ROSEMARY BOETTGER JARDINETTI

# REPOTENCIALIZAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO LOCALIZADAS EM ÁREAS DE SEVERAS RESTRIÇÕES AMBIENTAIS

CONSULTA
FT-3428
versão corr.

São Paulo
2014

ROSEMARY BOETTGER JARDINETTI

# REPOTENCIALIZAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO LOCALIZADAS EM ÁREAS DE SEVERAS RESTRIÇÕES AMBIENTAIS

Tese apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Doutora em Ciências

São Paulo

2014

**ROSEMARY BOETTGER JARDINETTI**

# REPOTENCIALIZAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO LOCALIZADAS EM ÁREAS DE SEVERAS RESTRIÇÕES AMBIENTAIS

Tese apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Doutora em Ciências

Área de Concentração:
Sistemas de Potência

Orientador:
Prof. Dr. José Sidnei Colombo Martini

São Paulo

2014

**Este exemplar foi revisado e alterado em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.**

**São Paulo,** 19 **de** novembro **de 2014.**

**Assinatura do autor** Rosemary B. Jardinetti

**Assinatura do orientador** _____

**Esc Politécnica-Bib Central**

**TFT-3428A**

BC

Universidade de São Paulo
Biblioteca da Escola Politécnica

FT-3428
versão corr.

Catalogação na publicação

**Jardinetti, Rosemary Boettger**
**Repotencialização de linhas de transmissão localizadas em áreas de severas restrições ambientais / R.B. Jardinetti. -- ver. corr. -- São Paulo, 2014.**
**182 p.**

**Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.**

**1. Monitoramento 2.Linhas aéreas de transmissão de energia elétrica 3.Cabos elétricos I.Universidade de São Paulo. Escola Poli-técnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.**

Santos, 04 de dezembro de 2014.

A Comissão de Pós Graduação da Escola Politécnica.

Assunto: Alteração do nome de Rosemary Boettger Jardinetti.

Em 1990 iniciei o processo junto ao Consulado Italiano em Santos o pedido de dupla cidadania, com isto descobri que o meu sobrenome estava incorreto, para obter a cidadania se fazia necessária à correção do sobrenome italiano de *Jardinetti* para *Giardinetto*. A partir de então foram feitas as correções como constam na averbação da minha certidão de nascimento.

Acontece que eu achava (ignorância minha) que poderia continuar como Jardinetti visto que os meus documentos (RG E CPF) continuaram com a mesma numeração. Em 2010 com o recadastramento do CREA fui obrigada a optar pelo nome Giardinetto, nesta época já havia feito o meu ingresso como aluna regular no Programa de Pós Graduação – PEA.

Com o passar do tempo e as atribulações do curso esqueci-me de fazer a correção, peço desculpas pelos transtornos.

Agradeço pela atenção,

Rosemary B. Giardinetto

p. 2/2

A interessado em 04/12/14 apresentou documento com o nome Rosemary Boettger Giardinetto, portanto, onde se lê Rosemary Boettger Jardinetti leia-se Rosemary Boettger Giardinetto

Processo: 14.5.443.3..7

Prof. Dr. Fernando José Barbin Laurindo
Presidente da Comissão de Pós-Graduação

Aos meus pais (in memoriam) José e Evelina pela sabedoria, amor e bondade.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço em primeiro a Deus, fonte infinita de amor e sabedoria,

Aos meus pais, José e Evelina pela dedicação, amor e sabedoria, em especial a minha mãe pela força e coragem.

Ao Prof. Dr José Sidnei Colombo Martini, pela sua atenção, orientação, por suas palavras tão sábias e confortantes.

Ao Eng.º Mario Masuda pela sua dedicação e paciência em transmitir os seus conhecimentos.

A todos os amigos que encontrei na FDTE, pelo apoio e incentivo.

A Maureen T.R. Pereira, Marcelo T. de Souza a todos da ISA CTEEP – Transmissão Paulista a minha gratidão.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através do seu programa de pesquisa e desenvolvimento (Programa P&D) possibilitou o desenvolvimento desse estudo.

A Claudia C. Costa Dominguite, Luiz C.S. Oliveira e Gustavo M. Lauria da 3M .

Aos meus sobrinhos Dayane, Catarina, Cauê e Enzo que me fazem sentir que vale a pena lutar por um mundo melhor.

Aos meus irmãos (Ricardo, Roberto e Renato) e a tia Cecilia pelo incentivo.

Aos professores e funcionários da Escola Politécnica.

A todos os meus amigos, não citarei nomes, para não cometer a falta de esquecer alguém.

A todos o meu muito obrigada, por possibilitarem a realização desta etapa tão importante e valiosa na minha vida.

"Nossos atos prendem-se a
nós como a luz no fósforo
Consomem-nos, é certo, mas
Fazem o nosso resplendor.
E se alma pode valer
Alguma coisa foi porque ardeu
Com mais ardor do que algumas outras"

(André Guide)

# RESUMO

Os cerca de 107.000 km de linhas de transmissão existentes no Brasil, nas tensões de 138/230/345/440/500/750 kV (corrente alternada), e 600 kV (corrente continua), atravessam parques nacionais ou estaduais, estradas, rios e parte se encontra com sobrecarga. O aumento da capacidade de carregamento das linhas de transmissão, se feito da forma tradicional, com a substituição ou reforço nas estruturas e fundações, em faixas que cruzam áreas consideradas de preservação ambiental permanente, exige obras adicionais que alteram o meio ambiente e desta forma, com os rigores da atual legislação ambiental, torna inviável tais alterações ou substituição. Uma das formas encontradas é a utilização de novas tecnologias em cabos condutores aéreos. Este trabalho tem a finalidade de pesquisar as necessidades do recondutoramento da linha de transmissão, com a minimização/eliminação dos danos ao meio ambiente. Uma das alternativas encontradas é a utilização de cabos especiais, que por se tratar de nova tecnologia em cabos, e considerando o desconhecimento de seu desempenho efetivo em condições reais, surge a necessidade da verificação de seu comportamento. Este trabalho apresenta a análise de casos no Brasil e o desenvolvimento piloto de um sistema de monitoramento em tempo real, através de medições diretas e indiretas, no trecho de linha de transmissão onde foi instalado um condutor de nova tecnologia, a fim de acompanhar o desempenho das características elétricas e mecânicas do novo condutor. Com resultado final foram validados os valores de projeto da ampliação da capacidade da linha de transmissão, sem impactos ao meio ambiente.

**Palavras-chaves:** Linhas aéreas de transmissão, cabos e condutores, monitoramento e repotencialização.

# ABSTRACT

The approximately 107,000 km of transmission lines existing in Brazil, operating at 138 kV, 230 kV, 345 kV, 440 kV, 500 kV, 750 kV(ac) and 600 kV(dc), regularly encounter and cross state or national parks as well as highways, rivers and parks. Due to the ever increasing demand of power most of these transmission lines are at present overloaded. Increasing the loading capacity of these transmission lines in the traditional way (i.e. by substituting or reinforcing the structures and foundations in areas of permanent preservation) require additional works that may alter the environment; thus, making unfeasible the application of such alterations in view of the current strict environmental regulations. One way to cope with such a problem is through the utilization of new technologies applied to cables. Therefore, the objective of this work is to investigate the alternative of reconductoring a transmission line causing a minimum damage (and if possible eliminating this damage) to the environment. One of the alternatives found is the use of special cables which due to its relatively new introduction and technology to the power industry demands a thorough study on issues like the performance and verification of its behavior under real conditions. This work presents the development of a real-time monitoring system through direct and indirect measurements performed on a transmission line segment where a special conductor was installed. During the course of the research the performance of the new conductor regarding its electrical and mechanical characteristics was monitored. The measurements performed showed to be coherent with those obtained during the design of the transmission line.

