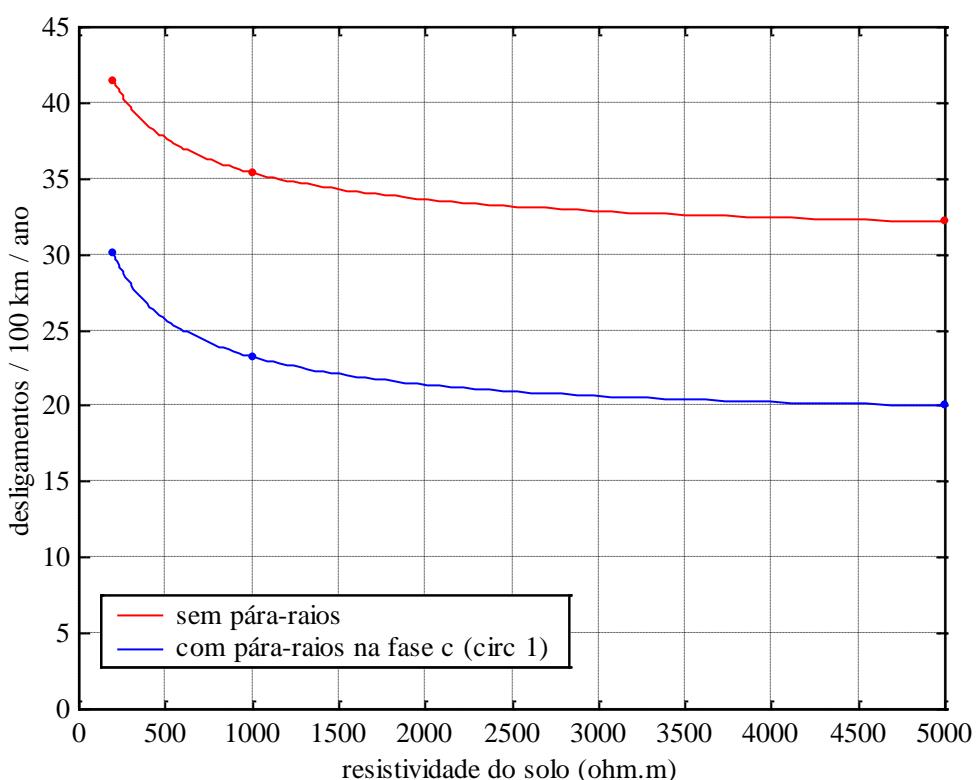
Figura 14 - Influência da RAT no índice de desligamentos

Pode-se verificar que a influência de RAT é grande e não pode ser desprezada, uma vez que variações de 50 a 200 Ohms (+300%) no valor da resistência de aterramento na curva RAT X Desempenho geram variações de 35 a 70 (+100%) no índice de desligamentos (para o caso sem para-raios). Relação linear: +3. Maior influência ocorre para menores valores absolutos da relação.

4.3.3.2 Efeito da variação da resistividade do solo
 Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

Tabela 4 – Influência da resistividade do solo no índice de desligamentos.

Para-raios	ρ solo (Ωm)	Desl. / 100 km / ano
Sem	200	41,49
Sem	1000	35,40
Sem	5000	32,16
Fase c	200	30,04
Fase c	1000	23,26
Fase c	5000	20,04


 Figura 15a – Influência da resistividade do solo no índice de desligamentos.
 (Escala normal)

Pode-se verificar que a influência não é grande e poderia até ser desprezada, uma vez que variações de 200 a 1000 ohm metro (+400%) no valor da resistividade do solo na curva Rho X Desempenho geram variações de 41,4 para 35,4 (-14,4%) no índice de desligamentos (para o caso sem para-raios). Relação linear: -27,7. Maior influência ocorre para menores valores absolutos da relação.

A Tabela 4 mostra a variação da resistividade do solo. A Figura 15a a seguir mostra o gráfico acima com a resistividade em escala normal. A Figura 15b a seguir mostra o gráfico acima com a resistividade em escala logarítmica.

Em escala normal, as curvas não são lineares, entretanto, com a resistividade do solo em escala logarítmica, o comportamento se aproxima mais da linearidade, de qualquer forma, pode-se verificar que grandes variações na resistividade do solo podem introduzir uma alteração nos índices de desligamento, porém tais variações não são esperadas na região de atuação de CPFL.

Em um caso não mostrado neste relatório, para torre de circuito simples, em escala logarítmica, as curvas com e sem para-raios eram lineares, facilitando a interpolação. Mas mesmo no caso da linha com torre HS, uma interpolação linear usando a escala logarítmica seria suficientemente precisa.

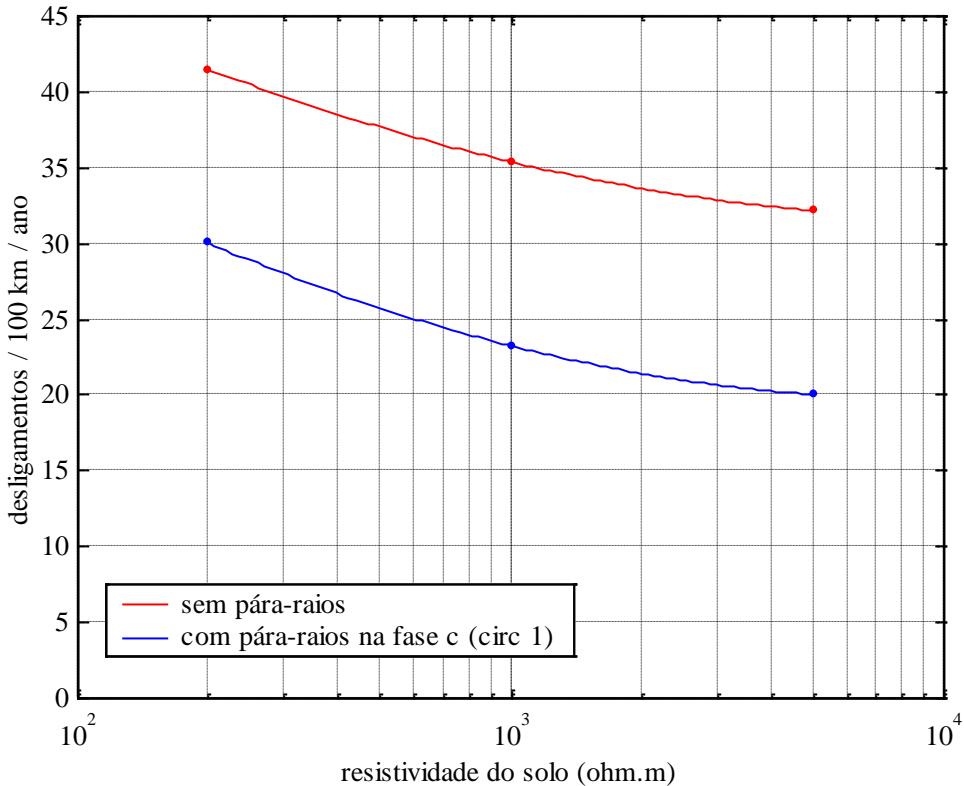


Figura 15b – Influência da resistividade do solo no índice de desligamentos.
(Escala logarítmica)

O posicionamento inversamente proporcional deste parâmetro para as condições da simulação são objeto de explicação no Anexo 6 ao presente documento.

4.3.3.3 Efeito da variação do tamanho do vão

Para linhas de 69 kV com estrutura concreto, conforme análise de dados de linhas CPFL 2004, o vão médio é da ordem de 200 m, entretanto esses valores podem variar conforme o trecho da linha ou devido ao seu projeto, tendo sido escolhidos 3 valores distintos para a análise de influência no índice de desligamentos. (Tabela 5 e Figura 16).

Tabela 5 – Influência do vão no índice de desligamentos
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

Para-raios	Vão (m)	Desl. / 100 km / ano
Sem	150	28,53
Sem	200	35,40
Sem	250	39,81
Fase c	150	17,49
Fase c	200	23,26
Fase c	250	27,20

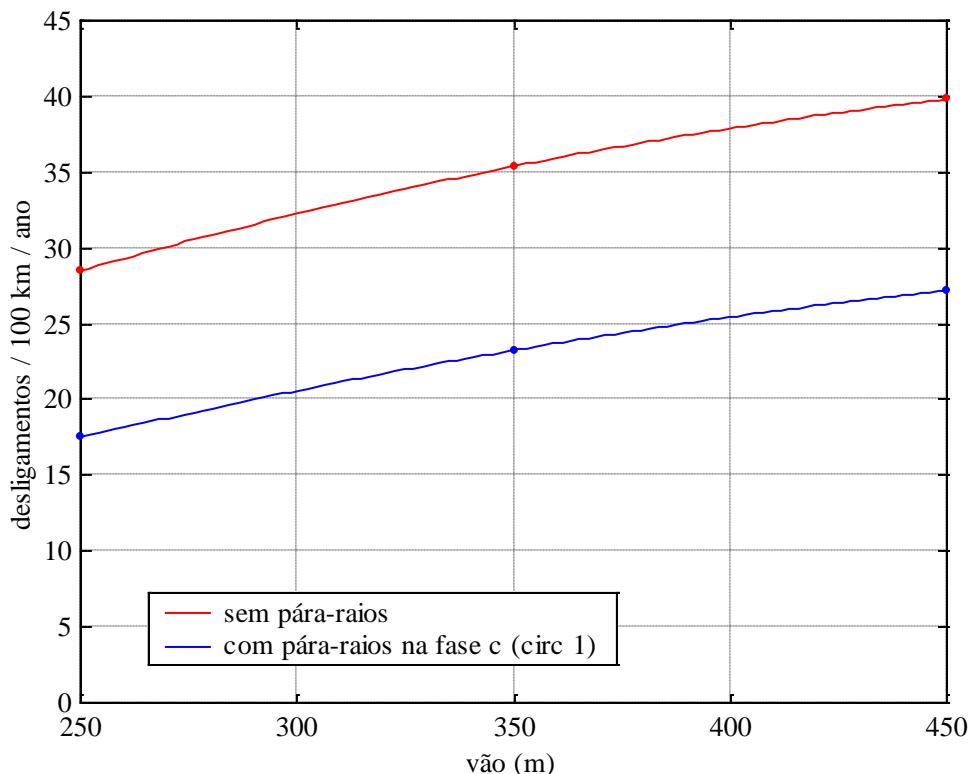


Figura 16 – Influência do vão no índice de desligamentos.

A variação do índice de desligamentos com o vão é praticamente linear com o vão tendo uma influência considerável no valor do índice de desligamentos.

Pode-se verificar que a influência é grande e não pode ser desprezada, uma vez que variações de 150 a 250 (+60%) no valor da do tamanho do vão na curva: Comprimento do Vão X Desempenho geram variações de 28,5 a 39,8 (+39,6%) no índice de desligamentos (para o caso sem para-raios). Relação linear: +1,5. Maior influência ocorre para menores valores absolutos de relação.

4.3.3.4 Efeito da variação do comprimento da cadeia de isoladores xxx

O comprimento da cadeia incluindo as ferragens é de aproximadamente 1,5m, no caso de 9 isoladores (138kV) e 0,75m no caso de 5 isoladores (69kV). Como o passo é 0,154m foram escolhidos os valores apresentados na Tabela 6 e Figura 17

*Tabela 6 – Influência do comprimento da cadeia de isoladores no índice de desligamentos.
 Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_*

Para-raios	Com cadeia (m)	nº isoladores	Desl. /100 km / ano
Sem	1,05	6	54,58
Sem	1,20	7	47,86
Sem	1,35	8	41,39
Sem	1,50	9	35,40
Sem	1,65	10	30,10
Fase c	1,05	6	44,80
Fase c	1,20	7	36,48
Fase c	1,35	8	29,19
Fase c	1,50	9	23,26
Fase c	1,65	10	18,37

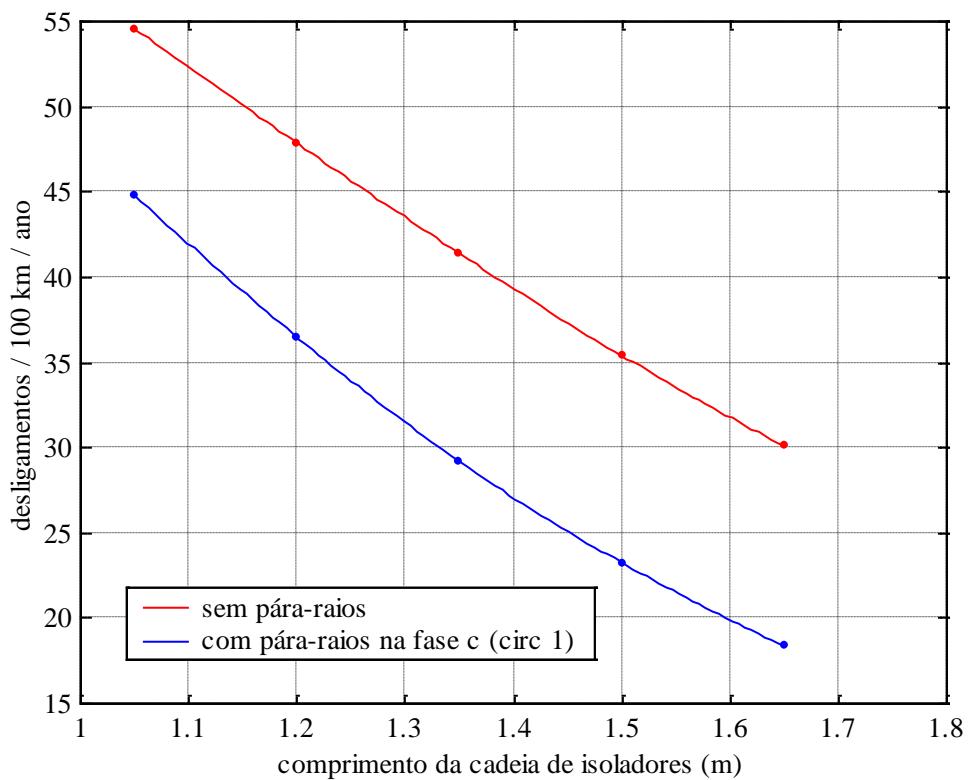


Figura 17 – Influência do comprimento da cadeia de isoladores no índice de desligamentos.

Assim como nos casos de variação do vão e da curva do para-raios, a variação é aproximadamente linear e o índice de desligamentos é bastante sensível à variação do comprimento da cadeia.

Pode-se verificar que a influência é grande e não pode ser desprezada, uma vez que variações de 0,75 a 1,65m (+114%) no comprimento da cadeia de isoladores Cci X Desempenho geram variações de 65,4 para 30,10 (-54%) no índice de desligamentos (para o caso sem para-raios). Relação linear: -2,1. Maior influência ocorre para os valores absolutos de relações menores.

Visando a redução do tamanho do banco de dados será considerado somente um comprimento de isolador por tipo de torre.

4.3.3.5 Efeito da variação da altura da torre

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

Novamente o comportamento é linear com influência maior da altura no índice de desligamentos no caso de uma linha sem para-raios ZnO. Essa variação é devida principalmente devido ao modelo eletro geométrico, no qual a posição dos condutores desse ser somada com 3 e 6 m. Se fosse considerada somente a influência no índice de desligamentos devido à variação dos parâmetros da linha, os valores obtidos na Tabela 7 e na Figura 18 para o caso sem para-raios e com um para raios.

Tabela 7 – Influência da altura da torre no índice de desligamentos.

Para-raios	Altura torre	Desl. / 100 km / ano
Sem	Padrão	35.40
Sem	Padrão + 3 m	36.89
Sem	Padrão + 6 m	38.39
Fase c	Padrão	23.26
Fase c	Padrão + 3 m	23.99
Fase c	Padrão + 6 m	24.76

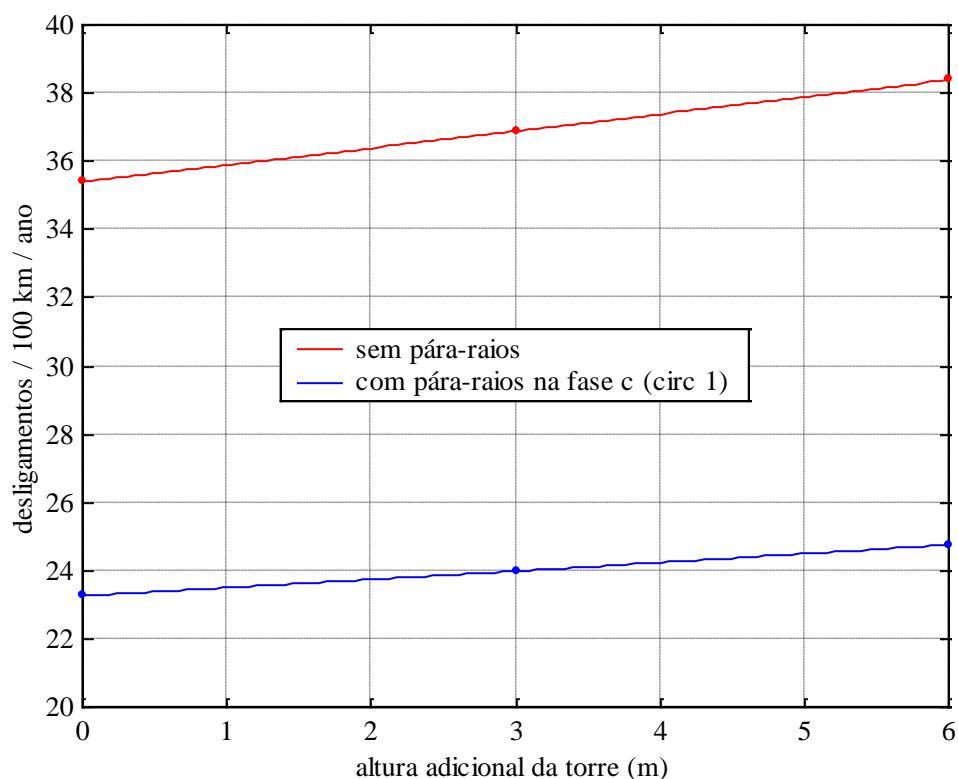


Figura 18 – Influência da altura da torre no índice de desligamentos.

Pode-se verificar que a influência não é grande e não pode ser desprezada, uma vez que variações de padrão 10 + 1m até padrão 10 + 6 m (+45%) no valor da altura da torre Htorre X Desempenho geram variações de 35,4 para 38,4 (+8%) no índice de desligamentos (para o caso sem para-raios). Relação linear: -5,6. Maior influência ocorre para os valores absolutos de relações menores.

Porém, como pode ser averiguado em Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista, constata-se que a maioria das torres possuem altura padrão, de forma que no banco de dados são consideradas somente torres de altura padrão.

4.3.3.6 Efeito da variação do tipo de condutor

Para as linhas de 69kV (4/0 AWG 1,43 cm) da CPFL podem ser usados 3 condutores padronizados e típicos obtidos na análise de dados e linhas CPFL em 2004, indicados na Tabela 8 e na Figura 19.

Tabela 8 – Influência do condutor no índice de desligamentos

Para-raios	Condutor	Diâm. ext. (cm)	Desl. / 100 km / ano
Sem	Penguin	1,43	35,38
Sem	Penguin	1,83	35,40
Sem	Penguin	2,18	35,41
Fase c	Penguin	1,43	23,52
Fase c	Penguin	1,83	23,26
Fase c	Penguin	2,18	23,02

Pode-se constatar que no caso com para-raios houve uma pequena influência do condutor no índice de desligamentos, o que não ocorreu no caso sem para-raios, onde praticamente não houve alteração no índice de desligamentos.

Pode-se verificar que a influência é pequena e pode ser desprezada, uma vez que variações de 1,8 a 2,8cm de diâmetro (+55%) no tipo do condutor Condutor X Desempenho geram variações de 35,4 para 35,44 (+0,1%) no índice de desligamentos (para o caso sem para-raios). Relação linear: +550. Maior influência ocorre para os valores absolutos de relações menores.

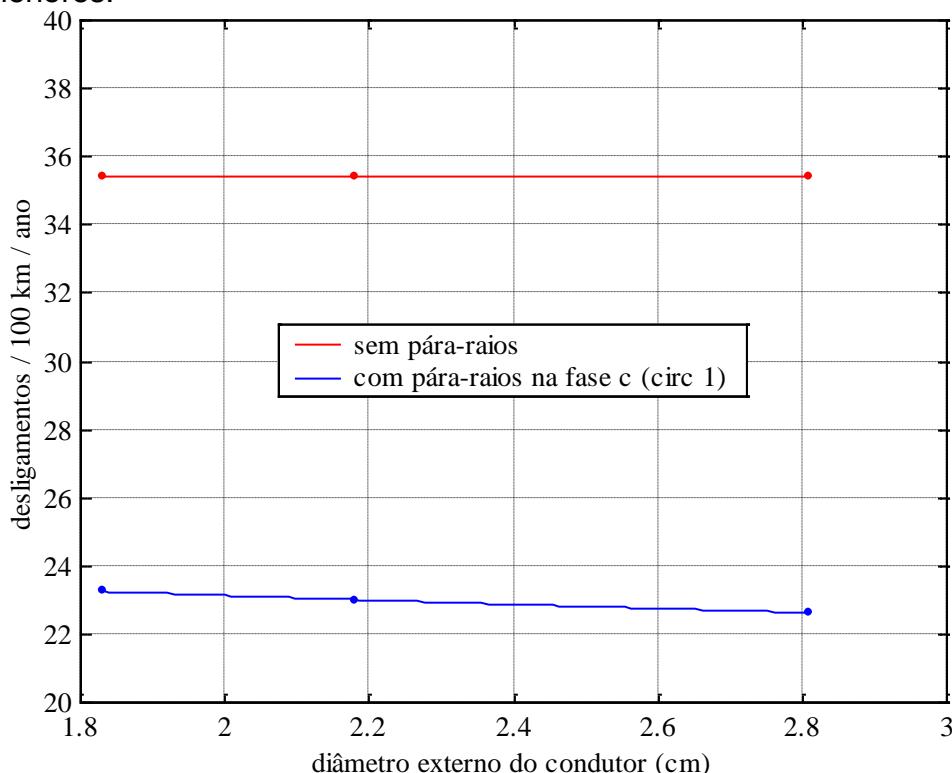


Figura 19 – Influência do condutor no índice de desligamentos.

Como a variação do índice de desligamentos é pequena pode-se cogitar a possibilidade de considerar somente o condutor Penguin.

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

4.3.3.7 Efeito da variação da velocidade de propagação na torre

A velocidade de propagação na torre influiu pouco no índice de desligamentos, então todos os casos do banco de dados considerarão a propagação a 100% da velocidade da luz (c). Tabela 9 e na Figura 20.

Tabela 9 – Influência da velocidade de propagação na torre no índice de desligamentos.

Caso	Para-raios	Tempo (% x c)	Desl. / 100 km / ano
53	Sem	85	35.33
54	Sem	90	35.36
55	Sem	100	35.40
56	Fase c	85	23.20
57	Fase c	90	23.23
58	Fase c	100	23.26

Pode-se verificar que a influência é pequena e pode ser desprezada, uma vez que variações de 85% a 100% (+17,5%) no valor da velocidade da propagação da descarga na curva Vpropag X Desempenho geram variações de 35,33 a 35,4 (+0,19%) no índice de desligamentos (para o caso sem para-raios). Relação linear: +92. Maior influência ocorre para os valores absolutos de relações menores.

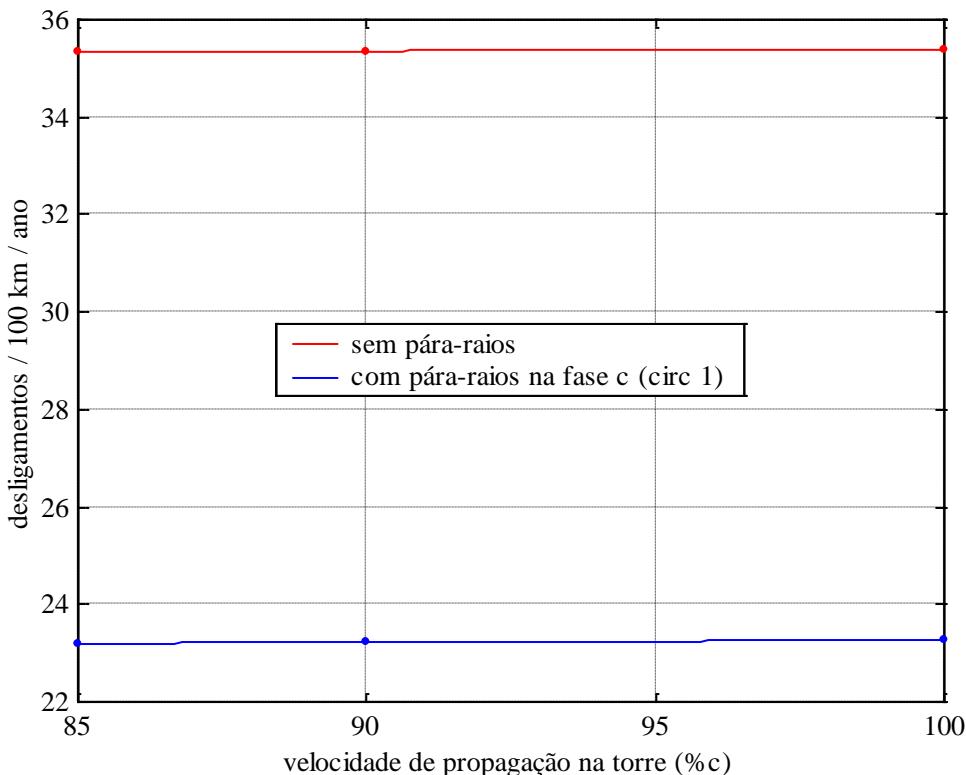


Figura 20 – Influência da velocidade de propagação na torre no índice de desligamentos.

4.3.3.8 Efeito da variação da impedância da torre

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

No banco de dados de índices de desligamentos, a impedância não é considerada como parâmetro, sendo apenas um valor dependente da geometria da torre, entretanto, o efeito da impedância nos desligamentos foi analisada. Tabela 10 e na Figura 21.

Tabela 10 – Influência da impedância da torre no índice de desligamentos.

Caso	Para-raios	Impedância (Ω)	Desl. / 100 km / ano
59	Sem	50%	35.67
60	Sem	Normal	35.40
61	Sem	150%	35.28
62	Fase c	50%	23.49
63	Fase c	Normal	23.26
64	Fase c	150%	23.21

Pode-se verificar que a influência é pequena e pode ser desprezada, uma vez que variações de 50% a 150% (+200%) no valor da impedância de surto da torre na curva Ztorre X Desempenho geram variações de 35,67 a 35,28 (-1,1%) no índice de desligamentos (para o caso sem para-raios). Relação linear: -181. Maior influência ocorre para os valores absolutos de relações menores.

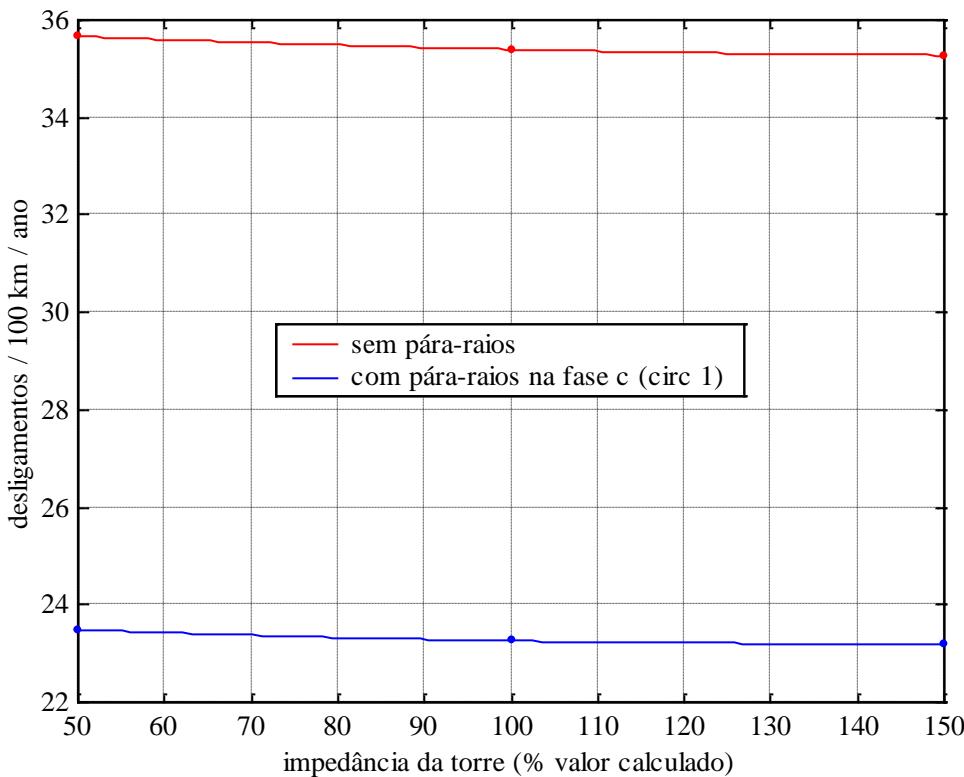


Figura 21 – Influência da impedância da torre no índice de desligamentos.

Das curvas verifica-se que a influência do valor da impedância da torre no índice de desligamentos é pequena e o comportamento é aproximadamente linear.

Considerando possíveis variações de altura da torre, a variação da impedância seria muito menor do que os valores utilizados na tabela (+/- 50% do valor calculado). Assim sendo, pode-se sempre utilizar o valor de impedância calculado para a torre padrão, mesmo no caso de torres estendidas.

4.3.3.9 Efeito da variação das características da aplicação de para-raios de linha (Em caso de Utilização de Para Raios de Linha)

Tabela 11 – Influência da tensão na curva V x I no índice de desligamentos.

Para-raios	Fator tensão (%)	Desl. / 100 km / ano
Fase c	90	22,65
Fase c	100	23,26
Fase c	110	23,89
Fases b e c	90	16,69
Fases b e c	100	17,46
Fases b e c	110	18,20

As correntes críticas aumentam levemente com a diminuição da tensão na curva VxI do pára-raios ZnO de forma que o índice de desligamentos sofre uma leve redução. Tabela 11 e Figura 22. Pode-se verificar que a influência não é tão grande, mas não pode ser desprezada, uma vez que variações de +/- 10% no valor das tensões na curva VxI do para-raios ZnO geram variações de +/- 2,6% no índice de desligamentos (para o caso com para-raios na fase c), e de +/- 4,3% no índice de desligamentos (para o caso com para-raios nas fases b e c). Por outro lado, a definição de tensão nominal do para raios está diretamente relacionado as condições do sistema elétrico (fatores de sobretensão temporárias) sob pena de operação inadequada, envelhecimento precoce do equipamento ou mesmo dificuldades na proteção adequada das instalações, dentre outras possibilidades.

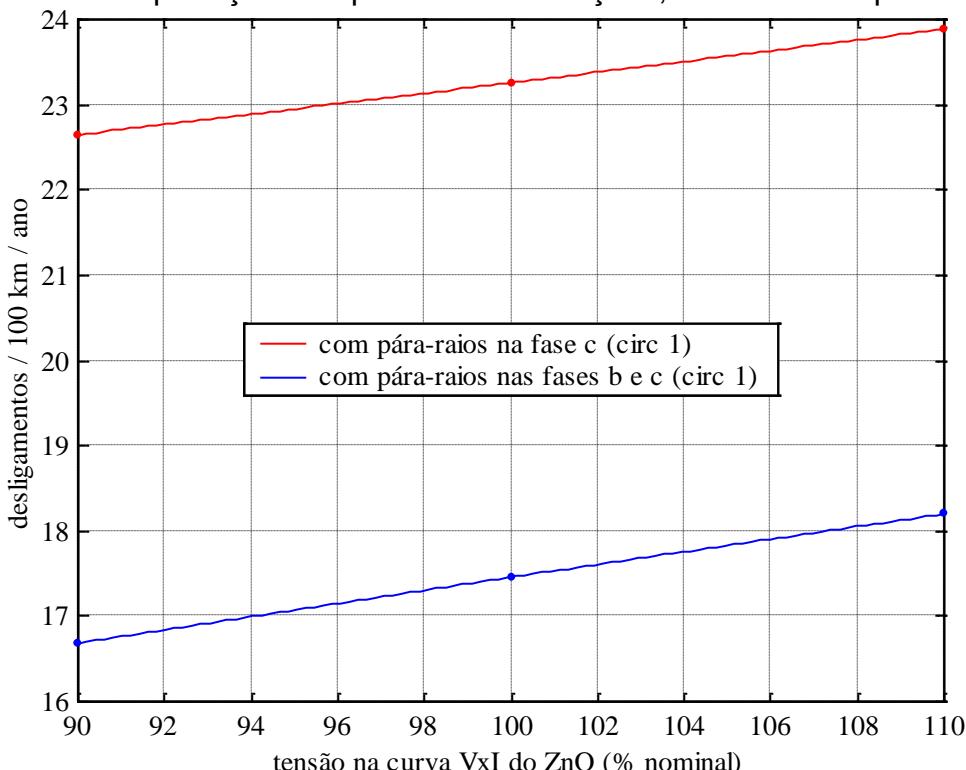


Figura 22 – Influência da tensão na curva VxI no índice de desligamentos.

Diagnóstico da Influência da Variação da Curva do para-raios, entretanto, na geração de banco de dados será considerado somente um para-raios padronizado para cada nível de tensão.

Pode-se verificar que a influência não é tão grande, mas não pode ser desprezada, uma vez que variações de 90 a 110% (+22%) no valor da porcentagem da tensão nominal do para raios V_{npr} X Desempenho geram variações de 22,65 para 23,89 (+5,5%) no índice de desligamentos (para o caso com para-raios na fase c por exemplo). Relação linear: +4. Maior influência ocorre para os valores absolutos de relações menores.

REFERÊNCIAS RELATIVAS AO ITEM 4.3:

- [1] Convênio PEA/COESA/CPFL *Nota Técnica 1: Revisão da Bibliografia – Análise dos Dados das Linhas de Transmissão da CPFL*, 2004.
- [2] Convênio PEA/COESA/CPFL *Nota Técnica 2: Parte 1 - Análise da Influência de Parâmetros no Índice de Desligamentos*, 2004.
- [3] ANDERSON, R.B. et al. "Lightning parameters for engineering application," CIGRÉ WG 33-01, *ELECTRA*, n.69, p. 65 -102, March 1980.
- [4] ERIKSSON, A. et al "Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmission lines," *International Conference on Large High Voltage Electric Systems Proceedings*, p. 01-33, Oct. 1991.
- [5] CHISHOLM, W. A. et al "Estimating Lightning Performance of Transmission Lines II – Up Date to Analytical Models," *IEEE Working Group Report*, 92 SM 453-1 PWRD, 1992.
- [6] ZANETTA, L.C., JR.; PEREIRA, C. E. M. "Application studies of line arresters in partially shielded 138-kV transmission lines," *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 18, n. 1, p. 95-100, Jan. 2003.

5 ASPECTOS DE COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO

Os principais aspectos de coordenação de isolamento de sistemas elétricos encontram-se descritos de maneira sucinta no Anexo 1 ao presente documento, podendo ser utilizado como fonte de consulta. Trata-se de um dos Estudos de Engenharia de caráter simplificado e prático, datado de 2002, e, composto dos seguintes temas:

- Natureza de sobretensões: conceituação geral, sobretensões, descargas atmosféricas, níveis de incidência de descargas, estatísticas básicas, formação e propagação de ondas, desempenho de linhas subestações e redes, ações de melhoria de desempenho;
- Classificação da isolação: conceituação geral, materiais isolantes, considerações probabilísticas, estatísticas de suportabilidade, simulações em laboratório;
- Princípios básicos de coordenação de isolamento: conceituação geral, sobretensões x suportabilidade, tensão de operação normal, métodos de coordenação de isolamento, níveis de isolamento, sistema de aterramento;
- Linhas subestações redes e equipamentos associados: conceituação geral, leiaute da instalação, sistema de blindagem, equipamentos, características de surtos de tensão e corrente;

- Dispositivos de proteção: necessidade de proteção, missão, evolução tecnológica, critérios de escolha, características principais;
- Condições limites para proteção adequada: margens de proteção, efeito das distâncias, determinação das sobretensões desenvolvidas em equipamentos;
- Conclusões e recomendações.

6 CARACTERISTICAS HISTÓRICAS DE LINHAS DE SUBTRANSMISSÃO CPFL

O sistema elétrico da CPFL Paulista é composto por Linhas de Sub Transmissão (LT's) com classes de tensão de 34,5 kV, 69 kV e 138 kV. Os sistemas de classe de tensão 34,5 kV e 138 kV não serão objeto deste trabalho. Pode ser visto na Figura 23 um Mapa Histórico dos Sistemas de Sub Transmissão da CPFL. No item 7 são apresentados os levantamentos de todos os dados disponíveis para caracterização de Linhas de 69kV (estruturas, condutores, torres, etc.).

As principais características desses sistemas são apresentadas na sequencia.

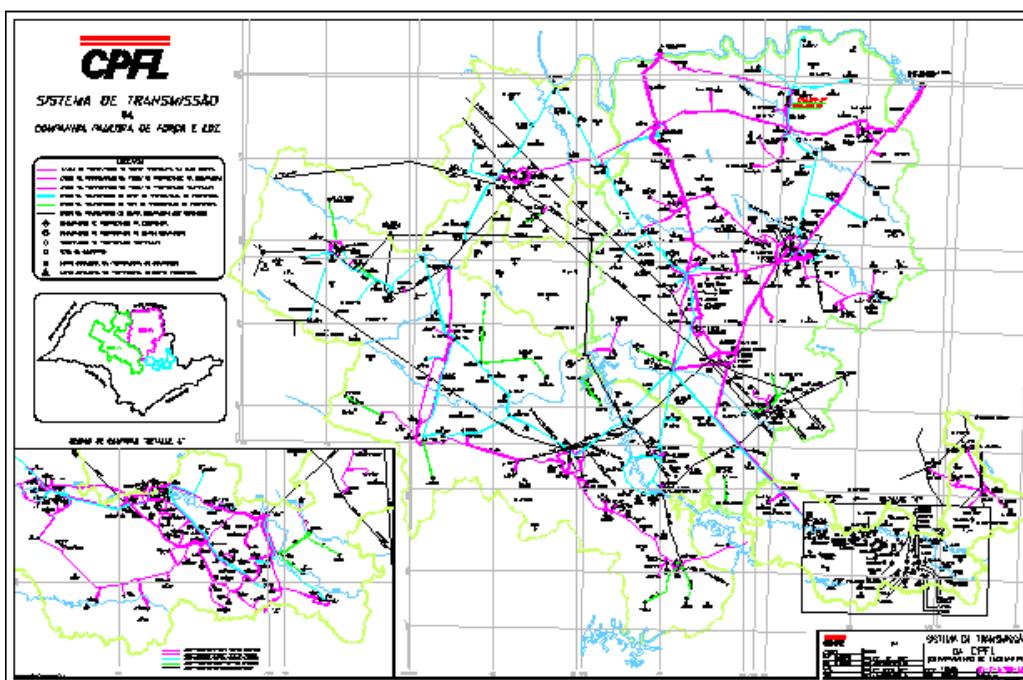


Figura 23 Linhas de Transmissão CPFL Paulista

6.1-Estruturas Padronizadas

As estruturas das LT's são montadas em postes de concreto armado, tipo Duplo T, ou estruturas metálicas treliçadas. Os tipos de estruturas padronizadas para as LT's de 69kV podem ser verificados nos quadros da Tabela 16.

Dentre elas o tipo de estrutura mais frequente para o sistema classe 69 kV é a estrutura tipo HS (com 2 postes tipo Duplo T e 4 isoladores 254 mm, com passo de 150 mm), e para a classe 138 kV exemplificativamente seria a estrutura tipo K-1 (com Torres Metálicas e 9 isoladores 254 mm, com passo de 150 mm).

6.2-Condutores Padronizados

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

Os condutores padronizados para os sistemas de transmissão da CPFL são indicados a seguir na Tabela 12.

Tabela 12 – Condutores Padronizados

Classe de tensão da LT (kV)	Condutor
69	CAA 4/0 AWG – Penguin
138	CAA 336,4 MCM – Linnet
	CAA 477,0 MCM – Hawk
	CAA 795,0 MCM – Drake

6.3-Vãos Médios Entre Estruturas

Os vãos médios entre estruturas de LT's, por classe de tensão são basicamente Tabela 13:

Tabela 13 – Distâncias Médias dos Vão de Linhas

Classe da LT (kV)	Vão Médio da LT (m)
69	150 (Estruturas tipo H)
	200 (Estruturas tipo A)
138	200 (Estruturas com postes)
	350 (Torres Metálicas)

6.4-Cabos Guarda (Cabos Para raios)

A CPFL tradicionalmente utiliza cabos guarda integralmente em linhas de 138kV, parcialmente em linhas de 69kV e nenhum em linhas de 34,5 kV, baseado nas seguintes condições:

- a) Nível de Confiabilidade - Quando a Linha atende cargas que necessitem alta confiabilidade do sistema, seja por alimentação radial, seja pela importância da carga em termos de quantidade de energia ou prioridade no suprimento de energia para consumidores que não possam sofrer interrupções e funcionam 24 horas por dia.
- b) Política Operacional - Importância estratégica para a empresa, quanto à influência da classe de tensão, em casos de abertura da linha tronco que poderá causar abertura em cascata de outras linhas de tensão inferior, ligadas a ela. Admitindo-se que Linhas de alta tensão tenha desempenho inferior ao de Linhas de Extra Alta Tensão.

- c) Aspectos Econômicos - Custo dos Desligamentos considerando-se penalizações previstas em contratos de fornecimento, perdas de aterramento por interrupção no suprimento de energia, custo da manutenção, e custos adicionais devido à frequência de falhas e manutenção para restabelecimento, não serão tratados no presente trabalho.

Na CPFL a situação das Linhas que possuíam a proteção por cabos guarda (cabos para raios) eram as seguintes:

- 62% das Linhas de 69 kV, com estruturas de postes e cruzetas de madeira;
- 65% das Linhas de 69 kV, com postes concreto tipo duplo T e cruzetas madeira.

Quando são previstos (projeto, cálculo e construção), os cabos guarda são projetados conforme Tabela 14 mostrada a seguir:

Tabela 14 – Dimensão do Cabo Guarda

Bitola da LT	Cordoalha de Aço
Até CAA 477,0 AWG	7,94 mm EHS = 5/16" EHS
CAA 795,0 MCM	9,53 mm EHS = 3/8" EHS

6.5-Aterramento

O padrão para aterramento das Linhas está de acordo com a Tabela 15:

Tabela 15 – Padrão de Aterramento de Linhas

Tipo da LT	Aterramento	Resistência de Aterramento
Torres Metálicas	Desenho BX-SK-72.580	< 15Ω
Postes	Hastes de terra tipo cantoneira	Não especificado

De acordo com as Diretrizes para Projeto de Sistema de Aterramento, o aterramento de LT's de 69 kV é feito com hastes. Normalmente as hastes de aterramento são empregadas em LT's como complemento do aterramento oferecido por contrapesos. Embora seja de conhecimento que quando o solo apresenta baixa resistividade é possível utilizar sistema de aterramento constituído unicamente por hastes.

Na Tabela 16 são apresentados os projetos originais padronizados de Linhas de sub transmissão da CPFL Paulista.

**Relatório Técnico
Linhas de Transmissão**

Tabela 16 – Projetos Diagnósticos Padrionizados das Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

CARACTERISTICAS DAS LINHAS DE TRANSMISSAO DE 69 KV						
ESTRUTURAS DE CONCRETO ARMADO						
TIPO ESTRUT.	DESENHO	APLICAÇÃO	POSTE	CRUZETA	ATERRAM.	CABO GUARDA
AP-1	BX-A-7.963	Tangente	1 x Concreto Duplo T	Madeira 2.740 mm	1 haste cantoneira	Sem
AP-2	BX-A-7.964	Tangente	1 x Concreto Duplo T	Madeira 2.740 mm	1 haste cantoneira	Sem
C	BX-A-7.965	Ângulos Médios	1 x Concreto Duplo T	Sem	1 haste cantoneira	Sem
D	BX-A-7.966	Ângulos grandes	1 x Concreto Duplo T	Sem	1 haste cantoneira	Sem
L-ST	BX-B-8.456	Ângulos médios	3 x Concreto Duplo T	Madeira 6.400 mm		Com
LT	BX-B-8.458	Ângulos de 60° a 90°	3 x Concreto Duplo T	Madeira 3.960 mm		Sem
HT	BX-B-8.460	Fim de Linha	2 x Concreto Duplo T	Madeira 6.400 mm	2 hastes cantoneiras	Sem
L-DE	BX-B-8.854	Ângulos grandes e Fim de Linha	3 x Concreto Duplo T	Madeira 3.960 mm e Madeira 5.485 mm		Com
K	BX-B-8.856	Ângulos médios	3 x Concreto Duplo T	Madeira 6.400 mm		Com

CARACTERISTICAS DAS LINHAS DE TRANSMISSAO DE 69 KV						
ESTRUTURAS DE CONCRETO ARMADO						
TIPO ESTRUT.	DESENHO	APLICAÇÃO	POSTE	CRUZETA	ATERRAM.	CABO GUARDA
AB-M	BX-A-9.098	Tangente/ Ângulos pequenos	1 x Concreto Duplo T	Madeira 2.740 mm	1 haste cantoneira	Sem
A	BX-A-9.134	Tangente	1 x Concreto Duplo T	Madeira 2.740 mm	1 haste cantoneira	Sem
AB	BX-A-9.134	Tangente	1 x Concreto Duplo T	Madeira 2.740 mm	1 haste cantoneira	Sem
HT	BX-A3-12.896	Fim de Linha/ Vâos grandes	2 x Concreto Duplo T	Madeira 6.400 mm	2 hastes cantoneiras	Sem
L-DE	BX-A3-12.898	Fim de Linha/ Vâos grandes	3 x Concreto Duplo T	Madeira 4.060 mm e Madeira 5.585 mm		Sem
P-1	BX-A2-19.272	Tangente	1 x Concreto Duplo T	Madeira 3.300 mm	1 haste cantoneira	Sem
HS-1-PR		Tangente	2 x Concreto Duplo T	Ferro 6.000 mm		Sem
HT-PR		Fim de Linha	2 x Concreto Duplo T	Ferro 6.000 mm		Sem
L-DE-E	BX-B-9.190	Fim de Linha	3 x Concreto Duplo T	Madeira 5.770 mm e Madeira 6.095 mm		Sem

CARACTERISTICAS DAS LINHAS DE TRANSMISSAO DE 69 KV						
ESTRUTURAS DE MADEIRA						
TIPO ESTRUT.	DESENHO	APLICAÇÃO	POSTE	CRUZETA	ATERRAM.	CABO GUARDA
L-ST	BX-B-7.752	Ângulos médios	3 x Madeira	Madeira 6.400 mm		Com
LT	BX-B-7.753	Ângulos grandes	3 x Madeira	Madeira 3.950 mm		Sem
HT	BX-B-7.754	Fim de Linha	2 x Madeira	Madeira 6.400 mm	2 hastes cantoneiras	Sem
LDE	BX-B-7.755	Angulos e Fim de Linha, lances de 350 a 500 m	1 x Madeira	Madeira 3.960 mm e Madeira 5.490 mm		Com

CARACTERÍSTICAS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO DA DISTRIBUIÇÃO de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_				
TIPO ESTRUT.	DESENHO	APLICAÇÃO	ATERRAMENTO	CABO GUARDA
J-1	BX-SK-43.518	Círculo Duplo – Tangente	BX-SK-72.580	Com
J-2	BX-SK-43.520	Círculo Duplo Ângulos pequenos	- BX-SK-72.580	Com
J-3	BX-SK-43.522	Círculo Duplo Ângulos médios	- BX-SK-72.580	Com
J4	BX-SK-43.524	Círculo Duplo Ângulos grandes	- BX-SK-72.580	Com

6.6 Simulações de Índices de Desempenho de Linhas de Subtransmissão

Os valores de índices de desligamentos são apresentados para as configurações mais prováveis de linhas de transmissão da CPFL 2004, considerando parâmetros que influenciam na quantidade de desligamentos, como tipo de torre, resistência de aterramento, configuração de para-raios de linha, entre outros.

Os índices de desligamentos obtidos constituem a base de dados que foi utilizada por aplicativo computacional, para o cálculo do número de desligamentos das linhas de sub transmissão da CPFL.

6.6.1 Metodologia

Conforme verificado no Item 4.3 (Análise de influência dos parâmetros), os parâmetros que influenciam na quantidade de desligamentos são basicamente os seguintes:

- Tipo de torre
- Condutor
- Cabo guarda
- Resistividade do solo (Rho)
- Tamanho do vão
- Quantidade e localização (fases) dos para-raios de linha
- Características dos para-raios
- Resistência de aterramento (Rat)
- Comprimento da cadeia de isoladores

O esboço abaixo apresenta os parâmetros de linhas de transmissão que alteram o seu desempenho, utilizados na geração da base de dados de índices de desligamentos para as linhas da CPFL:

	69 kV	138 kV
Tipos de torre	5 possibilidades (HS-1-PR, A, AP-1, J1, P1)	4 (K-1, D-1, S-1, HS)
Condutor	1 possibilidade (Penguin)	3 (Drake, Hawk, Linnet)
Resistividade do solo	3 possibilidades (200, 1000, 5000 Ωm)	
Tamanho do vão médio	3 possibilidades - depende da torre (100 a 300m) -	
Quantidade e localização (fases) dos para-raios de linha	4 possibilidades (sem; fase c; fases b e c; fases: a, b e c)	
RAT (resistência de aterramento)	6 possibilidades (10,30,50,100,150 e 200Ω)	

A análise combinatória baseada nas informações da Tabela 17 permite que se verifique que existem 1080 casos Distribuição de 69kV da CPFL Paulista para instalações no Anexo 2. O índice de desligamentos depende ainda das características estatísticas da corrente de raio, dos parâmetros do modelo eletro-geométrico, do nível cerâunico (densidade de descargas nuvem solo / km² / ano) e do modelo de disruptão dos isoladores. Foram utilizados os parâmetros estatísticos de corrente de raio apresentados pelo Cigré de (ANDERSON e outros, 1980). Para o modelo eletro-geométrico foi utilizado $k=10$ e o expoente de corrente 0,65 (ERIKSSON e outros, 1991; CHISHOLM e outros, 1992).

Considerou-se um nível cerâunico de 70 dias de trovoadas por ano (densidade de 6 a 8 descargas/km²/ano), sendo que os valores da base de dados podem ser usados para outros valores de nível cerâunico com base na Equação (33):

$$Ng = 0,04T_D^{1,25} \quad (33)$$

Onde:

T_D = número de dias de trovoada por ano

Ng = densidade anual de descargas (número de descargas \ km² \ ano)

O modelo de disruptão utilizado foi o *leader progression* para o qual considerou-se $E_0=570$ kV/m e $k = 1,3$ (CHISHOLM e outros, 1992).

A Tabela 17 apresenta as características das cadeias de isoladores das linhas selecionadas.

Tabela 17 – Características das cadeias de isoladores das linhas selecionadas.

Tensão	Torre	Tipo	Número de isoladores	Passo (m)	Comprimento da cadeia (m)
138kV	K-1	Disco	9	0,15	1,35
	D-1	Disco	9	0,15	1,35
	S-1	Disco	10	0,15	1,50
	HS	Disco	8	0,15	1,20
69kV	HS-1-PR	Disco	5	0,15	0,75
	A	Disco	4	0,15	0,60
	AP-1	Pino	1	0,30	0,30
	J-1	Disco	6	0,15	0,90
	P-1	Pino	1	0,30	0,30

As impedâncias de surto da torre e os valores e modelos utilizados estão na Tabela 18.

Tabela 18 - dados geométricos das torres para cálculo da impedância de surto.

Tensão	Torre	Parâmetros dos modelos			Modelo	Zc (Ω)
		h (m)	2r (m)	b (m)		
138kV	K-1	25,000	5,00	-	Cônico	159,25
	D-1	26,570	4,20	-	Cônico	173,25
	S-1	22,600	3,97	-	Cônico	166,96
	H-S	10,900	0,34	4,27	Pórtico	111,27
69kV	HS-1-PR	12,900	0,34	3,05	Pórtico	124,37
	A	11,100	0,34	-	Cilíndrico	253,12
	AP-1	11,250	0,34	-	Cilíndrico	253,92
	J-1	17,700	2,13	-	Cônico	189,54
	P-1	11,520	0,34	-	Cilíndrico	255,35

A Tabela 19 mostra os dados geométricos das torres usadas no cálculo dos parâmetros da linha pelo programa ATP.

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

Tabela 19 - Dados geométricos das torres para cálculo dos parâmetros.

Tensão	Torre	Coordenadas (X; Y) dos condutores fase e cabo guarda (m)			
		A	B	C	Cabo-Guarda
138kV	K-1	A (-3,15;+21,56)	B (-3,15;+17,90)	C (-3,15;+14,24)	Cg1 (-1,22;+25,23)
		D (+3,15;+21,56)	E (+3,15;+17,9)	F (+3,15;+14,24)	Cg2 (+1,22;+25,23)
	D-1	A (-3,20+23,06)	B (-3,20+19,35)	C (-3,20;+15,50)	Cg1 (-1,22;+26,47)
		D (+3,20+23,06)	E (+3,20;+19,35)	F (+3,20;+15,50)	Cg2 (+1,22;+26,47)
	S-1	A (-3,15+19,56)	B (+3,15+15,36)	C (-3,15+13,15)	Cg (0+22,60)
	H-S	A (-4,27+9,36)	B (0+9,36)	C (+4,27+9,36)	-
	HS-1-PR	A (-2,95+11,20)	B (0+11,20)	C (+2,95+11,2)	Cg (-1,52+12,75)
	A	A (-1,22+10,04)	B (-1,22+8,04)	C (+1,22+8,04)	-
69kV	AP-1	A (-1,22+11,25)	B (+1,22+11,25)	C (+1,22+9,25)	-
		J-1	A (-2,05+14,06)	B (-2,05;+11,76)	C (-2,05;+9,46)
	D (+2,05+14,06)	E (+2,05;+11,76)	F (+2,05;+9,46)	Cg (0+17,70)	
	P-1	A (-1,50+11,25)	B (0+11,52)	C (+1,50+11,25)	-

Para a geração da base de dados (Anexo 2) de índices de desligamento foi utilizado o programa ATP para cálculo dos parâmetros da linha e das curvas limite e o método de Monte Carlo para o cálculo dos índices de desligamentos (ANDERSON e outros, 1980).

6.6.2 Conclusões Iniciais

A análise dos valores de índice de desligamentos obtidos confirma que os parâmetros mais importantes da linha quanto à influência no índice de desligamentos são:

- Tipo de torre
- Resistencia de aterramento (Rat)
- Resistividade do solo (Rho)
- Tamanho do vão
- No caso de uso de para raios de linha, a quantidade e localização destes para-raios

Para a base de dados, foram obtidos alguns valores médios representativos, conforme apresentado anteriormente, sendo os principais descritos abaixo:

Tabela 20 – Valores médios de índice de desligamentos.

Desligamentos / 100 km / ano

Tensão	Para-raios ZnO	Média	Desvio padrão
69 kV	Todas	34,556	25,616
	Todos casos	44,726	25,670
	Não instalados	57,821	19,407
	Fase c	50,028	23,057
	Fases b e c	44,289	23,665
	Fases a, b e c	26,766	25,506
138 kV	Todos casos	30,318	24,377
	Não instalados	45,573	23,950
	Fase c	37,057	21,784
	Fases b e c	25,777	19,378
	Fases a, b e c	12,865	18,756

Na Tabela 20 verifica-se que os desvios padrão são altos, e isto ocorre porque nessas médias estão incluídos todos os valores de RATI, que é um parâmetro de grande influência no valor do índice de desligamentos. Pode-se verificar também que as linhas de 69 kV apresentam um pior desempenho frente a descargas atmosféricas do que as linhas de 138 kV, que também apresentam uma redução maior no índice de desligamentos com a instalação de para-raios ZnO quando comparada com as linhas de 69 kV.

6.6.3 Valores de Desligamentos Determinados

Nesse item são apresentados todos os resultados obtidos, incluindo um resumo por torre.

Valores Médios por Torre

Os valores médios da Tabela 20 podem ser divididos por torre, conforme as Tabelas 21 a 26.

Tabela 21 – Valores médios de índice de desligamentos – torre HS.

Tensão	Para-raios ZnO	Desligamentos / 100 km / ano	
		Média	Desvio padrão
69 kV	Todos casos	21,643	17,996
	Não instalados	35,773	12,564
	Fase c	28,569	14,727
	Fases b e c	22,231	14,462
	Fases a, b e c	0,0	0,0

Tabela 22 – Valores médios de índice de desligamentos – torre HS-1-PR.

Tensão	Para-raios ZnO	Desligamentos / 100 km / ano	
		Média	Desvio padrão
69 kV	Todos casos	37,918	28,861
	Não instalados	67,210	1,448
	Fase c	46,284	21,716
	Fases b e c	37,869	22,773
	Fases a, b e c	0,309	0,317

Tabela 23 – Valores médios de índice de desligamentos – torre A.

Tensão	Para-raios ZnO	Desligamentos / 100 km / ano	
		Média	Desvio padrão
69 kV	Todos casos	65,837	8,660
	Não instalados	73,100	1,337
	Fase c	70,427	2,225
	Fases b e c	66,520	4,833
	Fases a, b e c	53,301	6,193

Tabela 24 – Valores médios de índice de desligamentos – torre J-1.

Tensão	Para-raios ZnO	Desligamentos / 100 km / ano	
		Média	Desvio padrão
69 kV	Todos casos	32,075	18,488
	Não instalados	39,039	17,304
	Fase c	33,261	18,243
	Fases b e c	29,364	18,372
	Fases a, b e c	26,637	18,122

Tabela 25 – Valores médios de índice de desligamentos – torre J-1.

Tensão	Para-raios ZnO	Desligamentos / 100 km / ano	
		Média	Desvio padrão
69 kV	Todos casos	66,157	9,026
	Não instalados	73,983	1,362
	Fase c	71,600	1,976
	Fases b e c	65,459	5,376
	Fases a, b e c	53,585	6,460

Tabela 26 – Valores médios de índice de desligamentos – torre P-1.

No Anexo 2 é apresentada a listagem completa da base de dados de desligamentos para as torres escolhidas e os demais dados listados, considerando nível cerâunico de 70 e os índices ou taxas de desligamentos / 100 km / ano, equivalente a densidade de 6 a 8 descargas / km² / ano.

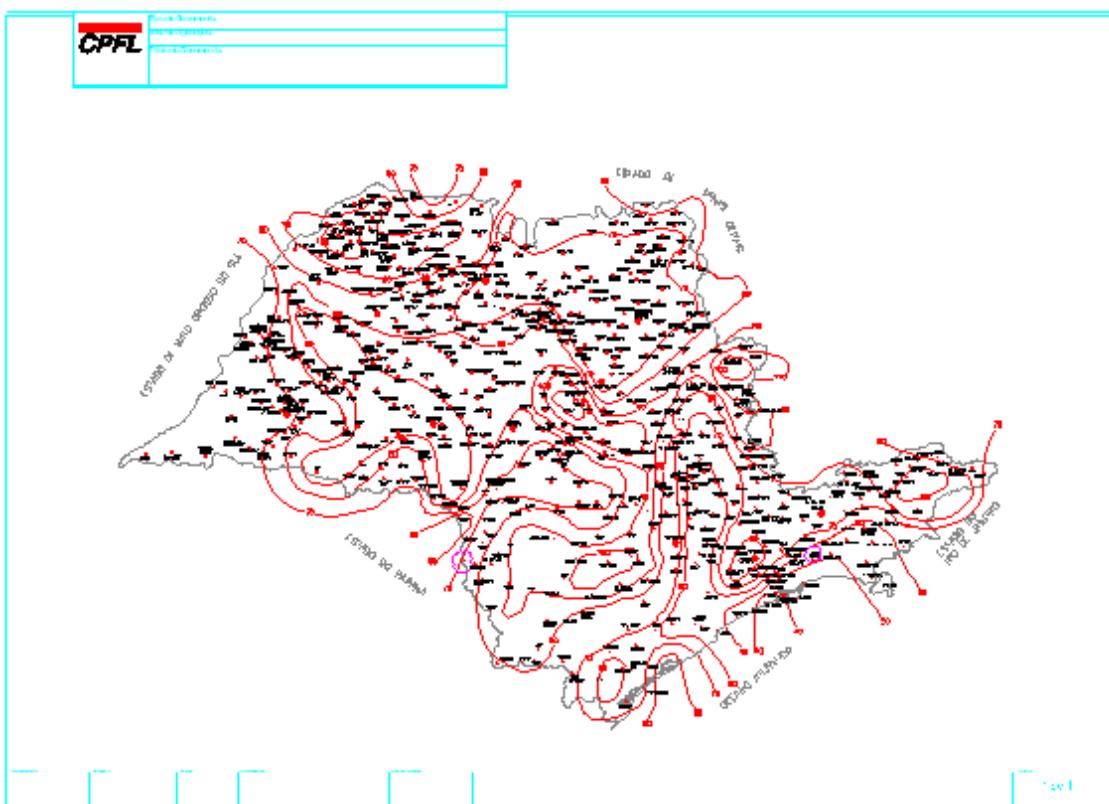


Figura 24 Mapa Isoceráunico típico do Estado de São Paulo

6.7-Dados e Informações Históricas de Desempenho de Linhas de Subtransmissão

Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

Na Figura 24 é apresentado um mapa típico de índices isoceráunicos da área de concessão da CPFL Paulista e na Tabela 27, no período de 1991 a 2002, contendo informações sobre o desempenho histórico das LT's de 69 kV da CPFL e o número médio de dias no ano com incidência de trovoada na região onde está situada a LT.

Tabela 27 Indicadores de desempenho de linhas de sub transmissão 69kV

Denominação	km Circ	Falhas/100 km					Transitórios/100 km					Td
		91-00	1998	1999	2000	2002	91-00	1998	1999	2000	2002	
LT Us Americana - Cosmopolis	16,06	1,25	0,00	8,23	0,00	8,23	40,48	37,36	37,36	24,91	18,68	80
LT Us Americana - Trevo 1	35,49	1,13	0,00	0,00	0,00	2,82	10,71	11,27	8,45	8,45	8,45	80
LT Us Americana - Trevo 2	35,48	1,69	2,82	8,46	0,00	8,46	14,88	25,37	8,46	16,91	8,46	80
LT Aracatuba - Guararapes	82,10	0,64	1,61	0,00	0,00	1,61	17,39	16,10	17,71	8,05	14,49	80
LT Aracatuba - Penapolis Cesp	86,56	1,04	3,47	1,18	1,18	16,84	21,95	12,71	17,33	12,71	80	80
LT B Bonita Cesp - Trans Lencois	11,79	1,70	0,00	8,49	16,97	32,24	42,43	0,00	118,80	0,00	70	
LT Barretos - Chao Preto	11,51	0,87	0,00	0,00	0,00	20,85	8,69	17,37	26,06	8,69	70	70
LT Us Canioba - Us Americana	9,84	0,00	0,00	0,00	0,00	10,16	35,58	50,82	30,49	20,33	50,82	90
LT Catu - Igarapava	35,07	1,14	0,00	0,00	0,00	0,00	46,48	37,07	31,38	8,55	22,81	80
LT Catu - Ituverava	4,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	36,44	48,59	24,30	24,30	0,00	80
LT Catu - Miguelopolis	25,76	0,39	0,00	0,00	0,00	3,88	12,04	7,77	7,77	11,65	11,65	80

Denominação	km Circ	Falhas/100 km					Transitórios/100 km/ano					Td
		91-00	1998	1999	2000	2002	91-00	1998	1999	2000	2002	
LT Catu - Pedregulho	37,04	0,549	0,00	0,00	0,00	0,00	30,23	32,39	18,80	16,20	13,50	80
LT Us Dourados - Morro Cipo	112,64	0,35	0,89	0,00	0,00	0,89	26,19	23,07	23,07	15,09	20,42	70
LT Us Gaviao Peixoto - Bauru	81,96	1,22	1,22	4,88	2,44	3,66	15,25	14,84	17,08	15,86	10,98	100/110 80
LT Us Gaviao Peixoto - Jau	59,89	2,51	1,68	0,00	3,35	6,03	33,34	28,48	26,81	18,43	23,48	100/110 90
LT Us Gaviso Peixoto - Piracicaba	135,97	1,03	0,74	0,00	0,74	2,09	21,55	10,30	14,71	15,45	17,45	100
LT Jardim Pta - Barretos	43,00	2,51	4,58	4,58	2,28	2,28	29,61	27,33	36,44	27,33	18,22	70
LT Jardim Pta - Pirangi	48,73	1,23	0,00	0,00	0,00	2,05	82,79	102,80	121,07	81,58	88,19	70
LT Jau - Pederneiras 1	52,25	2,87	3,83	5,74	3,83	1,62	37,51	40,19	30,82	40,19	4,88	70
LT Jau - Pederneiras 2	24,47	0,41	0,00	0,00	0,00	8,17	17,16	0,00	0,00	0,00	0,00	70
LT Laranjeiras - Corrego Rico	18,04	1,68	0,00	0,00	0,00	0,00	32,15	27,72	55,44	80,98	22,18	70
LT Laranjeiras - Us Gaviao Peixoto	84,87	1,70	1,54	0,00	1,54	3,94	42,24	43,16	35,45	32,37	42,00	70/100
LT Laranjeiras - Pirangi	81,36	0,81	0,00	1,63	0,00	1,43	24,77	34,22	32,59	21,19	22,98	70

Denominação	km Circ	Falhas/100 km					Transitórios/100 km/ano					Td
		91-00	1998	1999	2000	2002	91-00	1998	1999	2000	2002	
LT Laranjeiras - Taquaritinga	11,39	0,88	0,00	0,00	0,00	26,33	28,09	17,55	8,78	8,78	8,78	70
LT Lins - Tap Barbosa 1	53,71	0,93	0,00	1,88	3,72	1,88	8,94	3,72	7,45	13,03	5,59	80
LT Lins - Tap Barbosa 2	53,71	2,42	5,59	0,00	1,88	5,59	31,09	37,24	24,21	48,41	13,03	80
LT Lins - Pres Alves 1	130,37	2,45	0,77	0,00	3,07	5,85	16,26	17,84	10,74	18,41	10,96	80
LT Lins - Pres Alves 2	85,07	1,38	1,54	4,61	0,00	0,00	23,87	33,81	15,37	24,59	7,68	80/90
LT Mirassol - Jardim Pta	121,27	2,47	4,12	0,00	0,82	3,30	82,92	57,72	53,80	78,69	58,55	70
LT Mirassol - Monte Aprazivel	38,29	1,04	2,61	2,61	0,00	0,00	18,28	13,06	18,28	10,45	7,83	70
LT Mirassol - Ubarana	44,14	0,45	0,00	0,00	0,00	0,00	21,52	18,12	22,66	11,33	0,00	70
LT Morro Cipo - Serrana	21,18	0,47	0,00	0,00	0,00	0,00	35,40	18,88	37,78	28,32	9,44	70
LT Morro Cipo - Bonfim Pta	13,58	3,68	0,00	0,00	0,00	0,00	55,22	29,45	73,63	29,45	29,45	70
LT Nova Granada - Palestina	18,83	0,53	0,00	5,31	0,00	0,00	3,19	0,00	0,00	0,00	10,62	0,00
LT Penapolis Cesp - Tap Barbosa	31,78	1,57	0,00	3,15	0,00	3,15	45,85	8,30	18,89	50,37	18,89	80
LT Pioneiros - Catu 2	24,92	0,00	0,00	0,00	4,01	4,01	0,00	0,00	4,01	0,00	0,00	70

Denominação	km Circ	Falhas/100 km					Transitórios/100 km/ano					Td
		91-00	1998	1999	2000	2002	91-00	1998	1999	2000	2002	
LT Pioneiros - Us Dourados	22,70	0,00	0,00	0,00	0,00	8,81	11,48	26,44	0,00	8,81	17,62	70
LT Pioneiros - Catu 1	28,41	0,35	0,00	0,00	0,00	7,04	15,14	31,68	10,56	7,04	14,08	70
LT Pioneiros - Sao Joaquim	5,50	5,48	18,20	0,00	0,00	0,00	32,76	54,60	18,20	0,00	0,00	70
LT Piracicaba - Us Carioba	39,26	2,80	2,55	2,55	2,55	5,09	8,11	5,09	5,09	7,64	12,73	90
LT Piracicaba - Beira Rio	3,30	0,00	0,00	0,00	0,00	12,38	15,14	0,00	30,28	0,00	24,71	90
LT Pres Alves - Bauru	43,34	1,85	9,23	4,61	0,00	2,31	20,30	18,15	23,07	11,54	2,31	80
LT Souzas - Itatiba	19,19	2,61	0,00	0,00	0,00	0,00	59,94	72,97	26,06	41,70	26,06	80/70
LT Tanquinho - Souzas	16,49	0,61	0,00	0,00	0,00	0,70	8,06	24,26	0,00	0,00	0,00	80
LT Tanquinho - Trevo	37,92	1,32	0,00	0,00	0,00	2,64	14,24	0,00	2,64	7,91	5,27	80

6.8-Medições Observações Históricas Exemplificativas Linhas Consideradas Críticas

Diagnósticos Desligamentos com Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

Em função do seu desempenho histórico algumas Linhas foram pré-selecionadas na época, para serem submetidas a levantamentos (como por exemplo: tipos de estruturas existentes e estruturas que historicamente tem apresentado problemas devido à ação das descargas atmosféricas) e comprovação de seu desempenho frente às descargas atmosféricas, junto as áreas de Serviços de Transmissão responsáveis pela manutenção, conservação e restabelecimento desses ativos. Após o que foram priorizadas as Linhas com as respectivas estruturas que deverão ter sua resistência de aterramento medida.

Essas Linhas foram pré-selecionadas em função do seu histórico de desligamentos devido a problemas transitórios ocorridos (identificadas em destaque vermelho). A Linha identificada em destaque azul também foi pré-selecionada, no entanto, os dados de confiabilidade disponibilizados não foram confirmados.

As linhas de subtransmissão de 69kV da CPFL escolhidas para a execução de inspeções detalhadas e medições de resistência de aterramento históricas, foram selecionadas levando-se em consideração os seguintes critérios:

- Desempenho histórico frente à ação das descargas atmosféricas, obtidos do histórico de ocorrências. Foram apresentados na Tabela 27 do presente estudo os dados históricos de desempenho de todas as Linhas da CPFL;
- Posição geográfica da Linha, de forma a se ter medições de resistência de aterramento em uma extensão mais abrangente possível da área de concessão da CPFL.
- Experiência dos técnicos de Serviços de Transmissão responsáveis pela operação e manutenção das Linhas escolhidas.

Assim foram escolhidas para realização das medições de resistência de aterramento as seguintes Linhas:

- LT Jardim Paulista-Mirassol 69 kV;
- LT Lins-Presidente Alves 69 kV;
- LT Lins-Barbosa II 69 kV;
- LT Jardim Paulista-Piranji 69 kV;
- LT Carioba-Usina Americana 69 kV.

Para seleção das estruturas que deveriam ter prioritariamente sua resistência de aterramento medida, foram seguidos os seguintes critérios:

- Histórico de ocorrência de danos devido à ação das descargas atmosféricas. Dado esse obtido do banco de dados de manutenção e de informações dos técnicos de Serviços de Transmissão responsáveis pela operação e manutenção das Linhas escolhidas;
- Estruturas instaladas em solos de alta, média e baixa resistividade;
- Facilidade de acesso.

A partir destas definições, foram levadas a termo inspeções e medições de resistividade do solo e resistência de aterramento, realizadas em cerca de 50 estruturas de linhas de subtransmissão de 69 kV (amostragem de 10 estruturas de cada linha definida), tendo sido observados os seguintes resultados principais. No Anexo 5 encontram-se as principais medições de linhas consideradas críticas, seus critérios e procedimentos.

6.8.1 LT Jardim Paulista – Mirassol 69KV

Resistência de aterramento medida: 69 a 158Ω

Resistividade do solo vista pelo aterramento: 390 a 1090Ω x metro

ESTRUTURA	OBSERVAÇÃO
Todas	Não possuem cabo-guarda.
34-4, 35-2, 35-4 18-7, 19-1, 19-2, e, 19-4	Estrutura tipo TRH; local crítico; foram encontrados pedaços de isoladores no local, indicando provável rompimento por descargas atmosféricas; condutor de descida em aço, aparentemente novo, não apresentando sinais de corrosão; aterramento composto por duas hastes cantoneiras, uma a 1,0 metro da torre perpendicular a direção da linha e outra a 3,0 metros desta, num ângulo de 90º (paralela a linha).
34-6	Idem a estrutura 34-4, porém com outro condutor de aço, interligado ao condutor de descida, indicando que nesse local há uma complementação do aterramento antigo.
35-6 e 19-3	Idem estrutura 34-4; possui 2 estais âncora fixados na estrutura (metálica).

Constatações:

Estruturas em madeira e concreto sem cabo guarda;

Sinais de quebra de isoladores devido a ação de descarga atmosférica;

Aterramento com uma haste;

Resistência de aterramento das estruturas analisadas > 100Ω;

Dados históricos: 60 desligamentos transitórios/100km/ano;

LT instalada em local com cerca de 70 dias de chuvas com trovoadas por ano;

LT considerada bastante vulnerável a ação das descargas atmosféricas (sem cabo guarda e estruturas com elevada resistência de aterramento).

6.8.2 LT Lins – Presidente Alves 69KV

Resistência de aterramento estimada: 10 a 1700Ω (somente condutor descida)

Resistividade do solo vista pelo aterramento: 18 a 3231Ωxm (solo muito arenoso)

ESTRUTURA	OBSERVAÇÃO
Todas	Não possuem cabo-guarda. Não tem hastes de aterramento nas estruturas, somente um condutor que desce do topo do poste e penetra no solo a uns 2 metros de profundidade, enrolado no poste.
18-2	Solo bastante arenoso.

Constatações:

Estruturas em madeira e concreto sem cabo guarda;

Sinais de quebra de isoladores devido a ação de descarga atmosférica;

Aterramento somente com o condutor descida que penetra ao solo por cerca de 2m;

Resistência de aterramento das estruturas analisadas bastante variável, valores estimados variando de 10 a 17000 Ω ; Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_.

Dados históricos: 20 desligamentos transitórios/100km/ano;
LT instalada em local com cerca de 80/90 dias de chuvas com trovoadas por ano;
LT considerada bastante vulnerável a ação das descargas atmosféricas (sem cabo guarda e estruturas com elevada resistência de aterramento).

6.8.3 LT Lins-Barbosa II 69KV

Resistência aterramento estimada: 300 a 17000 Ω (somente condutor descida)

Resistividade do solo vista pelo aterramento: 519 a 31787 Ω x metro

ESTRUTURA	OBSERVAÇÃO
Todas	Não possuem cabo-guarda. Não tem hastes de aterramento nas estruturas, somente um condutor que desce do topo do poste e penetra no solo a uns 2 metros de profundidade, enrolado no poste.
3-4 e 3-5	Locais com indícios de várias ocorrências de descargas atmosféricas.
43-2 e 43-5	Locais com indícios de várias ocorrências de descargas atmosféricas.
45-1, 45-2 e 45-3	Região bastante crítica. Locais com indícios de várias ocorrências de descargas atmosféricas.

Constatações:

Estruturas em madeira e concreto sem cabo guarda;

Sinais de quebra de isoladores devido a ação de descarga atmosférica;

Aterramento somente com o condutor descida que penetra ao solo por cerca de 2m;

Resistência de aterramento das estruturas analisadas bastante variável, valores estimados variando de 300 a + de 10.000 Ω ;

Dados históricos: 31 desligamentos transitórios/100km/ano;

LT instalada em local com cerca de 80 dias de chuvas com trovoadas por ano;

LT considerada bastante vulnerável a ação das descargas atmosféricas (sem cabo guarda e estruturas com elevada resistência de aterramento).

6.8.4 LT Jardim Paulista-Piranji 69 kV (Trecho Cajobi) 69KV

Resistência de aterramento medida: 32 a 88 Ω (somente condutor de descida)

Resistividade do solo vista pelo aterramento: 140 a 237 Ω x metro

ESTRUTURA	OBSERVAÇÃO
Todas	Não possuem cabo-guarda. Segundo o técnico da CPFL que acompanhou as medições, existe apenas uma haste no aterramento das estruturas. Quando a estrutura possui mais de um poste (tipo HS, por exemplo), desce um condutor de cada poste e se interligam na cabeça da haste.
80-6	Estrutura tipo TRH. Foram encontrados pedaços de isoladores no local, indicando provável rompimento por descarga atmosférica.

Constatações:

Estruturas em madeira e concreto sem cabo guarda;

Sinais de quebra de isoladores devido a ação de descarga atmosférica;

Aterramento com apenas uma haste;

Resistência de aterramento das estruturas analisadas variando de 13 a 400Ω;
Dados históricos: 86 desligamentos transitórios/100km/ano;
LT instalada em local com cerca de 70 dias de chuvas com trovoadas por ano;
LT considerada bastante vulnerável a ação das descargas atmosféricas (sem cabo guarda e estruturas com elevada resistência de aterramento).

6.8.5 LT Carioba-Usina Americana 69 kV;

Resistência de aterramento medida: 13 a 400Ω (sem aterramento, somente pé de torre e condutor de descida)

Resistividade do solo vista estimada: 132 a 1776Ω x metro

ESTRUTURA	OBSERVAÇÃO
SE até 01-3 02-4 até 04-6	Possuem cabo-guarda nesses trechos.
01-3	Estrutura tipo J4; estrutura metálica sem aterramento; chuva no dia anterior a medição.
03-1	Estrutura tipo J4; estrutura metálica sem aterramento; LT 138 kV em paralelo possui aterramento em uma perna da estrutura.
03-5	Estrutura tipo S1; estrutura metálica sem aterramento; chuva no dia anterior a medição.
04-6	Estrutura tipo J4; chuva no dia anterior; primeira estrutura antes da SE; não possui cabo guarda nem aterramento; LT 138 kV vem paralela a LT 69 kV até esse ponto; última estrutura metálica da linha.
04-5	Solo bastante arenoso; chuva no dia anterior; estrutura tipo LDE; poste de madeira; não possui aterramento.
06-7	Estrutura tipo A (madeira); chuva no dia anterior; não tem hastes de aterramento na estrutura, somente um condutor que desce do topo do poste e entra no solo a uns 2 metros de profundidade e enrolado no poste.
07-6	Estrutura tipo A (madeira); chuva no dia anterior; não tem hastes de aterramento na estrutura, somente um condutor que desce do topo do poste e entra no solo a uns 2 metros de profundidade e enrolado no poste.
06-3	Estrutura tipo HS (concreto); chuva no dia anterior; não tem hastes de aterramento na estrutura, somente um condutor de cobre (1/0 AWG) que desce do topo do poste e entra no solo a uns 2 metros de profundidade e enrolado no poste; local crítico com descargas.

Constatações:

Algumas estruturas metálicas e em madeira, com e sem cabo guarda;

Sinais de quebra de isoladores devido a ação de descarga atmosférica;

Aterramento sem haste;

Resistência de aterramento das estruturas analisadas variando de 13 a 400Ω;

Dados históricos: 39 desligamentos transitórios/100km/ano;

LT instalada em local com cerca de 90 dias de chuvas com trovoadas por ano;

LT considerada bastante vulnerável a ação das descargas atmosféricas (estruturas sem cabo guarda com elevada resistência de aterramento).

De todos os trechos amostrais de linhas de sub transmissão de 69kV definidos, inspecionadas e medidas, demonstram características comuns, o que resulta na vulnerabilidade devido a problemas de falta de cabos guarda e elevada resistência de aterramento, tais como:

- Densidade de descargas atmosféricas na região avaliada elevada e da ordem de 6 a 8 descargas/km²/ano (70 a 90 dias de chuvas com trovoadas por ano) Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação)
- Evidências de sinais de quebra de isoladores devido a ação de descargas atmosféricas, provavelmente assolada por descargas diretas;
- Aterrramento sem haste ou malha ou contrapeso, em alguns casos por condutor de descida enrolado no poste penetrando cerca de 2 metros no solo;
- Resistência de aterrramento medidas ou estimadas variáveis e de valores elevados entre 13 e 17000Ω;
- Resistividade do solo variável de valores até 1090Ω x metro.

Apesar de não ter sido registradas informações sobre topografia do terreno (morros, montanhas, planície, etc.) e estruturas concorrentes (árvores, edificações, etc.), pois estes fatores também tem influência importante no desempenho de uma linha de transmissão, tanto com os cabos fase e cabos guarda em posição de repouso como em movimento em balanço devido ao vento de um temporal por exemplo.

De uma maneira geral, estas constatações coincidem com a necessidade de implementação de medidas para melhorias do desempenho de linhas de sub transmissão frente às sobretensões de origem atmosféricas, que ainda depende de uma análise sobre a sua aplicabilidade (técnica e econômica). Algumas das opções clássicas são as seguintes:

- Melhoria do sistema de aterramento das estruturas;
- Instalação de cabo guarda acima ou abaixo das fases;
- Instalação de para-raios na linha;
- Substituição de isoladores por unidades de maior nível de isolamento;
- Associação das soluções anteriores (cabo-guarda, para-raios e isoladores).

A aplicação desta ou aquela alternativa ou a associação delas dificilmente se transforma em investimento viável devido a restrições econômicas típicas das empresas de energia. Para que seja possível a otimização de recursos, torna-se fundamental a disponibilização de dados e informações a respeito dos trechos mais críticos, componentes afetados e demais informações relevantes. Um adequado gerenciamento e controle antes e após a implantação de melhorias é essencial para definição dos benefícios e calibragem das metodologias aplicadas no processo.

Como pode ser constatado das inspeções exemplificativas e históricas indicadas, antes de qualquer ação das alternativas mencionadas, para tornar efetiva a solução, parece existir a necessidade de uma inspeção detalhada com apontamento de anomalias, e, as correspondentes manutenções preventivas e corretivas associadas, para a solução de irregularidades constatadas, tais como: danos em cabos, isoladores, cruzetas, ferragens, aterramentos, estais, etc.

7 DIAGNÓSTICO ATUAL DE LINHAS DE SUBTRANSMISSÃO 69KV

Para que seja possível realizar o diagnóstico atualizado das linhas de sub transmissão de 69kV CPFL Paulista, existe necessidade de levantamento, tratamento e relacionamento dos dados principais destes equipamentos. A estratégia de obtenção destes dados consta do Anexo 7 ao presente trabalho.

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

7.1 Levantamento de Dados Principais Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de

Distribuição de 69 kV da CPFL Paulista - Companhia Paulista de Força e Luz -

CPFL Paulista: Linhas de Subtransmissão 69kV - Cadastro de Linhas -

Loc. Inst.	DENOMINAÇÃO Denominação	DADOS GERAIS			IDADE		ATENDIMENTO Base de Atendimento	Informações Complementares
		Tensão Nominal	Material	Extensão Loc. Ins	Em serv.desde	Tempo em Oper		
505	LT 69 UHE AMERICANA - TREVO 1	69,0 KV	OUTROS	35,49	01/1945	75,69	ST Campinas	PESE - SERÁ DESMANTELADA EM 2023
510	LT 69 UHE AMERICANA - TREVO 2	69,0 KV	OUTROS	35,481	01/1945	75,69	ST Campinas	PESE - SERÁ DESMANTELADA EM 2023
515	LT 69 ARACATUBA - GUARARAPES	69,0 KV	Concreto	62,102	12/1972	47,77	ST São José Rio Preto	
520	LT 69 ARACATUBA - PENAPOLIS CTEEP	69,0 KV	Concreto	86,541	12/1972	47,77	ST São José Rio Preto	
531	LT 69 UHE B BONITA CTEEP - TRANS LENCOIS	69,0 KV	Madeira	11,785	01/1965	55,69	ST Bauru	LT UHE BARRA BONITA CTEEP - JAU
540	LT 69 BARRETOS - CHAO PRETO	69,0 KV	Concreto	11,531	07/1971	49,19	ST Araraquara	REPP - ANÁLISE SE SERÁ DESMANTELADA
560	LT 69 UTE CARIOBA - UHE AMERICANA	69,0 KV	OUTROS	9,838	06/1949	71,27	ST Campinas	
562	LT 69 CATU - IGARAPAVA	69,0 KV	Concreto	35,072	03/1971	49,52	ST Ribeirão Preto	
563	LT 69 CATU - ITUVERAVA	69,0 KV	Concreto	4,116	03/1971	49,52	ST Ribeirão Preto	
564	LT 69 CATU - MIGUELOPOLIS	69,0 KV	Concreto	25,756	01/1984	36,69	ST Ribeirão Preto	
565	LT 69 CATU - PEDREGULHO	69,0 KV	Concreto	37,044	10/1985	34,94	ST Ribeirão Preto	
570	LT 69 UHE DOURADOS - BATATAIS	69,0 KV	OUTROS	75,369	06/1944	76,27	ST Ribeirão Preto	
580	LT 69 UHE GAVIAO PEIXOTO - JAU	69,0 KV	Madeira	59,687	01/1950	70,69	ST Bauru	
586	LT 69 UHE GAVIAO PEIXOTO - BOA ESPERANÇA	69,0 KV	Metálica	21,54	06/2010	10,23	ST Araraquara	
590	LT 69 JARDIM PAULISTA - BARRETOS	69,0 KV	Madeira	43,907	01/1958	62,69	ST São José Rio Preto	REPP - ANÁLISE SE SERÁ DESMANTELADA
596	LT 69 JARDIM PAULISTA - PIRANGI	69,0 KV	OUTROS	48,731	01/1940	80,69	ST São José Rio Preto	PMT - 8,5MM 2024/2025
600	LT 69 JAU - PEDERNEIRAS 1	69,0 KV	OUTROS	22,418	06/1954	66,27	ST Bauru	LT UHE BARRA BONITA CTEEP - JAU
605	LT 69 JAU - PEDERNEIRAS 2	69,0 KV	Metálica	33,467	02/1983	37,61	ST Bauru	LT UHE BARRA BONITA CTEEP - JAU
615	LT 69 LARANJEIRAS - UHE GAVIAO PEIXOTO	69,0 KV	Concreto	62,432	02/1987	33,61	ST Araraquara	
618	LT 69 LARANJEIRAS - PIRANGI	69,0 KV	Concreto	61,03	12/1976	43,77	ST Araraquara	
620	LT 69 LARANJEIRAS - TAQUARITINGA	69,0 KV	Concreto	11,394	03/1974	46,52	ST Araraquara	
635	LT 69 LINS - PRES ALVES 1	69,0 KV	Madeira	36,43	06/1946	74,27	ST São José Rio Preto	
640	LT 69 LNS - PRES ALVES 2	69,0 KV	Madeira	63,459	01/1948	72,69	ST Bauru	PMT - 23,4MM 2023/2024
650	LT 69 MIRASSOL - JARDIM PAULISTA	69,0 KV	OUTROS	121,267	06/1940	80,27	ST São José Rio Preto	PMT - 21,2MM 2024/2025
655	LT 69 MIRASSOL - MONTE APRAZIVEL	69,0 KV	Concreto	38,292	11/1974	45,86	ST São José Rio Preto	
660	LT 69 MIRASSOL - UBARANA CTEEP	69,0 KV	Concreto	44,14	06/1981	39,27	ST São José Rio Preto	
670	LT 69 MORRO CIPO - SERRANA	69,0 KV	Madeira	24,439	03/1969	51,52	ST Ribeirão Preto	
675	LT 69 MORRO CIPO - BONFIM PAULISTA	69,0 KV	Madeira	13,582	01/1958	62,69	ST Ribeirão Preto	
677	LT 69 NOVA GRANADA - PALESTINA	69,0 KV	Concreto	18,83	10/1988	31,94	ST São José Rio Preto	
680	LT 69 PENAPOLIS CTEEP - TAP BARBOSA	69,0 KV	Madeira	31,721	11/1970	49,86	ST São José Rio Preto	
685	LT 69 PIONEIROS - CATU 2	69,0 KV	Metálica	24,923	04/1985	35,44	ST Ribeirão Preto	
690	LT 69 PIONEIROS - UHE DOURADOS	69,0 KV	Metálica	26,165	05/1974	46,36	ST Ribeirão Preto	
694	LT 69 PIONEIROS - CATU 1	69,0 KV	Concreto	28,407	03/1971	49,52	ST Ribeirão Preto	
700	LT 69 PIONEIROS - SAO JOAQUIM BARRA	69,0 KV	Concreto	5,42	03/1971	49,52	ST Ribeirão Preto	
705	LT 69 PIRACICABA - UTE CARIOBA	69,0 KV	OUTROS	39,264	01/1954	66,69	ST Campinas	PMT - 10,5MM 2022/2023
710	LT 69 PIRACICABA - BEIRA RIO	69,0 KV	Metálica	3,302	06/1954	66,27	ST Campinas	PESE - SERÁ DESMANTELADA EM XXXX
715	LT 69 PRES ALVES - BAURU	69,0 KV	Madeira	43,342	01/1948	72,69	ST Bauru	
720	LT 69 SOZAS - ITATIBA	69,0 KV	Madeira	19,185	01/1967	53,69	ST Campinas	PMT - 2,3MM 2025
725	LT 69 TANQUINHO - SOZAS	69,0 KV	Concreto	16,86	12/1973	46,77	ST Campinas	
730	LT 69 TANQUINHO - TREVO	69,0 KV	Metálica	33,232	01/1974	46,69	ST Campinas	

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

CPFL Paulista: Linhas de Subtransmissão

Diagnóstico do Desgaste e Desenvolvimento das Linhas de Transmissão

Loc. Inst.	Distribuição de 69kV da CPFL Paulista																		
	IMPROVIMENTOS DAS LINHAS CONSIDERADOS NA ANÁLISE																		
2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
505	35,49	35,49	35,49	35,49	35,49	35,49	35,49	35,49	35,49	35,49	35,49	35,49	35,49	35,49	35,49	35,49	35,49	35,49	35,49
510	35,48	35,48	35,48	35,48	35,48	35,48	35,48	35,48	35,48	35,48	35,48	35,48	35,48	35,48	35,48	35,48	35,48	35,48	35,48
515	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10
520	84,82	86,54	86,54	86,54	86,54	86,54	86,54	86,54	86,54	86,54	86,54	86,54	86,54	86,54	86,54	86,54	86,54	86,54	86,54
531	11,79	11,79	11,79	11,79	11,79	11,79	11,79	11,79	11,79	11,79	11,79	11,79	11,79	11,79	11,79	11,79	11,79	11,79	11,79
540	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53
560	09,84	09,84	09,84	09,84	09,84	09,84	09,84	09,84	09,84	09,84	09,84	09,84	09,84	09,84	09,84	09,84	09,84	09,84	09,84
562	35,07	35,07	39,87	43,30	43,30	43,30	43,30	43,30	43,30	43,30	43,30	43,30	43,30	43,30	43,30	35,07	35,07	35,07	35,07
563	04,12	04,12	04,12	04,12	04,12	04,12	04,12	04,12	04,12	04,12	04,12	04,12	04,12	04,12	04,12	04,12	04,12	04,12	04,12
564	25,76	25,76	25,76	25,76	25,76	25,76	25,76	25,76	25,76	25,76	25,76	25,76	25,76	25,76	25,76	25,76	25,76	25,76	25,76
565	37,04	37,04	37,04	37,04	37,04	37,04	37,04	37,04	37,04	37,04	37,04	37,04	37,04	37,04	37,04	37,04	37,04	37,04	37,04
570	112,58	112,58	112,58	112,58	112,58	112,58	112,58	75,03	75,03	75,06	75,37	75,37	75,37	75,37	75,37	75,37	75,37	75,37	75,37
580	59,69	59,69	63,13	65,60	65,60	65,60	65,60	65,60	65,60	65,60	65,60	65,60	65,60	65,60	65,60	65,60	65,60	59,69	59,69
586	00,00	00,00	00,00	00,00	00,00	00,00	00,00	00,00	00,00	10,77	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54
590	43,91	43,91	43,91	43,91	43,91	43,91	43,91	43,91	43,91	43,91	43,91	43,91	43,91	43,91	43,91	43,91	43,91	43,91	43,91
596	48,73	48,73	48,73	48,73	48,73	48,73	48,73	48,73	48,73	48,73	48,73	48,73	48,73	48,73	48,73	48,73	48,73	48,73	48,73
600	54,84	54,84	54,84	54,84	54,84	54,84	54,84	54,84	54,84	54,84	22,42	22,42	22,42	22,42	22,42	22,42	22,42	22,42	22,42
605	23,64	23,64	23,64	23,64	23,64	26,92	33,47	33,47	33,47	33,47	33,47	33,47	33,47	33,47	33,47	33,47	33,47	33,47	33,47
615	62,43	62,43	62,43	62,43	62,43	62,43	62,43	62,43	62,43	62,43	62,43	62,43	62,43	62,43	62,43	62,43	62,43	62,43	62,43
618	61,36	66,22	69,70	69,70	69,70	69,70	69,70	69,70	69,70	69,70	69,70	61,03	61,03	61,03	61,03	61,03	61,03	61,03	61,03
620	11,39	11,39	11,39	11,39	11,39	11,39	11,39	11,39	11,39	11,39	11,39	11,39	11,39	11,39	11,39	11,39	11,39	11,39	11,39
635	135,45	135,45	135,45	135,45	135,45	135,45	135,45	135,45	135,45	36,43	36,43	36,43	36,43	36,43	36,43	36,43	36,43	36,43	36,43
640	63,44	63,44	63,44	63,44	63,44	63,44	63,44	63,44	63,44	63,44	63,44	63,45	63,45	63,46	63,46	63,46	63,46	63,46	63,46
650	121,27	121,27	121,27	121,27	121,27	121,27	121,27	121,27	121,27	121,27	121,27	121,27	121,27	121,27	121,27	121,27	121,27	121,27	
655	38,29	38,29	38,29	38,29	38,29	38,29	38,29	38,29	38,29	38,29	38,29	38,29	38,29	38,29	38,29	38,29	38,29	38,29	38,29
660	44,14	44,14	44,14	44,14	44,14	44,14	44,14	44,14	44,14	44,14	44,14	44,14	44,14	44,14	44,14	44,14	44,14	44,14	44,14
670	21,18	21,18	21,18	24,44	24,44	24,44	24,44	24,44	24,44	24,44	24,44	24,44	24,44	24,44	24,44	24,44	24,44	24,44	24,44
675	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58
677	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83
680	31,72	31,72	31,72	31,72	31,72	31,72	31,72	31,72	31,72	31,72	31,72	31,72	31,72	31,72	31,72	31,72	31,72	31,72	31,72
685	24,92	24,92	24,92	24,92	24,92	24,92	24,92	24,92	24,92	24,92	24,92	24,92	24,92	24,92	24,92	24,92	24,92	24,92	24,92
690	22,70	22,70	24,72	26,17	26,17	26,17	26,17	26,17	26,17	26,17	26,17	26,17	26,17	26,17	26,17	26,17	26,17	26,17	26,17
694	28,41	28,41	28,41	28,41	28,41	28,41	28,41	28,41	28,41	28,41	28,41	28,41	28,41	28,41	28,41	28,41	28,41	28,41	28,41
700	05,42	05,42	05,42	05,42	05,42	05,42	05,42	05,42	05,42	05,42	05,42	05,42	05,42	05,42	05,42	05,42	05,42	05,42	05,42
705	39,26	39,26	39,26	39,26	39,26	39,26	39,26	39,26	39,26	39,26	39,26	39,26	39,26	39,26	39,26	39,26	39,26	39,26	39,26
710	03,30	03,30	03,30	03,30	03,30	03,30	03,30	03,30	03,30	03,30	03,30	03,30	03,30	03,30	03,30	03,30	03,30	03,30	03,30
715	43,34	43,34	43,34	43,34	43,34	43,34	43,34	43,34	43,34	43,34	43,34	43,34	43,34	43,34	43,34	43,34	43,34	43,34	43,34
720	19,19	19,19	19,19	19,19	19,19	19,19	19,19	19,19	19,19	19,19	19,19	19,19	19,19	19,19	19,19	19,19	19,19	19,19	19,19
725	16,86	16,86	16,86	16,86	16,86	16,86	16,86	16,86	16,86	16,86	16,86	16,86	16,86	16,86	16,86	16,86	16,86	16,86	16,86
730	33,23	33,23	33,23	33,23	33,23	33,23	33,23	33,23	33,23	33,23	33,23	33,23	33,23	33,23	33,23	33,23	33,23	33,23	33,23

**Relatório Técnico
Linhas de Transmissão**

CPFL Paulista: Linhas de Subtransmissão - Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista - conceituação Estrutural

Mat Loc . Inst	Distribuição de 69kV da CPFL Paulista - conceituação Estrutural															Metálica							Outros			Total								
	A	AE	AP	CA	CAV	COM	E	ESP	H	HXS	PC	PCO	PS	Vazio	A	AP	H	HXS	A	CES	D	J	K	P1A	S	SE	TRU	A	H	Vazio				
505	14	0	0	0	0	0	0	0	21	0	0	1	0	0	0	35	0	29	0	0	4	53	49	0	0	0	0	0	2	0	208			
510	11	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	1	0	0	0	34	0	31	0	0	0	4	53	49	0	0	0	0	0	2	0	204		
515	5	0	0	0	0	0	0	0	334	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	1	0	0	0	0	356		
520	16	0	0	0	0	0	6	2	450	0	0	0	10	0	0	0	0	0	15	0	0	0	0	0	20	2	0	0	0	0	0	0	521	
531	0	0	0	0	0	0	0	0	38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	2	0	0	67	
540	36	0	0	0	0	0	0	0	20	0	1	0	0	0	0	5	0	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	85	
560	3	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	20	0	13	0	0	0	0	0	10	1	0	12	0	0	0	1	0	65
562	19	55	1	0	0	0	0	0	178	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	7	0	2	0	0	0	0	0	263	
563	4	0	0	0	0	0	0	0	26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	
564	1	0	0	0	0	0	0	0	141	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	142	
565	0	0	0	0	0	0	0	0	169	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	6	0	0	0	0	0	0	0	185	
570	61	0	0	0	0	0	0	0	430	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	3	0	0	0	0	40	0	57	0	0	0	2	0	594
580	111	8	0	0	0	0	0	0	101	0	2	0	0	35	13	119	0	21	0	0	0	0	0	3	15	0	2	0	0	1	2	0	433	
586	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
590	15	0	0	0	0	0	0	0	58	0	1	0	0	0	0	141	0	39	0	0	0	0	0	4	1	0	0	0	0	0	0	0	259	
596	5	0	0	0	0	0	0	0	115	0	0	0	0	0	0	1	2	3	0	0	0	0	0	0	24	0	0	0	114	0	0	0	264	
600	118	0	0	0	0	0	0	0	32	0	0	0	0	0	0	44	0	4	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	200	
605	4	0	0	0	66	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	84	1	0	0	0	0	0	0	0	160
615	62	0	0	0	0	0	0	0	299	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	389
618	40	0	0	0	0	0	0	0	213	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	72	0	0	0	0	0	0	0	0	325
620	1	0	0	0	0	0	0	0	64	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	65	
635	16	0	0	0	0	0	0	0	133	0	0	0	0	0	0	33	0	23	0	0	0	0	0	5	0	23	0	0	0	0	0	0	0	233
640	8	0	0	0	0	0	0	0	152	0	0	0	0	0	0	0	0	182	0	0	0	0	0	19	0	2	2	0	0	2	0	0	367	
650	18	0	4	0	0	0	0	0	360	0	0	0	0	0	8	3	144	0	0	0	0	0	5	6	0	3	0	130	0	3	0	684		
655	4	0	0	0	0	0	0	0	191	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	200		
660	6	0	0	0	0	0	0	0	226	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	239		
670	29	0	1	0	0	0	0	0	99	0	0	0	0	0	0	0	1	8	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	145	
675	38	0	6	0	9	0	0	0	42	0	0	0	3	0	0	17	11	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	129	
677	0	0	0	0	0	0	0	0	80	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	103	
680	0	0	0	0	0	0	0	0	71	0	0	0	0	0	0	0	0	101	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	173	
685	4	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	2	0	84	0	0	0	0	0	103	
690	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	5	0	88	0	0	0	0	0	0	0	100
694	8	0	0	0	0	0	0	0	152	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	161
700	9	0	0	0	0	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	39	
705	9	0	0	0	0	0	0	0	20	0	0	0	0	0	0	0	56	0	26	0	0	0	0	48	6	0	0	0	74	0	0	0	0	239
710	0	0	0	0	0	0	0	0	55	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40	5	0	0	0	0	0	0	0	0	100
715	3	0	0	0	0	0	0	0	32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	195	0	0	4	0	2	0	0	4	0	0	0	0	240		
720	7	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	18	19	57	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	3	0	0	109	
725	9	0	0	3	14	0	0	0	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	64	1	0	0	0	0	0	0	0	106	
730	0	0	0	3	0	0	0	0	7	0	0	11	0	0	0	10	0	12	0	0	0	7	79	51	0	0	0	0	0	0	0	0	180	

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

CPFL Paulista: Linhas de Subtransmissão e Diagnóstico dos Deslizamentos em Linhas de Compartimentos e Cabos Fase e Cabos Guarda –

Diagnóstico dos Deslizamentos em Linhas de Compartimentos e Cabos Fase e Cabos Guarda –

Tipo Material	Distribuição de 69kV da CPFL Paulista por aceitação									CABOS GUARDA					
	CAA									CA		CAG			
Loc. Inst.	1/0 Raven	2/0 Quail	3/0 Pigeon	4/0 Penguin	336,4 Linnet	336,4 Oriole	477 Hawk	795 Drake	Total	4/0 Oxitip	Total	3/8 EHS	5/16 EHS	1/4 EHS	Total
505	0,000	0,000	0,000	18,470	1,585	5,932	0,000	0,219	26,206	0,000	0,000	19,981	2,338	22,319	
510	0,000	0,000	0,000	14,573	1,585	5,932	0,000	0,219	22,309	0,000	0,000	1,155	4,205	2,338	7,698
515	0,000	0,000	0,000	67,387	0,000	0,000	0,000	0,000	67,387	0,000	0,000	0,000	40,927	0,000	40,927
520	1,352	0,000	0,000	140,310	0,000	0,000	0,000	0,000	141,662	0,000	0,000	0,000	64,442	0,000	64,442
531	0,000	0,000	0,000	11,758	0,000	0,000	0,000	0,000	11,758	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
540	0,000	0,000	2,072	8,120	0,000	0,000	0,000	0,000	10,192	1,339	1,339	0,000	0,000	0,000	0,000
560	0,000	0,000	0,000	0,000	4,072	9,788	0,000	0,000	13,860	0,000	0,000	0,000	3,962	0,000	3,962
562	0,000	0,000	0,000	43,247	0,000	0,000	0,000	0,000	43,247	0,000	0,000	0,000	9,513	0,000	9,513
563	0,000	0,000	0,000	4,106	0,000	0,000	0,000	0,000	4,106	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
564	0,000	0,000	0,000	25,716	0,000	0,000	0,000	0,000	25,716	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
565	0,000	0,000	0,000	37,022	0,000	0,000	0,000	0,000	37,022	0,000	0,000	0,000	36,727	0,000	36,727
570	0,000	0,000	0,000	6,817	0,000	0,000	0,000	0,000	6,817	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
580	0,000	0,000	54,025	109,148	5,850	0,000	0,000	0,000	169,023	0,000	0,000	0,000	63,905	0,000	63,905
586	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
590	0,000	0,000	36,025	7,882	0,000	0,000	0,000	0,000	43,907	0,000	0,000	0,000	0,543	0,000	0,543
596	61,498	0,000	0,000	19,710	6,932	0,000	0,000	0,000	88,140	0,000	0,000	0,000	48,684	0,000	48,684
600	13,519	0,000	0,000	8,111	0,000	0,000	0,000	0,000	21,630	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
605	0,000	0,000	0,000	0,000	33,421	0,000	0,000	0,000	33,421	0,000	0,000	0,000	33,005	0,000	33,005
615	0,000	0,000	0,000	53,902	7,992	0,000	0,000	0,000	61,894	0,000	0,000	0,000	6,089	0,089	12,178
618	0,000	0,000	0,000	59,262	23,610	0,000	0,000	0,000	82,872	0,000	0,000	0,000	59,922	0,000	59,922
620	0,000	0,000	0,000	104,000	0,000	0,000	0,000	0,000	104,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
635	0,000	0,000	0,000	26,147	0,000	0,000	0,000	0,000	26,147	11,778	11,778	0,000	0,642	0,000	0,642
640	0,000	0,000	0,000	65,532	0,000	0,000	2,946	0,000	68,478	0,000	0,000	0,275	6,366	0,000	6,641
650	0,000	0,000	21,240	106,703	0,000	0,000	0,000	0,000	127,943	0,000	0,000	0,000	120,929	0,000	120,929
655	0,000	0,000	0,000	38,239	0,000	0,000	0,000	0,000	38,239	0,000	0,000	0,000	0,520	0,000	0,520
660	0,000	0,000	0,000	77,122	0,000	0,000	0,000	0,000	77,122	0,000	0,000	0,000	0,520	0,000	0,520
670	0,000	0,000	0,000	21,387	3,214	0,000	0,000	0,000	24,601	0,000	0,000	0,000	3,214	0,000	3,214
675	0,000	0,000	21,830	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	21,830	0,000	0,000	0,000	11,247	0,000	11,247
677	0,000	0,000	0,000	18,757	0,000	0,000	0,000	0,000	18,757	0,000	0,000	0,000	18,460	0,000	18,460
680	0,000	0,000	0,000	31,606	0,000	0,000	0,000	0,000	31,606	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
685	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	24,822	0,000	24,822	0,000	0,000	0,000	24,335	0,000	24,335
690	0,000	0,000	0,000	25,924	0,000	0,000	0,000	0,000	25,924	0,000	0,000	0,000	25,499	0,000	25,499
694	0,000	0,000	0,000	28,302	0,000	0,000	0,000	0,000	28,302	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
700	0,000	0,000	0,000	5,406	0,000	0,000	0,000	0,000	5,406	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
705	0,000	0,000	0,000	7,707	0,000	1,667	0,000	0,000	9,374	0,000	0,000	0,000	49,928	0,000	49,928
710	0,000	0,000	0,000	4,664	0,000	0,000	0,000	0,000	4,664	0,000	0,000	0,000	4,087	0,000	4,087
715	0,000	0,000	0,000	1,373	0,000	1,275	0,000	0,000	2,648	0,000	0,000	0,000	42,902	0,000	42,902
720	0,000	0,000	18,312	0,873	0,000	0,000	0,000	0,000	19,185	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
725	0,000	0,000	0,000	3,335	13,380	0,000	0,000	0,000	16,715	0,000	0,000	0,000	13,380	0,000	13,380
730	0,000	0,000	3,925	0,000	22,661	0,000	0,000	0,000	29,148	55,734	0,000	0,000	28,907	18,151	0,000
															47,058

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

CPFL Paulista: Linhas de Subtransmissão e Diagnóstico dos Desempenhos das Linhas de Transmissão –

Diagnóstico dos Desempenhos das Linhas de Transmissão –

Loc. Inst.	Distribuição de 69kV da CPFL Paulista																		
	PERÍODO DE DESMATEMENTOS PERMANENTES Nsp																		
2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
505	0	2	0	0	0	1	0	1	1	0	3	1	0	0	3	1	1	1	3
510	0	1	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	2
515	0	0	1	2	0	0	0	0	0	1	4	0	0	0	1	1	1	0	3
520	1	1	0	0	2	0	3	0	2	3	2	0	3	1	2	3	2	2	1
540	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	0	0	3	0	1	0	0	1	0
560	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
562	0	0	0	0	2	0	0	1	0	2	1	3	0	0	1	1	0	0	0
563	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
564	0	1	1	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0
565	0	1	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	2	0	0	1	0	2
570	0	0	1	1	2	0	0	1	2	1	2	0	1	2	1	0	2	0	1
580	2	1	1	0	3	3	3	2	2	4	6	2	3	1	2	2	4	1	2
586	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
590	1	0	0	0	0	0	2	0	0	2	2	1	2	0	3	0	1	2	1
596	0	1	2	1	1	3	0	1	1	1	0	0	2	0	1	0	0	1	1
615	1	2	3	1	1	1	2	3	1	2	4	2	2	1	1	1	1	0	1
618	0	0	1	1	1	0	2	0	0	0	1	4	3	0	0	2	0	2	0
620	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
635	4	0	8	8	2	1	4	3	3	2	5	0	1	3	0	2	2	0	0
640	0	0	0	0	2	2	0	3	2	2	1	0	3	1	0	1	0	2	1
650	1	2	2	2	0	3	1	3	2	6	4	0	0	4	6	0	6	2	0
655	0	0	0	2	0	0	0	0	2	1	2	0	1	0	0	1	0	0	0
660	0	0	0	0	0	1	0	1	2	0	3	0	3	0	0	0	0	1	1
670	0	0	0	1	0	0	1	0	1	1	2	0	0	2	0	1	0	1	0
675	0	1	1	1	0	0	0	0	2	0	0	0	2	0	2	0	0	0	1
677	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
680	0	0	1	0	1	0	0	1	1	1	3	2	1	0	2	0	1	0	1
685	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
690	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
694	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	2	0	0	0	1	0	1
700	0	0	0	0	1	0	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
705	1	0	2	1	0	0	2	0	0	1	1	0	0	0	0	1	0	2	2
710	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
715	0	0	0	1	0	0	0	2	1	0	3	0	0	1	0	0	0	0	0
720	0	1	0	1	1	0	2	0	0	0	1	0	1	1	1	1	1	0	1
725	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2	0	1	0	0
730	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
531/600/605	3	2	2	3	0	1	7	6	4	2	3	1	0	1	4	1	1	2	4

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

CPFL Paulista: Linhas de Subtransmissão e Diagnóstico dos Desligamentos das Linhas de Transmissão –

Diagnóstico dos Desligamentos das Linhas de Transmissão Absolutos –

Loc. Inst.	Distribuição de 69kV da CPFL Paulista																			
	Número de Desligamentos Transitórios Nst																			
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
505	3	5	3	3	1	8	4	3	5	2	8	7	2	4	3	4	8	7	3	7
510	6	4	3	0	1	5	9	6	5	3	3	4	4	0	1	5	2	4	1	1
515	5	9	10	12	8	11	9	14	8	13	15	8	18	7	8	24	25	17	19	15
520	15	16	12	23	11	6	5	15	18	12	16	8	28	13	18	25	15	13	8	17
540	3	5	2	3	1	0	2	2	3	6	3	2	8	3	1	3	0	2	0	2
560	2	1	6	2	0	7	3	2	5	2	2	3	2	0	0	1	4	2	0	0
562	3	10	10	25	4	10	9	3	8	14	6	7	15	11	10	11	12	7	7	10
563	1	1	0	1	0	0	1	2	1	1	1	0	2	1	2	1	0	2	0	2
564	3	5	3	3	3	5	5	3	1	2	2	1	4	3	4	4	4	2	0	5
565	6	16	7	13	2	7	11	8	7	8	8	4	10	11	9	12	9	13	3	7
570	17	34	30	37	22	24	22	15	27	28	31	24	20	21	7	19	15	9	13	17
580	11	26	16	14	11	20	13	10	11	10	15	17	27	16	7	17	22	10	8	7
586	31	46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	4	5	6	2	1	2	0
590	12	14	8	8	12	10	14	9	8	10	9	16	7	13	12	11	9	7	0	5
596	30	53	38	42	17	40	30	25	17	19	17	26	26	24	21	37	21	31	23	11
615	21	38	34	18	16	26	17	25	13	23	17	18	22	26	14	16	16	15	1	0
618	13	20	19	24	9	16	7	7	18	18	15	11	15	14	8	20	12	6	4	3
620	1	0	1	3	3	3	4	1	0	0	1	5	4	2	3	4	1	3	1	4
635	24	16	14	10	9	11	20	14	21	22	5	8	10	5	5	3	3	4	0	2
640	16	11	8	15	7	26	12	12	16	15	12	14	15	20	11	21	11	18	8	12
650	93	52	75	59	72	57	66	40	54	63	48	52	43	71	31	54	51	44	46	15
655	4	8	4	14	1	4	5	9	7	12	2	4	6	5	4	3	4	8	4	4
660	5	7	3	4	4	3	7	3	10	12	14	10	9	20	14	13	22	3	5	5
670	6	6	2	0	7	3	6	3	6	10	6	2	6	8	2	4	4	1	6	8
675	4	3	2	0	1	3	5	5	4	1	0	2	4	3	2	4	0	0	1	1
677	2	7	20	10	10	5	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
680	16	13	11	15	4	2	1	7	2	4	2	0	15	10	2	4	5	3	1	5
685	1	0	0	0	0	1	0	7	1	2	0	1	0	1	0	0	0	2	0	0
690	2	0	1	0	0	1	0	0	0	2	1	0	2	3	2	0	2	1	0	0
694	2	2	4	3	2	5	5	0	4	3	2	1	2	2	10	4	6	6	5	4
700	0	0	0	0	0	0	0	2	0	3	0	1	2	1	2	3	2	5	2	0
705	3	4	5	0	2	2	5	3	5	4	5	3	4	4	3	8	5	5	4	5
710	0	0	0	6	2	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	2	0	1	0
715	5	8	1	2	1	8	6	5	6	10	5	7	7	1	0	0	1	0	1	0
720	8	19	5	29	10	3	11	8	16	7	12	10	3	17	6	3	5	4	10	10
725	0	1	0	4	1	2	4	3	5	5	2	1	4	3	0	1	2	0	1	1
730	3	1	3	8	1	11	5	2	2	2	1	2	5	2	0	0	4	2	2	4
531/600/605	35	12	5	22	8	12	55	30	15	23	15	16	16	15	16	11	15	12	8	7

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

CPFL Paulista: Linhas de Subtransmissão

Diagnóstico dos Desgajamentos em Linhas de

Loc. Inst.	Distribuição de 69kV da CPFL Paulista													
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
505	0,0	0,0	4768,0	3507,0	0,0	3081,0	511,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1296,8	4595,3
510	1254,0	0,0	0,0	0,0	2957,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
515	0,0	0,0	0,0	1440,0	87189,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3592,0	21717,0	26225,0	0,0	80617,3
520	20969,0	0,0	17435,0	12102,0	10575,0	4457,0	0,0	22997,0	7229,0	35429,0	39595,0	19024,0	27743,8	4371,7
540	12599,0	5412,0	0,0	20453,0	0,0	0,0	59385,0	0,0	7986,0	0,0	0,0	5781,0	0,0	0,0
560	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
562	0,0	13299,0	0,0	34425,4	43338,0	16715,0	0,0	0,0	0,0	4308,0	41532,0	0,0	0,0	0,0
563	0,0	20567,0	0,0	9021,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
564	0,0	32083,0	6817,0	3662,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	43347,0	0,0	0,0	0,0
565	22990,0	24085,0	34557,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4400,0	0,0	0,0	45508,0	0,0	0,0	5965,7
570	0,0	4217,0	28798,0	1168,0	28503,0	0,0	447,0	10006,0	0,0	0,0	36934,5	0,0	45060,7	0,0
580	6786,0	4011,0	7309,0	4702,0	8794,0	6343,0	18465,0	1722,0	10548,0	5117,0	30313,1	96043,0	0,0	0,0
586	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12924,0	0,0	0,0	0,0	0,0
590	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
596	0,0	3706,0	5871,0	4205,0	0,0	0,0	1379,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
615	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
618	4399,0	0,0	0,0	0,0	9252,0	72186,0	58769,0	0,0	0,0	5810,0	0,0	534,0	0,0	0,0
620	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	565,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
635	11228,0	6278,0	0,0	0,0	5651,0	0,0	3536,0	21663,4	0,0	7027,0	17016,0	0,0	0,0	0,0
640	7572,0	0,0	11701,0	2970,0	6548,0	1953,0	0,0	16222,0	30655,0	0,0	51659,0	0,0	127035,2	53111,7
650	18263,0	4589,0	2405,0	11325,0	100360,0	19133,0	0,0	0,0	66553,0	29824,0	0,0	907,0	21558,6	0,0
655	0,0	0,0	22882,0	14190,0	38729,0	0,0	35719,0	0,0	0,0	0,0	23996,0	0,0	0,0	0,0
660	7329,0	0,0	5812,0	13833,0	0,0	6164,0	0,0	11881,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
670	3116,0	0,0	13122,0	18123,0	38655,0	0,0	0,0	84761,0	0,0	48962,0	0,0	21742,0	0,0	15312,6
675	0,0	0,0	8514,0	0,0	0,0	0,0	2295,0	0,0	4573,0	0,0	0,0	0,0	704,0	0,0
677	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
680	0,0	1638,0	3338,0	1433,0	1284,0	2489,0	3286,0	0,0	31578,0	0,0	11448,0	0,0	4911,4	0,0
685	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
690	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
694	0,0	6715,0	0,0	0,0	41878,0	0,0	1642,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3962,0	0,0	10200,5
700	13596,0	32889,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
705	35090,0	0,0	0,0	3084,0	2589,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
710	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
715	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
720	1404,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4724,0	4591,0	3251,0	4861,0	0,0	3586,5
725	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3606,0	0,0	15133,0	0,0	83832,0	0,0	0,0	0,0
730	0,0	0,0	14032,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	491,3	0,0
531/600/605	42492,0	20557,0	20991,0	2339,0	7240,0	6192,0	0,0	13039,0	45968,0	6207,0	14990,0	23989,0	31226,8	10788,7

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

CPFL Paulista: Linhas de Subtransmissão e Diagnóstico dos Desgajamentos em Linhas de Desligamentos Permanentes / 100km / ano –

Diagnóstico dos Desgajamentos em Linhas de Desligamentos Permanentes / 100km / ano –

Loc. Inst.	Distribuição de 69kV da CPFL																			
	TAXA DE DESGAJAMENTOS PERMANENTES / 100km / ANO																			
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
505	0,000	5,636	0,000	0,000	0,000	2,818	0,000	2,818	2,818	2,818	0,000	8,454	2,818	0,000	0,000	8,454	2,818	2,818	2,818	8,454
510	0,000	2,818	0,000	0,000	0,000	2,818	2,818	0,000	0,000	0,000	2,818	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,818	0,000	2,818	5,637
515	0,000	0,000	1,610	3,221	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,610	6,441	0,000	0,000	0,000	0,000	1,610	1,610	1,610	0,000	4,831
520	1,179	1,156	0,000	0,000	2,311	0,000	3,467	0,000	2,311	3,467	2,311	2,311	0,000	3,467	1,156	2,311	3,467	2,311	2,311	1,156
540	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	8,672	8,672	0,000	8,672	0,000	0,000	26,017	0,000	8,672	0,000	0,000	8,672	0,000	0,000
560	0,000	0,000	10,165	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	10,165	0,000	0,000	0,000	10,165	0,000	0,000
562	0,000	0,000	0,000	0,000	4,619	0,000	0,000	2,309	0,000	4,619	2,309	6,928	0,000	0,000	0,000	2,309	2,851	0,000	0,000	0,000
563	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	24,295	0,000	24,295	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
564	0,000	3,883	3,883	0,000	0,000	0,000	0,000	3,883	3,883	3,883	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	3,883	0,000	0,000	0,000
565	0,000	2,699	0,000	0,000	0,000	0,000	2,699	2,699	2,699	0,000	0,000	0,000	0,000	5,399	0,000	0,000	2,699	0,000	0,000	5,399
570	0,000	0,000	0,888	0,888	1,777	0,000	0,000	0,888	2,666	1,333	2,665	0,000	1,327	2,654	1,327	0,000	2,654	0,000	1,327	0,000
580	3,351	1,675	1,584	0,000	4,574	4,574	4,574	3,049	3,049	6,098	9,147	3,049	4,574	1,525	3,049	3,049	6,098	1,675	3,351	1,675
586	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,000	0,000	0,000	0,000	4,643	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
590	2,278	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	4,555	0,000	0,000	4,555	4,555	2,278	4,555	0,000	6,833	0,000	2,278	4,555	2,278	4,555
596	0,000	2,052	4,104	2,052	2,052	6,156	0,000	2,052	2,052	2,052	0,000	0,000	4,104	0,000	2,052	0,000	0,000	2,052	2,052	2,052
615	1,602	3,203	4,805	1,602	1,602	1,602	3,203	4,805	1,602	3,203	6,407	3,203	3,203	1,602	1,602	1,602	1,602	0,000	1,602	0,000
618	0,000	0,000	1,435	1,435	1,435	0,000	2,870	0,000	0,000	0,000	1,435	5,739	4,916	0,000	0,000	3,277	0,000	3,277	0,000	0,000
620	0,000	8,777	0,000	8,777	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	8,777	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
635	2,953	0,000	5,906	5,906	1,477	0,738	2,953	2,215	2,215	1,477	13,725	0,000	2,745	8,235	0,000	5,490	5,490	0,000	0,000	0,000
640	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	3,152	3,152	0,000	4,729	3,152	3,152	1,576	0,000	4,728	1,576	0,000	1,576	0,000	3,152	1,576
650	0,825	1,649	1,649	1,649	1,649	0,000	2,474	0,825	2,474	1,649	4,948	3,299	0,000	0,000	3,299	4,948	0,000	4,948	1,649	0,000
655	0,000	0,000	0,000	5,223	0,000	0,000	0,000	0,000	5,223	2,612	5,223	0,000	2,612	0,000	0,000	0,000	2,612	0,000	0,000	0,000
660	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,266	0,000	2,266	4,531	0,000	6,797	0,000	6,797	0,000	0,000	0,000	0,000	2,266	2,266
670	0,000	0,000	0,000	4,092	0,000	0,000	4,092	0,000	4,092	4,092	8,184	0,000	0,000	8,184	0,000	4,092	0,000	4,092	0,000	4,092
675	0,000	7,363	7,363	7,363	0,000	0,000	0,000	0,000	14,725	0,000	0,000	0,000	14,725	0,000	14,725	0,000	0,000	0,000	7,363	0,000
677	0,000	5,311	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
680	0,000	0,000	3,152	0,000	3,152	0,000	0,000	3,152	3,152	3,152	9,457	6,305	3,152	0,000	6,305	0,000	3,152	0,000	3,152	0,000
685	0,000	0,000	0,000	0,000	8,025	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
690	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
694	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	3,520	0,000	0,000	3,520	0,000	7,041	0,000	0,000	0,000	0,000	3,520	0,000	3,520
700	0,000	0,000	0,000	0,000	18,450	0,000	18,450	36,900	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
705	2,547	0,000	5,094	2,547	0,000	0,000	5,094	0,000	0,000	2,547	2,547	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,547	0,000	5,094	5,094
710	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
715	0,000	0,000	0,000	2,307	0,000	0,000	0,000	4,614	2,307	0,000	6,922	0,000	0,000	2,307	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
720	0,000	5,212	0,000	5,212	5,212	0,000	10,425	0,000	0,000	0,000	5,212	0,000	5,212	5,212	5,212	5,212	5,212	5,212	0,000	5,212
725	0,000	0,000	0,000	11,862	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	5,931	0,000	11,862	0,000	5,931	0,000	0,000	0,000
730	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	3,009	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	3,009	0,000
531/600/605	3,323	2,216	2,216	3,323	0,000	1,069	6,993	5,994	3,996	1,998	2,997	1,478	0,000	1,478	5,911	1,478	1,478	2,956	2,956	5,911

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

CPFL Paulista: Linhas de Subtransmissão e Desgaste da Taxa de Desligamentos Transitórios / 100km / ano –

Diagnóstico dos Desgastes na Taxa de Desligamentos Transitórios / 100km / ANO

Loc. Inst.	Distribuição de 69kV da CPFL																			
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
505	8,454	14,090	8,454	8,454	2,818	22,543	11,272	8,454	14,090	5,636	22,543	19,726	5,636	11,272	8,454	11,272	22,543	19,726	8,454	19,726
510	16,910	11,274	8,455	0,000	2,818	14,092	25,366	16,910	14,092	8,455	8,455	11,274	11,274	0,000	2,818	14,092	5,637	11,274	2,818	2,818
515	8,051	14,492	16,103	19,323	12,882	17,713	14,492	22,544	12,882	20,933	24,154	12,882	28,985	11,272	12,882	38,646	40,256	27,374	30,595	24,154
520	17,685	18,488	13,866	26,577	12,711	6,933	5,778	17,333	20,799	13,866	18,488	9,244	32,355	15,022	20,799	28,888	17,333	15,022	9,244	19,644
540	26,017	43,361	17,345	26,017	8,672	0,000	17,345	17,345	26,017	52,034	26,017	17,345	69,378	26,017	8,672	26,017	0,000	17,345	0,000	17,345
560	20,329	10,165	60,988	20,329	0,000	71,153	30,494	20,329	50,823	20,329	20,329	30,494	20,329	0,000	0,000	10,165	40,659	20,329	0,000	0,000
562	8,554	28,514	28,514	62,700	9,237	23,094	20,784	6,928	18,475	32,331	13,856	16,166	34,640	25,403	23,094	25,403	34,215	19,959	19,959	28,513
563	24,295	24,295	0,000	24,295	0,000	0,000	24,295	48,591	24,295	24,295	0,000	48,591	24,295	48,591	24,295	0,000	48,591	0,000	48,591	0,000
564	11,648	19,413	11,648	11,648	19,413	19,413	11,648	3,883	7,765	7,765	3,883	15,530	11,648	15,530	15,530	15,530	7,765	0,000	19,413	
565	16,197	43,192	18,896	35,093	5,399	18,896	29,694	21,596	18,896	21,596	21,596	10,798	26,995	29,694	24,295	32,394	24,295	35,093	8,098	18,896
570	15,100	30,201	26,648	32,866	19,542	21,318	19,542	13,324	35,986	37,318	41,301	31,843	26,536	27,863	9,288	25,209	19,902	11,941	17,248	22,556
580	18,429	43,561	25,343	21,343	16,770	30,490	19,819	15,245	16,770	15,245	22,868	25,917	41,162	24,392	10,672	25,917	33,539	16,754	13,403	11,728
586	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,000	0,000	9,285	18,570	23,213	27,855	9,285	4,643	9,285	0,000
590	27,330	31,886	18,220	18,220	27,330	22,775	31,886	20,498	18,220	22,775	20,498	36,441	15,943	29,608	27,330	25,053	20,498	15,943	0,000	11,388
596	61,562	108,760	77,979	86,187	34,885	82,083	61,562	51,302	34,885	38,990	34,885	53,354	53,354	49,250	43,094	75,927	43,094	63,615	47,198	22,573
615	33,637	60,866	54,459	28,831	25,628	41,645	27,230	40,044	20,823	36,840	27,230	28,831	35,238	41,645	22,424	25,628	25,628	24,026	1,602	0,000
618	21,186	30,200	27,261	34,435	12,913	22,957	10,043	10,043	25,826	25,826	21,522	15,783	24,578	22,940	13,108	32,771	19,662	9,831	6,554	4,916
620	8,777	0,000	8,777	26,330	26,330	26,330	35,106	8,777	0,000	0,000	8,777	43,883	35,106	17,553	26,330	35,106	8,777	26,330	8,777	35,106
635	17,718	11,812	10,336	7,383	6,644	8,121	14,765	10,336	15,504	16,242	13,725	21,960	27,450	13,725	13,725	8,235	8,235	10,980	0,000	5,490
640	25,220	17,339	12,610	23,644	11,034	40,982	18,915	18,915	25,220	23,644	18,915	22,067	23,644	31,521	17,334	33,092	17,334	28,365	12,607	18,910
650	76,690	42,881	61,847	48,653	59,373	47,004	54,425	32,985	44,530	51,951	39,582	42,881	35,459	58,548	25,563	44,530	42,056	36,284	37,933	12,369
655	10,446	20,892	10,446	36,561	2,612	10,446	13,058	23,504	18,281	31,338	5,223	10,446	15,669	13,058	10,446	7,835	10,446	20,892	10,446	10,446
660	11,328	15,859	6,797	9,062	9,062	6,797	15,859	6,797	22,655	27,186	31,717	22,655	20,390	45,310	31,717	29,452	49,841	6,797	11,328	11,328
670	28,323	28,323	9,441	0,000	28,643	12,275	24,551	12,275	24,551	40,918	24,551	8,184	24,551	32,735	8,184	16,367	4,092	24,551	32,735	
675	29,451	22,088	14,725	0,000	7,363	22,088	36,813	36,813	29,451	7,363	0,000	14,725	29,451	22,088	14,725	29,451	0,000	0,000	7,363	7,363
677	10,621	37,175	106,213	53,107	53,107	26,553	63,728	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
680	50,440	40,982	34,677	47,287	12,610	6,305	3,152	22,067	6,305	12,610	6,305	0,000	47,287	31,525	6,305	12,610	15,762	9,457	3,152	15,762
685	4,012	0,000	0,000	0,000	0,000	4,012	0,000	28,087	4,012	8,025	0,000	4,012	0,000	4,012	0,000	0,000	8,025	0,000	0,000	
690	8,812	0,000	4,045	0,000	0,000	3,822	0,000	0,000	0,000	7,644	3,822	0,000	7,644	11,466	7,644	0,000	7,644	3,822	0,000	0,000
694	7,041	7,041	14,081	10,561	7,041	17,601	17,601	0,000	14,081	10,561	7,041	3,520	7,041	7,041	35,203	14,081	21,122	21,122	17,601	14,081
700	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	36,900	0,000	55,351	0,000	18,450	36,900	18,450	36,900	55,351	36,900	92,251	36,900	0,000
705	7,641	10,187	12,734	0,000	5,094	5,094	12,734	7,641	12,734	10,187	12,734	7,641	10,187	10,187	7,641	20,375	12,734	12,734	10,187	12,734
710	0,000	0,000	0,000	181,708	60,569	0,000	0,000	0,000	30,285	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	60,569	0,000	30,285	0,000
715	11,536	18,458	2,307	4,614	2,307	18,458	13,843	11,536	13,843	23,072	11,536	16,151	16,151	2,307	0,000	0,000	2,307	0,000	2,307	0,000
720	41,699	99,036	26,062	151,160	52,124	15,637	57,336	41,699	83,398	36,487	62,549	52,124	15,637	88,611	31,274	15,637	26,062	20,850	52,124	52,124
725	0,000	5,931	0,000	23,725	5,931	11,862	23,725	17,794	29,656	29,656	11,862	5,931	23,725	17,794	0,000	5,931	11,862	0,000	5,931	5,931
730	9,027	3,009	9,027	24,073	3,009	33,101	15,046	6,018	6,018	3,009	6,018	15,046	6,018	0,000	12,037	6,018	6,018	12,037	6,018	12,037
531/600/605	38,772	13,293	5,539	24,371	8,862	12,828	54,948	29,972	14,986	22,978	14,986	23,644	23,644	22,166	23,644	16,255	22,166	17,733	11,822	10,344

CPFL Paulista: Linhas Subtransmissão 330kV e 69kV - Diagnóstico dos Deslizamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_ Atmosféricas Nuvem Solo / km² / Ano (Ponderada)

Loc. Inst.	Densidade de Descargas Nuvem Solo / km ² / Ano (Ponderada)							
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
505	12,593	11,8098	10,4299	17,7219	16,3742	11,3401	8,80433	14,1181
510	12,5951	11,8118	10,4317	17,7249	16,377	11,342	8,80582	14,1205
515	7,33501	5,59778	5,47097	12,0269	10,3649	9,18374	5,14139	7,21531
520	7,74097	4,83711	5,35497	13,7978	8,41496	10,1389	5,74178	7,02956
531	9,54533	10,8271	9,73568	8,35955	11,2166	8,57587	4,22471	9,20873
540	6,03442	6,84902	4,70547	7,20341	8,46468	4,80268	5,79201	8,02724
560	11,6508	13,0702	8,69069	19,37	17,1233	10,5047	10,9981	17,3662
562	5,1379	5,33824	5,42112	9,01636	11,3081	8,61081	5,9268	11,3311
563	7,67173	5,76598	7,57431	13,7954	10,1316	7,67173	5,8086	12,9948
564	7,55936	5,16331	7,04825	10,611	9,32687	6,66072	5,59057	11,2392
565	6,3571	5,92315	6,06036	11,2998	9,64653	7,11135	5,81448	10,5689
570	6,96256	7,88315	5,65363	10,4728	11,7977	5,84224	7,8226	8,81799
580	6,22181	6,61904	6,65986	8,77257	9,31401	9,1838	6,14212	7,9645
586	7,25359	6,97572	6,98585	9,75443	10,0178	7,11755	6,80495	9,97297
590	6,52229	7,28548	4,58046	7,69827	9,21155	4,54339	6,48614	8,86199
596	7,35587	8,31551	4,00724	9,73047	10,0238	4,87405	6,76168	9,33462
600	8,5028	10,7149	9,0893	12,2201	16,466	11,6209	5,83066	7,96164
605	6,69251	8,35777	7,58847	11,8648	12,2124	9,31863	5,4188	7,33984
615	9,3595	9,25335	7,09052	13,4789	12,7029	8,60399	7,21719	11,0901
618	6,25107	7,54357	4,45722	10,2877	9,72546	6,59945	6,66431	10,0437
620	7,87723	9,93522	6,7512	15,2575	11,4344	6,91349	6,23252	12,4784
635	10,2965	6,62272	4,0783	12,3302	9,35829	9,93341	10,7401	10,4856
640	9,72991	7,21899	4,17117	11,9711	8,34839	8,60789	8,40069	8,72538
650	6,72427	6,85908	5,41723	9,11762	8,65953	4,92577	6,68017	10,1178
655	5,88434	6,49461	5,41701	13,7033	9,51635	7,28811	4,93984	7,07466
660	6,81124	7,06986	5,39901	11,9368	10,7095	7,1531	6,14468	6,51318
670	7,80821	10,7306	5,1496	12,0317	11,1905	4,33358	9,3618	13,6029
675	8,32136	10,1305	5,32574	13,4327	11,1804	5,25903	10,445	13,2071
677	5,80085	6,47637	5,22363	9,65728	9,75578	4,98479	5,50746	9,27525
680	7,3135	5,7351	4,48561	13,8827	7,08209	8,28153	6,75782	7,11477
685	7,85285	5,36831	6,16039	11,4542	10,5694	6,7722	7,84483	11,9378
690	7,1772	5,52365	5,30243	10,1189	13,7046	7,52005	8,72195	11,2076
694	7,86984	5,3565	6,12183	11,4255	10,5545	6,70993	7,89687	11,9255
700	7,87494	5,59808	6,17472	10,2879	12,1762	8,27834	8,82775	11,7431
705	7,86988	9,28181	7,83726	16,0455	12,4085	7,74117	6,74394	12,5906
710	8,79339	9,02981	8,50823	15,7296	11,4573	9,72961	6,74271	13,492
715	6,98924	7,45165	6,21193	11,3815	9,15459	7,55388	11,3626	6,34585
720	11,3843	11,3231	8,89611	17,9513	20,5212	10,1703	9,86171	15,5428
725	13,3407	10,7159	9,54724	18,0189	19,0884	12,1684	9,5399	13,1938
730	13,7377	11,2666	9,81186	18,6276	19,8096	12,5291	9,94655	13,9045

CPFL Paulista: Linhas de Subtransmissão 69kV - Diagnóstico dos Deslindamentos e Evolução da Densidade de Descargas Atmosféricas Nuvem Solo / km / Ano (Ponderada)

Loc. Inst.	Densidade de Descargas Nuvem Solo / km / Ano (Ponderada)							
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
505	446,9	419,1	370,1	628,9	581,1	402,4	312,4	501,0
510	446,9	419,1	370,1	628,9	581,1	402,4	312,4	501,0
515	455,5	347,6	339,8	746,9	643,7	570,3	319,3	448,1
520	669,9	418,6	463,4	1194,1	728,2	877,4	496,9	608,3
531	112,5	127,6	114,7	98,5	132,2	101,1	49,8	108,5
540	69,6	79,0	54,3	83,1	97,6	55,4	66,8	92,6
560	114,6	128,6	85,5	190,6	168,5	103,3	108,2	170,8
562	222,5	231,2	234,7	390,4	396,6	302,0	207,9	397,4
563	31,6	23,7	31,2	56,8	41,7	31,6	23,9	53,5
564	194,7	133,0	181,5	273,3	240,2	171,6	144,0	289,5
565	235,5	219,4	224,5	418,6	357,3	263,4	215,4	391,5
570	524,8	594,1	426,1	789,3	889,2	440,3	589,6	664,6
580	408,1	434,2	436,9	575,4	611,0	548,2	366,6	475,4
586	156,2	150,3	150,5	210,1	215,8	153,3	146,6	214,8
590	286,4	319,9	201,1	338,0	404,5	199,5	284,8	389,1
596	358,5	405,2	195,3	474,2	488,5	237,5	329,5	454,9
600	190,6	240,2	203,8	274,0	369,1	260,5	130,7	178,5
605	224,0	279,7	254,0	397,1	408,7	311,9	181,4	245,6
615	584,3	577,7	442,7	841,5	793,1	537,2	450,6	692,4
618	381,5	460,4	272,0	627,9	593,5	402,8	406,7	613,0
620	89,8	113,2	76,9	173,8	130,3	78,8	71,0	142,2
635	375,1	241,3	148,6	449,2	340,9	361,9	391,3	382,0
640	617,3	458,0	264,7	759,7	529,8	546,2	533,1	553,7
650	815,4	831,8	656,9	1105,7	1050,1	597,3	810,1	1227,0
655	225,3	248,7	207,4	524,7	364,4	279,1	189,2	270,9
660	300,6	312,1	238,3	526,9	472,7	315,7	271,2	287,5
670	190,8	262,2	125,9	294,0	273,5	105,9	228,8	332,4
675	113,0	137,6	72,3	182,4	151,9	71,4	141,9	179,4
677	109,2	122,0	98,4	181,8	183,7	93,9	103,7	174,7
680	232,0	181,9	142,3	440,4	224,7	262,7	214,4	225,7
685	195,7	133,8	153,5	285,5	263,4	168,8	195,5	297,5
690	187,8	144,5	138,7	264,8	358,6	196,8	228,2	293,2
694	223,6	152,2	173,9	324,6	299,8	190,6	224,3	338,8
700	42,7	30,3	33,5	55,8	66,0	44,9	47,8	63,6
705	309,0	364,4	307,7	630,0	487,2	303,9	264,8	494,4
710	29,0	29,8	28,1	51,9	37,8	32,1	22,3	44,6
715	302,9	323,0	269,2	493,3	396,8	327,4	492,5	275,0
720	218,4	217,2	170,7	344,4	393,7	195,1	189,2	298,2
725	224,9	180,7	161,0	303,8	321,8	205,2	160,8	222,4
730	456,5	374,4	326,1	619,0	658,3	416,4	330,5	462,1

**Relatório Técnico
Linhas de Transmissão**

CPFL Paulista: Linhas de Subtransmissão - Diagnóstico dos Desempenhos das Linhas de Transmissão, Parâmetros Geográficos, Ordens PM e Custos - SAP PM e Região -

Região / Base Operacional	Distribuição de 69kV da CPFL Paulista - conceituação Número de Inspeções Terrestres Detalhadas - Ordens PM X Região									
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Sudeste / Campinas	5	1	3	0	8	2	6	0	0	
Noroeste / S J Rio Preto	2	6	2	4	4	1	6	3	3	
Noroeste / Bauru	2	2	3	2	2	1	2	5	0	
Nordeste / Araraquara	0	1	0	2	3	0	1	4	0	
Nordeste / Rib. Preto	3	4	0	3	4	3	3	3	2	
CPFL Paulista	12	14	8	11	21	7	18	15	5	

Região / Base Operacional	km de linhas com Inspeções Terrestres Detalhadas - Ordens PM X Região									
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Sudeste / Campinas	128,13	35.487	61.751	0	192,64	38.783	156,11	0	0	
Noroeste / S J Rio Preto	159,55	376,30	55,26	176,25	300,44	44,14	298,99	188,82	119,76	
Noroeste / Bauru	108,93	85,86	162,51	75,244	88,013	63,459	85,877	190,81	0	
Nordeste / Araraquara	0	62.432	0	83.972	83.955	0	62.432	105,49	0	
Nordeste / Rib. Preto	79,011	118,85	0	73,174	133,63	98,281	64,261	56,962	42,464	
CPFL Paulista	475,64	678,93	279,52	408,64	798,69	244,66	667,67	542,10	162,23	

Região / Base Operacional	IW33 - Ordens PM - Custos Realizados X Região									
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Sudeste / Campinas	210505,2	344612,2	403490,4	152016,7	159599,7	483230,7	21390,3	38354,1	44892,6	
Noroeste / S J Rio Preto	438927,9	202417,9	663926,6	198486,5	108997,9	35227,1	50407,5	6163,9	47986,9	
Noroeste / Bauru	123011,8	567647,9	118510,3	78341,8	28607,4	38001,6	20463,4	301959,2	104570,6	
Nordeste / Araraquara	270827,2	350095,8	190888,9	85648,7	409955,1	32994,5	66302,0	61047,9	0,0	
Nordeste / Rib. Preto	404310,1	468760,8	493552,0	415607,3	135624,3	179982,8	81227,7	24807,8	5982,6	
CPFL Paulista	1447582	1933534	1870368	930100	842784	769436,8	239790,7	432332,8	203432,7	

Região / Base Operacional	km de linhas com Ciclo Inspeções Terrestres Detalhadas - Ordens PM X Região									
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Sudeste / Campinas	128,13	35.487	61.751	0	192,64	38.783	156,11	0	0	
Noroeste / S J Rio Preto	159,55	376,30	55,26	176,25	300,44	44,14	298,99	188,82	119,76	
Noroeste / Bauru	108,93	85,86	162,51	75,244	88,013	63,459	85,877	190,81	0	
Nordeste / Araraquara	0	62.432	0	83.972	83.955	0	62.432	105,49	0	
Nordeste / Rib. Preto	79,011	118,85	0	73,174	133,63	98,281	64,261	56,962	42,464	
CPFL Paulista	475,64	678,93	279,52	408,64	798,69	244,66	667,67	542,10	162,23	

Região / Base Operacional	IW33 - Ordens PM - Custos Realizados X Região									
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Sudeste / Campinas	1092,7	1788,8	2094,4	789,1	828,4	2643,3	206,1	301,6	250,1	
Noroeste / S J Rio Preto	853,0	461,7	1248,1	373,1	316,3	379,3	168,6	32,6	400,7	
Noroeste / Bauru	713,6	2747,8	575,7	479,9	325,0	598,8	238,3	1582,5	1273,6	
Nordeste / Araraquara	2049,7	2391,6	1546,1	693,7	2800,5	196,5	452,9	417,0	0,0	
Nordeste / Rib. Preto	1446,6	1692,7	1990,9	1614,4	478,2	599,4	270,5	109,7	26,5	
CPFL Paulista	1121,1	1533,4	1436,7	733,1	798,7	953,0	256,4	491,7	334,9	

Região / Base Operacional	% km de linhas com Ciclo Inspeções Terrestres Detalhadas - Ordens PM X Região									
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Sudeste / Campinas	67%	18%	32%	0%	100%	20%	81%	0%	0%	
Noroeste / S J Rio Preto	25%	71%	10%	33%	56%	8%	56%	35%	23%	
Noroeste / Bauru	45%	36%	68%	31%	37%	26%	37%	81%	0%	
Nordeste / Araraquara	0%	37%	0%	50%	50%	0%	37%	63%	0%	
Nordeste / Rib. Preto	26%	39%	0%	24%	43%	33%	21%	19%	14%	
CPFL Paulista	31%	47%	19%	28%	55%	17%	47%	38%	11%	

Região / Base Operacional	IW33 - Ordens PM - % Custos Realizados X Região									
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Sudeste / Campinas	15%	18%	22%	16%	19%	63%	9%	9%	22%	
Noroeste / S J Rio Preto	30%	10%	35%	21%	13%	5%	21%	1%	24%	
Noroeste / Bauru	8%	29%	6%	8%	3%	5%	9%	70%	51%	
Nordeste / Araraquara	19%	18%	10%	9%	49%	4%	28%	14%	0%	
Nordeste / Rib. Preto	28%	24%	26%	45%	16%	23%	34%	6%	3%	
CPFL Paulista	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

CPFL Paulista: Linhas de Subtransmissão e Diagnóstico dos Desempenhos dos Ligamentos – Para cada linha de subtransmissão

DADOS DE DESEMPEÑO FINAL X CPFL PAULISTA

Loc. Inst.	Distribuição de 69kV da CPFL Paulista																			
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
505	B	R	B	B	B	R	B	R	M	M	B	R	M	B	B	R	R	R	R	R
510	B	R	B	B	B	R	M	B	B	B	M	B	B	B	B	R	B	R	R	R
515	B	B	M	R	B	B	B	B	B	M	R	B	B	B	B	M	M	M	M	R
540	B	M	B	B	B	B	R	R	B	R	M	B	R	B	R	B	B	R	B	M
560	B	B	R	B	B	M	M	B	M	B	B	M	B	R	B	B	M	R	B	B
562	B	B	B	M	R	B	B	R	B	R	M	R	M	B	M	R	R	B	M	M
563	B	B	B	B	B	B	B	R	B	R	B	B	M	B	M	B	B	M	B	M
564	B	R	R	B	B	B	R	R	R	B	B	B	B	B	B	B	R	B	B	M
565	B	R	B	M	B	B	M	R	M	B	B	B	B	R	M	M	R	M	B	R
570	B	B	M	M	M	B	B	B	M	M	M	M	M	R	M	B	R	B	M	M
580	R	R	M	B	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	M	R	R	M	R	M
586	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	B	B	B	B	M	R	B	B	B	B
590	R	B	B	M	B	R	B	B	R	M	M	M	R	B	R	B	R	R	R	R
596	M	R	R	M	R	R	M	M	M	M	M	M	R	M	M	M	M	R	R	M
615	R	R	R	M	M	R	R	R	M	M	M	R	R	M	M	M	M	M	M	B
618	B	B	M	M	M	B	M	B	B	B	B	R	R	B	B	R	B	R	B	B
620	B	R	B	R	M	B	M	B	B	B	B	M	M	R	M	M	B	M	B	M
635	R	B	R	R	M	M	M	M	M	M	R	B	M	R	B	R	R	B	B	B
640	B	B	B	B	R	R	B	R	M	M	M	M	B	R	M	M	M	M	R	M
650	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	R	R	M	M	R	R	M	R	M	B
655	B	B	B	R	B	B	B	M	R	M	R	B	M	B	B	R	B	B	B	B
660	B	B	B	B	B	B	M	B	M	R	M	R	B	R	M	B	M	B	R	M
670	B	B	B	R	M	B	R	B	R	R	R	B	B	R	B	R	B	R	M	R
675	B	R	R	R	B	B	M	M	R	B	B	B	R	B	R	B	B	R	B	B
677	B	R	M	M	M	B	M	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B
680	M	M	R	M	R	B	B	R	R	M	R	R	R	B	R	B	R	B	R	B
685	B	B	B	B	B	R	B	M	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B
690	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B
694	B	B	B	B	B	B	B	R	B	B	M	B	R	B	M	B	B	R	M	R
700	B	B	B	B	R	B	R	R	B	M	B	B	M	B	M	M	M	M	M	B
705	R	B	R	R	B	B	R	B	M	M	B	B	B	B	B	B	R	B	R	R
710	B	B	B	M	M	B	B	B	M	B	B	B	B	B	B	B	M	B	M	B
715	B	B	B	M	B	B	B	R	M	B	R	B	B	R	B	B	B	B	B	B
720	M	R	B	R	R	B	R	M	M	M	R	M	R	R	R	R	R	R	M	R
725	B	B	B	B	R	B	B	B	M	M	B	B	R	B	R	B	R	B	B	B
730	B	B	B	B	B	M	B	B	R	B	B	B	B	B	B	B	B	B	R	B
531/600/605	R	R	R	R	B	M	R	R	R	M	M	M	B	M	R	M	M	R	R	R

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

- Para cada região

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de

Loc. Inst.	Distribuição de 69kV da CPFL Paulista - DADOS DE DESLIGAMENTOS FINAL X REGIÃO																			
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
505	M	B	M	B	B	B	B	M	B	B	B	B	B	B	R	R	R	R	R	R
510	M	B	M	B	B	B	B	M	B	B	B	B	B	B	M	R	M	R	R	R
515	M	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	R	R	R	M	R	R
540	M	B	B	B	B	B	B	B	B	B	M	M	M	M	M	M	R	M	M	M
560	M	B	M	B	B	B	B	M	B	B	B	B	B	B	M	M	R	M	M	M
562	M	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	R	R	M	M	M	M
563	M	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	M	M	M	M	M	M
564	M	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	M	R	M	M	M	M
565	M	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	M	R	M	M	M	R
570	M	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	M	R	M	R	M	M
580	M	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	R	R	R	R	R	R
586	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	B	B	B	M	M	R	M	M	M	M
590	M	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	M	R	R	R	R	R
596	M	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	M	M	R	R	R	R
615	M	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	M	B	M	M	R	R	M	R	M
618	M	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	M	B	M	M	R	M	R	M	M
620	M	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	M	B	M	M	M	M	M	M	M
635	M	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	R	R	M	M	M	M
640	M	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	M	R	M	R	R	R
650	M	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	R	M	R	R	M	M
655	M	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	M	R	M	M	M	M
660	M	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	M	M	M	R	R	R
670	M	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	R	M	R	M	R	R
675	M	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	M	M	M	M	R	M
677	M	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	M	M	M	M	M	M
680	M	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	M	R	M	R	M	M
685	M	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	M	M	M	M	M	M
690	M	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	M	M	M	M	M	M
694	M	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	M	M	R	M	R	M
700	B	B	B	B	B	B	B	M	B	B	B	B	B	B	M	M	M	M	M	M
705	M	B	M	B	B	B	B	M	B	B	B	B	B	B	M	R	M	R	R	R
710	B	B	B	B	B	B	B	M	B	B	B	B	B	B	M	M	M	M	M	M
715	M	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	M	M	M	M	M	M
720	M	B	M	B	B	B	B	M	B	B	B	B	B	B	R	R	R	M	R	M
725	B	B	B	B	B	B	B	B	M	B	B	B	B	B	M	R	M	M	M	M
730	M	B	M	B	B	B	B	B	M	B	B	B	B	B	M	M	M	R	M	M
531/600/605	M	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	R	R	R	R	R	R

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

- Consolidado por região

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

Região / Base Operacional	DADOS DE DESEMPENHOS PARA DESLIGAMENTOS PERMANENTES X CPFL PAULISTA																			
Sudeste / Campinas	M	R	M	M	M	M	M	B	B	B	B	M	M	M	M	M	R	M	R	R
Noroeste / São José do Rio Preto	R	M	R	M	M	M	M	M	M	M	R	M	M	M	M	M	M	R	M	M
Noroeste / Bauru	R	M	M	M	M	R	R	R	M	R	M	M	R	R	M	R	M	R	R	R
Nordeste / Araraquara	M	R	M	R	R	B	R	M	M	R	M	R	R	M	M	R	B	M	B	B
Nordeste / Ribeirão Preto	B	M	M	B	M	M	B	R	M	M	M	B	M	M	M	B	M	B	B	M

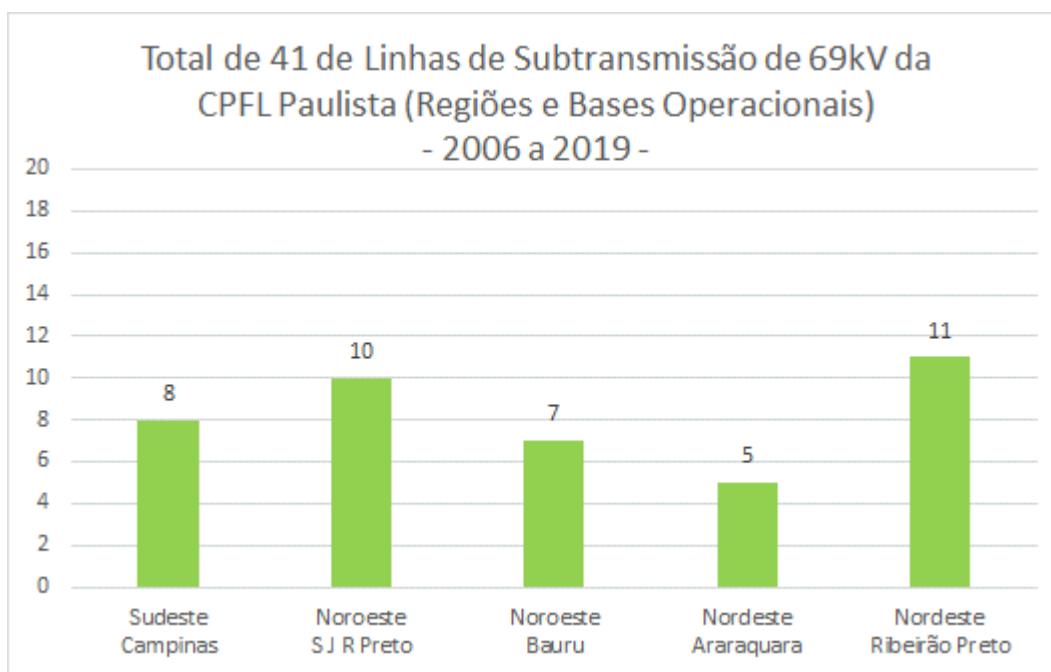
Região / Base Operacional	DADOS DE DESEMPENHOS PARA DESLIGAMENTOS TRANSITÓRIOS X CPFL PAULISTA																			
Sudeste / Campinas	B	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	B	M	B	B	M	M	M	M	M
Noroeste / São José do Rio Preto	M	M	M	M	R	M	M	M	M	M	M	M	R	R	R	R	R	R	R	M
Noroeste / Bauru	M	M	B	M	M	M	R	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M
Nordeste / Araraquara	M	R	R	M	M	M	M	M	M	M	M	R	R	M	M	M	M	M	B	B
Nordeste / Ribeirão Preto	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	R

Região / Base Operacional	DADOS DE DESEMPENHOS FINAL X CPFL PAULISTA																			
Sudeste / Campinas	M	R	M	M	M	M	M	B	B	B	B	M	M	M	M	M	R	M	R	R
Noroeste / São José do Rio Preto	R	M	R	M	M	M	M	M	M	M	R	M	M	M	M	M	M	R	M	M
Noroeste / Bauru	R	M	M	M	M	R	R	R	M	R	M	M	R	R	M	R	M	R	M	R
Nordeste / Araraquara	M	R	M	R	R	B	R	M	M	R	M	R	R	M	M	R	B	M	B	B
Nordeste / Ribeirão Preto	B	M	M	B	M	M	B	R	M	M	M	B	M	M	M	B	M	B	B	M

7.2 Tratamento de Dados Principais Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

Base Operacional Linhas 69kV	Ano 2019		Regiões - Linhas 69kV	Ano 2019	
	Total	Média/ano		Total	Média/ano
Sudeste / Campinas	8	20,00%	Região Sudeste	8	20,00%
Noroeste / S J Rio Preto	10	25,00%	Região Noroeste	16	40,00%
Noroeste / Bauru	6	15,00%	Região Nordeste	16	40,00%
Nordeste / Araraquara	5	12,50%	CPFL Paulista	40	100,00%
Nordeste / Rib. Preto	11	27,50%			
CPFL Paulista	40	100,00%			

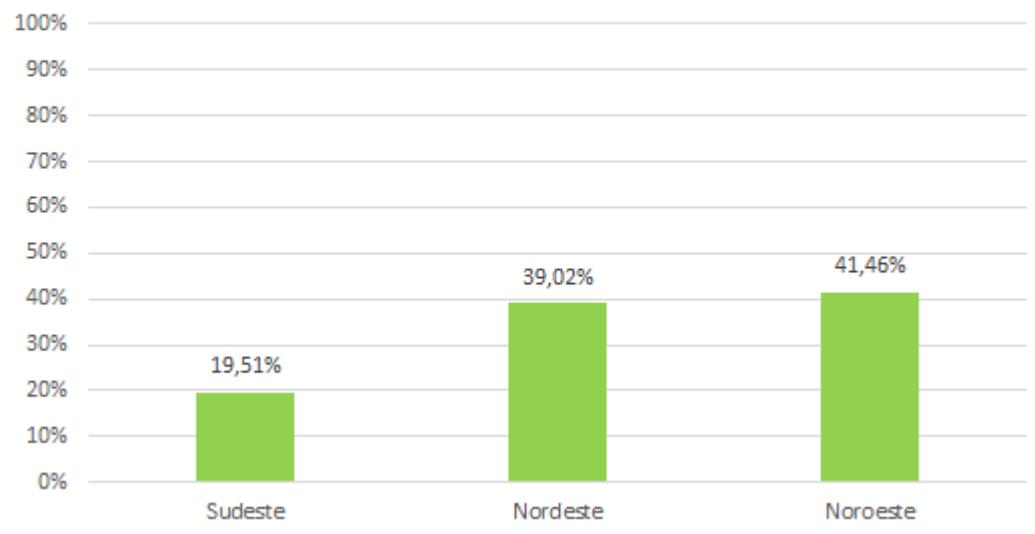
Base Operacional - Evolução Crescimento	2000 a 2019 %		Regiões - Evolução de Crescimento	Ano 2019	
	Total	Média/ano		Total	Média/ano
Sudeste / Campinas	0,00%	0,00%	Região Sudeste	0,00%	0,00%
Noroeste / S J Rio Preto	-27,79%	-1,39%	Região Noroeste	-22,88%	-1,14%
Noroeste / Bauru	-8,80%	-0,44%	Região Nordeste	-23,04%	-1,15%
Nordeste / Araraquara	-39,52%	-1,98%	CPFL Paulista	-20,48%	-1,02%
Nordeste / Rib. Preto	-9,22%	-0,46%			
CPFL Paulista	-20,48%	-1,02%			



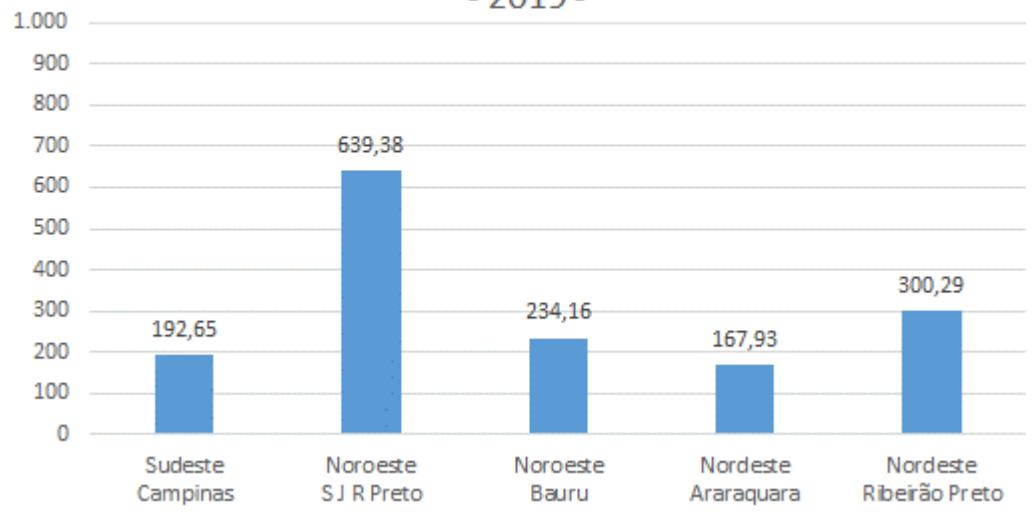
Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de

Todas as Linhas de Subtransmissão de 69kV da CPFL Paulista conceituação

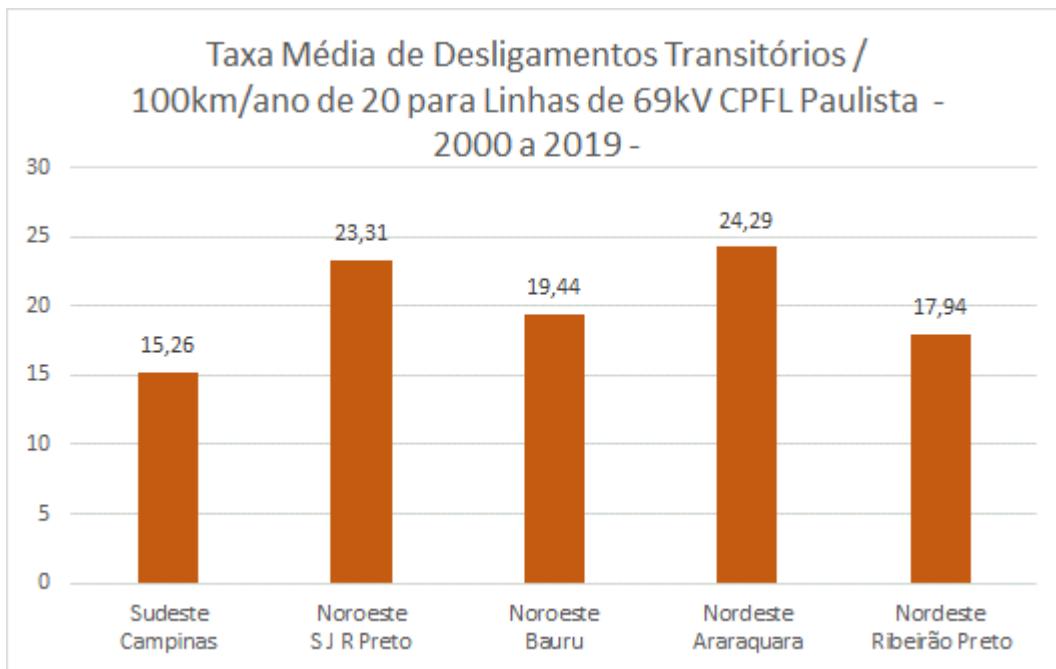
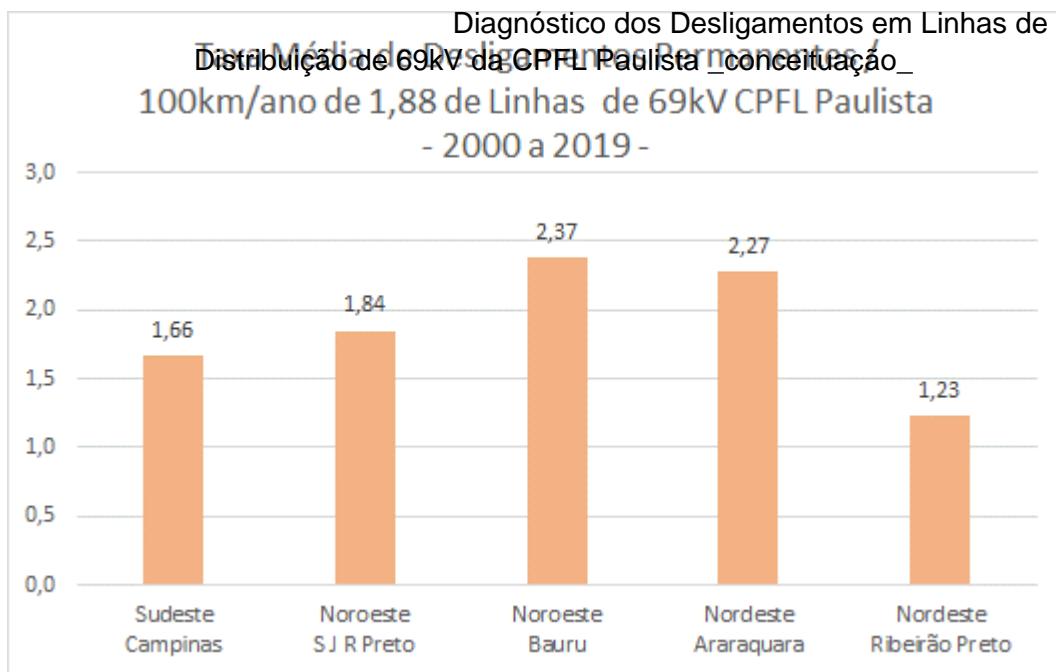
CPFL Paulista (Regiões NE NO SE) - 2006 a 2019 -



Comprimento Total 1.535km de Linhas de
Subtransmissão de 69kV da CPFL Paulista
- 2019 -

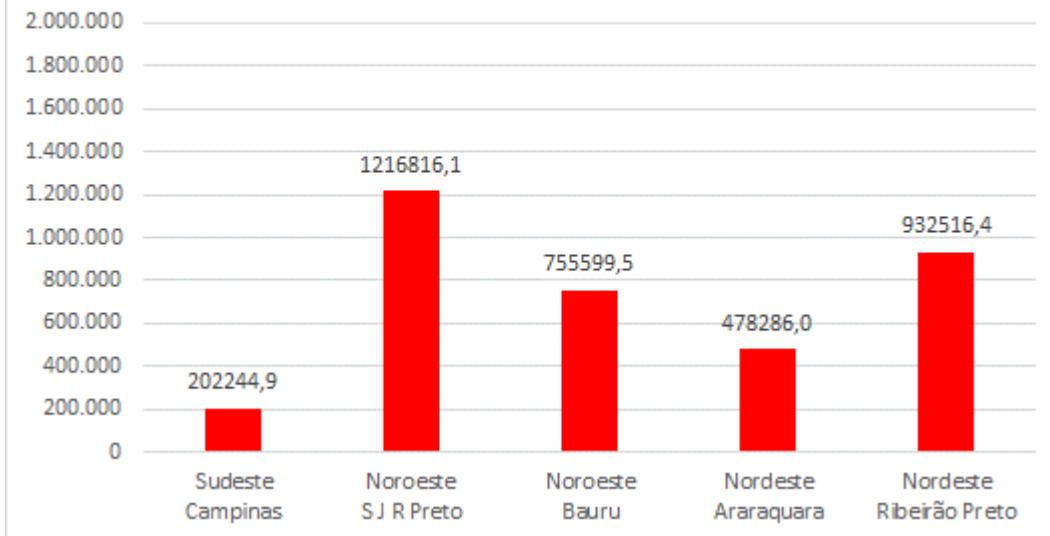


Relatório Técnico
Linhas de Transmissão



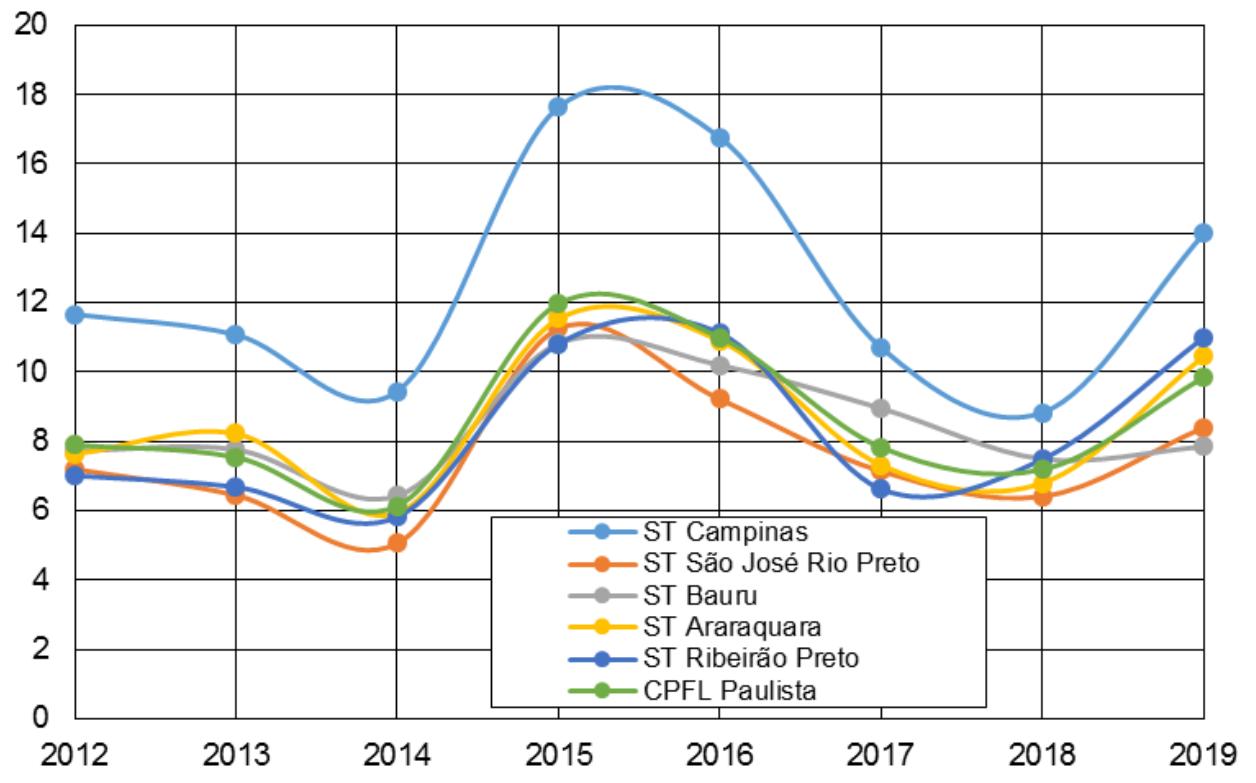
Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