**Keywords**: Monitoring system, overhead transmission lines, special cables and conductors and uprating

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Primeiras cidades com serviço publico de Iluminação Publica ..... 5
Tabela 2 - Potência instalada por tipo de geração ..... 9
Tabela 3 - Número de LT's instaladas por nível de tensão ..... 10
Tabela 4 - Distribuição regional da geração de energia elétrica no estado de São Paulo ... 14
Tabela 5 - Potência nominal instalada (kW) por empresas no Estado de São Paulo ..... 15
Tabela 6 - Fator multiplicador X Temperatura de projeto ..... 17
Tabela 7 - Linhas de transmissão que atravessam UC ..... 33
Tabela 8 - Quadro comparativo dos traçados propostos quanto aos aspectos ambientais.. 54
Tabela 9 - Comparação dos condutores TAL x AL1350 ..... 61
Tabela 10 - Comparação das propriedades TAL x AL1350 ..... 62
Tabela 11 - Comparação dos condutores ACCR_340T16 x Al-1350 ..... .64
Tabela 12 - Características elétricas e mecânicas do cabo Grosbeak ..... 77
Tabela 13 - Dada de vãos e torres da travessia do Rio Paraná ..... 81
Tabela 14 - Características do cabo condutor ACCR_297-T16- Ostrich300 ..... 84
Tabela 15 - Procedimento para levantamento da curva Tração x corrente ..... 88
Tabela 16 - Dados para o do levantamento da curva tração x corrente ..... 89
Tabela 17 - Levantamento da equação da variação da distância D ..... 98
Tabela 18 - Tabela comparativa: Valor medido x Valor calculado PLS-CADD ..... 110
Tabela 19 - Tabela comparativa das medições célula de carga x Trena laser ..... 113

## LISTAS DE FIGURAS


Figura 1 - Vista da Usina de Angiquinho ..... 8
Figura 2 - Mapa das usinas existentes em 1900 no Estado de São Paulo ..... 11
Figura 3 - Gráfico da qtde de LT's x Anos de operação ..... 34
Figura 4 - Praça de lançamento ..... 36
Figura 5 - Dispositivo de transferência de corrente ..... 42
Figura 6 - Diagrama esquemático simplificado do lançamento ..... 44
Figura 7 - Montagem da torre com superposição ..... 47
Figura 8 - Montagem da nova torre sem mísula ..... 49
Figura 9 - Montagem final dos circuitos e faixa de passagem ..... 50
Figura 10 - Montagem final dos circuitos e faixa de passagem resultante ..... 51
Figura 11 - Alternativas de rotas para novas LT ..... 53
Figura 12 - Novo traçado da LT ..... 55
Figura 13 - Implantação de um bay de 230/138 kV na ETD Pedro Taques ..... 56
Figura 14 - Condutor ACCR ..... 64
Figura 15 - Gráfico da Tração x Tempo (dias) do cabo ACCR ..... 66
Figura 16 - Gráfico Flecha x Temperatura ..... 67
Figura 17 - Detalhes do cabo e do núcleo de fibra de carbono ..... 67
Figura 18 - Comparação do condutor ACSR x ACCC ..... 68
Figura 19 - Gráfico: Ampacidade x Temperatura ..... 69
Figura 20 - Localização das torres com os sensores ..... 86
Figura 21 - Instalação da célula de carga ..... 86
Figura 22 - Desenho esquemático do conjunto célula de carga e ferragens ..... 87
Figura 23 - Instalação do dinamômetro ..... 89
Figura 24 - Curva da equação tração x corrente ..... 90
Figura 25 - Desenho esquemático da caixa de acondicionamento da trena laser ..... 95
Figura 26 - Trena e sistema de fixação à torre ..... 95
Figura 27 - Refletor e detalhes das hastes de fixação ..... 96
Figura 28 - Detalhes da fixação da trena laser e refletor ..... 97
Figura 29 - Esquematização da configuração torre, cabo, trena laser e refletor ..... 99
Figura 30 - Planilha para calculo das condições iniciais ..... 103
Figura 31 - Levantamento da curva Y15 x Ymx ..... 104
Figura 32 - Esquema da arquitetura de coleta de dados das torres 27 e 28 ..... 106
Figura 33 - Equipamentos de conversação de dados, da SE, lado do gateway ..... 107
Figura 34 - Equipamentos de conversação de dados, na sala de comando ..... 107

Figura 35 - Medições da célula de carga no dia 23/2/2011 ..... 109
Figura 36 - Leituras das distância resultantes do ponto mais baixo da catenária à base da torre ..... 110
Figura 37- Leituras da temperatura estimativa do cabo ..... 111
Figura 38 - Leituras da trena laser- Distância do ponto mais baixo ..... 112
Figura 39 - Comparação entre os valores medido na trena laser e a célula de carga ..... 112
Figura 40 - Torres danificadas com o vendaval de 16/10/2010 ..... 114
Figura 41 - Torres danificadas com o vendaval de 16/10/2010 ..... 114

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|---|---|
| ABNT | Associação Brasileira de Normas Tecnicas |
| ACAR | Aluminium Conductor Alloy Reinforced<br>(cabo de alumínio com alma de liga de alumínio) |
| ACCC/TW | Aluminum Conductor Composite Core Trapezoidal Wire |
| ACCR | Aluminium Conductor Composite Core<br>(condutor de alumínio reforçado por compósito metálico) |
| ACSR | Aluminium Conductor Steel Reinforced<br>(Cabo de Alumínio, Aço Reforçado) |
| ACSS | Aluminium Conductor Steel Supported<br>(cabo de alumínio, aço suportado) |
| ANEEL | Agencia Nacional de Energia Elétrica |
| ASTM | American Society For Testing And Materials |
| CA | Cabo de Aluminio Nu |
| CAA | Cabos de Aluminio Nu Com Alma de Aço |
| ETD | Estação Transformadora de Distribuição |
| IACS | International Annealed Copper Standard |
| IEEE | Institute of Eletrical and Eletronics Engineers |
| LRT | Resistente a Tração |
| LT | Linha de Transmissão |
| ONS | Operador Nacional do Sistema Elétrico |
| SE | Subestação |
| SIN | Sistema Interligado Nacional |
| STD | Standard (Normas) |
| TACIR | Cabos de Alumínio Termorresistente Invariavel |
| TACSR | Cabos de Alumínio Termorresistente com Alma de Aço |
| TAL | Liga de Aluminio Termoresistente |
| UHE | Usina Hidroelétrica |
| UTE | Usina Termeletrica |

# SUMÁRIO


**1. INTRODUÇÃO** ..... 1
1.1 Objetivos da Pesquisa ..... 3
1.2 Objetivos específicos ..... 3
1.3 Organização da tese ..... 4
**2. SISTEMA ELÉTRICO DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA** ..... 5
2.1 Evolução da geração de energia elétrica no Brasil ..... 5
2.2 Na atualidade ..... 9
2.3 A evolução da geração e transmissão no Estado de São Paulo ..... 10
2.4 A Regulamentação no Brasil – Ampacidade ..... 15
**3. ASPECTO AMBIENTAL** ..... 19
3.1 A legislação ambiental no Estado de São Paulo ..... 21
3.2 Impacto da legislação ambiental nas modificações das linhas de transmissão existentes no Estado de São Paulo ..... 24
3.3 Sumário ..... 32
**4. SOLUÇÕES ANALISADAS** ..... 35
4.1 Método - Convencional ..... 35
4.2 Método com roldanas auxiliares ..... 36
4.3 Duplicação da linha de transmissão ..... 47
4.4 Duplicação de um circuito apenas ..... 48
4.4.1 Construção de um circuito adicional aumentando a faixa de passagem ..... 49
4.4.2 Construção de um circuito adicional sem alterar a faixa de passagem ..... 50
4.5 Novo traçado da linha de transmissão ..... 52
4.5.1 Primeiro traçado ..... 52
4.5.2. Segundo traçado ..... 54
4.6 Elevação dos níveis de tensão ..... 56
4.7 Sumário Final ..... 57
**5 OPÇÃO DE MENOR IMPACTO** ..... 59
5.1 Repotencialização de cabos condutores ..... 60
5.1.1 Cabos de alumínio termorresistente ..... 61
5.1.2 Cabo Condutor ACCR ..... 63
5.1.3 Cabo condutor com alma de fibra de carbono ..... 67
5.1.4 Instalação – Os aspectos da instalação ..... 69
5.2 Analise tecnico economica de um cabo especial ..... 70
5.3 Caso pratico – Travessia do Rio Paraná ..... 71
5.4 Monitoramento ..... 72

5.4.1 Monitoramento da tração ..... 73
5.4.2 Célula de carga ..... 73
5.4.3 Strain gage (ou extensômetro) ..... 74
5.4.4 Monitoramento da flecha ..... 74
5.4.5 Monitoramento da temperatura na linha ..... 74
5.4.6 DTS System ..... 74
**6. APLICAÇÃO DA SOLUÇÃO DE CABO DE ALTA CAPACIDADE** ..... 75
6.1 Metodologia ..... 75
6.2 Premissas adotadas na adequação do novo cabo ..... 76
6.3 Caso Serra do Mar – LT – Embú-Guaçu-Mongaguá ..... 76
6.3.1 Dados do sistema ..... 76
6.3.2 Estudo da capacidade de corrente ..... 78
6.3.3 Estudo mecânico ..... 78
6.4 Caso da Travessia do Rio Paraná ..... 81
6.4.1 Dados do sistema ..... 81
6.4.2 Estudo da capacidade de corrente ..... 81
6.4.3 Estudo mecânico ..... 82
6.5 Monitoramento ..... 85
6.5.1 Monitoramento da tração no condutor – Célula de carga ..... 86
6.5.2 Monitoramento da flecha – Trena laser ..... 94
6.5.3 Coleta e concentração das leituras ..... 106
6.5.4 Módulos de conversão de dados: transmissão das leituras até o computador ..... 107
6.5.5 Sistema de consulta ..... 108
6.5.6 Resultados do sistema de monitoramento ..... 108
**7. CONCLUSÕES** ..... 116
**REFERÊNCIAS** ..... 118
**ANEXOS** ..... 123

# 1. INTRODUÇÃO

Os cerca de 107.000km de linhas de transmissão (LT) existentes no Brasil nas tensões de 230/345/440/500/750 kV (corrente alternada), e 600 kV (corrente contínua), atravessam parques nacionais, estaduais, estradas, rios. Há uma consciência de que é preciso preservar o meio ambiente, visto que todos têm direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, conforme o artigo 225 da Constituição Federal de 1988.