Linhas de 69kV da CPFL Paulista - 2006 a 2019 -



CPFL Paulista: Linhas de Subtransmissão 69kV – Densidade Descargas/km²/ano –

Densidade Média de Descargas / km² / ano

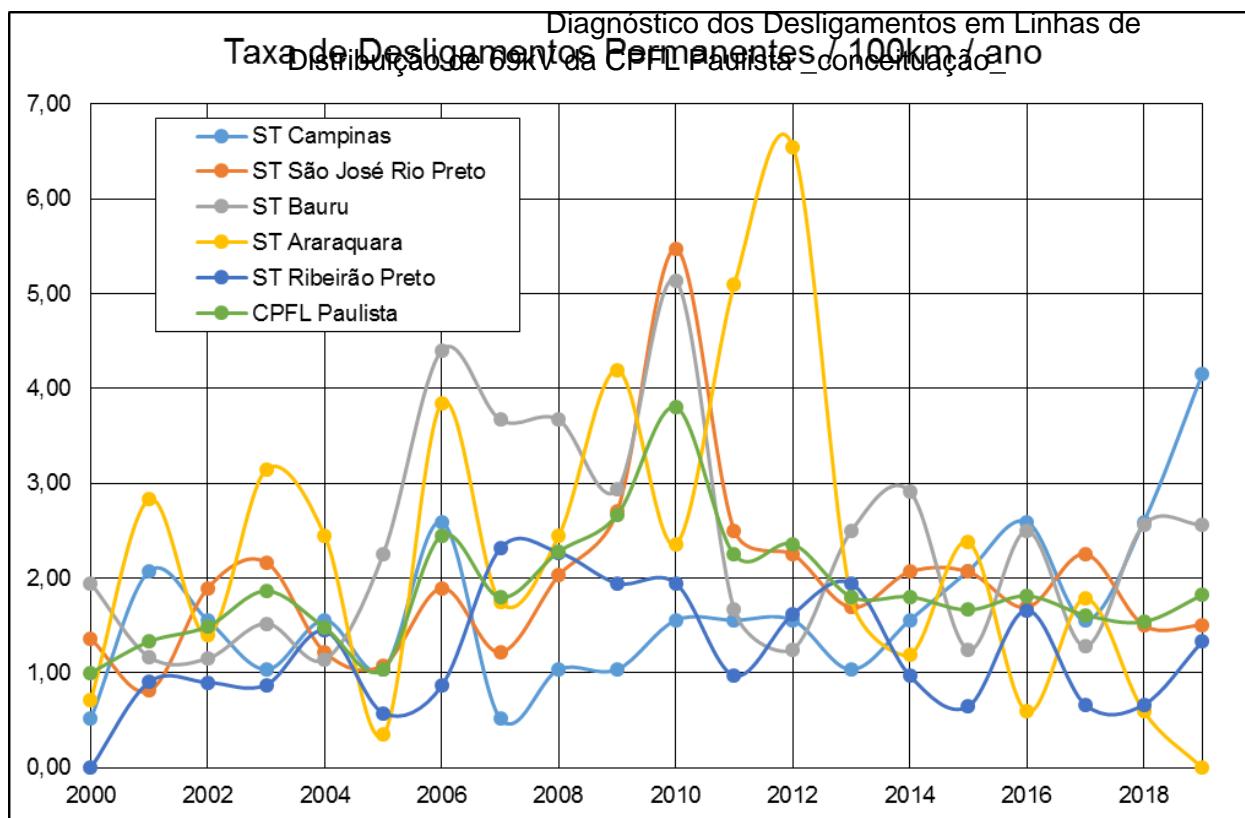


CPFL Paulista: Linhas de Subtransmissão 69kV Causas Desligamentos Permanentes – Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

Detalhes Para Desligamentos Permanentes	Número	%
Não Classificada/Não Identificada	582	68,96%
Estrutura/Poste/Cruzeta	88	10,43%
Condutor rompido / Conexão Rompida / Condutor Fora Isolador	69	8,18%
Isolador Danificado / Defeito em bucha / Vazamento ou Fuga de Corrente	63	7,46%
Pára-raios	6	0,71%
Transformador/Autotransformador/Regulador	6	0,71%
Trator	6	0,71%
Caminhão	5	0,59%
Chave Seccionadora	5	0,59%
Pipa	5	0,59%
Disjuntor	3	0,36%
Eucalipto	3	0,36%
Transformador de Potencial	2	0,24%
Seringueira	1	0,12%

Causa Secundária Para Desligamentos Permanentes	Número	%
Falha de Material/ Equipamento	247	29,27%
Temporal/Chuva/Descarga Atmosférica	218	25,83%
Furto Cabos/ Equipamentos	127	15,05%
Queimada	99	11,73%
Não Classificada/Não Identificada	73	8,65%
Vento	21	2,49%
Abalroamento	18	2,13%
Árvore / Vegetação	7	0,83%
Falha de Proteção/ Supervisão	7	0,83%
Objeto na rede	6	0,71%
Vandalismo	6	0,71%
Defeito Cliente Afetando Outros	4	0,47%
Corretiva	3	0,36%
Erosão	2	0,24%
Interferência de Terceiros	2	0,24%
Serviço mal executado	2	0,24%
Erro de Operação	1	0,12%
Sobrecarga	1	0,12%

Causa Primária Para Desligamentos Permanentes	Número	%
Meio Ambiente	347	41,11%
Próprias do Sistema	255	30,21%
Terceiros	163	19,31%
Não classificada	73	8,65%
Falha Operacional	3	0,36%
Manutenção	3	0,36%

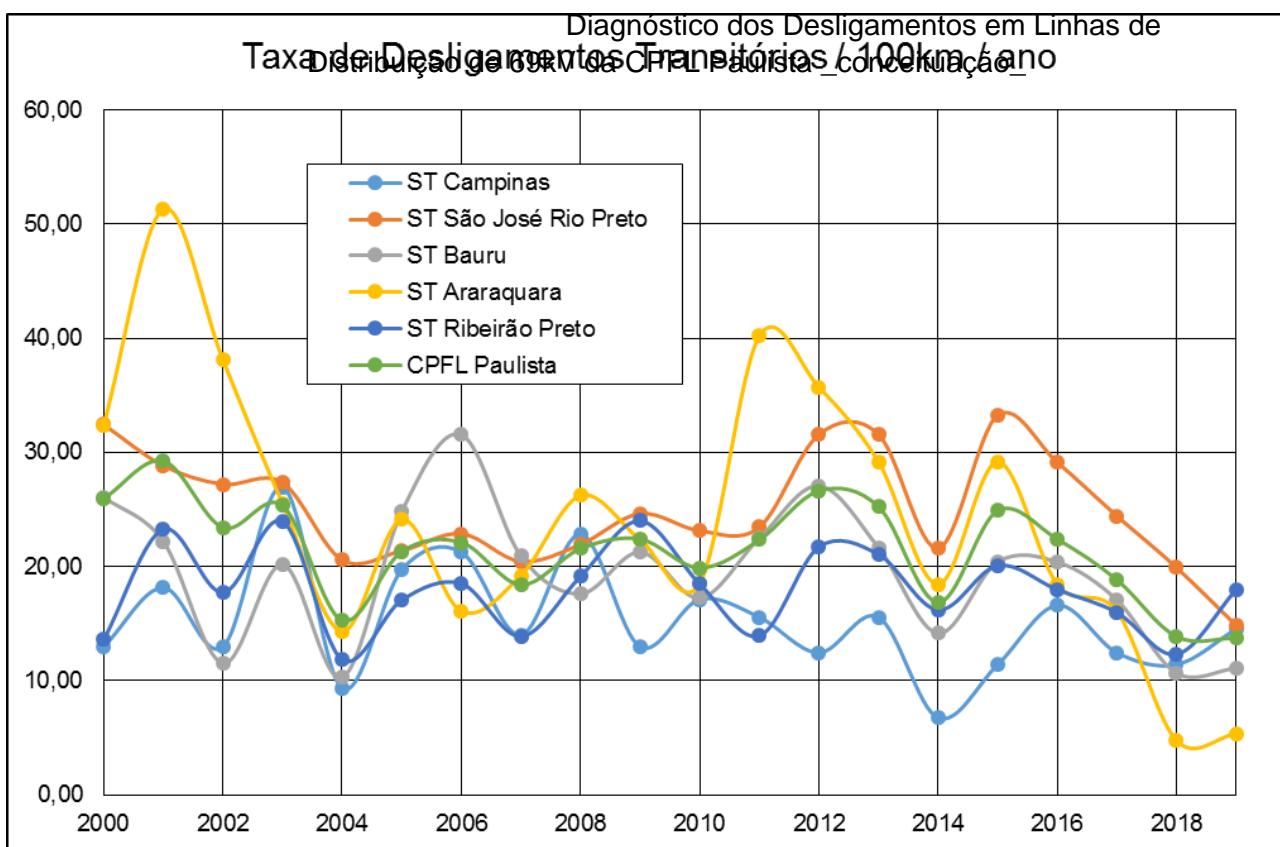

CPFL Paulista: Linhas de Subtransmissão 69kV – Causas Desligamentos Transitórios –

Detalhes Para Desligamentos Transitórios	Número	%
Não Classificada/Não Identificada	7039	97,71%
Isolador Danificado / Defeito em Bucha / Vazamento ou Fuga de Corrente	34	0,47%
Estrutura/Poste/Cruzeta	27	0,37%
Condutor rompido / Conexão rompida / Condutor fora isolador	25	0,35%
Chave Seccionadora	15	0,21%
Transformador/Autotransformador/Regulador	15	0,21%
Disjuntor	8	0,11%
Pipa	6	0,08%
Pára-raios	4	0,06%
Barra/Arame/Cabo	3	0,04%
Pássaro	3	0,04%
Transformador de Corrente	3	0,04%
Transformador de Potencial	3	0,04%
Caminhão	2	0,03%
Coqueiro	2	0,03%
Gambá	2	0,03%
Irrigação	2	0,03%
Macaco	2	0,03%
Não classificada	2	0,03%
Trator	2	0,03%
Condutor/Conexão Rompida	1	0,01%
Eucalipto	1	0,01%
Fusível	1	0,01%
Lona	1	0,01%
Poda	1	0,01%

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

Causa Secundária Para Desligamentos Transitórios	Número	%
Temporal/Chuva/Descarga Atmosférica	4683	65,01%
Não Classificada/Não Identificada	2105	29,22%
Falha de Material/ Equipamento	138	1,92%
Queimada	99	1,37%
Furto Cabos/ Equipamentos	52	0,72%
Falha Proteção/ Supervisão	27	0,37%
Animal / Pássaro	17	0,24%
Serviço mal executado	15	0,21%
Objeto na Rede	12	0,17%
Sobrecarga	11	0,15%
Defeito cliente afetando outros	9	0,12%
Corretiva	8	0,11%
Abalroamento	7	0,10%
Árvore / Vegetação	6	0,08%
Vento	6	0,08%
Interferência de Terceiros	4	0,06%
Ampliação	2	0,03%
Corrosão/apodrecimento	1	0,01%
Erro de operação	1	0,01%
Vandalismo	1	0,01%

Causa Primária Para Desligamentos Transitórios	Número	%
Meio Ambiente	4812	66,80%
Não classificada	2105	29,22%
Próprias do Sistema	176	2,44%
Terceiros	85	1,18%
Falha Operacional	16	0,22%
Manutenção	8	0,11%
Alteração	2	0,03%



CPFL Paulista: Linhas de Subtransmissão 69kV – Origem, Tipo Clima, Período, etc. –

Origem da Ocorrência Permanente		
Interna	841	99,64%
Externa	3	0,36%

Origem da Ocorrência Transitória		
Interna	7173	99,57%
Externa	22	0,31%
Suprimento Externo	9	0,12%

Tipo da Ocorrência Permanente		
Não programada	841	99,64%
Programada	3	0,36%

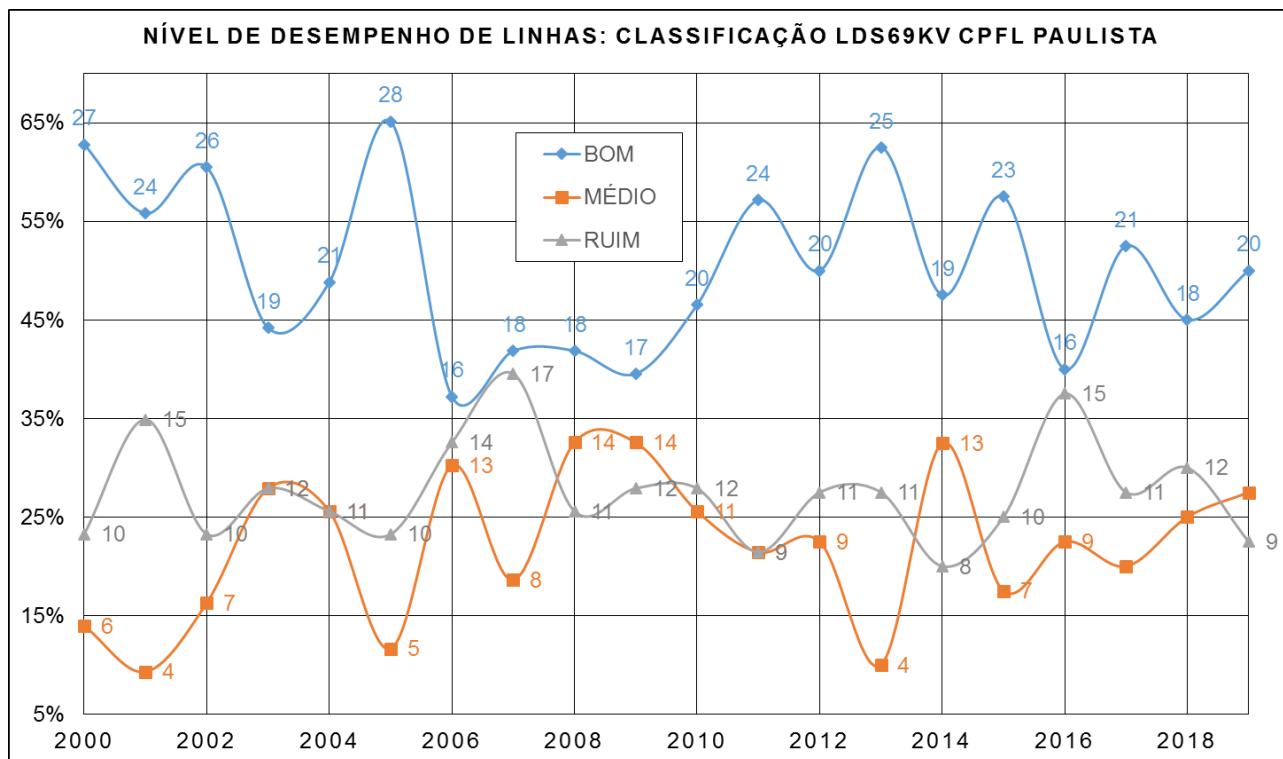
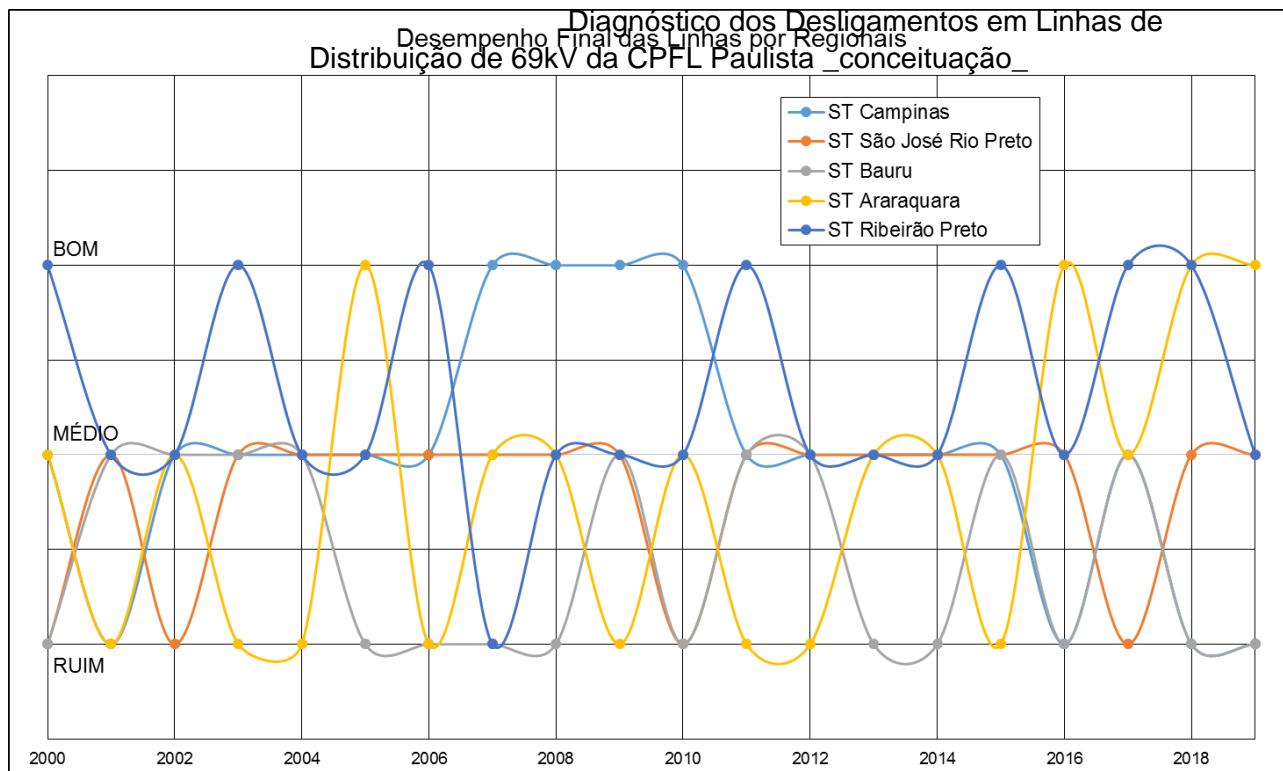
Tipo da Ocorrência Transitória		
Não programada	7185	99,74%
Programada	19	0,26%

Período da Ocorrência Permanente		
Noite	281	33,29%
Tarde	266	31,52%
Madrugada	169	20,02%
Manhã	128	15,17%

Período da Ocorrência Transitória		
Tarde	2758	38,28%
Noite	2531	35,13%
Madrugada	993	13,78%
Manhã	922	12,80%

Tempo da Ocorrência Permanente		
Não classificada	401	47,51%
Tempestade	209	24,76%
Bom	170	20,14%
Chuvoso	64	7,58%

Tempo da Ocorrência Transitória		
Chuvoso	3791	58,50%
Tempestade	1222	18,86%
Bom	1161	17,92%
Não classificada	306	4,72%



7.3 Relacionamento dos Dados e Informações

Foram tratados os dados e informações de caracterizações das linhas de subtransmissão de 69kV da CPFL Paulista, no período de 2000 a 2019, bem como desempenho, prováveis causas de desligamentos permanentes e transitórios, bem como dados sobre manutenção e custos registrados.

7.3.1 Faixa etária, comprimento de linhas, taxa de desligamentos, etc.

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

Trata-se atualmente de 1535Km divididas em 41 linhas de sub transmissão de 69kV existentes atualmente na CPFL Paulista, com idade média original da ordem de 55,48 anos, sendo 8 linhas na região Sudeste (Campinas), 16 linhas na região Nordeste (Ribeirão Preto e Araraquara) e 17 linhas na região e Noroeste (Bauru e SJR Preto).

Destas linhas de subtransmissão, existe previsão de 3 desmantelamentos de linhas (107 km) na região Sudeste, sendo que outras 5 linhas (291,9km) foram incluídas no plano de melhorias da transmissão PMT de 2021 a 2025 (2 linhas na Sudeste ou 58,45 km e 3 linhas na Noroeste ou 233,4 km).

As linhas de sub transmissão de 69kV da CPFL Paulista foram reduzidas em 14,5%, comprimento de 260 km ao longo dos últimos 20 anos. Em 2000, o comprimento era de 1795km e em 2019 o comprimento restante é de 1535km.

O comprimento das linhas de sub transmissão 1.535 km se dividem em 639,38km (41,67%, com idade média original de 59,1 anos) referentes a Base Operacional de SJRPreto, 234,16km (15,26%, 62,6 anos) na Base de Bauru, 300,29km (19,57%, 49,3 anos) na Base de Ribeirão Preto, 167,93km (10,94%, 42,6 anos) na Base de Araraquara e 192,65km (12,56%, 62,8 anos) na Base de Campinas.

7.3.2 Estruturas

O total de estruturas destas linhas de subtransmissão de 69kV é de 9860 formada por postes e torres. As estruturas de concreto são em número de 5631 (57,11%), de madeira 2572 (26%) e metálicas 1596 (16,2%), sendo outras estruturas ou espaços não preenchidos (vazios) em número de 61 (0,6%) estruturas.

Deste total de 5631 estruturas de concreto, os tipos prevalecentes são do Tipo H (80%) seguida do tipo A (14%). Do total de 2572 estruturas de madeira, os tipos prevalecentes são do Tipo H (49,1%) seguida do tipo A (49,3%). Do total de 1596 estruturas metálicas, os tipos prevalecentes são tipo K (38,85%), tipo J (26,32%) e tipo TRU (19,9%).

7.3.3 Cabos Condutores

Do total de 1668km de cabos condutores de fase, o tipo CAA (Alumínio com Alma de Aço) representa 99,2%. Desses 1654km de cabos CAA, a bitola 4/0AWG representa 73%. O tipo CA (Alumínio) representa 0,79% do total de cabos condutores fase.

No caso de cabos guarda (cabos para raios), de um total de 893km, que representa 54% do total de cabos condutores de fase (em tese, 46% sem cabos guarda), prevalecendo a bitola 5/16" EHS (cabos de aço) em 95,4% dos casos de cabos guarda.

7.3.4 Desempenho das Linhas

De um total de 844 desligamentos permanentes no período, a taxa média de desligamentos permanentes é de 1,88 / 100km / ano, sendo 1,66 na Base Operacional de Campinas (17,71%), 1,84 em SJRPreto (19,66%), 2,37 em Bauru (25,32%), 2,27 (24,24%) em Araraquara e 1,23 (13,08%) desligamentos permanentes / 100km / ano em Ribeirão Preto.

De um total de 7204 desligamentos transitórios no período, a taxa média de desligamentos transitórios é de 20 / 100km / ano, sendo 15,26 (15,23%) na Base Operacional de Campinas, 23,31 (23,25%) em SJRPreto, 19,44 (19,4%) em Bauru, 24,29 (24,23%) em Araraquara e 17,94 (17,9%) desligamentos transitórios / 100km / ano em Ribeirão Preto.

7.3.5 Origem Período do Dia e Clima nas Ocorrência de Desligamentos

A origem da ocorrência de desligamentos permanentes é interna em 99,64% dos casos, e 99,64% não são programadas. Estão mais presentes à noite 33,29%, depois a tarde 31,52%, na madrugada 20% e de manhã 15,17%. Em relação ao clima, não classificado responde por 47,51%, devidos a tempestades 24,78%, com tempo bom 20,14% e chuvoso 7,58%.

A origem da ocorrência de desligamentos transitórios é interna em 99,57% dos casos, e, 99,74% não são programadas. Estão mais presentes à tarde 38,28%, depois a noite 35,13%, na madrugada 13,78% e de manhã 12,80%. Em relação ao clima, não classificado responde por 4,25%, devidos a tempestades 16,96%, com tempo bom 16,12% e chuvoso 52,62%.

7.3.6 Prováveis Causas Primárias

As causas primárias para desligamentos permanentes, usando a técnica 80/20 (90,64%), resulta em meio ambiente respondendo por 45,36%, próprias do sistema por 33,3% e terceiros 21,31%.

As causas primárias para desligamentos transitórios, usando a técnica 80/20 (96,02%), resulta em meio ambiente respondendo por 69,57% e não classificadas 30,43%.

7.3.7 Prováveis Causas Secundárias

As causas secundárias para desligamentos permanentes com a técnica 80/20 (78,8%), resulta em falha de material / equipamento respondendo por 37,14%, temporais 32,78%, furto de cabos 19,10% e não identificadas 10,98%.

As causas secundárias para desligamentos transitórios com a técnica 80/20 (94,24%), resulta em temporais respondendo por 68,98% e não identificadas 31,02%.

7.3.8 Detalhes das Causas de Desligamentos

Tendo em vista que 68,96% das causas não foram identificadas, foram usadas como base as causas identificadas (31,04%), resultando no seguinte detalhamento, em 26,4% devidas ao condutor, 33,5% a estrutura, 24,48% ao isolador.

Tendo em vista que 97,7% das causas não foram identificadas, foram usadas como base as causas identificadas (2,3%), resultando no seguinte detalhamento, em 9,04% devidos ao seccionador, 15,6% ao condutor, 4,8% ao disjuntor, 16,27% as estruturas, 20,48% ao isolador e 9,04% ao transformador de potência.

7.3.9 Correlacionamento – desligamentos e o comprimento das linhas

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

Relativamente a dependência de desligamentos permanentes absolutos das linhas com o comprimento da linha, ocorre 66,19% na Base Operacional de São José do Rio Preto, 9,62% em Ribeirão Preto, 11,74% em Bauru, 7,38% em Araraquara e 5,07% em Campinas.

Relativamente a dependência de desligamentos transitórios absolutos das linhas com o comprimento da linha, ocorre 70,01% na Base Operacional de São José do Rio Preto, 11,67% em Ribeirão Preto, 7,87% em Bauru, 6,6% em Araraquara e 3,85% em Campinas.

7.3.10 Inspeção Terrestre Detalhada e Custos Associados

No período de 2011 a 2019 (9 anos), no universo das linhas de subtransmissão de 69kV da CPFL Paulista, as equipes de manutenção foram responsáveis por executar 111 inspeções detalhadas em 4258km de linhas (31% do total de linhas), a um custo total de R\$ 8,669milhões, representando o equivalente a R\$ 41,1mil /km.

A região Sudeste, na Base Operacional de Campinas executou 25 inspeções detalhadas (22,5% do total de inspeções da CPFL Paulista) ao custo da ordem de R\$ 1,85milhões (21,43% do total de custos CPFL Paulista), equivalente a 613 km (14,39% do total CPFL Paulista) a um custo da ordem de R\$ 9,99mil / km (24,28% do total CPFL Paulista). A inspeção detalhada na CPFL Paulista foi executada em 31% do total de linhas, então o ciclo de inspeções terrestres detalhadas representou o equivalente a 22,6% deste total e 21,32% do custo.

A região Noroeste, na Base Operacional de São José do Rio Preto executou 31 inspeções detalhadas (27,9% do total de inspeções da CPFL Paulista) ao custo da ordem de R\$ 1,75milhões (20,22% do total de custos CPFL Paulista), equivalente a 1719 km (40,4% do total CPFL Paulista) a um custo da ordem de R\$ 3,85mil / km (9,37% do total CPFL Paulista). A inspeção detalhada na CPFL Paulista foi executada em 31% do total de linhas, então o ciclo de inspeções terrestres detalhadas representou o equivalente a 19,1% deste total e 17,9% do custo. Ainda na região Noroeste, na Base Operacional de Bauru executou 19 inspeções detalhadas (17,1% do total de inspeções da CPFL Paulista) ao custo da ordem de R\$ 1,38milhões (15,9% do total de custos CPFL Paulista), equivalente a 861 km (20,2% do total CPFL Paulista) a um custo da ordem de R\$ 8,54mil / km (20,7% do total CPFL Paulista). A inspeção detalhada na CPFL Paulista foi executada em 31% do total de linhas, então o ciclo de inspeções terrestres detalhadas representou o equivalente a 25,74% deste total e 21,2% do custo.

A região Nordeste, na Base Operacional de Araraquara executou 11 inspeções detalhadas (9,91% do total de inspeções da CPFL Paulista) ao custo da ordem de R\$ 1,47milhões (16,9% do total de custos CPFL Paulista), equivalente a 398 km (9,4% do total CPFL Paulista) a um custo da ordem de R\$ 10,54mil / km (25,6% do total CPFL Paulista). A inspeção detalhada na CPFL Paulista foi executada em 31% do total de linhas, então o ciclo de inspeções terrestres detalhadas representou o equivalente a 16,9% deste total e 16,8% do custo. Ainda na região Noroeste, na Base Operacional de Ribeirão Preto executou 25 inspeções detalhadas (22,5% do total de inspeções da CPFL Paulista) ao custo da ordem de R\$ 2,21milhões (25,5% do total de custos CPFL Paulista), equivalente a 667 km (15,6% do total CPFL Paulista) a um custo da ordem de R\$ 8,23mil / km (19,9% do total CPFL Paulista). A inspeção detalhada na CPFL Paulista foi executada em 31% do total de linhas,

então o ciclo de inspeções terrestres detalhadas representou o equivalente a 15,6% deste total e 22,8% do custo.

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

7.4 Análise Técnica

Em resumo, abaixo é apresentada uma lista contendo de linhas de transmissão de 69kV da CPFL Paulista por região sudeste, nordeste e noroeste, e suas extensões e percentuais representativos do total de linhas.

Região	LTs 69kV (km)	%
CPFL Paulista Noroeste	873,538	56,93%
CPFL Paulista Nordeste	468,220	30,52%
CPFL Paulista Sudeste	192,649	12,55%
Total	1534,407	100%

Levando em consideração como base o desempenho das linhas de subtransmissão devidos aos desligamentos transitórios tem se o seguinte panorama de priorização. Das 10 linhas selecionadas, deve ser definido um plano para aquelas que não possuem cabos guarda.

Número Operativo	Denominação da Linha de Subtransmissão	Região	Km	Transitórios / 100km / ano	Permanentes / 100km / ano	Prioridade
596	LT 69 JARDIM PAULISTA - PIRANGI	Noroeste	48,73	56,23	1,82	1
720	LT 69 SOUZAS - ITATIBA	Sudeste	19,19	51,08	3,47	2
650	LT 69 MIRASSOL - JARDIM PAULISTA	Noroeste	121,27	44,78	1,97	3
615	LT 69 LARANJEIRAS - UHE GAVIAO PEIXOTO	Nordeste	62,43	30,11	2,40	4
570	LT 69 UHE DOURADOS - BATATAIS	Nordeste	75,37	24,28	1,13	5
562	LT 69 CATU - IGARAPAVA	Nordeste	35,07	24,02	1,44	6
565	LT 69 CATU - PEDREGULHO	Nordeste	37,04	23,08	1,20	7
563	LT 69 CATU - ITUVERAVA	Nordeste	04,12	23,08	2,70	8
580	LT 69 UHE GAVIAO PEIXOTO - JAU	Noroeste	59,69	22,47	3,59	9
560	LT 69 UTE CARIOBA - UHE AMERICANA	Sudeste	09,84	22,36	1,69	10
540	LT 69 BARRETOS - CHAO PRETO	Nordeste	11,53	22,11	3,85	11
590	LT 69 JARDIM PAULISTA - BARRETOS	Noroeste	43,91	22,09	2,28	12
640	LT 69 LINS - PRES ALVES 2	Noroeste	63,46	22,07	1,75	13
700	LT 69 PIONEIROS - SAO JOAQUIM BARRA	Nordeste	05,42	21,22	4,10	14
531/600/605	LT 69 UHE B BONITA CTEEP - JAU	Noroeste	67,67	20,65	2,90	15
515	LT 69 ARACATUBA - GUARARAPES	Noroeste	62,10	20,53	1,25	16
670	LT 69 MORRO CIPO - SERRANA	Nordeste	24,44	20,08	2,50	17
585	LT 69 UHE GAVIAO PEIXOTO - PIRACICABA	Nordeste	00,00	19,72	2,97	18
618	LT 69 LARANJEIRAS - PIRANGI	Nordeste	61,03	19,62	1,43	19
660	LT 69 MIRASSOL - UBARANA CTEEP	Noroeste	44,14	19,60	1,51	20
620	LT 69 LARANJEIRAS - TAQUARITINGA	Nordeste	11,39	19,31	0,98	21
680	LT 69 PENAPOLIS CTEEP - TAP BARBOSA	Noroeste	31,72	19,23	2,63	22
710	LT 69 PIRACICABA - BEIRA RIO	Sudeste	03,30	18,17	0,00	23
677	LT 69 NOVA GRANADA - PALESTINA	Noroeste	18,83	17,53	0,00	24
520	LT 69 ARACATUBA - PENAPOLIS CTEEP	Noroeste	86,54	17,00	1,80	25
675	LT 69 MORRO CIPO - BONFIM PAULISTA	Nordeste	13,58	16,57	3,68	26
655	LT 69 MIRASSOL - MONTE APRAZIVEL	Noroeste	38,29	14,62	1,31	27
531	LT 69 UHE B BONITA CTEEP - TRANS LENCOI	Noroeste	11,79	14,43	1,89	28
505	LT 69 UHE AMERICANA - TREVO 1	Sudeste	35,49	12,68	2,66	29
694	LT 69 PIONEIROS - CATU 1	Nordeste	28,41	12,67	1,17	30
635	LT 69 LINS - PRES ALVES 1	Noroeste	36,43	12,12	3,25	31
564	LT 69 CATU - MIGUELOPOLIS	Nordeste	25,76	12,04	1,08	32
725	LT 69 TANQUINHO - SOUZAS	Sudeste	16,86	11,86	1,98	33
630	LT 69 LINS - TAP BARBOSA 2	Noroeste	53,71	11,08	3,00	34
605	LT 69 JAU - PEDERNEIRAS 2	Noroeste	33,47	10,23	1,04	35
586	LT 69 UHE GAVIAO PEIXOTO - BOA ESPERANCA	Nordeste	21,54	10,21	0,46	36
705	LT 69 PIRACICABA - UTE CARIOBA	Sudeste	39,26	10,06	1,70	37
510	LT 69 UHE AMERICANA - TREVO 2	Sudeste	35,48	9,44	1,10	38
730	LT 69 TANQUINHO - TREVO	Sudeste	33,23	9,03	0,33	39
715	LT 69 PRES ALVES - BAURU	Noroeste	43,34	8,54	1,03	40
600	LT 69 JAU - PEDERNEIRAS 1	Noroeste	22,42	7,93	1,01	41
625	LT 69 LINS - TAP BARBOSA 1	Noroeste	53,71	4,65	0,83	42
690	LT 69 PIONEIROS - UHE DOURADOS	Nordeste	26,17	3,32	0,00	43
685	LT 69 PIONEIROS - CATU 2	Nordeste	24,92	3,21	0,45	44

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Transmissão

As tabelas anteriores mostram o histórico de desligamentos em Linhas de Transmissão da CPFL Paulista, com destaque para o desempenho de desligamentos transitórios. Estratificação de desligamentos transitórios em ordem decrescente de Linhas de sub transmissão de 69kV.

Considerando dados históricos de inspeção em linhas, tudo indica que a melhor opção seria antes de qualquer ação das alternativas mencionadas a seguir, executar uma inspeção detalhada com apontamento de anomalias, e, as correspondentes manutenções preventivas e corretivas associadas para a solução de irregularidades constatadas, tais como: danos em cabos, isoladores, cruzetas, ferragens, aterramentos, estais, etc.

Desligamento	Parâmetros	Impacto %	Plano de Ação
Permanente 9,4%	Origem: Interno Não programado	99,64% 99,74%	Sistema detecção e localização de descargas atmosféricas em tempo real e dados históricos
	Período do dia: Manhã Tarde Noite Madrugada	15,17% 31,52% 33,29% 20,02%	Plano de treinamento técnico de empreiteiras e terceiros
	Climatologia: Tempo bom Tempestades Não classificado Chuvoso	20,14% 24,78% 47,15% 7,58%	Plano de treinamento, apuração e registros de defeitos e falhas
	Causa Primária: Meio Ambiente Próprias sistema Terceiros Causa Secundária: Material equipto Temporais Furto cabos Não identificada Detalhamento: Condutor Estrutura Isolador (80/20)	45,36% (90,64%) 33,30% (90,64%) 21,31% (90,64%) 37,14% (78,79%) 32,78% (78,79%) 19,10% (78,79%) 10,98% (78,79%) 26,41% (31,04%) 33,51% (31,04%) 24,48% (31,04%)	Manutenção Preditiva Inspeção visual terrestre Inspeção detalhada Inspeção aérea helicóptero Inspeção termográfica
	Extensão: Araraquara Comp Bauru Campinas Ribeirão Preto SJRPret	10,94% 15,26% 12,56% 19,57% 41,67%	Manutenção Preventiva Manutenção Corretiva Correção de anomalias
	Taxa Saída Perm. Araraquara Nsp Bauru Campinas Ribeirão Preto SJRPret	844 saídas 24,24% 25,32% 17,71% 13,08% 19,66%	Medição de aterramento Gerenciamento Correção de anomalias
			PMT Plano de Melhorias da Sub transmissão de linhas
			PESE Plano de Expansão do Sistema Elétrico
			Opções Clássicas: Instalação cabos guarda Instalação de para raios Aumento nível isolamento Melhoria do aterramento Proteção isolante pássaros Poda e aceiros na faixa Vandalismo furtos
			Alternativas em Análise: Inspeção ultrassônica Inspeção drones pontos cegos

Nota: Período do levantamento e tratamento de dados 2000 a 2019.

Desligamento	Parâmetros	Diagnóstico dos Desligamentos	Impacto %	Desligamento Linhas de Transmissão	Plano de Ação
Transitório 90,6%	Ocorrência: Internacional Internacional Não programado	V da CPFL Paulista	99,57% 99,74%	_conceituação_	Sistema detecção e localização descargas atmosféricas em tempo real e dados históricos
	Período do dia: Manhã Tarde Noite Madrugada		12,80% 38,28% 35,13% 13,78%		Plano de treinamento técnico de empreiteiras e terceiros
	Climatologia: Tempo bom Tempestades Não classificado Chuvoso		16,12% 16,96% 4,25% 52,62%		Plano de treinamento, apuração e registros de defeitos e falhas
	Causa Primária: Meio Ambiente Próprias sistema Terceiros Não classificadas		69,57% (94,24%) 0,000% (94,24%) 0,000% (94,24%) 30,43% (94,24%)		Manutenção Preditiva Inspeção visual terrestre Inspeção detalhada Inspeção aérea helicóptero Inspeção termográfica
	Causa Secundária		0,000% (96,02%) 66,80% (96,02%) 0,000% (96,02%) 29,02% (96,02%)		Manutenção Preventiva Manutenção Corretiva Correção de anomalias
	Detalhamento: Secionador Condutor Disjuntor Estruturas Isolador Transformador		9,00% (2,30%) 15,60% (2,30%) 4,80% (2,30%) 16,20% (2,30%) 20,50% (2,30%) 9,00% (2,30%) (80/20)		Medição de aterramento Gerenciamento Correção de anomalias
	Extensão: Araraquara Comp Bauru Campinas Ribeirão Preto SJRPreto		10,94% 15,26% 12,56% 19,57% 41,67%		PMT Plano de Melhorias da Sub transmissão de linhas PESE Plano de Expansão do Sistema Elétrico
	Taxa Saída Trans.	7204 saídas	24,23%		Opções Clássicas:
	Araraquara Nst Bauru Campinas Ribeirão Preto SJRPreto		19,40% 15,23% 17,90% 23,25%		Instalação cabos guarda Instalação de para raios Aumento nível isolamento Melhoria do aterramento Proteção isolante pássaros Poda e aceiros na faixa Vandalismo furtos
					Alternativas em Análise:
					Inspeção ultrassônica Inspeção drones pontos cegos

Nota: Período do levantamento e tratamento de dados 2000 a 2019.

Em que pese as necessidades de melhorias apontadas nas condições de recursos humanos, veículos e ferramental (equipamentos) descritos no Relatório Técnico GED 17086 Diagnóstico de Processo de Manutenção de Linhas 2016, as principais sugestões do presente trabalho são baseadas nos registros apontados no SAP dos últimos 20 anos, e correspondentes necessidades, e, deverão ser incorporadas em detalhes nos próximos itens, incluindo propostas de plano de ação específico e outras incorporadas em planos de melhorias da transmissão.

8 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES INICIAIS

Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

Um sistema elétrico de potência (linhas, redes, subestações e equipamentos associados) em operação está invariavelmente sujeito a falhas e defeitos devidos basicamente a sobretensões (descargas atmosféricas, manobras, temporárias, operação nominal), sobrecorrentes (sobrecargas e curtos circuitos), manifestações da natureza (ventos, tempestades), incompatibilidade de isolamento (especificação, projeto, materiais, envelhecimento, poluição), outros (invasões, vandalismos, operação e manutenção, animais, pássaros, etc.), trazendo como consequências os inconvenientes desligamentos, distúrbios para os clientes, imagem da empresa deteriorada, etc.

Para superar estes desafios, as empresas de energia de uma maneira natural possuem suas estratégias, tais como: nível de padronização elevado de equipamentos, reserva técnica de equipamentos, equipamentos móveis, processo global de serviços de reparos, planos de contingência, planos de manutenção, controle de níveis de curtos circuitos na média tensão, plano de modernização da transmissão, treinamento de equipes, intercâmbio de experiências e disseminação do conhecimento, fabricantes qualificados, climatologia em tempo real, banco de dados históricos confiável, etc.

Especificamente os desligamentos em linhas de transmissão podem ser divididos em permanentes (falhas, normalmente com necessidade de ação de equipes de manutenção) e transitórios (defeitos, piscas), tipicamente gerenciados no setor elétrico a partir de dados históricos de desempenho (desligamentos/100km/ano), conforme prescrições do PRODIST ANEEL (Orientação Técnica 12481).

As suas principais causas podem ter origem interna: especificação, materiais, operação, manutenção, conservação, idade, curtos circuitos, sobre tensões de manobras, etc. e/ou origem externa: descargas atmosféricas, intempéries, radiação UV, ambiente salino e/ou poluído, queimadas, vandalismos, vegetação, animais e pássaros, abalroamentos, etc., tendo como alguns dos resultados: rompimento de cabos, perda de flexibilidade mecânica (cabos e conectores recobridos), cruzeta danificada (quebrada ou queimada), isolador danificado (trincado ou quebrado), problemas de aterramento, fuga de corrente em isoladores, esforços mecânicos maiores que as suportabilidades, ampliação de flecha, toque de árvores e galhos, etc.

Além destes aspectos básicos de inspeção, manutenção e conservação, a qualidade do desempenho de linhas de sub transmissão pode ser ampliada através de melhorias no sistema de aterramento, instalação de cabos guarda, inserção de para raios de linhas, proteção isolante contra desligamentos de pássaros e animais, reconstrução trechos críticos com reforços adicionais, etc. dependendo de viabilidade técnico e econômica, sempre embasado em dados estatísticos de falhas, defeitos e causas principais visando a otimização orçamentária.

Considerando que a causa denominada descargas atmosféricas seja no momento a mais representativa para desligamentos transitórios de linhas como apresentado historicamente, após a avaliação de alternativas para melhorias do desempenho de linhas de 69kV, foi apontado como a melhor solução técnica e econômica a instalação de para raios de linha nas linhas de subtransmissão, idealmente em 100% de seu comprimento total, e minimamente em pelo menos 25% nos trechos mais críticos e vulneráveis obtidos a partir de levantamento estatístico de um banco de dados confiável.

9 PLANO DE AÇÃO PROPOSTO

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de

Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

Com base no presente estudo, tudo indica que o Plano de Ação Proposto visando a melhoria de desempenho de linhas de subtransmissão seja adotado em forma de levantamento de dados, priorização dos casos considerados mais vulneráveis e críticos, por exemplo linhas radiais e de maiores taxas de desligamentos transitórios, que representam 90% do total de casos, divididos em duas etapas básicas (imediata e complementar), ainda que não triviais são de conhecimento do corpo técnico da empresa. As indicações de responsabilidade foram apontadas intuitivamente e devem ser negociadas com as áreas correspondentes.

Ações Imediatas:

- Planejar, programar e executar as inspeções visuais terrestres, inspeções terrestres detalhadas, inspeções termográficas e inspeções aéreas por helicóptero nas linhas de subtransmissão, dentro dos planos de manutenção, apontando anomalias, reservando orçamentação, e, solucionando os problemas encontrados (pontos quentes, corrosão de estruturas e cabos, cruzeta quebrada, etc.), conforme priorização pré-estabelecida nas orientações técnicas. **Responsável:** Gestão de Ativos e Operações e Subtransmissão.
- Continuar o processo de análise de ocorrências, porém de uma maneira mais aprofundada em relação a obtenção de evidências objetivas de relatos. **Responsável:** Gestão de Ativos e Operação de Subtransmissão
- Inserir linhas consideradas críticas em planos de melhorias, como é o caso do PMT 2021 a 2025 onde estão elencadas 4 linhas (Mirassol – Jardim Paulista, Piracicaba – UTE Carioba, Jardim Paulista Pirangi e Lins – Presidente Alves). **Responsável:** Engenharia de Normas e Padrões, Gestão de Ativos e Operações de Subtransmissão.
- Planejar, programar e executar medições periódicas de malhas de aterramento de linhas (um dos parâmetros de maior influência no desempenho de linhas), apontando anomalias, reservando orçamentação, e, solucionando os problemas simples encontrados por equipe própria e programando e/ou contratando empresa especializada para solução de anomalias mais complexas. **Responsável:** Gestão de Ativos e Operações de Subtransmissão.
- Uma vez conhecidos os pontos mais vulneráveis das linhas (densidade de vegetação, arborização, matas, ventos, etc.), definir as regiões mais críticas e executar um plano de poda de vegetação, roçada e aceiro de faixas de servidão de linhas, antes do pico de sazonalidade, com base em dados estatísticos e banco de dados confiável. Realizar campanhas educativas antes do período de pico e campanhas de conscientização durante o período de pico. **Responsável:** Gestão de Ativos e Operações de Subtransmissão.

Após a aplicação das ações mencionadas anteriormente, acompanhar o desempenho das linhas por um período de tempo, avaliando a sua efetividade, reavaliando a necessidade de providências adicionais a respeito. **Responsável:** Gestão de Ativos e Operações de Subtransmissão.

Ações Complementares: Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

Para os casos mais crônicos onde as ações imediatas levadas a termo anteriormente não se mostraram efetivas e suficientes, ao longo dos anos, e, tendo em vista que as principais causas de desligamentos permanentes e transitórios tem relação com descargas atmosféricas, recomenda-se as soluções clássicas elencadas abaixo, através da contratação de empresa especializada para estudos e análises, levando em consideração no mínimo os pontos relevantes apontados a seguir. **Responsável:** Gestão de Ativos e Operações de Subtransmissão.

- Instalação de para raios de linhas
 - Características especiais de para raios de linhas
 - Sistema de aterramento deve ser ajustado e adequado
 - Instalação de para raios pode depender de desenergização de linhas
 - Atenção especial nas instalações, inspeção, conservação das linhas
 - Considerar uma taxa de falhas de para raios de linhas e substituição
 - Avaliação técnica, econômica e de melhoria prospectiva
- Instalação de cabos guarda
 - Avaliar a suportabilidade mecânica das estruturas
 - Atenção as flechas com a inserção de cabos guarda
 - Normalmente necessita de substituição de algumas torres
 - Sistema de aterramento deve ser ajustado e adequado
 - Instalação de cabos guarda pode depender de desenergização de linhas
 - Avaliação técnica, e econômica e de melhoria prospectiva
- Aumento de nível de isolamento das linhas (inclusão de isoladores)
 - Avaliar a suportabilidade mecânica das estruturas aos novos isoladores
 - Atenção as flechas com as novas dimensões da cadeia de isoladores
 - Normalmente esta ação necessita substituição de algumas torres
 - Sistema de aterramento deve ser ajustado e adequado
 - Instalação pode depender de desenergização de linhas
 - Avaliação técnica, e econômica e de melhoria prospectiva

10 ANEXOS

- Anexo 1 – Aspectos de coordenação de isolamento em sistemas elétricos
- Anexo 2 – Lista de índices de desligamentos simulados com e sem para raios ZnO
- Anexo 3 - Para raios ZnO com isolador polimérico para linhas de transmissão
- Anexo 4 – Desempenho de linhas de transmissão que utilizam para raios ZnO
- Anexo 5 – Medições de campo históricas de linhas de transmissão 69kV críticas
- Anexo 6 – Justificativas em relação ao comportamento da resistividade do solo
- Anexo 7 – Dados de cadastro e desempenho de linhas de transmissão
- Anexo 8 – Análise crítica das principais soluções clássicas para melhorar desempenho

/

FONTES DE CONSULTA REFERENCIALAS
Diagnóstico do Desenvolvimento das Linhas de Distribuição e BIBLIOGRAFIA DO PROJETO P&D 112
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

- ALVINSSON, R. et al. "A systematic approach of lightning insulation coordination for GIS with ZnO arresters" *International Conference on Large High Voltage Electric Systems*. Proceedings, p. 33-04, Sept.1984.
- ANDERSON, J.G. "Lightning performance of transmission lines," *EPRI. Transmission Line Reference Book 345 kV and Above*, Palo Alto, Electric Power Institute, Cap.12, p. 545-597, 1982.
- ANDERSON, J.G. et al. "Design of Zinc Oxide Transmission Line Arresters for Application on 138 kV Towers," *IEEE PAS*, Oct. 1985.
- ANDERSON, R.B. et al. "Lightning parameters for engineering application," CIGRÉ WG 33-01, *ELECTRA*, n.69, p. 65 -102, March 1980.
- ANDREOTTI, A.; DE MARTINIS, U.; MAFFUCCI, A.; MIANO, G.; VEROLINO, L. "Non-linear behaviour of LEMP excited power lines terminated on surge-arresters," *IEEE International Symposium on Electromagnetic Compatibility*, 1999, v. 2, p. 648-653, Aug. 1999.
- ATP Alternative Transients Program, Rule Book, 1982.
- BABUDER, M.; KENDA, M.; KOTAR, P.; BROCARD, E.; TARTIER, S.; JOULIE, R.; SADOVIC, S. "Lightning performance improvement of 123 kV transmission line by use of line surge arresters," *Eleventh International Symposium on High Voltage Engineering*, 1999. (Conf. Publ. No. 467), v. 2, p. 250-253, Aug. 1999.
- BARROS, M.T.C. "Direct lightning strokes – backflashover," *III International Seminar on Lightning Protection*, Anais, Brasil, Sept. 1994.
- BARROS, M.T.C. et al. "Statistical study of the lightning overvoltages at a gas insulated station transformer," *IPST'95 International Conference on Power Systems Transient*. Proceedings, Lisbon, Sept. 1995.
- BARROS, M.T.C.; ALMEIDA, M. E. "Computation of electromagnetic transients on nonuniform transmission lines," *IEEE Trans. Power Delivery*, v. 11, n. 2, p. 1082–1091, Apr. 1996.
- BENETI, C.; VASCONCELLOS, C.; SATO, F.; ZANDONÁ, C. "Sistema de análise de falhas e acompanhamento de tempestades atmosféricas". *Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, XVI SNPTEE, Campinas, outubro 2001.
- BEWLEY, L.V. *Traveling Waves on Transmission Systems*, John Wiley and Sons, 1933.
- BOGGS, S.A. et al. *Gas-Insulated Substations: Reliability Research Program. Vol.1: Operational Characteristics and Recommendations*. EL 5551, v. 1, Research Project 1360-7, Ontario Hydro Research Canadian Electrical Association and Electric Power Research Institute, Jan. 1988.
- BONNY, D. "Protection of Transmision Lines with Intermediate Class Metal Oxide Varistor Type (MOV) arrester," *Hi-Tension News*, v. 56, n. 1, 1987
- CÂMARA, A.S.B. et al. "Protection Against Lightning Surges Provided by Line Arresters – FURNAS Experience on 138 kV System" *V International Symposium on Lightning Protection*, Proceedings, São Paulo, May 1999.
- CDEGS CDEGS User's Primers: *Current Distribution, Electromagnetic Interference, Grounding and Soil Structure Analysis*, SES Safe Engineering Services & Technologies Ltd., 2000.
- CHISHOLM, W. A.; CHOW, Y. L.; SRIVASTAVA, K.D. "Lightning surge response of transmission towers," *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, v. 102, n. 9, p. 3232–3242, Sep. 1983.
- CHISHOLM, W. A. et al "Travel time of transmission towers," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. 104, Oct. 1985.
- CHISHOLM, W. A. et al "Estimating Lightning Performance of Transmission Lines II – Up Date to Analytical Models," *IEEE Working Group Report*, 92 SM 453-1 PWRD, 1992.
- COMBER, M.G. et al. "Applications, Benefits and some Recent Experiences with Polymer-Housed Line Arresters," *CIGRÉ SC 33.93 (COLL) IWD*, New Deli, Sept. 1993.
- COMBER, M.G. *CIGRÉ 33-94 (WG11) #15 IWD Advances in Metal Oxide Arrester Design and Application*, Paris, 1994.
- D'AJUZ, A. et al. *Transitórios elétricos e coordenação de isolamento - Aplicação em sistemas de potência de alta tensão*, 1. ed. Rio de Janeiro, FURNAS Centrais Elétricas S.A., 1987.
- DARVENIZA, M. "A Practical Approach to Lightning Protection of Sub-Transmission and Distributions Systems – Short Course," *V International Symposium on Lightning Protection*, Proceedings, São Paulo, May 1999.

- DARVENIZA, M. "Surge Arresters and Multiple Stroke Protection in Lines," *Diagnóstico das Desligamentos em Linhas de Distribuição de Potência*, CIGRÉ SC33.95 (COLL) IWD, New Deli, Sept. 1993. Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_
- DE LA ROSA, F.; RUIZ, C.T. "Revisiting lightning protection trends in the electric utility industry in the dawn of the new millennium," *Power Engineering Society Summer Meeting*, 2000. IEEE, v. 4, p. 2583-2588, July 2000.
- DIESENDORF, W. *Insulation Co-ordination in High-voltage Electric Power Systems*. Butterworth & Co Publishers Ltd. London, 1974. p. 50, 51.
- DUDURYCH, I.M.; GALLAGHER, T.J.; CORBETT, J.; ESCUDERO, M.V. "EMTP analysis of the lightning performance of a HV transmission line," *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, v. 150, n. 4, p. 501-506, 14 July 2003.
- ELAHI, H. et al. "Lightning overvoltage protection of the Paddock 362-145 kV gas insulated substation," *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 5, n.1, p. 144-149, Jan. 1990.
- ERIKSSON, A. et al "Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmission lines," *International Conference on Large High Voltage Electric Systems*. Proceedings, p. 01-33, Oct. 1991.
- ERIKSSON, A.J.; WADDLETON, M.P. "Insulation coordination study - Itaipu 60 Hz," *Power Station Report* n. TN ATX 87/242. Zurich, BBC, November 1987.
- GAZZOLA, C. "Performances des Parafoudres à Enveloppe en Porcelaine ou Synthétique" *Revue Général de L'Electricité*, n. 9, Oct. 1994.
- GELDENHUYSEN, H.J. "Footing Impedance and Surge Arrester Reliability," *CIGRÉ SC33.95 (COLL) IWD*, Harare, Zimbabwe, May 1995.
- GRANT, I.S. et al. "A simplified method for estimating lightning performance of transmission lines," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. 104, n.4, p. 919-932, April 1985.
- HARA, T.; YAMAMOTO, O. "Modeling of a transmission tower for lightning surge analysis," *IEE Proc. Gener. Transm. Distribution*, v. 143, n.3, p. 283-289, May 1996.
- HE, J.; ZENG, R.; GAO, Y.; WU, W.; CHEN, S.; SU, Q.; HAN, S.; CHO, H. "Development and application effect of polymeric surge ZnO arresters for 500 kV compact transmission line," *International Conference on Power System Technology*, 2000. Proceedings. PowerCon 2000. v. 3, p. 1449-1454, Dec. 2000.
- HERNANDEZ-CORONA, R.; REGALADO-CONTRERAS, G. "Performance of 230 kV transmission lines applying externally gapped type arresters," *Transmission and Distribution Conference and Exposition*, 2001 IEEE/PES, v. 1, p. 339-342, Nov. 2001.
- HILEMAM, A.R. "Application of Arresters to Transmission Lines," *CIGRÉ Progress Report: TF3 WG 33.11*, Bruxelas, Aug. 1992.
- IEEE User's Guide for FORTRAN Computer Program FLASH, *IEEE Simplified Method for Calculating the Lightning Performance of Transmission Lines*, July 1984.
- IMECE, A.F. et al. "Modeling guidelines for fast front transients," *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 11, n.1, p. 493-505, Jan.1996.
- ISHII, M.; KAWAMURA, T.; KOUNO, T.; OHSAKI, E.; SHIOKAWA, K.; MUROTANI, K.; Higuchi, T. "Multistory transmission tower model for lightning surge analysis," *IEEE Trans. Power Delivery*, v. 6, n. 3, p. 1327-1335, July 1991.
- KATO, S.; MOCHIZUKI, A.; ZAIMA, E. "Transmission line models of tower in frequency domain" (in Japanese), *Trans. IEE Japan*, v. 115-B, n. 5, pp. 524-531, May 1995.
- LAMBERT, R.; TARASIEWICZ, E.; XEMARD, A.; FLEURY, G. "Probabilistic evaluation of lightning-related failure rate of power system apparatus," *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 18, n. 2, p. 579-586, April 2003.
- LOS, E.J. "Transmission Line Lightning Performance with Surge Suppressors at Towers" *IEEE A 78 532-4*, Los Angeles Julho / 1978
- MACIEL, A.F. "Energetic Design and EDF Distribution Network Experience of MV Metal Oxide Surge Arrester," *CIGRÉ SC 33.95 (COLL) IWD*, Harare, Zimbabwe, May 1995.
- MAMIS, M.S. "Computation of electromagnetic transients on transmission lines with nonlinear components," *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, v. 150, n. 2, p. 200-204, March 2003.

- MARSHALL, M.W.; Angeli, B.P. "Establishing a lightning protection evaluation program for distribution and subtransmission lines," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. 4, n. 3, p. 18-24, May-June 1998.
- MARTI, J.R.; DOMMEL, H.W. *Line models for lightning studies*. Toronto, Canadian Electrical Association. Power System Planning and Operation Section. Engineering and Operating Division, March 1989.
- MELCHIOR, R.D. et al. "Fault Testing of Gapless Zinc Oxide Transmission Line Arresters Under Simulated Field Conditions," *IEEE*, April 1995.
- MESQUITA, C.R.; VISACRO F., S.; NAIME, A.L.F.; SILVINO, J.L. "Monitoramento de descargas atmosféricas: análise dos sistemas existentes e aferição do SLT de Minas Gerais". *Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, XVI SNPTEE, Campinas, outubro 2001.
- MONTAÑES, L.; GARCIA-GRACIA, M.; SANZ, M.; GARCIA, M.A. "An improvement for the selection of surge arresters based on the evaluation of the failure probability," *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 17, n. 1, p. 123-128, Jan. 2002.
- MOUSA, A. M. et al "Modelling of Power Lines in Lightning Incidence Calculations," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. 5, Jan. 1990.
- NAGAOKA, N. "A development of frequency-dependent tower model" (in Japanese), *Trans. IEE Japan*, v. 111-B, n. 1, p. 51–56, Jan. 1991.
- NAKADA, K. et al. "Energy Absorption of Surge Arresters on Power Distribution Lines Due to Direct Lightning Strokes," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Jan. 1997.
- NARITA, T.; YAMADA, T.; MOCHIZUKI, A.; ZAIMA, E.; ISHII, M. "Observation of current waveshapes of lightning strokes on transmission towers," *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 15, n. 1, p. 429-435, Jan. 2000.
- NGUYEN, H.V.; DOMMEL, H.W.; MARTI, J.R. "Modeling of single phase nonuniform transmission lines in electromagnetic transient simulations," *IEEE Trans. Power Delivery*, v. 12, n. 2, p. 916–921, Apr. 1997.
- OUFI, E.A. ALFUHAID, A.S.; SAIED, M.M. "Transient analysis of lossless single-phase nonuniform transmission lines," *IEEE Trans. Power Delivery*, v. 9, n. 3, p. 1694–1700, Jul. 1994.
- OZAWA, J. et al. "Lightning surge analysis in a multi-conductor system for substation insulation design," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. 104, n. 8, p. 2244-2254, Aug. 1985.
- PATINO, R.I. et al. "Protección de la Línea Guatapé Rio Claro a 110 kV con Pararayos de ZnO" *XII SNPTEE*, Anais, Recife, Brasil, 1993.
- PERROT, F. "Surge arrester application selection / co-ordination," *IEE Seminar on Lightning Protection for Overhead Line Systems* (Ref. no. 2000/137), p. 0_5-2/19, Dec. 2000.
- PETERSON, H.A. "Protection Tubes for Power System," *AIEE Transactions*, v. 59, May 1940.
- RIFFE, L. et al. "La Protection des Tiers em Zones Sensibles par des Parafoudries en Lignes," *Revue Général de L'Electricité*, n. 9, Oct. 1994.
- ROCHA, A.C.O.; DE FRANCO, J.L.; CARMO, L.S.; CHERCHIGLIA, L.C.L. "Aplicação de pára-raios para a melhoria do desempenho de linhas de transmissão de 230 kV" *Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, XVI SNPTEE, Campinas, outubro 2001.
- SADOVIC, S. et al. "Use of Line Surge Arresters for the Improvement of the Lightning Performance of 63 kV and 90 kV Shielded and Unshielded Transmission Lines," *IEEE Transactions on Power Delivery*, v.12, N. 3, July 1997.
- SCHROEDER, M.A.O.; SOARES, A.J.; VISACRO F., S. "Caracterização de parâmetros de corrente de descarga atmosférica no Brasil: Descontaminacão do sinal medido" *Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, XVI SNPTEE, Campinas, outubro 2001.
- SHEI, A. "Improving the Lightning Performance of Transmission and Distribution Lines by Use of Metal-Oxide Surge Arrester," *CIGRÉ SC 33 Meeting*, New Deli, Sept. 1992.
- SHIGENO, T. "Experience and effectiveness of application of transmission line arresters," *Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific*. IEEE/PES, v. 1, p. 636-639, Oct. 2002.
- STENSTROM, L.; LUNDQUIST, J. "Energy stress on transmission line arresters considering the total lightning charge distribution," *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 14, n. 1, p. 148-151, Jan. 1999.

TARASIEWICZ, E.J.; RIMMER, F.; MORCHEE, A. *Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 34,5 kV da CPFL Paulista*. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 15, n. 3, p. 919-924, July 2000.

TSUGE, K. "Design and performance of external gap type line arrester," *Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific*. IEEE/PES, v. 1, p. 640-644, Oct. 2002.

UEDA, T. et al. "Flashover model for arcing horns and transmission line arresters," *IPST'95 International Conference on Power Systems Transient*, Proceedings. p. 328-333, Lisbon, Sept. 1995.

WEIJIANG, C.; YOUNG, L.; GUOFU, L.; SHUCHUN, D. "Development and applications of line arresters in China," *Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific*. IEEE/PES, v. 1, p. 630-635, Oct. 2002.

YAMAMOTO, Y.; HANADA, T.; OMOTE, T.; NAKURA, T.; HAYASHI, T.; FUJITA, H.; IRIE, T. "A new application concept of transmission line arresters to 500-kV lines," *Transmission and Distribution Conference, 1999 IEEE*, v. 2, p. 681-686, Apr. 1999.

ZAFANELLA, L.E. "Corona phenomena on AC transmission lines," *EPRI Transmission Line Reference Book 345 kV and Above*, Palo Alto, Electric Power Institute, cap. 4, p. 169-204, 1982.

ZANETTA, L.C., JR. "Evaluation of line surge arrester failure rate for multipulse lightning stresses," *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 18, n. 3, p. 796-801, July 2003.

ZANETTA, L.C., JR.; PEREIRA, C. E. M. "Application studies of line arresters in partially shielded 138-kV transmission lines," *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 18, n. 1, p. 95-100, Jan. 2003.

REFERENCIAS INTERNAS RELATIVAS AO ITEM 7.3 ESTUDOS DE ENGENHARIA:

GED 125 - Pára-raios de ZnO para linhas de transmissão 30kV, 10kA

GED 124 - Pára-raios de ZnO para linhas de transmissão 60kV, 10kA

GED 2548 - Proteção de Linhas Aéreas de Distribuição Rurais e Linhas de Transmissão 34.5kV c/ Sobretenções de Origem Atmosférica

GED 619 - Análise Técnica sobre a Viabilidade do uso de Cabos Pára Raios em Linhas de Transmissão de 69 e 34.5 kV

GED 622 - Pontos de Atenção DEC/FEC (Diversas LTs)

GED 623 - Análises de Ocorrências nas Linhas de Transmissão de 34,5 kV SE Auxiliadora – SE Itatinga e SE Auxiliadora – SE Pardinho

GED 624 - Melhoria de Desempenho quanto a Transitórios por Descarga Atmosférica LT 69 kV Mirassol – Jardim Paulista (Trecho: Icem – Jardim Paulista) LT 69kv Jardim Paulista – Pirangi (Trecho: Cajobi – Pirangi)

GED 647 - Estimativa de custo para a instalação de cabos pára-raios ou pára-raios ZnO poliméricos nas LT's 34.5 kV Auxiliadora – Pardinho e Auxiliadora – Itatinga

GED 648 - Melhoria de desempenho da LT 69 kV Usina Dourados – SE Morro do Cipó Saídas Transitórias por Descargas Atmosféricas

Projeto Conectado na Rede – Raio X da Transmissão: Estudo de viabilidade de proteção contra desligamentos originados pela ação das descargas atmosféricas em LTs de 34,5 e 69 kV Junho de 2009.

ANEXO 1 – ASPECTOS DE COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTOS de Distribuição EM SISTEMAS ELÉTRICOS

1 – OBJETIVO

O presente estudo técnico de abril de 2002 (RT 002/2002/JCC) apresenta uma síntese de estudos técnicos de engenharia desenvolvidos ao longo dos últimos vinte anos, contendo aspectos principais relacionados a coordenação de isolamento de subestações, linhas, redes e equipamentos associados, para nivelamento de informações e conceitos a respeito do tema.

2 - INTRODUÇÃO

Os estudos e aplicação adequados de conceitos de coordenação de isolamento de sistemas elétricos envolvem o conhecimento dos fenômenos e peculiaridades de várias especialidades, tais como: sobretensões típicas, isolamentos, correlação entre níveis de sobretensões e suportabilidade dos isolamentos, características das instalações e equipamentos associados, margens de proteção e de segurança, propagação de ondas, efeito dos cabos de conexão do para raios e das distâncias entre equipamentos de proteção e equipamentos protegidos.

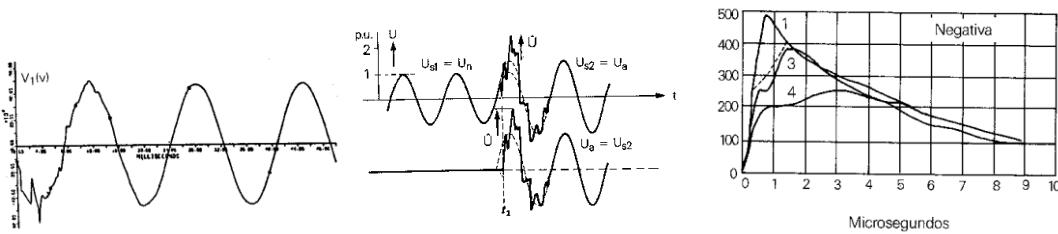
Assim, neste trabalho está sendo descrito os pontos relevantes deste processo, fundamentais para a compreensão relacionada ao planejamento, projeto, construção, operação e manutenção de sistemas elétricos de transmissão e distribuição. A idéia não é esgotar a análise do tema devido a sua elevada complexidade e abrangência, as quais podem ser encontradas em farta literatura.

3 – NATUREZA DAS SOBRETENSÕES

3.1 – As Sobretensões

Quando um equipamento encontra-se em operação no sistema, sua isolação está sujeita a fatores estressores denominados solicitações dielétricas, as quais são divididas em tensão de operação normal e sobretensões.

Figura 3.1-1 Sobretensões Típicas / Temporária - Manobra – Atmosférica



As sobretensões são solicitações dielétricas de tensão ocasional e anormal ao Sistema Elétrico. Estas sobretensões são divididas em internas e externas. As sobretensões internas tem origem no próprio Sistema ou são transferidas ao Sistema em interligações, os casos mais freqüentes são as sobretensões temporárias (falta para terra, rejeição de carga, ferro ressonância, etc.) e de manobra (energização de linhas, religamento de linhas, eliminação de faltas, etc.). As sobretensões externas tem sua origem relacionada à fenômenos externos que podem atingir direta ou indiretamente o Sistema, caracterizados basicamente pelas descargas atmosféricas.

Em sistemas elétricos compostos de linhas aéreas com tensões de até 242 kV, a coordenação de isolamento é baseada em sobretensões de origem atmosférica, a menos que este sistema de transmissão tenha linhas muito longas, interligações com sistemas de extra alta tensão ou

cruzamentos com linhas de extra alta tensão em ângulos diferentes de 90° ou sistemas especiais, como fornos a arco, distribuição de 69kV da CPFL. Para isto, pode ser considerada nos estudos com maior ênfase, podendo até, em casos extremos, se tornar determinantes para a coordenação de isolamento.

Em redes de distribuição rurais a incidência de descargas diretas é mais comum. Nas redes urbanas onde existe a proteção natural pelos prédios e árvores a probabilidade de incidência de descargas diretas é pequena. Devido ao nível de isolamento reduzido das redes de distribuição, a incidência de descargas indiretas é mais relevante, e depende da altura da rede e localização da descarga nas suas proximidades.

3.2 – Descargas Atmosféricas

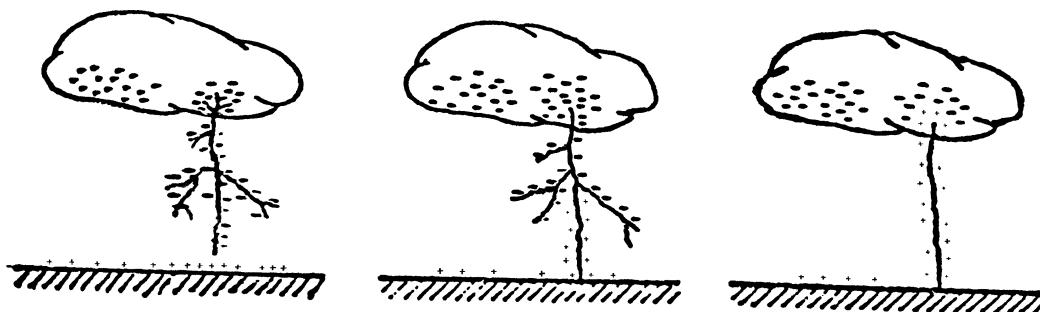
Fenômeno de danosas consequências, as descargas atmosféricas resultam do acúmulo de cargas elétricas nas nuvens e a correspondente descarga sobre o solo terrestre ou sobre qualquer estrutura que ofereça condições favoráveis a descarga. Trata-se de fenômeno complexo, podendo existir em uma descarga várias ramificações e vários pontos de contato com a terra.

Existem muitas teorias para o processo de carregamento elétrico de uma nuvem, sendo claro a formação de cargas elétricas criada pela fricção contínua, na nuvem, devido a fortes ventos ascensionais e de partículas de gelo. Segundo a teoria de Simpson, uma nuvem seria essencialmente bipolar, com partículas positivas no alto e negativas embaixo; ocasionalmente na parte de baixo da nuvem, encontra-se da mesma forma uma região com uma concentração de cargas positivas no solo.

A presença de cargas negativas na parte inferior de uma nuvem provoca por indução eletrostática, um adensamento de cargas positivas no terreno, entre nuvem e terra se estabelece uma diferença de potencial, aumentando o gradiente de potencial no ar circundante. Quando o valor deste gradiente supera a rigidez dielétrica do ar (5 a 10kV/cm), as cargas elétricas negativas movem-se para a terra seguindo os percursos tortuosos e muitas vezes ramificados.

Ao se aproximar do terreno, os ramos mais distantes possuem fortes concentrações de cargas negativas propiciam em contrapartida um ou mais pontos do solo com cargas positivas particularmente elevadas, partindo então uma fileira de cargas positivas para cima. Este encontro ocorre a uma altura da ordem de 20 a 50 metros da terra no sentido de neutralizar as diferenças de potencial. Isto produz um raio com um intenso fluxo de cargas positivas que do terreno atingem a nuvem ao longo do percurso precedente das cargas negativas. A corrente que circula é da ordem de dezenas de milhares de Amperes e visualmente cria-se uma forte intensidade luminosa que dá lugar ao trovão.

Figura 3.2-1 – Representação de Descarga Atmosférica



A descarga atmosférica é uma das principais causas de desligamentos não programados de redes de distribuição e linhas de transmissão. Diagnósticos dos Deslizamentos não programados de redes de distribuição e linhas de transmissão da CPFL Relâmpago de operação de sistemas elétricos instalados ao longo destes sistemas. Reduzir os efeitos das descargas elétricas de origem atmosférica tem sido uma preocupação cada vez maior das empresas de energia elétrica.

Figura 3.2-2 – Descarga Atmosférica Nuvem Terra

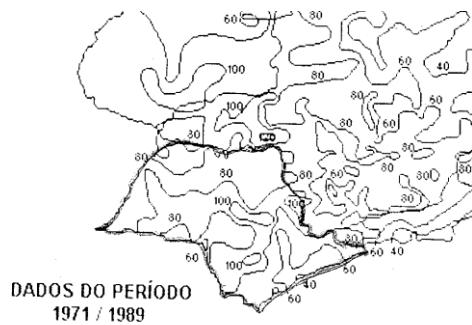


A freqüência com que as descargas atmosféricas atingem um sistema elétrico depende de uma série de fatores, tais como: o índice de atividade atmosférica da região, as dimensões físicas de linhas e instalações, a existência de objetos que se caracterizam por blindagens naturais. Além disto, o desempenho de uma linha de transmissão ou distribuição pode variar de ano em ano dependendo do nível de incidência das descargas atmosféricas. Admite-se que dados relacionados a fenômenos da natureza tenham validade estatística com períodos de no mínimo 11 anos que correspondem ao período de ciclo solar para a Terra.

3.3 – Níveis de Incidência de Descargas

A incidência de descargas atmosféricas sobre uma dada região pode ser caracterizada por densidade de descargas à terra expressa em termos de número de descargas atmosféricas para a terra por quilômetro quadrado por ano. No Brasil existem estudos há vários anos para definição destas densidades por região, incluindo uso de sofisticados sistemas de localização e detecção de descargas para terra que podem indicar a data, local, intensidade e polaridade da descarga.

Figura 3.3-1 Mapa Ceráunico / Estado de São Paulo



Porém, como em algumas áreas estas informações são precárias e de precisão em avaliação devido ao tempo de levantamento de dados, existem alternativamente os mapas de níveis ceráunicos utilizados há décadas para planejamento, projeto e construção dos sistemas elétricos. Embora não seja exato (número de dias de chuvas com trovoadas ouvidas por ano), pode ser um bom indicador para determinação de atividades elétricas.

Existem vários estudos que contemplam a **Diagnóstico dos Desenvolvimentos em Linhas de Distribuição por CPFL** e **Densidade de descargas atmosféricas**. Distribuição por **Centro de Distribuição**, sendo descritos abaixo os mais utilizados, os quais possuem resultados similares.

Tabela 3.3-1 Relação DDT x NC

ENTIDADE PESQUISA OU PAÍS	DE RELACIONAMENTO DDT x NC
CIGRE	$DDT = 0,04 * NC^{1,25}$
CEMIG	$DDT = 0,028 * NC^{1,25}$
MEXICO	$DDT = 0,044 * NC^{1,24}$
ITAIPU	$DDT = 0,1 * NC$

Os dados médios de níveis ceráunicos de alguns países, como Alemanha 20, Japão 30 e Suíça 10, mostram-se inferiores aqueles encontrados e registrados em algumas regiões do Brasil que podem ultrapassar a 100 dias de chuvas com trovoadas ouvidas por ano, representando densidade de descargas da ordem de 10 a 15 descargas / km² / ano algumas das maiores do mundo.

3.4 – Estatística de Descargas em Instalações Elétricas

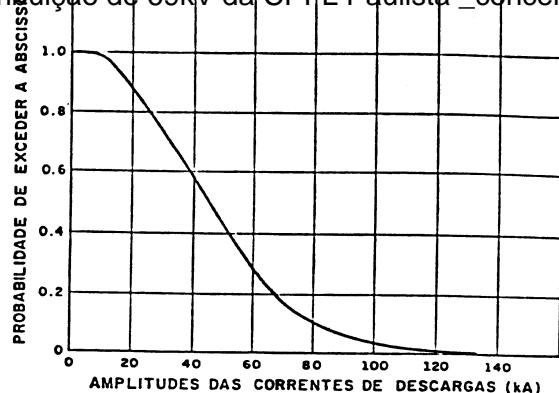
Uma vez conhecidos os níveis de descargas em uma determinada região, importante conhecer a distribuição das amplitudes e taxa de crescimento das correntes de descarga, visto serem parâmetros fundamentais para os estudos de desempenho de linhas de transmissão, redes de distribuição, subestações e equipamentos associados.

Estudos e levantamentos de campo por empresas e entidades de pesquisa nacionais e internacionais indicam que 90% das descargas são de polaridade negativa, com amplitudes superiores a 40 kA ou menores em 80% das medições e valor médio entre 31 kA e 43 kA, com taxa de crescimento de 9 a 25 kA/μs, sendo que 50% dos casos de descargas atmosféricas são múltiplas possuindo mais de uma descarga para terra. Estes e outros dados são importantes bases para se determinar o nível de suportabilidade de equipamentos e instalações.

As descargas múltiplas são originadas por um rápido recarregamento de nuvem responsável pela primeira descarga. Após a ocorrência da primeira descarga, parte das descargas elétricas das nuvens adjacentes reabastecem a área descarregada, fluindo a seguir os elétrons para terra, através do caminho previamente ionizado. A duração total das descargas múltiplas pode chegar até 1,5 segundos e a energia total acumulada, correspondendo a uma força destrutiva muitas vezes maior do que uma descarga unitária.

Figura 3.4-1 Correntes de Descarga x Probabilidade Ocorrência

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão
Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de
Distribuição de 69 kV da CPFL Paulista _conceituação_



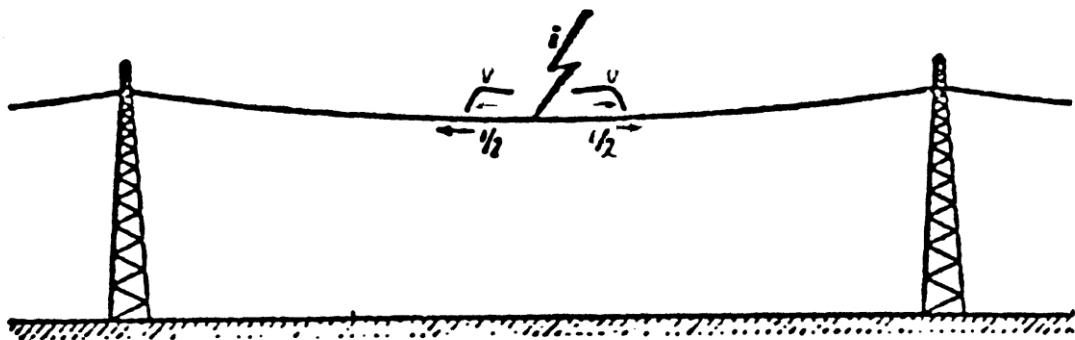
As sobretensões de origem atmosférica, assim como de manobra, têm natureza estatística, uma vez que dependem respectivamente de fenômenos da natureza (descarga) e do instante de chaveamento (manobra), as quais que representam variáveis aleatórias, podendo ser relacionadas com a curva de probabilidade normal representando importante artifício para estudos e definições da relação de solicitação dielétrica e a suportabilidade do isolamento.

3.5 - Formação de Sobretensões e Propagação de Ondas

As linhas de transmissão e redes de distribuição tendem a ser coletores naturais de descargas devido as suas peculiaridades (instalação ao ar livre, extensão, altura, etc.), as quais podem ser atingidas de forma direta ou indireta, produzindo sobretensões que se propagam até chegar a equipamentos existentes nas extremidades.

As descargas diretas atingem o condutor fase de uma linha de transmissão ou subestações e as descargas indiretas atingem os cabos guarda e torres de uma linha de transmissão ou proximidades de linhas e subestações, sendo que esta última gera sobretensões denominadas induzidas no sistema elétrico.

Figura 3.5-1 Linha / Descarga Direta Condutor



Quando por exemplo, um condutor de linha é atingido diretamente por uma descarga, a corrente de descarga injetada enxerga a configuração da linha como uma impedância de surto. Portanto, automaticamente a esta corrente é associada a formação de duas ondas de tensão viajantes que se propagam nas duas direções com uma velocidade próxima a velocidade da luz, sofrendo as atenuações correspondentes as características da referida linha.

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de

$Vlt = Zs * Id / 2$ Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

Onde:

Vlt – tensão desenvolvida na linha de transmissão (kVc)

Zs – impedância de surto da linha no ponto atingido pela descarga (Ω)

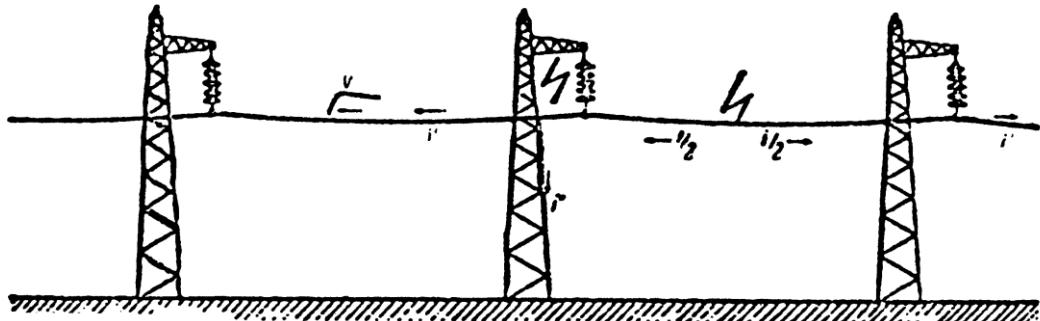
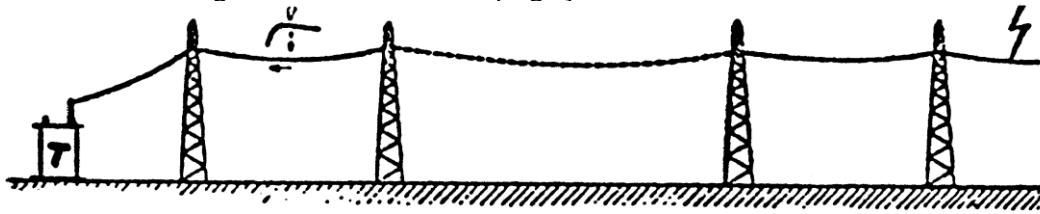
Id – Corrente de descarga no condutor (kA)

Suponha que uma linha possua uma impedância típica de surto da ordem de 400Ω . Ao ser atingida por uma descarga direta com injeção de corrente da ordem de 2 kA é estabelecida uma onda viajante para ambas as direções com amplitude da ordem de 400 kV.

Caso esta sobretensão tenha amplitude maior do que o isolamento da cadeia de isoladores ocorre uma disruptão pelos isoladores pela formação de um arco elétrico para a terra, necessitando da atuação de um dispositivo de proteção (disjuntor, religador, etc.) para eliminar a falta para terra.

Caso esta amplitude não seja suficiente para romper a isolamento da cadeia de isoladores, a onda se propaga ao longo da linha ou rede até que seja encontrada uma descontinuidade (outras linhas, conexões, disjuntores, transformadores, etc.), sendo em parte refletidas e em parte dando seguimento a sua jornada, tendo comportamento diferente a cada tipo de terminação encontrada.

Figura 3.5-2 Linha / Propagação da Onda de Tensão



A amplitude e inclinação de frente da onda do surto atmosférico que atinge a subestação ou equipamentos associados depende, entre outros, do nível de isolamento, configuração das linhas e subestações, bem como do ponto de ocorrência da descarga.

Quanto mais próxima de uma instalação ocorrer uma descarga, maiores serão as amplitudes e frentes de onda das sobretensões produzidas pois os efeitos de atenuação de amplitude e distorções de ondas provocados pelas linhas por exemplo serão menores. Por outro lado, quanto

maior for o número de linhas entrando em uma subestação por exemplo, menor serão os níveis de tensão que se apresentam. Diagnósticos e Desligamentos em linhas de Distribuição de CPFL da CPFL. Distribuição de CPFL. Distribuição de CPFL.

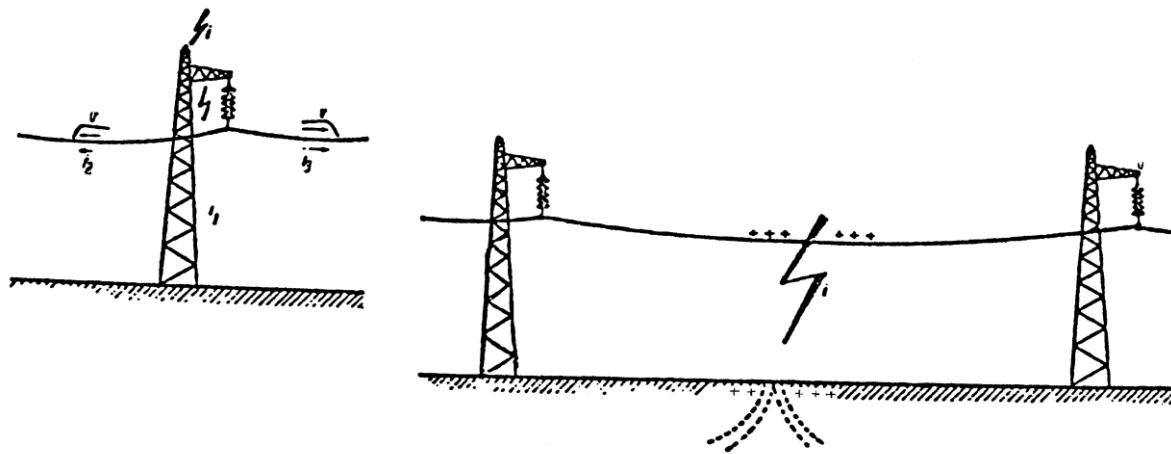
Em redes de distribuição áreas as descargas atmosféricas ao incidirem suas proximidades, produzem tensões induzidas, cujas amplitudes dependem da intensidade da corrente de descarga, da altura da linha e do ponto de incidência da descarga em relação a linha. Se os valores de tensão induzida excederem em um dado instante a tensão de isolamento de isoladores ocorre a descarga externa por estes isoladores seguida da passagem de corrente de curto circuito. Alguns dados calculados de intensidade de tensões induzidas são apresentados abaixo.

Tabela 3.5-1 Tensões Induzidas X Ponto de Incidência de Descarga
Tensões Induzidas – Redes de Distribuição

Corrente de Descarga (kA c)	X						
	Distância do Ponto de Incidência da Descarga (kVc)						
	23 metros	30 metros	46 metros	61 metros	90 metros	120 metros	150 metros
15	196	150	98	74	50	38	30
20	261	200	130	98	67	50	40
30	391	300	196	148	100	75	60
40	522	400	261	197	133	100	80

Redes primárias de distribuição com neutro contínuo multiaterrado por exemplo apresentam menores valores de tensões induzidas, devido ao fato de que estas tensões são proporcionais a altura das redes e o neutro contínuo eleva o plano de terra reduzindo a altura equivalente da linha.

Figura 3.5-3 Linha / Descarga Indireta



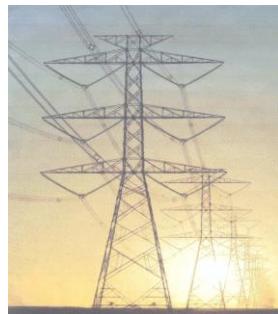
3.6 - Desempenho de Linhas de Transmissão / Subestações e Redes de Distribuição

O nível de incidência de descargas sobre linhas e redes podem ser divididos em descargas diretas e indiretas, dependendo de parâmetros básicos destas instalações e ambiente onde se localizam: projeto – construção – estrutura de aterramento – eventual cabo para raios – dimensões - configuração da linha ou rede, perfil e resistividade do terreno, níveis de atividades – amplitude – forma de onda – ponto de incidência de descargas.

A incidência de descargas indiretas gerando tensões induzidas são comuns em redes de distribuição rurais e linhas de transmissão com classes de tensão até 34,5 kV e níveis de isolamento

de no máximo 300 kV, sendo muito menos importante para classes de tensão maiores do que 69kV que possuem níveis de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_.

Figura 3.6 –1 – Linha de Transmissão Típica



O desempenho de linhas de transmissão é dado pelo número de desligamentos por cem quilômetros por ano e o desempenho de redes de distribuição é dado pelo número de desligamentos por quilômetro por ano. Os desligamentos estão divididos em transitórios quando não ocorre necessidade de intervenção de manutenção corretiva pois a linha, após atuação da proteção, continua em operação e permanentes quando existe necessidade de atuação da manutenção pois a linha encontra-se indisponível para operação necessitando de reparos.

Tabela 3.6-1 Desempenho Típico de Linhas de Transmissão

TENSÃO NOMINAL DO SISTEMA (kV)	DESEMPENHO DESLIGAMENTOS/100KM / ANO (PERMANENTES / TRANSITÓRIOS)
34,5	3,0 / 27,0
69	1,4 / 25,0
138	0,2 / 3,00

3.7 – Ações de Melhoria de Desempenho de Linhas e Redes

Reducir os índices de desligamentos das redes de distribuição e linhas de transmissão produzem em contrapartida sobretensões menores em equipamentos e instalações, aumentando sua expectativa de vida e menores custos de manutenção e operação. Alguns métodos que vem sendo utilizados ao longo dos anos frente a descargas atmosféricas os quais podem ser aplicados individualmente ou em conjunto sempre analisando o aspecto custo benefício, encontram-se descritos abaixo.

- Aumento do isolamento das redes e linhas (isoladores, mão francesa isolada, etc.)
- Instalação de cabos para raios em redes e linhas acima das estruturas para descargas diretas;
- Instalação de cabos para raios em redes abaixo das estruturas para descargas indiretas;
- Melhoria do ângulo de blindagem oferecido pelos cabos para raios (cabo guarda);
- Melhoria da impedância de aterramento e/ou instalação de cabos contrapesos nas torres;
- Utilização de para raios de linhas de transmissão e redes de distribuição;

4 – CLASSIFICAÇÃO DA ISOLAÇÃO

4.1 – Materiais Isolantes

Para estudos de sobretensões, existe a necessidade de se entender o comportamento dos materiais isolantes, po^Do Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 30 kV da CPFL Paulista, acometidas por sobretensões isolante. O comportamento dos sistemas elétricos e equipamentos depende das características de suportabilidade e regeneração da isolação.

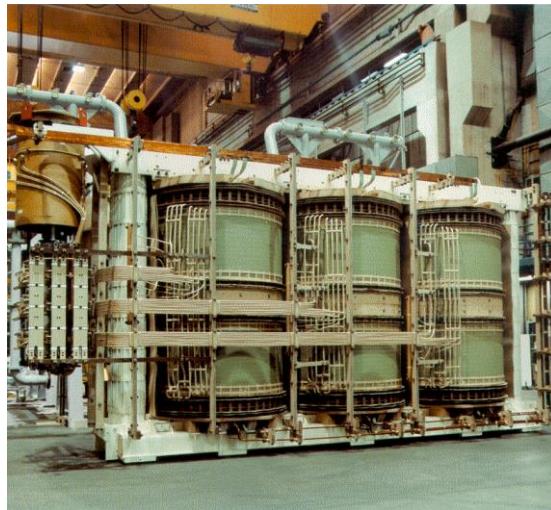
A falha de um isolamento em um transformador, por exemplo, resulta na queima da unidade e necessidade de sua retirada do sistema elétrico. No caso de uma linha de transmissão a disruptão do isolamento externo de uma cadeia de isoladores acarreta no desligamento transitório ou permanente do sistema, sem eventualmente haver danos permanentes na cadeia de isoladores. As isolações podem ser divididas em isolações auto recuperantes e não auto recuperantes, dependendo do comportamento frente a solicitações dielétricas.

Figura 4.1-1 Transformador de Corrente / Isolador Auto Recuperante



Auto recuperantes são aquelas que após sofrerem uma disruptão recuperam integralmente suas propriedades isolantes e voltam à condição original de dielétrico, representado em uma subestação ou redes de distribuição por partes externas de buchas de equipamentos e isolamento em ar como é o caso de cadeias de isoladores. Não auto recuperantes são aquelas que após sofrerem uma disruptão perdem parcialmente ou não recuperam integralmente suas propriedades isolantes originais, representado em uma subestação ou redes de distribuição por enrolamentos de transformadores de potência, de corrente, de potencial e parte interna de disjuntores.

Figura 4.1-2 Transformador / Parte Ativa – Isolação Não Auto Recuperante

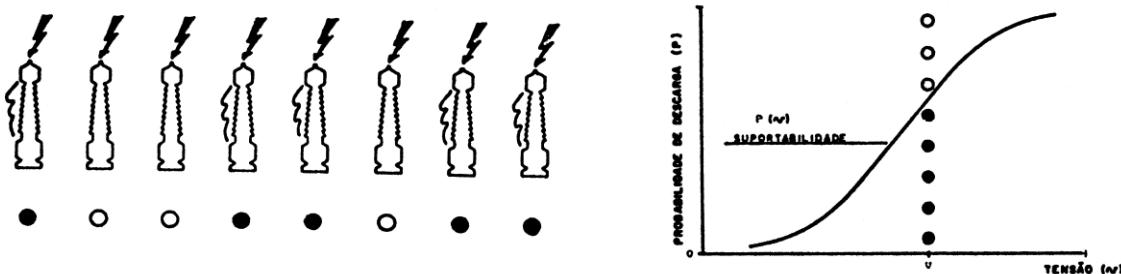


4.2 – Estatística de Suportabilidade

O comportamento da suportabilidade de uma isolação frente a sobretensões apresenta em geral uma natureza aleatória, sendo que quando submetida a uma solicitação dielétrica, devido a uma sobretensão, poderá sofrer descarga. Portanto, é possível associar o comportamento do material isolante à probabilidade de falha da isolação, dando um tratamento estatístico é possível definir a probabilidade de suportar tal solicitação.

Para isolações auto recuperantes, a probabilidade de falha pode ser obtida através da realização de ensaios elétricos, os quais são realizados de forma similar ao teste de tensão crítica com 50% de probabilidade de descarga denominada tensão crítica de descarga. Os métodos de apuração destes valores seriam dos acréscimos e decréscimos ou níveis múltiplos.

Figura 4.2-1 Estatística de Suportabilidade – Isolador Auto Recuperante



No caso de isolações não auto recuperantes não é viável economicamente definir-se a probabilidade de falha através de ensaios elétricos, pois sua característica destrutiva levaria a falha permanente do equipamento de elevado custo como é o caso dos transformadores de potência.

A tensão crítica de descarga corresponde a amplitude da tensão para uma determinada forma de onda que aplicada a um determinado tipo de isolação tem 50% de probabilidade de provocar a falha dessa isolação. Para avaliação de riscos de falhas de uma isolação é conveniente expressar as curvas de probabilidade de descarga em termos da sua tensão crítica de descarga.

$$Up = U_{50\%} * (1 \pm Z * \sigma)$$

Onde:

Up – Tensão suportável da isolação para uma probabilidade p

$U_{50\%}$ - Tensão crítica de descarga – com 50% de probabilidade de falha

Z – Densidade de probabilidade, obtido em tabelas de estatística

σ - Desvio padrão que depende do tipo de solicitação (3% para atmosférico e 6% para manobra)

Tabela 4.2-1 Definição de Tensão de Descarga Típica

PROBABILIDADE DE DESCARGA ESPECIFICADA	DENSIDADE DE PROBABILIDADE PARA O VALOR ESPECIFICADO	BASE DE TENSÃO PARA CALCULO DA TENSÃO DE DESCARGA	TENSÃO DE DESCARGA COM PROBABILIDADE ESPECIFICADA
2%	-2,0	$U_{50\%}$	$Up = U_{50\%} * (1 - 2 * \sigma)$
98%	+2,0	$U_{50\%}$	$Up = U_{50\%} * (1 + 2 * \sigma)$
10%	-1,3	$U_{50\%}$	$Up = U_{50\%} * (1 - 1,3 * \sigma)$
90%	+1,3	$U_{50\%}$	$Up = U_{50\%} * (1 + 1,3 * \sigma)$

Portanto é possível determinar suportabilidades de isolações para determinadas solicitações, os quais são referências fundamentais para estudos de coordenação de isolamento.

Se uma isolação foi testada em laboratório e determinada sua tensão crítica de impulso atmosférico normalizado $U_{50\%}$ da ordem de 1000 kV, então esta isolação tem probabilidade 10% falhar para um impulso normalizado com amplitude da ordem de 961 kV = [1000 * (1-1,3*3%)], ou, de outra forma, 90% de probabilidade da isolação suportar esta sobretensão de 961 kV.

4.3 – Simulações em Laboratório Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

As simulações de sobretensões são realizadas em laboratórios tanto a título de desenvolvimento de novos produtos, equipamentos ou isolações quanto para comprovação de suportabilidade de um determinado equipamento ou material aos fenômenos que podem ocorrer em sistemas elétricos, também denominados ensaios dielétricos.

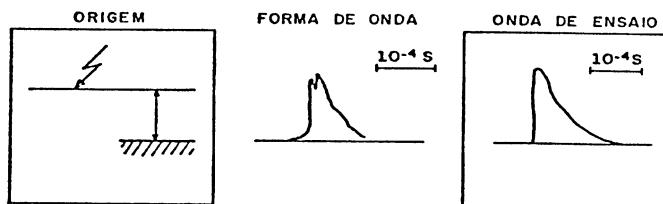
Figura 4.3-1 Transformador de Potência / Ensaio de Impulso



4.3.1 Ensaio de Impulso Atmosférico Normalizado

O ensaio de impulso atmosférico é simulado através de um gerador de impulso que, de acordo com os ajustes em seu circuito de descarga, cria uma onda normalizada que possui uma frente da ordem de $1,2\mu s$ e uma cauda (até o meio valor de tensão) da ordem de $50\mu s$ com amplitude de acordo com a característica pré determinada da isolação.

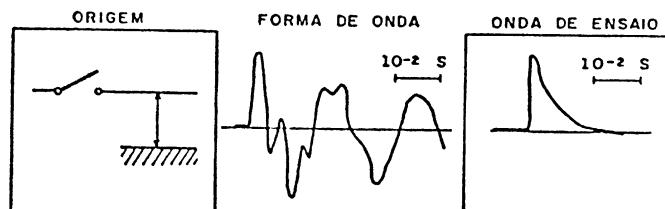
Figura 4.3-2 Sobrepressão de Origem Atmosférica Típica



4.3.2 Ensaio de Impulso de Manobra

O ensaio de impulso de manobra é simulado através de um gerador de impulso que, de acordo com ajustes em seu circuito de descarga, cria onda normalizada que possui uma frente da ordem de 30 a $250\mu s$ e uma cauda (até o meio valor de tensão) da ordem de 100 a $2500\mu s$ com amplitude de acordo com a característica pré determinada da isolação.

Figura 4.3-3 Sobrepressão de Manobra Típica



4.3.3 Ensaio de Tensão Suportável a Freqüência Industrial

O ensaio de tensão suportável a freqüência alternada é uma forma de isolamento para linhas de tensão menores (até 138 kV), Diagnóstico dos Deslindamentos em Linhas de Distribuição de 69 kV da CPFL Paulista e sobretensões através de aplicação de tensão entre isolação e terra durante o tempo de um minuto com amplitude de acordo com a característica pré-determinada da isolação.

Figura 4.3-4 Sobretensão Temporária Típica



4.3.4 Ensaio de Tensão Induzida em Equipamentos com Enrolamentos

Para equipamentos providos de enrolamentos, o ensaio de tensão induzida complementa os ensaios dielétricos e simulam solicitações temporárias através de aplicação do dobro da tensão nominal entre espiras para esta verificação com freqüência majorada (até 400 Hz) com duração de 7200 ciclos.

5 – PRINCÍPIOS BÁSICOS DE COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO

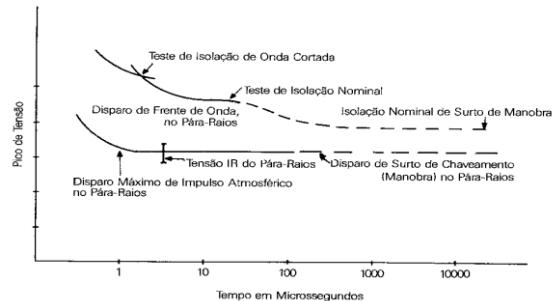
5.1 – Conceito Principal

Os transformadores e demais equipamentos do sistema devem suportar as sobretensões que podem ocorrer de modo a permitir que estes realizem a sua função de transmitir, transformar e distribuir energia elétrica de forma contínua, confiável, com qualidade e de forma econômica. Para tanto, é necessário que as características de isolação dos equipamentos e das redes elétricas sejam compatíveis com as sobretensões encontradas no sistema.

5.2 – Sobretensões x Suportabilidades da Isolação

A coordenação de isolamento está relacionada com a escolha e aplicação de equipamentos elétricos, tendo em vista as sobretensões que podem se manifestar interna ou externamente ao sistema, levando-se em conta as características dos dispositivos de proteção de modo a reduzir a um nível econômico e operacionalmente aceitável a probabilidade de danos aos equipamentos e/ou interrupções no fornecimento de energia elétrica, causadas por aquelas sobretensões.

Figura 5.2-1 Curvas de Coordenação de Isolamento



5.3 – Tensão de Operação – Freqüência Industrial – Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

Em geral a suportabilidade a freqüência industrial não é um fator determinante na escolha de isolamento em sistemas de alta tensão, uma vez que a determinação do isolamento por suportabilidade a surtos de manobra ou descargas atmosféricas, abrange em geral a suportabilidade a freqüência industrial. Entretanto, a freqüência industrial pode ser fundamental na escolha do isolamento (distância de escoamento), para condições metereológicas adversas, como vento excepcional que incline uma cadeia de isoladores próxima a estrutura suporte, ou, em regiões sujeitas a poluição atmosférica que provoca contaminação nas superfícies isolantes.

As causas mais comuns de contaminação de isoladores são, dentre outros, cimento, poeira, produtos químicos, sais marinhos, fertilizantes agrícolas e poluição industrial. Em instalações de alta tensão, o isolamento para freqüência industrial é determinado pela distância mínima de escoamento (linha de fuga), por exemplo, das buchas e colunas de isoladores, em função do nível de poluição da região. A normalização internacional prescreve níveis de I a IV dependendo da severidade do nível de poluição, sendo I – Leve; II – Médio; III – Pesado; IV – Muito Pesado, respectivamente com distâncias de escoamento mínimas 16, 20, 25 e 31 mm/kV eficaz fase - fase.

5.4 – Métodos de Coordenação de Isolamento

Os métodos para definição da coordenação do isolamento em função das sobretensões transitórias são o método determinístico ou convencional e o método estatístico. Muitos dos procedimentos têm relação a mescla destes dois métodos.

Método Estatístico

O método estatístico reconhece o fato de que podem ocorrer falhas na isolação e tenta quantificar o risco de falha através de uma análise numérica de natureza estatística das sobretensões e da suportabilidade elétrica da isolação, para ser utilizado como índice de segurança na determinação da isolação. A aplicação desse método é apropriada para isolação auto recuperante, na qual sua suportabilidade estatística pode ser determinada através de descargas disruptivas.

Método Determinístico ou Convencional

O método convencional é aplicado quando nenhuma informação estatística, obtida mediante ensaio sobre possíveis taxas de falhas do equipamento esperadas durante a operação, está disponível. Trata-se de único método que pode ser determinado no dimensionamento de isolamentos não auto recuperantes, visto não ser possível, e anti-econômico, expressar este comportamento estatístico desses isolamentos frente a sobretensões.

Este método é baseado no dimensionamento dos isolamentos de maneira que esses apresentem níveis de suportabilidades mínimos superiores às máximas sobretensões possíveis de serem impostas ao isolamento, através do uso de uma margem de segurança. O nível de isolamento é determinado de forma a se obter uma margem suficiente entre a máxima sobretensão e a mínima suportabilidade.

Pelas margens adotadas e normalizadas entre 15% e 30% fica evidente a necessidade de se reduzir o efeito das máximas sobretensões que são impostas aos isolamentos dos equipamentos e sistemas, garantindo assim o aumento da confiabilidade.

5.5 – Níveis de Isolamento

A normalização técnica sobre coordenação de isolamento indica os níveis de isolamento típicos para equipamentos, e encontram-se relacionados na Tabela abaixo os principais valores de tensões suportáveis. Como indicado anteriormente, os ensaios principais que permitem confirmar as características de isolamento para o caso em estudo são de tensão suportável a impulso

atmosférico, abrangendo as sobretensões de origem atmosférica e as de tensão suportável a freqüência industrial durante um minuto, conforme a Tabela 5.5-1. Distribuição de isolamento das sobretensões de origem temporária e de manobra.

O nível de isolamento de um equipamento ou isolação é o conjunto de tensões suportáveis nominais, aplicadas a um equipamento ou isolação durante os ensaios e definidas por normas técnicas específicas para esta finalidade, que define a sua característica de isolamento.

Tabela 5.5-1 Níveis de Isolamento Normalizados

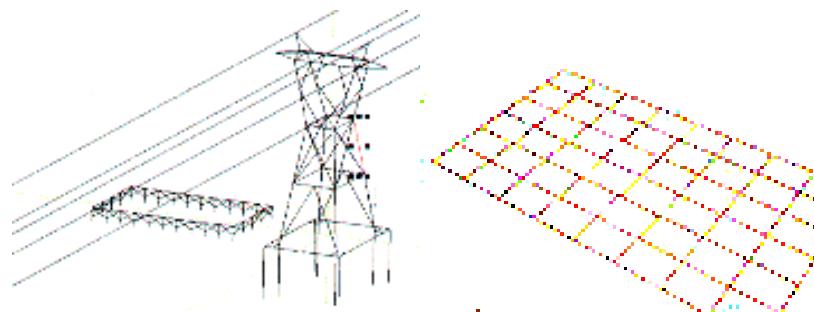
TENSÃO MÁXIMA DO EQUIPAMENTO (KV)	TENSÃO SUPORTAVEL NOMINAL DE IMPULSO ATMOSFÉRICO (KVc)		TENSÃO SUPORTAVEL A FREQUENCIA INDUSTRIAL DURANTE UM MINUTO (KV)
	PLENO	CORTADO	
15	95	105	34
15	110	121	34
25,8	125	138	50
25,8	150	165	50
38	150	165	70
38	200	220	70
72,5	350	385	140
92,4	450	495	185
145	550	605	230
145	650	715	275

A definição de níveis de isolamento de equipamentos de distribuição ou subestação é feita basicamente através das margens de proteção oferecidas pelos pára-raios, que têm a missão principal de salvaguardar equipamentos e instalações, levando em consideração suas características e distâncias elétricas aos equipamentos a serem protegidos em relação às sobretensões de origem atmosférica, temporárias e decorrentes de manobra.

5.6 – Sistema de aterramento

O aterramento do neutro de redes, para raios, reguladores, chaves a óleo, transformadores e outros equipamentos destina-se a proteção de pessoas e do próprio equipamento e instalações contra descargas atmosféricas e fugas, conduzindo para a terra as correspondentes correntes e assegurando o bom funcionamento dos equipamentos de proteção do sistema elétrico.

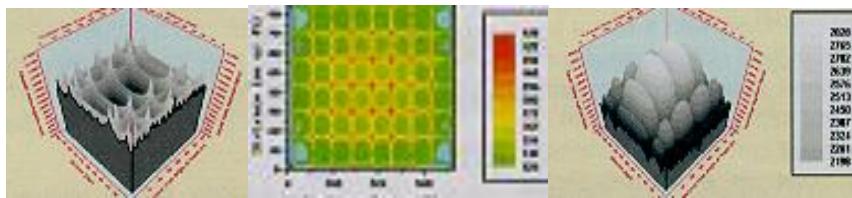
Figura 5.6-1 Sistema Aterramento – Linhas e Subestações



O sistema de aterramento e resistividade do solo tem um papel fundamental na coordenação do isolamento e desempenho das linhas de distribuição de força da CPFL Paulista que consiste na descarga de corrente advinda da sobretensão para a terra.

Em linhas de transmissão providas de cabos para raios (guarda), por exemplo, com valores elevados de resistência de aterramento, quando recebem descargas atmosféricas diretamente nestes ou nas estruturas (torres) estão sujeitas a descarga nas cadeias de isoladores, devido a diferença de potencial que se forma pelo não escoamento adequado de corrente pela terra.

Figura 5.6-2 Comportamento da Sobretensão



Esta descarga é denominada de backflashover (descarga de retorno) nas cadeias de isoladores dessas linhas, seguida da passagem da corrente de curto circuito a freqüência industrial, resultando em desligamento transitório ou permanente da linha. Neste caso ocorre a disruptão da isolação da estrutura para o condutor.

Parâmetro relevante no índice de desligamentos de linhas e redes, o sistema de aterramento necessita ser tratado com atenção durante o projeto, construção e devem ser mantidos ao longo do tempo em operação, uma vez que interferem diretamente no desempenho de redes e linhas, bem como no índice de queima de equipamentos de proteção (para raios) e equipamentos instalados supostamente protegidos.

6 – SUBESTAÇÕES, REDES DE DISTRIBUIÇÃO E EQUIPAMENTOS ASSOCIADOS

Subestações e Equipamentos Associados

6.1 – Prescrições Gerais

A Companhia Paulista de Força e Luz utiliza em subestações de distribuição de padrão metálico (maioria) invariavelmente um conjunto de proteção formado por pára-raios no barramento de operação e, quando necessários, nas proximidades do transformador de potência.

Esta composição é considerada uma das variações mais econômicas destes dispositivos protetores, sendo os centelhadores instalados na entrada ou saída da linha de transmissão (secionadores, transformadores de corrente e potencial, disjuntores GVO de linha) mais o primeiro jogo de pára-raios no barramento de operação.

Os pára-raios são utilizados como proteção principal dos transformadores, dos disjuntores de alta tensão e dos equipamentos associados, e os centelhadores vêm sendo utilizados como proteção de retaguarda dos equipamentos que não podem ser protegidos pelos pára-raios, quando os disjuntores de alta tensão estão abertos, e no caso de problemas no conjunto de pára-raios.

Em uma subestação deste tipo, os disjuntores de alta tensão são devidamente protegidos pelos jogos de pára-raios instalados a uma distância adequada entre estes e o transformador e disjuntores, para a condição de operação normal da subestação, ou seja, com os disjuntores fechados.

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de

Entretanto, quando alguma ~~Distribuição de 69 kV da CPFL Paulista no mês de junho~~, não mais receberão a proteção dos pára-raios e, sim, dos centelhadores localizados nos seccionadores e transformadores de corrente na entrada da linha de transmissão. Para tanto, necessário se faz que os centelhadores estejam devidamente ajustados e localizados a uma distância que proveja esta proteção. No caso de disjuntores de grande volume de óleo (GVO), há ainda a proteção adicional dos centelhadores instalados em suas próprias buchas.

Atualmente, com o novo padrão de subestações de concreto, a serem executadas na modalidade de *Turn Key*, as novas concepções de subestações prevêem a instalação de dois ou três jogos de para raios, aumentando substancialmente os níveis de proteção para equipamentos, instalações e disjuntor aberto e fechado.

A solução adotada depende basicamente dos riscos e do fator econômico assumidos pela Empresa, associados ao desempenho das subestações, estabelecendo um compromisso entre a freqüência de atuação e o suprimento de energia elétrica.

6.2 - *Lay out* de Instalações

Alguns dos critérios considerados na definição de configuração de uma subestação estão intimamente relacionados com aspectos econômicos, espaços disponíveis, premissas de probabilidade, exigências operacionais, facilidade de supervisão, quantidade de linhas entrando, posição do disjuntor, transformador e demais equipamentos. Porém, a experiência tem demonstrado que o arranjo (*lay out*) de uma subestação tem uma importante contribuição no seu desempenho frente a sobretensões advindas de surtos externos.

Figura 6.2-1 Subestação Típica de 138 kV



Além disso, temos os espaçamentos elétricos principais e relevantes dentro de uma subestação, visando operação eficaz e segura, os quais relacionam-se basicamente a distâncias de escoamento dos isoladores, entre fases dos cabos condutores, fase terra entre qualquer parte energizada e qualquer parte aterrada e de segurança seja ela pessoal ou operativa.

Os espaçamentos elétricos e distâncias de segurança mínimos e típicos no interior de subestações são os seguintes em relação a tensão suportável nominal de impulso atmosférico.

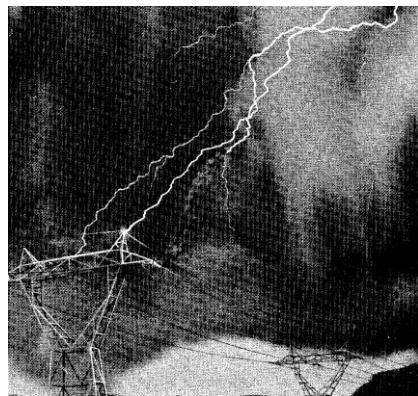
Tabela 6.2-1 Espaçamento dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

TENSÃO SUPORTAVEL ATMOSFÉRICO (KV)	ESPAÇAMENTO MÍNIMO FASE – TERRA NO AR (mm)
95	160
110	200
125	220
150	280
200	380
325	630
450	900
550	1100
650	1300

6.3 – Blindagem de Instalações

As instalações podem ou não ser eficazmente protegidas, sendo que nas instalações eficazmente protegidas, tanto a subestação como todas as linhas de transmissão são protegidas contra descargas atmosféricas diretas. As linhas podem ou não ser protegidas em sua total extensão. Considera-se geralmente necessário que pelo menos um quilometro de linha próxima a cada subestação seja protegida por cabos guarda (cabos pára raios) ou mais recentemente, pára raios poliméricos de óxido de zinco. Nestas condições verifica-se que a taxa de crescimento da tensão a que a isolação da subestação poderá ser submetida estará em torno de 500 kV/ μ s.

Figura 6.3-1 Linha de Transmissão / Blindagem



Em instalações não eficazmente protegidas a subestação e/ou as linhas a ela ligadas não são eficazmente protegidas contra descargas diretas. Neste caso a isolação da subestação pode ser submetida a tensões extremamente elevadas, com surtos contendo taxas de crescimento da ordem de 1000 kV/ μ s. Condições severas podem ser provocadas por uma descarga nas proximidades da subestação.

6.4 – Transformador de Potência

Em vista da importância do transformador de potência devido dentre outros, o seu custo, dificuldades de reparos e influência direta sobre o fornecimento de energia elétrica, uma proteção contra sobretensões advindas de surtos externos (descargas atmosféricas) é projetada com maior ênfase.

Figura 6.4-1 Transformador de Distribuição 69kV/33,8kV/15kV
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_



6.5 - Disjuntores de Alta Tensão

Os disjuntores de alta tensão são devidamente protegidos pelo conjunto de pára-raios instalados a uma distância adequada entre este e o transformador de potência, quando a subestação estiver em operação normal. Para disjuntor aberto, a proteção pode ser dada por para raios ou centelhadores devidamente dimensionados, localizados e ajustados.

Figura 6.5-1 Disjuntor de Alta Tensão 145 kV – 3150 A



6.6 – Surtos de Tensão

Outro fator a ser considerado é a relação entre a solicitação dielétrica do material isolante e a magnitude, a duração e a probabilidade de ocorrência de um surto.

Vale ressaltar que apesar de muito raras as sobretensões ultra-rápidas advindas de descargas atmosféricas diretas na subestação podem ser fatais para os equipamentos elétricos, podendo não ser possível a proteção por pára-raios ou centelhadores.

Redes de Distribuição e Equipamentos Associados

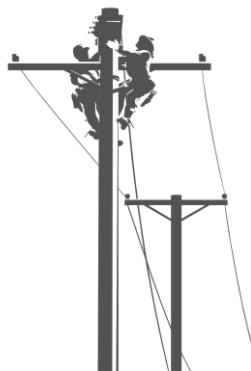
6.7 – Considerações Gerais

Uma considerável parcela dos defeitos que ocorrem nos sistemas de distribuição é causada pelas sobretensões de origem atmosférica, a outra pequena parcela restante tem relação com curtos circuitos, energização e desenergização de capacitores, corte brusco de corrente, etc.

Os transformadores do sistema de distribuição, assim como na transmissão, representam importante papel e possuem seus níveis de isolamento padronizados. Para a classe 15 kV a tensão suportável de impulso atmosférico normalizado é de 95 kVc, necessitando de proteção através de

dispositivos adequados normalmente fornecidos por fornecedores autorizados na estrutura de sua instalação ou adjacências. Distribuição de 60 Vidas Paulista concorda com as condições atmosféricas nas proximidades da rede.

Figura 6.7-1 Rede de Distribuição



Normalmente em redes de distribuição urbana, existe uma ligação de equipamento de 15 kV pelo menos a cada 200 metros (transformador, religador, capacitores, ligação de consumidor, etc.). Nestes pontos, a estrutura tem nível de isolamento da ordem de 100 kV pela existência de condutor de neutro, aterramento ou poste de concreto. Os para raios são instalados com base em critérios que levam em conta, dentre outros, a importância da instalação (hospital, etc.) e a distância dos demais pontos onde existem para raios (distantes 500 metros ou 150 metros). São critérios consagrados a nível nacional e procuram otimizar o uso desta técnica para o sistema de distribuição urbano.

Em redes de distribuição rural, os para raios são instalados em todos os transformadores e demais equipamentos dependendo de sua característica operacional (chave aberta, chave fechada, etc.). Em linhas e redes normalmente são instalados para raios a cada 3000 a 4000 metros de linha rural (tronco ou ramal) em pontos escolhidos cuidadosamente de baixa resistência de aterramento.

Com o advento de ferramentas de análise de transitórios e tecnologias de cálculos mais apurados é possível otimizar e melhorar a utilização de para raios no sistema de distribuição em redes novas ou existentes aumentando a sua confiabilidade.

7 – DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

7.1 – Necessidade de Proteção

A fim de limitar ou eliminar os efeitos das sobretensões que ocorrem nos sistemas são utilizados alguns métodos, tais como blindagem das linhas de transmissão e redes de distribuição através de cabos guarda (para raios) contra sobretensões de origem atmosférica; instalação de resistores de pré inserção em disjuntores de alta tensão contra sobretensões de manobra. Entretanto, na maioria dos casos existe, ainda, a necessidade de instalação de dispositivos de proteção que contribuem decisivamente para a confiabilidade do sistema elétrico e continuidade do fornecimento de energia elétrica.

Dentre os possíveis dispositivos utilizados atualmente para reduzir o efeito das sobretensões sobre os equipamentos instalados em redes elétricas, os para raios tem se mostrado como o mais efetivo, tendo com função principal limitar as sobretensões transitórias elevadas nos terminais dos equipamentos por ele protegidos a níveis pré-estabelecidos, de modo que o isolamento desses equipamentos não fique com as suas características afetadas após a ocorrência de uma sobretensão.

7.2 – Missão Principal

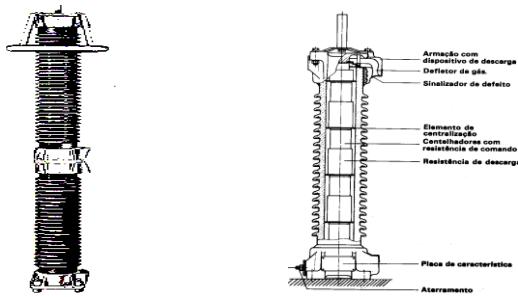
Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

Um dos objetivos primordiais dos dispositivos de proteção é limitar as tensões advindas de surtos internos ou externos, transferindo a consequente corrente de surto para a terra, salvaguardando assim a isolação dos equipamentos sob sua guarda.

Em regime de funcionamento normal estes dispositivos devem suportar continuamente a aplicação da tensão à freqüência industrial sem apresentar interferências sensíveis ao desempenho do Sistema Elétrico de Potência.

Os dispositivos de proteção devem ser adequados para suportarem a tensão de surto, enquanto estiver descarregando, bem como a tensão à freqüência industrial aplicada aos terminais. Também devem suportar, sem quaisquer danos, a descarga da corrente de surto tanto de alta magnitude como de longa duração.

Figura 7.2-1 Dispositivo de Proteção Tradicional – Para raios



Um dos dispositivos de proteção mais utilizados em sistemas elétricos contra sobretensões desde a década de 30 é o pára-raios que tem sido alvo de melhorias tecnológicas permanentes, tendo em vista sua missão peculiar de proteger equipamentos e instalações que tem seu custo elevado.

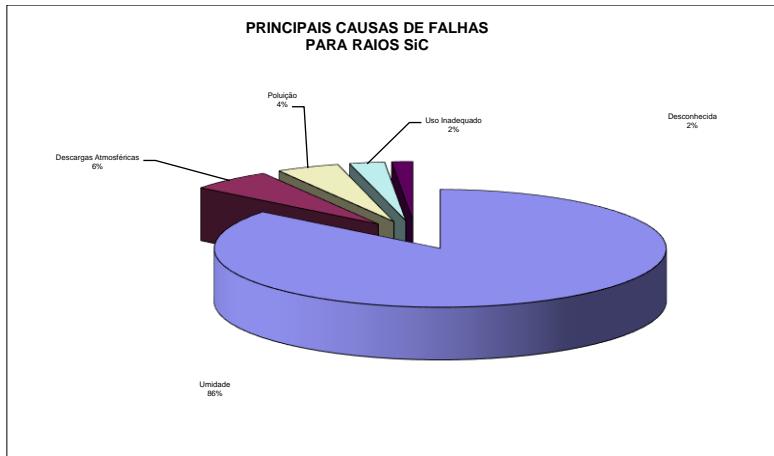
7.3 Evolução Tecnológica

Ao longo das décadas, os requisitos de confiabilidade, níveis de curto circuito e níveis de tensão foram evoluindo trazendo consigo exigências de proteção de sistemas elétricos cada vez mais eficazes. Os principais dispositivos de proteção passarem pela seguinte evolução até o presente:

- *Centelhadores, chifres ou gaps*
- *Para raios Tipo Expulsão*
- *Para raios de Carboneto de Silício - SiC*
- *Para raios de Carboneto de Silício – SiC / Sopro Magnético ou Gap Ativo*
- *Para raios de Óxido de Zinco – ZnO Sem Centelhador / Porcelana*
- *Para raios de Óxido de Zinco – ZnO Sem Centelhador / Polimérico*

De um estudo da Ontario Hydro do Canadá em 250 para raios de distribuição, as falhas principais relacionam-se a perda de estanqueidade. A analogia pode ser transferida para transmissão, pois a tecnologia aplicada na vedação (porcelana, parte interna) é similar.

Figura 7.3-1 Para raios / Principais Causas de Falhas para Estanqueidade de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_



Visando contornar a problemática de perda de estanqueidade de pára raios como causa direta ou indireta de mais de 80% das falhas, em meados da década de 80 surgiu a utilização de para raios com invólucros poliméricos, não tendo espaçamentos internos de ar, o que tem como objetivo principal reduzir a causa comum de falhas.

As demais vantagens têm relação ao peso reduzido, maior distância de escoamento, quando de problemas internos não fragmentação do corpo isolante, facilidades de transporte, manuseio e instalação, projeto e construção simples, vantagens quando sujeitos a atos de vandalismo e melhor capacidade de dissipação de calor. Porém, a sua especificação merece atenção especial devido a variedade de composições de polímeros disponíveis no mercado.

7.4 – Critérios de Escolha

A determinação das características, localização, quantidade e a necessidade de dispositivos de proteção em subestações são pontos imprescindíveis para uma coordenação de isolamento adequada.

Um grande número de fatores deve ser considerado na definição, determinação do número, localização e características dos dispositivos de proteção em uma subestação. Alguns dos mais importantes parâmetros necessários para escolha dos dispositivos de proteção são descritos abaixo.

LINHA DE TRANSMISSÃO

- Nível de isolamento
- Existência de cabos para-raios
- Configuração geométrica
- Número de linhas entrando na subestação
- Altura da linha
- Tensão operativa
- Material de estruturas
- Resistência de pé de torre
- Sistema de aterramento
- Desempenho da linha

SUBESTAÇÃO

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

- Nível de isolamento
- Importância da instalação
- Dimensões internas e externas
- Configuração interna
- Resistência da malha de terra
- Sistema de aterramento
- Existência de cabos para-raios ou hastes
- Tensão operativa

EQUIPAMENTOS

- Nível de isolamento
- Capacitância própria
- Tensão operativa

PÁRA – RAIOS

- Características protetivas
- Comprimento dos cabos de conexão
- Distância do disjuntor
- Distância do transformador

SURTOS DE TENSÃO E REGIÃO

- Magnitude
- Taxa de crescimento
- Velocidade de propagação
- Atenuação e distorção por efeito corona
- Distância de origem
- Nível ceráunico da região
- Probabilidades de disruptão
- Estatística da descarga

7.5 – Características Principais

As principais características dos para raios de óxido de zinco sem centelhador e com isolamento polimérico são descritas abaixo, as quais tem relação direta com a função a que se destina.

- Tensão nominal: Máxima tensão eficaz de freqüência industrial no qual é projetado para operar corretamente sob condições de sobretensões temporárias estabelecida nos ensaios de ciclo de operação.
- Tensão de operação contínua: Máxima tensão eficaz de freqüência industrial que pode ser aplicada continuamente aos terminais do para raios.
- Tensão de referência: Valor eficaz da tensão medida entre os terminais do para raios quando circula corrente de referência.
- Tensão suportável a frequência industrial x tempo: Máximos intervalos de tempo sob condições especificadas, para as quais a tensão de freqüência industrial correspondente pode ser aplicada aos para raios sem causar danos ou instabilidade térmica.

- Corrente de referência: Maior valor de crista de corrente da componente resistiva utilizada para determinar a tensão residual de sobrepressão de 60V para o para raios _conceituação_.
- Diagnóstico dos Deslindamentos em Linhas de Distribuição de 60 kV da CPFL Paulista
- Corrente de descarga nominal: Impulso de corrente de forma $8 \times 20 \mu\text{s}$ utilizado para classificar o para raios, representa descarga de impulso atmosférico.
- Corrente de elevada de curta duração ou íngreme: Impulso de corrente de forma $4 \times 10 \mu\text{s}$ suportável, que representa descargas nas proximidades dos para raios.
- Corrente de descarga de manobra: Valor de crista de impulso de corrente de manobra de forma $30 \times 100 \mu\text{s}$ suportável, que representa operações de manobra no sistema elétrico.
- Corrente de longa duração: Valor de crista de impulso retangular com tempos de subida e descida rápidos e valores praticamente constantes por um período especificado de $2000 \mu\text{s}$.
- Corrente de alívio de sobrepressão: Máxima corrente de falta que circula no interior do para raios e que provoca a atuação de seus dispositivos de alívio de sobrepressão, que representa o para raios com problemas internos, provocando uma falta.
- Corrente suportável sob falta: Máxima corrente de falta que circula no interior de um para raios, que não possui dispositivos de alívio de sobrepressão, que não provoca a fragmentação violenta do invólucro, que representa o para raios com problemas internos, provocando uma falta.
- Tensão residual para descarga de corrente nominal: Valor de crista da tensão que surge entre os terminais do para raios durante a passagem da corrente de descarga nominal.
- Tensão residual para descarga de corrente íngreme: Valor de crista da tensão que surge entre os terminais do para raios durante a passagem da corrente de descarga íngreme.
- Tensão residual para descarga de corrente de manobra: Valor de crista da tensão que surge entre os terminais do para raios durante a passagem da corrente de descarga de manobra.
- Capacidade de absorção de energia: Maior quantidade de energia $\text{kW} \times \text{seg.}$ em condições pré-estabelecidas, a que o para raios pode ser submetido sem que suas características sofram alterações significativas após retorno às condições normais de operação.

Figura 7.5-1 Para Raios SiC e ZnO / Dados Principais de Catálogo

DADOS NOMINAIS		CARACTERÍSTICAS DE PROTEÇÃO														
Tensão nominal	Tensão disruptiva sob frente de onda industrial (48 a 62 Hz)	Máxima tensão disruptiva para impulso de tensão		Máxima tensão residual para impulso de corrente $8/20 \mu\text{s}$			Maximum Continuous Operating Voltage (MCOV) kV rms	10 Second Voltage Rating kV	Maximum 0.5 μs (1) Discharge Voltage		Maximum Switching Surge Discharge Voltage (2)	Maximum Discharge Voltage using an $8 \times 20 \mu\text{s}$ Current Wave - kV				
		valor mínimo (eficaz)	(imp. 1.2/50 μs)	kV	kV	Gradiênte kV/ μs			kV (crista)	kV (crista)		5 kA	10 kA	20 kA	40 kA	
36	63	106	122	300	100	108	44	54	148	161	108	114	125	134	149	164
48	84	141	163	400	134	144	48	60	160	174	116	124	135	145	161	178
60	106	165	200	600	167	180	54	66	181	197	132	140	153	164	183	201
78	137	207	247	850	218	234	58	72	194	212	137	150	164	176	196	216
96	168	252	303	790	268	288	116	130	250	270	180	196	210	226	246	264
99	173	272	327	810	276	297	120	134	254	274	184	198	214	228	248	266
100	180	285	355	800	301	324	121	136	265	285	191	205	218	232	252	270
120	218	330	396	940	338	360	136	150	288	308	213	227	238	252	272	290
126	230	347	416	980	352	378	140	154	292	312	220	234	244	258	278	296
138	254	380	456	1030	385	414	144	158	306	326	224	238	248	262	282	300
141	260	402	478	1040	393	423	148	162	310	330	228	242	252	266	286	304
145	287	445	529	1100	435	468	152	166	324	344	234	248	258	272	292	310
155	309	460	570	1150	460	494	157	171	339	359	249	263	273	287	307	325
180	331	510	610	1170	502	540	166	180	356	376	256	270	280	294	314	332
183	337	530	620	1170	510	549	169	184	364	384	264	278	288	302	322	340
186	342	539	630	1180	519	568	173	188	368	388	268	282	292	306	326	344
199	365	574	671	1200	552	594	184	198	389	409	279	293	289	309	329	347
204	378	582	680	1200	569	612	188	202	393	413	283	297	307	327	347	365
210	386	626	726	1200	603	648	193	207	403	423	293	307	317	337	357	375

1) Tensão de trabalho máxima admisível nos terminais do para-raios conforme estabelecido a publicação n.º 99-1 IEC. Todos os valores intermediários são disponibilizados num escalonamento de 3 kV (obtém-se as características correspondentes por interpolação linear).

2) Gradiênte segundo publicação n.º 98-1 IEC.

8 – CONDIÇÕES LIMITES PARA UMA PROTEÇÃO ADEQUADA

Equipamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

8.1 – Margens de Proteção

Considerando que existe a necessidade de um fator de segurança entre os níveis de proteção dos para raios e níveis de isolamento de equipamentos protegidos devido a distâncias entre estes equipamentos, reflexões de ondas dentro das instalações, etc., bem como uma redução natural destes níveis ao longo dos anos, utiliza-se as denominadas margens de proteção para compensar estas peculiaridades (M1 – M2 – M3).

Definido como a relação entre as máximas tensões residuais dos para raios e o nível de isolamento correspondente do equipamento sob sua proteção, a margem de proteção proporcionada pelo para raios está relacionada aos quesitos técnico – econômicos, níveis de tensão e importância estratégica de um sistema elétrico.

Esta margem determina um fator de segurança que não deve ser inferior a uma porcentagem adequada (15%), devido as incertezas na determinação das sobretensões, o efeito distância ou desvios nas características do isolamento dos equipamentos e dos dispositivos de proteção ao longo do tempo.

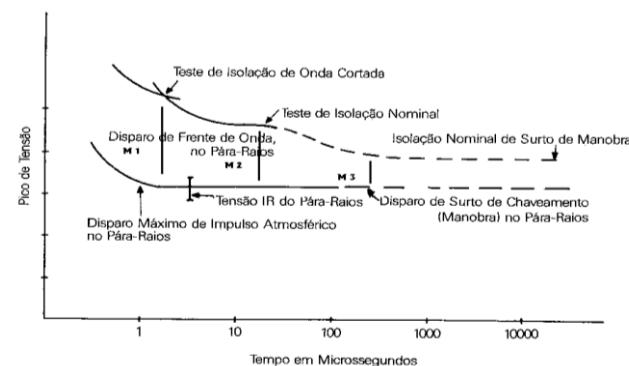
Tabela 8.1-1 Margens de Proteção Típicas

FAIXA DE TENSÃO ABNT/IEC	TENSÕES DO SISTEMA (kV)	SOBRETENSÕES ATMOSFÉRICAS	SOBRETENSÕES DE MANOBRA
A ou 1	1 até 36,2	20% a 40%	--
B ou 1	48 até 145	20% a 30%	--
C ou 2	Maior que 145	15% a 25%	15%

8.2 – Efeitos da Distância de Separação do Equipamento Protegido

Embora o efeito das ondas trafegantes seja desenvolver tensões cada vez mais elevadas em locais mais afastados do para raios, pode-se conseguir adequada proteção dos equipamentos em uma subestação ou em redes de distribuição mesmo que se admita uma certa distância de separação entre o para raios e o equipamento protegido.

Figura 8.2-1 Curva Margens de Proteção



A efetiva proteção de equipamentos da subestação é alcançada através do correto posicionamento dos dispositivos de proteção. Normalmente utiliza-se cabos guarda nas linhas de transmissão

chegando á subestação para evitar a ~~Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 60kV da CPFL Paulista e suas causas~~ Distribuição de 60kV da CPFL Paulista e suas causas

imediatamente nos barramentos e equipamentos da subestação, de forma que seja realizada a proteção mais próxima possível do transformador de potência e nas entradas de cada linha de transmissão, para proteção dos disjuntores de alta tensão e equipamentos de medição.

Isto deve-se ao fato de que ocorre uma elevação da sobretensão em relação a tensão do terminal do para raios, em virtude das características de propagação de surtos no interior da subestação (frente rápida, velocidade elevada) - as reflexões nos diversos pontos de descontinuidade dos barramentos (conexões entre barramentos, equipamentos, etc.) - as distâncias entre para raios e os equipamentos, podem fazer com que a tensão alcance níveis perigosos (além da suportabilidade do isolamento) em alguns pontos da subestação. Este fato deve ser evitado localizando-se para raios em locais apropriados, inclusive aumentando sua quantidade caso necessário.

Entretanto, existem casos em que devido a particularidade da subestação (tamanho, quantidade de linhas entrando, etc.) são providas de um jogo de para raios instalados em local estratégico entre o transformador de potência e o disjuntor de alta tensão, propiciando neste caso proteção a ambos os equipamentos e instalações simultaneamente em operação normal. Para o caso de abertura do disjuntor existe necessidade de proteção adicional para disjuntor aberto, que pode ser composta por mais um jogo de para raios na entrada de cada linha ou centelhadores adequadamente projetados e instalados.

O mesmo ocorre para subestações, que devido as suas características particulares, possuem para raios somente na entrada de linhas protegendo as instalações e equipamentos associados. Atenção especial neste caso deve ser dado para ampliações planejadas onde estudos adicionais devem ser levados a termo.

8.3 – Determinação de Sobretensões Desenvolvidas e/ou Distâncias Máximas

Os níveis de proteção dos para raios acrescidos da tensão a ser adicionada devido aos efeitos dos cabos de conexão e distâncias de separação entre para raios e o equipamento protegido estabelece as tensões impulsivas resultantes desenvolvidas nos terminais do equipamento protegido. Existem diferentes metodologias para se determinar estas tensões ou distâncias máximas de proteção.

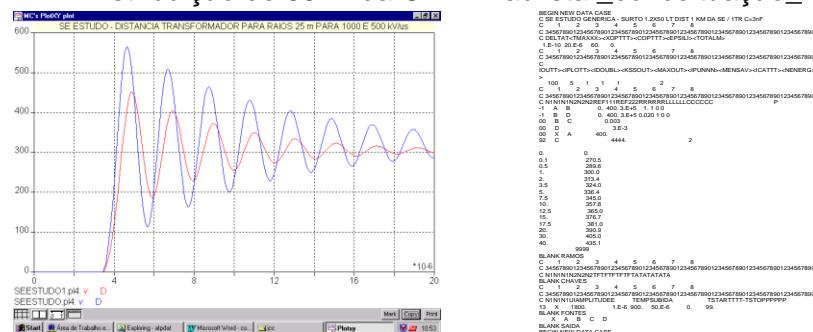
- ATP – Alternative Transients Program
- Metodologia normalizada
- Metodologia simplificada
- Metodologia modelo matemático
- Metodologia primitiva

ATP – Programa de Análise de Transitórios Eletromagnéticos (Alternative Transients Program)
Uma modelagem do sistema elétrico é elaborada, através de parâmetros de linhas de transmissão, subestações e equipamentos associados (transformador de potência, para raios, disjuntor de alta tensão, etc.), e fenômenos envolvidos na região das instalações em estudo (surtos de tensão, surtos de corrente, etc.).

Em seguida realiza-se uma análise do comportamento das tensões impulsivas nos terminais de equipamentos através da utilização destes programas digitais, que permite maior exatidão dos resultados obtidos, pois levam em conta todos os quesitos de propagação e reflexão de ondas viajantes dentro das instalações.

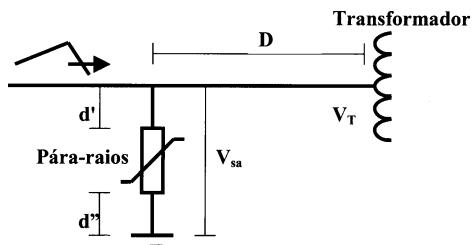
Com isso, é possível então conhecer as tensões e correntes desenvolvidas nos pontos principais de uma subestação por exemplo, buscando com estes resultados encontrar a melhor localização de para raios dentro da subestação de modo a proteger as instalações e equipamentos principais.

Figura 8.3-1 ATP – Resultados de Simulações (Pensando Desligamentos no Transformador) Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_



Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de

Figura 8.3-2 Distribuição de Tensão de CPFL Ponto Equivalente Simplificado



Metodologia Normalizada - Modelo Matemático

Os procedimentos e critérios para uso de metodologia simplificada, modelo matemático de determinação de distância de proteção máxima, que utiliza uma média de resultados de estudos e são válidos para distâncias menores do que 100 metros, incluída nos projetos de norma brasileira de coordenação de isolamento e pára raios de sistemas elétricos, os quais encontram-se em votação com publicação prevista para este ano.

$$D_2 < \frac{\{[0,385 * (v * Upr) / S] * [0,957 * Utr - Upr]\}}{[2,92 * Upr - 0,957 * Utr]}$$

Metodologia Simplificada – Primitiva

Algumas literaturas originadas nas décadas de 1950's a 1960's foram utilizadas como base para definições de sistemas elétricos de distribuição e transmissão, em uma época onde não haviam ferramentas computacionais. Trata-se de fenômeno de reflexão da primeira onda, considerados conservativos não levando em conta o efeito dos cabos de ligação / conexão, e, em caso de estudos mais aprofundados faz se necessário uso de ferramentas mais confiáveis.

$$Utr = Ures + [2 * (de / dt) * (D / 304,8)]$$

$$D_3 < \frac{(Utr - Ures) * 304,8}{2 * (de / dt)}$$

Onde:

de / dt – Taxa de crescimento da onda entrando na subestação 500 kV/ μ s com linhas providas de blindagem por cabo para raios ou 1000 kV/ μ s para linhas desprovidas de blindagem por cabo para raios.

Metodologia Simplificada – Transformadores de Distribuição

Devido ao nível de isolamento reduzido e o efeito dos comprimentos dos cabos de ligação / conexão do para raios até ao ponto de terra, bem como as distâncias entre o para raios e o transformador, as quais resultam em aumento da sobretensão aplicada aos terminais do equipamento, estas devem também ser levadas em consideração no projeto.

Para uma taxa de crescimento da ordem de 5 kA/ μ s ($de/dt = 1000 \text{ kV}/\mu\text{s}$; $Z_{surto} = 400\Omega$; $L = 1,3 \mu\text{H}/\text{m}$; comprimento dos cabos de ligação / conexão = 3 metros; $di/dt = 2 * 1000 / 400$, temos o valor do

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

aumento relativo ao cabo de conexão da ordem de 1000 kV/m, ou seja, 1000. Adicionado ao valor de tensão residual de Distribuição de 95 kV de CPFL Paulista a conexão é da ordem de 54 kVc que ainda deve ser somada a tensão referente a distância elétrica entre os terminais do para raios e os terminais do transformador.

Desta forma a distância máxima entre o transformador e o para raios é dada pela fórmula simplificada abaixo.

$$D_4 < \frac{304,8 * [(U_{tr} - U_{res}) - (L * d * 2 * de / dt) / Z_o]}{[2 * (de / dt)]}$$

Exemplo de Aplicação

Abaixo uma tabela contendo um exemplo de aplicação das várias fórmulas para apuração orientativa de distâncias máximas permitidas.

Tabela 8.3-1 Resultados de Cálculos das Distâncias Admitidas / Vários Critérios

Tipo de Instalação	NBI do Trafo kV	Velocidade Surtos m/ useg	Comprimento do cabo de conexão metros	Indutancia por metro do cabo de conexão uH/m	Indutancia real do cabo de conexão uH	Taxa Crescimento de Surtos kV / useg	Impedancia de Surto Ohms	Maxima Tensão de Operação Contínua kV	Tensão Residual kV
Subestação	550	300	7,6	1,3	9,88	1078	400	98	300
Subestação	550	300	7,6	1,3	9,88	500	400	98	300
Distribuição	95	300	3	1,3	3,9	1000	450	12	36
Distribuição	95	300	3	1,3	3,9	500	450	12	36

Taxa Crescimento Corrente Surtos kA / useg	Tensão no Cabo de Conexão kV	Tensão Total do Para raios kV	Distancia Maxima 1 metros	Distancia Maxima 2 metros	Distancia Maxima 3 metros	Distancia Maxima 4 metros	
5,39	53,25	353,25	12,19	13,71	12,07	12,26	
2,52	24,70	324,71	35,07	37,62	34,59	35,14	
4,44	17,33	53,33	3,10	3,73	3,40	3,45	
2,22	8,67	44,67	9,19	12,52	9,42	9,55	

9 – CONCLUSÕES

A coordenação de isolamento é um processo de correlação da suportabilidade dielétrica dos equipamentos elétricos com as sobretensões esperadas e as características dos equipamentos para proteção contra sobretensões das várias origens (temporárias, manobra, atmosféricas). Envolve a determinação das sobretensões a que estão submetidas as redes de distribuição, linhas de transmissão, subestações e equipamentos associados, bem como a seleção adequada das suportabilidades elétricas e distâncias de isolamento levando-se em conta os dispositivos de proteção disponíveis.

Dentre as várias partes deste processo, a partir de dados e documentos técnicos relativamente aos equipamentos (características, nível de isolamento, etc.), linhas de transmissão (configuração, desempenho, etc.), subestação (tensão operativa, distâncias elétricas, etc.) e dispositivos de proteção contra sobretensões (características de proteção, localização, etc.), surtos de tensão trafegantes, relacionadas a subestações, linhas, redes e equipamentos associados, temos a possibilidade de realizar simulações em programas computacionais de análise de transitórios eletromagnéticos (ATP, ATPDraw, EMTP) para se conhecer as condições de sobretensões em pontos importantes, provenientes de descargas atmosféricas trafegando nos sistemas de transmissão e distribuição.

Conclui-se que a determinação da melhor localização e quantidade de equipamentos de proteção necessários, em subestações, linhas de transmissão, e sistemas de distribuição é obtida com

Porém, alternativamente para se definir distâncias máximas permitidas entre os equipamentos de proteção e protegidos, de forma orientativa, para determinadas condições de contorno expostas anteriormente, é possível utilizar as fórmulas apresentados com maior ou menor precisão de acordo com parâmetros e abordagem adotada.

10 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS PRINCIPAIS

- Plano proposto para renovação de para raios de carboneto de silício de subestações – 2001 (*)
- Aspectos de coordenação de isolamento Subestação Taquaral (localização para raios) 2001 (*)
- Aspectos de coordenação de isolamento da Subestação Nuporanga – 2000 (*)
- Aspectos de coordenação de isolamento da Subestação Laranjeiras – 2000 (*)
- Para raios polimérico a óxido de zinco de 15 kV – 10 kA como reserva técnica do sistema de distribuição e pára raios religável de alta tensão como reserva técnica para subestação móvel – 2000 (*)
- Uma nova abordagem para alavancar e priorizar soluções de engenharia – 1999 (*)
- Pontos de atenção em linhas de transmissão – 1999 (***)
- Sobretensões e proteção de cabos subterrâneos – 1999 (*)
- Análise e parecer técnico - plano de ação para solução das ocorrências na SE Catú – 1998 (*)
- Análise e posicionamento sobre a relocação do pára raios do religador do alimentador da subestação para o primeiro poste – 1998 (*)
- Usiminas – Estudos de coordenação de isolamento da subestação da aciaria dois – 1998 (*)
- Procedimentos e Critérios de Aplicação ATP
- Aspectos de coordenação de isolamento da S/E Jardim Paulista lado de 69kV – 1996 (*)
- Premissas Básicas de Projetos de Subestações – 1995 (*)
- A Experiência da CPFL na Utilização Centelhadores em Subestações – 1994 (*)
- Faltas Envolventes – 1993 (*)
- Linhas de Transmissão / Viabilidade de Instalação de Cabos Para raios – 1993 (***)
- Contador de Descargas em Pára - Raios – Importância Estratégica – 1993 (*)
- Aspectos de Coordenação de Isolamento de Subestações 138kV novo padrão concreto (localização e quantidade de pára-raios) – 1993 (*)
- Aspectos de Coordenação de Isolamento na Usina e S/E Eloy Chaves – 1993 (*)
- NBR 5356 – Transformadores de Potência / Especificação – 1993
- NBR 5308 – Transformadores de Potência / Método de Ensaios - 1993
- Distâncias de Proteção – Pára - Raios /Autotransformador Subestação Mirassol – 1992 (*)
- Centelhadores – Proteção de entrada de linha nas Subestações CPFL – 1992 (*)
- Utilização de centelhadores nas Buchas de Alta Tensão de Transformadores de Potência CPFL – 1992 (*)
- Transferência de Surto em Transformadores de Potência – 1992 (*)
- Considerações sobre o fator de aterramento de um Sistema Elétrico de Potência – 1992 (manuscrito/83) (*)
- Influência da umidade e densidade do ar nos centelhadores de subestações – 1992 (*)
- Coordenação Isolamento, Sobretensões, Pára-raios, Disjuntores – 1992 (****)
- NBR 6939 – Coordenação de Isolamento Procedimentos – 1987 (em revisão)
- Sobre a conveniência de instalação de dois jogos de pára-raios nas subestações da CPFL – 1984 (*)
- Pára-raios / Análise de Principais Causas de Falhas e seus Anexos 1984 (*)
- Manual de Engenharia Elétrica Siemens - Volume 2 - 1984
- Determinação dos impactos técnicos causados pela instalação de pára-raios de alta tensão do transformador de potência da Subestação Campinas – Centro – 1984 (*)
- NBR 5424 – Pára raios para Sistemas de Potência – 1984 (em revisão)
- Distância máxima, técnica e segura, entre disjuntor pára-raios e transformador pára-raios da subestação – 1983 (*)

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

- Fabricação e ensaios de pára-raios de Diagnóstico dos Desenvolvimentos em Linhas de Distribuição de 69 kV da CPFL Basílica – conceituação_
- Pára-raios destinados à Subestações da CPFL – 1983 (*)
- Centelhadores destinados à Subestações da CPFL – 1983 (*)
- Electrical Transients in Power Systems – Allan Greenwood - 1971
- Transmission and Distribution Reference Book - Westinghouse Electric Corporation - 1950

Autores dos Estudos Técnicos:

(*) – João Carlos Carneiro

(**) – João Carlos Carneiro e Marco Antônio Gouvêa

(***) – Edivaldo José de Souza Ribeiro e Tiago de Mattos Queiroz

(****) – João Carlos Carneiro e Enéas Bittencourt Pinto

/

**ANEXO 2 – LISTAGEM DOS ÍNDICES DE DESLIGAMENTOS SIMULADOS
EM SISTEMAS ELÉTRICOS COM SEMPREM PARA RAÍZES ZN NA LINHA**

Torre	Condutor	RAT(Ω)	Rho(Ωm)	ZnO(nº)	Vão(m)	Torre	Cond.	RAT	Rho	ZnO	Vão		
	Deslig.					A	Penguin	30	5000	3	100	1,02	
A	Penguin	10	200	0	100	68,87	A	Penguin	30	5000	3	150	0,9
A	Penguin	10	200	0	150	67,39	A	Penguin	30	5000	3	200	0,39
A	Penguin	10	200	0	200	65,37	A	Penguin	50	200	0	100	68,87
A	Penguin	10	200	1	100	4,3	A	Penguin	50	200	0	150	67,39
A	Penguin	10	200	1	150	5,71	A	Penguin	50	200	0	200	65,37
A	Penguin	10	200	1	200	6,69	A	Penguin	50	200	1	100	48,35
A	Penguin	10	200	2	100	1,08	A	Penguin	50	200	1	150	53,79
A	Penguin	10	200	2	150	1,65	A	Penguin	50	200	1	200	55,57
A	Penguin	10	200	2	200	2,13	A	Penguin	50	200	2	100	31,49
A	Penguin	10	200	3	100	0,48	A	Penguin	50	200	2	150	39,11
A	Penguin	10	200	3	150	0,5	A	Penguin	50	200	2	200	43,26
A	Penguin	10	200	3	200	0,57	A	Penguin	50	200	3	100	0,73
A	Penguin	10	1000	0	100	68,87	A	Penguin	50	200	3	150	0,15
A	Penguin	10	1000	0	150	67,39	A	Penguin	50	200	3	200	0,25
A	Penguin	10	1000	0	200	65,37	A	Penguin	50	1000	0	100	68,87
A	Penguin	10	1000	1	100	3,3	A	Penguin	50	1000	0	150	67,39
A	Penguin	10	1000	1	150	4,5	A	Penguin	50	1000	0	200	65,37
A	Penguin	10	1000	1	200	5,34	A	Penguin	50	1000	1	100	46,16
A	Penguin	10	1000	2	100	0,7	A	Penguin	50	1000	1	150	51,86
A	Penguin	10	1000	2	150	0,99	A	Penguin	50	1000	1	200	54,27
A	Penguin	10	1000	2	200	1,35	A	Penguin	50	1000	2	100	27,16
A	Penguin	10	1000	3	100	0,39	A	Penguin	50	1000	2	150	35,16
A	Penguin	10	1000	3	150	0,48	A	Penguin	50	1000	2	200	40,1
A	Penguin	10	1000	3	200	0,6	A	Penguin	50	1000	3	100	0,74
A	Penguin	10	5000	0	100	68,87	A	Penguin	50	1000	3	150	0,15
A	Penguin	10	5000	0	150	67,39	A	Penguin	50	1000	3	200	0,27
A	Penguin	10	5000	0	200	65,37	A	Penguin	50	5000	0	100	68,87
A	Penguin	10	5000	1	100	2,46	A	Penguin	50	5000	0	150	67,39
A	Penguin	10	5000	1	150	3,55	A	Penguin	50	5000	0	200	65,37
A	Penguin	10	5000	1	200	4,23	A	Penguin	50	5000	1	100	43,94
A	Penguin	10	5000	2	100	0,44	A	Penguin	50	5000	1	150	49,85
A	Penguin	10	5000	2	150	0,77	A	Penguin	50	5000	1	200	52,75
A	Penguin	10	5000	2	200	1,05	A	Penguin	50	5000	2	100	24,44
A	Penguin	10	5000	3	100	0,27	A	Penguin	50	5000	2	150	32,3
A	Penguin	10	5000	3	150	0,58	A	Penguin	50	5000	2	200	37,63
A	Penguin	10	5000	3	200	0,66	A	Penguin	50	5000	3	100	0,65
A	Penguin	30	200	0	100	68,87	A	Penguin	50	5000	3	150	0,17
A	Penguin	30	200	0	150	67,39	A	Penguin	50	5000	3	200	0,29
A	Penguin	30	200	0	200	65,37	A	Penguin	100	200	0	100	68,87
A	Penguin	30	200	1	100	31,72	A	Penguin	100	200	0	150	67,39
A	Penguin	30	200	1	150	37,94	A	Penguin	100	200	0	200	65,37
A	Penguin	30	200	1	200	41,15	A	Penguin	100	200	1	100	61,21
A	Penguin	30	200	2	100	16,25	A	Penguin	100	200	1	150	62
A	Penguin	30	200	2	150	22	A	Penguin	100	200	1	200	61,11
A	Penguin	30	200	2	200	25,92	A	Penguin	100	200	2	100	51,42
A	Penguin	30	200	3	100	0,91	A	Penguin	100	200	2	150	56,7
A	Penguin	30	200	3	150	1,02	A	Penguin	100	200	2	200	57,53
A	Penguin	30	200	3	200	0,56	A	Penguin	100	200	3	100	0,13
A	Penguin	30	1000	0	100	68,87	A	Penguin	100	200	3	150	0,08
A	Penguin	30	1000	0	150	67,39	A	Penguin	100	200	3	200	0,13
A	Penguin	30	1000	0	200	65,37	A	Penguin	100	1000	0	100	68,87
A	Penguin	30	1000	1	100	28,71	A	Penguin	100	1000	0	150	67,39
A	Penguin	30	1000	1	150	34,95	A	Penguin	100	1000	0	200	65,37
A	Penguin	30	1000	1	200	38,51	A	Penguin	100	1000	1	100	60,59
A	Penguin	30	1000	2	100	12,68	A	Penguin	100	1000	1	150	61,66
A	Penguin	30	1000	2	150	18,03	A	Penguin	100	1000	1	200	60,9
A	Penguin	30	1000	2	200	22,25	A	Penguin	100	1000	2	100	48,2
A	Penguin	30	1000	3	100	1	A	Penguin	100	1000	2	150	54,81
A	Penguin	30	1000	3	150	0,85	A	Penguin	100	1000	2	200	56,67
A	Penguin	30	1000	3	200	0,43	A	Penguin	100	1000	3	100	0,01
A	Penguin	30	5000	0	100	68,87	A	Penguin	100	1000	3	150	0,09
A	Penguin	30	5000	0	150	67,39	A	Penguin	100	1000	3	200	0,15
A	Penguin	30	5000	0	200	65,37	A	Penguin	100	5000	0	100	68,87
A	Penguin	30	5000	1	100	26,11	A	Penguin	100	5000	0	150	67,39
A	Penguin	30	5000	1	150	32,23	A	Penguin	100	5000	0	200	65,37
A	Penguin	30	5000	1	200	36,01	A	Penguin	100	5000	1	100	59,94
A	Penguin	30	5000	2	100	10,55	A	Penguin	100	5000	1	150	61,32
A	Penguin	30	5000	2	150	15,44	A	Penguin	100	5000	1	200	60,62
A	Penguin	30	5000	2	200	19,45							

**Relatório Técnico
Linhas de Transmissão**

Torre	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação	Deslig.	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação	Deslig.
A	Penguin	100	5000	2	100	46,07	A	Penguin	200	5000	—	2	200	60,78
A	Penguin	100	5000	2	150	53,34	A	Penguin	200	5000	3	100	0	0
A	Penguin	100	5000	2	200	55,85	A	Penguin	200	5000	3	150	0,04	0,04
A	Penguin	100	5000	3	100	0,01	A	Penguin	200	5000	3	200	0,09	0,09
A	Penguin	100	5000	3	150	0,1	AP-1	Penguin	10	200	0	100	74,63	74,63
A	Penguin	100	5000	3	200	0,17	AP-1	Penguin	10	200	0	150	73,27	73,27
A	Penguin	150	200	0	100	68,87	AP-1	Penguin	10	200	0	200	71,4	71,4
A	Penguin	150	200	0	150	67,39	AP-1	Penguin	10	200	1	100	68,09	68,09
A	Penguin	150	200	0	200	65,37	AP-1	Penguin	10	200	1	150	68,41	68,41
A	Penguin	150	200	1	100	63,76	AP-1	Penguin	10	200	1	200	67,05	67,05
A	Penguin	150	200	1	150	63,79	AP-1	Penguin	10	200	2	100	61,85	61,85
A	Penguin	150	200	1	200	62,63	AP-1	Penguin	10	200	2	150	63,71	63,71
A	Penguin	150	200	2	100	58,77	AP-1	Penguin	10	200	2	200	62,9	62,9
A	Penguin	150	200	2	150	60,61	AP-1	Penguin	10	200	3	100	61,86	61,86
A	Penguin	150	200	2	200	60,14	AP-1	Penguin	10	200	3	150	63,71	63,71
A	Penguin	150	200	3	100	0	AP-1	Penguin	10	200	3	200	62,91	62,91
A	Penguin	150	200	3	150	0,05	AP-1	Penguin	10	1000	0	100	74,63	74,63
A	Penguin	150	200	3	200	0,09	AP-1	Penguin	10	1000	0	150	73,27	73,27
A	Penguin	150	1000	0	100	68,87	AP-1	Penguin	10	1000	0	200	71,4	71,4
A	Penguin	150	1000	0	150	67,39	AP-1	Penguin	10	1000	1	100	68,55	68,55
A	Penguin	150	1000	0	200	65,37	AP-1	Penguin	10	1000	1	150	68,6	68,6
A	Penguin	150	1000	1	100	63,46	AP-1	Penguin	10	1000	1	200	67,18	67,18
A	Penguin	150	1000	1	150	63,57	AP-1	Penguin	10	1000	2	100	62,54	62,54
A	Penguin	150	1000	1	200	62,47	AP-1	Penguin	10	1000	2	150	63,99	63,99
A	Penguin	150	1000	2	100	57,22	AP-1	Penguin	10	1000	2	200	63,09	63,09
A	Penguin	150	1000	2	150	59,86	AP-1	Penguin	10	1000	3	100	62,54	62,54
A	Penguin	150	1000	2	200	59,72	AP-1	Penguin	10	1000	3	150	63,99	63,99
A	Penguin	150	1000	3	100	0	AP-1	Penguin	10	1000	3	200	63,09	63,09
A	Penguin	150	1000	3	150	0,05	AP-1	Penguin	10	5000	0	100	74,63	74,63
A	Penguin	150	1000	3	200	0,1	AP-1	Penguin	10	5000	0	150	73,27	73,27
A	Penguin	150	5000	0	100	68,87	AP-1	Penguin	10	5000	0	200	71,4	71,4
A	Penguin	150	5000	0	150	67,39	AP-1	Penguin	10	5000	1	100	68,92	68,92
A	Penguin	150	5000	0	200	65,37	AP-1	Penguin	10	5000	1	150	68,72	68,72
A	Penguin	150	5000	1	100	63,17	AP-1	Penguin	10	5000	1	200	67,24	67,24
A	Penguin	150	5000	1	150	63,34	AP-1	Penguin	10	5000	2	100	63,2	63,2
A	Penguin	150	5000	1	200	62,31	AP-1	Penguin	10	5000	2	150	64,23	64,23
A	Penguin	150	5000	2	100	55,91	AP-1	Penguin	10	5000	2	200	63,24	63,24
A	Penguin	150	5000	2	150	59,3	AP-1	Penguin	10	5000	3	100	63,2	63,2
A	Penguin	150	5000	2	200	59,45	AP-1	Penguin	10	5000	3	150	64,23	64,23
A	Penguin	150	5000	3	100	0	AP-1	Penguin	10	5000	3	200	63,24	63,24
A	Penguin	150	5000	3	150	0,06	AP-1	Penguin	30	200	0	100	74,63	74,63
A	Penguin	150	5000	3	200	0,11	AP-1	Penguin	30	200	0	150	73,27	73,27
A	Penguin	200	200	0	100	68,87	AP-1	Penguin	30	200	0	200	71,4	71,4
A	Penguin	200	200	0	150	67,39	AP-1	Penguin	30	200	1	100	68,81	68,81
A	Penguin	200	200	0	200	65,37	AP-1	Penguin	30	200	1	150	68,92	68,92
A	Penguin	200	200	1	100	64,95	AP-1	Penguin	30	200	1	200	67,75	67,75
A	Penguin	200	200	1	150	64,7	AP-1	Penguin	30	200	2	100	57,69	57,69
A	Penguin	200	200	1	200	63,33	AP-1	Penguin	30	200	2	150	61,35	61,35
A	Penguin	200	200	2	100	61,44	AP-1	Penguin	30	200	2	200	61,99	61,99
A	Penguin	200	200	2	150	62,12	AP-1	Penguin	30	200	3	100	52,48	52,48
A	Penguin	200	200	2	200	61,22	AP-1	Penguin	30	200	3	150	57,12	57,12
A	Penguin	200	200	3	100	0	AP-1	Penguin	30	200	3	200	58,87	58,87
A	Penguin	200	200	3	150	0,02	AP-1	Penguin	30	1000	0	100	74,63	74,63
A	Penguin	200	200	3	200	0,06	AP-1	Penguin	30	1000	0	150	73,27	73,27
A	Penguin	200	1000	0	100	68,87	AP-1	Penguin	30	1000	0	200	71,4	71,4
A	Penguin	200	1000	0	150	67,39	AP-1	Penguin	30	1000	1	100	67,2	67,2
A	Penguin	200	1000	0	200	65,37	AP-1	Penguin	30	1000	1	150	67,98	67,98
A	Penguin	200	1000	1	100	64,71	AP-1	Penguin	30	1000	1	200	67,13	67,13
A	Penguin	200	1000	1	150	64,54	AP-1	Penguin	30	1000	2	100	54,36	54,36
A	Penguin	200	1000	1	200	63,24	AP-1	Penguin	30	1000	2	150	58,93	58,93
A	Penguin	200	1000	2	100	60,53	AP-1	Penguin	30	1000	2	200	60,36	60,36
A	Penguin	200	1000	2	150	61,68	AP-1	Penguin	30	1000	3	100	53,31	53,31
A	Penguin	200	1000	2	200	60,92	AP-1	Penguin	30	1000	3	150	57,86	57,86
A	Penguin	200	1000	3	100	0	AP-1	Penguin	30	1000	3	200	59,42	59,42
A	Penguin	200	1000	3	150	0,03	AP-1	Penguin	30	5000	0	100	74,63	74,63
A	Penguin	200	1000	3	200	0,08	AP-1	Penguin	30	5000	0	150	73,27	73,27
A	Penguin	200	5000	0	100	68,87	AP-1	Penguin	30	5000	0	200	71,4	71,4
A	Penguin	200	5000	0	150	67,39	AP-1	Penguin	30	5000	1	100	66,08	66,08
A	Penguin	200	5000	0	200	65,37	AP-1	Penguin	30	5000	1	150	67,36	67,36
A	Penguin	200	5000	1	100	64,5	AP-1	Penguin	30	5000	1	200	66,68	66,68
A	Penguin	200	5000	1	150	64,41	AP-1	Penguin	30	5000	2	100	53,87	53,87
A	Penguin	200	5000	1	200	63,15	AP-1	Penguin	30	5000	2	150	58,31	58,31
A	Penguin	200	5000	2	100	59,91	AP-1	Penguin	30	5000	2	200	59,98	59,98
A	Penguin	200	5000	2	150	61,38	AP-1	Penguin	30	5000	3	100	54,23	54,23