A atual política ambiental torna, em alguns casos, impossível a execução de um novo projeto de linha de transmissão para possibilitar o atendimento das novas demandas, tendo em vista o crescimento de diversas localidades (MARTINI, 2012).

A concepção de atitudes que minimizem as interferências com o meio ambiente é o principal objetivo deste trabalho.

O estudo da legislação ambiental a nível federal, estadual e municipal, e das normas vigentes, torna-se importante para tomada de decisões.

Inicialmente, apresenta-se um levantamento especifico de todas as linhas de transmissão com tensão nominal, igual ou superior a 138 kV, pertencentes a CTEEP (Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista, Estado de São Paulo), com a sua data de entrada de operação e suas respectivas áreas de preservação afetadas. Importante observar que de acordo com a NOTA TECNICA 368/2010 de 07/12/2010 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) a projeção da vida útil de uma linha de transmissão é de 40 anos. O número de linhas de transmissão instaladas nas CTEEP, que estão em final de vida útil é elevado, como também é grande a quantidade de linhas de transmissão instaladas em áreas de severas restrições ambientais. Tais linhas de transmissão representam um problema pois seus processos para a aprovação do projeto de repotencialização, junto a Secretaria do Meio Ambiente, são longos e/ou muitas vezes sujeito à negação.

O estudo de novos métodos e tecnologias de recondutoramento de linhas de transmissão, que possibilitem a redução dos impactos ambientais é um dos pontos chaves deste trabalho.

O aumento da ampacidade, ou seja, da corrente nominal, dos condutores aéreos de linhas de transmissão, neste caso com a utilização de novas tecnologias, torna possível um aumento de 50% a 100% da capacidade dos condutores atuais, sem alterar as torres e estruturas existentes.

Duas situações práticas são analisadas:

- a instalação de novo cabo na LT 138 kV Embu-Guaçu – Peruíbe que atravessa a reserva da Serra do Mar,
- a modificação da linha de transmissão – LT-138 kV TLA/TRI-2 R Jup, onde se encontra o trecho da travessia do Rio Paraná.

A situação referente à LT 138 kV Embu-Guaçu – Peruíbe foi prejudicada em face das liberações ambientais para a execução dos serviços.

As linhas de transmissão de 138 kV TLA – Valparaíso e Três Irmãos tiveram o cabo 336,4 MCM Oriole substituído, em toda extensão da linha, pelo cabo 636 MCM Grosbeak com a respectiva troca de estruturas, exceto no trecho da travessia do Rio Paraná cujas estruturas foram mantidas as mesmas. Por essa razão, houve a necessidade da instalação de um cabo especial para o aumento da capacidade de transporte correspondente ao novo cabo Grosbeak, mantendo as mesmas torres.

Ressalta-se que o recondutoramento exigido na travessia do Rio Paraná é semelhante ao recondutoramento na reserva florestal, no projeto da Serra do Mar.

Com a instalação de um cabo com nova tecnologia é importante o conhecimento do seu desempenho em condições normais e/ou de emergência. Isso justifica a proposta de monitoramento deste cabo.

Foi realizada a pesquisa, desenvolvimento, instalação e o acompanhamento dos dados obtidos através do monitoramento do condutor instalado na LT – TLA/TRI – R JUP.1 e R.JUP.2 no trecho da travessia do Rio Paraná na Divisa dos Estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul.

Esta tese fez parte do escopo do projeto P&D – FDTE nº 1056 intitulado "Pesquisa para aumento da capacidade de linha de transmissão em reserva florestal e

desenvolvimento de um sistema de monitoramento para o cabo" entre a CTEEP - Transmissão Paulista, ANEEL, FDTE – Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia e a EPUSP- Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (SOUZA, 2011).

No projeto P&D citado foram elaborados relatórios das etapas dos trabalhos, bem como notas técnicas sobre as especificações e detalhamentos de metodologias utilizadas. Estes relatórios e notas técnicas serviram como base para os capítulos 4,5 e 6.

## 1.1 Objetivos da Pesquisa

- Análise de novas tecnologias que viabilizem a repotencialização de linhas de transmissão com a minimização dos impactos ambientais;
- Pesquisar sistemas para o monitoramento de cabos condutores especiais de linhas de transmissão.

## 1.2 Objetivos específicos

- Implantação do monitoramento em um cabo especial de linha de transmissão;
- Acompanhar a instalação de um cabo com alma cerâmica na travessia do Rio Paraná;
- Instalação do sistema de monitoramento de cabo condutor de linha de transmissão, acompanhamento e o estudo dos resultados coletados;
- Acompanhamento do desempenho de um novo condutor instalado na travessia no Rio Paraná;
- Identificação das linhas de transmissão existentes na CTEEP, que encontram-se em áreas de severas restrições ambientais;
- Propor recomendações com base nos dados coletados, para os futuros projetos de linha de transmissão.

## 1.3 Organização da tese

O capítulo 2 descreve a implantação das primeiras unidades geradoras e transmissoras de energia elétrica no Brasil e no Estado de São Paulo e da sua evolução até os dias atuais.

O capítulo 3 descreve a legislação ambiental atual, no âmbito federal, estadual e municipal e as suas influências no âmbito da transmissão de energia.

O capítulo 4 analisa as soluções possíveis para o recondutoramento de uma linha de transmissão visando à redução dos impactos ambientais e a aprovação nos órgãos competentes.

O capítulo 5 apresenta as opções consideradas de menor impacto, no caso, o estudo de cabos com novas tecnologias.

O capítulo 6 descreve as características de projeto das linhas da Reserva Florestal e da Travessia do Rio Paraná, bem como a descrição sucinta do monitoramento em tempo real do novo cabo.

O capítulo 7 apresenta as conclusões e sugestões de trabalhos futuros.

# 2. SISTEMA ELÉTRICO DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

## 2.1 Evolução da geração de energia elétrica no Brasil

Em 1879 o Imperador Dom Pedro II inaugura a iluminação elétrica da antiga Estação da Corte (hoje D. Pedro II). Era composto de 06 lâmpadas arco voltaico, tipo Jablockholl em substituição a 46 bicos de gás. Mais tarde, em julho de 1881, mais 16 lâmpadas foram instaladas no Campo da Aclamação (hoje Praça da República). O sistema de iluminação era alimentado por um locomóvel com dois dínamos (REVISTA CONSTRUÇÃO PESADA, 1982).

A cidade de Campos, RJ foi a primeira cidade na América Latina a receber iluminação pública. A energia elétrica era proveniente de uma usina termoelétrica acionada com carvão inglês, possuindo três dínamos, com a potência de 52 kW, fornecendo energia para alimentar 39 lâmpadas de 2000 velas. A usina era operada por técnicos britânicos.

A tabela 1 mostra as primeiras cidades brasileiras a possuírem iluminação pública.

Tabela **1 – Primeiras cidades com serviço público de Iluminação Pública**

| Cidade | Estado | Ano |
|---|---|---|
| Campos | RJ | 1883 |
| Rio Claro | SP | 1884 |
| Porto Alegre | RS | 1887 |
| Juiz de Fora | MG | 1889 |
| Curitiba | PR | 1892 |
| São Paulo | SP | 1892 |
| Maceió | AL | 1895 |
| Belém | PA | 1896 |
| Estância | SE | 1900 |
| Cachoeira do Itapemirim | ES | 1903 |
| Cruzeiro do Sul | AC | 1904 |
| Rio de Janeiro (Distrito Federal) | DF | 1904 |

**Fonte: Revista Construção Pesada, abril 1982, p.79.**

Em Diamantina, no ano de 1883, construiu-se a primeira usina hidroelétrica no Brasil, a Usina de Ribeirão do Inferno, construída no Rio Ribeirão do Inferno, afluente do Rio Jequitinhonha.

Era do tipo de usina fio d'água, instalada em uma queda bruta de 5 metros e possuía dois dínamos Gramme com 4hp e 8hp, corrente contínua, 1500 A, 360 V que geravam energia capaz de movimentar as bombas d'água de jato para desmonte das formações das minas de diamantes. Os dínamos eram acionados por uma roda de madeira de 3,25m de diâmetro.

Esta usina deteve por uma época o recorde de possuir a maior linha de transmissão do mundo, cerca de 2km de extensão. Era superior a Niagara Falls que tinha 1,5km.

Quatro anos após a inauguração de Ribeirão do Inferno, entrou em operação a Usina Hidroelétrica de Ribeirão dos Macacos localizada no município de Honório Bicalho, MG, atualmente Nova Lima. A usina pertencia a Cia. de Mines d'Or du Paris.

Criou-se um desnível de 40 metros que resultou uma potência de 500cv. Foram instalados dois dínamos Gramme que eram acionados por uma roda de madeira de 20ft (± 6,1 m) de diâmetro.

A energia produzida era utilizada para os trabalhos na mineração, iluminação das galerias de exploração de ouro e iluminação das residências dos empregados.

A usina de Marmelos ou Marmelos Zero, no Rio Paraibuna foi a primeira usina na América Latina construída pelo poder público, para gerar energia e iluminar a cidade de Juiz de Fora, MG (SAVELLI, 1982).

A construção da usina iniciou-se em 1889. Seu projeto previa a construção de uma barragem de 51m de largura e 2,4m de comprimento que desviava água em um canal a sudoeste do rio, no curso de construção. No início estava previsto a instalação de dois geradores de 125 kW que operariam alternadores monofásicos na frequência de 60 Hz. A Westhinghouse forneceu os equipamentos.

A sua entrada em operação foi em fevereiro de 1889, os geradores tinham autonomia para atender o fornecimento de energia para 50 lâmpadas de arco de 1000 velas e 500 incandescentes de 16 velas.

Dos anos de 1883 a 1900 a potência instalada no Brasil passou de 52 kW para 12.085 kW, sendo 6.585 kW de origem térmica e 5.500 kW hidroelétrica, conforme Savelli (1982).

Iniciou um movimento para disciplinar o aproveitamento da força hidráulica no Brasil. Uma lei autorizou o Presidente da Republica a elaborar o Código de Águas que em 1907 foi enviado para o Congresso, sendo promulgado em 19/7/1934 e aprovado em 10/7/1937 conforme o Decreto nº 24.643 – Código de Águas.

Em 1910 os valores sobem para 159.860kW, (21.996kW de origem térmica e 137.684kW de origem hidroelétrica (LORENZO, 1993).

No Nordeste, a primeira Usina construída foi a de Angiquinho, inaugurada em janeiro de 1913. A usina foi idealizada por Delmiro Gouveia (1863-1917) que recebeu a concessão do governo de Alagoas para captar o potencial hidrelétrico da cachoeira de Paulo Afonso e produzir eletricidade.

A usina fornecia energia elétrica para a Fábrica de Linhas de Costura Estrela e para a Vila Operária da Pedra, na localidade de Pedras, situada a 23km da cachoeira de Paulo Afonso, conforme figura 1.

Com uma queda d'água de 62 metros, foram projetadas e instaladas três turbinas Bronberg (Bronberg & Co de Hamburgo, Alemanha) e três geradores sendo o primeiro de 175 kW, o segundo de 450 kW e o terceiro de 625 kW.

**Figura. 1 – Vista da Usina de Angiquinho**

**Fonte: Usina de Paula Afonso (1985)**

No inicio da década de 30, o crescimento industrial era promissor e o setor elétrico estava dominado por empresas estrangeiras, a aprovação do Código de Águas trouxe mudanças fundamentais na legislação do setor conforme (LORENZO, 2006).

O Código de Águas estabelece o fim da liberdade tarifária que permitia contratar suas tarifas de energia elétrica em equivalente ouro, ou em qualquer outra moeda e fixava o processo de tarifas a partir do serviço, pelo custo.

Houve também alterações na legislação sobre a concessão para a exploração dos serviços de energia elétrica e utilização dos recursos hídricos.

O Código de Águas foi considerado como um processo de natureza nacionalista.

## 2.2 Na atualidade

Em 01 de fevereiro de 2014, de acordo com o SIN (Sistema Interligado Nacional), o Brasil possuía o total de 126.567.082 kW de potência instalada, conforme a tabela 2.

**Tabela 2- Potência instalada por tipo de geração**

| FONTE | | Nº DE USINA | POTENCIA INSTALADA (kW) |
|---|---|---|---|
| HIDROELETRICA | CGH< 1000 MW | 434 | 266.495 |
| | PCH ≤ 29,99 MW | 462 | 4.597.416 |
| | UHE ≥ 30,00 MW | 195 | 81.085.594 |
| TERMELÉTRICA | | 1786 | 36.370.858 |
| NUCLEAR | | 2 | 1.990.000 |
| EÓLICA | | 109 | 2.251.773 |
| SOLAR | | 52 | 4.946 |
| **TOTAL** | | **3.040** | **126.567.082** |

**Fonte: BIG - ANEEL - 01/2/2014**

Conforme informação da ANEEL está previsto para os próximos anos uma adição de 35.948.322 kW na capacidade de geração do País, provenientes dos 148 empreendimentos em construção atualmente e mais 544. Outorgados conforme BIG (Banco de Informações de Geração) - ANEEL de 01/02/2014.

O Brasil possui mais de 107.000km de linhas de transmissão em diferentes níveis de tensão, no total, conforme o SIN são 1.718 LT's. A tabela 3 apresenta o número de LT's por nível de tensão.

As linhas de transmissão de 34,5 kV são as pertencentes a geração eólica.

**Tabela 3 - Número de LT's instaladas por nível de tensão**

| Tensão (kV) | Qtde de LT's | Tipo de corrente |
|---|---|---|
| 34,5 | 41 | CA |
| 69 | 11 | CA |
| 88 | 6 | CA |
| 138 | 112 | CA |
| 230 | 948 | CA |
| 345 | 150 | CA |
| 440 | 68 | CA |
| 500 | 309 | CA |
| 525 | 54 | CA |
| 600 | 8 | CC |
| 765 | 9 | CA |
| 800 | 2 | CC |
| **Total de LT's** | **1718** | |

**Fonte: BIG - ANEEL - 01/2/2014**

## 2.3 A evolução da geração e transmissão no Estado de São Paulo

Conforme Lorenzo (1997), até o ano de 1900, existia no Estado de São Paulo apenas dez pequenas centrais elétricas que estavam localizadas em Sorocaba, Americana, Pinhal, Rio Claro, Piracicaba, Campinas, Jaboticabal e São Carlos, somente 3 com potência acima de 1000 hp conforme mostra a figura 2.

**Figura 2 - Mapa das usinas existentes em 1900 no Estado de São Paulo**

**Fonte: Lorenzo (1997) p.171.**

Em 1899, o governo federal outorga a uma empresa canadense, a São Paulo Railway, Light and Power Company Ltda., a concessão de explorar os serviços de eletricidade (SOUZA, 1982).

Em 1900, na capital do estado de São Paulo, a Companhia Água e Luz do Estado de São Paulo fornecia energia elétrica do escurecer até meia noite.

A energia elétrica era produzida em uma usina a vapor, situada próximo a Praça República com dois geradores Ganz, de Budapeste, de 50 k VA e dois de 200 kVA, monofásico, 42 rpm, 2.000 V, acionados diretamente por motores a vapor, sem condensação.

A distribuição da energia elétrica era aérea, com postes e transformadores de 2000/100 V, montados em enormes caixas, suportados por postes ou seladas às paredes de prédios. A dificuldade de estabelecer uma rede aérea no centro de São Paulo, quando já existiam equipamentos da Cia. Água e Luz, fêz com que a Light, a

nova concessionária, adotasse o sistema de rede subterrânea de distribuição (SAES, 1986).

A primeira Usina construída pelo Grupo Light foi a Usina de Parnaíba, ficava a 33km da cidade de São Paulo, no Rio Tietê.

A usina possuía 12 turbinas do tipo Francis, duplas horizontais tendo 1,22m de diâmetro, as maiores, e de 0,6m, as menores, todas fabricadas pela Stillwell Bierce & Smith Valle Company, na cidade de Dayton, Ohio- EUA.

Os alternadores eram trifásicos, 36 polos, 1.000 kW, 2.300 V, 60 ciclos por segundo, ligados diretamente às turbinas, podendo desenvolver mais 40% de sua capacidade normal, sem que a temperatura excedesse 40°C.

A tensão gerada de 2.300 V era elevada para 24.000 V para a transmissão para a cidade de São Paulo, a uma distância de 33km. Os transformadores no total de 12 eram de 333 kW cada um, com ventilação forçada, ligados em delta.

A linha de transmissão de 33km entre a Usina e a cidade de São Paulo, foi feita em 24.000 V com dois circuitos trifásicos instalados em duas linhas de postes independentes e afastados 10m uma da outra, os postes eram de madeira (pinhais da Geórgia – EUA) espaçados, geralmente de 33m, com cruzetas de madeira de lei (SOUZA, 1982).

Os fios eram nus de cobre recozido, sólidos, de cerca de 8mm de diâmetro, n°0, da bitola Brown & Sharp, dispostos em triângulo.

Os isoladores montados sobre pinos de madeira eram de uma peça só de porcelana, com diâmetro máximo de 177mm experimentados com 50 kV.

A inauguração da usina foi em 23/09/1901.