**Relatório Técnico
Linhas de Transmissão**

Torre	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Transmissão	Deslig.	Penguin	150	200	0	100	74,63	
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação														
AP-1	Penguin	30	5000	3	150	58,56	AP-1	Penguin	150	200	0	150	73,27	
AP-1	Penguin	30	5000	3	200	59,97	AP-1	Penguin	150	200	0	200	71,4	
AP-1	Penguin	50	200	0	100	74,63	AP-1	Penguin	150	200	1	100	73,63	
AP-1	Penguin	50	200	0	150	73,27	AP-1	Penguin	150	200	1	150	72,57	
AP-1	Penguin	50	200	0	200	71,4	AP-1	Penguin	150	200	2	100	71,84	
AP-1	Penguin	50	200	1	100	71,55	AP-1	Penguin	150	200	2	150	71,35	
AP-1	Penguin	50	200	1	150	70,93	AP-1	Penguin	150	200	3	100	43,85	
AP-1	Penguin	50	200	1	200	69,46	AP-1	Penguin	150	200	3	150	49,38	
AP-1	Penguin	50	200	2	100	66,33	AP-1	Penguin	150	200	2	200	69,94	
AP-1	Penguin	50	200	2	150	67,12	AP-1	Penguin	150	200	3	100	74,63	
AP-1	Penguin	50	200	2	200	66,31	AP-1	Penguin	150	200	3	150	73,27	
AP-1	Penguin	50	200	3	100	48,41	AP-1	Penguin	150	200	3	200	51,67	
AP-1	Penguin	50	200	3	150	53,85	AP-1	Penguin	150	1000	0	100	74,63	
AP-1	Penguin	50	200	3	200	56,05	AP-1	Penguin	150	1000	0	150	73,27	
AP-1	Penguin	50	1000	0	100	74,63	AP-1	Penguin	150	1000	0	200	71,4	
AP-1	Penguin	50	1000	0	150	73,27	AP-1	Penguin	150	1000	1	100	73,5	
AP-1	Penguin	50	1000	0	200	71,4	AP-1	Penguin	150	1000	1	150	72,49	
AP-1	Penguin	50	1000	1	100	71,11	AP-1	Penguin	150	1000	1	200	70,82	
AP-1	Penguin	50	1000	1	150	70,57	AP-1	Penguin	150	1000	2	100	71,49	
AP-1	Penguin	50	1000	1	200	69,21	AP-1	Penguin	150	1000	2	150	71,09	
AP-1	Penguin	50	1000	2	100	64,87	AP-1	Penguin	150	1000	2	200	69,76	
AP-1	Penguin	50	1000	2	150	66,11	AP-1	Penguin	150	1000	3	100	43,93	
AP-1	Penguin	50	1000	2	200	65,61	AP-1	Penguin	150	1000	3	150	49,65	
AP-1	Penguin	50	1000	3	100	48,97	AP-1	Penguin	150	1000	3	200	52,12	
AP-1	Penguin	50	1000	3	150	54,38	AP-1	Penguin	150	5000	0	100	74,63	
AP-1	Penguin	50	1000	3	200	56,66	AP-1	Penguin	150	5000	0	150	73,27	
AP-1	Penguin	50	5000	0	100	74,63	AP-1	Penguin	150	5000	0	200	71,4	
AP-1	Penguin	50	5000	0	150	73,27	AP-1	Penguin	150	5000	1	100	73,43	
AP-1	Penguin	50	5000	0	200	71,4	AP-1	Penguin	150	5000	1	150	72,44	
AP-1	Penguin	50	5000	1	100	70,73	AP-1	Penguin	150	5000	1	200	70,78	
AP-1	Penguin	50	5000	1	150	70,31	AP-1	Penguin	150	5000	2	100	71,2	
AP-1	Penguin	50	5000	1	200	68,99	AP-1	Penguin	150	5000	2	150	70,92	
AP-1	Penguin	50	5000	2	100	63,65	AP-1	Penguin	150	5000	2	200	69,64	
AP-1	Penguin	50	5000	2	150	65,35	AP-1	Penguin	150	5000	3	100	44,21	
AP-1	Penguin	50	5000	2	200	65,09	AP-1	Penguin	150	5000	3	150	50,04	
AP-1	Penguin	50	5000	3	100	49,64	AP-1	Penguin	150	5000	3	200	52,52	
AP-1	Penguin	50	5000	3	150	54,9	AP-1	Penguin	200	200	0	100	74,63	
AP-1	Penguin	50	5000	3	200	57,22	AP-1	Penguin	200	200	0	150	73,27	
AP-1	Penguin	100	200	0	100	74,63	AP-1	Penguin	200	200	0	200	71,4	
AP-1	Penguin	100	200	0	150	73,27	AP-1	Penguin	200	200	1	100	73,88	
AP-1	Penguin	100	200	0	200	71,4	AP-1	Penguin	200	200	1	150	72,77	
AP-1	Penguin	100	200	1	100	73,16	AP-1	Penguin	200	200	1	200	71,02	
AP-1	Penguin	100	200	1	150	72,19	AP-1	Penguin	200	200	2	100	72,53	
AP-1	Penguin	100	200	1	200	70,53	AP-1	Penguin	200	200	2	150	71,88	
AP-1	Penguin	100	200	2	100	70,45	AP-1	Penguin	200	200	2	200	70,36	
AP-1	Penguin	100	200	2	150	70,33	AP-1	Penguin	200	200	3	100	43,43	
AP-1	Penguin	100	200	2	200	69,08	AP-1	Penguin	200	200	3	150	48,77	
AP-1	Penguin	100	200	3	100	44,88	AP-1	Penguin	200	200	3	200	50,96	
AP-1	Penguin	100	200	3	150	50,57	AP-1	Penguin	200	1000	0	100	74,63	
AP-1	Penguin	100	200	3	200	52,99	AP-1	Penguin	200	1000	0	150	73,27	
AP-1	Penguin	100	1000	0	100	74,63	AP-1	Penguin	200	1000	0	200	71,4	
AP-1	Penguin	100	1000	0	150	73,27	AP-1	Penguin	200	1000	1	100	73,79	
AP-1	Penguin	100	1000	0	200	71,4	AP-1	Penguin	200	1000	1	150	72,72	
AP-1	Penguin	100	1000	1	100	72,92	AP-1	Penguin	200	1000	1	200	70,99	
AP-1	Penguin	100	1000	1	150	72,06	AP-1	Penguin	200	1000	2	100	72,25	
AP-1	Penguin	100	1000	1	200	70,44	AP-1	Penguin	200	1000	2	150	71,64	
AP-1	Penguin	100	1000	2	100	69,89	AP-1	Penguin	200	1000	2	200	70,25	
AP-1	Penguin	100	1000	2	150	69,89	AP-1	Penguin	200	1000	3	100	43,37	
AP-1	Penguin	100	1000	2	200	68,78	AP-1	Penguin	200	1000	3	150	48,97	
AP-1	Penguin	100	1000	3	100	45,13	AP-1	Penguin	200	1000	3	200	51,34	
AP-1	Penguin	100	1000	3	150	50,95	AP-1	Penguin	200	5000	0	100	74,63	
AP-1	Penguin	100	1000	3	200	53,39	AP-1	Penguin	200	5000	0	150	73,27	
AP-1	Penguin	100	5000	0	100	74,63	AP-1	Penguin	200	5000	0	200	71,4	
AP-1	Penguin	100	5000	0	150	73,27	AP-1	Penguin	200	5000	1	100	73,72	
AP-1	Penguin	100	5000	0	200	71,4	AP-1	Penguin	200	5000	1	150	72,68	
AP-1	Penguin	100	5000	1	100	72,79	AP-1	Penguin	200	5000	1	200	70,97	
AP-1	Penguin	100	5000	1	150	71,97	AP-1	Penguin	200	5000	2	100	72,07	
AP-1	Penguin	100	5000	1	200	70,38	AP-1	Penguin	200	5000	2	150	71,54	
AP-1	Penguin	100	5000	2	100	69,53	AP-1	Penguin	200	5000	2	200	70,16	
AP-1	Penguin	100	5000	2	150	69,62	AP-1	Penguin	200	5000	3	100	43,62	
AP-1	Penguin	100	5000	2	200	68,59	AP-1	Penguin	200	5000	3	150	49,27	
AP-1	Penguin	100	5000	3	100	45,58	AP-1	Penguin	200	5000	3	200	51,71	
AP-1	Penguin	100	5000	3	150	51,42	D-1	Linnet	10	200	0	250	1,35	
AP-1	Penguin	100	5000	3	200	53,87	D-1	Hawk	10	200	0	250	1,35	

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Torre	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação		
D-1	Deslig.	Drake	10	200	0	250	1,55	D-1	Hawk	10	5000	0	300	0,71
D-1	Deslig.	Drake	10	200	0	300	1,62	D-1	Drake	10	5000	0	300	0,72
D-1	Linnet	10	200	0	300	1,62	D-1	Hawk	10	5000	0	350	0,85	
D-1	Hawk	10	200	0	300	1,62	D-1	Drake	10	5000	0	350	0,85	
D-1	Linnet	10	200	0	350	1,92	D-1	Linnet	10	5000	0	350	0,85	
D-1	Hawk	10	200	0	350	1,93	D-1	Hawk	10	5000	1	250	0,45	
D-1	Drake	10	200	0	350	1,93	D-1	Linnet	10	5000	1	250	0,45	
D-1	Drake	10	200	1	250	0,77	D-1	Drake	10	5000	1	250	0,45	
D-1	Linnet	10	200	1	250	0,79	D-1	Drake	10	5000	1	300	0,46	
D-1	Hawk	10	200	1	250	0,79	D-1	Hawk	10	5000	1	300	0,47	
D-1	Drake	10	200	1	300	0,9	D-1	Linnet	10	5000	1	300	0,47	
D-1	Hawk	10	200	1	300	0,91	D-1	Hawk	10	5000	1	350	0,46	
D-1	Linnet	10	200	1	300	0,92	D-1	Drake	10	5000	1	350	0,46	
D-1	Drake	10	200	1	350	1,09	D-1	Linnet	10	5000	1	350	0,47	
D-1	Hawk	10	200	1	350	1,1	D-1	Hawk	10	5000	2	250	0,39	
D-1	Linnet	10	200	1	350	1,11	D-1	Drake	10	5000	2	250	0,39	
D-1	Drake	10	200	2	250	0,55	D-1	Linnet	10	5000	2	250	0,4	
D-1	Linnet	10	200	2	250	0,57	D-1	Drake	10	5000	2	300	0,38	
D-1	Hawk	10	200	2	250	0,57	D-1	Linnet	10	5000	2	300	0,39	
D-1	Drake	10	200	2	300	0,65	D-1	Hawk	10	5000	2	300	0,39	
D-1	Linnet	10	200	2	300	0,67	D-1	Drake	10	5000	2	350	0,37	
D-1	Hawk	10	200	2	300	0,67	D-1	Hawk	10	5000	2	350	0,37	
D-1	Drake	10	200	2	350	0,78	D-1	Linnet	10	5000	2	350	0,38	
D-1	Hawk	10	200	2	350	0,79	D-1	Drake	10	5000	3	250	0,14	
D-1	Linnet	10	200	2	350	0,8	D-1	Hawk	10	5000	3	250	0,14	
D-1	Drake	10	200	3	250	0,33	D-1	Linnet	10	5000	3	250	0,15	
D-1	Hawk	10	200	3	250	0,34	D-1	Drake	10	5000	3	300	0,19	
D-1	Linnet	10	200	3	250	0,34	D-1	Hawk	10	5000	3	300	0,2	
D-1	Drake	10	200	3	300	0,42	D-1	Linnet	10	5000	3	300	0,21	
D-1	Hawk	10	200	3	300	0,43	D-1	Drake	10	5000	3	350	0,21	
D-1	Linnet	10	200	3	300	0,44	D-1	Hawk	10	5000	3	350	0,22	
D-1	Drake	10	200	3	350	0,56	D-1	Linnet	10	5000	3	350	0,22	
D-1	Hawk	10	200	3	350	0,57	D-1	Linnet	30	200	0	250	18,04	
D-1	Linnet	10	200	3	350	0,58	D-1	Hawk	30	200	0	250	18,04	
D-1	Drake	10	1000	0	250	0,82	D-1	Drake	30	200	0	250	18,07	
D-1	Hawk	10	1000	0	250	0,82	D-1	Linnet	30	200	0	300	21,1	
D-1	Linnet	10	1000	0	250	0,82	D-1	Hawk	30	200	0	300	21,1	
D-1	Hawk	10	1000	0	300	0,97	D-1	Drake	30	200	0	300	21,16	
D-1	Drake	10	1000	0	300	0,97	D-1	Linnet	30	200	0	350	23,78	
D-1	Linnet	10	1000	0	300	0,97	D-1	Hawk	30	200	0	350	23,81	
D-1	Drake	10	1000	0	350	1,12	D-1	Drake	30	200	0	350	23,82	
D-1	Linnet	10	1000	0	350	1,12	D-1	Drake	30	200	1	250	11,23	
D-1	Hawk	10	1000	0	350	1,12	D-1	Hawk	30	200	1	250	11,43	
D-1	Drake	10	1000	1	250	0,49	D-1	Linnet	30	200	1	250	11,55	
D-1	Linnet	10	1000	1	250	0,49	D-1	Drake	30	200	1	300	13,84	
D-1	Drake	10	1000	1	250	0,49	D-1	Hawk	30	200	1	300	14,04	
D-1	Drake	10	1000	1	300	0,5	D-1	Linnet	30	200	1	300	14,13	
D-1	Hawk	10	1000	1	300	0,51	D-1	Drake	30	200	1	350	16,48	
D-1	Linnet	10	1000	1	300	0,51	D-1	Hawk	30	200	1	350	16,65	
D-1	Drake	10	1000	1	350	0,56	D-1	Linnet	30	200	1	350	16,75	
D-1	Hawk	10	1000	1	350	0,58	D-1	Drake	30	200	2	250	8,48	
D-1	Linnet	10	1000	1	350	0,59	D-1	Hawk	30	200	2	250	8,68	
D-1	Hawk	10	1000	2	250	0,41	D-1	Linnet	30	200	2	250	8,8	
D-1	Drake	10	1000	2	250	0,41	D-1	Drake	30	200	2	300	10,64	
D-1	Linnet	10	1000	2	250	0,42	D-1	Hawk	30	200	2	300	10,82	
D-1	Drake	10	1000	2	300	0,4	D-1	Linnet	30	200	2	300	10,95	
D-1	Hawk	10	1000	2	300	0,4	D-1	Drake	30	200	2	350	13,14	
D-1	Linnet	10	1000	2	300	0,41	D-1	Hawk	30	200	2	350	13,33	
D-1	Drake	10	1000	2	350	0,39	D-1	Linnet	30	200	2	350	13,46	
D-1	Hawk	10	1000	2	350	0,4	D-1	Drake	30	200	3	250	7,2	
D-1	Linnet	10	1000	2	350	0,4	D-1	Hawk	30	200	3	250	7,39	
D-1	Drake	10	1000	3	250	0,19	D-1	Linnet	30	200	3	250	7,5	
D-1	Hawk	10	1000	3	250	0,19	D-1	Drake	30	200	3	300	9,23	
D-1	Linnet	10	1000	3	250	0,2	D-1	Hawk	30	200	3	300	9,41	
D-1	Drake	10	1000	3	300	0,24	D-1	Linnet	30	200	3	300	9,53	
D-1	Hawk	10	1000	3	300	0,24	D-1	Drake	30	200	3	350	11,54	
D-1	Linnet	10	1000	3	300	0,24	D-1	Hawk	30	200	3	350	11,75	
D-1	Hawk	10	1000	3	350	0,24	D-1	Linnet	30	200	3	350	11,87	
D-1	Drake	10	1000	3	350	0,24	D-1	Linnet	30	1000	0	250	13,71	
D-1	Linnet	10	1000	3	350	0,25	D-1	Hawk	30	1000	0	250	13,71	
D-1	Drake	10	5000	0	250	0,59	D-1	Drake	30	1000	0	250	13,72	
D-1	Linnet	10	5000	0	250	0,59	D-1	Linnet	30	1000	0	300	16,2	
D-1	Hawk	10	5000	0	250	0,59	D-1	Hawk	30	1000	0	300	16,21	
D-1	Linnet	10	5000	0	300	0,71	D-1	Drake	30	1000	0	300	16,22	

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Torre	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Transmissão							
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação													
D-1	Linnet	30	1000	0	350	18,56	D-1	Drake	50	200	0	350	42,11
D-1	Hawk	30	1000	0	350	18,57	D-1	Drake	50	200	1	250	24,94
D-1	Drake	30	1000	0	350	18,6	D-1	Hawk	50	200	1	250	25,23
D-1	Drake	30	1000	1	250	7,51	D-1	Linnet	50	200	1	250	25,38
D-1	Hawk	30	1000	1	250	7,67	D-1	Drake	50	200	1	300	29,02
D-1	Linnet	30	1000	1	250	7,77	D-1	Hawk	50	200	1	300	29,32
D-1	Drake	30	1000	1	300	9,21	D-1	Linnet	50	200	1	300	29,49
D-1	Hawk	30	1000	1	300	9,39	D-1	Drake	50	200	1	350	32,89
D-1	Linnet	30	1000	1	300	9,5	D-1	Hawk	50	200	1	350	33,14
D-1	Drake	30	1000	1	350	10,91	D-1	Linnet	50	200	1	350	33,31
D-1	Hawk	30	1000	1	350	11,15	D-1	Drake	50	200	2	250	20,22
D-1	Linnet	30	1000	1	350	11,3	D-1	Hawk	50	200	2	250	20,6
D-1	Drake	30	1000	2	250	5,17	D-1	Linnet	50	200	2	250	20,85
D-1	Hawk	30	1000	2	250	5,31	D-1	Drake	50	200	2	300	24,14
D-1	Linnet	30	1000	2	250	5,43	D-1	Hawk	50	200	2	300	24,45
D-1	Drake	30	1000	2	300	6,42	D-1	Linnet	50	200	2	300	24,69
D-1	Hawk	30	1000	2	300	6,58	D-1	Drake	50	200	2	350	28,02
D-1	Linnet	30	1000	2	300	6,7	D-1	Hawk	50	200	2	350	28,34
D-1	Drake	30	1000	2	350	7,76	D-1	Linnet	50	200	2	350	28,51
D-1	Hawk	30	1000	2	350	7,96	D-1	Drake	50	200	3	250	17,96
D-1	Linnet	30	1000	2	350	8,1	D-1	Hawk	50	200	3	250	18,29
D-1	Drake	30	1000	3	250	4,03	D-1	Linnet	50	200	3	250	18,5
D-1	Hawk	30	1000	3	250	4,17	D-1	Drake	50	200	3	300	21,84
D-1	Linnet	30	1000	3	250	4,28	D-1	Hawk	50	200	3	300	22,18
D-1	Drake	30	1000	3	300	5,11	D-1	Linnet	50	200	3	300	22,41
D-1	Hawk	30	1000	3	300	5,29	D-1	Drake	50	200	3	350	25,62
D-1	Linnet	30	1000	3	300	5,38	D-1	Hawk	50	200	3	350	25,94
D-1	Drake	30	1000	3	350	6,23	D-1	Linnet	50	200	3	350	26,12
D-1	Hawk	30	1000	3	350	6,4	D-1	Linnet	50	1000	0	250	29,67
D-1	Linnet	30	1000	3	350	6,53	D-1	Hawk	50	1000	0	250	29,68
D-1	Linnet	30	5000	0	250	11,14	D-1	Drake	50	1000	0	250	29,71
D-1	Hawk	30	5000	0	250	11,14	D-1	Linnet	50	1000	0	300	33,49
D-1	Drake	30	5000	0	250	11,16	D-1	Hawk	50	1000	0	300	33,49
D-1	Linnet	30	5000	0	300	13,63	D-1	Drake	50	1000	0	300	33,5
D-1	Hawk	30	5000	0	300	13,64	D-1	Linnet	50	1000	0	350	36,79
D-1	Drake	30	5000	0	300	13,66	D-1	Hawk	50	1000	0	350	36,8
D-1	Linnet	30	5000	0	350	16,04	D-1	Drake	50	1000	0	350	36,83
D-1	Hawk	30	5000	0	350	16,06	D-1	Drake	50	1000	1	250	19,26
D-1	Drake	30	5000	0	350	16,08	D-1	Hawk	50	1000	1	250	19,58
D-1	Drake	30	5000	1	250	5,71	D-1	Linnet	50	1000	1	250	19,79
D-1	Hawk	30	5000	1	250	5,85	D-1	Drake	50	1000	1	300	22,68
D-1	Linnet	30	5000	1	250	5,96	D-1	Hawk	50	1000	1	300	23,02
D-1	Drake	30	5000	1	300	7,27	D-1	Linnet	50	1000	1	300	23,22
D-1	Hawk	30	5000	1	300	7,43	D-1	Drake	50	1000	1	350	25,7
D-1	Linnet	30	5000	1	300	7,53	D-1	Hawk	50	1000	1	350	26,02
D-1	Drake	30	5000	1	350	8,89	D-1	Linnet	50	1000	1	350	26,24
D-1	Hawk	30	5000	1	350	9,05	D-1	Drake	50	1000	2	250	14,39
D-1	Linnet	30	5000	1	350	9,18	D-1	Hawk	50	1000	2	250	14,79
D-1	Drake	30	5000	2	250	3,78	D-1	Linnet	50	1000	2	250	15,04
D-1	Hawk	30	5000	2	250	3,9	D-1	Drake	50	1000	2	300	17,31
D-1	Linnet	30	5000	2	250	3,98	D-1	Hawk	50	1000	2	300	17,73
D-1	Drake	30	5000	2	300	4,89	D-1	Linnet	50	1000	2	300	17,98
D-1	Hawk	30	5000	2	300	5,06	D-1	Drake	50	1000	2	350	20,13
D-1	Linnet	30	5000	2	300	5,16	D-1	Hawk	50	1000	2	350	20,56
D-1	Drake	30	5000	2	350	6,11	D-1	Linnet	50	1000	2	350	20,85
D-1	Hawk	30	5000	2	350	6,27	D-1	Drake	50	1000	3	250	11,98
D-1	Linnet	30	5000	2	350	6,38	D-1	Hawk	50	1000	3	250	12,35
D-1	Drake	30	5000	3	250	2,74	D-1	Linnet	50	1000	3	250	12,58
D-1	Hawk	30	5000	3	250	2,89	D-1	Drake	50	1000	3	300	14,75
D-1	Linnet	30	5000	3	250	2,97	D-1	Hawk	50	1000	3	300	15,14
D-1	Drake	30	5000	3	300	3,73	D-1	Linnet	50	1000	3	300	15,38
D-1	Hawk	30	5000	3	300	3,87	D-1	Drake	50	1000	3	350	17,22
D-1	Linnet	30	5000	3	300	3,95	D-1	Hawk	50	1000	3	350	17,67
D-1	Drake	30	5000	3	350	4,75	D-1	Linnet	50	1000	3	350	17,93
D-1	Hawk	30	5000	3	350	4,93	D-1	Linnet	50	5000	0	250	26,49
D-1	Linnet	30	5000	3	350	5,03	D-1	Hawk	50	5000	0	250	26,49
D-1	Linnet	50	200	0	250	34,9	D-1	Drake	50	5000	0	250	26,52
D-1	Hawk	50	200	0	250	34,93	D-1	Linnet	50	5000	0	300	30,48
D-1	Drake	50	200	0	250	34,97	D-1	Hawk	50	5000	0	300	30,51
D-1	Linnet	50	200	0	300	38,89	D-1	Drake	50	5000	0	300	30,51
D-1	Hawk	50	200	0	300	38,93	D-1	Linnet	50	5000	0	350	34
D-1	Drake	50	200	0	300	38,97	D-1	Hawk	50	5000	0	350	34,01
D-1	Linnet	50	200	0	350	42,08	D-1	Drake	50	5000	0	350	34,04
D-1	Hawk	50	200	0	350	42,1	D-1	Drake	50	5000	1	250	16,2

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Torre	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação	
D-1	Hawk	50	5000	1	250	16,47	D-1	Hawk	100	1000	1	300	43,73
D-1	Linnet	50	5000	1	250	16,66	D-1	Hawk	100	1000	1	300	44,11
D-1	Drake	50	5000	1	300	19,55	D-1	Linnet	100	1000	1	300	44,33
D-1	Hawk	50	5000	1	300	19,87	D-1	Drake	100	1000	1	350	46,82
D-1	Linnet	50	5000	1	300	20,11	D-1	Hawk	100	1000	1	350	47,19
D-1	Drake	50	5000	1	350	22,82	D-1	Linnet	100	1000	1	350	47,43
D-1	Hawk	50	5000	1	350	23,14	D-1	Drake	100	1000	2	250	33,44
D-1	Linnet	50	5000	1	350	23,34	D-1	Hawk	100	1000	2	250	33,93
D-1	Drake	50	5000	2	250	11,57	D-1	Linnet	100	1000	2	250	34,28
D-1	Hawk	50	5000	2	250	11,91	D-1	Drake	100	1000	2	300	37,54
D-1	Linnet	50	5000	2	250	12,1	D-1	Hawk	100	1000	2	300	38,04
D-1	Drake	50	5000	2	300	14,49	D-1	Linnet	100	1000	2	300	38,37
D-1	Hawk	50	5000	2	300	14,87	D-1	Drake	100	1000	2	350	40,84
D-1	Linnet	50	5000	2	300	15,12	D-1	Hawk	100	1000	2	350	41,32
D-1	Drake	50	5000	2	350	17,27	D-1	Linnet	100	1000	2	350	41,63
D-1	Hawk	50	5000	2	350	17,7	D-1	Drake	100	1000	3	250	30,02
D-1	Linnet	50	5000	2	350	17,95	D-1	Hawk	100	1000	3	250	30,56
D-1	Drake	50	5000	3	250	9,31	D-1	Linnet	100	1000	3	250	30,91
D-1	Hawk	50	5000	3	250	9,59	D-1	Drake	100	1000	3	300	33,94
D-1	Linnet	50	5000	3	250	9,78	D-1	Hawk	100	1000	3	300	34,49
D-1	Drake	50	5000	3	300	11,85	D-1	Linnet	100	1000	3	300	34,9
D-1	Hawk	50	5000	3	300	12,2	D-1	Drake	100	1000	3	350	37,31
D-1	Linnet	50	5000	3	300	12,44	D-1	Hawk	100	1000	3	350	37,86
D-1	Drake	50	5000	3	350	14,48	D-1	Linnet	100	1000	3	350	38,2
D-1	Hawk	50	5000	3	350	14,88	D-1	Linnet	100	5000	0	250	48,8
D-1	Linnet	50	5000	3	350	15,15	D-1	Hawk	100	5000	0	250	48,83
D-1	Linnet	100	200	0	250	54,24	D-1	Drake	100	5000	0	250	48,83
D-1	Hawk	100	200	0	250	54,25	D-1	Linnet	100	5000	0	300	52,41
D-1	Drake	100	200	0	250	54,29	D-1	Drake	100	5000	0	300	52,41
D-1	Linnet	100	200	0	300	56,79	D-1	Hawk	100	5000	0	300	52,41
D-1	Hawk	100	200	0	300	56,81	D-1	Linnet	100	5000	0	350	54,92
D-1	Drake	100	200	0	300	56,85	D-1	Hawk	100	5000	0	350	54,94
D-1	Linnet	100	200	0	350	58,29	D-1	Drake	100	5000	0	350	54,96
D-1	Hawk	100	200	0	350	58,3	D-1	Drake	100	5000	1	250	37,02
D-1	Drake	100	200	0	350	58,31	D-1	Hawk	100	5000	1	250	37,43
D-1	Drake	100	200	1	250	44,85	D-1	Linnet	100	5000	1	250	37,68
D-1	Hawk	100	200	1	250	45,12	D-1	Drake	100	5000	1	300	41,25
D-1	Linnet	100	200	1	250	45,32	D-1	Hawk	100	5000	1	300	41,65
D-1	Drake	100	200	1	300	48,88	D-1	Linnet	100	5000	1	300	41,91
D-1	Hawk	100	200	1	300	49,12	D-1	Drake	100	5000	1	350	44,63
D-1	Linnet	100	200	1	300	49,25	D-1	Hawk	100	5000	1	350	44,96
D-1	Drake	100	200	1	350	52,09	D-1	Linnet	100	5000	1	350	45,2
D-1	Hawk	100	200	1	350	52,36	D-1	Drake	100	5000	2	250	30,29
D-1	Linnet	100	200	1	350	52,47	D-1	Hawk	100	5000	2	250	30,81
D-1	Drake	100	200	2	250	39,63	D-1	Linnet	100	5000	2	250	31,13
D-1	Hawk	100	200	2	250	40,04	D-1	Drake	100	5000	2	300	34,57
D-1	Linnet	100	200	2	250	40,29	D-1	Hawk	100	5000	2	300	35,15
D-1	Drake	100	200	2	300	43,9	D-1	Linnet	100	5000	2	300	35,5
D-1	Hawk	100	200	2	300	44,24	D-1	Drake	100	5000	2	350	38,34
D-1	Linnet	100	200	2	300	44,45	D-1	Hawk	100	5000	2	350	38,83
D-1	Drake	100	200	2	350	47,59	D-1	Linnet	100	5000	2	350	39,14
D-1	Hawk	100	200	2	350	47,91	D-1	Drake	100	5000	3	250	26,54
D-1	Linnet	100	200	2	350	48,07	D-1	Hawk	100	5000	3	250	27,13
D-1	Drake	100	200	3	250	36,82	D-1	Linnet	100	5000	3	250	27,48
D-1	Hawk	100	200	3	250	37,26	D-1	Drake	100	5000	3	300	30,82
D-1	Linnet	100	200	3	250	37,55	D-1	Hawk	100	5000	3	300	31,42
D-1	Drake	100	200	3	300	41,31	D-1	Linnet	100	5000	3	300	31,77
D-1	Hawk	100	200	3	300	41,67	D-1	Drake	100	5000	3	350	34,42
D-1	Linnet	100	200	3	300	41,92	D-1	Hawk	100	5000	3	350	35,05
D-1	Drake	100	200	3	350	45,14	D-1	Linnet	100	5000	3	350	35,43
D-1	Hawk	100	200	3	350	45,43	D-1	Drake	150	200	0	250	59,26
D-1	Linnet	100	200	3	350	45,64	D-1	Hawk	150	200	0	250	59,29
D-1	Hawk	100	1000	0	250	50,91	D-1	Hawk	150	200	0	250	59,29
D-1	Linnet	100	1000	0	250	50,91	D-1	Linnet	150	200	0	300	60,4
D-1	Drake	100	1000	0	250	50,92	D-1	Drake	150	200	0	300	60,41
D-1	Linnet	100	1000	0	300	53,99	D-1	Hawk	150	200	0	300	60,41
D-1	Drake	100	1000	0	300	54,02	D-1	Linnet	150	200	0	350	61,12
D-1	Hawk	100	1000	0	300	54,02	D-1	Hawk	150	200	0	350	61,13
D-1	Linnet	100	1000	0	350	56,11	D-1	Drake	150	200	0	350	61,13
D-1	Drake	100	1000	0	350	56,11	D-1	Drake	150	200	1	250	53,49
D-1	Hawk	100	1000	0	350	56,12	D-1	Hawk	150	200	1	250	53,74
D-1	Linnet	100	1000	0	350	56,91	D-1	Linnet	150	200	1	250	53,91
D-1	Drake	100	1000	1	250	40,33	D-1	Drake	150	200	1	300	56,33
D-1	Hawk	100	1000	1	250	40,59	D-1	Hawk	150	200	1	300	56,49

**Relatório Técnico
Linhos de Transmissão**

Torre	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação	
D-1	Linnet	150	200	1	300	56,61	D-1	Hawk	150	5000	1	350	54,13
D-1	Drake	150	200	1	350	58,06	D-1	Linnet	150	5000	1	350	54,32
D-1	Hawk	150	200	1	350	58,17	D-1	Drake	150	5000	2	250	41,35
D-1	Linnet	150	200	1	350	58,23	D-1	Hawk	150	5000	2	250	41,86
D-1	Drake	150	200	2	250	48,7	D-1	Linnet	150	5000	2	250	42,17
D-1	Hawk	150	200	2	250	49,08	D-1	Drake	150	5000	2	300	45,06
D-1	Linnet	150	200	2	250	49,28	D-1	Hawk	150	5000	2	300	45,61
D-1	Drake	150	200	2	300	52,28	D-1	Linnet	150	5000	2	300	45,92
D-1	Hawk	150	200	2	300	52,6	D-1	Drake	150	5000	2	350	48,25
D-1	Linnet	150	200	2	300	52,84	D-1	Hawk	150	5000	2	350	48,73
D-1	Drake	150	200	2	350	55,22	D-1	Linnet	150	5000	2	350	49,01
D-1	Hawk	150	200	2	350	55,46	D-1	Drake	150	5000	3	250	37,57
D-1	Linnet	150	200	2	350	55,61	D-1	Hawk	150	5000	3	250	38,16
D-1	Drake	150	200	3	250	45,96	D-1	Linnet	150	5000	3	250	38,54
D-1	Hawk	150	200	3	250	46,42	D-1	Drake	150	5000	3	300	41,59
D-1	Linnet	150	200	3	250	46,68	D-1	Hawk	150	5000	3	300	42,15
D-1	Drake	150	200	3	300	49,85	D-1	Linnet	150	5000	3	300	42,52
D-1	Hawk	150	200	3	300	50,18	D-1	Drake	150	5000	3	350	44,67
D-1	Linnet	150	200	3	300	50,42	D-1	Hawk	150	5000	3	350	45,18
D-1	Drake	150	200	3	350	53,13	D-1	Linnet	150	5000	3	350	45,53
D-1	Hawk	150	200	3	350	53,41	D-1	Hawk	200	200	0	250	60,98
D-1	Linnet	150	200	3	350	53,61	D-1	Linnet	200	200	0	250	60,98
D-1	Linnet	150	1000	0	250	57,84	D-1	Drake	200	200	0	250	61
D-1	Drake	150	1000	0	250	57,85	D-1	Hawk	200	200	0	300	61,73
D-1	Hawk	150	1000	0	250	57,85	D-1	Linnet	200	200	0	300	61,73
D-1	Drake	150	1000	0	300	59,25	D-1	Drake	200	200	0	300	61,74
D-1	Linnet	150	1000	0	300	59,25	D-1	Linnet	200	200	0	350	62,28
D-1	Hawk	150	1000	0	300	59,25	D-1	Drake	200	200	0	350	62,29
D-1	Hawk	150	1000	0	350	60,17	D-1	Hawk	200	200	0	350	62,29
D-1	Linnet	150	1000	0	350	60,17	D-1	Drake	200	200	1	250	57,31
D-1	Drake	150	1000	0	350	60,17	D-1	Hawk	200	200	1	250	57,46
D-1	Drake	150	1000	1	250	49,65	D-1	Linnet	200	200	1	250	57,56
D-1	Hawk	150	1000	1	250	50,03	D-1	Drake	200	200	1	300	58,86
D-1	Linnet	150	1000	1	250	50,25	D-1	Hawk	200	200	1	300	58,97
D-1	Drake	150	1000	1	300	52,85	D-1	Linnet	200	200	1	300	59,05
D-1	Hawk	150	1000	1	300	53,18	D-1	Drake	200	200	1	350	59,89
D-1	Linnet	150	1000	1	300	53,41	D-1	Hawk	200	200	1	350	59,97
D-1	Drake	150	1000	1	350	55,21	D-1	Linnet	200	200	1	350	60,02
D-1	Hawk	150	1000	1	350	55,45	D-1	Drake	200	200	2	250	53,73
D-1	Linnet	150	1000	1	350	55,59	D-1	Hawk	200	200	2	250	54,02
D-1	Drake	150	1000	2	250	43,79	D-1	Linnet	200	200	2	250	54,23
D-1	Hawk	150	1000	2	250	44,27	D-1	Drake	200	200	2	300	56,44
D-1	Linnet	150	1000	2	250	44,55	D-1	Hawk	200	200	2	300	56,66
D-1	Drake	150	1000	2	300	47,25	D-1	Linnet	200	200	2	300	56,83
D-1	Hawk	150	1000	2	300	47,78	D-1	Drake	200	200	2	350	58,17
D-1	Linnet	150	1000	2	300	48,07	D-1	Hawk	200	200	2	350	58,29
D-1	Drake	150	1000	2	350	50	D-1	Linnet	200	200	2	350	58,37
D-1	Hawk	150	1000	2	350	50,45	D-1	Drake	200	200	3	250	51,24
D-1	Linnet	150	1000	2	350	50,72	D-1	Hawk	200	200	3	250	51,6
D-1	Drake	150	1000	3	250	40,48	D-1	Linnet	200	200	3	250	51,87
D-1	Hawk	150	1000	3	250	41,01	D-1	Drake	200	200	3	300	54,46
D-1	Linnet	150	1000	3	250	41,42	D-1	Hawk	200	200	3	300	54,78
D-1	Drake	150	1000	3	300	43,99	D-1	Linnet	200	200	3	300	54,96
D-1	Hawk	150	1000	3	300	44,48	D-1	Drake	200	200	3	350	56,88
D-1	Linnet	150	1000	3	300	44,78	D-1	Hawk	200	200	3	350	57,06
D-1	Drake	150	1000	3	350	46,77	D-1	Linnet	200	200	3	350	57,18
D-1	Hawk	150	1000	3	350	47,27	D-1	Linnet	200	1000	0	250	60,15
D-1	Linnet	150	1000	3	350	47,61	D-1	Drake	200	1000	0	250	60,15
D-1	Hawk	150	5000	0	250	56,9	D-1	Hawk	200	1000	0	250	60,15
D-1	Linnet	150	5000	0	250	56,9	D-1	Hawk	200	1000	0	300	60,99
D-1	Drake	150	5000	0	250	56,91	D-1	Linnet	200	1000	0	300	60,99
D-1	Linnet	150	5000	0	300	58,62	D-1	Drake	200	1000	0	300	61
D-1	Drake	150	5000	0	300	58,63	D-1	Linnet	200	1000	0	350	61,56
D-1	Hawk	150	5000	0	300	58,63	D-1	Hawk	200	1000	0	350	61,57
D-1	Linnet	150	5000	0	350	59,72	D-1	Drake	200	1000	0	350	61,58
D-1	Drake	150	5000	0	350	59,72	D-1	Drake	200	1000	1	250	54,87
D-1	Hawk	150	5000	0	350	59,72	D-1	Hawk	200	1000	1	250	55,15
D-1	Linnet	150	5000	1	250	47,56	D-1	Linnet	200	1000	1	250	55,32
D-1	Drake	150	5000	1	250	47,96	D-1	Drake	200	1000	1	300	57,01
D-1	Linnet	150	5000	1	250	48,18	D-1	Hawk	200	1000	1	300	57,19
D-1	Drake	150	5000	1	300	51,12	D-1	Linnet	200	1000	1	300	57,32
D-1	Hawk	150	5000	1	300	51,47	D-1	Drake	200	1000	1	350	58,23
D-1	Linnet	150	5000	1	300	51,73	D-1	Hawk	200	1000	1	350	58,4
D-1	Drake	150	5000	1	350	53,85	D-1	Linnet	200	1000	1	350	58,47

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Torre	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação	Deslig.	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação	Deslig.	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação
D-1	Drake	200	1000	2	250	49,64	HS	Linnet	10	200	2	200	2	150	3,63					
D-1	Hawk	200	1000	2	250	50,12	HS	Drake	10	200	2	200	2	200	3,74					
D-1	Linnet	200	1000	2	250	50,39	HS	Hawk	10	200	2	200	2	200	3,75					
D-1	Drake	200	1000	2	300	52,62	HS	Linnet	10	200	2	200	2	200	3,77					
D-1	Hawk	200	1000	2	300	53,01	HS	Drake	10	200	2	200	2	250	3,83					
D-1	Linnet	200	1000	2	300	53,29	HS	Hawk	10	200	2	200	2	250	3,84					
D-1	Drake	200	1000	2	350	54,82	HS	Linnet	10	200	2	200	2	250	3,85					
D-1	Hawk	200	1000	2	350	55,19	HS	Drake	10	200	3	200	3	150	0,29					
D-1	Linnet	200	1000	2	350	55,43	HS	Hawk	10	200	3	150	0,3	200	0,32					
D-1	Drake	200	1000	3	250	46,46	HS	Linnet	10	200	3	150	0,32	200	0,43					
D-1	Hawk	200	1000	3	250	46,99	HS	Drake	10	200	3	200	3	200	0,44					
D-1	Linnet	200	1000	3	250	47,36	HS	Hawk	10	200	3	200	3	200	0,44					
D-1	Drake	200	1000	3	300	49,58	HS	Linnet	10	200	3	200	3	200	0,46					
D-1	Hawk	200	1000	3	300	50,1	HS	Drake	10	200	3	250	0,52	250	0,54					
D-1	Linnet	200	1000	3	300	50,4	HS	Hawk	10	200	3	250	0,54	250	0,55					
D-1	Drake	200	1000	3	350	51,96	HS	Linnet	10	200	3	250	0,55	250	0,55					
D-1	Hawk	200	1000	3	350	52,4	HS	Drake	10	1000	0	150	72,5	150	72,5					
D-1	Linnet	200	1000	3	350	52,71	HS	Hawk	10	1000	0	150	72,5	150	72,5					
D-1	Drake	200	5000	0	250	59,63	HS	Linnet	10	1000	0	150	72,5	200	70,73					
D-1	Linnet	200	5000	0	250	59,63	HS	Linnet	10	1000	0	200	70,73	200	70,73					
D-1	Hawk	200	5000	0	250	59,63	HS	Drake	10	1000	0	200	70,73	200	70,73					
D-1	Linnet	200	5000	0	300	60,69	HS	Hawk	10	1000	0	200	70,73	200	70,73					
D-1	Drake	200	5000	0	300	60,71	HS	Linnet	10	1000	0	250	68,47	150	68,47					
D-1	Hawk	200	5000	0	300	60,71	HS	Drake	10	1000	0	250	68,47	150	68,47					
D-1	Linnet	200	5000	0	350	61,32	HS	Hawk	10	1000	0	250	68,47	150	68,47					
D-1	Drake	200	5000	0	350	61,32	HS	Drake	10	1000	1	150	38,12	150	38,13					
D-1	Hawk	200	5000	0	350	61,32	HS	Linnet	10	1000	1	150	38,13	150	38,13					
D-1	Linnet	200	5000	1	250	53,37	HS	Hawk	10	1000	1	150	38,13	200	37,29					
D-1	Hawk	200	5000	1	250	53,68	HS	Drake	10	1000	1	200	37,29	200	37,3					
D-1	Linnet	200	5000	1	250	53,87	HS	Hawk	10	1000	1	200	37,3	200	37,31					
D-1	Drake	200	5000	1	300	55,99	HS	Linnet	10	1000	1	200	37,31	200	36,18					
D-1	Hawk	200	5000	1	300	56,23	HS	Drake	10	1000	1	250	36,18	200	36,19					
D-1	Linnet	200	5000	1	300	56,39	HS	Hawk	10	1000	1	250	36,2	200	36,2					
D-1	Drake	200	5000	1	350	57,62	HS	Linnet	10	1000	1	250	36,2	200	36,2					
D-1	Hawk	200	5000	1	350	57,81	HS	Drake	10	1000	2	150	3,64	150	3,66					
D-1	Linnet	200	5000	1	350	57,91	HS	Hawk	10	1000	2	150	3,66	150	3,67					
D-1	Drake	200	5000	2	250	47,64	HS	Linnet	10	1000	2	150	3,67	150	3,78					
D-1	Hawk	200	5000	2	250	48,16	HS	Drake	10	1000	2	200	3,78	200	3,79					
D-1	Linnet	200	5000	2	250	48,45	HS	Hawk	10	1000	2	200	3,79	200	3,8					
D-1	Drake	200	5000	2	300	50,95	HS	Linnet	10	1000	2	200	3,8	200	3,86					
D-1	Hawk	200	5000	2	300	51,43	HS	Drake	10	1000	2	250	3,86	200	3,87					
D-1	Linnet	200	5000	2	300	51,73	HS	Hawk	10	1000	2	250	3,87	200	3,87					
D-1	Drake	200	5000	2	350	53,6	HS	Linnet	10	1000	2	250	3,87	200	3,87					
D-1	Hawk	200	5000	2	350	53,96	HS	Drake	10	1000	3	150	0,33	150	0,34					
D-1	Linnet	200	5000	2	350	54,2	HS	Hawk	10	1000	3	150	0,34	150	0,36					
D-1	Drake	200	5000	3	250	44,12	HS	Linnet	10	1000	3	150	0,36	150	0,47					
D-1	Hawk	200	5000	3	250	44,65	HS	Drake	10	1000	3	200	0,47	200	0,48					
D-1	Linnet	200	5000	3	250	44,97	HS	Hawk	10	1000	3	200	0,48	200	0,5					
D-1	Drake	200	5000	3	300	47,62	HS	Linnet	10	1000	3	200	0,5	200	0,56					
D-1	Hawk	200	5000	3	300	48,17	HS	Drake	10	1000	3	250	0,56	200	0,57					
D-1	Linnet	200	5000	3	300	48,5	HS	Hawk	10	1000	3	250	0,57	200	0,57					
D-1	Drake	200	5000	3	350	50,34	HS	Linnet	10	1000	3	250	0,57	200	72,5					
D-1	Hawk	200	5000	3	350	50,82	HS	Drake	10	5000	0	150	72,5	150	72,5					
D-1	Linnet	200	5000	3	350	51,15	HS	Hawk	10	5000	0	150	72,5	150	72,5					
HS	Hawk	10	200	0	150	72,5	HS	Linnet	10	5000	0	150	72,5	200	70,73					
HS	Linnet	10	200	0	150	72,5	HS	Linnet	10	5000	0	200	70,73	200	70,73					
HS	Drake	10	200	0	150	72,5	HS	Drake	10	5000	0	200	70,73	200	70,73					
HS	Drake	10	200	0	200	70,73	HS	Hawk	10	5000	0	200	70,73	200	68,47					
HS	Hawk	10	200	0	200	70,73	HS	Linnet	10	5000	0	250	68,47	200	68,47					
HS	Linnet	10	200	0	200	70,73	HS	Hawk	10	5000	0	250	68,47	200	68,47					
HS	Drake	10	200	0	250	68,47	HS	Drake	10	5000	0	250	68,47	200	38,12					
HS	Drake	10	200	1	150	38,13	HS	Linnet	10	5000	1	150	38,13	200	38,14					
HS	Hawk	10	200	1	150	38,15	HS	Drake	10	5000	1	200	37,28	200	37,29					
HS	Linnet	10	200	1	150	38,16	HS	Linnet	10	5000	1	200	37,29	200	37,29					
HS	Drake	10	200	1	200	37,3	HS	Hawk	10	5000	1	200	37,29	200	36,17					
HS	Hawk	10	200	1	200	37,32	HS	Drake	10	5000	1	250	36,17	200	36,17					
HS	Linnet	10	200	1	200	37,33	HS	Linnet	10	5000	1	250	36,17	200	36,17					
HS	Drake	10	200	1	250	36,21	HS	Hawk	10	5000	1	250	36,17	200	36,17					
HS	Hawk	10	200	1	250	36,24	HS	Drake	10	5000	2	150	3,68	150	3,7					
HS	Linnet	10	200	1	250	36,25	HS	Hawk	10	5000	2	150	3,7	150	3,71					
HS	Drake	10	200	2	150	3,6	HS	Linnet	10	5000	2	150	3,71	150	3,81					
HS	Hawk	10	200	2	150	3,61	HS	Drake	10	5000	2	200	3,81	200	3,81					

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Torre	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação		
HS	Linnet	10	5000	2	200	3,83	HS	Drake	30	1000	2	250	7,73	HS	Linnet	10	5000	2	200	3,83
HS	Hawk	10	5000	2	200	3,83	HS	Hawk	30	1000	2	250	8,25	HS	Drake	10	5000	2	250	3,88
HS	Drake	10	5000	2	250	3,88	HS	Linnet	30	1000	2	250	8,68	HS	Hawk	10	5000	2	250	3,9
HS	Hawk	10	5000	2	250	3,9	HS	Drake	30	1000	3	150	0,53	HS	Linnet	10	5000	2	250	3,9
HS	Linnet	10	5000	2	250	3,9	HS	Linnet	30	1000	3	150	0,61	HS	Drake	10	5000	3	150	0,37
HS	Drake	10	5000	3	150	0,37	HS	Hawk	30	1000	3	150	0,61	HS	Linnet	10	5000	3	150	0,39
HS	Linnet	10	5000	3	150	0,39	HS	Hawk	30	1000	3	200	0,54	HS	Hawk	10	5000	3	150	0,39
HS	Hawk	10	5000	3	150	0,39	HS	Drake	30	1000	3	200	0,55	HS	Drake	10	5000	3	200	0,5
HS	Drake	10	5000	3	200	0,5	HS	Linnet	30	1000	3	200	0,55	HS	Hawk	10	5000	3	200	0,52
HS	Hawk	10	5000	3	200	0,52	HS	Hawk	30	1000	3	250	0,5	HS	Linnet	10	5000	3	250	0,52
HS	Linnet	10	5000	3	200	0,52	HS	Drake	30	1000	3	250	0,59	HS	Hawk	10	5000	3	250	0,59
HS	Drake	10	5000	3	250	0,58	HS	Linnet	30	1000	3	250	0,59	HS	Linnet	10	5000	3	250	0,59
HS	Hawk	10	5000	3	250	0,59	HS	Linnet	30	5000	0	150	72,5	HS	Hawk	10	5000	3	250	0,59
HS	Linnet	10	5000	3	250	0,6	HS	Hawk	30	5000	0	150	72,5	HS	Linnet	10	5000	3	250	0,61
HS	Linnet	30	200	0	150	72,5	HS	Drake	30	5000	0	150	72,5	HS	Drake	30	200	0	150	72,5
HS	Drake	30	200	0	150	72,5	HS	Hawk	30	5000	0	200	70,73	HS	Linnet	30	200	0	150	72,5
HS	Hawk	30	200	0	150	72,5	HS	Linnet	30	5000	0	200	70,73	HS	Drake	30	200	0	200	70,73
HS	Linnet	30	200	0	200	70,73	HS	Hawk	30	5000	0	250	68,47	HS	Hawk	30	200	0	250	68,47
HS	Drake	30	200	0	200	70,73	HS	Linnet	30	5000	0	250	68,47	HS	Linnet	30	200	0	250	68,47
HS	Hawk	30	200	0	200	70,73	HS	Drake	30	5000	0	250	68,47	HS	Drake	30	200	0	250	68,47
HS	Linnet	30	200	0	250	68,47	HS	Hawk	30	5000	0	250	68,47	HS	Linnet	30	200	0	250	68,47
HS	Drake	30	200	0	250	68,47	HS	Linnet	30	5000	1	150	42,15	HS	Hawk	30	200	0	250	68,47
HS	Hawk	30	200	0	250	68,47	HS	Hawk	30	5000	1	150	42,5	HS	Linnet	30	200	0	250	68,47
HS	Drake	30	200	1	150	43,99	HS	Linnet	30	5000	1	150	42,68	HS	Hawk	30	200	0	250	68,47
HS	Hawk	30	200	1	150	44,38	HS	Drake	30	5000	1	200	42,48	HS	Linnet	30	200	1	200	44,38
HS	Linnet	30	200	1	150	44,64	HS	Hawk	30	5000	1	200	42,83	HS	Drake	30	200	1	200	44,64
HS	Drake	30	200	1	200	44,65	HS	Linnet	30	5000	1	200	43,07	HS	Hawk	30	200	1	200	45,06
HS	Hawk	30	200	1	200	45,06	HS	Drake	30	5000	1	250	42,48	HS	Linnet	30	200	1	250	45,3
HS	Linnet	30	200	1	200	45,3	HS	Hawk	30	5000	1	250	42,83	HS	Drake	30	200	1	250	44,69
HS	Drake	30	200	1	250	44,69	HS	Linnet	30	5000	1	250	43,08	HS	Hawk	30	200	1	250	45,11
HS	Hawk	30	200	1	250	45,11	HS	Drake	30	5000	2	150	4,88	HS	Linnet	30	200	1	250	45,38
HS	Linnet	30	200	1	250	45,38	HS	Hawk	30	5000	2	150	5,19	HS	Drake	30	200	2	150	6,42
HS	Drake	30	200	2	150	6,42	HS	Linnet	30	5000	2	150	5,39	HS	Hawk	30	200	2	200	6,88
HS	Hawk	30	200	2	150	6,88	HS	Drake	30	5000	2	200	6,85	HS	Linnet	30	200	2	200	7,29
HS	Linnet	30	200	2	150	7,21	HS	Hawk	30	5000	2	200	6,21	HS	Drake	30	200	2	200	7,64
HS	Drake	30	200	2	200	7,76	HS	Linnet	30	5000	2	200	6,52	HS	Hawk	30	200	2	250	8,29
HS	Hawk	30	200	2	200	8,29	HS	Drake	30	5000	2	250	6,85	HS	Linnet	30	200	2	250	8,7
HS	Linnet	30	200	2	200	8,7	HS	Hawk	30	5000	2	250	7,29	HS	Drake	30	200	2	250	9,05
HS	Drake	30	200	2	250	9,05	HS	Linnet	30	5000	2	250	7,64	HS	Hawk	30	200	2	250	9,66
HS	Hawk	30	200	2	250	9,66	HS	Drake	30	5000	3	150	0,47	HS	Linnet	30	200	2	250	10,17
HS	Linnet	30	200	2	250	10,17	HS	Hawk	30	5000	3	150	0,51	HS	Drake	30	200	3	150	0,54
HS	Drake	30	200	3	150	0,54	HS	Linnet	30	5000	3	150	0,58	HS	Hawk	30	200	3	150	0,55
HS	Hawk	30	200	3	150	0,55	HS	Hawk	30	5000	3	200	0,59	HS	Linnet	30	200	3	150	0,56
HS	Linnet	30	200	3	150	0,56	HS	Drake	30	5000	3	200	0,61	HS	Drake	30	200	3	200	0,46
HS	Drake	30	200	3	200	0,46	HS	Linnet	30	5000	3	200	0,61	HS	Hawk	30	200	3	200	0,46
HS	Hawk	30	200	3	200	0,46	HS	Drake	30	5000	3	250	0,55	HS	Linnet	30	200	3	250	0,47
HS	Linnet	30	200	3	200	0,47	HS	Hawk	30	5000	3	250	0,56	HS	Drake	30	200	3	250	0,49
HS	Drake	30	200	3	250	0,49	HS	Linnet	30	5000	3	250	0,59	HS	Hawk	30	200	3	250	0,53
HS	Hawk	30	200	3	250	0,53	HS	Drake	30	5000	3	250	0,72,5	HS	Linnet	30	200	3	250	0,61
HS	Linnet	30	200	3	250	0,61	HS	Hawk	30	200	0	150	72,5	HS	Drake	30	1000	0	150	72,5
HS	Drake	30	1000	0	150	72,5	HS	Hawk	30	200	0	150	72,5	HS	Linnet	30	1000	0	150	72,5
HS	Hawk	30	1000	0	150	72,5	HS	Drake	30	200	0	150	72,5	HS	Linnet	30	1000	0	150	72,5
HS	Linnet	30	1000	0	200	70,73	HS	Drake	30	200	0	200	70,73	HS	Hawk	30	1000	0	200	70,73
HS	Hawk	30	1000	0	200	70,73	HS	Linnet	30	200	0	200	70,73	HS	Drake	30	1000	0	200	70,73
HS	Drake	30	1000	0	200	70,73	HS	Hawk	30	200	0	200	70,73	HS	Linnet	30	1000	0	200	70,73
HS	Hawk	30	1000	0	200	70,73	HS	Drake	30	200	0	250	68,47	HS	Linnet	30	1000	0	250	68,47
HS	Linnet	30	1000	0	250	68,47	HS	Hawk	30	200	0	250	68,47	HS	Drake	30	1000	0	250	68,47
HS	Drake	30	1000	0	250	68,47	HS	Linnet	30	200	0	250	68,47	HS	Hawk	30	1000	0	250	68,47
HS	Hawk	30	1000	0	250	68,47	HS	Drake	30	200	0	250	68,47	HS	Linnet	30	1000	0	250	68,47
HS	Linnet	30	1000	0	250	68,47	HS	Hawk	30	200	0	250	68,47	HS	Drake	30	1000	0	250	68,47
HS	Drake	30	1000	0	250	68,47	HS	Linnet	30	200	0	250	68,47	HS	Hawk	30	1000	0	250	68,47
HS	Hawk	30	1000	0	250	68,47	HS	Drake	30	200	0	250	68,47	HS	Linnet	30	1000	0	250	68,47
HS	Linnet	30	1000	0	250	68,47	HS	Hawk	30	200	0	250	68,47	HS	Drake	30	1000	0	250	68,47
HS	Drake	30	1000	0	250	68,47	HS	Linnet	30	200	0	250	68,47	HS	Hawk	30	1000	0	250	68,47
HS	Hawk	30	1000	0	250	68,47	HS	Drake	30	200	0	250	68,47	HS	Linnet	30	1000	0	250	68,47
HS	Linnet	30	1000	0	250	68,47	HS	Hawk	30	200	0	250	68,47	HS						

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Torre	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação			
HS	Linnet	50	200	2	250	22,3	HS	Hawk	50	5000	—	3	150	0,6	HS	Linnet	50	5000	3	150	0,61
HS	Drake	50	200	3	150	0,47	HS	Linnet	50	5000	3	150	0,59	HS	Hawk	50	5000	3	200	0,59	
HS	Linnet	50	200	3	150	0,48	HS	Hawk	50	5000	3	200	0,6	HS	Drake	50	5000	3	200	0,6	
HS	Hawk	50	200	3	150	0,49	HS	Linnet	50	5000	3	200	0,6	HS	Linnet	50	5000	3	250	0,53	
HS	Hawk	50	200	3	200	0,6	HS	Drake	50	5000	3	250	0,55	HS	Drake	50	5000	3	250	0,57	
HS	Linnet	50	200	3	200	0,62	HS	Hawk	50	5000	3	250	0,57	HS	Drake	100	200	0	150	72,5	
HS	Drake	50	200	3	200	0,65	HS	Linnet	100	200	0	150	72,5	HS	Hawk	100	200	0	150	72,5	
HS	Linnet	50	200	3	250	0,5	HS	Hawk	100	200	0	150	72,5	HS	Drake	100	200	0	200	70,73	
HS	Drake	50	200	3	250	0,57	HS	Linnet	100	200	0	200	70,73	HS	Linnet	100	200	0	200	70,73	
HS	Hawk	50	200	3	250	0,59	HS	Hawk	100	200	0	200	70,73	HS	Drake	100	200	0	250	68,47	
HS	Hawk	50	1000	0	150	72,5	HS	Drake	100	200	0	250	68,47	HS	Hawk	100	200	0	250	68,47	
HS	Drake	50	1000	0	150	72,5	HS	Linnet	100	200	0	250	68,47	HS	Linnet	100	200	0	250	68,47	
HS	Linnet	50	1000	0	150	72,5	HS	Drake	100	200	0	250	68,47	HS	Drake	100	200	1	150	62,62	
HS	Hawk	50	1000	0	200	70,73	HS	Hawk	100	200	1	150	63,14	HS	Linnet	100	200	1	150	63,48	
HS	Drake	50	1000	0	200	70,73	HS	Drake	100	200	0	250	63,7	HS	Hawk	100	200	1	200	63,7	
HS	Linnet	50	1000	0	200	70,73	HS	Hawk	100	200	0	250	64,13	HS	Linnet	100	200	1	200	64,37	
HS	Drake	50	1000	0	250	68,47	HS	Linnet	100	200	1	200	64,37	HS	Hawk	100	200	1	250	63,21	
HS	Drake	50	1000	1	150	50,15	HS	Linnet	100	200	1	250	63,46	HS	Linnet	100	200	1	250	63,6	
HS	Hawk	50	1000	1	150	50,77	HS	Drake	100	200	1	250	63,6	HS	Hawk	100	200	2	150	30,26	
HS	Linnet	50	1000	1	150	51,14	HS	Hawk	100	200	1	200	64,13	HS	Linnet	100	200	2	150	32,23	
HS	Drake	50	1000	1	200	51,72	HS	Drake	100	200	1	200	64,37	HS	Drake	100	200	2	150	33,49	
HS	Hawk	50	1000	1	200	52,28	HS	Drake	100	200	1	250	63,21	HS	Hawk	100	200	2	200	36,42	
HS	Linnet	50	1000	1	200	52,67	HS	Drake	100	200	1	250	63,46	HS	Linnet	100	200	2	200	38,35	
HS	Drake	50	1000	1	250	52,25	HS	Linnet	100	200	1	250	63,6	HS	Drake	100	200	2	200	39,56	
HS	Hawk	50	1000	1	250	52,74	HS	Drake	100	200	2	150	40,55	HS	Linnet	100	200	2	150	42,2	
HS	Linnet	50	1000	1	250	53,13	HS	Hawk	100	200	2	150	42,2	HS	Drake	100	200	2	200	43,24	
HS	Drake	50	1000	2	150	11,3	HS	Linnet	100	200	2	150	0,44	HS	Hawk	100	200	3	150	0,45	
HS	Hawk	50	1000	2	150	12,24	HS	Drake	100	200	2	200	0,45	HS	Linnet	100	200	3	150	0,45	
HS	Linnet	50	1000	2	150	12,91	HS	Hawk	100	200	2	200	0,45	HS	Drake	100	200	3	200	0,05	
HS	Drake	50	1000	2	200	14,53	HS	Linnet	100	200	2	200	0,05	HS	Hawk	100	200	3	200	0,06	
HS	Hawk	50	1000	2	200	15,69	HS	Drake	100	200	2	250	0,1	HS	Linnet	100	200	3	250	0,1	
HS	Linnet	50	1000	2	200	16,58	HS	Hawk	100	200	2	250	0,1	HS	Drake	100	200	3	250	0,1	
HS	Drake	50	1000	2	250	17,68	HS	Linnet	100	200	2	250	0,19	HS	Hawk	100	200	3	250	0,19	
HS	Hawk	50	1000	2	250	18,9	HS	Drake	100	200	3	150	0,44	HS	Linnet	100	200	3	200	63,56	
HS	Linnet	50	1000	2	250	19,7	HS	Hawk	100	200	3	150	0,45	HS	Drake	100	200	3	200	63,56	
HS	Drake	50	1000	3	150	0,52	HS	Linnet	100	200	3	150	0,45	HS	Hawk	100	200	3	200	63,56	
HS	Linnet	50	1000	3	150	0,55	HS	Drake	100	200	3	200	0,05	HS	Linnet	100	200	3	200	0,05	
HS	Hawk	50	1000	3	150	0,57	HS	Hawk	100	200	3	200	0,05	HS	Drake	100	200	3	200	0,06	
HS	Hawk	50	1000	3	200	0,58	HS	Linnet	100	200	3	200	0,06	HS	Linnet	100	200	3	250	0,1	
HS	Drake	50	1000	3	200	0,63	HS	Linnet	100	200	3	250	0,1	HS	Hawk	100	200	3	250	0,1	
HS	Linnet	50	1000	3	200	0,63	HS	Hawk	100	200	3	250	0,1	HS	Drake	100	200	3	250	0,19	
HS	Linnet	50	1000	3	250	0,46	HS	Drake	100	200	3	250	0,19	HS	Hawk	100	200	3	250	0,19	
HS	Drake	50	1000	3	250	0,56	HS	Linnet	100	1000	0	150	72,5	HS	Drake	100	1000	0	150	72,5	
HS	Hawk	50	1000	3	250	0,58	HS	Drake	100	1000	0	150	72,5	HS	Hawk	100	1000	0	150	72,5	
HS	Hawk	50	5000	0	150	72,5	HS	Hawk	100	1000	0	150	72,5	HS	Drake	100	1000	0	200	70,73	
HS	Drake	50	5000	0	150	72,5	HS	Linnet	100	1000	0	200	70,73	HS	Hawk	100	1000	0	200	70,73	
HS	Linnet	50	5000	0	150	72,5	HS	Drake	100	1000	0	200	70,73	HS	Linnet	100	1000	0	250	68,47	
HS	Drake	50	5000	0	200	70,73	HS	Hawk	100	1000	0	200	70,73	HS	Drake	100	1000	0	250	68,47	
HS	Linnet	50	5000	0	200	70,73	HS	Linnet	100	1000	0	200	70,73	HS	Drake	100	1000	0	250	68,47	
HS	Drake	50	5000	0	200	70,73	HS	Hawk	100	1000	0	200	70,73	HS	Linnet	100	1000	0	250	68,47	
HS	Linnet	50	5000	0	200	68,47	HS	Drake	100	1000	0	200	68,47	HS	Hawk	100	1000	0	200	68,47	
HS	Hawk	50	5000	0	250	68,47	HS	Drake	100	1000	1	150	61,61	HS	Hawk	100	1000	1	150	62,17	
HS	Drake	50	5000	0	250	68,47	HS	Linnet	100	1000	1	150	62,54	HS	Drake	100	1000	1	200	62,93	
HS	Drake	50	5000	1	150	48,94	HS	Linnet	100	1000	1	150	62,93	HS	Hawk	100	1000	1	200	63,35	
HS	Hawk	50	5000	1	150	49,47	HS	Drake	100	1000	1	200	63,35	HS	Linnet	100	1000	1	200	63,62	
HS	Linnet	50	5000	1	150	49,85	HS	Hawk	100	1000	1	200	63,62	HS	Drake	100	1000	1	250	62,63	
HS	Drake	50	5000	1	200	50,43	HS	Linnet	100	1000	1	200	62,63	HS	Hawk	100	1000	1	250	62,97	
HS	Hawk	50	5000	1	200	50,97	HS	Drake	100	1000	1	200	62,97	HS	Linnet	100	1000	1	250	63,18	
HS	Linnet	50	5000	1	200	51,4	HS	Hawk	100	1000	1	250	63,18	HS	Drake	100	1000	2	150	27,65	
HS	Drake	50	5000	1	250	51,1	HS	Linnet	100	1000	1	250	63,18	HS	Hawk	100	1000	2	150	29,46	
HS	Hawk	50	5000	1	250	51,62	HS	Drake	100	1000	2	150	30,72	HS	Linnet	100	1000	2	150	33,96	
HS	Linnet	50	5000	1	250	51,94	HS	Hawk	100	1000	2	150	33,96	HS	Drake	100	1000	2	200	35,78	
HS	Drake	50	5000	2	150	9,9	HS	Linnet	100	1000	2	150	37	HS	Hawk	100	1000	2	200	38,27	
HS	Hawk	50	5000	2	150	10,79	HS	Drake	100	1000	2	150	40,05	HS	Linnet	100	1000	2	200	40,05	
HS	Linnet	50	5000	2	150	11,38	HS	Hawk	100	1000	2	150	41,13	HS	Drake	100					

Relatório Técnico

Linhas de Transmissão

Torre	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação	Deslig.	Carga	Consumo	Perda	Tempo	Variação		
HS	Deslig.	Drake	100	1000	3	200	0,06	HS	Hawk	150	200	3	200	0,01
HS	Hawk	100	1000	3	200	0,07	HS	Drake	150	200	3	250	0,05	
HS	Linnet	100	1000	3	200	0,07	HS	Hawk	150	200	3	250	0,06	
HS	Drake	100	1000	3	250	0,11	HS	Linnet	150	200	3	250	0,06	
HS	Hawk	100	1000	3	250	0,11	HS	Hawk	150	1000	0	150	72,5	
HS	Linnet	100	1000	3	250	0,12	HS	Linnet	150	1000	0	150	72,5	
HS	Drake	100	5000	0	150	72,5	HS	Drake	150	1000	0	150	72,5	
HS	Linnet	100	5000	0	150	72,5	HS	Drake	150	1000	0	200	70,73	
HS	Hawk	100	5000	0	150	72,5	HS	Linnet	150	1000	0	200	70,73	
HS	Drake	100	5000	0	200	70,73	HS	Hawk	150	1000	0	200	70,73	
HS	Linnet	100	5000	0	200	70,73	HS	Drake	150	1000	0	250	68,47	
HS	Hawk	100	5000	0	200	70,73	HS	Linnet	150	1000	0	250	68,47	
HS	Linnet	100	5000	0	250	68,47	HS	Hawk	150	1000	0	250	68,47	
HS	Drake	100	5000	0	250	68,47	HS	Drake	150	1000	1	150	66,36	
HS	Hawk	100	5000	0	250	68,47	HS	Hawk	150	1000	1	150	66,73	
HS	Drake	100	5000	1	150	60,65	HS	Linnet	150	1000	1	150	66,94	
HS	Hawk	100	5000	1	150	61,27	HS	Drake	150	1000	1	200	66,33	
HS	Linnet	100	5000	1	150	61,63	HS	Hawk	150	1000	1	200	66,51	
HS	Drake	100	5000	1	200	62,14	HS	Linnet	150	1000	1	200	66,64	
HS	Hawk	100	5000	1	200	62,62	HS	Drake	150	1000	1	250	64,95	
HS	Linnet	100	5000	1	200	62,94	HS	Hawk	150	1000	1	250	65,09	
HS	Drake	100	5000	1	250	62,08	HS	Linnet	150	1000	1	250	65,21	
HS	Hawk	100	5000	1	250	62,45	HS	Drake	150	1000	2	150	39,5	
HS	Linnet	100	5000	1	250	62,68	HS	Hawk	150	1000	2	150	41,5	
HS	Drake	100	5000	2	150	25,5	HS	Linnet	150	1000	2	150	42,86	
HS	Hawk	100	5000	2	150	27,4	HS	Drake	150	1000	2	200	45,54	
HS	Linnet	100	5000	2	150	28,52	HS	Hawk	150	1000	2	200	47,28	
HS	Drake	100	5000	2	200	31,82	HS	Linnet	150	1000	2	200	48,39	
HS	Hawk	100	5000	2	200	33,73	HS	Drake	150	1000	2	250	48,84	
HS	Linnet	100	5000	2	200	34,86	HS	Hawk	150	1000	2	250	50,34	
HS	Drake	100	5000	2	250	36,38	HS	Linnet	150	1000	2	250	51,32	
HS	Hawk	100	5000	2	250	38,18	HS	Linnet	150	1000	3	150	0	
HS	Linnet	100	5000	2	250	39,3	HS	Hawk	150	1000	3	150	0,13	
HS	Drake	100	5000	3	150	0,4	HS	Drake	150	1000	3	200	0,01	
HS	Hawk	100	5000	3	150	0,41	HS	Drake	150	1000	3	200	0,02	
HS	Drake	100	5000	3	150	0,42	HS	Hawk	150	1000	3	200	0,03	
HS	Hawk	100	5000	3	200	0,08	HS	Linnet	150	1000	3	200	0,06	
HS	Linnet	100	5000	3	200	0,09	HS	Hawk	150	1000	3	250	0,07	
HS	Hawk	100	5000	3	250	0,12	HS	Linnet	150	1000	3	250	0,07	
HS	Drake	100	5000	3	250	0,12	HS	Linnet	150	5000	0	150	72,5	
HS	Linnet	100	5000	3	250	0,13	HS	Drake	150	5000	0	150	72,5	
HS	Linnet	150	200	0	150	72,5	HS	Hawk	150	5000	0	150	72,5	
HS	Drake	150	200	0	150	72,5	HS	Linnet	150	5000	0	200	70,73	
HS	Hawk	150	200	0	150	72,5	HS	Drake	150	5000	0	200	70,73	
HS	Hawk	150	200	0	200	70,73	HS	Hawk	150	5000	0	200	70,73	
HS	Drake	150	200	0	200	70,73	HS	Drake	150	5000	0	250	68,47	
HS	Linnet	150	200	0	200	70,73	HS	Hawk	150	5000	0	250	68,47	
HS	Hawk	150	200	0	250	68,47	HS	Linnet	150	5000	0	250	68,47	
HS	Drake	150	200	0	250	68,47	HS	Drake	150	5000	1	150	65,85	
HS	Linnet	150	200	0	250	68,47	HS	Hawk	150	5000	1	150	66,2	
HS	Drake	150	200	1	150	66,88	HS	Linnet	150	5000	1	150	66,5	
HS	Hawk	150	200	1	150	67,18	HS	Drake	150	5000	1	200	66,09	
HS	Linnet	150	200	1	150	67,34	HS	Hawk	150	5000	1	200	66,28	
HS	Drake	150	200	1	200	66,61	HS	Linnet	150	5000	1	200	66,42	
HS	Hawk	150	200	1	200	66,8	HS	Drake	150	5000	1	250	64,79	
HS	Linnet	150	200	1	200	66,9	HS	Hawk	150	5000	1	250	64,92	
HS	Drake	150	200	1	250	65,17	HS	Linnet	150	5000	1	250	65,02	
HS	Hawk	150	200	1	250	65,32	HS	Drake	150	5000	2	150	37,47	
HS	Linnet	150	200	1	250	65,4	HS	Hawk	150	5000	2	150	39,55	
HS	Drake	150	200	2	150	41,94	HS	Linnet	150	5000	2	150	40,87	
HS	Hawk	150	200	2	150	43,86	HS	Drake	150	5000	2	200	43,97	
HS	Linnet	150	200	2	150	45,15	HS	Hawk	150	5000	2	200	45,69	
HS	Drake	150	200	2	200	47,46	HS	Linnet	150	5000	2	200	46,87	
HS	Hawk	150	200	2	200	49,12	HS	Drake	150	5000	2	250	47,56	
HS	Linnet	150	200	2	200	50,14	HS	Hawk	150	5000	2	250	49,13	
HS	Drake	150	200	2	250	50,37	HS	Linnet	150	5000	2	250	50,11	
HS	Hawk	150	200	2	250	51,83	HS	Linnet	150	5000	3	150	0	
HS	Linnet	150	200	2	250	52,77	HS	Hawk	150	5000	3	150	0,01	
HS	Linnet	150	200	3	150	0	HS	Drake	150	5000	3	150	0,14	
HS	Hawk	150	200	3	150	0,03	HS	Drake	150	5000	3	200	0,03	
HS	Drake	150	200	3	150	0,11	HS	Hawk	150	5000	3	200	0,03	
HS	Drake	150	200	3	200	0	HS	Linnet	150	5000	3	200	0,05	
HS	Linnet	150	200	3	200	0,01	HS	Drake	150	5000	3	250	0,08	

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Torre	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Transmissão	Deslig.	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Transmissão	Deslig.
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação														
HS	Linnet	150	5000	3	250	0,09	HS	Linnet	200	5000	0	150	72,5	
HS	Hawk	150	5000	3	250	0,09	HS	Drake	200	5000	0	150	72,5	
HS	Drake	200	200	0	150	72,5	HS	Hawk	200	5000	0	150	72,5	
HS	Linnet	200	200	0	150	72,5	HS	Linnet	200	5000	0	200	70,73	
HS	Hawk	200	200	0	150	72,5	HS	Hawk	200	5000	0	200	70,73	
HS	Drake	200	200	0	200	70,73	HS	Drake	200	5000	0	200	70,73	
HS	Linnet	200	200	0	200	70,73	HS	Hawk	200	5000	0	250	68,47	
HS	Hawk	200	200	0	200	70,73	HS	Drake	200	5000	0	250	68,47	
HS	Drake	200	200	0	250	68,47	HS	Linnet	200	5000	0	250	68,47	
HS	Linnet	200	200	0	250	68,47	HS	Drake	200	5000	1	150	67,88	
HS	Hawk	200	200	0	250	68,47	HS	Hawk	200	5000	1	150	68,09	
HS	Drake	200	200	1	150	68,38	HS	Linnet	200	5000	1	150	68,22	
HS	Hawk	200	200	1	150	68,58	HS	Drake	200	5000	1	200	67,29	
HS	Linnet	200	200	1	150	68,68	HS	Hawk	200	5000	1	200	67,44	
HS	Drake	200	200	1	200	67,63	HS	Linnet	200	5000	1	200	67,55	
HS	Hawk	200	200	1	200	67,74	HS	Drake	200	5000	1	250	65,68	
HS	Linnet	200	200	1	200	67,8	HS	Hawk	200	5000	1	250	65,8	
HS	Drake	200	200	1	250	65,9	HS	Linnet	200	5000	1	250	65,86	
HS	Hawk	200	200	1	250	65,98	HS	Drake	200	5000	2	150	45,74	
HS	Linnet	200	200	1	250	66,05	HS	Hawk	200	5000	2	150	47,58	
HS	Drake	200	200	2	150	49,15	HS	Linnet	200	5000	2	150	48,77	
HS	Hawk	200	200	2	150	50,88	HS	Drake	200	5000	2	200	51,03	
HS	Linnet	200	200	2	150	51,98	HS	Hawk	200	5000	2	200	52,61	
HS	Drake	200	200	2	200	53,7	HS	Linnet	200	5000	2	200	53,66	
HS	Hawk	200	200	2	200	55,3	HS	Drake	200	5000	2	250	53,82	
HS	Linnet	200	200	2	200	56,18	HS	Hawk	200	5000	2	250	55,12	
HS	Drake	200	200	2	250	55,78	HS	Linnet	200	5000	2	250	55,96	
HS	Hawk	200	200	2	250	57	HS	Linnet	200	5000	3	150	0	
HS	Linnet	200	200	2	250	57,67	HS	Drake	200	5000	3	150	0	
HS	Drake	200	200	3	150	0	HS	Hawk	200	5000	3	150	0	
HS	Hawk	200	200	3	150	0	HS	Drake	200	5000	3	200	0	
HS	Linnet	200	200	3	150	0	HS	Hawk	200	5000	3	200	0,01	
HS	Drake	200	200	3	200	0	HS	Linnet	200	5000	3	200	0,01	
HS	Hawk	200	200	3	200	0	HS	Drake	200	5000	3	250	0,05	
HS	Linnet	200	200	3	200	0	HS	Hawk	200	5000	3	250	0,06	
HS	Drake	200	200	3	250	0,02	HS	Linnet	200	5000	3	250	0,06	
HS	Hawk	200	200	3	250	0,03	HS-1-PR	Penguin	10	200	0	150	12,36	
HS	Linnet	200	200	3	250	0,03	HS-1-PR	Penguin	10	200	0	200	10,61	
HS	Hawk	200	1000	0	150	72,5	HS-1-PR	Penguin	10	200	0	250	9,02	
HS	Linnet	200	1000	0	150	72,5	HS-1-PR	Penguin	10	200	1	150	1,91	
HS	Drake	200	1000	0	150	72,5	HS-1-PR	Penguin	10	200	1	200	2,55	
HS	Linnet	200	1000	0	200	70,73	HS-1-PR	Penguin	10	200	1	250	3,25	
HS	Drake	200	1000	0	200	70,73	HS-1-PR	Penguin	10	200	2	150	0,46	
HS	Hawk	200	1000	0	200	70,73	HS-1-PR	Penguin	10	200	2	200	0,66	
HS	Linnet	200	1000	0	250	68,47	HS-1-PR	Penguin	10	200	2	250	0,86	
HS	Drake	200	1000	0	250	68,47	HS-1-PR	Penguin	10	200	3	150	0	
HS	Hawk	200	1000	0	250	68,47	HS-1-PR	Penguin	10	200	3	200	0	
HS	Drake	200	1000	1	150	68,11	HS-1-PR	Penguin	10	200	3	250	0	
HS	Hawk	200	1000	1	150	68,31	HS-1-PR	Penguin	10	1000	0	150	11,61	
HS	Linnet	200	1000	1	150	68,46	HS-1-PR	Penguin	10	1000	0	200	9,76	
HS	Drake	200	1000	1	200	67,45	HS-1-PR	Penguin	10	1000	0	250	8,11	
HS	Hawk	200	1000	1	200	67,6	HS-1-PR	Penguin	10	1000	1	150	1,43	
HS	Linnet	200	1000	1	200	67,68	HS-1-PR	Penguin	10	1000	1	200	1,83	
HS	Drake	200	1000	1	250	65,8	HS-1-PR	Penguin	10	1000	1	250	2,42	
HS	Hawk	200	1000	1	250	65,88	HS-1-PR	Penguin	10	1000	2	150	0,3	
HS	Linnet	200	1000	1	250	65,94	HS-1-PR	Penguin	10	1000	2	200	0,42	
HS	Drake	200	1000	2	150	47,26	HS-1-PR	Penguin	10	1000	2	250	0,58	
HS	Hawk	200	1000	2	150	49,11	HS-1-PR	Penguin	10	1000	3	150	0	
HS	Linnet	200	1000	2	150	50,22	HS-1-PR	Penguin	10	1000	3	200	0	
HS	Drake	200	1000	2	200	52,21	HS-1-PR	Penguin	10	1000	3	250	0	
HS	Hawk	200	1000	2	200	53,81	HS-1-PR	Penguin	10	5000	0	150	11,02	
HS	Linnet	200	1000	2	200	54,83	HS-1-PR	Penguin	10	5000	0	200	9,03	
HS	Drake	200	1000	2	250	54,68	HS-1-PR	Penguin	10	5000	0	250	7,37	
HS	Hawk	200	1000	2	250	55,99	HS-1-PR	Penguin	10	5000	1	150	1,09	
HS	Linnet	200	1000	2	250	56,82	HS-1-PR	Penguin	10	5000	1	200	1,44	
HS	Drake	200	1000	3	150	0	HS-1-PR	Penguin	10	5000	1	250	1,85	
HS	Hawk	200	1000	3	150	0	HS-1-PR	Penguin	10	5000	2	150	0,18	
HS	Linnet	200	1000	3	200	0	HS-1-PR	Penguin	10	5000	2	250	0,42	
HS	Drake	200	1000	3	200	0	HS-1-PR	Penguin	10	5000	3	150	0	
HS	Hawk	200	1000	3	200	0	HS-1-PR	Penguin	10	5000	3	200	0	
HS	Linnet	200	1000	3	250	0,03	HS-1-PR	Penguin	10	5000	3	250	0	
HS	Drake	200	1000	3	250	0,05	HS-1-PR	Penguin	30	200	0	150	33,67	
HS	Hawk	200	1000	3	250	0,05	HS-1-PR	Penguin	30	200	0	200	33,34	

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Torre	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Transmissão	Deslig.	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Transmissão	Deslig.
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação														
HS-1-PR	Penguin	30	200	0	250	32,69	HS-1-PR	Penguin	100	200	1	200	39,7	
HS-1-PR	Penguin	30	200	1	150	17,18	HS-1-PR	Penguin	100	200	1	250	38,96	
HS-1-PR	Penguin	30	200	1	200	20,46	HS-1-PR	Penguin	100	200	2	150	29,61	
HS-1-PR	Penguin	30	200	1	250	23,25	HS-1-PR	Penguin	100	200	2	200	32,64	
HS-1-PR	Penguin	30	200	2	150	8,01	HS-1-PR	Penguin	100	200	2	250	34,45	
HS-1-PR	Penguin	30	200	2	200	10,55	HS-1-PR	Penguin	100	200	3	150	0	
HS-1-PR	Penguin	30	200	2	250	12,86	HS-1-PR	Penguin	100	200	3	200	0	
HS-1-PR	Penguin	30	200	3	150	0	HS-1-PR	Penguin	100	200	3	250	0	
HS-1-PR	Penguin	30	200	3	200	0	HS-1-PR	Penguin	100	1000	0	150	45,48	
HS-1-PR	Penguin	30	200	3	250	0	HS-1-PR	Penguin	100	1000	0	200	43,49	
HS-1-PR	Penguin	30	1000	0	150	32,4	HS-1-PR	Penguin	100	1000	0	250	41,53	
HS-1-PR	Penguin	30	1000	0	200	32,13	HS-1-PR	Penguin	100	1000	1	150	38,47	
HS-1-PR	Penguin	30	1000	0	250	31,58	HS-1-PR	Penguin	100	1000	1	200	39,07	
HS-1-PR	Penguin	30	1000	1	150	15,14	HS-1-PR	Penguin	100	1000	1	250	38,58	
HS-1-PR	Penguin	30	1000	1	200	18,22	HS-1-PR	Penguin	100	1000	2	150	27,85	
HS-1-PR	Penguin	30	1000	1	250	21,14	HS-1-PR	Penguin	100	1000	2	200	31,19	
HS-1-PR	Penguin	30	1000	2	150	6,46	HS-1-PR	Penguin	100	1000	2	250	33,42	
HS-1-PR	Penguin	30	1000	2	200	8,72	HS-1-PR	Penguin	100	1000	3	150	0	
HS-1-PR	Penguin	30	1000	2	250	10,96	HS-1-PR	Penguin	100	1000	3	200	0	
HS-1-PR	Penguin	30	1000	3	150	0	HS-1-PR	Penguin	100	1000	3	250	0	
HS-1-PR	Penguin	30	1000	3	200	0	HS-1-PR	Penguin	100	5000	0	150	45,34	
HS-1-PR	Penguin	30	1000	3	250	0	HS-1-PR	Penguin	100	5000	0	200	43,37	
HS-1-PR	Penguin	30	5000	0	150	31,18	HS-1-PR	Penguin	100	5000	0	250	41,46	
HS-1-PR	Penguin	30	5000	0	200	30,98	HS-1-PR	Penguin	100	5000	1	150	37,6	
HS-1-PR	Penguin	30	5000	0	250	30,56	HS-1-PR	Penguin	100	5000	1	200	38,54	
HS-1-PR	Penguin	30	5000	1	150	13,44	HS-1-PR	Penguin	100	5000	1	250	38,28	
HS-1-PR	Penguin	30	5000	1	200	16,52	HS-1-PR	Penguin	100	5000	2	150	26,51	
HS-1-PR	Penguin	30	5000	1	250	19,44	HS-1-PR	Penguin	100	5000	2	200	30,06	
HS-1-PR	Penguin	30	5000	2	150	5,39	HS-1-PR	Penguin	100	5000	2	250	32,62	
HS-1-PR	Penguin	30	5000	2	200	7,46	HS-1-PR	Penguin	100	5000	3	150	0	
HS-1-PR	Penguin	30	5000	2	250	9,62	HS-1-PR	Penguin	100	5000	3	200	0	
HS-1-PR	Penguin	30	5000	3	150	0	HS-1-PR	Penguin	100	5000	3	250	0	
HS-1-PR	Penguin	30	5000	3	200	0	HS-1-PR	Penguin	150	200	0	150	46,53	
HS-1-PR	Penguin	30	5000	3	250	0	HS-1-PR	Penguin	150	200	0	200	44,35	
HS-1-PR	Penguin	50	200	0	150	41,99	HS-1-PR	Penguin	150	200	0	250	42,27	
HS-1-PR	Penguin	50	200	0	200	40,87	HS-1-PR	Penguin	150	200	1	150	42,57	
HS-1-PR	Penguin	50	200	0	250	39,3	HS-1-PR	Penguin	150	200	1	200	41,57	
HS-1-PR	Penguin	50	200	1	150	28,22	HS-1-PR	Penguin	150	200	1	250	40,24	
HS-1-PR	Penguin	50	200	1	200	31,03	HS-1-PR	Penguin	150	200	2	150	36,01	
HS-1-PR	Penguin	50	200	1	250	33,01	HS-1-PR	Penguin	150	200	2	200	37,49	
HS-1-PR	Penguin	50	200	2	150	16,58	HS-1-PR	Penguin	150	200	2	250	37,56	
HS-1-PR	Penguin	50	200	2	200	20,28	HS-1-PR	Penguin	150	200	3	150	0	
HS-1-PR	Penguin	50	200	2	250	23,41	HS-1-PR	Penguin	150	200	3	200	0	
HS-1-PR	Penguin	50	200	3	150	0	HS-1-PR	Penguin	150	200	3	250	0	
HS-1-PR	Penguin	50	200	3	200	0	HS-1-PR	Penguin	150	1000	0	150	46,43	
HS-1-PR	Penguin	50	200	3	250	0	HS-1-PR	Penguin	150	1000	0	200	44,29	
HS-1-PR	Penguin	50	1000	0	150	41,21	HS-1-PR	Penguin	150	1000	0	250	42,23	
HS-1-PR	Penguin	50	1000	0	200	40,4	HS-1-PR	Penguin	150	1000	1	150	42,07	
HS-1-PR	Penguin	50	1000	0	250	38,97	HS-1-PR	Penguin	150	1000	1	200	41,27	
HS-1-PR	Penguin	50	1000	1	150	26,19	HS-1-PR	Penguin	150	1000	1	250	40,03	
HS-1-PR	Penguin	50	1000	1	200	29,16	HS-1-PR	Penguin	150	1000	2	150	34,66	
HS-1-PR	Penguin	50	1000	1	250	31,49	HS-1-PR	Penguin	150	1000	2	200	36,73	
HS-1-PR	Penguin	50	1000	2	150	14,53	HS-1-PR	Penguin	150	1000	2	250	37,05	
HS-1-PR	Penguin	50	1000	2	200	18,17	HS-1-PR	Penguin	150	1000	3	150	0	
HS-1-PR	Penguin	50	1000	2	250	21,44	HS-1-PR	Penguin	150	1000	3	200	0	
HS-1-PR	Penguin	50	1000	3	150	0	HS-1-PR	Penguin	150	1000	3	250	0	
HS-1-PR	Penguin	50	1000	3	200	0	HS-1-PR	Penguin	150	5000	0	150	46,35	
HS-1-PR	Penguin	50	1000	3	250	0	HS-1-PR	Penguin	150	5000	0	200	44,23	
HS-1-PR	Penguin	50	5000	0	150	40,42	HS-1-PR	Penguin	150	5000	0	250	42,19	
HS-1-PR	Penguin	50	5000	0	200	39,87	HS-1-PR	Penguin	150	5000	1	150	41,66	
HS-1-PR	Penguin	50	5000	0	250	38,65	HS-1-PR	Penguin	150	5000	1	200	41,04	
HS-1-PR	Penguin	50	5000	1	150	24,49	HS-1-PR	Penguin	150	5000	1	250	39,85	
HS-1-PR	Penguin	50	5000	1	200	27,75	HS-1-PR	Penguin	150	5000	2	150	33,61	
HS-1-PR	Penguin	50	5000	1	250	30,29	HS-1-PR	Penguin	150	5000	2	200	36,07	
HS-1-PR	Penguin	50	5000	2	150	12,98	HS-1-PR	Penguin	150	5000	2	250	36,74	
HS-1-PR	Penguin	50	5000	2	200	16,65	HS-1-PR	Penguin	150	5000	3	150	0	
HS-1-PR	Penguin	50	5000	2	250	20,07	HS-1-PR	Penguin	150	5000	3	200	0	
HS-1-PR	Penguin	50	5000	3	150	0	HS-1-PR	Penguin	150	5000	3	250	0	
HS-1-PR	Penguin	50	5000	3	200	0	HS-1-PR	Penguin	200	200	0	150	46,95	
HS-1-PR	Penguin	50	5000	3	250	0	HS-1-PR	Penguin	200	200	0	200	44,7	
HS-1-PR	Penguin	100	200	0	150	45,63	HS-1-PR	Penguin	200	200	0	250	42,56	
HS-1-PR	Penguin	100	200	0	200	43,6	HS-1-PR	Penguin	200	200	1	150	43,79	
HS-1-PR	Penguin	100	200	0	250	41,63	HS-1-PR	Penguin	200	200	1	200	42,44	
HS-1-PR	Penguin	100	200	1	150	39,46	HS-1-PR	Penguin	200	200	1	250	40,9	