A energia disponível era de 2.000 kW, suficiente para alimentar os bondes, a iluminação e os motores das fábricas.

Em 1903, foram construídas mais duas linhas com fios da mesma bitola. Mais tarde, devido à queda de tensão, a linha foi repotencializada em 40.000 V. Os postes de madeira foram substituídos por postes tubulares de aço e pequenas torres nos ângulos, espaçados de cerca de 65m. Os isoladores foram substituídos por outros do tipo campânulas múltiplas.

A primeira LT em 88 kV entrou em operação em novembro de 1914. O projeto previa a construção de torres de aço galvanizado com dois circuitos de cabos de cobre de seis condutores com alma de cânhamo. O trajeto era de Sorocaba a São Paulo (SOUZA, 1982).

Na tabela 4 se observa o alto crescimento de usinas de 1900 a 1920 no Estado de São Paulo. Segundo Lorenzo (1993), o desenvolvimento da eletrificação, a introdução e a disseminação uso da força eletromotriz se deve a expansão da atividade cafeeira

**Tabela 4 – Distribuição regional da geração de energia elétrica no Estado de São Paulo**

| | Até 1900 | | | 1901 - 1910 | | | | 1911 - 1920 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Estado de São Paulo** | **UT** | **UH.** | **T** | **UT** | **UH** | **T** | **TG** | **UT** | **UH** | **T** | **TG** |
| Usinas (Total) | 10 | 7 | 17 | 7 | 37 | 44 | 61 | 11 | 41 | 52 | 113 |
| Usinas (+1.000 hp) | | 3 | 3 | 3 | 18 | 21 | 24 | 2 | 18 | 20 | 44 |
| Capital | | | | 1 | 1 | 2 | 2 | 1 | 1 | 2 | 4 |
| Vale do Paraíba | | | | | 2 | 2 | 2 | | 2 | 2 | 4 |
| Central | | 1 | 1 | 2 | 5 | 7 | 8 | 1 | 3 | 4 | 12 |
| Mogiana | | 1 | 1 | | 3 | 3 | 4 | | 3 | 3 | 7 |
| Paulista | | 1 | 1 | | 2 | 2 | 3 | | 3 | 3 | 6 |
| Araraquarense | | | | | 2 | 2 | 2 | | 1 | 1 | 3 |
| Noroeste | | | | | | | | | 2 | 2 | 2 |
| Alta Sorocabana | | | | | 3 | 3 | 3 | | 2 | 2 | 5 |
| Santos e Litoral Sul | | | | | | | | | 1 | 1 | 1 |

**UT-** Usina Termoelétrica; **UH –** Usina Hidroelétrica; **T –** Total e **TG –** Total geral.

**Fonte: Lorenzo (1993), p. 128.**

Em 1927 o governo federal concedeu o direito de produzir e comercializar energia elétrica para o Grupo American & Foreign Power Co. (AMFORP). Este se estabeleceu nas seguintes cidades: Natal, Recife, Maceió, Salvador, Vitória, Niterói, Petrópolis, Belo Horizonte, Curitiba, Porto Alegre e interior de São Paulo (LORENZO, 1987).

A área de concessão do interior de São Paulo é a atual CPFL.

Em 1939, a Light que nesta época já atendia a região do Rio de Janeiro era responsável por 70% da energia consumida, isto é 652.000 kW e a AMFORP cerca de 157.000 kW.

É importante informar que, em 1937, praticamente já tinha sido efetuada a transição da energia a vapor + hidráulica para a energia elétrica nas indústrias de transformação paulista (LORENZO, 1985).

A tabela 5 apresenta a expansão da potência instalada no Estado de São Paulo de 1900 a 2014 e as concessionárias responsáveis pela produção.

**Tabela 5 - Potência nominal instalada (kW) por empresas no Estado de São Paulo**

| | CESP (kW) | GRUPO LIGHT (kW) | GRUPO CPFL (kW) | DEMAIS EMPRESAS (kW) | TOTAL (kW) |
|---|---|---|---|---|---|
| **1900** | | 1.000 | | 1.500 | 2.500 |
| **1910** | | 12.000 | | 7.000 | 19.000 |
| **1920** | | 57.500 | 1.200 | 12.000 | 70.700 |
| **1930** | | 178,724 | 25.000 | 25.000 | 228.724 |
| **1940** | | 366.739 | 44.870 | 45.088 | 456.697 |
| **1950** | | 545.303 | 91.550 | 65.560 | 702.413 |
| **1954** | | 729.265 | 140.576 | 94.274 | 964.115 |
| **1966** | 734.625 | 1.431.390 | 162.735 | 135.960 | 2.464.710 |
| **1970** | 1.701.625 | 1.431.390 | 1.655.515 | 974.845 | 5.763.375 |
| **1980** | 9.716.184 | 1.144.350 | | 450.450 | 11.310.984 |
| **2014** | | | | | 25.208.692 |

**Fonte: DAEE - Estado de São Paulo (1966/70); CESP - Anuário Estatístico de Energia Elétrica (1981); BIG/Aneel (2014).**

## 2.4 A Regulamentação no Brasil – Ampacidade

Atualmente no Brasil os procedimentos para a determinação da capacidade operativa das instalações de transmissão são regulamentados pela Resolução normativa nº 191 de 12/12/2005 oriundas da Nota Técnica nº 038/2005 que estabelece o método para o cálculo da capacidade operativa de longa duração.

No artigo 2º normatiza as seguintes definições e termos conforme a NBR – 5422 de1985:

- ✓ *Capacidade operativa de longa duração de linha de transmissão – trata-se do valor especificado em projeto para a corrente de uma LT em condições normais de operação;*
- ✓ *Capacidade operativa de curta duração de linha de transmissão – trata-se do valor da corrente que uma LT pode transportar em condições de emergência;*
- ✓ Capacidade Operativa sazonal de uma Linha de transmissão – *é o valor especificado para a corrente de uma LT nas condições de operação para as seguintes situações: verão dia; verão noite; inverno dia e inverno noite.*

No artigo 3º fica estabelecido que o método para o cálculo da capacidade operativa de longa duração de linhas aéreas de transmissão será baseado no método estabelecido no Conselho Internacional de Grandes Sistemas Elétricos (CIGRÉ) pelo grupo de trabalho CIGRÉ – WG22-12, implementado conforme modelo de calculo de capacidade de linhas de transmissão de 69 kV até 750 kV contido nas recomendações da Nota Técnica nº 038/2005-SRT/ANEEL, DE 14 de novembro de 2005.

O modelo escolhido utiliza a equação do equilíbrio térmico.

$$\boldsymbol{Q_j + Q_s = P_c + P_r} \qquad \textbf{(2.1)}$$

onde:

$Q_j$ = Ganho de calor por efeito Joule

$Q_s$ = Ganho de calor por aquecimento solar (W/m)

$P_c$ = Perda de calor por convecção

$P_r$ = Perda de calor por radiação.

$R_{TCac}$ = Resistência do Condutor (AC) para a temperatura de projeto (TC)

Conhecidos os valores de $Q_j$; $Q_s$; $P_c$; $P_r$ e $R_{TCac}$ é possível determinar a Ampacidade da LT, ou seja, a capacidade de carregamento em períodos de longa duração com os condutores submetidos às condições geo-ambientais especificas, os valores de Ta (temperatura ambiente), V (velocidade do vento e RS (radiação global) serão normatizados conforme a NBR-5422.

O valor da ampacidade será calculado através da equação abaixo:

$$I_{ac} = \sqrt{\frac{Q_C + Q_R - Q_S}{R_{TC\,ac}}} \qquad \textbf{(2.2)}$$

onde

$I_{ac}$ = Corrente de projeto CA (A)

No artigo 4°estabelece os valores admissíveis para a capacidade operativa de curta duração de LT que será o produto da multiplicação da capacidade operativa de longa duração por um fator multiplicador cujo valor corresponde à temperatura especificada no projeto da linha de transmissão, conforme tabela 6, este fator independente do cabo condutor utilizado ou do seu tipo (AAC, ACSR ou ACAR.)

**Tabela 6 - Fator multiplicador X Temperatura de projeto**

| | **Temperatura de Projeto (Graus Celsius)** | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **50** | **55** | **60** | **64** | **65** | **70** | **75** | **80** | **90** |
| **Fator** | 1,42 | 1,33 | 1,26 | 1,24 | 1,23 | 1,19 | 1,17 | 1,15 | 1,12 |

**Fonte: Resolução normativa nº 191 de 12/12/2005**

Há outros métodos para o cálculo da ampacidade, um deles é a do IEEE Std 738 - 2006 - Standard for Calculating the Current - Temperature of Bare Overhead

Conductors segundo (Schmidt, 1999) a variação entre os valores finais dos dois métodos (CIGRÉ X IEEE) de uma maneira geral pode ser desprezível (< 1%).

No método do CIGRÉ há a eliminação de três termos da equação de equilíbrio térmico (corona, magnético e evaporação) que de uma maneira geral tem pequena influência no valor final do calculo da ampacidade da linha de transmissão.

Resumindo o método adotado pelo CIGRÉ utiliza equações e o IEEE tabelas.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), no submódulo 2.4 – Requisitos Mínimos para Linhas de Transmissão de 24/12/2002 no item 6.1.3 determina que no projeto utilize:

- ✓ Temperatura máxima média da região;
- ✓ Radiação solar máxima da região;
- ✓ Brisa não superior a 1 m/s.

Conforme Rothstein (2009) a implementação dos novos conceitos segundo a RN - 191/2005 da Aneel, na Eletrosul ocasionou o acréscimo de 7,5% no valor da capacidade de longa duração das LT's de 230 kV e 8,5% nas LT's de 525 kV.

Uma das dificuldades encontradas para a implementação foi a determinação dos dados ambientais, tais como: temperatura ambiente, velocidade de vento, irradiação solar, coeficiente de emissividade e absorção devido serem coletados através de estações de aeroportos, órgãos de agricultura e ambientais, devido a falta de estações ambientais próximas a LT, e que não retratam as condições reais em que as linhas de transmissão estão submetidas em tempo real.

Com os valores obtidos na Eletrosul, conforme Rothstein (2009), a metodologia da RN tende ao risco de operar uma LT com temperatura de operação superior a temperatura do projeto. Está discordância acarretará no abaixamento do cabo condutor (flecha), possibilitando desta forma a violação as distâncias mínimas de segurança permitida, conforme a NBR -5422 de 1985.

## 3. ASPECTO AMBIENTAL

Atualmente o tema Meio Ambiente é muito discutido. Porém, não é tão moderno, visto que, a nossa primeira área florestal a ser reflorestada foi a Floresta da Tijuca, no Rio de Janeiro, durante o reinado de D. Pedro II.

A nossa Constituição, no artigo 225, prevê que todos os cidadãos têm direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado e incumbe a todos a tarefa da preservação (ou conservação) para as futuras gerações.

Há contradições no uso dos termos *Conservação* e *Preservação* embora de significado diferentes, algumas vezes são consideradas sinônimas (COSTA, 2008)

Segundo Costa (2008) pode-se dizer que, para as ciências ambientais, a "conservação" está relacionada ao uso de forma sustentável, sendo permitido o manejo das áreas, ou seja, consome-se o recurso, mas em equilíbrio com a capacidade de manutenção e reposição natural; e a "preservação" é a não utilização das áreas, ou seja, manter intacto o meio ambiente.

Portanto não podemos preservar o que já sofreu ações diretas ou indiretas do homem e sim conservá-las.

A conservação do meio ambiente irá depender de ações interativas do homem com o meio ambiente. Essas ações deverão ser estudadas de modo que o seu impacto com a natureza seja mínimo ou nulo, de acordo com Carvalho (2005) os principais impactos ocorridos quando da instalação de uma linha de transmissão são:

- ✓ Erosão do solo
- ✓ Interferência com recursos hídricos
- ✓ Efeitos de borda
- ✓ Danos temporários ao solo
- ✓ Retirada da cobertura vegetal
- ✓ Interferências em áreas legalmente protegidas
- ✓ Danos temporários a vegetação
- ✓ Interferência na fauna e na flora

- ✓ Interferência na rota de migração dos pássaros
- ✓ Efeitos biológicos na fauna e flora
- ✓ Interferências com populações indígenas ou outros grupos
- ✓ Limitação ao uso do solo devido à servidão
- ✓ Criação de expectativas nas populações afetadas
- ✓ Deslocamento das populações afetadas
- ✓ Indução à ocupação desordenada nas margens de LT's e estradas de acesso
- ✓ Interferências na atividade agropecuária
- ✓ Interferência em edificações, vias públicas e no tráfego
- ✓ Interferências em locais de interesse histórico e cultural
- ✓ Danos temporários às áreas cultivadas
- ✓ Danos às estradas vicinais e vias públicas
- ✓ Interferência no tráfego
- ✓ Degradação da paisagem,
- ✓ Efeitos biológicos
- ✓ Efeitos devidos à transferência de potencial
- ✓ Rádio e TV interferência, ruído audível.
- ✓ Interferência na linha
- ✓ Deposição de entulho e lixo
- ✓ Risco de acidentes
- ✓ Fragmentação de hábitats
- ✓ Contaminação do solo, águas superficiais e subterrâneas

Além dos impactos ocorridos durante a implantação da linha de transmissão, podem-se acrescentar os impactos que irão ocorrer durante a vida útil da instalação, conforme Silva (2002) são eles:

- ✓ Queimadas;
- ✓ Vandalismo;
- ✓ Sabotagem;
- ✓ Lançamento de lixo e entulho;
- ✓ Invasão da faixa;

- ✓ Descarga elétrica;
- ✓ Ventos fortes;
- ✓ Processos do meio físico (exemplo: erosão)

Dois pontos importantes deste trabalho são a LT- Embu Guaçu que se encontra na Serra do Mar, portanto Patrimônio Nacional conforme descrito o § 4º da Constituição Federal.

> "§ 4º - A Floresta Amazônica brasileira, *a* Mata Atlântica, a Serra do Mar, o Pantanal Mato-Grossense e a Zona Costeira são patrimônio nacional, e sua utilização far-se-á, na forma da lei, dentro de condições que assegurem a preservação do meio ambiente, inclusive quanto ao uso dos recursos naturais" (CONSTITUIÇÃO FEDERAL, 1988).

E a Resolução Conama nº 303 de 20/03/2002 que dispõe sobre o os parâmetros e limites das áreas de Preservação Permanente, neste caso inclui a travessia do Rio Paraná.

## 3.1 A legislação ambiental no Estado de São Paulo

No início do século XX, quando as primeiras linhas de transmissão foram construídas, não havia nenhum comprometimento com o Meio Ambiente.

Em São Paulo, à aquisição, pela concessionária de energia, da faixa de passagem era efetuada da seguinte maneira: o governo estadual baseado no Decreto 734 de 05/01/1900 ou Decreto das Terras Devolutas (*Terras devolutas - são terrenos públicos, ou seja, propriedades públicas que nunca pertenceram a um particular, mesmo estando ocupadas)* cedia a concessionária através do pagamento de uma quantia, a faixa de terras correspondente a faixa de passagem das linhas de transmissão.

Este procedimento perdurou até os anos 80, quando se iniciaram os movimentos para aprovação das licenças ambientais.

Atualmente o licenciamento, no município de São Paulo deve estar de acordo com a Portaria nº 80 de 2005 da Secretaria do Verde e do Meio Ambiente do Município de São Paulo.

A Portaria nº 80 de 2005 do Estado de São Paulo está em concordância com os dispostos das resoluções federais: Conama nº 001, de 23/01/1986 e 237/97 e na Resolução 61/CADES/20001.

De uma maneira condensada, o processo para aprovação de um projeto de linha de transmissão poderá ser enquadrado em uma das três resoluções:

(1) - RESOLUÇÃO CONAMA Nº 0001, de 23/01/1986;

(2) - RESOLUÇÃO SMA – 54, de 30/11/2004;

(3) - RESOLUÇÃO SMA – 05 de 07/02/2007.

***(1)-*** *RESOLUÇÃO CONAMA Nº 0001, de 23/01/1986* é atribuída para projetos de linhas de transmissão com tensão superior a 230 kV.

O artigo 2º desta Resolução prevê a elaboração de estudo de impacto ambiental (EIA) e respectivo relatório de impacto ambiental (RIMA) a serem submetidos à aprovação do órgão estadual competente e ao IBAMA

De acordo com a Portaria nº 421 de 26/10/2011- anexo II, as informações que devem conter no Estudo de Impacto Ambiental e respectivo relatório de Impacto Ambiental, são:

- Informações Gerais - consiste na identificação do empreendedor, da empresa responsável pelos estudos e os dados da equipe técnica e a identificação do empreendimento;
- Caracterização do empreendimento - descrição sucinta do projeto (dados técnicos e localização georeferenciada e infraestrutura associada), da implantação e da operação e manutenção.

- Estudos de alternativas locacionais, tecnológicas e construtivas;
- Planos, programas e projetos - consistem na avaliação da compatibilidade do empreendimento com os planos, programas e projetos governamentais e privados.
- Diagnostico Ambiental - deverá abranger o meio físico (Clima e condições meteorológica), Geologia, geomorfologia e geotécnica, Recursos hídricos, Cavidades, Sismicidade, Recursos minerais, Meio Biótico, Meio Socioeconômico (caracterização populacional), uso e ocupação do solo, estrutura produtiva e de serviços, caracterização das condições de saúde e doenças endêmicas, caracterização dos territórios de comunidades tradicionais Quilombolas e Terras Indígenas, Patrimônio Histórico, Cultural e Arqueológico e finalmente a Análise Integrada;
- Identificação e Avaliação de Impactos Ambientais - para análise os impactos dever ser classificados de acordo com os seguintes critérios: natureza, importância, magnitude, duração, reversibilidade, abrangência e probabilidade;
- Prognóstico ambiental;
- Medidas mitigadoras e compensatórias e programas ambientais - prevê a elaboração de Programas tais como: Gestão Ambiental, Comunicação Social, Educação Ambiental, Recuperação de áreas degradadas, Prevenção, Monitoramento, e Controle de Processos Erosivo e Ambiental para a Construção;
- Compensação ambiental;
- Referências Bibliográficas; e
- Orientações Grais.