**Relatório Técnico
Linhas de Transmissão**

Torre	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação	Deslig.	Penguin	30	200	2	250	18,65	
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação														
HS-1-PR	Penguin	200	200	2	150	39,21	J-1	Penguin	30	200	3	150	9,19	
HS-1-PR	Penguin	200	200	2	200	39,48	J-1	Penguin	30	200	3	200	12,29	
HS-1-PR	Penguin	200	200	2	250	38,73	J-1	Penguin	30	200	3	250	14,9	
HS-1-PR	Penguin	200	200	3	150	0	J-1	Penguin	30	200	3	150	27,6	
HS-1-PR	Penguin	200	200	3	200	0	J-1	Penguin	30	1000	0	150	31,05	
HS-1-PR	Penguin	200	200	3	250	0	J-1	Penguin	30	1000	0	200	33,81	
HS-1-PR	Penguin	200	1000	0	150	46,89	J-1	Penguin	30	1000	1	150	14,58	
HS-1-PR	Penguin	200	1000	0	200	44,66	J-1	Penguin	30	1000	1	200	18,36	
HS-1-PR	Penguin	200	1000	0	250	42,53	J-1	Penguin	30	1000	1	250	21,56	
HS-1-PR	Penguin	200	1000	1	150	43,52	J-1	Penguin	30	1000	1	150	8,83	
HS-1-PR	Penguin	200	1000	1	200	42,22	J-1	Penguin	30	1000	2	150	12,02	
HS-1-PR	Penguin	200	1000	1	250	40,73	J-1	Penguin	30	1000	2	200	15,06	
HS-1-PR	Penguin	200	1000	2	150	38,39	J-1	Penguin	30	1000	2	250	6,08	
HS-1-PR	Penguin	200	1000	2	200	38,97	J-1	Penguin	30	1000	3	150	8,59	
HS-1-PR	Penguin	200	1000	2	250	38,48	J-1	Penguin	30	1000	3	200	11,37	
HS-1-PR	Penguin	200	1000	3	150	0	J-1	Penguin	30	1000	3	250	25,66	
HS-1-PR	Penguin	200	1000	3	200	0	J-1	Penguin	30	5000	0	150	29,12	
HS-1-PR	Penguin	200	5000	0	150	46,84	J-1	Penguin	30	5000	0	250	31,98	
HS-1-PR	Penguin	200	5000	0	200	44,62	J-1	Penguin	30	5000	1	150	12,67	
HS-1-PR	Penguin	200	5000	0	250	42,5	J-1	Penguin	30	5000	1	200	16,16	
HS-1-PR	Penguin	200	5000	1	150	43,27	J-1	Penguin	30	5000	1	250	19,55	
HS-1-PR	Penguin	200	5000	1	200	42,06	J-1	Penguin	30	5000	2	150	7,39	
HS-1-PR	Penguin	200	5000	1	250	40,62	J-1	Penguin	30	5000	2	200	10,2	
HS-1-PR	Penguin	200	5000	2	150	37,73	J-1	Penguin	30	5000	2	250	13,2	
HS-1-PR	Penguin	200	5000	2	200	38,61	J-1	Penguin	30	5000	3	150	4,9	
HS-1-PR	Penguin	200	5000	2	250	38,29	J-1	Penguin	30	5000	3	200	7,07	
HS-1-PR	Penguin	200	5000	3	150	0	J-1	Penguin	30	5000	3	250	9,65	
HS-1-PR	Penguin	200	5000	3	200	0	J-1	Penguin	50	200	0	150	42,95	
HS-1-PR	Penguin	200	5000	3	250	0	J-1	Penguin	50	200	0	200	45,79	
J-1	Penguin	10	200	0	150	4,72	J-1	Penguin	50	200	0	250	47,35	
J-1	Penguin	10	200	0	200	5,59	J-1	Penguin	50	200	1	150	31,58	
J-1	Penguin	10	200	0	250	6,45	J-1	Penguin	50	200	1	200	36,01	
J-1	Penguin	10	200	1	150	1,82	J-1	Penguin	50	200	1	250	39,14	
J-1	Penguin	10	200	1	200	2,32	J-1	Penguin	50	200	2	150	24,3	
J-1	Penguin	10	200	1	250	2,91	J-1	Penguin	50	200	2	200	29,19	
J-1	Penguin	10	200	2	150	0,9	J-1	Penguin	50	200	2	250	32,88	
J-1	Penguin	10	200	2	200	1,18	J-1	Penguin	50	200	3	150	20,03	
J-1	Penguin	10	200	2	250	1,53	J-1	Penguin	50	200	3	200	24,86	
J-1	Penguin	10	200	3	150	0,48	J-1	Penguin	50	200	3	250	28,65	
J-1	Penguin	10	200	3	200	0,67	J-1	Penguin	50	1000	0	150	40,94	
J-1	Penguin	10	200	3	250	0,88	J-1	Penguin	50	1000	0	200	44,16	
J-1	Penguin	10	1000	0	150	3,73	J-1	Penguin	50	1000	0	250	46,31	
J-1	Penguin	10	1000	0	200	4,46	J-1	Penguin	50	1000	1	150	27,77	
J-1	Penguin	10	1000	0	250	5,21	J-1	Penguin	50	1000	1	200	32,7	
J-1	Penguin	10	1000	1	150	1,41	J-1	Penguin	50	1000	1	250	36,39	
J-1	Penguin	10	1000	1	200	1,85	J-1	Penguin	50	1000	2	150	19,97	
J-1	Penguin	10	1000	1	250	2,38	J-1	Penguin	50	1000	2	200	25,03	
J-1	Penguin	10	1000	2	150	0,68	J-1	Penguin	50	1000	2	250	29,33	
J-1	Penguin	10	1000	2	200	0,91	J-1	Penguin	50	1000	3	150	15,36	
J-1	Penguin	10	1000	2	250	1,24	J-1	Penguin	50	1000	3	200	20,23	
J-1	Penguin	10	1000	3	150	0,28	J-1	Penguin	50	1000	3	250	24,63	
J-1	Penguin	10	1000	3	200	0,42	J-1	Penguin	50	5000	0	150	39,56	
J-1	Penguin	10	1000	3	250	0,62	J-1	Penguin	50	5000	0	200	42,9	
J-1	Penguin	10	5000	0	150	3,06	J-1	Penguin	50	5000	0	250	45,37	
J-1	Penguin	10	5000	0	200	3,74	J-1	Penguin	50	5000	1	150	25,7	
J-1	Penguin	10	5000	0	250	4,42	J-1	Penguin	50	5000	1	200	30,73	
J-1	Penguin	10	5000	1	150	1,11	J-1	Penguin	50	5000	1	250	34,7	
J-1	Penguin	10	5000	1	200	1,46	J-1	Penguin	50	5000	2	150	17,84	
J-1	Penguin	10	5000	1	250	1,89	J-1	Penguin	50	5000	2	200	22,79	
J-1	Penguin	10	5000	2	150	0,53	J-1	Penguin	50	5000	2	250	27,35	
J-1	Penguin	10	5000	2	200	0,7	J-1	Penguin	50	5000	3	150	13,37	
J-1	Penguin	10	5000	2	250	0,94	J-1	Penguin	50	5000	3	200	18,08	
J-1	Penguin	10	5000	3	150	0,22	J-1	Penguin	50	5000	3	250	22,53	
J-1	Penguin	10	5000	3	200	0,29	J-1	Penguin	100	200	0	150	49,96	
J-1	Penguin	10	5000	3	250	0,46	J-1	Penguin	100	200	0	200	50,79	
J-1	Penguin	30	200	0	150	30,39	J-1	Penguin	100	200	0	250	51,31	
J-1	Penguin	30	200	0	200	33,68	J-1	Penguin	100	200	1	150	45,48	
J-1	Penguin	30	200	0	250	36,2	J-1	Penguin	100	200	1	200	47,77	
J-1	Penguin	30	200	1	150	18,29	J-1	Penguin	100	200	1	250	48,97	
J-1	Penguin	30	200	1	200	22,01	J-1	Penguin	100	200	2	150	39,99	
J-1	Penguin	30	200	1	250	25,13	J-1	Penguin	100	200	2	200	44,14	
J-1	Penguin	30	200	2	150	12,31	J-1	Penguin	100	200	2	250	46,5	
J-1	Penguin	30	200	2	200	15,66	J-1	Penguin	100	200	3	150	36,14	

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Torre	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação	
J-1	Penguin	100	200	3	200	40,77	J-1	Penguin	200	1000	0	150	51,97
J-1	Penguin	100	200	3	250	43,87	J-1	Penguin	200	1000	0	200	52,53
J-1	Penguin	100	1000	0	150	49,53	J-1	Penguin	200	1000	0	250	52,87
J-1	Penguin	100	1000	0	200	50,45	J-1	Penguin	200	1000	1	150	49,63
J-1	Penguin	100	1000	0	250	51,06	J-1	Penguin	200	1000	1	200	50,59
J-1	Penguin	100	1000	1	150	43,42	J-1	Penguin	200	1000	1	250	51,23
J-1	Penguin	100	1000	1	200	46,69	J-1	Penguin	200	1000	2	150	47,26
J-1	Penguin	100	1000	1	250	48,27	J-1	Penguin	200	1000	2	200	49,02
J-1	Penguin	100	1000	2	150	36,76	J-1	Penguin	200	1000	2	250	49,95
J-1	Penguin	100	1000	2	200	41,63	J-1	Penguin	200	1000	3	150	44,74
J-1	Penguin	100	1000	2	250	44,98	J-1	Penguin	200	1000	3	200	47,48
J-1	Penguin	100	1000	3	150	32,02	J-1	Penguin	200	1000	3	250	48,84
J-1	Penguin	100	1000	3	200	37,41	J-1	Penguin	200	5000	0	150	51,86
J-1	Penguin	100	1000	3	250	41,41	J-1	Penguin	200	5000	0	200	52,46
J-1	Penguin	100	5000	0	150	49,22	J-1	Penguin	200	5000	0	250	52,82
J-1	Penguin	100	5000	0	200	50,23	J-1	Penguin	200	5000	1	150	49,36
J-1	Penguin	100	5000	0	250	50,89	J-1	Penguin	200	5000	1	200	50,43
J-1	Penguin	100	5000	1	150	42,23	J-1	Penguin	200	5000	1	250	51,11
J-1	Penguin	100	5000	1	200	45,99	J-1	Penguin	200	5000	2	150	46,75
J-1	Penguin	100	5000	1	250	47,83	J-1	Penguin	200	5000	2	200	48,76
J-1	Penguin	100	5000	2	150	35,19	J-1	Penguin	200	5000	2	250	49,78
J-1	Penguin	100	5000	2	200	40,31	J-1	Penguin	200	5000	3	150	43,87
J-1	Penguin	100	5000	2	250	43,99	J-1	Penguin	200	5000	3	200	47,05
J-1	Penguin	100	5000	3	150	30,18	J-1	Penguin	200	5000	3	250	48,61
J-1	Penguin	100	5000	3	200	35,95	K-1	Linnet	10	200	0	250	1,23
J-1	Penguin	100	5000	3	250	40,19	K-1	Hawk	10	200	0	250	1,23
J-1	Penguin	150	200	0	150	51,43	K-1	Drake	10	200	0	250	1,24
J-1	Penguin	150	200	0	200	52,06	K-1	Hawk	10	200	0	300	1,49
J-1	Penguin	150	200	0	250	52,45	K-1	Linnet	10	200	0	300	1,49
J-1	Penguin	150	200	1	150	48,84	K-1	Drake	10	200	0	300	1,5
J-1	Penguin	150	200	1	200	50,01	K-1	Linnet	10	200	0	350	1,72
J-1	Penguin	150	200	1	250	50,7	K-1	Drake	10	200	0	350	1,72
J-1	Penguin	150	200	2	150	46,13	K-1	Hawk	10	200	0	350	1,72
J-1	Penguin	150	200	2	200	48,18	K-1	Drake	10	200	1	250	0,69
J-1	Penguin	150	200	2	250	49,29	K-1	Linnet	10	200	1	250	0,7
J-1	Penguin	150	200	3	150	43,33	K-1	Hawk	10	200	1	250	0,7
J-1	Penguin	150	200	3	200	46,55	K-1	Drake	10	200	1	300	0,81
J-1	Penguin	150	200	3	250	48,01	K-1	Hawk	10	200	1	300	0,83
J-1	Penguin	150	1000	0	150	51,13	K-1	Linnet	10	200	1	300	0,83
J-1	Penguin	150	1000	0	200	51,86	K-1	Drake	10	200	1	350	0,97
J-1	Penguin	150	1000	0	250	52,29	K-1	Hawk	10	200	1	350	0,98
J-1	Penguin	150	1000	1	150	47,96	K-1	Linnet	10	200	1	350	0,99
J-1	Penguin	150	1000	1	200	49,55	K-1	Drake	10	200	2	250	0,48
J-1	Penguin	150	1000	1	250	50,33	K-1	Hawk	10	200	2	250	0,49
J-1	Penguin	150	1000	2	150	44,12	K-1	Linnet	10	200	2	250	0,5
J-1	Penguin	150	1000	2	200	47,21	K-1	Drake	10	200	2	300	0,58
J-1	Penguin	150	1000	2	250	48,68	K-1	Hawk	10	200	2	300	0,59
J-1	Penguin	150	1000	3	150	40,26	K-1	Linnet	10	200	2	300	0,6
J-1	Penguin	150	1000	3	200	44,64	K-1	Drake	10	200	2	350	0,69
J-1	Penguin	150	1000	3	250	47,04	K-1	Hawk	10	200	2	350	0,7
J-1	Penguin	150	5000	0	150	50,97	K-1	Linnet	10	200	2	350	0,71
J-1	Penguin	150	5000	0	200	51,73	K-1	Drake	10	200	3	250	0,28
J-1	Penguin	150	5000	0	250	52,21	K-1	Hawk	10	200	3	250	0,28
J-1	Penguin	150	5000	1	150	47,54	K-1	Linnet	10	200	3	250	0,29
J-1	Penguin	150	5000	1	200	49,25	K-1	Drake	10	200	3	300	0,39
J-1	Penguin	150	5000	1	250	50,16	K-1	Hawk	10	200	3	300	0,4
J-1	Penguin	150	5000	2	150	43,17	K-1	Linnet	10	200	3	300	0,41
J-1	Penguin	150	5000	2	200	46,66	K-1	Drake	10	200	3	350	0,5
J-1	Penguin	150	5000	2	250	48,35	K-1	Hawk	10	200	3	350	0,52
J-1	Penguin	150	5000	3	150	39,02	K-1	Linnet	10	200	3	350	0,53
J-1	Penguin	150	5000	3	200	43,74	K-1	Drake	10	1000	0	250	0,71
J-1	Penguin	150	5000	3	250	46,56	K-1	Hawk	10	1000	0	250	0,71
J-1	Penguin	200	200	0	150	52,18	K-1	Drake	10	1000	0	250	0,71
J-1	Penguin	200	200	0	200	52,67	K-1	Hawk	10	1000	0	300	0,83
J-1	Penguin	200	200	0	250	52,98	K-1	Linnet	10	1000	0	300	0,83
J-1	Penguin	200	200	1	150	50,1	K-1	Drake	10	1000	0	300	0,84
J-1	Penguin	200	200	1	200	50,94	K-1	Linnet	10	1000	0	350	0,99
J-1	Penguin	200	200	1	250	51,51	K-1	Hawk	10	1000	0	350	0,99
J-1	Penguin	200	200	2	150	48,3	K-1	Drake	10	1000	0	350	0,99
J-1	Penguin	200	200	2	200	49,65	K-1	Linnet	10	1000	1	250	0,38
J-1	Penguin	200	200	2	250	50,31	K-1	Hawk	10	1000	1	250	0,38
J-1	Penguin	200	200	3	150	46,66	K-1	Drake	10	1000	1	250	0,38
J-1	Penguin	200	200	3	200	48,52	K-1	Drake	10	1000	1	300	0,39
J-1	Penguin	200	200	3	250	49,44	K-1	Hawk	10	1000	1	300	0,4

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Torre	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação	
K-1	Linnet	10	1000	1	300	0,41	K-1	Hawk	30	200	1	350	16,48
K-1	Drake	10	1000	1	350	0,45	K-1	Linnet	30	200	1	350	16,59
K-1	Linnet	10	1000	1	350	0,47	K-1	Drake	30	200	2	250	8,59
K-1	Hawk	10	1000	1	350	0,47	K-1	Hawk	30	200	2	250	8,78
K-1	Drake	10	1000	2	250	0,3	K-1	Linnet	30	200	2	250	8,89
K-1	Hawk	10	1000	2	250	0,31	K-1	Drake	30	200	2	300	10,8
K-1	Linnet	10	1000	2	250	0,32	K-1	Hawk	30	200	2	300	11,02
K-1	Drake	10	1000	2	300	0,3	K-1	Linnet	30	200	2	300	11,16
K-1	Linnet	10	1000	2	300	0,31	K-1	Drake	30	200	2	350	13,04
K-1	Hawk	10	1000	2	300	0,31	K-1	Hawk	30	200	2	350	13,26
K-1	Drake	10	1000	2	350	0,29	K-1	Linnet	30	200	2	350	13,42
K-1	Hawk	10	1000	2	350	0,3	K-1	Drake	30	200	3	250	7,35
K-1	Linnet	10	1000	2	350	0,3	K-1	Hawk	30	200	3	250	7,5
K-1	Drake	10	1000	3	250	0,12	K-1	Linnet	30	200	3	250	7,61
K-1	Hawk	10	1000	3	250	0,13	K-1	Drake	30	200	3	300	9,42
K-1	Linnet	10	1000	3	250	0,14	K-1	Hawk	30	200	3	300	9,6
K-1	Drake	10	1000	3	300	0,19	K-1	Linnet	30	200	3	300	9,7
K-1	Hawk	10	1000	3	300	0,19	K-1	Drake	30	200	3	350	11,51
K-1	Linnet	10	1000	3	300	0,2	K-1	Hawk	30	200	3	350	11,72
K-1	Drake	10	1000	3	350	0,2	K-1	Linnet	30	200	3	350	11,86
K-1	Hawk	10	1000	3	350	0,2	K-1	Linnet	30	1000	0	250	13,42
K-1	Linnet	10	1000	3	350	0,21	K-1	Hawk	30	1000	0	250	13,44
K-1	Linnet	10	5000	0	250	0,48	K-1	Drake	30	1000	0	250	13,45
K-1	Drake	10	5000	0	250	0,49	K-1	Linnet	30	1000	0	300	15,9
K-1	Hawk	10	5000	0	250	0,49	K-1	Hawk	30	1000	0	300	15,9
K-1	Hawk	10	5000	0	300	0,6	K-1	Drake	30	1000	0	300	15,91
K-1	Linnet	10	5000	0	300	0,6	K-1	Linnet	30	1000	0	350	18,29
K-1	Drake	10	5000	0	300	0,6	K-1	Hawk	30	1000	0	350	18,31
K-1	Linnet	10	5000	0	350	0,72	K-1	Drake	30	1000	0	350	18,34
K-1	Hawk	10	5000	0	350	0,72	K-1	Drake	30	1000	1	250	7,33
K-1	Drake	10	5000	0	350	0,73	K-1	Hawk	30	1000	1	250	7,48
K-1	Drake	10	5000	1	250	0,34	K-1	Linnet	30	1000	1	250	7,58
K-1	Hawk	10	5000	1	250	0,35	K-1	Drake	30	1000	1	300	9,03
K-1	Linnet	10	5000	1	250	0,35	K-1	Hawk	30	1000	1	300	9,21
K-1	Linnet	10	5000	1	300	0,35	K-1	Linnet	30	1000	1	300	9,31
K-1	Drake	10	5000	1	300	0,35	K-1	Drake	30	1000	1	350	10,8
K-1	Hawk	10	5000	1	300	0,35	K-1	Hawk	30	1000	1	350	11,05
K-1	Drake	10	5000	1	350	0,35	K-1	Linnet	30	1000	1	350	11,16
K-1	Linnet	10	5000	1	350	0,36	K-1	Drake	30	1000	2	250	5
K-1	Hawk	10	5000	1	350	0,36	K-1	Hawk	30	1000	2	250	5,15
K-1	Hawk	10	5000	2	250	0,27	K-1	Linnet	30	1000	2	250	5,26
K-1	Drake	10	5000	2	250	0,27	K-1	Drake	30	1000	2	300	6,28
K-1	Linnet	10	5000	2	250	0,28	K-1	Hawk	30	1000	2	300	6,43
K-1	Hawk	10	5000	2	300	0,29	K-1	Linnet	30	1000	2	300	6,54
K-1	Drake	10	5000	2	300	0,29	K-1	Drake	30	1000	2	350	7,67
K-1	Linnet	10	5000	2	300	0,29	K-1	Hawk	30	1000	2	350	7,87
K-1	Drake	10	5000	2	350	0,27	K-1	Linnet	30	1000	2	350	8,01
K-1	Hawk	10	5000	2	350	0,27	K-1	Drake	30	1000	3	250	3,9
K-1	Linnet	10	5000	2	350	0,27	K-1	Hawk	30	1000	3	250	4,04
K-1	Drake	10	5000	3	250	0,1	K-1	Linnet	30	1000	3	250	4,13
K-1	Hawk	10	5000	3	250	0,1	K-1	Drake	30	1000	3	300	5
K-1	Linnet	10	5000	3	250	0,1	K-1	Hawk	30	1000	3	300	5,17
K-1	Drake	10	5000	3	300	0,13	K-1	Linnet	30	1000	3	300	5,26
K-1	Hawk	10	5000	3	300	0,13	K-1	Drake	30	1000	3	350	6,18
K-1	Linnet	10	5000	3	300	0,14	K-1	Hawk	30	1000	3	350	6,35
K-1	Hawk	10	5000	3	350	0,17	K-1	Linnet	30	1000	3	350	6,47
K-1	Drake	10	5000	3	350	0,17	K-1	Linnet	30	5000	0	250	11,02
K-1	Linnet	10	5000	3	350	0,18	K-1	Hawk	30	5000	0	250	11,03
K-1	Linnet	30	200	0	250	17,97	K-1	Drake	30	5000	0	250	11,04
K-1	Hawk	30	200	0	250	17,98	K-1	Linnet	30	5000	0	300	13,44
K-1	Drake	30	200	0	250	18,02	K-1	Hawk	30	5000	0	300	13,45
K-1	Linnet	30	200	0	300	20,95	K-1	Drake	30	5000	0	300	13,48
K-1	Hawk	30	200	0	300	20,98	K-1	Linnet	30	5000	0	350	15,84
K-1	Drake	30	200	0	300	20,99	K-1	Hawk	30	5000	0	350	15,86
K-1	Drake	30	200	0	350	23,22	K-1	Drake	30	5000	0	350	15,88
K-1	Hawk	30	200	0	350	23,23	K-1	Drake	30	5000	1	250	5,64
K-1	Linnet	30	200	0	350	23,25	K-1	Hawk	30	5000	1	250	5,79
K-1	Drake	30	200	1	250	11,35	K-1	Linnet	30	5000	1	250	5,89
K-1	Hawk	30	200	1	250	11,52	K-1	Drake	30	5000	1	300	7,19
K-1	Linnet	30	200	1	250	11,63	K-1	Hawk	30	5000	1	300	7,36
K-1	Drake	30	200	1	300	13,93	K-1	Linnet	30	5000	1	300	7,43
K-1	Hawk	30	200	1	300	14,1	K-1	Drake	30	5000	1	350	8,88
K-1	Linnet	30	200	1	300	14,22	K-1	Hawk	30	5000	1	350	9,04
K-1	Drake	30	200	1	350	16,26	K-1	Linnet	30	5000	1	350	9,16

**Relatório Técnico
Linhos de Transmissão**

Torre	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação		
K-1	Drake	30	5000	2	250	3,71	K-1	Drake	50	1000	2	250	14,72	K-1	Drake	50	1000	2	250	17,06
K-1	Hawk	30	5000	2	250	3,83	K-1	Hawk	50	1000	2	300	17,45	K-1	Linnet	30	5000	2	250	17,69
K-1	Linnet	30	5000	2	250	3,91	K-1	Linnet	50	1000	2	300	19,98	K-1	Drake	30	5000	2	300	20,41
K-1	Drake	30	5000	2	300	4,86	K-1	Drake	50	1000	2	350	20,66	K-1	Hawk	30	5000	2	350	11,69
K-1	Hawk	30	5000	2	300	5	K-1	Hawk	50	1000	2	350	12,05	K-1	Linnet	30	5000	2	350	12,26
K-1	Linnet	30	5000	2	300	5,08	K-1	Linnet	50	1000	2	350	14,5	K-1	Drake	30	5000	2	350	14,87
K-1	Drake	30	5000	2	350	6,11	K-1	Drake	50	1000	3	250	15,11	K-1	Hawk	30	5000	2	350	15,11
K-1	Hawk	30	5000	2	350	6,27	K-1	Hawk	50	1000	3	300	17,08	K-1	Linnet	30	5000	2	350	17,47
K-1	Linnet	30	5000	2	350	6,37	K-1	Hawk	50	1000	3	350	17,74	K-1	Drake	30	5000	2	350	17,74
K-1	Drake	30	5000	3	250	2,71	K-1	Linnet	50	1000	3	250	26,12	K-1	Hawk	30	5000	3	250	26,13
K-1	Hawk	30	5000	3	250	2,85	K-1	Drake	50	5000	0	250	26,14	K-1	Linnet	30	5000	3	250	30,07
K-1	Linnet	30	5000	3	250	2,93	K-1	Drake	50	5000	0	300	30,08	K-1	Drake	50	200	0	250	30,12
K-1	Drake	30	5000	3	300	3,7	K-1	Linnet	50	1000	3	350	33,58	K-1	Hawk	50	200	0	300	33,6
K-1	Hawk	30	5000	3	300	3,84	K-1	Drake	50	5000	0	350	33,62	K-1	Linnet	50	200	0	300	33,62
K-1	Linnet	30	5000	3	300	3,94	K-1	Hawk	50	5000	0	350	16,04	K-1	Hawk	50	200	0	350	16,04
K-1	Drake	30	5000	3	350	4,81	K-1	Linnet	50	1000	3	350	16,3	K-1	Linnet	50	200	0	350	16,3
K-1	Hawk	30	5000	3	350	4,95	K-1	Hawk	50	5000	0	250	16,47	K-1	Drake	50	200	1	250	19,43
K-1	Linnet	30	5000	3	350	5,07	K-1	Drake	50	5000	0	300	19,43	K-1	Hawk	50	200	1	250	19,74
K-1	Linnet	50	200	0	250	34,65	K-1	Linnet	50	5000	1	250	22,77	K-1	Drake	50	200	0	300	23,06
K-1	Hawk	50	200	0	250	34,69	K-1	Hawk	50	5000	1	350	23,24	K-1	Linnet	50	200	0	300	23,24
K-1	Drake	50	200	0	250	34,74	K-1	Drake	50	5000	0	350	11,48	K-1	Hawk	50	200	0	350	11,48
K-1	Linnet	50	200	0	300	38,42	K-1	Linnet	50	5000	0	300	11,78	K-1	Linnet	50	200	0	350	11,78
K-1	Hawk	50	200	0	300	38,46	K-1	Hawk	50	5000	0	250	11,99	K-1	Drake	50	200	1	300	14,42
K-1	Drake	50	200	0	300	38,5	K-1	Hawk	50	5000	0	300	14,42	K-1	Linnet	50	200	0	300	14,8
K-1	Hawk	50	200	0	350	41,22	K-1	Drake	50	5000	0	300	14,8	K-1	Drake	50	200	1	300	15,03
K-1	Linnet	50	200	0	350	41,23	K-1	Linnet	50	5000	1	250	15,03	K-1	Hawk	50	200	1	300	17,35
K-1	Drake	50	200	1	250	24,98	K-1	Drake	50	5000	1	350	17,71	K-1	Linnet	50	200	1	300	17,71
K-1	Hawk	50	200	1	250	25,24	K-1	Linnet	50	5000	1	350	17,95	K-1	Drake	50	200	1	300	17,95
K-1	Linnet	50	200	1	250	25,39	K-1	Hawk	50	5000	1	300	9,2	K-1	Drake	50	200	2	300	9,49
K-1	Drake	50	200	1	300	29,05	K-1	Linnet	50	5000	1	350	9,49	K-1	Hawk	50	200	2	300	9,69
K-1	Hawk	50	200	1	300	29,3	K-1	Drake	50	5000	1	350	11,82	K-1	Linnet	50	200	2	300	12,17
K-1	Linnet	50	200	1	300	29,47	K-1	Hawk	50	5000	1	350	12,4	K-1	Drake	50	200	3	300	12,4
K-1	Drake	50	200	1	350	32,5	K-1	Linnet	50	5000	3	250	14,53	K-1	Hawk	50	200	3	300	14,53
K-1	Hawk	50	200	1	350	32,76	K-1	Drake	50	5000	3	350	14,94	K-1	Linnet	50	200	3	350	14,94
K-1	Linnet	50	200	1	350	32,96	K-1	Hawk	50	5000	3	350	15,17	K-1	Drake	50	200	3	350	53,4
K-1	Drake	50	200	2	250	20,44	K-1	Linnet	50	5000	3	250	53,44	K-1	Hawk	50	200	0	250	53,48
K-1	Hawk	50	200	2	250	20,78	K-1	Drake	50	5000	0	300	55,85	K-1	Linnet	50	1000	0	250	55,86
K-1	Linnet	50	200	2	250	20,97	K-1	Hawk	50	5000	0	300	55,86	K-1	Drake	50	1000	0	300	55,89
K-1	Drake	50	200	2	300	24,34	K-1	Linnet	50	5000	0	300	55,89	K-1	Hawk	50	1000	0	300	57,11
K-1	Hawk	50	200	2	300	24,62	K-1	Drake	50	5000	0	300	57,11	K-1	Linnet	50	1000	0	300	57,11
K-1	Linnet	50	200	2	300	24,81	K-1	Hawk	50	5000	0	300	57,11	K-1	Drake	50	1000	0	300	57,11
K-1	Drake	50	200	2	350	27,82	K-1	Linnet	50	5000	0	300	57,11	K-1	Hawk	50	1000	0	300	57,11
K-1	Hawk	50	200	2	350	28,1	K-1	Drake	50	5000	0	300	57,11	K-1	Linnet	50	1000	0	300	57,11
K-1	Linnet	50	200	2	350	28,31	K-1	Hawk	50	5000	0	300	57,11	K-1	Drake	50	1000	0	300	57,11
K-1	Drake	50	200	3	250	18,14	K-1	Linnet	50	5000	0	300	57,11	K-1	Hawk	50	1000	0	300	57,11
K-1	Hawk	50	200	3	250	18,48	K-1	Drake	50	5000	0	300	57,11	K-1	Linnet	50	1000	0	300	57,11
K-1	Linnet	50	200	3	250	18,68	K-1	Hawk	50	5000	0	300	57,11	K-1	Drake	50	1000	0	300	57,11
K-1	Drake	50	200	3	300	22,1	K-1	Linnet	50	5000	0	300	57,11	K-1	Hawk	50	1000	0	300	57,11
K-1	Hawk	50	200	3	300	22,39	K-1	Drake	50	5000	0	300	57,11	K-1	Linnet	50	1000	0	300	57,11
K-1	Linnet	50	200	3	300	22,56	K-1	Hawk	50	5000	0	300	57,11	K-1	Drake	50	1000	0	300	57,11
K-1	Drake	50	200	3	350	25,45	K-1	Linnet	50	5000	0	300	57,11	K-1	Hawk	50	1000	0	300	57,11
K-1	Hawk	50	200	3	350	25,76	K-1	Drake	50	5000	0	300	57,11	K-1	Linnet	50	1000	0	300	57,11
K-1	Linnet	50	200	3	350	26,01	K-1	Hawk	50	5000	0	300	57,11	K-1	Drake	50	1000	0	300	57,11
K-1	Drake	50	1000	0	250	29,14	K-1	Linnet	50	5000	0	300	57,11	K-1	Hawk	50	1000	0	300	57,11
K-1	Hawk	50	1000	0	250	29,14	K-1	Drake	50	5000	0	300	57,11	K-1	Linnet	50	1000	0	300	57,11
K-1	Linnet	50	1000	0	250	29,14	K-1	Hawk	50	5000	0	300	57,11	K-1	Drake	50	1000	0	300	57,11
K-1	Drake	50	1000	0	250	29,15	K-1	Linnet	50	5000	0	300	57,11	K-1	Hawk	50	1000	0	300	57,11
K-1	Hawk	50	1000	0	300	32,92	K-1	Drake	50	5000	0	300	57,11	K-1	Linnet	50	1000	0	300	57,11
K-1	Linnet	50	1000	0	300	32,93	K-1	Hawk	50	5000	0	300	57,11	K-1	Drake	50	1000	0	300	57,11
K-1	Drake	50	1000	0	300	32,96	K-1	Linnet	50	5000	0	300	57,11	K-1	Hawk	50	1000	0	300	57,11
K-1	Hawk	50	1000	0	300	36,2	K-1	Drake	50	5000	0	300	57,11	K-1	Linnet	50	1000	0	300	57,11
K-1	Linnet	50	1000	0	300	36,21	K-1	Hawk	50	5000	0	300	57,11	K-1	Drake	50	1000	0	300	44,44
K-1	Drake	50	1000	0	350	36,26	K-1	Linnet	50	5000	0	300	44,44	K-1	Hawk	50	1000	0	300	44,44
K-1	Hawk	50	1000	0	350	18,9	K-1	Drake	50	5000	0	300	44,44	K-1	Linnet	50	1000	0		

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Torre	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação	
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação													
K-1	Hawk	100	200	2	300	43,89	K-1	Hawk	100	5000	2	350	37,95
K-1	Linnet	100	200	2	300	44,09	K-1	Linnet	100	5000	2	350	38,47
K-1	Drake	100	200	2	350	46,98	K-1	Drake	100	5000	2	350	38,81
K-1	Hawk	100	200	2	350	47,29	K-1	Hawk	100	5000	3	250	26,2
K-1	Linnet	100	200	2	350	47,5	K-1	Linnet	100	5000	3	250	26,74
K-1	Drake	100	200	3	250	36,75	K-1	Drake	100	5000	3	250	27,11
K-1	Hawk	100	200	3	250	37,13	K-1	Drake	100	5000	3	300	30,44
K-1	Linnet	100	200	3	250	37,36	K-1	Hawk	100	5000	3	300	31,02
K-1	Drake	100	200	3	300	41,15	K-1	Linnet	100	5000	3	300	31,38
K-1	Hawk	100	200	3	300	41,46	K-1	Drake	100	5000	3	350	34,17
K-1	Linnet	100	200	3	300	41,72	K-1	Hawk	100	5000	3	350	34,74
K-1	Drake	100	200	3	350	44,54	K-1	Linnet	100	5000	3	350	35,12
K-1	Hawk	100	200	3	350	44,86	K-1	Linnet	150	200	0	250	58,17
K-1	Linnet	100	200	3	350	45,11	K-1	Hawk	150	200	0	250	58,19
K-1	Linnet	100	1000	0	250	49,93	K-1	Drake	150	200	0	250	58,21
K-1	Hawk	100	1000	0	250	49,93	K-1	Linnet	150	200	0	300	59,26
K-1	Drake	100	1000	0	250	49,94	K-1	Hawk	150	200	0	300	59,28
K-1	Linnet	100	1000	0	300	52,97	K-1	Drake	150	200	0	300	59,28
K-1	Hawk	100	1000	0	300	52,99	K-1	Linnet	150	200	0	350	59,88
K-1	Drake	100	1000	0	300	53	K-1	Hawk	150	200	0	350	59,89
K-1	Hawk	100	1000	0	350	55,08	K-1	Drake	150	200	0	350	59,89
K-1	Linnet	100	1000	0	350	55,08	K-1	Drake	150	200	1	250	52,81
K-1	Drake	100	1000	0	350	55,08	K-1	Hawk	150	200	1	250	53,04
K-1	Drake	100	1000	1	250	39,16	K-1	Linnet	150	200	1	250	53,17
K-1	Hawk	100	1000	1	250	39,55	K-1	Drake	150	200	1	300	55,51
K-1	Linnet	100	1000	1	250	39,81	K-1	Hawk	150	200	1	300	55,67
K-1	Drake	100	1000	1	300	43	K-1	Linnet	150	200	1	300	55,76
K-1	Hawk	100	1000	1	300	43,34	K-1	Drake	150	200	1	350	56,97
K-1	Linnet	100	1000	1	300	43,53	K-1	Hawk	150	200	1	350	57,1
K-1	Drake	100	1000	1	350	46,07	K-1	Linnet	150	200	1	350	57,15
K-1	Hawk	100	1000	1	350	46,41	K-1	Drake	150	200	2	250	48,2
K-1	Linnet	100	1000	1	350	46,65	K-1	Hawk	150	200	2	250	48,53
K-1	Drake	100	1000	2	250	32,73	K-1	Linnet	150	200	2	250	48,78
K-1	Hawk	100	1000	2	250	33,25	K-1	Drake	150	200	2	300	51,77
K-1	Linnet	100	1000	2	250	33,6	K-1	Hawk	150	200	2	300	52,06
K-1	Drake	100	1000	2	300	36,85	K-1	Linnet	150	200	2	300	52,25
K-1	Hawk	100	1000	2	300	37,33	K-1	Drake	150	200	2	350	54,33
K-1	Linnet	100	1000	2	300	37,64	K-1	Hawk	150	200	2	350	54,57
K-1	Drake	100	1000	2	350	40,22	K-1	Linnet	150	200	2	350	54,76
K-1	Hawk	100	1000	2	350	40,69	K-1	Drake	150	200	3	250	45,64
K-1	Linnet	100	1000	2	350	40,98	K-1	Hawk	150	200	3	250	46,01
K-1	Drake	100	1000	3	250	29,34	K-1	Linnet	150	200	3	250	46,27
K-1	Hawk	100	1000	3	250	29,88	K-1	Drake	150	200	3	300	49,48
K-1	Linnet	100	1000	3	250	30,2	K-1	Hawk	150	200	3	300	49,79
K-1	Drake	100	1000	3	300	33,26	K-1	Linnet	150	200	3	300	49,94
K-1	Hawk	100	1000	3	300	33,82	K-1	Drake	150	200	3	350	52,34
K-1	Linnet	100	1000	3	300	34,21	K-1	Hawk	150	200	3	350	52,65
K-1	Drake	100	1000	3	350	36,72	K-1	Linnet	150	200	3	350	52,84
K-1	Hawk	100	1000	3	350	37,23	K-1	Linnet	150	1000	0	250	56,67
K-1	Linnet	100	1000	3	350	37,56	K-1	Hawk	150	1000	0	250	56,68
K-1	Linnet	100	5000	0	250	47,94	K-1	Drake	150	1000	0	250	56,69
K-1	Drake	100	5000	0	250	47,99	K-1	Hawk	150	1000	0	300	58,07
K-1	Hawk	100	5000	0	250	47,99	K-1	Linnet	150	1000	0	300	58,07
K-1	Linnet	100	5000	0	300	51,51	K-1	Drake	150	1000	0	300	58,09
K-1	Drake	100	5000	0	300	51,51	K-1	Hawk	150	1000	0	350	58,98
K-1	Hawk	100	5000	0	300	51,51	K-1	Drake	150	1000	0	350	58,98
K-1	Hawk	100	5000	0	350	54,01	K-1	Linnet	150	1000	0	350	58,98
K-1	Drake	100	5000	0	350	54,01	K-1	Drake	150	1000	1	250	48,68
K-1	Linnet	100	5000	0	350	54,01	K-1	Hawk	150	1000	1	250	49,05
K-1	Drake	100	5000	1	250	36,49	K-1	Linnet	150	1000	1	250	49,27
K-1	Hawk	100	5000	1	250	36,87	K-1	Drake	150	1000	1	300	51,88
K-1	Linnet	100	5000	1	250	37,13	K-1	Hawk	150	1000	1	300	52,21
K-1	Drake	100	5000	1	300	40,71	K-1	Linnet	150	1000	1	300	52,41
K-1	Hawk	100	5000	1	300	41,09	K-1	Drake	150	1000	1	350	54,21
K-1	Linnet	100	5000	1	300	41,33	K-1	Hawk	150	1000	1	350	54,42
K-1	Drake	100	5000	1	350	44,07	K-1	Linnet	150	1000	1	350	54,58
K-1	Hawk	100	5000	1	350	44,4	K-1	Drake	150	1000	2	250	42,9
K-1	Linnet	100	5000	1	350	44,65	K-1	Hawk	150	1000	2	250	43,36
K-1	Drake	100	5000	2	250	29,89	K-1	Linnet	150	1000	2	250	43,63
K-1	Hawk	100	5000	2	250	30,38	K-1	Drake	150	1000	2	300	46,38
K-1	Linnet	100	5000	2	250	30,69	K-1	Hawk	150	1000	2	300	46,85
K-1	Drake	100	5000	2	300	34,2	K-1	Linnet	150	1000	2	300	47,14
K-1	Hawk	100	5000	2	300	34,71	K-1	Drake	150	1000	2	350	49,18
K-1	Linnet	100	5000	2	300	35,08	K-1	Hawk	150	1000	2	350	49,58

Relatório Técnico

Linhas de Transmissão

Torre	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista - conceituação									
K-1	Linnet	150	1000	2	350	49,83	K-1	Hawk	200	200	200	3	250	51,03	
K-1	Drake	150	1000	3	250	39,59	K-1	Linnet	200	200	200	3	250	51,26	
K-1	Hawk	150	1000	3	250	40,12	K-1	Drake	200	200	200	3	300	53,86	
K-1	Linnet	150	1000	3	250	40,48	K-1	Hawk	200	200	200	3	300	54,12	
K-1	Drake	150	1000	3	300	43,11	K-1	Linnet	200	200	200	3	300	54,28	
K-1	Hawk	150	1000	3	300	43,57	K-1	Drake	200	200	200	3	350	55,87	
K-1	Linnet	150	1000	3	300	43,88	K-1	Hawk	200	200	200	3	350	56,07	
K-1	Drake	150	1000	3	350	45,92	K-1	Linnet	200	200	200	3	350	56,2	
K-1	Hawk	150	1000	3	350	46,44	K-1	Linnet	200	1000	0	0	250	58,92	
K-1	Linnet	150	1000	3	350	46,75	K-1	Drake	200	1000	0	0	250	58,93	
K-1	Drake	150	5000	0	250	55,84	K-1	Hawk	200	1000	0	0	250	58,93	
K-1	Linnet	150	5000	0	250	55,84	K-1	Drake	200	1000	0	0	300	59,77	
K-1	Hawk	150	5000	0	250	55,84	K-1	Linnet	200	1000	0	0	300	59,77	
K-1	Linnet	150	5000	0	300	57,49	K-1	Hawk	200	1000	0	0	300	59,77	
K-1	Hawk	150	5000	0	300	57,5	K-1	Linnet	200	1000	0	0	350	60,35	
K-1	Drake	150	5000	0	300	57,51	K-1	Hawk	200	1000	0	0	350	60,35	
K-1	Linnet	150	5000	0	350	58,57	K-1	Drake	200	1000	0	0	350	60,35	
K-1	Hawk	150	5000	0	350	58,57	K-1	Drake	200	1000	1	1	250	53,8	
K-1	Drake	150	5000	0	350	58,58	K-1	Hawk	200	1000	1	1	250	54,06	
K-1	Drake	150	5000	1	250	46,76	K-1	Linnet	200	1000	1	1	250	54,21	
K-1	Hawk	150	5000	1	250	47,14	K-1	Drake	200	1000	1	1	300	55,87	
K-1	Linnet	150	5000	1	250	47,37	K-1	Hawk	200	1000	1	1	300	56,08	
K-1	Drake	150	5000	1	300	50,31	K-1	Linnet	200	1000	1	1	300	56,18	
K-1	Hawk	150	5000	1	300	50,67	K-1	Drake	200	1000	1	1	350	57,12	
K-1	Linnet	150	5000	1	300	50,88	K-1	Hawk	200	1000	1	1	350	57,26	
K-1	Drake	150	5000	1	350	53	K-1	Linnet	200	1000	1	1	350	57,33	
K-1	Hawk	150	5000	1	350	53,3	K-1	Drake	200	1000	2	2	250	48,61	
K-1	Linnet	150	5000	1	350	53,45	K-1	Hawk	200	1000	2	2	250	49,07	
K-1	Drake	150	5000	2	250	40,68	K-1	Linnet	200	1000	2	2	250	49,37	
K-1	Hawk	150	5000	2	250	41,18	K-1	Drake	200	1000	2	2	300	51,56	
K-1	Linnet	150	5000	2	250	41,51	K-1	Hawk	200	1000	2	2	300	51,99	
K-1	Drake	150	5000	2	300	44,41	K-1	Linnet	200	1000	2	2	300	52,26	
K-1	Hawk	150	5000	2	300	44,89	K-1	Drake	200	1000	2	2	350	53,82	
K-1	Linnet	150	5000	2	300	45,23	K-1	Hawk	200	1000	2	2	350	54,19	
K-1	Drake	150	5000	2	350	47,62	K-1	Linnet	200	1000	2	2	350	54,39	
K-1	Hawk	150	5000	2	350	48,05	K-1	Drake	200	1000	3	3	250	45,43	
K-1	Linnet	150	5000	2	350	48,33	K-1	Hawk	200	1000	3	3	250	45,96	
K-1	Drake	150	5000	3	250	36,98	K-1	Linnet	200	1000	3	3	250	46,31	
K-1	Hawk	150	5000	3	250	37,53	K-1	Drake	200	1000	3	3	300	48,57	
K-1	Linnet	150	5000	3	250	37,92	K-1	Hawk	200	1000	3	3	300	49,06	
K-1	Drake	150	5000	3	300	40,94	K-1	Linnet	200	1000	3	3	300	49,37	
K-1	Hawk	150	5000	3	300	41,49	K-1	Drake	200	1000	3	3	350	50,97	
K-1	Linnet	150	5000	3	300	41,83	K-1	Hawk	200	1000	3	3	350	51,4	
K-1	Drake	150	5000	3	350	44,06	K-1	Linnet	200	1000	3	3	350	51,7	
K-1	Hawk	150	5000	3	350	44,6	K-1	Drake	200	5000	0	0	250	58,46	
K-1	Linnet	150	5000	3	350	44,94	K-1	Hawk	200	5000	0	0	250	58,46	
K-1	Linnet	200	200	0	250	59,8	K-1	Linnet	200	5000	0	0	250	58,46	
K-1	Hawk	200	200	0	250	59,8	K-1	Drake	200	5000	0	0	300	59,5	
K-1	Drake	200	200	0	250	59,81	K-1	Hawk	200	5000	0	0	300	59,5	
K-1	Linnet	200	200	0	300	60,53	K-1	Linnet	200	5000	0	0	300	59,5	
K-1	Drake	200	200	0	300	60,55	K-1	Hawk	200	5000	0	0	350	60,11	
K-1	Hawk	200	200	0	300	60,55	K-1	Linnet	200	5000	0	0	350	60,11	
K-1	Hawk	200	200	0	350	61,04	K-1	Drake	200	5000	0	0	350	60,12	
K-1	Drake	200	200	0	350	61,04	K-1	Drake	200	5000	1	1	250	52,43	
K-1	Linnet	200	200	0	350	61,04	K-1	Hawk	200	5000	1	1	250	52,73	
K-1	Drake	200	200	1	250	56,36	K-1	Linnet	200	5000	1	1	250	52,89	
K-1	Hawk	200	200	1	250	56,5	K-1	Drake	200	5000	1	1	300	54,97	
K-1	Linnet	200	200	1	250	56,6	K-1	Hawk	200	5000	1	1	300	55,23	
K-1	Drake	200	200	1	300	57,85	K-1	Linnet	200	5000	1	1	300	55,37	
K-1	Hawk	200	200	1	300	57,95	K-1	Drake	200	5000	1	1	350	56,59	
K-1	Linnet	200	200	1	300	58	K-1	Hawk	200	5000	1	1	350	56,74	
K-1	Drake	200	200	1	350	58,75	K-1	Linnet	200	5000	1	1	350	56,82	
K-1	Hawk	200	200	1	350	58,83	K-1	Drake	200	5000	2	2	250	46,85	
K-1	Linnet	200	200	1	350	58,87	K-1	Hawk	200	5000	2	2	250	47,29	
K-1	Drake	200	200	2	250	53,02	K-1	Linnet	200	5000	2	2	250	47,64	
K-1	Hawk	200	200	2	250	53,34	K-1	Drake	200	5000	2	2	300	50,14	
K-1	Linnet	200	200	2	250	53,51	K-1	Hawk	200	5000	2	2	300	50,6	
K-1	Drake	200	200	2	300	55,64	K-1	Linnet	200	5000	2	2	300	50,87	
K-1	Hawk	200	200	2	300	55,83	K-1	Drake	200	5000	2	2	350	52,72	
K-1	Linnet	200	200	2	300	55,93	K-1	Hawk	200	5000	2	2	350	53,1	
K-1	Drake	200	200	2	350	57,09	K-1	Linnet	200	5000	2	2	350	53,37	
K-1	Hawk	200	200	2	350	57,21	K-1	Drake	200	5000	3	3	250	43,34	
K-1	Linnet	200	200	2	350	57,28	K-1	Hawk	200	5000	3	3	250	43,84	
K-1	Drake	200	200	3	250	50,71	K-1	Linnet	200	5000	3	3	250	44,19	

**Relatório Técnico
Linhas de Transmissão**

Torre	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação			
K-1	Deslig.	Drake	200	5000	3	500	46,83	P-1	Penguin	30	5000	2	200	60,43	P-1	Penguin	30	5000	2	200	60,43
K-1	Hawk	200	5000	3	300	47,36	P-1	Penguin	30	5000	3	100	54,69	P-1	Penguin	30	5000	3	150	59,14	
K-1	Linnet	200	5000	3	300	47,7	P-1	Penguin	30	5000	3	150	59,14	P-1	Penguin	30	5000	3	200	60,55	
K-1	Drake	200	5000	3	350	49,56	P-1	Penguin	30	5000	3	100	75,54	P-1	Penguin	30	5000	3	150	74,16	
K-1	Hawk	200	5000	3	350	50,05	P-1	Penguin	50	200	0	100	75,54	P-1	Penguin	50	200	0	200	72,25	
K-1	Linnet	200	5000	3	350	50,39	P-1	Penguin	50	200	0	150	74,16	P-1	Penguin	50	200	1	100	72,66	
P-1	Penguin	10	200	0	100	75,54	P-1	Penguin	50	200	0	200	72,25	P-1	Penguin	50	200	1	150	71,89	
P-1	Penguin	10	200	0	150	74,16	P-1	Penguin	50	200	1	200	70,39	P-1	Penguin	50	200	1	100	60,55	
P-1	Penguin	10	200	1	100	69,98	P-1	Penguin	50	200	1	200	61,03	P-1	Penguin	50	200	2	100	64,29	
P-1	Penguin	10	200	1	150	69,98	P-1	Penguin	50	200	2	150	64,45	P-1	Penguin	50	200	2	100	64,45	
P-1	Penguin	10	200	1	200	68,59	P-1	Penguin	50	200	2	150	64,45	P-1	Penguin	50	200	3	100	48,62	
P-1	Penguin	10	200	2	100	62,41	P-1	Penguin	50	200	3	150	54,21	P-1	Penguin	50	200	3	200	56,49	
P-1	Penguin	10	200	2	150	64,36	P-1	Penguin	50	200	3	100	75,54	P-1	Penguin	50	1000	0	100	75,54	
P-1	Penguin	10	200	3	200	63,58	P-1	Penguin	50	1000	0	150	74,16	P-1	Penguin	50	1000	0	200	72,25	
P-1	Penguin	10	1000	0	100	75,54	P-1	Penguin	50	1000	0	100	72,25	P-1	Penguin	50	1000	1	100	72,38	
P-1	Penguin	10	1000	0	150	74,16	P-1	Penguin	50	1000	1	150	71,69	P-1	Penguin	50	1000	1	200	70,21	
P-1	Penguin	10	1000	0	200	72,25	P-1	Penguin	50	1000	1	200	58,32	P-1	Penguin	50	1000	2	100	62,84	
P-1	Penguin	10	1000	1	100	70,32	P-1	Penguin	50	1000	2	200	63,43	P-1	Penguin	50	1000	2	200	63,43	
P-1	Penguin	10	1000	1	150	70,11	P-1	Penguin	50	1000	3	100	49,27	P-1	Penguin	50	1000	3	150	54,82	
P-1	Penguin	10	1000	1	200	68,68	P-1	Penguin	50	1000	3	200	57,13	P-1	Penguin	50	1000	3	100	75,54	
P-1	Penguin	10	1000	2	100	63,14	P-1	Penguin	50	1000	0	150	74,16	P-1	Penguin	50	5000	0	100	72,25	
P-1	Penguin	10	1000	2	150	64,67	P-1	Penguin	50	5000	0	200	72,03	P-1	Penguin	50	5000	0	100	71,49	
P-1	Penguin	10	1000	2	200	63,77	P-1	Penguin	50	5000	1	150	70,05	P-1	Penguin	50	5000	1	200	70,05	
P-1	Penguin	10	1000	3	100	63,14	P-1	Penguin	50	5000	1	200	55,53	P-1	Penguin	50	5000	2	100	61,15	
P-1	Penguin	10	1000	3	150	64,67	P-1	Penguin	50	5000	2	150	62,51	P-1	Penguin	50	5000	2	200	62,51	
P-1	Penguin	10	1000	3	200	63,77	P-1	Penguin	50	5000	3	100	49,95	P-1	Penguin	50	5000	3	150	55,32	
P-1	Penguin	10	5000	0	100	75,54	P-1	Penguin	50	5000	3	200	57,7	P-1	Penguin	100	200	0	100	75,54	
P-1	Penguin	10	5000	0	150	74,16	P-1	Penguin	100	200	0	150	74,16	P-1	Penguin	100	200	0	200	72,25	
P-1	Penguin	10	5000	0	200	72,25	P-1	Penguin	100	200	0	200	72,25	P-1	Penguin	100	200	1	150	71,49	
P-1	Penguin	10	5000	1	100	70,55	P-1	Penguin	100	200	0	200	72,25	P-1	Penguin	100	200	1	200	70,05	
P-1	Penguin	10	5000	1	150	70,22	P-1	Penguin	100	200	1	100	74,06	P-1	Penguin	100	200	1	150	73,11	
P-1	Penguin	10	5000	1	200	68,74	P-1	Penguin	100	200	1	150	71,42	P-1	Penguin	100	200	1	200	71,42	
P-1	Penguin	10	5000	2	100	63,79	P-1	Penguin	100	200	2	100	69,13	P-1	Penguin	100	200	2	150	69,43	
P-1	Penguin	10	5000	2	150	64,92	P-1	Penguin	100	200	2	200	68,53	P-1	Penguin	100	200	2	200	68,53	
P-1	Penguin	10	5000	2	200	63,94	P-1	Penguin	100	200	3	100	44,72	P-1	Penguin	100	200	3	150	50,78	
P-1	Penguin	10	5000	3	100	63,79	P-1	Penguin	100	200	3	200	59,02	P-1	Penguin	100	200	3	150	69,02	
P-1	Penguin	10	5000	3	150	64,92	P-1	Penguin	100	200	3	200	53,29	P-1	Penguin	100	200	3	100	75,54	
P-1	Penguin	10	5000	3	200	63,94	P-1	Penguin	100	1000	0	100	75,54	P-1	Penguin	100	1000	0	150	74,16	
P-1	Penguin	30	200	0	100	75,54	P-1	Penguin	100	1000	0	200	72,25	P-1	Penguin	100	1000	0	100	73,93	
P-1	Penguin	30	200	0	150	74,16	P-1	Penguin	100	1000	1	100	73,93	P-1	Penguin	100	1000	1	150	73,02	
P-1	Penguin	30	200	0	200	72,25	P-1	Penguin	100	1000	1	200	71,36	P-1	Penguin	100	1000	1	200	71,36	
P-1	Penguin	30	200	1	100	70,11	P-1	Penguin	100	1000	2	100	68,56	P-1	Penguin	100	1000	2	150	68,56	
P-1	Penguin	30	200	1	150	70,13	P-1	Penguin	100	1000	2	200	69,02	P-1	Penguin	100	1000	2	200	68,22	
P-1	Penguin	30	200	1	200	68,96	P-1	Penguin	100	1000	2	200	69,02	P-1	Penguin	100	1000	3	100	45,13	
P-1	Penguin	30	200	2	100	52,6	P-1	Penguin	100	1000	3	200	51,16	P-1	Penguin	100	1000	3	200	53,74	
P-1	Penguin	30	200	2	150	57,42	P-1	Penguin	100	1000	3	100	51,16	P-1	Penguin	100	1000	3	150	75,54	
P-1	Penguin	30	200	2	200	59,24	P-1	Penguin	100	1000	3	200	53,29	P-1	Penguin	100	1000	3	100	74,16	
P-1	Penguin	30	200	3	100	52,84	P-1	Penguin	100	1000	3	200	53,29	P-1	Penguin	100	1000	3	150	75,54	
P-1	Penguin	30	200	3	150	57,65	P-1	Penguin	100	1000	0	100	75,54	P-1	Penguin	100	1000	0	150	74,16	
P-1	Penguin	30	200	3	200	59,4	P-1	Penguin	100	1000	0	200	72,25	P-1	Penguin	100	1000	0	100	73,93	
P-1	Penguin	30	1000	0	100	75,54	P-1	Penguin	100	1000	0	200	72,25	P-1	Penguin	100	1000	1	100	73,93	
P-1	Penguin	30	1000	0	150	74,16	P-1	Penguin	100	1000	1	100	73,93	P-1	Penguin	100	1000	1	150	73,02	
P-1	Penguin	30	1000	0	200	72,25	P-1	Penguin	100	1000	1	200	71,36	P-1	Penguin	100	1000	1	200	71,36	
P-1	Penguin	30	1000	1	100	69,07	P-1	Penguin	100	1000	2	100	68,56	P-1	Penguin	100	1000	2	150	68,56	
P-1	Penguin	30	1000	1	150	69,59	P-1	Penguin	100	1000	2	200	69,02	P-1	Penguin	100	1000	2	200	68,22	
P-1	Penguin	30	1000	1	200	68,52	P-1	Penguin	100	1000	2	200	68,22	P-1	Penguin	100	1000	3	100	45,13	
P-1	Penguin	30	1000	2	100	53,57	P-1	Penguin	100	1000	2	200	51,16	P-1	Penguin	100	1000	3	200	53,74	
P-1	Penguin	30	1000	2	150	58,23	P-1	Penguin	100	1000	3	200	53,74	P-1	Penguin	100	1000	3	150	75,54	
P-1	Penguin	30	1000	2	200	59,87	P-1	Penguin	100	1000	3	100	75,54	P-1	Penguin	100	1000	3	200	75,54	
P-1	Penguin	30	1000	3	100	53,79	P-1	Penguin	100	1000	3	200	75,54	P-1	Penguin	100	1000	3	150	74,16	
P-1	Penguin	30	1000	3	150	58,4	P-1	Penguin	100	1000	0	100	74,16	P-1	Penguin	100	1000	0	150	74,16	
P-1	Penguin	30	1000	3	200	59,98	P-1	Penguin	100	1000	0	200	72,25	P-1	Penguin	100	1000	1	100	72,93	
P-1	Penguin	30	5000	0	100	75,54	P-1	Penguin	100	1000	1	100	72,93	P-1	Penguin	100	1000	1	150	72,93	
P-1	Penguin	30	5000	0	150	74,16	P-1	Penguin	100	1000	1	200	73,8	P-1	Penguin	100	1000	1			

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Torre	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação	
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação																			
P-1	Penguin	100	5000	3	150	51,61	S-1	Deslig.	10	200	0	250	1,72						
P-1	Penguin	100	5000	3	200	54,18	S-1	Hawk	10	200	0	250	1,72						
P-1	Penguin	150	200	0	100	75,54	S-1	Linnet	10	200	0	250	1,73						
P-1	Penguin	150	200	0	150	74,16	S-1	Drake	10	200	0	300	1,84						
P-1	Penguin	150	200	0	200	72,25	S-1	Hawk	10	200	0	300	1,85						
P-1	Penguin	150	200	1	100	74,56	S-1	Linnet	10	200	0	300	1,85						
P-1	Penguin	150	200	1	150	73,5	S-1	Drake	10	200	0	350	1,93						
P-1	Penguin	150	200	1	200	71,76	S-1	Hawk	10	200	0	350	1,93						
P-1	Penguin	150	200	2	100	71,08	S-1	Linnet	10	200	0	350	1,93						
P-1	Penguin	150	200	2	150	70,98	S-1	Drake	10	200	1	250	1,05						
P-1	Penguin	150	200	2	200	69,82	S-1	Hawk	10	200	1	250	1,06						
P-1	Penguin	150	200	3	100	43,55	S-1	Linnet	10	200	1	250	1,07						
P-1	Penguin	150	200	3	150	49,38	S-1	Drake	10	200	1	300	1,05						
P-1	Penguin	150	200	3	200	51,93	S-1	Hawk	10	200	1	300	1,07						
P-1	Penguin	150	1000	0	100	75,54	S-1	Linnet	10	200	1	300	1,09						
P-1	Penguin	150	1000	0	150	74,16	S-1	Drake	10	200	1	350	1,11						
P-1	Penguin	150	1000	0	200	72,25	S-1	Hawk	10	200	1	350	1,14						
P-1	Penguin	150	1000	1	100	74,48	S-1	Linnet	10	200	1	350	1,16						
P-1	Penguin	150	1000	1	150	73,45	S-1	Drake	10	200	2	250	0,63						
P-1	Penguin	150	1000	1	200	71,72	S-1	Linnet	10	200	2	250	0,64						
P-1	Penguin	150	1000	2	100	70,68	S-1	Hawk	10	200	2	250	0,64						
P-1	Penguin	150	1000	2	150	70,74	S-1	Drake	10	200	2	300	0,54						
P-1	Penguin	150	1000	2	200	69,64	S-1	Hawk	10	200	2	300	0,55						
P-1	Penguin	150	1000	3	100	43,82	S-1	Linnet	10	200	2	300	0,56						
P-1	Penguin	150	1000	3	150	49,76	S-1	Drake	10	200	2	350	0,45						
P-1	Penguin	150	1000	3	200	52,37	S-1	Hawk	10	200	2	350	0,46						
P-1	Penguin	150	5000	0	100	75,54	S-1	Linnet	10	200	2	350	0,47						
P-1	Penguin	150	5000	0	150	74,16	S-1	Hawk	10	200	3	250	0						
P-1	Penguin	150	5000	0	200	72,25	S-1	Drake	10	200	3	250	0						
P-1	Penguin	150	5000	1	100	74,41	S-1	Linnet	10	200	3	250	0						
P-1	Penguin	150	5000	1	150	73,37	S-1	Hawk	10	200	3	300	0						
P-1	Penguin	150	5000	1	200	71,68	S-1	Drake	10	200	3	300	0						
P-1	Penguin	150	5000	2	100	70,33	S-1	Linnet	10	200	3	300	0						
P-1	Penguin	150	5000	2	150	70,48	S-1	Hawk	10	200	3	350	0						
P-1	Penguin	150	5000	2	200	69,45	S-1	Drake	10	200	3	350	0						
P-1	Penguin	150	5000	3	100	44,1	S-1	Linnet	10	200	3	350	0						
P-1	Penguin	150	5000	3	150	50,14	S-1	Hawk	10	1000	0	250	1,37						
P-1	Penguin	150	5000	3	200	52,78	S-1	Linnet	10	1000	0	250	1,37						
P-1	Penguin	200	200	0	100	75,54	S-1	Drake	10	1000	0	250	1,37						
P-1	Penguin	200	200	0	150	74,16	S-1	Linnet	10	1000	0	300	1,46						
P-1	Penguin	200	200	0	200	72,25	S-1	Drake	10	1000	0	300	1,46						
P-1	Penguin	200	200	1	100	74,82	S-1	Hawk	10	1000	0	300	1,46						
P-1	Penguin	200	200	1	150	73,69	S-1	Linnet	10	1000	0	350	1,54						
P-1	Penguin	200	200	1	200	71,89	S-1	Hawk	10	1000	0	350	1,54						
P-1	Penguin	200	200	2	100	72,11	S-1	Drake	10	1000	0	350	1,54						
P-1	Penguin	200	200	2	150	71,76	S-1	Drake	10	1000	1	250	0,85						
P-1	Penguin	200	200	2	200	70,39	S-1	Hawk	10	1000	1	250	0,86						
P-1	Penguin	200	200	3	100	43,09	S-1	Linnet	10	1000	1	250	0,87						
P-1	Penguin	200	200	3	150	48,7	S-1	Drake	10	1000	1	300	0,84						
P-1	Penguin	200	200	3	200	51,02	S-1	Hawk	10	1000	1	300	0,86						
P-1	Penguin	200	1000	0	100	75,54	S-1	Linnet	10	1000	1	300	0,87						
P-1	Penguin	200	1000	0	150	74,16	S-1	Drake	10	1000	1	350	0,85						
P-1	Penguin	200	1000	0	200	72,25	S-1	Hawk	10	1000	1	350	0,87						
P-1	Penguin	200	1000	1	100	74,74	S-1	Linnet	10	1000	1	350	0,88						
P-1	Penguin	200	1000	1	150	73,64	S-1	Drake	10	1000	2	250	0,61						
P-1	Penguin	200	1000	1	200	71,86	S-1	Hawk	10	1000	2	250	0,62						
P-1	Penguin	200	1000	2	100	71,83	S-1	Linnet	10	1000	2	250	0,62						
P-1	Penguin	200	1000	2	150	71,57	S-1	Drake	10	1000	2	300	0,53						
P-1	Penguin	200	1000	2	200	70,28	S-1	Linnet	10	1000	2	300	0,54						
P-1	Penguin	200	1000	3	100	43,24	S-1	Hawk	10	1000	2	300	0,54						
P-1	Penguin	200	1000	3	150	49	S-1	Drake	10	1000	2	350	0,45						
P-1	Penguin	200	1000	3	200	51,43	S-1	Linnet	10	1000	2	350	0,46						
P-1	Penguin	200	5000	0	100	75,54	S-1	Hawk	10	1000	2	350	0,46						
P-1	Penguin	200	5000	0	150	74,16	S-1	Drake	10	1000	3	250	0						
P-1	Penguin	200	5000	0	200	72,25	S-1	Linnet	10	1000	3	250	0						
P-1	Penguin	200	5000	1	100	74,68	S-1	Drake	10	1000	3	250	0						
P-1	Penguin	200	5000	1	150	73,62	S-1	Hawk	10	1000	3	300	0						
P-1	Penguin	200	5000	1	200	71,84	S-1	Drake	10	1000	3	300	0						
P-1	Penguin	200	5000	2	100	71,58	S-1	Linnet	10	1000	3	300	0						
P-1	Penguin	200	5000	2	150	71,43	S-1	Hawk	10	1000	3	350	0						
P-1	Penguin	200	5000	2	200	70,17	S-1	Linnet	10	1000	3	350	0						
P-1	Penguin	200	5000	3	100	43,43	S-1	Drake	10	1000	3	350	0						
P-1	Penguin	200	5000	3	150	49,27	S-1	Hawk	10	5000	0	250	1,15						
P-1	Penguin	200	5000	3	200	51,88	S-1	Drake	10	5000	0	250	1,15						

Relatório Técnico

Linhas de Transmissão

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Torre	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de							
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação													
S-1	Hawk	50	200	0	350	40,36	S-1	Drake	50	5000	0	350	35,96
S-1	Linnet	50	200	0	350	40,36	S-1	Drake	50	5000	1	250	17,58
S-1	Drake	50	200	0	350	40,36	S-1	Hawk	50	5000	1	250	17,91
S-1	Drake	50	200	1	250	23,66	S-1	Linnet	50	5000	1	250	18,16
S-1	Hawk	50	200	1	250	24	S-1	Drake	50	5000	1	300	20,39
S-1	Linnet	50	200	1	250	24,26	S-1	Hawk	50	5000	1	300	20,75
S-1	Drake	50	200	1	300	26,8	S-1	Linnet	50	5000	1	300	20,97
S-1	Hawk	50	200	1	300	27,13	S-1	Drake	50	5000	1	350	23,06
S-1	Linnet	50	200	1	300	27,41	S-1	Hawk	50	5000	1	350	23,36
S-1	Drake	50	200	1	350	29,8	S-1	Linnet	50	5000	1	350	23,56
S-1	Hawk	50	200	1	350	30,19	S-1	Drake	50	5000	2	250	8,8
S-1	Linnet	50	200	1	350	30,43	S-1	Hawk	50	5000	2	250	9,18
S-1	Drake	50	200	2	250	9,5	S-1	Linnet	50	5000	2	250	9,44
S-1	Hawk	50	200	2	250	9,99	S-1	Drake	50	5000	2	300	10,94
S-1	Linnet	50	200	2	250	10,34	S-1	Hawk	50	5000	2	300	11,42
S-1	Drake	50	200	2	300	11,2	S-1	Linnet	50	5000	2	300	11,78
S-1	Hawk	50	200	2	300	11,79	S-1	Drake	50	5000	2	350	13,61
S-1	Linnet	50	200	2	300	12,15	S-1	Hawk	50	5000	2	350	14,16
S-1	Drake	50	200	2	350	12,93	S-1	Linnet	50	5000	2	350	14,54
S-1	Hawk	50	200	2	350	13,59	S-1	Drake	50	5000	3	250	0
S-1	Linnet	50	200	2	350	14	S-1	Hawk	50	5000	3	250	0
S-1	Hawk	50	200	3	250	0	S-1	Linnet	50	5000	3	250	0
S-1	Linnet	50	200	3	250	0	S-1	Hawk	50	5000	3	300	0
S-1	Drake	50	200	3	250	0	S-1	Drake	50	5000	3	300	0
S-1	Hawk	50	200	3	300	0	S-1	Linnet	50	5000	3	300	0
S-1	Linnet	50	200	3	300	0	S-1	Linnet	50	5000	3	350	0
S-1	Drake	50	200	3	300	0	S-1	Hawk	50	5000	3	350	0
S-1	Hawk	50	200	3	350	0	S-1	Drake	50	5000	3	350	0
S-1	Linnet	50	200	3	350	0	S-1	Linnet	100	200	0	250	52,71
S-1	Drake	50	200	3	350	0	S-1	Hawk	100	200	0	250	52,71
S-1	Linnet	50	1000	0	250	32,58	S-1	Drake	100	200	0	250	52,73
S-1	Hawk	50	1000	0	250	32,59	S-1	Drake	100	200	0	300	53,85
S-1	Drake	50	1000	0	250	32,61	S-1	Hawk	100	200	0	300	53,85
S-1	Linnet	50	1000	0	300	35,32	S-1	Linnet	100	200	0	300	53,85
S-1	Hawk	50	1000	0	300	35,32	S-1	Drake	100	200	0	350	54,56
S-1	Drake	50	1000	0	300	35,36	S-1	Linnet	100	200	0	350	54,56
S-1	Linnet	50	1000	0	350	37,48	S-1	Hawk	100	200	0	350	54,56
S-1	Hawk	50	1000	0	350	37,48	S-1	Drake	100	200	1	250	42,44
S-1	Drake	50	1000	0	350	37,52	S-1	Hawk	100	200	1	250	42,81
S-1	Drake	50	1000	1	250	20,46	S-1	Linnet	100	200	1	250	43,06
S-1	Hawk	50	1000	1	250	20,86	S-1	Drake	100	200	1	300	45,56
S-1	Linnet	50	1000	1	250	21,11	S-1	Hawk	100	200	1	300	45,9
S-1	Drake	50	1000	1	300	23,44	S-1	Linnet	100	200	1	300	46,13
S-1	Hawk	50	1000	1	300	23,84	S-1	Drake	100	200	1	350	48,09
S-1	Linnet	50	1000	1	300	24,09	S-1	Hawk	100	200	1	350	48,39
S-1	Drake	50	1000	1	350	26,44	S-1	Linnet	100	200	1	350	48,62
S-1	Hawk	50	1000	1	350	26,78	S-1	Drake	100	200	2	250	23,87
S-1	Linnet	50	1000	1	350	27,05	S-1	Hawk	100	200	2	250	24,74
S-1	Drake	50	1000	2	250	9,18	S-1	Linnet	100	200	2	250	25,3
S-1	Hawk	50	1000	2	250	9,55	S-1	Drake	100	200	2	300	26,82
S-1	Linnet	50	1000	2	250	9,8	S-1	Hawk	100	200	2	300	27,73
S-1	Drake	50	1000	2	300	11,29	S-1	Linnet	100	200	2	300	28,38
S-1	Hawk	50	1000	2	300	11,77	S-1	Drake	100	200	2	350	29,51
S-1	Linnet	50	1000	2	300	12,07	S-1	Hawk	100	200	2	350	30,43
S-1	Drake	50	1000	2	350	13,66	S-1	Linnet	100	200	2	350	31,06
S-1	Hawk	50	1000	2	350	14,17	S-1	Hawk	100	200	3	250	0
S-1	Linnet	50	1000	2	350	14,52	S-1	Linnet	100	200	3	250	0
S-1	Linnet	50	1000	3	250	0	S-1	Drake	100	200	3	250	0
S-1	Hawk	50	1000	3	250	0	S-1	Hawk	100	200	3	300	0
S-1	Drake	50	1000	3	250	0	S-1	Linnet	100	200	3	300	0
S-1	Drake	50	1000	3	300	0	S-1	Drake	100	200	3	300	0
S-1	Linnet	50	1000	3	300	0	S-1	Linnet	100	200	3	350	0
S-1	Hawk	50	1000	3	300	0	S-1	Drake	100	200	3	350	0
S-1	Linnet	50	1000	3	350	0	S-1	Hawk	100	200	3	350	0
S-1	Hawk	50	1000	3	350	0	S-1	Hawk	100	1000	0	250	51,2
S-1	Drake	50	1000	3	350	0	S-1	Linnet	100	1000	0	250	51,2
S-1	Linnet	50	5000	0	250	30,63	S-1	Drake	100	1000	0	250	51,2
S-1	Hawk	50	5000	0	250	30,65	S-1	Hawk	100	1000	0	300	52,83
S-1	Drake	50	5000	0	250	30,67	S-1	Linnet	100	1000	0	300	52,83
S-1	Linnet	50	5000	0	300	33,53	S-1	Drake	100	1000	0	300	52,83
S-1	Hawk	50	5000	0	300	33,54	S-1	Hawk	100	1000	0	350	53,71
S-1	Drake	50	5000	0	300	33,57	S-1	Linnet	100	1000	0	350	53,71
S-1	Hawk	50	5000	0	350	35,95	S-1	Drake	100	1000	0	350	53,72
S-1	Linnet	50	5000	0	350	35,95	S-1	Drake	100	1000	1	250	39,83

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Torre	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Transmissão							
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação													
S-1	Hawk	100	1000	1	250	40,24	S-1	Drake	150	200	1	300	52,44
S-1	Linnet	100	1000	1	250	40,54	S-1	Hawk	150	200	1	300	52,65
S-1	Drake	100	1000	1	300	43,04	S-1	Linnet	150	200	1	300	52,74
S-1	Hawk	100	1000	1	300	43,43	S-1	Drake	150	200	1	350	53,62
S-1	Linnet	100	1000	1	300	43,71	S-1	Hawk	150	200	1	350	53,76
S-1	Drake	100	1000	1	350	45,81	S-1	Linnet	150	200	1	350	53,88
S-1	Hawk	100	1000	1	350	46,19	S-1	Drake	150	200	2	250	33,16
S-1	Linnet	100	1000	1	350	46,41	S-1	Hawk	150	200	2	250	34,17
S-1	Drake	100	1000	2	250	23,8	S-1	Linnet	150	200	2	250	34,79
S-1	Hawk	100	1000	2	250	24,52	S-1	Drake	150	200	2	300	36,1
S-1	Linnet	100	1000	2	250	25,01	S-1	Hawk	150	200	2	300	37,05
S-1	Drake	100	1000	2	300	27,51	S-1	Linnet	150	200	2	300	37,7
S-1	Hawk	100	1000	2	300	28,31	S-1	Drake	150	200	2	350	38,57
S-1	Linnet	100	1000	2	300	28,82	S-1	Hawk	150	200	2	350	39,53
S-1	Drake	100	1000	2	350	31,07	S-1	Linnet	150	200	2	350	40,07
S-1	Hawk	100	1000	2	350	31,88	S-1	Linnet	150	200	3	250	0
S-1	Linnet	100	1000	2	350	32,35	S-1	Drake	150	200	3	250	0
S-1	Hawk	100	1000	3	250	0	S-1	Hawk	150	200	3	250	0
S-1	Drake	100	1000	3	250	0	S-1	Linnet	150	200	3	300	0
S-1	Linnet	100	1000	3	250	0	S-1	Drake	150	200	3	300	0
S-1	Hawk	100	1000	3	300	0	S-1	Hawk	150	200	3	300	0
S-1	Drake	100	1000	3	300	0	S-1	Drake	150	200	3	350	0
S-1	Linnet	100	1000	3	300	0	S-1	Hawk	150	200	3	350	0
S-1	Hawk	100	1000	3	350	0	S-1	Linnet	150	200	3	350	0
S-1	Drake	100	1000	3	350	0	S-1	Hawk	150	1000	0	250	55,33
S-1	Linnet	100	1000	3	350	0	S-1	Linnet	150	1000	0	250	55,33
S-1	Hawk	100	5000	0	250	50,25	S-1	Drake	150	1000	0	250	55,34
S-1	Linnet	100	5000	0	250	50,25	S-1	Drake	150	1000	0	300	55,98
S-1	Drake	100	5000	0	250	50,26	S-1	Linnet	150	1000	0	300	55,98
S-1	Linnet	100	5000	0	300	52,18	S-1	Hawk	150	1000	0	300	55,98
S-1	Hawk	100	5000	0	300	52,19	S-1	Linnet	150	1000	0	350	56,35
S-1	Drake	100	5000	0	300	52,2	S-1	Hawk	150	1000	0	350	56,35
S-1	Linnet	100	5000	0	350	53,3	S-1	Drake	150	1000	0	350	56,36
S-1	Drake	100	5000	0	350	53,3	S-1	Drake	150	1000	1	250	48,49
S-1	Hawk	100	5000	0	350	53,3	S-1	Hawk	150	1000	1	250	48,83
S-1	Drake	100	5000	1	250	37,25	S-1	Linnet	150	1000	1	250	49,09
S-1	Hawk	100	5000	1	250	37,67	S-1	Drake	150	1000	1	300	51,04
S-1	Linnet	100	5000	1	250	37,98	S-1	Hawk	150	1000	1	300	51,31
S-1	Drake	100	5000	1	300	40,55	S-1	Linnet	150	1000	1	300	51,5
S-1	Hawk	100	5000	1	300	40,92	S-1	Drake	150	1000	1	350	52,68
S-1	Linnet	100	5000	1	300	41,16	S-1	Hawk	150	1000	1	350	52,89
S-1	Drake	100	5000	1	350	43,26	S-1	Linnet	150	1000	1	350	53,01
S-1	Hawk	100	5000	1	350	43,58	S-1	Drake	150	1000	2	250	33,43
S-1	Linnet	100	5000	1	350	43,81	S-1	Hawk	150	1000	2	250	34,24
S-1	Drake	100	5000	2	250	23,66	S-1	Linnet	150	1000	2	250	34,78
S-1	Hawk	100	5000	2	250	24,39	S-1	Drake	150	1000	2	300	37,12
S-1	Linnet	100	5000	2	250	24,91	S-1	Hawk	150	1000	2	300	37,92
S-1	Drake	100	5000	2	300	27,56	S-1	Linnet	150	1000	2	300	38,45
S-1	Hawk	100	5000	2	300	28,41	S-1	Drake	150	1000	2	350	40,29
S-1	Linnet	100	5000	2	300	28,93	S-1	Hawk	150	1000	2	350	41,04
S-1	Drake	100	5000	2	350	31,61	S-1	Linnet	150	1000	2	350	41,52
S-1	Hawk	100	5000	2	350	32,4	S-1	Drake	150	1000	3	250	0
S-1	Linnet	100	5000	2	350	32,96	S-1	Drake	150	1000	3	250	0
S-1	Drake	100	5000	3	250	0	S-1	Hawk	150	1000	3	250	0
S-1	Linnet	100	5000	3	250	0	S-1	Linnet	150	1000	3	300	0
S-1	Hawk	100	5000	3	250	0	S-1	Drake	150	1000	3	300	0
S-1	Drake	100	5000	3	300	0	S-1	Hawk	150	1000	3	300	0
S-1	Hawk	100	5000	3	300	0	S-1	Linnet	150	1000	3	350	0
S-1	Linnet	100	5000	3	300	0	S-1	Drake	150	1000	3	350	0
S-1	Hawk	100	5000	3	350	0	S-1	Hawk	150	1000	3	350	0
S-1	Linnet	100	5000	3	350	0	S-1	Hawk	150	5000	0	250	55,04
S-1	Drake	100	5000	3	350	0	S-1	Linnet	150	5000	0	250	55,04
S-1	Linnet	150	200	0	250	55,93	S-1	Drake	150	5000	0	250	55,05
S-1	Drake	150	200	0	250	55,93	S-1	Drake	150	5000	0	300	55,79
S-1	Hawk	150	200	0	250	55,93	S-1	Linnet	150	5000	0	300	55,79
S-1	Hawk	150	200	0	300	56,42	S-1	Hawk	150	5000	0	300	55,79
S-1	Linnet	150	200	0	300	56,42	S-1	Hawk	150	5000	0	350	56,19
S-1	Drake	150	200	0	300	56,43	S-1	Drake	150	5000	0	350	56,19
S-1	Hawk	150	200	0	350	56,76	S-1	Linnet	150	5000	0	350	56,19
S-1	Drake	150	200	0	350	56,76	S-1	Drake	150	5000	1	250	46,63
S-1	Linnet	150	200	0	350	56,76	S-1	Hawk	150	5000	1	250	46,97
S-1	Drake	150	200	1	250	50,4	S-1	Linnet	150	5000	1	250	47,23
S-1	Hawk	150	200	1	250	50,69	S-1	Drake	150	5000	1	300	49,37
S-1	Linnet	150	200	1	250	50,9	S-1	Hawk	150	5000	1	300	49,68

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Torre	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação	Cond	RAT	Rho	ZnO	Vão	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação	
S-1	Linnet	150	5000	1	300	49,88	S-1	Linnet	200	1000	0	350	57,43
S-1	Drake	150	5000	1	350	51,33	S-1	Drake	200	1000	0	350	57,43
S-1	Hawk	150	5000	1	350	51,58	S-1	Drake	200	1000	1	250	52,58
S-1	Linnet	150	5000	1	350	51,73	S-1	Hawk	200	1000	1	250	52,79
S-1	Drake	150	5000	2	250	33,63	S-1	Linnet	200	1000	1	250	52,94
S-1	Hawk	150	5000	2	250	34,43	S-1	Drake	200	1000	1	300	53,85
S-1	Linnet	150	5000	2	250	35,01	S-1	Hawk	200	1000	1	300	54,03
S-1	Drake	150	5000	2	300	37,5	S-1	Linnet	200	1000	1	300	54,14
S-1	Hawk	150	5000	2	300	38,31	S-1	Drake	200	1000	1	350	54,75
S-1	Linnet	150	5000	2	300	38,82	S-1	Hawk	200	1000	1	350	54,88
S-1	Drake	150	5000	2	350	41,02	S-1	Linnet	200	1000	1	350	54,95
S-1	Hawk	150	5000	2	350	41,8	S-1	Drake	200	1000	2	250	39,38
S-1	Linnet	150	5000	2	350	42,3	S-1	Hawk	200	1000	2	250	40,17
S-1	Drake	150	5000	3	250	0	S-1	Linnet	200	1000	2	250	40,64
S-1	Linnet	150	5000	3	250	0	S-1	Drake	200	1000	2	300	42,63
S-1	Hawk	150	5000	3	250	0	S-1	Hawk	200	1000	2	300	43,38
S-1	Linnet	150	5000	3	300	0	S-1	Linnet	200	1000	2	300	43,88
S-1	Drake	150	5000	3	300	0	S-1	Drake	200	1000	2	350	45,46
S-1	Hawk	150	5000	3	300	0	S-1	Hawk	200	1000	2	350	46,13
S-1	Linnet	150	5000	3	350	0	S-1	Linnet	200	1000	2	350	46,57
S-1	Hawk	150	5000	3	350	0	S-1	Drake	200	1000	3	250	0
S-1	Drake	150	5000	3	350	0	S-1	Linnet	200	1000	3	250	0
S-1	Drake	200	200	0	250	57,1	S-1	Hawk	200	1000	3	250	0
S-1	Linnet	200	200	0	250	57,1	S-1	Linnet	200	1000	3	300	0
S-1	Hawk	200	200	0	250	57,1	S-1	Hawk	200	1000	3	300	0
S-1	Linnet	200	200	0	300	57,47	S-1	Drake	200	1000	3	300	0
S-1	Drake	200	200	0	300	57,49	S-1	Hawk	200	1000	3	350	0
S-1	Hawk	200	200	0	300	57,49	S-1	Drake	200	1000	3	350	0
S-1	Drake	200	200	0	350	57,49	S-1	Linnet	200	1000	3	350	0
S-1	Linnet	200	200	0	350	57,71	S-1	Hawk	200	5000	0	250	56,55
S-1	Hawk	200	200	0	350	57,71	S-1	Drake	200	5000	0	250	56,55
S-1	Drake	200	200	1	250	53,52	S-1	Linnet	200	5000	0	250	56,55
S-1	Hawk	200	200	1	250	53,66	S-1	Linnet	200	5000	0	300	57,01
S-1	Linnet	200	200	1	250	53,77	S-1	Hawk	200	5000	0	300	57,01
S-1	Drake	200	200	1	300	54,59	S-1	Drake	200	5000	0	300	57,02
S-1	Hawk	200	200	1	300	54,74	S-1	Linnet	200	5000	0	350	57,32
S-1	Linnet	200	200	1	300	54,81	S-1	Hawk	200	5000	0	350	57,32
S-1	Drake	200	200	1	350	55,26	S-1	Drake	200	5000	0	350	57,32
S-1	Hawk	200	200	1	350	55,37	S-1	Drake	200	5000	1	250	51,42
S-1	Linnet	200	200	1	350	55,43	S-1	Hawk	200	5000	1	250	51,7
S-1	Drake	200	200	2	250	38,97	S-1	Linnet	200	5000	1	250	51,86
S-1	Hawk	200	200	2	250	39,87	S-1	Drake	200	5000	1	300	53,08
S-1	Linnet	200	200	2	250	40,47	S-1	Hawk	200	5000	1	300	53,27
S-1	Drake	200	200	2	300	41,52	S-1	Linnet	200	5000	1	300	53,37
S-1	Hawk	200	200	2	300	42,42	S-1	Drake	200	5000	1	350	54,02
S-1	Linnet	200	200	2	300	42,98	S-1	Hawk	200	5000	1	350	54,16
S-1	Drake	200	200	2	350	43,65	S-1	Linnet	200	5000	1	350	54,26
S-1	Hawk	200	200	2	350	44,55	S-1	Drake	200	5000	2	250	39,77
S-1	Linnet	200	200	2	350	45,13	S-1	Hawk	200	5000	2	250	40,54
S-1	Linnet	200	200	3	250	0	S-1	Linnet	200	5000	2	250	41,03
S-1	Hawk	200	200	3	250	0	S-1	Drake	200	5000	2	300	43,15
S-1	Drake	200	200	3	250	0	S-1	Hawk	200	5000	2	300	43,97
S-1	Drake	200	200	3	300	0	S-1	Linnet	200	5000	2	300	44,45
S-1	Linnet	200	200	3	300	0	S-1	Drake	200	5000	2	350	46,29
S-1	Hawk	200	200	3	300	0	S-1	Hawk	200	5000	2	350	47,01
S-1	Hawk	200	200	3	350	0	S-1	Linnet	200	5000	2	350	47,47
S-1	Drake	200	200	3	350	0	S-1	Hawk	200	5000	3	250	0
S-1	Linnet	200	200	3	350	0	S-1	Drake	200	5000	3	250	0
S-1	Linnet	200	1000	0	250	56,71	S-1	Linnet	200	5000	3	250	0
S-1	Hawk	200	1000	0	250	56,72	S-1	Hawk	200	5000	3	300	0
S-1	Drake	200	1000	0	250	56,72	S-1	Drake	200	5000	3	300	0
S-1	Hawk	200	1000	0	300	57,15	S-1	Linnet	200	5000	3	300	0
S-1	Drake	200	1000	0	300	57,15	S-1	Hawk	200	5000	3	350	0
S-1	Linnet	200	1000	0	300	57,15	S-1	Drake	200	5000	3	350	0
S-1	Linnet	200	1000	0	350	57,42	S-1	Linnet	200	5000	3	350	0

ANEXO 3 – PARA RAIOS POLIMÉRICO ZN O PARA LINHAS DE TRANSMISSÃO
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

1 INTRODUÇÃO

As descargas atmosféricas são alguns dos principais fatores de desligamentos de linhas de transmissão, causando distúrbios na qualidade do suprimento e da oferta de energia aos consumidores, e acarretando perda de faturamento em muitos casos os desligamentos de linhas provocam, adicionalmente, uma sobrecarga nos serviços de manutenção durante os períodos chuvosos, elevando os custos com a substituição de isoladores danificados e com o deslocamento das equipes de manutenção para a execução de reparos corretivos.

Para a redução dos índices de desligamento em virtude de descargas atmosféricas a instalação de para-raios de ZnO, conectados eletricamente em paralelo com as cadeias de isoladores, é a técnica mais atual para se reduzir o número de desligamentos de linhas já em operação e pode-se constituir em uma alternativa mais econômica e eficiente do que os métodos clássicos (instalação de cabos contra peso e alteração de ângulos de blindagem), os quais, em muitos casos, são de difícil execução prática em certos tipos de terreno ou de torres. Para tanto são levados a termo modelamentos dos componentes da linha, das torres, do aterramento, do para-raios, do raio, da descarga, etc., além de aspectos construtivos do para-raios, formas de instalação e análise de aplicações práticas de para-raios de linha

A instalação de para-raios de linha é um procedimento consagrado para redução de desligamentos, dessa forma a maior parte dos artigos recentes apresentam algoritmos de simulação de sobretensões causadas por descargas atmosféricas, métodos de cálculo de índices de desligamentos, sistemas de localização de raios, experiência prática de instalação de para-raios em linhas de transmissão e algoritmos de cálculo estatístico de índice de falhas de para-raios devido à superação da capacidade de absorção de energia.

A prática de instalação de para-raios ZnO em linhas de transmissão e de distribuição já é empregada em mais de uma centena de concessionárias de energia elétrica, nos níveis de tensão de 13,8 kV a 500 kV, inclusive na América Latina (México e Colômbia). No Brasil, outras concessionárias como Furnas e Cemig também já estão aplicando esta técnica nos seus sistemas de transmissão e avaliando os seus resultados, assim como várias empresas já adotam esta tecnologia em linhas de distribuição.

2 HISTÓRICO

Há registros na literatura técnica desde a década de 30, de tentativas de reduzir o número de desligamentos por descargas atmosféricas em linhas de transmissão com a instalação de para-raios de linha (BEWLEY, 1933 e PETERSON, 1940). Os para-raios de linha existentes na época (tipo expulsão) embora reduzissem efetivamente os desligamentos por descargas atmosféricas, suportando correntes até 100 kA, eram ineficientes na eliminação das correntes de falta subsequentes de frequência industrial elevadas. Esse fato inviabilizou a implantação dessa nova técnica naquela época, quando já era observada uma expansão das redes elétricas com o aumento das potências de curto-círcito e, consequentemente, das correntes de falta.

Somente no início dos anos 80 começou a verdadeira difusão desta aplicação em concessionárias que tinham graves problemas de interrupção de fornecimento de energia, observados principalmente em regiões de altos níveis ceraunicos. Dois fatores tecnológicos

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

viabilizaram a rápida evolução desta aplicação nos últimos anos: o surgimento dos para-raios de óxido de zinco e o encapsulamento polimérico, permitindo sua fácil instalação nas torres pelo seu baixo peso (entre 12 e 19 kg para linhas de 138 KV), sem acarretar esforços mecânicos excessivos em estruturas onde forem instalados.

Em 1992 já havia registros de para-raios ZnO (HILEMAM, 1992) instalados em linhas de transmissão e de distribuição nos Estados Unidos, Canadá, México, Colômbia, França, Alemanha, Japão e África do Sul, com comprovada eficiência na redução do número de desligamentos de linhas por quedas de raios.

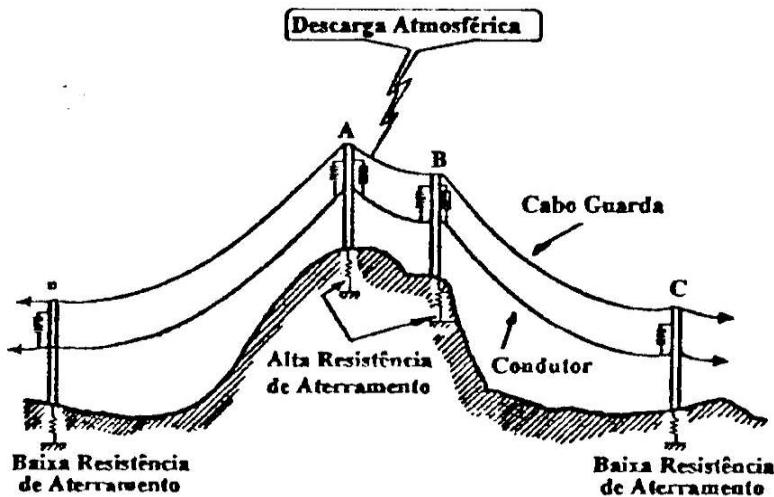


Figura 1 - Configuração típica para instalação de para-raios ZnO torres críticas protegendo, em alguns casos, torres adjacentes.

Os para-raios ZnO têm uma série de outras vantagens na redução das interrupções das linhas por sobretensões provocadas por descargas atmosféricas nuvem solo (raios):

- Alternativa válida quando o aterramento é ineficiente;
- Facilidade de identificação e de substituição de unidades defeituosas no campo;
- A instalação de para-raios ZnO apenas nas torres que historicamente apresentam frequentes registros de queima de isoladores, pode reduzir as taxas de desligamentos das linhas por descargas atmosféricas a índices operacionalmente aceitáveis;
- Facilidade de instalação de para-raios ZnO adicionais numa linha caso a quantidade inicialmente instalada mostre-se insuficiente na redução dos desligamentos para os índices desejados, ou mesmo realocar para-raios ZnO entre torres ou fases procurando otimizar seus posicionamentos em função dos resultados práticos observados;
- Possibilidade de para-raios ZnO instalados em algumas torres críticas (no topo de elevações rochosas, por exemplo) protegerem torres adjacentes para certas condições das resistências de aterramento e comprimentos dos vãos adjacentes (Figura 1);
- Possibilidade de eliminação de cabo guarda.

3 PARA RAIOS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

3.1 Características elétricas dos para-raios ZnO

As principais características a serem determinadas nos estudos para a especificação dos

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

para-raios ZnO são:

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

- Tensão nominal e tensão máxima contínua de operação (MCOV);
- Capacidade de absorção de energia;
- Tensões residuais para impulsos atmosféricos.

A forma mais simples para se modelar um para-raio ZnO no ATP é através de um resistor não linear representando-se sua característica $V \times I$ mostrada na Figura 2. Entretanto, no caso de surtos atmosféricos com frentes de onda muito rápidas, algumas características dinâmicas podem ser significativas para os estudos, necessitando de modelos mais sofisticados. Essa característica é levantada em laboratório de ensaios, sendo fornecida pelos fabricantes.

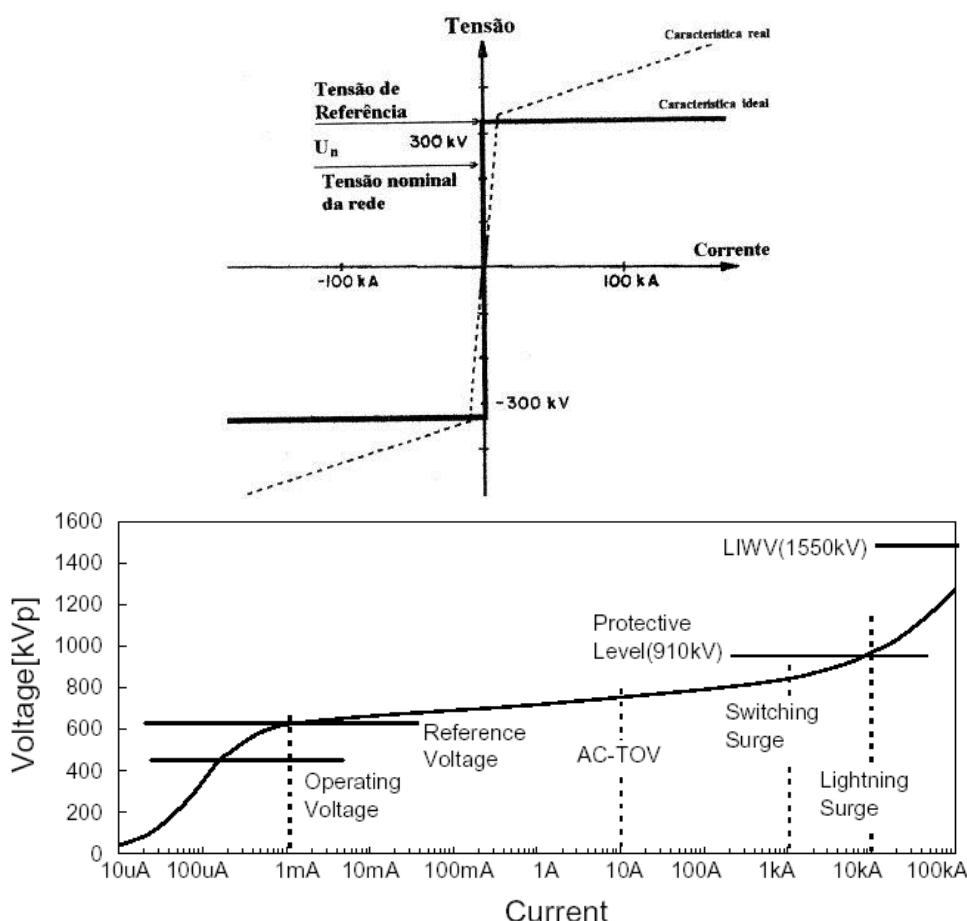


Figura 2 - Característica não linear de para-raios ZnO para impulsos atmosféricos.

A pastilha de ZnO tem o seguinte aspecto conforme Figura 3.

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

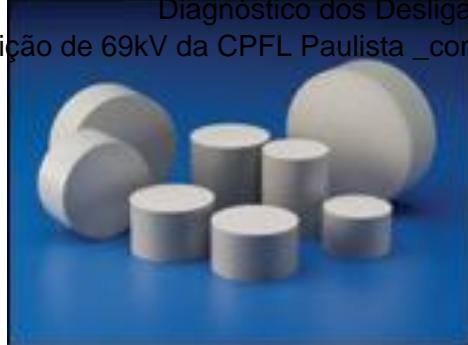


Figura 3 – Pastilhas de ZnO.

O resistor não linear tem como componente principal o óxido de zinco e também vários tipos de aditivos que são misturados, granulados e sinterizados em um bloco. Uma visão em microscópio eletrônico de um grão de ZnO e o mecanismo de condução são apresentados a seguir na Figura 4.

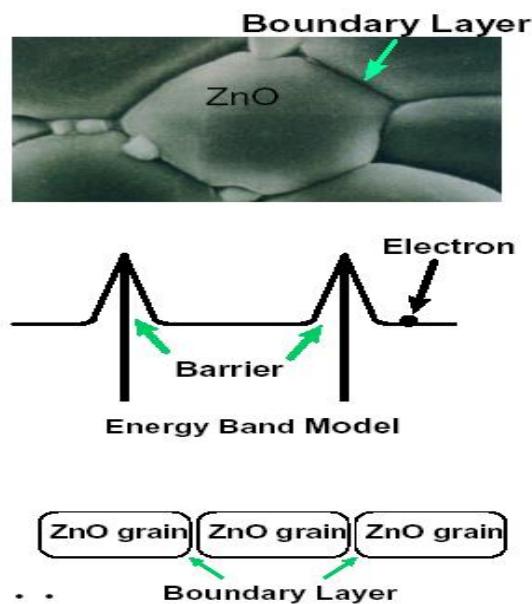


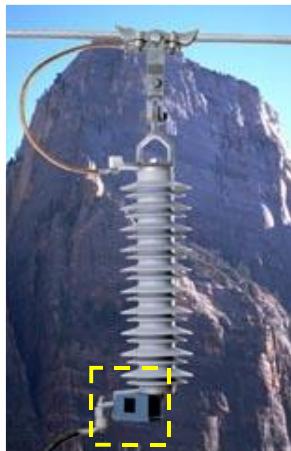
Figura 4 - mecanismo de condução do ZnO.

3.2 Desligador Automático do Para Raios da Linha

Os desligadores de linha, que isolam o para-raios ZnO das linhas no caso de sua queima, devem ter uma velocidade de atuação que garanta o sucesso de religamento rápido da linha, quando ela tem instalado esse tipo de religamento. Devem ter resistência mecânica durante o balanço dos condutores. O fabricante deve fornecer as características corrente x tempo do dispositivo de forma a garantir sua atuação em tempos inferiores aos dos religamentos rápidos.

A Figura 5 a seguir mostra alguns tipos de desligadores automáticos.

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão
Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_



Para-raios e
Desligador

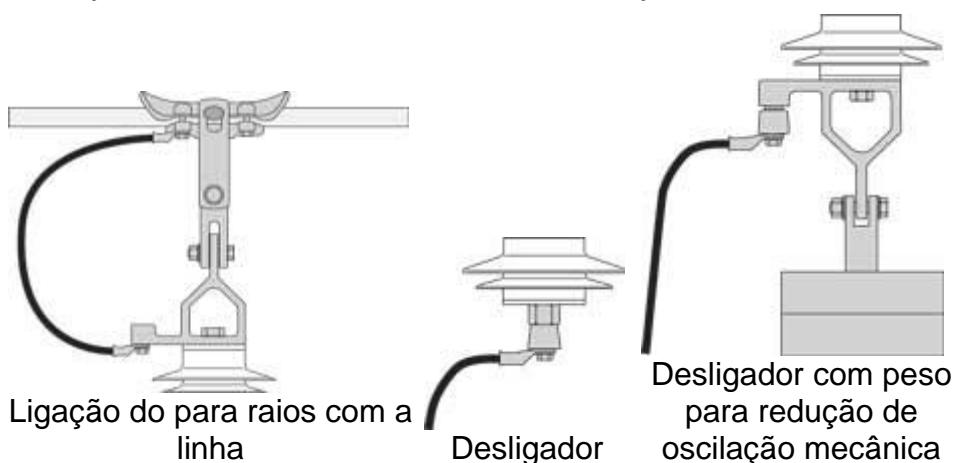


Figura 5 – Ligação do de para-raios ZnO com a linha e tipos de desligadores.

3.3 Características Construtivas dos Para-raios ZnO

Os para-raios ZnO para a instalação em linhas têm a mesma concepção construtiva dos para-raios ZnO que desde os anos 70 são fabricados para a instalação nas subestações: eles são constituídos com resistores não lineares de ZnO, sem centelhadores internos (Figuras 6). Os para-raios ZnO de subestações têm encapsulamento cerâmico, embora já estejam também sendo oferecidos atualmente, por alguns fabricantes, com encapsulamento polimérico. Com o encapsulamento polimérico não há o risco de fragmentação do invólucro. Os para-raios ZnO construídos com esse material têm um dispositivo mais simples do que o dispositivo clássico de alívio de sobre pressão.

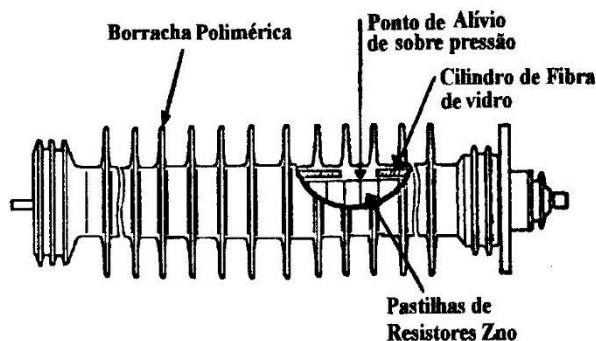
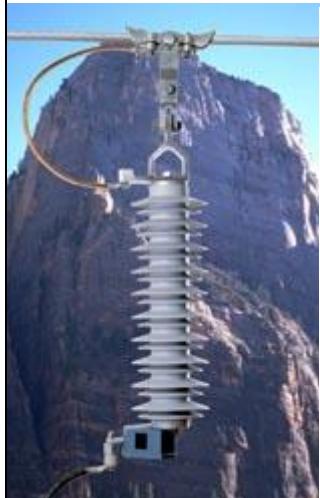


Figura 6 - Para-raios ZnO para linha de transmissão.

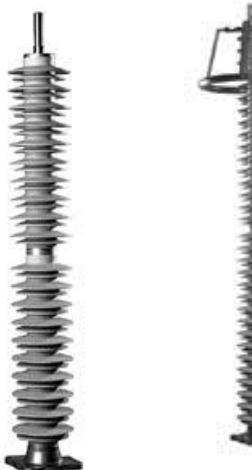
A Figura 7 mostra para-raios com encapsulamento polimérico e com encapsulamento cerâmico.

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_



(a)



(b)



*Figura 7 - Para-raios com encapsulamento polimérico:
(a) e cerâmico (b) sem centelhador externo.*

Geralmente é pedida a comprovação, em ensaios de laboratório, que as pastilhas de ZnO não sejam ejetadas do invólucro no caso de queima dos para-raios ZnO (MELCHIOR e outros, 1995). Esse aspecto é importante na definição de procedimentos de manutenção em linha viva, quando se trabalha com para-raios ZnO energizados, sem centelhador externo, estendendo-se esse cuidado no caso de linhas passando por regiões urbanas. Além disso, é conveniente analisar a possibilidade da queima de pára-raios ZnO não evoluir para curtos multifásicos, em função da expulsão dos gases incandescentes, do tipo de torre, da forma de conexão dos para-raios ZnO na torre, do posicionamento dos desligadores e dos cabos de conexão dos para-raios ZnO aos condutores.

Uma outra concepção, já investigada, consiste em embutir as pastilhas ZnO nos isoladores (Figura 8). Embora criativa, essa solução deve encarecer muito os ensaios dos resistores ZnO dos isoladores e dificultar a identificação de unidades defeituosas no campo. O conjunto funciona com os resistores conectados em série, sem centelhador externo. Os chifres instalados nos isoladores têm a finalidade de dispararem para correntes de raio muito elevadas, causando o desligamento de uma linha de transmissão, mas evitando a queima de isoladores ou resistores de ZnO (ANDERSON e outros, 1985).

Relatório Técnico
 Linhas de Transmissão
 Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de
 Distribuição de 69 kV da CPFL Paulista _conceituação_

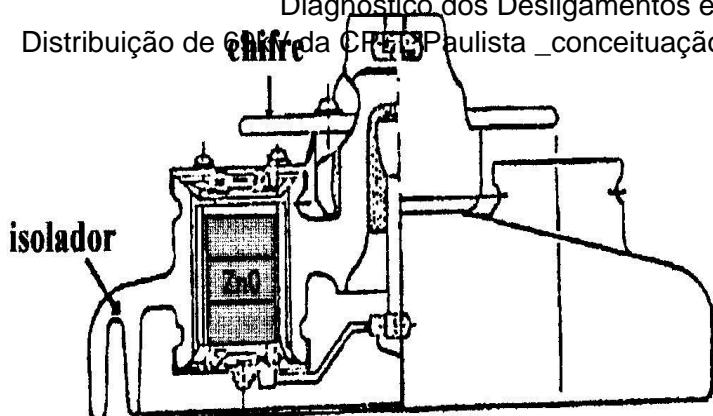


Figura 8 - Resistores ZnO embutido em encapsulamento polimérico, isolador de vidro.

Há, basicamente, duas concepções para a aplicação de para-raios ZnO, tanto em linhas de transmissão como em redes de distribuição: para-raios ZnO com e sem centelhadores externos em ar (Figura 9).

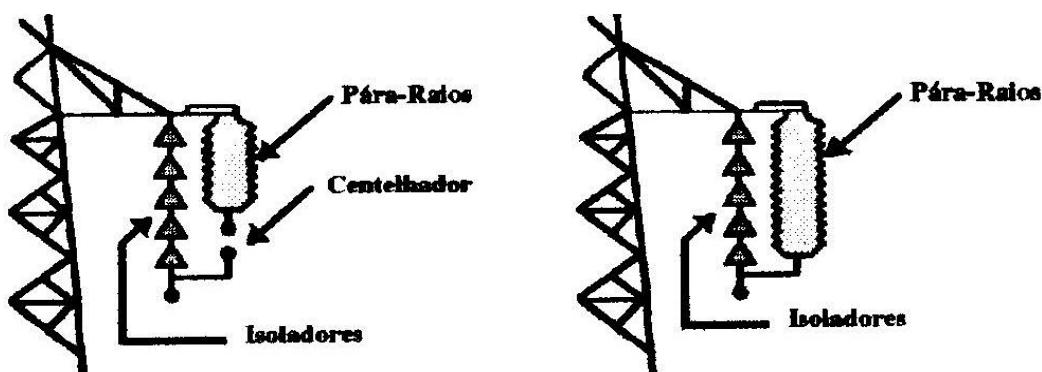


Figura 9 - Para-raios ZnO com e sem centelhadores externos.

3.3.1 Para-raios ZnO com Centelhadores (Gapped Arresters)

Esse foi o primeiro arranjo adotado em linhas a partir dos anos 1980's.

Os para-raios ZnO com centelhador externo só entram em funcionamento quando a sobretensão gerada nas torres, por uma descarga atmosférica nas suas proximidades, atingir um valor que cause o rompimento dielétrico do centelhador em ar. Nesse instante, o para-raios ZnO fica conectado entre a condutor e a torre, limitando a tensão através das cadeias a um valor inferior à sua suportabilidade dielétrica para as descargas atmosféricas.

O ajuste da distância em ar do centelhador externo deve ser tal que:

- Garanta que o disparo do centelhador, durante as quedas de raios na linha, aconteça antes do rompimento do arco pelas cadeias de isoladores;
- Não permita a ocorrência de descargas durante as sobretensões de manobra causadas por chaveamentos da linha;

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

- Permita a auto extinção dos arcos formados apesas quedas de raios, possibilitando a reenergização ou recuperação rápida da linha.

A figura 10 mostra dois tipos de para-raios com gap.

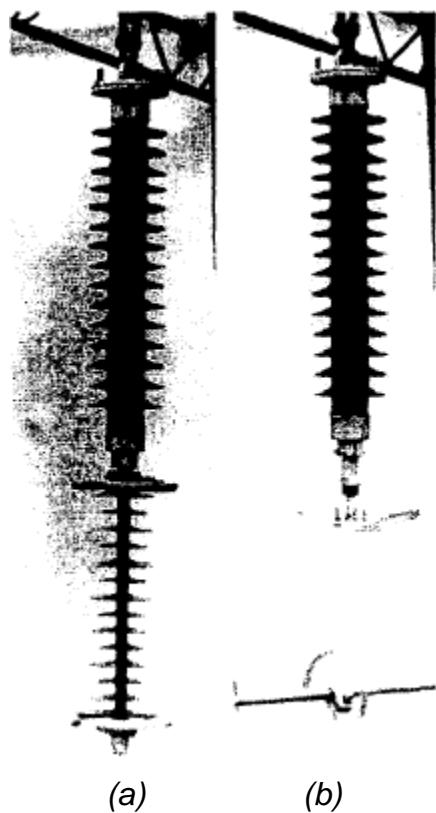


Figura 10 – (a) Para-raios com gap constituído de espaçadores “insulator-spacer” e (b) gap aéreo “pure-air gap”

No Japão (SHIGENO, 2002) 99% dos para-raios de linha possuem gap. No México (CORONA e CONTRERAS, 2001) foram instalados em 1999 para-raios com gap em uma linha de 230 kV. Na China (WEIJIANG, 2002) em junho de 2002 havia 6394 para-raios de linha em operação, sendo 37% com gap. Os para-raios com gap começaram a ser instalados em 1995 para linhas com tensão de 33 kV a 500 kV, com o objetivo de proteção da linha somente contra sobretensões causadas por descargas atmosféricas, enquanto os para-raios sem gap, instalados a partir de 1980, também ofereciam proteção contra sobretensões de manobra.

3.3.2 Para-raios ZnO sem Centelhadores (Gapless Arresters)

Os para-raios ZnO sem centelhador externo em ar estão permanentemente conectados entre os condutores/fases e as torres (terra): eles entram em atuação imediatamente quando a tensão através das cadeias começa a se elevar por quedas de raios na torre, nos cabos para-raios ou nos condutores.

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de

Com a fabricação de para-raios ZnO pela maioria dos fabricantes sem centelhadores externos a partir do final dos anos 1980's, a decisão de uma concessionária entre qual dos dois arranjos que deverá ser empregado em sua rede baseia-se, fundamentalmente, no aspecto econômico e, algumas vezes, em seus procedimentos de manutenção. Os para-raios ZnO com centelhador externo em ar são mais baratos, pois não sendo submetidos permanentemente à tensão operativa da linha, podem ser construídos com um menor número de resistores. Para uma empresa que tenha uma rede extensa e com grande número de linhas com problemas de elevados índices de desligamentos por descargas atmosféricas, essa opção pode ser mais atraente: a diferença dos custos de para-raios ZnO da classe 138 kV, de tensões nominais (rated voltage) iguais a 108 kV (com centelhador externo) e a 144 KV (sem centelhador externo) está atualmente da ordem de 5 a 10%, segundo levantamento informal feito com alguns fabricantes.

Deve-se agregar nessa comparação o custo das ferragens do centelhador externo que, para 138 kV é estimado ser da ordem de US\$ 50 a US\$ 100.

3.3.3 Comparações entre os Para-raios ZnO com e sem Centelhador Externo em Ar

Os para-raios ZnO com e sem centelhador externo são igualmente eficientes na melhoria do desempenho das linhas de transmissão por descargas atmosféricas raios (SADOVIC e outros, 1997). Perrot (2000) apresenta análises e comentários sobre normas e tipos construtivos de para-raios de linha.

A seguir são apresentadas algumas características dos dois tipos de arranjo.

No caso de para-raios ZnO com centelhador externo em ar:

- Tem menor custo: têm menor tensão nominal por não ficarem diretamente conectados à linha;
- Tem um custo adicional das ferragens do centelhador;
- Podem ter vida útil maior, pois só são solicitados durante as descargas de raios, no entanto não apresentam uma boa divisão de energia entre para-raios ZnO;
- Os resistores ZnO não sofrem nenhuma degradação por influência da poluição atmosférica;
- Maior segurança durante a realização dos serviços de manutenção em linha viva;
- Exigem dispositivos mais complexos para a identificação de unidades defeituosas e com identificação visual mais difícil;
- Os níveis de disparo dos centelhadores externos variam com as condições atmosféricas.

No caso de para raios ZnO sem centelhadores externos Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

- Fácil identificação visual dos para-raios ZnO danificados em serviço, utilizando os desligadores que isolam os pára-raios ZnO da linha, possibilitando sua reenergização ou religamento rápido para recolocá-la em serviço;
- Garantia de repartição da energia envolvida nas descargas que atingem a linha pelos diversos para-raios ZnO nela instalados (em uma mesma torre ou em torres adjacentes), tanto para quedas indiretas, como para as falhas de blindagem. Os pontos de baixa resistência de aterramento, situados entre pontos de alta resistência, funcionam como dissipadores de energia. Análises já efetuadas mostram que 80% da energia de uma descarga atmosférica é dissipada em pontos remotos de baixa resistência, até 1000 m do ponto da queda do raio (GELDENHUYSEN, 1995). Esta é a situação favorável para os para-raios ZnO localizados em torres com alta resistência de aterramento, adjacentes às torres com baixas resistências de aterramento, as quais podem não precisar, eventualmente, de para-raios ZnO para sua proteção;
- Níveis de proteção fornecidos pelos para-raios ZnO são independentes das condições atmosféricas, as quais alteram os níveis de disparo dos centelhadores externos em ar;
- Possibilidade de controlar, além das descargas atmosféricas, os surtos de manobra e outros transitórios ao longo de uma linha (aproveitar uma linha de projeto antigo, com grandes espaçamentos fase-terra e fase-fase, e reprojetá-la para possibilitar a sua compactação) ou repotencialização com elevação do nível de tensão de transmissão);
- Possibilidade de menor vida útil por estarem permanentemente conectados à linha;
- Possibilidade de sobreaquecimento dos resistores ZnO em regiões de elevada poluição ou ambiente agressivo (salino, químico, etc.);
- Acarretam perdas na linha, embora esses valores sejam desprezíveis pelas quantidades instaladas e das perdas por para-raios ZnO (0,03 W / kV de MCOV);
- Maior segurança durante a realização dos serviços de manutenção de linha viva pode ser obtida com a desconexão à distância do cabo que liga o para-raios ZnO à torre.
- Mal funcionamento dos desconectores (desligadores) pode provocar a saída da linha, no caso de defeito dos para-raios ZnO.

3.4 Esquemas de Instalação dos Para-raios ZnO nos Cabos em uma Torre

3.4.1 Torre Tipo Triangular (ou Torres com as Fases em Alturas Diferentes)

A proteção das três fases de uma torre, para as descargas indiretas, pode ser conseguida com a instalação de apenas um para-raios ZnO na fase inferior. Essa proteção é menos eficiente do que quando se instala 2 ou 3 para-raios ZnO por torre (Figura 11). Quando a blindagem não é adequada ou quando não há blindagem, a fase superior é a mais vulnerável. Nesse caso essa fase é a mais indicada para a instalação dos para-raios ZnO.

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

A colocação dos para-raios ZnO nas três fases praticamente elimina a possibilidade de descargas nas cadeias de isoladores de uma torre, porém não elimina a possibilidade de descarga nas cadeias das torres vizinhas.

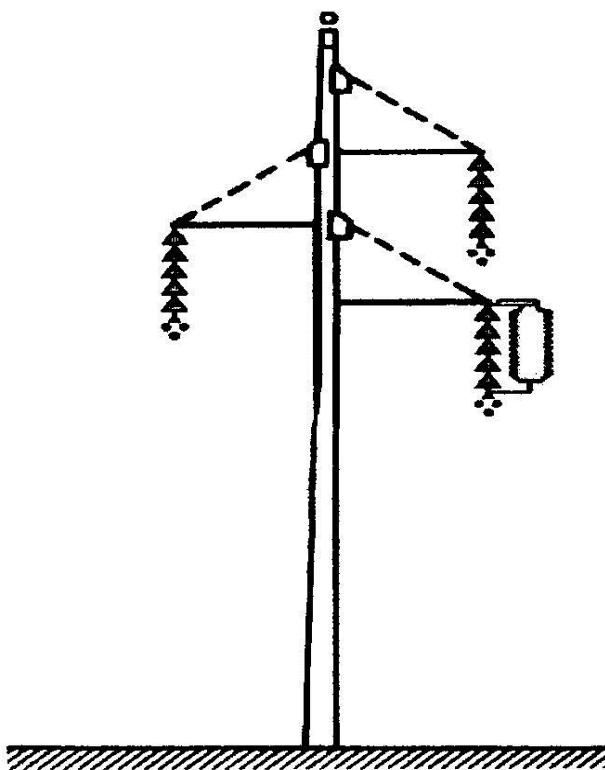


Figura 11 - Esquema de proteção com para-raios ZnO em torres tipo triangular.

3.4.2 Torres de Circuito Duplo

Em torres de circuito duplo um único para-raio ZnO, instalado na fase inferior de um dos circuitos, pode reduzir o número de desligamentos dos dois circuitos para descargas indiretas (BONNY, 1987) (Figura 12). A instalação de para-raios ZnO adicionais nas demais fases reduz ainda mais o número de desligamentos. Os resultados estão na Tabela 1.

ANO	CIRC. 1	CIRC. 2	CIRC. 1 e 2
1971 a 1983	26	64	18
1984	2	8	0
1985	0	1	0
1986	0	0	0

Tabela 1 - Registro dos desligamentos dos dois circuitos de uma linha de circuito duplo, antes e depois da instalação de apenas um para-raio ZnO em uma fase de um dos circuitos.

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

~~Fixação dos Para-raios ZnO em Linhas de Distribuição de 69 kV da CPFL Paulista _comentários~~

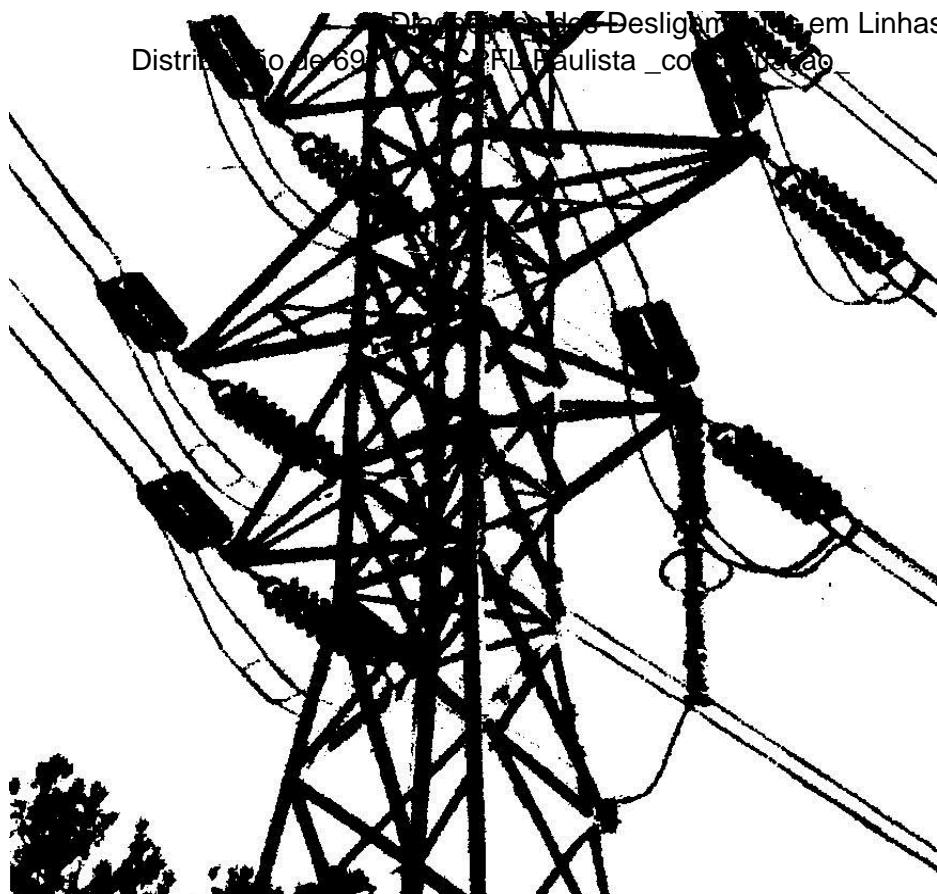


Figura 12 - Torre de circuito duplo com a instalação de apenas um para-raios ZnO em uma fase inferior de um dos circuitos.

A referência (SHIGENO, 2002) informa que no Japão, em torres de circuito duplo, na grande maioria dos casos (mais de 99%) são instalados para-raios em todas as fases de um dos circuitos, nos outros casos, são instalados somente um ou dois para-raios em um dos circuitos.

3.5 Fixação dos Para-raios ZnO nas Torres

3.5.1 Fixação de Para-raios ZnO sem Centelhador Externo

Os para-raios ZnO sem centelhador externo têm uma maior gama de opções de conexão nas estruturas, conforme as ilustrações da Figuras 13 e 14 a seguir.

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

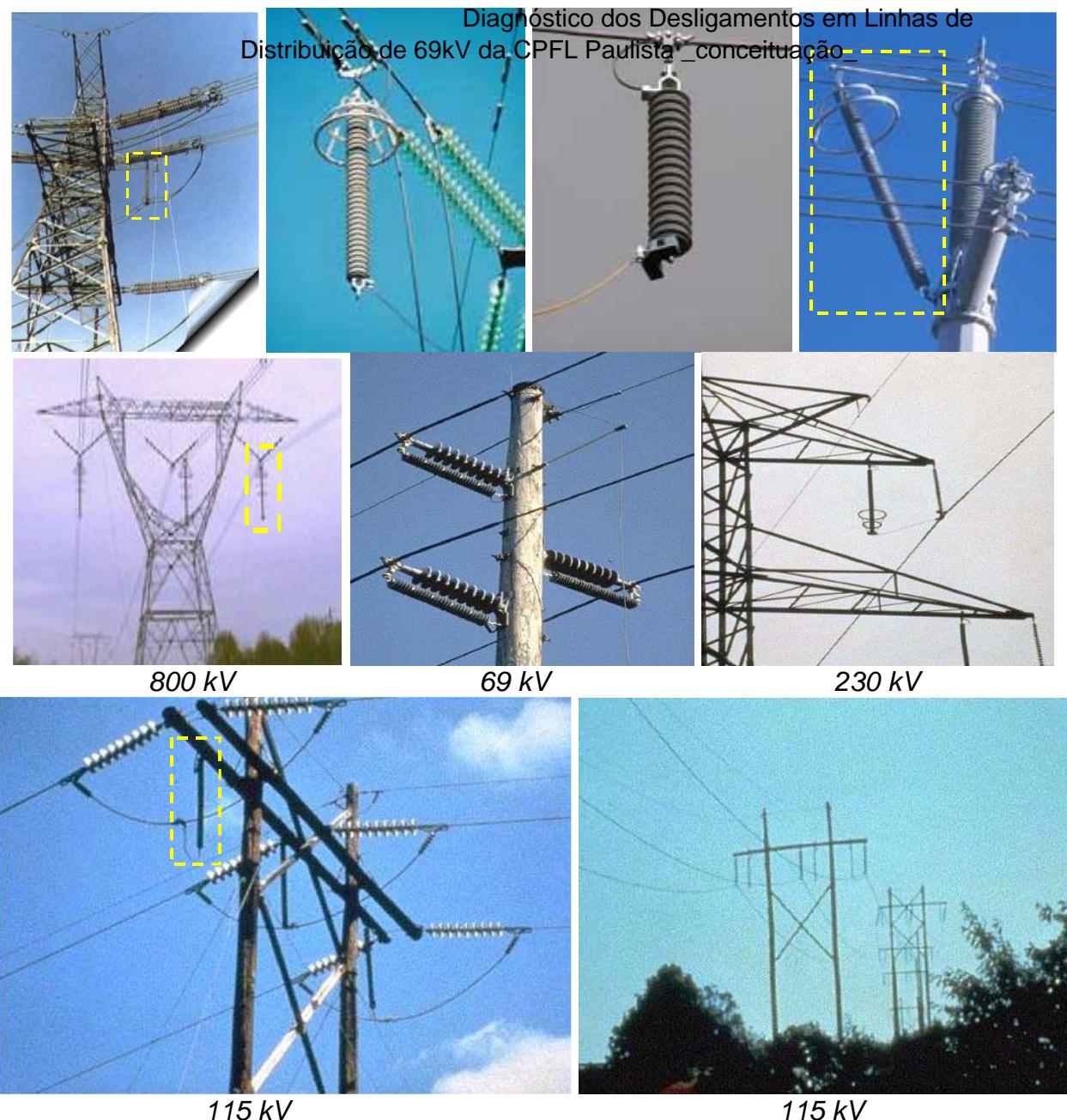
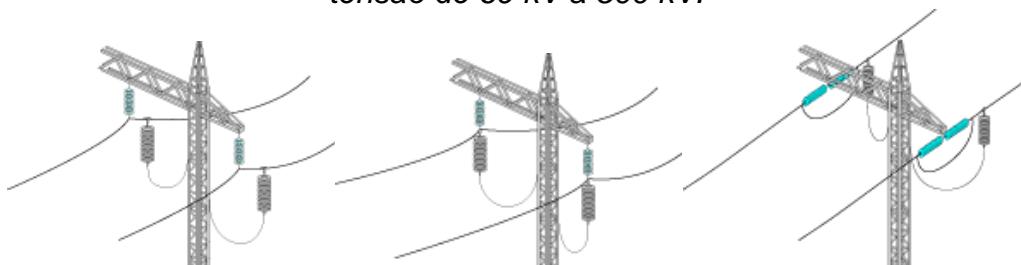


Figura 13 – Fotos de formas de conexão nas torres dos para-raios ZnO sem centelhador externo (cadeias com isoladores poliméricos rígidos e com isoladores de suspensão) – tensão de 69 kV a 500 kV.



Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

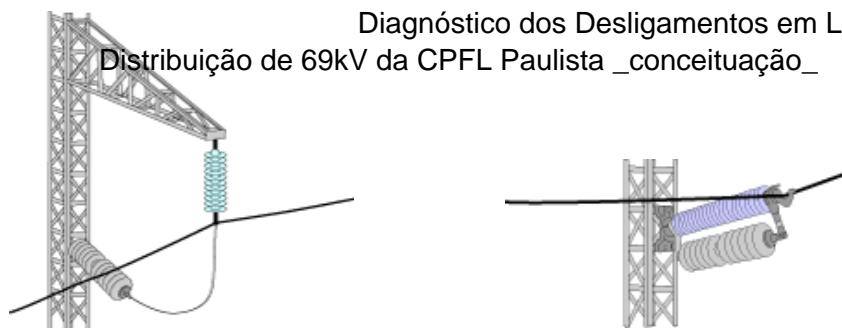


Figura 14 – Diagramas de formas de conexão nas torres dos para-raios ZnO sem centelhador externo (cadeias com isoladores poliméricos rígidos e com isoladores de suspensão).

3.5.2 Fixação de Para-raios ZnO com Centelhador Externo

As maneiras mais usuais de fixação desses para-raios ZnO são longitudinalmente ao eixo da linha ou num prolongamento do eixo das mesmas (Figuras 15 e 16). Deve-se evitar a redução dos espaçamentos entre o condutor e a estrutura lateral da torre, o que pode comprometer as distâncias de segurança durante os serviços de substituição de unidades defeituosas, no caso de trabalho em linha viva. Nas torres de suspensão utilizam-se ferragens especiais no condutor e na parte superior do para-raios ZnO, de forma que seja mantida a distância em ar do centelhador externo durante o balanço do condutor pela ação do vento.

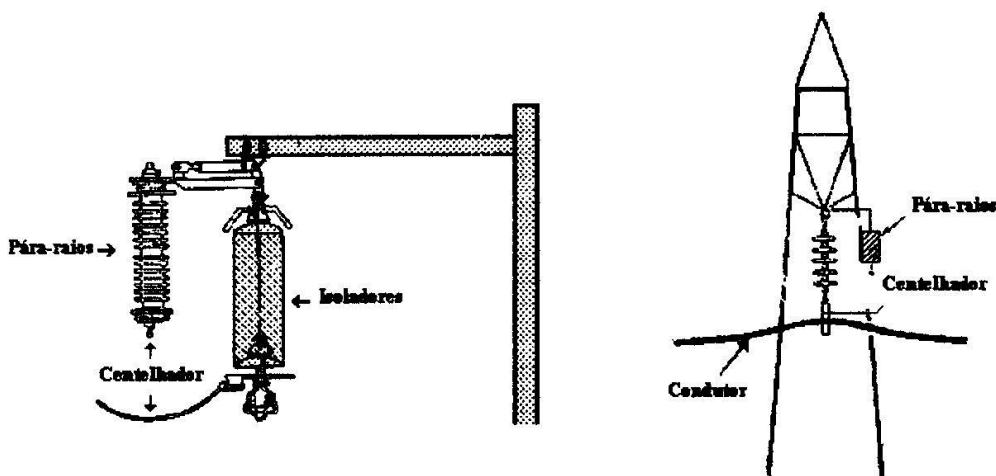


Figura 15 - Formas mais usuais de conexão nas torres dos para-raios ZnO com centelhador externo.

**Relatório Técnico
Linhas de Transmissão**

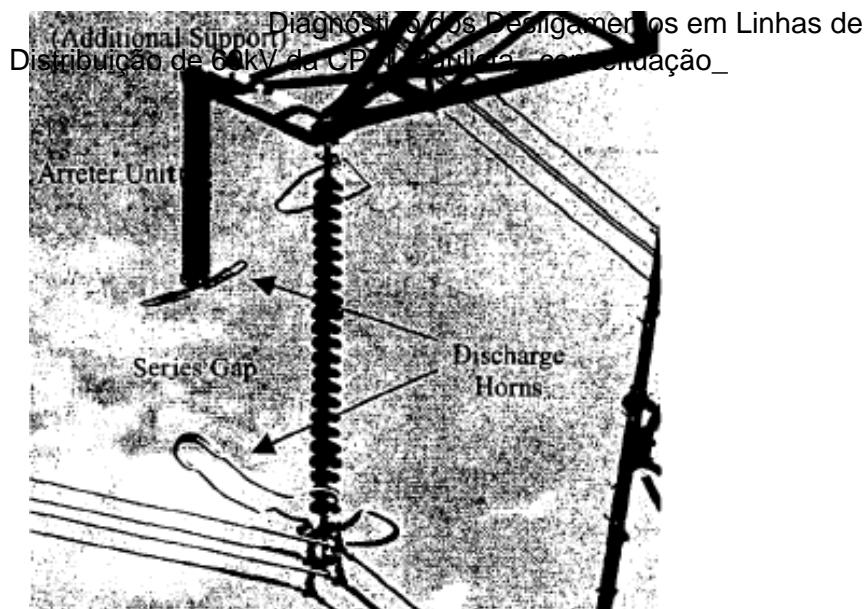


Figura 16 – Foto de exemplo de fixação de para-raios ZnO com centelhador externo em linha de 500 kV.

3.6 Experiência Atual com os Para-raios ZnO Instalados

3.6.1 Para-raios ZnO já em Operação Comercial

O encapsulamento com resina polimérica já é empregado em para-raios ZnO desde 1986. Em 1993, as estimativas já eram de existirem mais de 3 milhões de para-raios ZnO com esse tipo de invólucro em operação, nas subestações e nas linhas de transmissão (COMBER e outros, 1993).

A maioria dos para-raios ZnO estão instalados em linha de transmissão com tensão nominal entre 44 kV e 138 kV, mas a aplicação deste tipo de proteção de linha tem sido estendida para linhas de distribuição e também para linhas de transmissão até 500 kV (SADOVIC e outros, 1997; YAMAMOTO e outros, 1999 e HE e outros, 2000).

No ano de 2001 havia no Brasil cerca de 1.800 para-raios sem centelhadores, já instalados ou em fase de instalação (ROCHA e outros, 2001), em linhas de 34,5 a 138 kV da CEMIG, LIGHT, FURNAS e CERJ. Outras empresas vêm estudando a aplicação de para-raios em suas linhas. Até recentemente, a grande preocupação das empresas concessionárias de energia era com as linhas de tensões nominais até 138 kV. Entretanto, devido aos Contratos de Prestação de Serviços da Transmissão - CPST, que estabelece penalidades as empresas concessionárias em caso de indisponibilidade programada ou não programada superiores a 1 minuto para seus equipamentos e linhas aplicados a rede básica, tem crescido a preocupação das empresas na melhoria do desempenho de linhas de transmissão de 230 kV.

A referência (CÂMARA e outros, 1999) descreve a experiência de Furnas na aplicação de para-raios em linhas de 138 kV.

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Em algumas linhas da Cemig, cerca de 70% dos desligamentos (ANDRADE e MARKIEWICZ, 2001) eram causados por descargas atmosféricas. A partir de 1996 começaram a ser instalados para-raios de ZnO sem gap, com considerável melhoria no índice de desligamentos, conforme a Tabela 2 a seguir.

Linha de transmissão	kV	Compr. (km)	Ano da instalação	AK antes da instalação	AK 1998	AK 1999	AK 2000
Peti – Sabará	69	61	1998	43,64	5,49	5,49	4,91
Ouro Preto 1 - Ponte Nova	138	66,5	1997	30,87	12,01	10,51	4,51
Ouro Preto 2 - Mariana 1 / Samarco / Alegria *	138	38,9	1998	40,94	14,62	0,00	0,00
Diamantina - Gouveia **	34,5	31,6	1996	155,06	50,60	25,30	66,45
Itutinga – Minduri ***	138	44,6	1998	19,40	13,45	6,72	6,72
Itutinga – Três Corações 2	138	87,0	1999	16,20 ^{TM*}		2,30	2,30

Tabela 2 - Melhoria do desempenho das LTs em que foram instalados os para-raios de óxido de zinco

Observação:

1. AK = número de desligamentos causados por descargas atmosféricas / 100 km / ano
2. * Única LT onde foram instalados para-raios em todas as fases e em todas as estruturas da linha;
3. ** Os para-raios foram instalados em 50% da LT, sendo que essa LT não possui cabo para-raios;
4. *** Os para-raios de ZnO foram instalados nesta LT em abril de 1998. Até março de 1998 ocorreram 06 desligamentos que correspondem ao AK de 13.45. No restante do ano de 1998 não ocorreram mais desligamentos;
5. **** Valor previsto no projeto da LT sem a instalação dos para-raios.

A referência (SHIGENO, 2002) apresenta uma descrição detalhada dos para-raios de linha em operação no Japão, onde a instalação destes equipamentos começou em 1980, sendo que em 2002 havia 83000 para-raios instalados, sendo 99% com gap.

A tabela 3 mostra as configurações utilizadas para a instalação dos para-raios.

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

No.	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de		
	Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_		
Installation method			
	<ul style="list-style-type: none"> • 3 phases of 1 circuit of 2 circuit tower • 6 phases of 2 circuits of 4 circuit tower • All phases of 1 circuit tower 	<ul style="list-style-type: none"> • All phases of 2 circuit tower 	<ul style="list-style-type: none"> • 1 or 2 phases of 2 circuit tower
Under 66kV	1,398	444	0
66 kV~77 kV	71,088	2,166	0
110 kV~154 kV	8,229	18	56
187 kV~275 kV	1,860	0	0
500 kV	54	0	0
Total	82,629(99.4%)	426(0.5%)	56(0.1%)

Tabela 3 - Configurações utilizadas para a instalação dos para-raios de linha no Japão.

As linhas com maior porcentagem de instalação de para-raios são as de tensão entre 66 e 77 kV, conforme a Tabela 4 a seguir.

	Number of Towers with Arrester	Installation rate (%)
Under 66kV	467	0.7%
66 kV~77 kV	23,571	15.4%
110 kV~154 kV	2,771	5.0%
187 kV~275 kV	620	1.5%
500 kV	18	0.1%
Total	27,447	9.0%

Tabela 4 – Número de para-raios e porcentagem de instalação.

Nas linhas em que forem instalados para-raios houve redução substancial no número de desligamentos devido a descargas atmosféricas.

TSUGE (2002) compara vantagens e desvantagens de para-raios com e sem gap, além de comentar o uso de para-raios com gap no Japão desde 1987. Também é descrita a construção de um para-raios mais robusto, para o qual foram feitas simulações com o ATP. A alternativa de instalação recomendada e utilizada para torres de circuito duplo é de três para-raios por torre em um dos circuitos.

Na China (WEIJIANG, 2002) em junho de 2002 havia 6394 para-raios de linha em operação, sendo 37% com gap. Os para-raios com gap começaram a ser instalados em 1995 para linhas com tensão de 33 kV a 500 kV, com o objetivo de proteção da linha somente contra sobretensões causadas por descargas atmosféricas, que são a causa de 70% dos

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

desligamentos de linha, enquanto os para-raios sem gap, instalados a partir de 1980, também ofereciam proteção contra sobretensões de manobra.

A quantidade e o tipo de para-raios instalados em 2002 são mostrados na Tabela 5.

Nominal Voltage (kV)	Numbers in total	Gap-less arresters	Arresters with series gaps
110	5689	3566	2123
220	657	435	222
330	30	30	
500	18	12	6
Total	6394	4043	2351

Tabela 5 – Para-raios instalados na China.

As tensões nominais (em kV eficaz) utilizadas para para-raios com e sem gap são as seguintes mostradas na Tabela 6.

Nominal system Voltage	Gap-less line arresters	Series gapped line arresters	Standard Voltage class difference
10	17	13	1
35	54	42	3
66	96	75	6
110	108	90~102	6
220	216	180~204	12
330	312	288	18
500	444	396	24

Tabela 6 – Tensões nominais dos para-raios instalados na China.

3.6.2 Instalações Com e Sem Centelhadores Externos

Não existem estatísticas precisas sobre as quantidades de para-raios ZnO instalados com os dois arranjos básicos para linhas de transmissão.

A concepção de para-raios ZnO com centelhador foi a primeira a ser usada (a partir dos anos 80). É usada intensivamente no Japão, onde os para-raios ZnO são empregados maciçamente para reduzir o número de saídas de linha por descargas atmosféricas.

Os para-raios ZnO sem centelhador passaram a ser fornecidos comercialmente a partir dos anos 80. Hoje, são produtos de linha na maioria dos fabricantes, com larga utilização nos EUA, e são os que estão sendo utilizados no Brasil.

3.6.3 Falhas Registradas em Para-raios ZnO

As falhas em para-raios ZnO podem ser causadas por:

- Defeitos nos resistores ZnO;
- Defeitos no encapsulamento polimérico e na vedação contra entrada de umidade;
- Solicitações excessivas por descargas atmosféricas;

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

- Solicitações excessivas por sobretensões da própria rede (temporâneas e manobra).
Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

As falhas nos resistores ZnO estão situadas em níveis bastante baixos devido à evolução da tecnologia de fabricação e dos ensaios de aceitação estabelecidos pelas normas técnicas.

O encapsulamento polimérico para para-raios ZnO também já é bastante confiável (GAZZOLA, 1994). O problema de entrada de umidade, principal causa de defeitos nos para-raios ZnO com encapsulamento cerâmico, deixou praticamente de existir já que a resina polimérica é moldada diretamente sobre os resistores, não havendo a diferença de pressão entre a atmosfera externa e a parte interna do para-raios ZnO, causa principal das falhas de vedação contra a umidade.

A maioria das falhas observadas nos para-raios ZnO são atribuídas às solicitações excessivas impostas pelas descargas atmosféricas ou mesmo pelas sobretensões sustentadas de 60 Hz geradas pela rede durante as faltas provocadas pelos raios (NAKADA e outros, 1997). Nas referências (MACIEL, 1995 e RIEFFE, 1994) são estimados índices de falha para os para-raios ZnO de média tensão da ordem de 0,1 %. STENSTROM e LUNDQUIST (1999) apresentam uma análise de distribuição de energias em para-raios de linha, com simulações na versão DCG do programa EMTP.

Vários trabalhos recentes apresentam métodos estatísticos de cálculo da taxa de falhas de para-raios de linha. (ZANETTA, 2003) apresenta um algoritmo para cálculo de taxa de falhas de para-raios devido a solicitações de energia levando em consideração as densidades de probabilidade da primeira descarga e das descargas subsequentes. Os efeitos das descargas múltiplas são considerados no estudo de um caso de linha de 138 kV parcialmente blindada (um cabo guarda), típica de linhas de circuito simples, situadas em regiões com altas densidades de descargas ao solo, no SE do Brasil.

O método proposto fornece uma melhor perspicácia para avaliação de solicitação de energia para seleção de para-raios de linha

A metodologia utiliza o modelo eletro geométrico para verificação do condutor atingido, com base na corrente da primeira descarga. São utilizados histogramas de energia absorvida pelos para-raios obtidos com simulações de descargas atmosféricas no programa ATP. As variáveis representativas do raio consideradas nos estudos são: corrente de pico, tempo de subida e tempo de cauda. A Figura 17 a seguir mostra exemplos de histogramas obtidos.

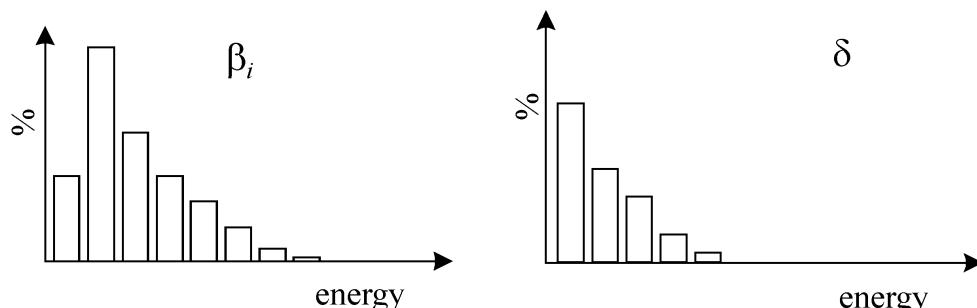


Figura 17 - Histogramas para a primeira descarga e para as subsequentes.

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão
Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

Onde:

β_i : histograma correspondente à primeira descarga, para um nível de probabilidade de corrente dado por: $p(I_{i-1} < I_i \leq I_{i+1})$; δ histograma das descargas subsequentes.

Para a primeira descarga a média da corrente de pico é 31 kA e para as subsequentes, 12 kA, sem correlação com a primeira descarga. Figura 18.

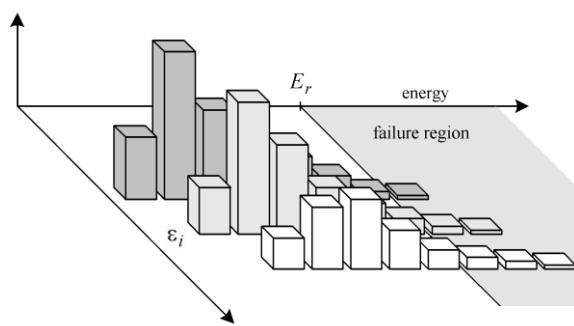


Figura 18 - Histogramas de energia para correntes de raios com múltiplas descargas.

As probabilidades de energia em n descargas, para um determinado nível de corrente, podem ser obtidas pela expressão (21) seguinte, com convolução dos histogramas:

$$\varepsilon_i = \sum_{k=1}^n p_k \beta_i * \underbrace{\delta * \delta * \dots * \delta}_{k-1} \quad (21)$$

Onde:

p_k é probabilidade de o raio atingir o condutor

A taxa de falhas do para-raios para o comprimento de linha considerado é calculada pela equação (22):

$$A_{fr} = N_g L \sum_{i=1}^{n_i} x_i p_{fi} \quad (22)$$

Onde:

A_{fr} : taxa de falhas

N_g : número de descargas para a terra

L : comprimento da linha

Um dos resultados fornecidos é um conjunto de curvas de taxa de falhas em função da resistência de aterramento, conforme a Figura 19.

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

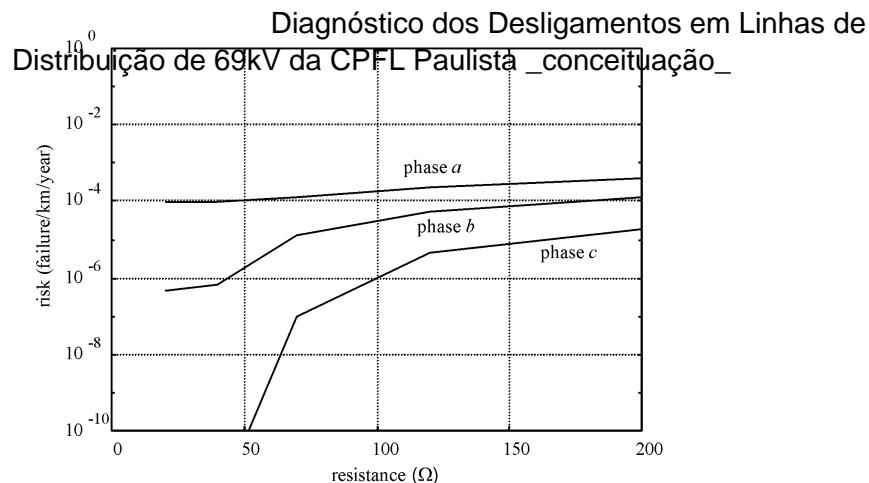


Figura 19 - Risco de falha por fase em função da resistência de aterramento, para-raios com classe 2 de absorção de energia.

Outro tipo de resultado são curvas de taxa de falhas em função da classe de energia do para-raios. Figura 20.

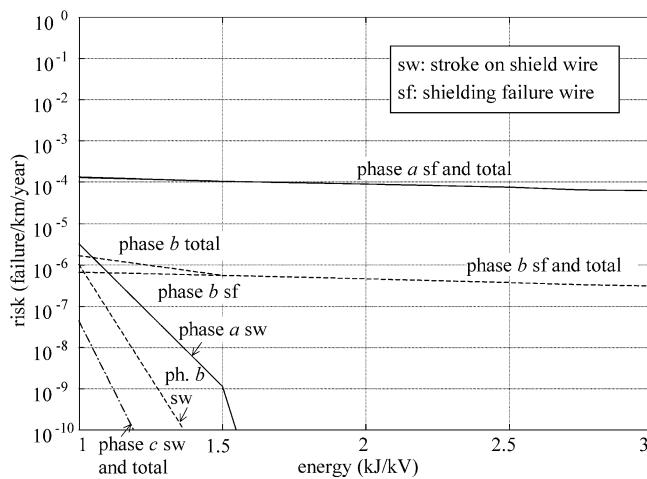


Figura 20 - Riscos totais e parciais em função da classe de energia do para-raios, para falha de blindagem (sf) e queda direta (sw), resistência de aterramento de 20Ω .

Outro trabalho (TARASIEWICZ e outros, 2000) descreve o custo-benefício da instalação de para-raios de em uma linha de transmissão parcialmente blindada. Compara várias opções quanto a custo e ganho em termos de melhoria do índice de desligamentos. Este artigo também apresenta uma nova metodologia para cálculo de risco de falhas devido á quedas diretas e indiretas e ilustra o método com um exemplo para uma linha parcialmente blindada. Os resultados mostram que o risco de falhas é muito pequeno. A instalação de para-raios completada em 1997 demonstrou que é possível dispor de níveis adequados de proteção contra descargas atmosféricas com a aplicação seletiva de para-raios apenas nas torres mais sensíveis a quedas diretas e indiretas de raios.

A taxa de falhas para queda direta é calculada por meio de integração de funções de densidade de probabilidade com o uso de valores de energia absorvida obtidos com o programa ATP. Os cálculos, feitos por integração, não consideram as descargas subsequentes.

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

LAMBERT e outros, (2003) apresentam uma ~~metodo probabilístico simples para cálculo de taxa de falhas de para-raios de linha, além de outros equipamentos de sistemas elétricos, devido a descargas atmosféricas.~~ Diagnóstico dos Deslindamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista Saneamento de sistemas elétricos, devido a descargas atmosféricas. Os resultados obtidos são comparados com os do método descrito em (TARASIEWICZ e outros, 2000). As simulações também são realizadas com o ATP e nesse caso é usado o modelo eletro geométrico tridimensional. Equação (23).

$$N_\gamma = N_g \int_0^\infty es_\gamma(i) f_r(i) di \quad (23)$$

Onde:

N_γ : incidência de raios no elemento

N_g : número de descargas ao solo

$es_\gamma(i)$: projeção da região do solo atingida

$f_r(i)$: função densidade de probabilidade da corrente

A expressão básica (24) para o cálculo de probabilidade de falha é dada por:

$$P_f = \int_0^\infty f_v(u) F(u) du \quad (24)$$

Onde:

P_f : probabilidade de falha

$f_v(u)$: função densidade de probabilidade de falha por sobretensão

$F(u)$: função densidade de probabilidade da suportabilidade de tensão

Os resultados obtidos com o método simplificado, para taxa de falhas de para-raios de linha são bastante próximos dos obtidos com o método anterior.

Uma melhoria no procedimento típico de seleção de para-raios é apresentada em (MONTAÑÉS e outros, 2002). A análise mostra que o risco de falha de um para-raios depende de vários parâmetros (o ponto de queda, a forma de onda do raio, o para-raios isto e a configuração do sistema). Dessa forma, a seleção da configuração ótima dos para-raios depende da precisão do cálculo das solicitações de energia. Depois da aplicação do procedimento de seleção típico, são feitas simulações do sistema de potência com o programa (EMTP) para cada configuração satisfatória de para-raios. A partir desses resultados é calculada a probabilidade de falha de cada para-raios, o que permite a seleção ótima de várias alternativas válidas de alocação de para-raios pela comparação do risco de falhas.

Nessa metodologia é utilizado o modelo eletro geométrico para verificação do ponto de queda. As taxas de falhas são calculadas por integração levando em conta parâmetros estatísticos da descarga atmosférica. O parâmetro utilizado para verificação de falha é uma corrente mínima que danificaria o para-raios.

A expressão (25) para taxa de falhas devido à queda direta de raios:

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de
Transmissão de 69kV da CPFL Paulista e sua
Implantação_

(25)

Para queda indireta a expressão (26).

$$P_A = \int_{T_r}^{\infty} \left[\int_{I_{SL}(T_i)}^{\infty} f(I_P) h_L(I_P) dI_P \right] g(T_t) dT_t \quad (26)$$

A probabilidade total de falhas é a soma indicada na equação (27).

$$P_F = P_A + P_B \quad (27)$$

3.6.4 Custos

Os custos dos para-raios ZnO para linhas de 138 kV estão na faixa de U\$ 500,00 a U\$ 1.500,00 por unidade.

/

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

ANEXO 4 – Estudo Técnico sobre o Desempenho das Linhas de Transmissão que Utilizam Pára-Raios de ZnO na Linha de 169 KV da CPFL Paulista, Ribeirão Preto, Engenharia CPFL -

Este artigo apresenta o resultado de projeto de Pesquisa e Desenvolvimento para desenvolvimento de metodologia para determinar o desempenho de linhas de transmissão com utilização de para-raios ZnO, permitindo definir a quantidade desses equipamentos a serem utilizados e analisar a configuração mais adequada. Contém ainda o roteiro de implantação do modelo na prática em uma linha de sub transmissão existente da CPFL Paulista

I. INTRODUÇÃO

Descargas atmosféricas são o principal fator de desligamentos de linhas de transmissão, causando distúrbios na qualidade do suprimento e da oferta de energia aos consumidores, e acarretando perda de faturamento em muitos casos. Os desligamentos de linhas provocam, adicionalmente, uma sobrecarga nos serviços de manutenção durante os períodos chuvosos, elevando os gastos com a troca de isoladores danificados e com o deslocamento das equipes de manutenção para a execução dos reparos.

Para a redução dos índices de desligamento em virtude de descargas atmosféricas a instalação de para-raios ZnO, conectados eletricamente em paralelo com as cadeias de isoladores, é a técnica mais atual para se reduzir o número de desligamentos de linhas já em operação e pode-se constituir em uma alternativa mais econômica e eficiente do que os métodos clássicos (instalação de cabos contra peso e alteração de ângulos de blindagem), os quais, em muitos casos, são de difícil execução prática em certos tipos de terreno ou de torres.

II. HISTÓRICO

Há registros na literatura técnica desde a década de 30, de tentativas de reduzir o número de desligamentos por descargas atmosféricas em linhas de transmissão com a instalação de para-raios de linha [1][2]. Os para-raios de linha existentes na época (tipo expulsão) embora reduzissem efetivamente os desligamentos por descargas atmosféricas, suportando correntes até 100 kA, eram ineficientes na eliminação das correntes de falta subsequentes de frequência industrial elevadas.

Somente no início dos anos 80 começou a verdadeira difusão desta aplicação em concessionárias que tinham graves problemas de interrupção de fornecimento de energia, observados principalmente em regiões de altos níveis ceraunicos. Dois fatores tecnológicos viabilizaram a rápida evolução desta aplicação nos últimos anos: o surgimento dos para-raios de óxido de zinco e o encapsulamento polimérico, permitindo sua fácil instalação nas torres pelo seu baixo peso (entre 12 e 19 kg para linhas de 138 KV), sem acarretar esforços mecânicos excessivos em estruturas onde forem instalados

Em 1992 já havia registros de para-raios ZnO [3] instalados em linhas de transmissão e de distribuição nos Estados Unidos, Canadá, México, Colômbia, França, Alemanha, Japão e África do Sul, com comprovada eficiência na redução do número de desligamentos de linhas por quedas de raios. Os para-raios ZnO têm uma série de outras vantagens na redução das interrupções das linhas por quedas de raios:

- Alternativa quando o aterramento é ineficiente;
- Facilidade de identificação e de substituição de unidades defeituosas no campo;
- A instalação de para-raios ZnO apenas nas torres que historicamente apresentam frequentes registros de queima de isoladores, pode reduzir as taxas de desligamentos das linhas por descargas atmosféricas a índices operacionalmente aceitáveis;
- Facilidade de instalação de para-raios ZnO adicionais numa linha caso a quantidade inicialmente instalada mostre-se insuficiente na redução dos desligamentos;

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

- Possibilidade de para-raios ZnO instalados em algumas torres eléticas (no topo de elevações rochosas, por exemplo) protegerem torres adjacentes; listar conceituação
- Eventual eliminação de cabos para-raios (cabo guarda).

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69 kV da CPFL Paulista _conceituação_

III. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Como mostra a Figura 1, as principais características a serem determinadas nos estudos para a especificação dos para-raios ZnO são:

- tensão nominal e tensão máxima contínua de operação (MCOV);
- capacidade de absorção de energia;
- corrente máxima suportável de impulso atmosférico;
- tensões residuais para impulsos atmosféricos.

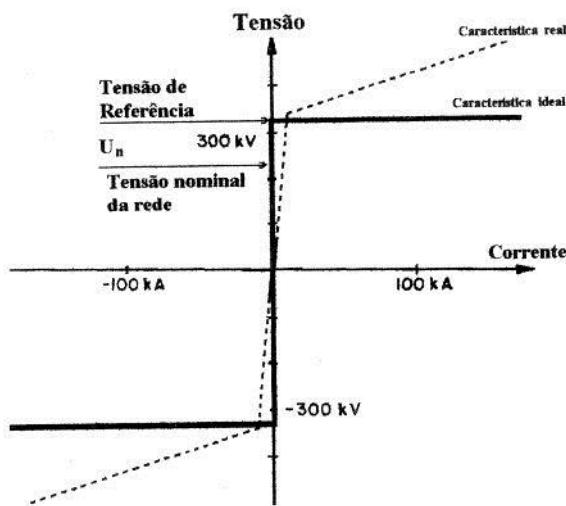


Figura 1 - Característica não linear de para-raios ZnO para impulsos atmosféricos.

A forma mais simples para se modelar um para-raios ZnO no ATP é através de um resistor não linear representando-se sua característica $V \propto I$. Entretanto, no caso de surtos atmosféricos com frentes de onda muito rápidas, algumas características dinâmicas podem ser significativas para os estudos, necessitando de modelos mais sofisticados. Essa característica é levantada em laboratório, sendo fornecida pelos fabricantes.

Os desligadores de linha, que isolam o para-raios ZnO das linhas no caso de sua queima, devem ter uma velocidade de atuação que garanta o sucesso de religamento rápido da linha, quando ela tem instalado esse tipo de religamento. Devem ter resistência mecânica durante o balanço dos condutores. O fabricante deve fornecer as características corrente x tempo do dispositivo de forma a garantir sua atuação em tempos inferiores aos dos religamentos rápidos.

Como mostra a Figura 2, os para-raios ZnO para a instalação em linhas têm a mesma concepção construtiva dos para-raios ZnO que desde os anos 1970's são fabricados para a instalação nas subestações: eles são constituídos com resistores não lineares de ZnO, sem centelhadores internos. Os para-raios ZnO de subestações têm encapsulamento cerâmico, embora já estejam também sendo oferecidos atualmente, por alguns fabricantes, com encapsulamento polimérico. Com o encapsulamento polimérico não há o risco de fragmentação do invólucro. Os para-raios ZnO construídos com esse material têm, um dispositivo mais simples do que o dispositivo clássico de alívio de sobrepressão.

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão



Figura 2 - Para-raios ZnO para linha de transmissão

Há, basicamente, duas concepções para a aplicação de para-raios ZnO, tanto em linhas de transmissão como em redes de distribuição: para-raios ZnO com e sem centelhadores externos em ar. Os custos dos para-raios ZnO para 138 KV estão na faixa de U\$ 400,00 a U\$ 1.000,00 por unidade. Para linhas de 69kV na faixa entre US\$ 300.00 a US\$ 700.00.

IV. METODOLOGIA

Com o objetivo de avaliar a metodologia e as ferramentas desenvolvidos neste projeto, que resultaram no programa de cálculo de desempenho de linhas, foi estudada a viabilidade de aplicação de para-raios ZnO, nas linhas de transmissão do sistema da CPFL: LT 138 kV Viracopos - Trevo, circuito duplo, com cabo-para-raios), sendo os seguintes dados de linha necessários para a execução do trabalho:

- Configuração dos condutores e cabos para-raios se existentes, nas seções da torre e meio do vão;
- Dados dos condutores, cabos para-raios, cadeias de isoladores, tipo e geometria das torres;
- Resistências de aterramento, caracterizando o seguinte: tipo, configuração e resistência dos eletrodos de terra, se possível com sua distribuição estatísticas.
- Dados da região:
- Nível ceraúnico ou densidade de descargas para terra;
- Perfil topográfico.

A análise a ser seguida consiste em fazer o levantamento, para cada tempo de crista previamente estabelecido, da intensidade de corrente mínima de descarga que provocaria desligamento segundo algum método que indique a possibilidade de ocorrência de descarga através dos isoladores. A este valor de corrente dá-se o nome de corrente crítica. Uma vez que se tenha o valor da corrente crítica para vários tempos de crista, os pares de valores de intensidade de corrente e tempo de crista são levados para um programa de cálculo de índice de desligamento. Através de um processamento do tipo Monte Carlo, são determinados os índices de desligamento. A linha de transmissão é simulada no programa ATP. O arquivo de saída passa por um programa de pós-processamento, desenvolvido no projeto, onde as correntes críticas são determinadas, sendo utilizadas pelo programa de cálculo dos índices de desligamento da linha.

Quando o sistema é não linear, por exemplo com a inclusão de para-raios ZnO, a determinação das correntes críticas que implicam em desligamentos é um pouco mais trabalhosa, porém, o procedimento não é substancialmente diferente.

Os parâmetros que devem ser variados são a intensidade de corrente, o tempo de crista e o ângulo de incidência. Em [5] são encontrados os parâmetros M (mediana da variável corrente ou tempo de frente) e β (desvio padrão logarítmico destas variáveis) da corrente de raio e do tempo de crista em função desta corrente e suas respectivas faixas de aplicação.

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de

- Das características ~~Distribuição de 69kV da CPFL Paulista e a análise das estruturas~~ em relação ao solo. Assim, dependendo das condições topográficas da região geralmente se procura obter uma distribuição estatística (estruturas ou vãos);
- Executar as medições das resistências de aterramento em todas as torres que têm apresentado alta incidência de queima de isoladores e onde serão instalados os para-raios ZnO.

Dados de entrada do programa:

- Índice cerâunico
- Constantes do modelo eletro geométrico
- Geometria da linha
- Curva limite para queda indireta
- Tipo de distribuição dos parâmetros de raio

Dados de saída do programa:

- Índice de desligamentos total
- Índice de desligamentos por queda indireta
- Índice de desligamentos por queda direta

O Diagrama de Blocos Geral da Metodologia é mostrado na Figura 3. O objetivo das simulações com o ATP é obter a curva limite ($I_{cr} \times T_{cr}$) no caso de descargas indiretas, para uma determinada configuração da linha de transmissão, cujas variações poderiam ser o tipo de arranjo dos para-raios, resistência de aterramento, etc.

O procedimento para a obtenção da curva limite, com a colaboração da ferramenta auxiliar, é desenvolvido da seguinte forma:

- Fixa-se um tempo de subida (frente) do raio.
- Adota-se uma corrente de pico (magnitude) do raio.
- Verifica se houve desligamento.
- Se houve desligamento, diminui-se a corrente.
- Se não houve desligamento, eleva-se a corrente.
- Volta para o passo 3 ou interrompe o processo adotando a corrente atual como sendo a crítica.

Para outros valores de tempo de subida é necessário repetir o procedimento.

V. IMPLANTAÇÃO

Visando consolidar um roteiro de implantação baseado na metodologia e no programa de desempenho de linhas desenvolvidos neste projeto, são aqui analisados os resultados obtidos para a linha LT 138 kV Viracopos – Trevo.