O processo para aprovação através da EIA/RIMA é demorado, o mínimo para obtenção desta aprovação é de cerca de um ano.

**(2)** *RESOLUÇÃO SMA - 54 DE 30/11/2004* - dispõe sobre procedimentos para o licenciamento ambiental no âmbito da Secretaria do Meio Ambiente, no seu Artigo 2º - Paragrafo IV propõe a criação do RAP - Relatório Ambiental Preliminar em alguns casos poderá substituir o EIA/RIMA.

*(3) RESOLUÇÃO SMA - 05 DE 07/02/2007* - dispõe de procedimentos simplificados para o licenciamento de linhas de transmissão com a extensão inferior a 20 km, conforme seu Artigo 4º: "O licenciamento ambiental de implantação, repotencialização das linhas de transmissão com extensão até 20 km, em áreas de baixa criticidade ambiental".

São consideradas áreas de baixa criticidade ambiental, as áreas urbanas, pastagens, culturas, cana de açúcar, etc., que não exigem supressões de vegetação em estagio médio ou avançado e de baixa fragilidade geomorfológica, que não exijam desapropriações e/ou relocações, e que não estejam localizadas em áreas ambientalmente protegidas.

## 3.2 Impacto da legislação ambiental nas modificações das linhas de transmissão existentes no Estado de São Paulo

A Lei nº 9985 de 18/07/2000 regulamenta o artigo 225,§1º, incisos I, II,III e VII da Constituição Federal que institui o Sistema Nacional de Unidades de Conservação (UC) da Natureza, conforme definição:

> "Unidades de Conservação são espaços territoriais e marinhos detentores de atributos naturais e culturais de especial relevância para a manutenção do equilíbrio ecológico. São áreas protegidas, pois têm um papel fundamental na proteção e preservação do meio ambiente" (SECRETARIA DO MEIO AMBIENTE DO ESTADO DE SÃO PAULO).

As unidades de conservação (UC) estão divididas em dois grupos: as de proteção integral e as de uso sustentável (CADES, 2003).

Conforme a Secretaria do Meio Ambiente as UC's de proteção integral visam a preservação da natureza em áreas com pouca ou nenhuma atividade humana e admitem apenas o uso indireto dos seus recursos naturais. São consideradas UC's de proteção integral: as estações ecológicas, reservas biológicas, parques nacionais, monumentos naturais e os refúgios de vida silvestre.

As de uso sustentável têm como objetivo a harmonia entre a conservação da natureza e utilização de seus recursos em benefício da comunidade local, tais como: áreas de proteção ambiental, áreas de relevante interesse ecológico, florestas nacionais, reservas extrativistas, reservas de fauna, reservas de desenvolvimento sustentável e, reservas particulares do patrimônio natural (ELETROBRAS/COMASE, 2005).

A fim de avaliar e visualizar as dificuldades para obter a liberação dos órgãos ambientais para as futuras modernizações do seu sistema de transmissão, a CTEEP realizou um levantamento das suas linhas de transmissão que atravessam Unidades de Conservação.

O objetivo desse estudo era de avaliar e visualizar as dificuldades existentes para obter a liberação dos órgãos ambientais para as futuras recapacitações do seu sistema de transmissão.

O levantamento realizado consiste nos dados da UC, da linha de transmissão e do trecho dentro da área de conservação.

A CTEEP possui linhas de transmissão que estão dentro da área pertencente a unidades de conservação (UC) tais como, Estação Ecológica, Estação Experimental, Floresta Estadual, Horto Florestal e Parque Estadual.

De acordo com o Instituto Florestal o Estado de São Paulo possui:

- ✓ 10 Estações Ecológicas;
- ✓ 18 Estações Experimentais;
- ✓ 14 Florestas Estaduais;
- ✓ 02 Hortos Florestais;
- ✓ 01 Parque Estadual e
- ✓ 02 Viveiros Florestais.

Desse total as LT's da CTEEP atravessam as seguintes UC's:

1. Estação Ecológica e Experimental de Assis;
2. Estação Ecológica e Experimental de Itirapina;
3. Estação Experimental de Casa Branca;
4. Estação Experimental de São Simão;
5. Floresta Estadual de Manduri;
6. Floresta Estadual de Pederneiras;
7. Horto Florestal de Palmital;
8. Parque Estadual Carlos Botelho;
9. Parque Estadual da Cantareira
10. Parque Estadual da Serra do Mar – Núcleo Caraguatatuba
11. Parque Estadual da Serra do Mar – Núcleo Curucutu
12. Parque Estadual da Serra do Mar – Núcleo Itutinga -Pilões
13. Parque Estadual da Serra do Mar – Núcleo Picinguaba
14. Parque Estadual da Serra do Mar – Núcleo São Sebastião
15. Parque Estadual Juquery.

Do levantamento podem-se fazer as seguintes considerações:

1) *Estação Ecológica e Experimental de Assis* – a LT – PRP-ASS (Presidente Prudente/Assis) - de 88kV possui uma extensão de 2,92km dos seus 131,7km total dentro da estação ecológica, o trecho compreende as torres 439 a 447 e 450,451, e 452, ou seja cerca de 12 torres estão em áreas de preservação permanente. Está LT entrou em operação em 01/01/1958, portanto possui 56 anos e já ultrapassou os 40 anos vida útil.

2) *Estação Ecológica e Experimental de Itirapina* - a LT – SAC-RIC (São Carlos/Rio Claro) - de 138 kV possui uma extensão de 1,00km dos seus 70,0km total dentro da estação ecológica, o trecho compreende as torres 51,52, e 53 ou seja, cerca de 3 torres estão em áreas de preservação permanente. Está LT entrou em operação em 01/01/1974, portanto possui 40 anos.

3) *Estação Experimental de Casa Branca* - a LT – POF-LMO (Porto Ferreira/Mococa) - de 138 kV possui uma extensão de 1,50km dos seus

64,5km total dentro da estação experimental, o trecho compreende as torres 150 a 157 ou seja, cerca de 8 torres estão em áreas de preservação permanente. Está LT entrou em operação em 01/01/1959, portanto possui 55 anos e já ultrapassou os 40 anos de vida útil.

4) *Estação Experimental de São Simão* - possui duas LT's que cruzam a estação:
    - *LT – RPR-SOB (Ribeirão Preto/Santa Barbara)* - de 440 kV possui uma extensão de 0,6km dos seus 133,59km total dentro da estação experimental, o trecho compreende as torres 51, 52, 53 e 54, ou seja, cerca de 4 torres estão em áreas de preservação permanente. Está LT entrou em operação em 31/11/1980, portanto possui 33 anos.
    - *LT – RPR-POF (Ribeirão Preto/Porto Ferreira)* - de 138 kV possui uma extensão de 0,70km dos seus 81,6km total dentro da estação experimental, o trecho compreende as torres 54,55, e 56, ,ou seja, cerca de 3 torres estão em áreas de preservação permanente. Está LT entrou em operação em 25/06/1981, portanto possui 33 anos.

5) *Floresta Estadual de Manduri* - a LT – CHV/BOT (Chavantes/Botucatu) - de 88 kV possui uma extensão de 1,74km dos seus 147,71km total dentro da floresta estadual, o trecho compreende as torres 231 a 238 ou seja, cerca de 8 torres estão em áreas de preservação permanente. Está LT entrou em operação em 01/01/1958, portanto possui 56 anos, já ultrapassou os 40 anos de vida útil.

6) *Floresta Estadual de Pederneiras* - a LT – BAU/CAV (Bauru/ Cabreúva) - de 440 kV possui uma extensão de 2,9km dos seus 235,29km total dentro da floresta estadual, o trecho compreende as torres 59 a 69 ou seja, cerca de 11 torres estão em áreas de preservação permanente. Está LT entrou em operação em 18/01/1970, portanto possui 44 anos, já ultrapassou os 40 anos de vida útil.

7) *Horto Florestal de Palmital* - a LT – ASS/CHV (Assis/ Chavantes) - de 230 kV possui uma extensão de 0,59km dos seus 85,85km total dentro do horto

florestal, o trecho compreende as torres 39,40 e 41 ou seja, cerca de 3 torres estão em áreas de preservação permanente. Esta LT entrou em operação em 14/12/1973, portanto possui 40 anos.