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

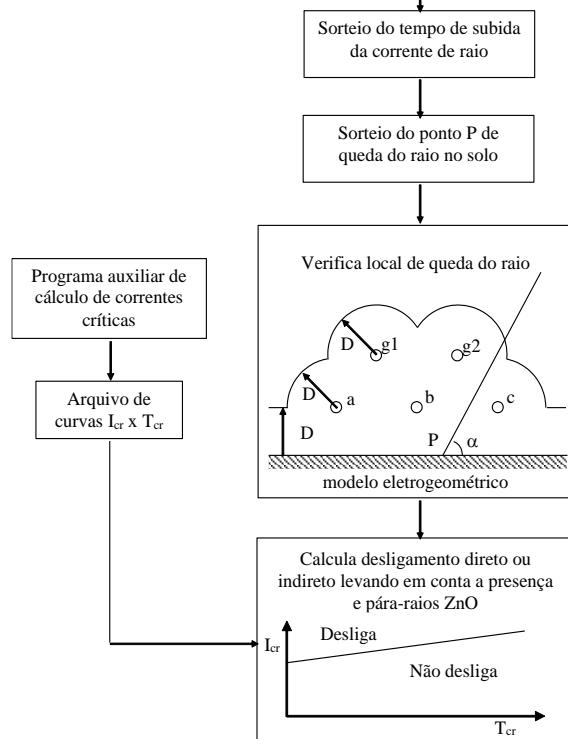


Fig. 3 – Fluxograma

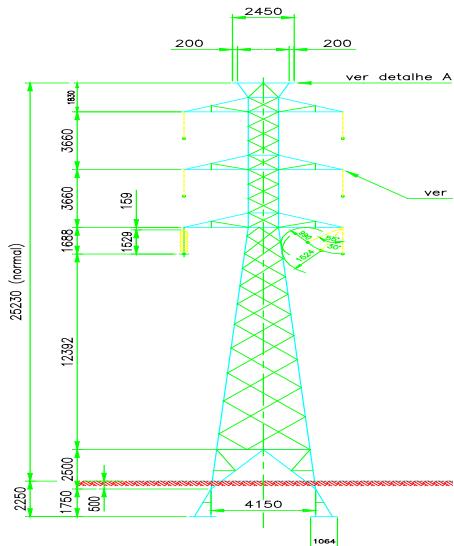


Figura 4 - Torre da linha de 138kV, circuito duplo

A configuração geométrica da linha de circuito duplo em análise está representada pela Figura 4.

- Altura da torre, $h = 25,23 \text{ m}$
- Altura cabos para-raios, $h_{PR} = 25,23 \text{ m}$
- Altura condutor fase A, denominado $h_A = 21,71 \text{ m}$
- Altura condutor fase B, denominado $h_B = 18,05 \text{ m}$
- Altura condutor fase C, denominado $h_C = 14,39 \text{ m}$
- Distância condutor – meio da torre, $d = 3,15 \text{ m}$
- Distância cabo para-raios – meio da torre, $d_{CG} = 1,225 \text{ m}$
- Raio do topo da torre $r_t = 0,6 \text{ m}$

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

- Raio da base da torre $r = 2,075 \text{ m}$ Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69 kV 146 km CPFL Paulista _conceituação_
- Cadeias com 9 isoladores passando por 146 km

As características dos cabos condutores e do cabo guarda da Linha de 138 kV são as seguintes:

- Cabo condutor – Cabo de alumínio com alma de aço (CAA), LINNET, 336.4 MCM
- Diâmetro total = 18,29 mm
- Diâmetro da alma de aço = 6,73 mm
- Resistência elétrica = $0,1736 \Omega/\text{km}$
- Cabo para-raios (cabو guarda) – Cabo de aço aluminizado (ALUMOWELD)
- Diâmetro total = 8,70 mm
- Resistência elétrica = $1,844 \Omega/\text{km}$

Considerando ser a torre fornecida uma estrutura cônica, e a expressão (1):

$$Z_T = 30 \ln [\text{Erro!}] \quad (1)$$

Onde:

r = raio da base da torre em metros

Z_T = impedância de surto da estrutura em Ω

h = altura da torre em metros

Determina-se o valor da impedância de surto como sendo de $170,9 \Omega$. A velocidade de propagação adotada foi de 85 % da velocidade da luz, como abordado anteriormente.

O trecho em estudo corresponde à região próxima a SE Taubaté entre o Km 43 e o Km 51 da LT.

Considerando a faixa de resistências de aterramento e de resistividade do solo medidas para o trecho examinado, adota-se os seguintes valores para estes parâmetros:

- Vôo médio = 268,88 metros
- Resistividade média do solo = $192,18 \Omega \cdot \text{m}$
- Resistência média de aterramento = $11,28 \Omega$

Será também considerada a resistência de aterramento (RAT) de 50 Ohm, visando avaliar os índices de desempenho de linha esperados ainda que para um valor de RAT relativamente elevado para este trecho da Linha. Quando necessário, pode-se efetuar uma análise de sensibilidade levando-se em conta um tratamento estatístico deste parâmetro e ainda implantar modelos mais sofisticados para a representação do efeito de ionização do solo, o que não foi feito neste caso.

Com base nas informações da CPFL para as flechas dos condutores e cabos para-raios (Tabela 2) e considerando o vôo médio acima, adota-se os seguintes valores para as flechas dos condutores e cabos para-raios:

- Flecha dos condutores = 6,0 metros
- Flecha dos cabos para-raios = 4,4 metros

Para o cálculo da taxa de desligamentos por descarga indireta o programa desenvolvido utiliza a altura dos condutores na torre. Para descargas diretas deve ser considerada a altura média ao longo da linha. Neste caso deve ser avaliado o perfil topográfico da LT, que para o trecho analisado é relativamente plano. O nível ceraúnico informado para a região é de 70 a 80 dias de trovoada/ano, tendo sido adotado o valor de 80 dias para os cálculos efetuados. As cadeias de isoladores foram representadas pelo modelo "leader progression" e também de forma simplificada por uma chave com tensão de disparo igual à $V_{max} = V_{50\%} = 803 \text{ kV}$, conforme valor informado pela CPFL.

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Para a representação dos para-raios ZnO ~~Diagrama de Desligamentos sem Linhas para a curva V x I, correspondentes à Distribuição de 69 kV da CPFL Paulista com 10 kA de corrente de descarga nominal 10 kA, classe 2, capacidade de curto circuito de 40 kA. A capacidade de absorção de energia para este para-raios ZnO é de 4,3 kJ/kV (Unominal) para 2 impulsos.~~

Análise de desempenho da Linha de Transmissão sem a presença de pára-raios ZnO.

Para comparação com os índices de desligamento verificados no período de 1986 a 1992, conforme os registros disponíveis referentes ao desempenho da LT em questão. Os índices de desligamentos constatados estão indicados na tabela 4, sendo a média verificada de 5 desligamentos/100km/ano.

Análise da queda direta: Verificou-se através do programa de desempenho de linhas que a corrente mínima que causa desligamento por queda direta, sem para-raios ZnO instalados em paralelo com as cadeias de isoladores, é aproximadamente 4,5 kA. Obteve-se um índice de apenas 0,03 desligamentos/100 km/ano devido à queda direta. Este resultado indica que a linha de transmissão está virtualmente blindada contra desligamentos por falha de blindagem.

Análise da queda indireta: Foram determinadas as correntes críticas que causam desligamento através do programa ATP, sem a instalação de para-raios ZnO. Utilizando-se destes valores de corrente crítica foram calculados os índices de desligamento da LT por descarga indireta.

Desempenho da LT sem a presença de para raios ZnO:

A Tabela 1 mostra os índices de desligamento total obtidos para a Linha sem a presença de para-raios. Como pode ser observado é significativo o efeito de diminuição da resistência de aterramento das torres, reduzindo os índices de desligamento. O valor de $RAT = 11,3\text{ Ohm}$ corresponde à média aritmética dos valores medidos de 15 das 26 torres do trecho examinado. O valor de 50Ω é próximo do máximo valor de RAT medido (60Ω). Constatata-se também uma variação destes índices com a mudança do modelo utilizado para representação da cadeia de isoladores. O índice médio verificado para a linha em estudo é de 5 desligamentos/100 km/ano (registrado no período de 1986 a 1992), que é próximo (para $RAT = 11,3\Omega$) do valor calculado com o modelo $V50\%$ e superior ao índice calculado com o modelo leader. Entretanto, o principal objetivo do trabalho é avaliar o ganho relativo no desempenho da LT com a instalação de para-raios ZnO. Sendo assim, os resultados aqui calculados possibilitarão a avaliação da melhora no desempenho da Linha após a instalação dos para-raios ZnO, seja com o modelo Vleader ou $V50\%$, para cadeia de isoladores. Para RAT de $11,3\Omega$ o programa FLASH estima índices de 1,96 desligamentos/100 km/ano para descargas indiretas e de 0,17 desligamentos/100 km/ano para descargas diretas.

Desempenho da LT com a instalação de pára-raios ZnO:

A Tabela 2 mostra a alternativa de instalação de para-raios ZnO na fase c (fase inferior) de um dos circuitos em todas as torres. Para $RAT = 50\Omega$ também foi avaliada a alternativa de instalação de para-raios ZnO nas três fases de um dos circuitos. Resultados de estudos anteriores demonstraram que as fases inferior e intermediária são, nesta ordem, as mais vulneráveis quanto a descargas indiretas, sendo a fase superior a relativamente mais protegida (maior coeficiente de acoplamento com os cabos para-raios). A alternativa de instalação de apenas um para-raios ZnO na fase C, de um dos circuitos, pretende avaliar o impacto da solução de menor custo, em se tratando da instalação destes equipamentos, na redução dos índices desligamento da linha. Obviamente a instalação de para-raios ZnO em todas as fases dos dois circuitos praticamente eliminaria os desligamentos.

Redução de desligamentos da LT com a instalação de para raios ZnO:

Relatório Técnico Linhas de Transmissão

A Tabela 3 mostra a redução de desligamentos de linhas de transmissão para a conexão sem para raios ZnO. Foram consideradas as instalações de 60 kV das CPFL Paulista com resistência de aterramento de 50Ω . Verifica-se que a instalação de apenas um para-raios ZnO por torre, considerando a resistência média de aterramento de $11,3\Omega$, pode reduzir em aproximadamente 52,2% (adotando o modelo leader para a cadeia de isoladores) o índice de desligamento total da linha. Quando utilizado o modelo de V50% para a cadeia de isoladores a redução do índice total de desligamento encontrado foi de aproximadamente 45,6%. Para RAT = 50 Ohm a redução total do índice de desligamento da linha é da ordem de 32,2% (leader) a 21,9% (V50%) com para-raios ZnO na fase C, e de 55,5% (leader) a 41,4% (V50%) com para-raios ZnO na fase A, na fase B e na fase C. Deve ser ressaltado que este valor de resistência de aterramento é bastante elevado para o trecho de linha em estudo e não representa o comportamento esperado do aterramento.

VI. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A literatura pesquisada, indica a utilização de para-raios ZnO em diferentes situações com o objetivo de melhorar o desempenho das linhas de transmissão frente às descargas atmosféricas. Sendo assim, as taxas de desligamentos de linhas, com a aplicação destes equipamentos, deverão ser reduzidas a níveis aceitáveis, avaliados de forma relativa, considerando-se os resultados dos casos em que não estão presentes os para-raios ZnO.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] BEWLEY,L.V. Traveling Waves on Transmission Systems - John Wiley and Sons – 1933
- [2] PETERSON, H.A. Protection Tubes for Power System - AIEE Transactions Vol.59 – May /1940.
- [3] HILEMAM, A.R. Application of Arresters to Transmission Lines - CIGRÉ Progress Report: TF3 WG 33.11. Bruxelas - August 1992
- [4] ERIKSSON, A. et al Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmission lines. Proceedings. 01-33, October 1991.
- [5] GRANT, I.S. et al A simplified method for estimating lightning performance of transmission lines. IEEE Transactions on Power Apparatus and Sytems. V104, N.4. April. p. 919 - 932, 1985.

ANEXO – Resultados Encontrados

Tabela 1 – Índices de desligamento total.- Sem para-raios de ZnO.

Modelo de cadeia de isoladores	Potência de transmissão P _{tr} (kW)	Índice de desligamento (10 ⁻³ /kWh)
V _{tr} = 100	11,3	1,94
V _{tr} = 500	50,0	34,56
V _{tr} = 1000	11,3	4,89
V _{tr} = 5000	50,0	51,28

Tabela 2 - Índices de desligamento total – Com para-raios de ZnO

Relatório Técnico
 Linhas de Transmissão
 Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de
 Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

Modelo da cadeia de isoladores	Resistência de aterramento R _{AT} (Ohm)	Pára-raios ZnO no circuito I	Indice de desligamentos
V _{leader}	11,3	11,3	Fase C 0,478
		V _{leader} 50,0	Fase C 25,791
	50,0	Fases A B C 17,485	11,478
V _{50%}	11,3	11,3	Fase C 0,544
		V _{50%} 50,0	Fase C 10,487
	50,0	Fases A B C 8,188	6,147

Tabela 3 – Redução de Desligamentos – Com para-raios de ZnO

Modelo da cadeia de isoladores	Resistência de aterramento R _{AT} (Ohm)	Pára-raios ZnO no circuito I	Número de desligamentos (Valor relativo)	Redução no número de desligamentos (%)
			Queda indireta	
V _{leader}	11,3	Sem PR	1,000	-
		Fase C	0,478	52,2
	50,0	Sem PR	25,791	-
		Fase C	17,485	32,2
V _{50%}	11,3	Fases A B C	11,478	55,5
		Sem PR	1,000	-
	50,0	Fase C	0,544	45,6
		Sem PR	10,487	-
		Fase C	8,188	21,9
		Fases A B C	6,147	41,4

/

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

ANEXO 5 – Medições de Campo das Linhas de Transmissão 69kV Críticas
 Distribuição (P&D) PEX USP COBEI CPFL - Diagnóstico dos Desligamentos e 100km / ano

1 – Objetivo

Neste anexo são apresentados os principais detalhes das medições e resultados (resistividade do solo, resistência de aterramento, observações relevantes) e procedimentos correspondentes das linhas de transmissão de 69kV consideradas críticas em termos de desempenho (desligamentos / 100km / ano), bem como conclusões e recomendações.

2 – Levantamento de Dados

2.1 Lista de Linhas de Transmissão

LT Jardim Paulista-Mirassol - 69 kV
 LT Lins-Presidente Alves - 69 kV
 LT Lins-Barbosa II - 69 kV
 LT Jardim Paulista - Piranji - 69 kV
 LT Carioba–Usina Americana - 69 kV

2.2 Dados de Confiabilidade Histórica

Denominação	Km Circ	Falhas/100 km					Transitórios/100 km					Td
		91-00	1998	1999	2000	2002	91-00	1998	1999	2000	2002	
LT Mirassol-Jardim Pta	121,27	2,47	4,12	0,00	0,82	3,30	62,92	57,72	53,60	76,69	58,55	70
LT Lins-Pres Alves 2	65,07	1,38	1,54	4,61	0,00	0,00	23,67	33,81	15,37	24,59	7,68	80/90
LT Lins-Tap Barbosa 2	53,71	2,42	5,59	0,00	1,86	5,59	31,09	37,24	24,21	48,41	13,03	80
LT Jardim Pta-Piranji	48,73	1,23	0,00	0,00	0,00	2,05	62,79	102,60	121,07	61,56	86,19	70
LT Us Carioba-Us. Americana	9,84	0,00	0,00	0,00	0,00	10,16	35,58	50,82	30,49	20,33	50,82	90

2.3 Aparelhagem, Normas e Procedimentos de Medição

Os procedimentos para medição e resultados de resistividade do solo medidos e calculados são apresentados a seguir para as linhas de transmissão de 69kV consideradas críticas.

2.3.1 Aparelhagem e Normalização Adotados

Terrometro Megabras MTD 20 kW, digital, 4 terminais, número de série GA 5578 A freqüência de medição 1470 Hz.

Terrometro Megabras MTD 2 kW, digital, 4 terminais, certificado de ensaio 8163 de 03/06/2003 freqüência de medição 1470 Hz.

CE-102.001-002 “Medição da resistência de aterramento e dos potenciais na superfície do solo”.

1º Projeto Norma ABNT / COBEI 03:102.01-004 “Medição da Resistividade e Determinação da Estratificação do Solo” - abril 1993.

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

3 Procedimento de Medição em Função do tipo de Estrutura
Diagnóstico dos Deslindamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

3.1 - Estrutura tipo K1

- Desconectar o(s) fio(s) e/ou cabo(s) de ligação a terra da estrutura;
- Efetuar medição em cada ramo do aterramento e na associação se houver mais de um ramo no aterramento, com eletrodo de corrente a 250 m da estrutura em direção, no mínimo, 60 graus a até 90 graus do eixo da linha. O eletrodo de potencial deve ser instalado em 3 pontos entre 100 e 150 metros da estrutura;
- Na ocorrência de 3 valores de resistência com diferenças superiores a 5%, deverá ser feito o seguinte:
 - Melhorar o aterramento do eletrodo auxiliar de corrente e serão refeitas as 3 medições;
 - Caso permanecerem os desvios superiores a 5 %, mudar a direção de medição até encontrar um patamar estável;
- Efetuar a medição da resistividade de solo próximo à base da estrutura, livre de influência do aterramento.

3.2 - Estrutura tipo HS

Idem estrutura tipo k1, porém a desconexão do (s) fio (s) / cabo (s) terra se dará na primeira haste de aterramento, ou se nesta estrutura não existir conector, no solo logo abaixo da base de cada poste, sendo a conexão refeita com conector apropriado (de aperto), no final da medição.

3.3 - Aspectos de Segurança (Cuidados):

- Não deverá (ão) ser desconectado (s) o (s) cabo (s) guarda das estruturas;
- Não deverá ser realizada medições de resistência com o tempo chuvoso;
- A corrente injetada nas medições deverá ser inferior à máxima suportável por pessoas (10 mA) e em freqüência superior e múltipla de 60 Hz, não possibilitando qualquer tipo de acidente por choque, a pessoas e animais, na região da medição;
- As áreas próximas às estruturas sob medição deverão ser sinalizadas com cones e fitas;
- Deverão ser relatadas as ocorrências visíveis tais como: isoladores quebrados, condutores de terra e conectores partidos, danificados ou com sinais de corrosão, condutores de terra expostos.
- Cada equipe envolvida nas medições deverá ser composta de no mínimo 1 supervisor e 3 auxiliares;
- Todo o pessoal envolvido deverá utilizar os EPI's necessários (capacete de aba larga com alça jugular, bota, luva de baixa tensão, luva de raspa e óculos);
- Os veículos utilizados deverão ter logotipo da empreiteira e estarão em seguro estado de funcionamento.

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

3.3 Detalhamento Sobre a Determinação da Resistividade dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

A - Processo de Medição de Resistividade de Solo

A.1 Estratificação do Solo

O solo é formado por diversas camadas cujo perfil pode ser: horizontal; paralelo à superfície; inclinado e vertical, devido à formação geológica.

A estratificação é a determinação destas camadas pelas suas resistividades e respectivas profundidades.

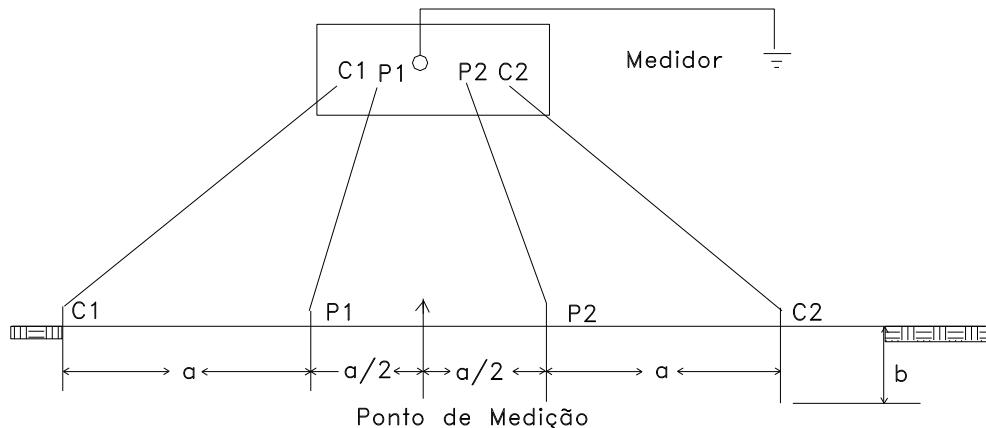
Os métodos de estratificação consideram as camadas aproximadamente horizontais, por serem raros os outros perfis de solos.

Dos métodos de estratificação apresentados na citada Norma, adotou-se o método gráfico de curvas padrão e curvas auxiliares.

Dentre os métodos de medição apresentados, adotou-se o “dos quatro pontos igualmente espaçados” ou Arranjo de Wenner. (Figura - Ligação do medidor de resistividade).

Neste arranjo, seja “a” a distância entre dois eletrodos adjacentes e “b” a profundidade de cravação destes.

A resistividade em termos de unidades de comprimento no qual “a e b” são medidos é:



$$P = \frac{4\pi.a(V/I)}{1 + \left[2a/\sqrt{(a^2 + b^2)} \right] - \left[a/\sqrt{(a^2 + b^2)} \right]}$$

Onde:

I é a corrente injetada nos eletrodos de corrente (eletrodos externos)

V é a tensão medida entre os eletrodos de potencial (eletrodos internos)

Na prática utilizaram-se quatro eletrodos localizados em uma linha reta em intervalos “a”, enterrados a uma profundidade que não excede 0,1 “a”.

Adotou-se então (para $b < a/10$), a equação $\rho = 2\pi a R$, que é aproximadamente a resistividade média do solo na profundidade “a” ($R = V/I$).

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Um conjunto de leituras tomadas com vários espaçamentos entre eletrodos resultou em um conjunto de resistividades que, Distribuição de 60 V da CPFL Paulista, espacamento variado, indicaram a variação da resistividade com a profundidade.

Para definir bem o comportamento da curva de resistividades, efetuou-se medições com espaçamentos "a" entre os eletrodos iguais a 2, ,4, 8, 16, e 32. A tabela de campo passou a ter os seguintes fatores:

A (m)	R (Ω)	$2\pi a$	$\rho = 2\pi a R (\Omega \cdot \text{m})$
2		12.56	
4		25.12	
8		50.25	
16		100.50	
32		201.00	

A.2 Método dos Quatro Pontos

A resistividade medida foi plotada em função do espaçamento "a" do eletrodo.

A curva resultante indicou a estrutura do solo.

$$K^n \rho(a) = \rho_1 \left\{ 1 + 4 \sum_{n=1}^{\infty} \left[\frac{1}{\sqrt{1 + (2nh/a)^2}} - \frac{K^n}{\sqrt{4 + (2nh/a)^2}} \right] \right\}$$

Onde:

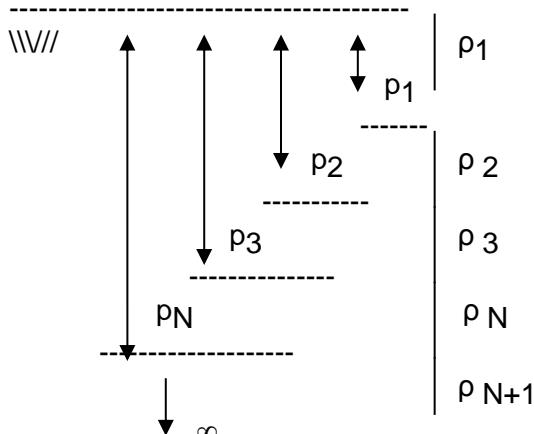
h = espessura da camada de solo de resistividade ρ_1

K = fator de estratificação do solo (definido a seguir)

A estratificação do solo, utiliza se de equações matemáticas, desenvolvidas pelas transformadas de Laplace e aplicação da equação de Bessel. Para maior praticidade utilizou-se as curvas de Hummel: "Padrão" e "Auxiliares", as quais foram montadas de forma a determinar a resistividade e profundidade das camadas do solo.

De posse dos valores de resistividade obtidos em campo para as várias distâncias (a) entre eletrodos, construiu-se em papel bi-logarítmico a curva " $\rho \times a$ ", a qual necessitou ser corrigida, a fim de obter-se uma equivalência com o perfil estratificado do solo. Esta equivalência foi conseguida, pela comparação da curva " $\rho \times a$ " com as famílias de curvas ("padrão" e "auxiliares"); a primeira delas aplicada a solos com duas camadas, e a segunda para três camadas ou mais.

Deste modo, consegue se o perfil estratificado do solo para as N camadas que o compõem:



Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

As N camadas resultantes da estratificação foram divididas em duas camadas, a fim de obter-se a resistividade Distribuição de 60kV da CPFL Paulista e com base no paralelismo dessas N camadas, duas a duas, aplicando-se sucessivamente a expressão:

$$\rho_{eqij} = \frac{\rho_i \cdot \rho_j \cdot p_j}{\rho_i \cdot (p_{j,j-1}) + \rho_j \cdot \rho_i}$$

Onde:

ρ_{eqij} = resistividade específica equivalente resultante do paralelismo entre duas camadas

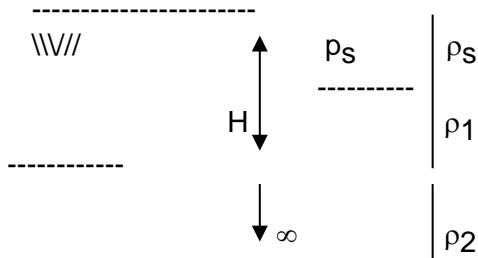
ρ_i = resistividade específica da camada i

ρ_j = resistividade específica da camada j

p_i = profundidade da camada i

$p_{j,j-1}$ = diferença entre a profundidade da camada j (p_j) e a profundidade da camada resultante do paralelismo entre as duas camadas anteriores (p_{j-1})

Como resultado, obteve-se



Onde:

ρ_1 = resistividade específica equivalente às N camadas (ou resistividade equivalente da 1ª. camada)

$\rho_2 = \rho_{n+1}$ = resistividade específica da camada N+1, com a profundidade tendendo ao infinito (ou ainda, resistividade da camada inferior)

H = profundidade equivalente às N camadas ou espessura equivalente da 1ª. camada

ρ_s = resistividade superficial obtida até a profundidade p_s no perfil estratificado (*)

(*) esta resistividade será utilizada no cálculo dos potenciais de superfície.

A não homogeneidade do solo será considerada, assim, na forma de duas camadas paralelas com resistividades diferentes e espaçamento definido.

Quantificou-se essa não homogeneidade, pelo Fator de Estratificação “k”, dado pela relação:

$$K = (\rho_2 - \rho_1) / (\rho_2 + \rho_1)$$

Em um solo homogêneo ($\rho_1 = \rho_2 = \rho$) $\rightarrow K = 0$.

Em um solo estratificado como o do presente caso $\rightarrow -1 \leq k \leq 1$ ou seja:

$K > 0$ para solos em que a resistividade da camada inferior (ρ_2) é maior que a da camada superior (ρ_1).

$K < 0$ para solos em que a resistividade da camada inferior (ρ_2) é menor que a da camada superior (ρ_1).

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

4– Medições de Resistência de Aterramento e cálculos de Resistividade do Solo
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

4.1 LT Jardim Paulista-Mirassol - 69 kV

Medições de Resistividade do Solo

Estrutura 18-7

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	52,1	654
4	86,8	2180
8	37,4	1879
16	14,62	1469
32	5,10	1025

Estrutura 19-1

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	53,9	917
4	36,5	1663
8	33,1	1444
16	14,37	201
32	3,92	276

Estrutura 19-2

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	22,8	286
4	29,0	728
8	19,45	977
16	12,08	1214
32	6,06	1218

Estrutura 19-3

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	36,3	456
4	42,9	1078
8	33,2	1668
16	15,7	1578
32	6,43	1292

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Estrutura 19-4

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	14,18	178
4	20,3	510
8	26,8	1347
16	17,14	1723
32	5,90	1186

Estrutura 34-4

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	73,9	928
4	55,3	1389
8	38,3	1925
16	17,08	1797
32	9,68	1946

Estrutura 34-6

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	94,2	1183
4	93,6	2351
8	56,8	2854
16	31,8	3196
32	9,68	1946

Estrutura 35-2

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	132,7	1667
4	89,8	2256
8	65,3	4286
16	27,3	2744
32	8,19	1646

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Estrutura 35-4

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	88,4	1110
4	106,8	2683
8	49,1	2467
16	21,1	2121
32	10,10	2030

Estrutura 35-6

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	162,3	2038
4	110,8	2771
8	55,6	2794
16	24,9	2502
32	10,76	2163

Resultado de Estratificações de Solo - Estrutura 18-7

O1

Ro1 = 650

P1 = 3

Ro2 / Ro1 = 30

Ro2 = 19500

O2

Ro'2 = 2000

P2 = 12

Ro3 / Ro'2 = 1 / 2,5

Ro3 = 800

Resultado de Estratificações de Solo - Estrutura 19-1

O1

Ro1 = 900

P1 = 2,6

Ro2 / Ro1 = 10

Ro2 = 9000

O2

Ro'2 = 1600

P2 = 5,5

Ro3 / Ro'2 = 1/2

Ro3 = 800

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

O3

Ro'3 = 1200
P3 = 12
Ro4 / Ro'3 = 1/20
Ro4 = 60

O4

Ro'4 = 270
P4 = 14
Ro5 / Ro'4 = 3
Ro5 = 810

Resultado de Estratificações de Solo - Estrutura 19-2

O1

Ro1 = 410
P1 = 2,5
Ro2 / Ro1 = 20
Ro2 = 8200

O2

Ro'2 = 800
P2 = 6
Ro3 / Ro'2 = 1,5
Ro3 = 1200

Resultado de Estratificações de Solo - Estrutura 19-3

O1

Ro1 = 500
P1 = 2,8
Ro2 / Ro1 = 15
Ro2 = 7500

O2

Ro'2 = 1700
P2 = 13
Ro3 / Ro'2 = 1/1,5
Ro3 = 1133

Resultado de Estratificações de Solo - Estrutura 19-4

O1

Ro1 = 180
P1 = 2,2
Ro2 / Ro1 = 1/20
Ro2 = 9

O2

Ro'2 = 55
P2 = 2,5
Ro3 / Ro'2 = 30
Ro3 = 1650

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

O3

$Ro'3 = 200$

$P3 = 11$

$Ro4 / Ro'3 = 1$

$Ro4 = 200$

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

Resultado de Estratificações de Solo - Estrutura 19-4

O1

$Ro1 = 820$

$P1 = 2,5$

$Ro2 / Ro1 = 4$

$Ro2 = 3280$

O2

$Ro'2 = 1900$

$P2 = 11$

$Ro3 / Ro'2 = 1$

$Ro3 = 1900$

Resultado de Estratificações de Solo - Estrutura 34-6

O1

$Ro1 = 1100$

$P1 = 2,7$

$Ro2 / Ro1 = 20$

$Ro2 = 22000$

O2

$Ro'2 = 2300$

$P2 = 6$

$Ro3 / Ro'2 = 2$

$Ro3 = 4600$

O3

$Ro'3 = 3400$

$P3 = 25$

$Ro4 / Ro'3 = 1 / 10$

$Ro4 = 340$

Resultado de Estratificações de Solo - Estrutura 34-6

O1

$Ro1 = 1200$

$P1 = 1,6$

$Ro2 / Ro1 = 3$

$Ro2 = 3600$

O2

$Ro'2 = 2000$

$P2 = 4$

$Ro3 / Ro'2 = 15$

$Ro3 = 30.000$

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

O3

$Ro'3 = 4100$

$P3 = 10$

$Ro4 / Ro'3 = 1/3$

$Ro4 = 1367$

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

Resultado de Estratificações de Solo - Estrutura 35-4

O1

$Ro1 = 1100$

$P1 = 3$

$Ro2 / Ro1 = 20$

$Ro2 = 22000$

O2

$Ro'2 = 2600$

$P2 = 8$

$Ro3 / Ro'2 = 1 / 1,5$

$Ro3 = 1733$

Resultado de Estratificações de Solo - Estrutura 35-6

O1

$Ro1 = 1700$

$P1 = 1,8$

$Ro2 / Ro1 = 4$

$Ro2 = 6800$

O2

$Ro'2 = 2800$

$P2 = 5,5$

$Ro3 / Ro'2 = 1$

$Ro3 = 2800$

O3

$Ro'3 = 2800$

$P3 = 13$

$Ro4 / Ro'3 = 1/1,5$

$Ro4 = 1866$

Tabela de Solos Equivalentes em Duas Camadas

Estrutura 18-7

peq	940
Peq	12,0
K	-0,49

Estrutura 19-1

peq	620
Peq	14,0
K	0,44

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Estrutura 19-2

peq	390
Peq	6,0
K	0,13

Estrutura 19-3

peq	531
Peq	13,0
K	-0,24

Estrutura 19-4

peq	870
Peq	11,0
K	-0,04

Estrutura 34-4

peq	720
Peq	11,0
K	-0,013

Estrutura 34-6

peq	712
Peq	25,0
K	-0,83

Estrutura 35-2

peq	1090
Peq	10,0
K	-0,54

Estrutura 35-4

peq	574
Peq	8,0
K	-0,22

Estrutura 35-6

peq	712
Peq	13,0
K	-0,24

LT Jardim Paulista – Mirassol 69KV - Verificações

Resistência de aterramento medida: 69 a 158Ω

Resistividade do solo vista pelo aterramento: 390 a 1090Ω x metro

ESTRUTURA	OBSERVAÇÃO
Todas	Não possuem cabo-guarda.
34-4, 35-2, 35-4 18-7, 19-1, 19-2 e 19-4	Estrutura tipo TRH; local crítico; foram encontrados pedaços de isoladores no local, indicando provável rompimento por descargas atmosféricas; condutor de descida em aço, aparentemente novo, não apresentando sinais de corrosão; aterramento composto por duas hastes cantoneiras, uma a 1,0 metro da torre perpendicular a direção da linha e outra a 3,0 metros desta, num ângulo de 90º (paralela a linha).
34-6	Idem a estrutura 34-4, porém com outro condutor de aço, interligado ao condutor de descida, indicando que nesse local há uma complementação do aterramento antigo.
35-6 e 19-3	Idem estrutura 34-4; possui 2 estais âncora fixados na estrutura (metálica).

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Constatações:

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

Estruturas em madeira e concreto sem cabo guarda;

Sinais de quebra de isoladores devido a ação de descarga atmosférica;

Aterramento com uma haste;

Resistência de aterramento das estruturas analisadas > 100Ω;

Dados históricos: 60 desligamentos transitórios/100km/ano;

LT instalada em local com cerca de 70 dias de chuvas com trovoadas por ano;

LT considerada bastante vulnerável a ação das descargas atmosféricas (sem cabo guarda e estruturas com elevada resistência de aterramento).

4.2 LT Lins – Presidente Alves - 69 kV

Medições de Resistividades do Solo

Estrutura 05-5

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	63,1	793
4	64,3	1615
8	35,4	1779
16	18,09	1818
32	2,34	470

Estrutura 18-2

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	151,8	1907
4	74,3	1866
8	81,5	4095
16	10,55	1060
32	6,55	1316

Estrutura 22-5

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	174,5	2191
4	165,5	4157
8	36,8	1849
16	27,6	2774
32	0,31	62

Relatório Técnico
 Linhas de Transmissão

Estrutura 30-6

 Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	31,3	393
4	23,1	580
8	7,72	388
16	2,43	244
32	1,41	283

Estrutura 36-2

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	102,1	1291
4	63,1	1585
8	33,9	1703
16	11,18	1124
32	2,50	503

Estrutura 37-4

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	134	1683
4	106,7	2680
8	60,9	3060
16	27,3	2744
32	11,01	2013

Estrutura 39-2

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	1,49	19
4	0,62	16
8	0,33	17
16	0,17	17
32	0,15	30

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Estrutura 43-5

**Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_**

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	68,0	854
4	59,4	1492
8	32,2	1618
16	30,1	3025
32	2,36	474

Estrutura 46-3

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	79,0	992
4	37,7	947
8	7,73	388
16	9,32	937
32	2,95	593

Estrutura 59-5

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	80,0	1005
4	60,8	1527
8	36,4	1029
16	11,65	1170
32	2,09	420

Tabela de Solos Equivalentes em Duas Camadas

Estrutura 5-5

peq	3155
Peq	18,0
K	-0,94

Estrutura 18-2

peq	751
Peq	14,0
K	0,37

Estrutura 22-5

peq	2439
Peq	15,0
K	-0,10

**Relatório Técnico
Linhas de Transmissão**

Estrutura 30-6

peq	211
Peq	22,0
K	0,35

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

Estrutura 36-2

peq	1167
Peq	14,0
K	-0,71

Estrutura 37-4

peq	3231
Peq	14,0
K	-0,37

Estrutura 39-2

peq	18
Peq	25,0
K	0,81

Estrutura 43-5

peq	2603
Peq	14,0
K	-0,93

Estrutura 46-3

peq	865
Peq	25,0
K	-0,72

Estrutura 59-5

peq	2077
Peq	14,0
K	-0,82

LT Lins – Presidente Alves 69KV - Verificações

Resistência de aterramento estimada: 10 a 1700Ω (somente condutor descida)
 Resistividade do solo vista pelo aterramento: 18 a 3231Ωxm (solo muito arenoso)

ESTRUTURA	OBSERVAÇÃO
Todas	Não possuem cabo-guarda. Não tem hastes de aterramento nas estruturas, somente um condutor que desce do topo do poste e penetra no solo a uns 2 metros de profundidade, enrolado no poste.
18-2	Solo bastante arenoso.

Constatações:

Estruturas em madeira e concreto sem cabo guarda;
 Sinais de quebra de isoladores devido a ação de descarga atmosférica;
 Aterramento somente com o condutor descida que penetra ao solo por cerca de 2m;
 Resistência de aterramento das estruturas analisadas bastante variável, valores estimados variando de 10 a 1700Ω;
 Dados históricos: 20 desligamentos transitórios/100km/ano;

**Relatório Técnico
Linhas de Transmissão**

LT instalada em local com cerca de 80% das linhas com trovoadas por ano; LT considerada bastante vulnerável para ação das descargas atmosféricas (sem cabo guarda e estruturas com elevada resistência de aterramento).

4.3 LT Lins – Barbosa - 69 kV

Medições de Resistividades do Solo

Estrutura 03-4

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	53,1	667
4	57,6	1447
8	32,5	1633
16	13,29	1336
32	0,38	76

Estrutura 03-5

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	71,6	899
4	73,4	1844
8	50,5	2538
16	27,3	2744
32	6,83	1393

Estrutura 40-1

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	351	9294
4	370	9294
8	272	13668
16	297	29849
32	217	43617

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Estrutura 40-2

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	122,1	1533
4	125,7	3158
8	110,8	5568
16	41,1	4131
32	25,8	5186

Estrutura 40-3

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	254	3190
4	159	3994
8	68,2	3427
16	31,9	3206
32	21,7	4362

Estrutura 43-2

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	123,4	1550
4	95,8	2406
8	31,6	1588
16	14,01	1408
32	0,27	42

Estrutura 43-5

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	68,4	859
4	52,9	2658
8	21,5	1080
16	1,96	197
32	2,5	503

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Estrutura 45-1

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	118,5	1488
4	78,0	1959
8	28,8	1447
16	37,3	3749
32	14,9	2995

Estrutura 45-2

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	500	6280
4	352	8842
8	350	17588
16	135,7	13638
32	71,6	14392

Estrutura 45-3

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	355	4459
4	316	7938
8	126,2	6341
16	50,6	5085
32	75,9	15256

Estrutura 45-5

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	260	3266
4	307	7712
8	99,6	5005
16	53,5	5377
32	29,1	5849

**Relatório Técnico
Linhas de Transmissão**

Tabela de Estratificações de Solo

**Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_**

Estrutura 03-4

peq	948
Peq	20,0
K	-0,90

Estrutura 03-5

peq	4863
Peq	20,0
K	-0,89

Estrutura 40-1

peq	31787
Peq	30,0
K	-0,065

Estrutura 40-2

peq	3158
Peq	20,0
K	0,58

Estrutura 40-3

peq	2921
Peq	26,0
K	0,62

Estrutura 43-2

peq	1412
Peq	22,0
K	-0,90

Estrutura 43-5

peq	519
Peq	7,5
K	0,93

Estrutura 45-1

peq	4000
Peq	32,0
K	-0,76

Estrutura 45-2

peq	18344
Peq	12,0
K	-0,48

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Estrutura 45-3

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de

peq	5342
Peq	26,0
K	0,87

Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

Estrutura 45-5

peq	3537
Peq	8,5
K	0,17

LT Lins-Barbosa II 69KV - Verificações

Resistência aterrimento estimada: 300 a 17000Ω (somente condutor descida)

Resistividade do solo vista pelo aterramento: 519 a 31787Ω x metro

ESTRUTURA	OBSERVAÇÃO
Todas	Não possuem cabo-guarda. Não tem hastes de aterrimento nas estruturas, somente um condutor que desce do topo do poste e penetra no solo a uns 2 metros de profundidade, enrolado no poste.
3-4 e 3-5	Locais com indícios de várias ocorrências de descargas atmosféricas.
43-2 e 43-5	Locais com indícios de várias ocorrências de descargas atmosféricas.
45-1, 45-2 e 45-3	Região bastante crítica. Locais com indícios de várias ocorrências de descargas atmosféricas.

Constatações:

Estruturas em madeira e concreto sem cabo guarda;

Sinais de quebra de isoladores devido a ação de descarga atmosférica;

Aterrimento somente com o condutor descida que penetra ao solo por cerca de 2m;

Resistência de aterrimento das estruturas analisadas bastante variável, valores estimados variando de 300 a + de 10.000Ω;

Dados históricos: 31 desligamentos transitórios/100km/ano;

LT instalada em local com cerca de 80 dias de chuvas com trovoadas por ano;

LT considerada bastante vulnerável a ação das descargas atmosféricas (sem cabo guarda e estruturas com elevada resistência de aterrimento).

4.4 LT Jardim Paulista – Piranji - 69 kV

Medições de Resistividades do Solo - Trecho Jardim Paulista-Cajobi

Estrutura 01-3

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	25,0	314
4	16,99	427
8	7,79	391
16	1,23	124
32	0,30	60

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Estrutura 03-1

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	36,4	457
4	24,9	625
8	11,42	574
16	6,87	690
32	2,84	571

Estrutura 10-3

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	23,8	299
4	22,3	560
8	7,86	395
16	1,40	141
32	0,09	18

Estrutura 19-5

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	14,58	183
4	19,34	486
8	12,44	625
16	5,94	597
32	2,99	601

Medições de Resistividades do Solo - Trecho Cajobi - Piranji

Estrutura 77-1

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	13,17	165
4	8,90	224
8	4,51	227
16	1,26	127
32	0,28	56

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Estrutura 80-6

**Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_**

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	13,61	171
4	11,24	282
8	3,67	184
16	0,52	52
32	0,12	24

Estrutura 82-7

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	8,54	107
4	5,15	129
8	1,88	94
16	1,14	115
32	0,67	135

Estrutura 92-3

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	27,6	347
4	24,6	618
8	15,4	774
16	5,56	259
32	1,14	229

Estrutura 93-5

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	22,3	280
4	11,1	279
8	5,66	284
16	1,55	156
32	0,09	18

Estrutura 96-3

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$

**Relatório Técnico
Linhas de Transmissão**

2	7,72	97 Distribuição de 69kV da CPFL Paulista conceituação_	Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de
4	6,86	172	
8	3,90	196	
16	0,73	73	
32	0,24	48	

Tabela de Estratificações de Solo - Trecho Jardim Paulista - Cajobi

Estrutura 01-3

peq	178
Peq	11,0
K	-0,90

Estrutura 03-1

peq	233
Peq	25,0
K	-0,46

Estrutura 10-3

peq	158
Peq	20,0
K	-0,90

Estrutura 19-5

peq	188
Peq	11,0
K	-0,016

Tabela De Estratificações De Solo - Trecho Cajobi-Piranji

Estrutura 77-1

peq	140
Peq	11,0
K	-0,78

Estrutura 80-6

peq	237
Peq	8,1
K	-0,90

Estrutura 82-7

peq	148
Peq	11,0
K	0,333

Estrutura 92-3

peq	212
Peq	11,0
K	-0,12

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de

Estrutura 93-5 Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

peq	118
Peq	16,0
K	-0,36

Estrutura 96-3

peq	111
Peq	13,0
K	0,001

LT Jardim Paulista-Piranji 69 kV (Trecho Cajobi) 69KV - Verificações

Resistência de aterramento medida: 32 a 88Ω (somente condutor de descida)

Resistividade do solo vista pelo aterramento: 140 a 237Ω x metro

ESTRUTURA	OBSERVAÇÃO
Todas	Não possuem cabo-guarda. Segundo o técnico da CPFL que acompanhou as medições, existe apenas uma haste no aterramento das estruturas. Quando a estrutura possui mais de um poste (tipo HS, por exemplo), desce um condutor de cada poste e se interligam na cabeça da haste.
80-6	Estrutura tipo TRH. Foram encontrados pedaços de isoladores no local, indicando provável rompimento por descarga atmosférica.

Constatações:

Estruturas em madeira e concreto sem cabo guarda;

Sinais de quebra de isoladores devido a ação de descarga atmosférica;

Aterramento com apenas uma haste;

Resistência de aterramento das estruturas analisadas variando de 32 a 88Ω;

Dados históricos: 86 desligamentos transitórios/100km/ano;

LT instalada em local com cerca de 70 dias de chuvas com trovoadas por ano;

LT considerada bastante vulnerável a ação das descargas atmosféricas (sem cabo guarda e estruturas com elevada resistência de aterramento).

4.5 LT Carioba – Usina Americana - 69 kV

Medições de Resistividades do Solo

Estrutura 01-3

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	102,6	1289
4	58,3	1464
8	28,9	1452
16	10,56	1061
32	1,24	249

Relatório Técnico
 Linhas de Transmissão

Estrutura 03-1

 Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	240	3014
4	221	5552
8	62,5	3141
16	10,14	1019
32	3,16	635

Estrutura 03-5

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	10,56	133
4	8,79	221
8	2,51	126
16	1,10	111
32	1,20	241

Estrutura 04-5

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	42,0	528
4	26,6	668
8	15,39	773
16	1,92	193
32	0,45	90

Estrutura 04-7

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	56,1	705
4	46,8	1176
8	23,6	1186
16	16,71	1679
32	5,69	1144

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Estrutura 06-3

**Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_**

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	14,58	183
4	9,78	246
8	4,99	251
16	2,43	244
32	0,69	139

Estrutura 06-7

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	30,3	381
4	21,5	540
8	15,08	758
16	7,20	724
32	3,36	675

Estrutura 07-6

a (m)	R (Ω)	$\rho = 2 \cdot \Pi \cdot a \cdot R (\Omega \cdot m)$
2	8,65	109
4	7,47	188
8	4,90	246
16	1,82	183
32	0,57	115

Tabela de Estratificações de Solo

Estrutura 01-3

peq	856
Peq	19,0
K	-0,79

Estrutura 03-1

peq	1965
Peq	8,0
K	-0,55

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de

Estrutura 03-5 Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

peq	132
Peq	22,0
K	0,9

Estrutura 04-5

peq	729
Peq	8,5
K	-0,80

Estrutura 04-6

peq	1776
Peq	26,0
K	-0,86

Estrutura 06-3

peq	246
Peq	22,0
K	-0,82

Estrutura 06-7

peq	744
Peq	16,0
K	-0,17

Estrutura 07-6

peq	178
Peq	20,0
K	-0,76

LT Carioba-Usina Americana 69 kV - Verificações

Resistência de aterramento medida: 13 a 400Ω (sem aterramento, somente pé de torre e condutor de descida)

Resistividade do solo vista estimada: 132 a 1776Ω x metro

ESTRUTURA	OBSERVAÇÃO
SE até 01-3 02-4 até 04-6	Possuem cabo-guarda nesses trechos.
01-3	Estrutura tipo J4; estrutura metálica sem aterramento; chuva no dia anterior a medição.
03-1	Estrutura tipo J4; estrutura metálica sem aterramento; LT 138 kV em paralelo possui aterramento em uma perna da estrutura.
03-5	Estrutura tipo S1; estrutura metálica sem aterramento; chuva no dia anterior a medição.
04-6	Estrutura tipo J4; chuva no dia anterior; primeira estrutura antes da SE; não possui cabo guarda nem aterramento; LT 138 kV vem paralela a LT 69 kV até esse ponto; última estrutura metálica da linha.
04-5	Solo bastante arenoso; chuva no dia anterior; estrutura tipo LDE; poste de madeira; não possui aterramento.

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista - Localização	
06-7	Estrutura tipo A (madeira); chuva no dia anterior; não tem hastes de aterramento na estrutura, somente um condutor que desce do topo do poste e entra no solo a uns 2 metros de profundidade e enrolado no poste.
07-6	Estrutura tipo A (madeira); chuva no dia anterior; não tem hastes de aterramento na estrutura, somente um condutor que desce do topo do poste e entra no solo a uns 2 metros de profundidade e enrolado no poste.
06-3	Estrutura tipo HS (concreto); chuva no dia anterior; não tem hastes de aterramento na estrutura, somente um condutor de cobre (1/0 AWG) que desce do topo do poste e entra no solo a uns 2 metros de profundidade e enrolado no poste; local crítico com descargas.

Constatações:

Algumas estruturas metálicas e em madeira, com e sem cabo guarda;
Sinais de quebra de isoladores devido a ação de descarga atmosférica;
Aterramento sem haste;

Resistência de aterramento das estruturas analisadas variando de 13 a 400Ω;

Dados históricos: 39 desligamentos transitórios/100km/ano;

LT instalada em local com cerca de 90 dias de chuvas com trovoadas por ano;

LT considerada bastante vulnerável a ação das descargas atmosféricas (estruturas sem cabo guarda com elevada resistência de aterramento).

De todos os trechos amostrais de linhas de sub transmissão de 69kV definidos, inspecionadas e medidas, demonstram características comuns, o que resulta na vulnerabilidade devido a problemas de falta de cabos guarda e elevada resistência de aterramento, tais como:

- Densidade de descargas atmosféricas na região avaliada elevada e da ordem de 6 a 8 descargas/km²/ano (~ 70 a 90 dias de chuvas com trovoadas por ano)
- Evidências de sinais de quebra de isoladores devido a ação de descargas atmosféricas, provavelmente assolada por descargas diretas;
- Aterramento sem haste ou malha ou contrapeso, em alguns casos por condutor de descida enrolado no poste penetrando cerca de 2 metros no solo;
- Resistencia de aterramento medidas ou estimadas variáveis e de valores elevados entre 13 e 17000Ω;
- Resistividade do solo variável de valores até 1090Ω x metro.

Apesar de não ter sido registradas informações sobre topografia do terreno (morros, montanhas, planície, etc.) e estruturas concorrentes (árvores, edificações, etc.), pois estes fatores também tem influência importante no desempenho de uma linha de transmissão, tanto com os cabos fase e cabos guarda em posição de repouso como em movimento em balanço devido ao vento de um temporal por exemplo.

/

ANEXO 6 SOBRE JUSTIFICATIVAS EM RELAÇÃO AO AUMENTO DA RESISTIVIDADE DO SOLO

Como mostra a figura 1 abaixo, temos o comportamento das resistências de aterramento RAT e Resistências de Surto, variando a resistividade do solo, com os seguintes dados:

- L aterramento – 2,4 metros
- Ei – 300000 V/m
- Rho – 100 a 20000 Ohm.m

Como pode ser acompanhado a resistência de surto é linearmente* dependente da resistividade, assim como a resistência de aterramento, porém a taxa de crescimento da resistência de aterramento é superior à de surto.

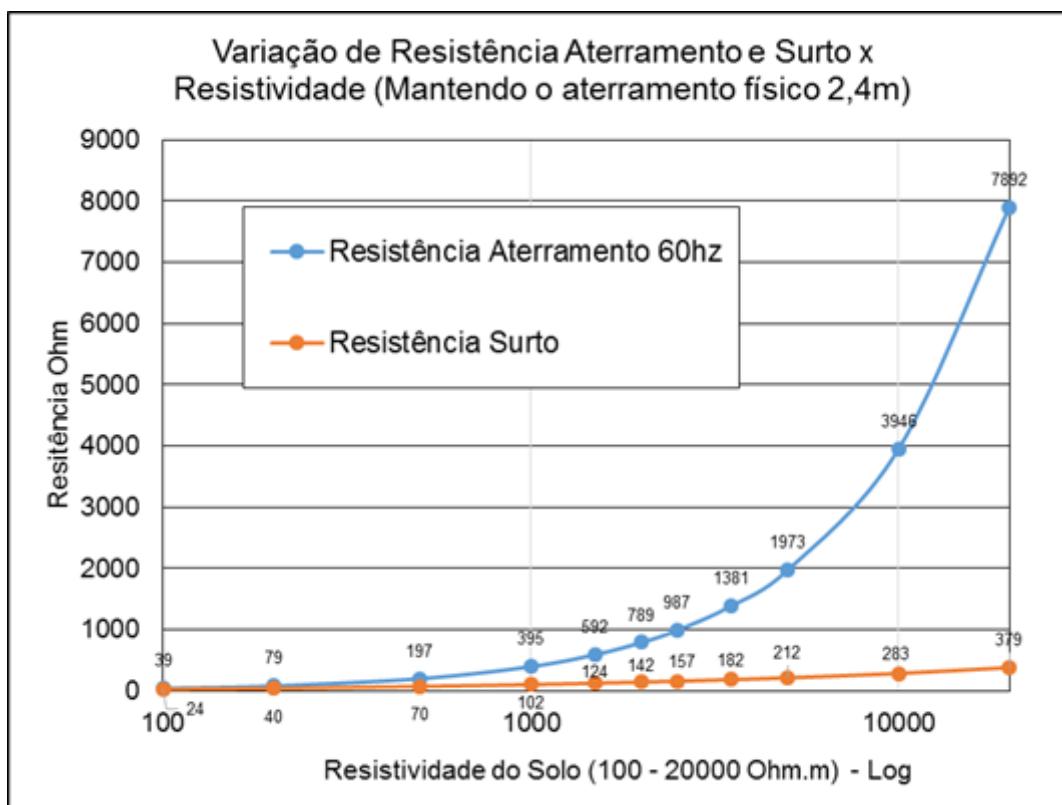


Figura 1 - Sistema Físico de Aterramento Constante (2,4m)

Entretanto, os resultados encontrados no P&D112 foram frutos de uma variação da resistividade do solo, mantendo a resistência de aterramento constante. Para que isso acontecesse seria necessário a variação de um terceiro termo, o comprimento do sistema de aterramento.

Relativamente a Figura 2 abaixo, pode ser acompanhado, assim como na Figura 1, que a resistência elétrica ao surto atmosférico apresenta uma característica crescente. A resistência ao surto segue uma característica exponencial negativa (Figura 2 – Direita), saturando próximo da resistividade do solo em 1000 Ohm metro. Isso pode ter sido o motivo pelo qual, para baixas resistências de aterramento, o aumento da resistividade ensaiaria um piora nos indicadores (alta taxa de variação nesse trecho da curva), porém retoma uma pequena melhora, pois a taxa de variação de manutenção praticamente nula e ligeiramente abaixo da resistência de aterramento.

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Em amarelo pode-se verificar a variação do compimento do sistema de aterramento para que a resistências de aterramento permaneça constante.

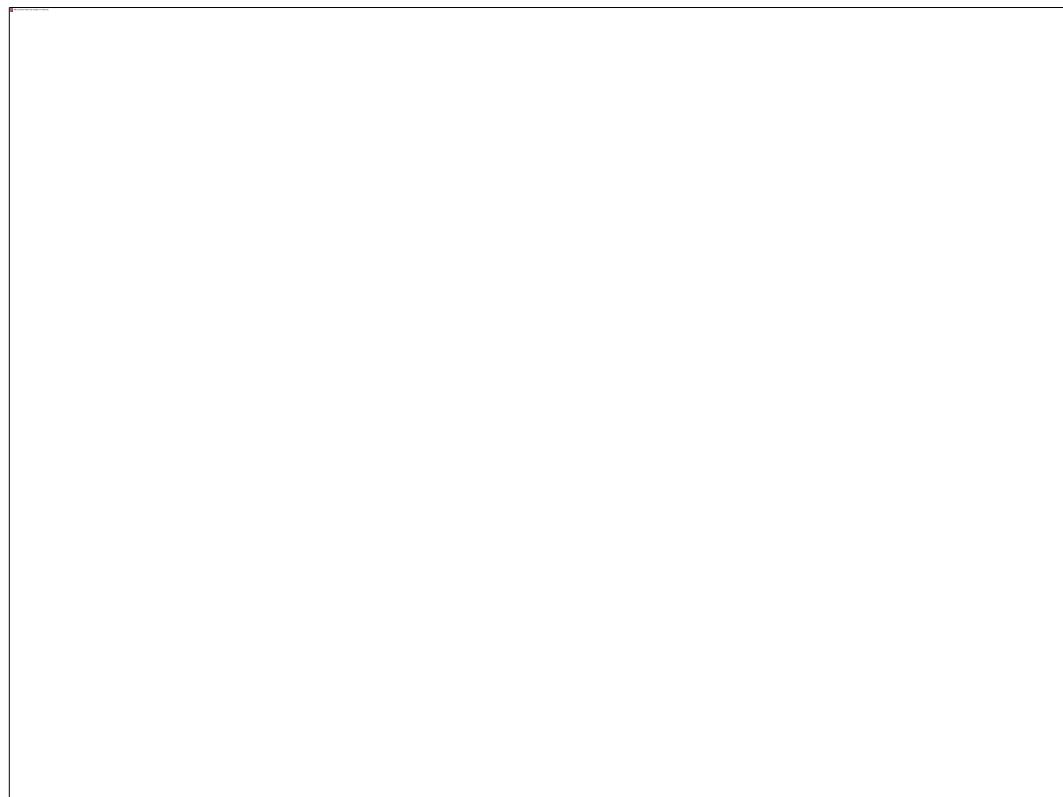
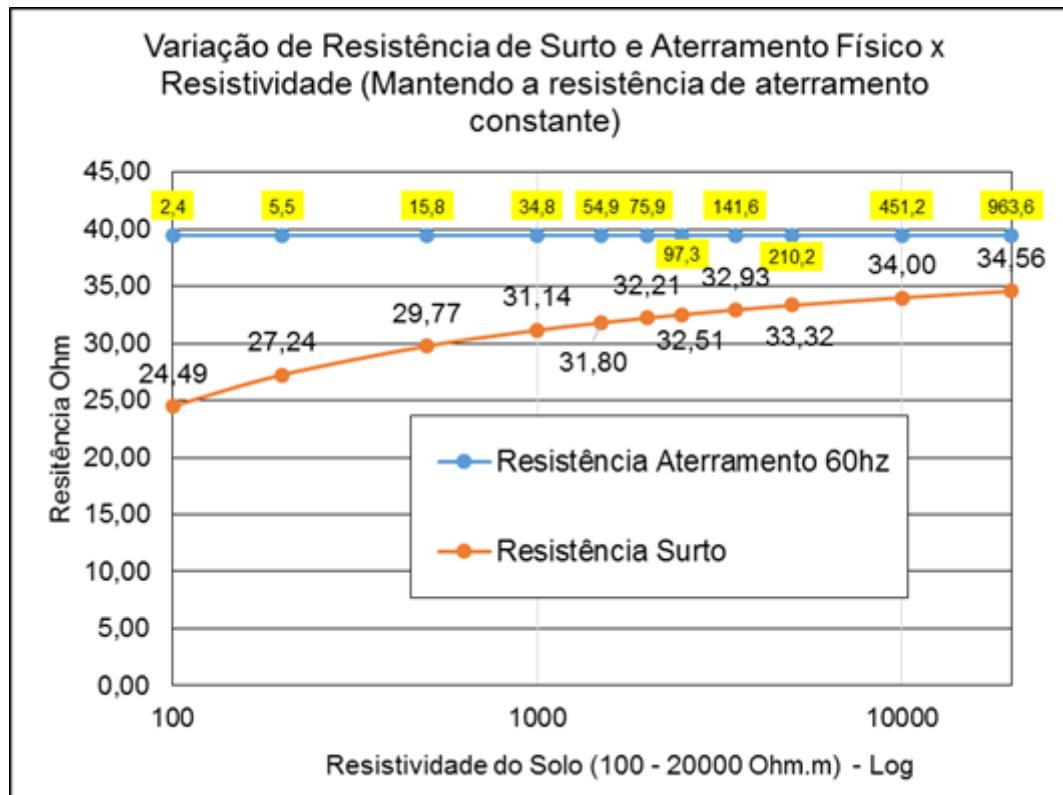
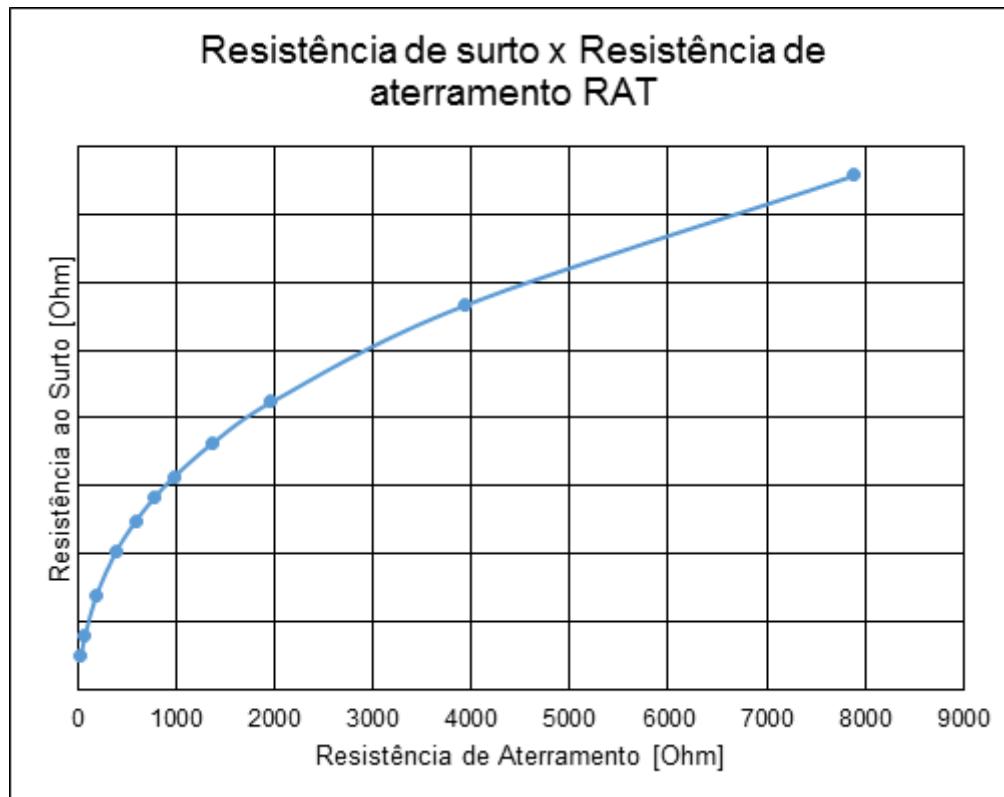


Figura 2 - Variação do Sistema Físico de Aterramento de 2,4m para 964m

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

* O crescimento esboça uma taxa constante, formando o gráfico de poliedro com o eixo horizontal em escala logarítmica para Distribuição de 60kV da CPFL Paulista _conceituação_



Em conclusão, há uma combinação entre a resistência de aterramento e resistência ao surto (impedância de surto) que produz as condições mais favoráveis para a ionização do solo, por exemplo, notar que a menor taxa de falha de algumas linhas que não possuem cabo para-raios, conforme o relatório, ocorre para a RAT de 30 Ohms e não para RAT de 10 Ohms que seria a menor resistência de aterramento.

/

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

ANEXO 7 – DADOS DE CADASTRO E DESEMPENHO
Diagnóstico e Desenvolvimento das Linhas de
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

As planilhas e parâmetros relacionados ao levantamento de dados possuem as seguintes características:

Dados de Cadastro:

Locais de Instalação SAP
Denominação de Instalação SAP
Data da entrada em operação SAP
Tempo em Operação
Base de Atendimento SAP
Informações Complementares (PMT; PESE)
Dados das estruturas (Material; Tipo; Quantidade) ¹
Dados dos condutores (Material; Tipo; Quantidade) ¹
Dados dos cabos guarda (Material; Tipo; Quantidade) ¹
Dados dos comprimentos dos circuitos (2000-2019) ^{1 2}
Dados dos comprimentos dos circuitos x Cidade da Concessão

Dados de Desempenho:

Número de Desligamentos Permanentes (2000-2019) ^{1 2}
Número de Desligamentos Transitórios (2000-2019) ^{1 2}
Cliente Hora Interrompido (2006-2019) ^{1 2}
Taxa de Desligamentos Permanentes / 100km / ano (2000-2019) ^{1 2}
Taxa de Desligamentos Transitórios / 100km / ano (2000-2019) ^{1 2}
Taxa Relativa de Desligamentos Permanentes / 100km / ano (2000-2019) ^{1 2 3}
Taxa Relativa de Desligamentos Transitórios / 100km / ano (2000-2019) ^{1 2 3}
Desempenho Numérico Relativo da LT aos Desligamentos Permanentes ³
 $DRsp = (0,1xMédia20 + 0,2xMédia10 + 0,7*Média3)$
Desempenho Numérico Relativo da LT aos Desligamentos Transitórios ³
 $DRst = (0,1xMédia20 + 0,2xMédia10 + 0,7*Média3)$
Desempenho Numérico Relativo total da LT aos Desligamentos Permanentes e Transitórios³
 $DRtotal = 0,67*DRsp + 0,33*DRst$
Desempenho BMR* Relativo de Desligamentos Permanentes das LTs x CPFL Paulista ²
Desempenho BMR* Relativo de Desligamentos Permanentes das Bases de Atendimento x CPFL Paulista ²
Desempenho BMR* Relativo de Desligamentos Transitórios das LTs x CPFL Paulista²
Desempenho BMR* Relativo de Desligamentos Transitórios das Bases de Atendimento x CPFL Paulista²
Desempenho BMR* Relativo de Desligamentos Permanentes das LTs x Base de Atendimento²
Desempenho BMR* Relativo de Desligamentos Transitórios das LTs x Base de Atendimento ²
Desempenho BMR* Final das LTs x CPFL Paulista²
Desempenho BMR* Final das Bases de Atendimento x CPFL Paulista²
Desempenho BMR* Final das LTs x Base de Atendimento²

Dados de Descargas Atmosféricas:

Dados de Densidade de Descargas Atmosféricas por Cidade da Concessão ² (2012-2019)
Dados de Densidade de Descargas Atmosféricas Ponderado por LT ^{2**} (2012-2019)
Dados de Descargas por km / ano Ponderado por LT ^{2***} (2012-2019)

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Dados de Ordens de Inspeção e Manutenção: Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

Dados de 1234 Ordens PM (2011-2019)

Ciclo de Inspeções Terrestres Detalhadas por LT (2011-2019)

Número de Inspeções Terrestres Detalhadas por Base de Atendimento² (2011-2019)

KMs de LTs inspecionadas por Base de Atendimento² (2011-2019)

% de KMs de LTs Inpcionadas por Base de Atendimento em relação ao número total de KMs 69kV da CPFL Paulista²(2011-2019)

Custos Totais Realizados por Ordens PM por LT¹ (2011-2019)

Custos Totais Realizados por Ordens PM por km/LT¹ (2011-2019)

Dados Históricos de Ocorrências de Saídas Transitórios e Permanentes:

Dados de 844 ocorrências de saída permanente (2000-2019)

Dados de 6970 ocorrências de saída transitória (2000-2019)

Classificação de todas as ocorrências conforme tabela padronizada de fatos geradores, conforme PRODIST Módulo 8.

Figura 1 Tabela de Fatos Geradores

Origem	Tipo	Causa	Detalhe
Interna	Programada	Alteração	para melhoria para ampliação
		Manutenção	corretiva preventiva
	Não Programada	Meio Ambiente	poluição corrosão queima ou incêndio Inundação Erosão Árvore ou Vegetação Descarga Atmosférica Animais Vento
			Vandalismo Abaloamento Roubo Acidente Objeto na Rede Defeito cliente afetando outros Ligação Clandestina Empresas de serviços públicos ou suas contratadas Defeito interno não afetando outras unidades consumidoras Interferência de terceiros
			Erro de Operação Serviço Mal Executado Acidente
			Próprias do Sistema
			Subtenção Sobretensão Sobrecarga Desligamento para manutenção emergencial Desligamento por segurança Falha de material ou equipamento Atuação do Sistema Especial de Proteção SEP Não identificada
			Alívio de Carga Não Classificada
	Programada	-	-
	Não Programada	Próprias do Sistema	Atuação do Sistema Especial de Proteção SEP
		Não Classificada	-
Externa			

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Às ocorrências, foram adicionados o período (Diurno ou Noturno) e o tempo (Bom, Instável, Chuvisco, Tempestade, não classificado) conforme dados disponíveis na descrição das ocorrências. A classificação foi feita conforme legenda do CPTEC disponível no site do INPE

Bom: Céu Claro; Predomínio de Sol; Parcialmente Nublado

Instável: Nublado; Encoberto; Presença de Vento

Chuvisco: Chuvisco; Chuvisco; Pancadas de Chuva; Chuva

Tempestade: Tempestade; Ventos Fortes; Descargas Atmosféricas

Legenda		CPTEC			
Céu Claro	Sol durante todo o período. Ausência de nuvens.	Predomínio de Sol	Sol na maior parte do período.	Parcialm. Nublado	Sol entre poucas nuvens.
Encoberto	Céu totalmente encoberto, sem aberturas de sol.	Chuvas Isoladas	Muitas nuvens com curtos períodos de sol e chuvas em algumas áreas.	Chuvisco	Muitas nuvens e chuva fraca composta de gotas d'água muito pequenas.
Pancadas Chuva	Chuva de curta duração e pode ser acompanhada de trovoadas a qualquer hora do dia.	Nublado e P. Chuva	Muitas Nuvens e chuva com trovoadas.	Instável	Nebulosidade variável com chuva a qualquer hora do dia.
Panc. Chuva à Tarde	Predomínio de sol pela manhã. À tarde chove com trovoada.	Chuva	Muitas nuvens e chuvas periódicas.	Encob. e Ch. Isolada	Céu totalmente encoberto com chuvas em algumas regiões, sem aberturas de sol.
Tempestade	Chuva forte capaz de gerar granizo e ou rajadas de vento, com força destrutiva (Veloc. aprox. de 90 km/h) e ou tornados.	Neve	Vapor de água congelado na nuvem, que cai em forma de cristais e flocos.	Nevoeiro	Gotículas de água em suspensão que reduzem a visibilidade.
				Geada	Cobertura de cristais de gelo que se formam por sublimação direta sobre superfícies expostas cuja temperatura está abaixo do ponto de congelação.
Direção de Origem dos Ventos					
N 0° ou 360° Norte NNE Norte-Nordeste NE Nordeste ENE Este-Nordeste	E 90° Este ou Leste ESE Este-Sudeste SE Sudeste SSE Sul-Sudeste	S 180° Sul SSO Sul-Sudoeste SO Sudoeste OSO Oeste-Sudoeste	O 270° Oeste ONO Oeste - Noroeste NO Noroeste NNO Norte - Noroeste	W 300° ou 120° Oeste WNW Noroeste-Norte NW Noroeste NW Noroeste-Norte	

Observação 1: as LTs 531, 600 e 605 tiveram de ser somadas devido não possibilidade de associação dos eventos respectivamente aos seus locais de instalação a partir do ano de 2008, assim foi possível aproveitar o histórico todo.

Observação 2: as LTs estão classificadas pelo Desempenho Numérico Relativo Total.

Observação 3: Todas as ocorrências foram classificadas, porém foram expurgadas do desempenho da LTs aquelas cujos fatos geradores eram alheios a LT como: Origem de suprimento externo ou Origem externa; Causada por terceiros; Falhas em equipamentos (DJ, SEC, TP, TC, TR, ATR, RT, PR, FS); Falha na Proteção/Supervisão; Eventos Programados; Serviço Mal Executado; etc.

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Nomenclatura Adotada:

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de

Distribuição de 69kV da CPFL Paulista - competição

1 – Por Linha de Transmissão;

Por Base de Atendimento e CPFL Paulista 69kV Total

2 – Por ano

3 – Relativo as linhas de 69kV da CPFL Paulista (Tx LT) / (Tx Paulista)

* – Bom, Médio e Ruim

** - Ponderado pela distribuição do comprimento dos circuitos nas cidades de concessão em 2019

*** - Produtos do comprimento dos circuitos ao longo dos anos pelas densidades médias ponderadas de cada LT.

/

ANEXO 8 – ANÁLISE CRÍTICA DE SOLUÇÕES CLÁSSICAS
Distribuição de Distribuição de Linhas de
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

1 Análise Crítica de Principais Soluções Clássicas

Para as Linhas de subtransmissão de 69kV foram vislumbradas pelo menos duas alternativas técnicas para melhorar o seu desempenho contra descargas atmosféricas, sem ainda levar em consideração questões voltadas a viabilidade econômica. Trata se de instalação de cabos guarda e instalação de para raios de óxido de zinco com isolador polimérico, de estudo de Engenharia do Projeto Conectado na Rede de 2009.

1.1 Instalação de Cabos Guarda (1^a Alternativa)

Segundo estudos de Engenharia alocados no GED 619 / 1993 [Análise Técnica sobre a Viabilidade do uso de Cabos Para-raios – cabo guarda – em Linhas de Transmissão de 69 e 34.5 kV] o desempenho das LTs de 69kV com a instalação de cabo guarda é satisfatório, desde que se obtenha baixa resistência de terra nas estruturas, a fim de que a corrente de raio fluia rapidamente para a terra, não permitindo descargas para as fases (back flashover).

Portanto, para se obter um desempenho satisfatório das Linhas de Subtransmissão de 69kV, nesta alternativa, são necessárias no mínimo as seguintes implementações:

- I - Instalar cabos guarda conforme mostrado nas figuras ilustrativas a seguir;
- II – Reduzir a resistência de pé de estrutura para valores abaixo de 30 ohms;
- III - Aterrar as cadeias de isoladores ou usar cruzetas metálicas;
- IV - Manter o Nível de Isolamento próximo do existente através do aumento do número de isoladores das cadeias, ou seja, acrescentar 2 isoladores para estrutura tipo HS e acrescentar 1 isolador para estrutura tipo A;
- V - Substituir todas as estruturas existentes do tipo ancoragem por outras mais robustas, devido ao aumento de esforços do topo da estrutura caso de instalação de cabos guarda.

Devido ao elevado nível de dificuldade para executar a instalação de cabos guarda nas Linhas de Subtransmissão de 69kV, especialmente radiais, em regime de “linha viva”, esta alternativa torna-se praticamente inviável para essas linhas. Esta alternativa é melhor indicada para Linhas de Subtransmissão de 69kV cujo regime de operação é em “anel”.

1.2: Instalação de Para Raios de Linha (2^a Alternativa)

Segundo estudos de Engenharia alocados no GED 647/1998 [Análise Técnica sobre a Viabilidade do uso de Cabos Para-raios (cabos guarda) em Linhas de Transmissão de 69 e 34,5 kV], GED 622/1999 [Pontos de Atenção DEC/FEC - Diversas LTs], GED 624/1998 [Melhoria de Desempenho quanto a Transitórios por Descarga Atmosférica LT 69 kV Mirassol – Jardim Paulista (trecho: Icem – Jardim Paulista), LT 69kV Jardim Paulista – Pirangi (trecho Cajobi – Pirangi) e GED 648/2001 [Melhoria de desempenho da LT 69 kV Us. Dourados – Morro do Cipó - Saídas Transitórias por Descargas Atmosféricas] a melhoria do desempenho de Linhas de 69kV pode ser obtida com a instalação de para-

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

raios poliméricos de óxido de zinco nas fases nos Descalvamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista concordam com a base de dados de manutenção se mostram maiores incideências de Intervenção de manutenção por descargas atmosféricas. Esta alternativa é a melhor para Linhas de Subtransmissão de 69kV, especialmente radiais.

O para-raios a ser utilizado é o especificado no GED 125/2000 [Para-raios de ZnO para linhas de transmissão 60kV, 10kA].

1.3 Avaliação Prática das Alternativas

A - Instalação de Cabos Guarda (1^a Alternativa):

Instalação de cabo guarda em estruturas típicas de LTs 69kV, do tipo A e do tipo HS.

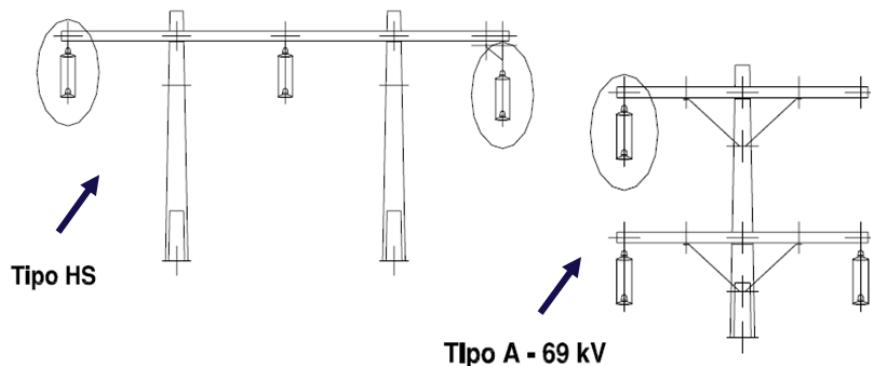
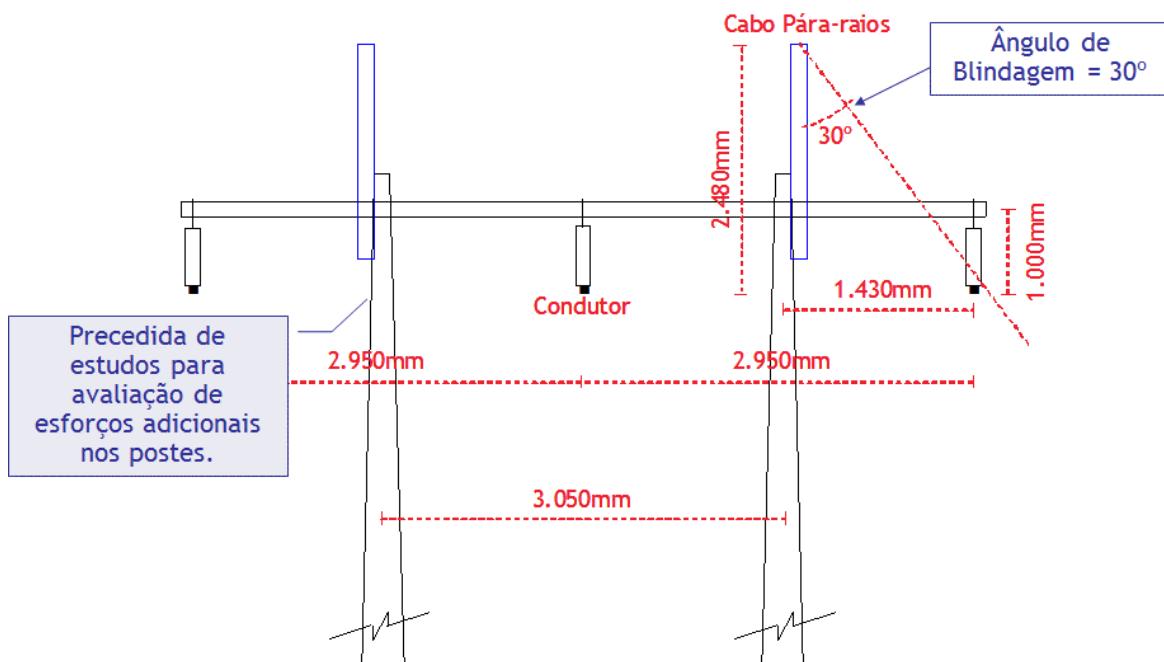


Ilustração Simplificada da 1^a Alternativa: Instalação de cabo guarda em estruturas típicas de linhas de 69kV tipo HS



Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de
Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

1^a Alternativa: Instalação de cabos guarda em estruturas tipo A e tipo HS

Ex: Cabos guarda instalados em LT 69kV da CTEEP em Nhandeara/SP



Ilustração detalhada e foto da 1^a Alternativa: Instalação de cabo guarda em estruturas típicas de linhas de 69kV do tipo HS

1^a Alternativa: Instalação de cabo guarda em estruturas tipo A e tipo HS

Ex: Cabos guarda instalados em LT 69kV do Grupo Rede em Ubarana/SP



Foto da 1^a Alternativa: Instalação de cabo guarda em estruturas tipo HS

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

1.4 - Melhorias de Desempenho Esperado em Relação a Condições Atuais
Diagnóstico dos Desligamentos em Linhas de Distribuição de 69kV da CPFL Paulista _conceituação_

Estruturas Tipo HS:

- | | |
|-----------------------------------------------------|-------|
| 1. Para-raios nas três fases de todas as estruturas | : 98% |
| 2. Cabos guarda acima da estrutura | : 61% |
| 3. Para-raios em duas fases de todas as estruturas | : 58% |
| 4. Para-raios em uma fase de todas as estruturas | : 14% |

1.5 - Análise Econômica e Nível Estimado de Melhorias Preliminares

A - Alternativa 1: Instalação de Cabos Guarda:

Custos unitários estimados (para estrutura tipo HS) (1998/1999):

- Cordoalha de aço: R\$667,00
- Suplementos (baionetas): R\$510,00
- Acessórios: R\$385,00
- Aterramento: R\$230,00
- Mão-de-obra: R\$264,00
- Custo de estudos e avaliação estrutural: R\$20,00

Instalação de cabos guarda em toda a Linha:

- Total: R\$12.456,00/km (considerando 6 estruturas/km)

Estimativa de melhoria no desempenho contra descargas atmosféricas: 61%

B - Alternativa 2: Instalação de Para-Raios Poliméricos ZnO na Linha:

Custos unitários estimados (para estrutura tipo HS) (1998/1999):

- Para-raios 60kV-10kA ZnO: R\$1.940,00
- Acessórios: R\$145,00
- Aterramento: R\$230,00
- Mão-de-obra R\$264,00

Com instalação de 3 para-raios ZnO com isolador polimérico (1 em cada fase) nos trechos cujos registros históricos de manutenção mostram desligamentos provocados por descargas atmosféricas (estimativa, em média, de 25% da extensão da Linha de Sub transmissão):

- Total: R\$9.689,00/km (considerando 1,5 estruturas/km)

Estimativa de melhoria no desempenho contra descargas atmosféricas: 24% a 98%

1.6 Resultados de Análise de Viabilidade

Com objetivo de minimizar os desligamentos de Linhas de Subtransmissão de 69kV, principalmente devido aos transitórios provocados por descargas atmosféricas, dentre as alternativas avaliadas, pelos motivos expostos anteriormente, os resultados apontam como

Relatório Técnico
Linhas de Transmissão

melhor solução técnica a instalação de proteção contra descargas atmosféricas através de para raios de linhas da forma apresentada a seguir.

1.7 Linhas de Subtransmissão de 69kV:

- Instalação de pára-raios de linha de 60kV-10kA classe 2 ou 3 nas três fases nos trechos cujos registros históricos de manutenção mostram desligamentos provocados por descargas atmosféricas (em média, compõe-se de 25% da extensão da Linha de 69kV).
- Estimativa de melhoria em relação a condição atual contra descargas atmosféricas (24% para 25% do total da linha protegida por para raios até 98% para 100% da linha protegida por para raios)
- Investimento da ordem de R\$9.689,00/km

De um total de 1681km de linhas de subtransmissão de 69kV, uma determinada linha com proteção em 57km teria custos de melhoria indicado abaixo.

- Valor de proteção de linha completa por para raios R\$ 138.000,00

1.8 Demais Linhas de Subtransmissão não priorizadas neste estudo:

Linhos de Subtransmissão de 69kV Existentes:

Programa de instalação de automação e supervisão de seccionadoras nos taps de linha e avaliação da possibilidade de instalação de para-raios, conforme proposta neste estudo, uma vez que segundo informações disponibilizadas, estes custos seriam de origem despesa (Opex).

Linhos de Subtransmissão de 69 kV Novas:

Construção com a solução de proteção contra descargas atmosféricas por para raios poliméricos de ZnO incluídas no planejamento e descriptivo de obras, uma vez que segundo informações disponibilizadas, estes custos seriam de origem de investimento (Capex).

Estudo elaborado por Eng. Tiago de Mattos Queiroz (2009).

/