8) *Parque Estadual Carlos Botelho* - a LT – CBO/REG (Capão Bonito/Registro) - de 138 kV possui uma extensão de 17,90km dos seus 44,7km total dentro do parque estadual, o trecho compreende as torres 113 a134 e 135 a 158 ou seja, cerca de 46 torres estão em áreas de preservação permanente. Está LT entrou em operação em 20/03/1972, portanto possui 42 anos, já ultrapassou os 40 anos de vida útil.

9) *Parque Estadual da Cantareira* - a LT – ANH/GA (Anhanguera/Guarulhos) - de 230 kV possui uma extensão de 6,00km dos seus 21,832km total dentro do parque estadual, o trecho compreende as torres 10 a 18 ou seja, cerca de 9 torres estão em áreas de preservação permanente. Esta LT entrou em operação em 30/05/2007, portanto possui 07 anos.

10) *Parque Estadual da Serra do Mar – Núcleo Caraguatatuba* - possui duas LT's que atravessam o parque estadual:

- ✓ LT – CAU/UBA (Caraguatatuba/Ubatuba) - de 138 kV possui uma extensão de 4,0km dos seus 42,5km total dentro do parque estadual, o trecho compreende as torres 16, 17, 18, 24, 25, 30, 31, 39,40 ou seja, cerca de 9 torres estão em áreas de preservação permanente. Esta LT entrou em operação em 16/01/1980, portanto possui 34 anos.
- ✓ LT – PAR/CAU (Caraguatatuba/Paraibuna) de 88 kV possui uma extensão de 10,54km dos seus 31,52km total dentro do parque estadual, o trecho compreende as torres 01 a 15 ou seja, cerca de 15 torres estão em áreas de preservação permanente. Esta LT entrou em operação em 05/04/1978, portanto possui 36 anos.

11) *Parque Estadual da Serra do Mar – Núcleo Curucutu:* possui três LT's que atravessam o parque estadual:

- ✓ LT – EMG-SAA (Embu-Guaçu/ Mogi das Cruzes) - de 440 kV possui uma extensão de 11,70km dos seus 74,653km total dentro do parque

estadual, o trecho compreende as torres 60 a 93 ou seja, cerca de 34 torres estão em áreas de preservação permanente. Esta LT entrou em operação em 14/06/1975, portanto possui 39 anos.

- ✓ LT – EMG-PER (Embu-Guaçu/ Peruíbe) - de 138 kV possui uma extensão de 11,22 km dos seus 20,9 km total dentro do parque estadual, o trecho compreende as torres 43 a 69 ou seja, cerca de 27 torres estão em áreas de preservação permanente. Esta LT entrou em operação em 18/04/1978, portanto possui 36 anos.
- ✓ LT – EMG- PER (Embu-Guaçu/ Peruíbe) - de 138 kV possui uma extensão de 5,96km dos seus 20,9km total dentro do parque estadual, o trecho compreende as torres 49 a 63 e a variante 1 a 13 ou seja, cerca de 28 torres estão em áreas de preservação permanente. Esta LT entrou em operação em 18/04/1978, portanto possui 36 anos.

12) *Parque Estadual da Serra do Mar – Núcleo Itutinga–Pilões* - possui doze LT´s que atravessam o parque estadual:

- ✓ LT – BSA/SUL (Cubatão/Santo André) - de 345 kV possui uma extensão de 3,52km dos seus 21,275km total dentro do parque estadual, o trecho compreende as torres 74 a 99 ou seja cerca de 26 torres estão em áreas de preservação permanente. Esta LT entrou em operação em 28/09/1975, portanto possui 38 anos.
- ✓ LT – BSA/TP1-2 (Cubatão/Mogi das Cruzes) - de 345 kV possui uma extensão de 6,10km dos seus 21,275km total dentro do parque estadual, o trecho compreende as torres 23 a 39 e 22 a 37 ou seja cerca de 32 torres estão em áreas de preservação permanente. Esta LT entrou em operação em 11/12/1995, portanto possui 18 anos.
- ✓ LT – BSA/TP3 (Cubatão/Mogi das Cruzes) - de 345 kV possui uma extensão de 5,2km dos seus 26,1km total dentro do parque estadual, ou seja cerca de 09 torres estão em áreas de preservação permanente. Esta LT entrou em operação em 28/07/2004, portanto possui 06 anos.

- ✓ LT – EMG/BSA (Embu-Guaçu/Cubatão) de 345 kV possui uma extensão de 11,6km dos seus 46,396km total dentro do parque estadual, o trecho compreende as torres 62 a 69 e 74 a 99, ou seja cerca de 32 torres estão em áreas de preservação permanente. Esta LT entrou em operação em 28/09/1975, portanto possui 40 anos.
- ✓ LT – EMG/SUL (Embu-Guaçu/Cubatão/Santo André) - de 345 kV possui uma extensão de 11,6km dos seus 55,035km total dentro do parque estadual, o trecho compreende as torres 3 a 9 e 74 a 99 ou seja cerca de 32 torres estão em áreas de preservação permanente. Esta LT entrou em operação em 28/09/1980, portanto possui 33 anos.
- ✓ LT – HB/PIR (Henry Borden/Pirituba) - de 230 kV possui uma extensão de 8,80km dos seus 33,067km total dentro do parque estadual, o trecho compreende as torres 1 a 26, ou seja cerca de 26 torres estão em áreas de preservação permanente. Esta LT entrou em operação em 09/03/1980, portanto possui 34 anos.
- ✓ LT – HB/BSA (Henry Borden/Baixada Santista) - de 230 kV possui uma extensão de 0,34km dos seus 6,3km total dentro do parque estadual. Esta LT entrou em operação em 11/09/1985, portanto possui 29 anos.
- ✓ A LT – BER/VIC (Bertioga/Vicente de Carvalho) - de 138 kV possui uma extensão de 1,00km dos seus 32,2km total dentro do parque estadual, o trecho compreende as torres 39 e 40, ou seja cerca de 2 torres estão em áreas de preservação permanente. Esta LT entrou em operação em 18/02/1982, portanto possui 32 anos.
- ✓ LT – BER/VIC (Bertioga/Vicente de Carvalho) - de 138 kV possui uma extensão de 2,4km dos seus 42,8km total dentro do parque estadual, o trecho compreende as torres 41,42 e 43, ou seja cerca de 3 torres estão em áreas de preservação permanente. Esta LT entrou em operação em 06/02/1984, portanto possui 30 anos.
- ✓ LT – BSA/VIC (Baixada Santista/Vicente de Carvalho) - de 138 kV possui uma extensão de 1,89km dos seus 22,4km total dentro do parque estadual, o trecho compreende as torres 46 e 47, ou seja cerca

de 2 torres estão em áreas de preservação permanente. Esta LT entrou em operação em 29/06/1984, portanto possui 30 anos.

- ✓ LT – SAA/BER (Mogi das Cruzes/Bertioga) - de 138 kV possui uma extensão de 4,31km dos seus 35,6km total dentro do parque estadual, o trecho compreende as torres de 60 a 70, ou seja cerca de 10 torres estão em áreas de preservação permanente. Esta LT entrou em operação em 22/02/1978, portanto possui 36 anos.
- ✓ LT – SAA/BER (Mogi das Cruzes/Bertioga) - de 138 kV possui uma extensão de 5,43km dos seus 35,6km total dentro do parque estadual, o trecho compreende as torres de 3 a 16, ou seja cerca de 13 torres estão em áreas de preservação permanente. Esta LT entrou em operação em 22/02/1978, portanto possui 36 anos.

13) *Parque Estadual da Serra do Mar – Núcleo Picinguaba:* a LT – CAU – UBA (Caraguatatuba/Ubatuba) - de 138 kV possui uma extensão de 2,45km dos seus 42,5km total dentro do parque estadual, o trecho compreende as torres 67,68,83,84 e 85, ou seja cerca de 05 torres estão em áreas de preservação permanente. Esta LT entrou em operação em 16/01/1980, portanto possui 34 anos.

14) *Parque Estadual da Serra do Mar – Núcleo São Sebastião:* possui quatro LT's que atravessam o parque estadual:

- ✓ A LT – BER/SSE (Bertioga/São Sebastião) - de 138 kV possui uma extensão de 16,22km dos seus 71,90km total dentro do parque estadual, o trecho compreende as torres 79 a 85, 88,89, 101 a 103,106 a 111, 121 a 125, 127,128, 134 a 142 e 146 a 151 ou seja cerca de 39 torres estão em áreas de preservação permanente. Esta LT entrou em operação em 18/02/1982, portanto possui 32 anos.
- ✓ A LT – RIP/SSE (Alto da Serra/São Sebastião) - de 138 kV possui uma extensão de 13,4 km dos seus 28,4 km total dentro do parque estadual, o trecho compreende as torres 24 a 31 e 25 a 53, ou seja cerca de 36 torres estão em áreas de preservação permanente. Esta LT entrou em operação em 28/08/1980, portanto possui 33 anos.

- ✓ A LT – SAA/RIP (Mogi das Cruzes/São Sebastião) - de 138 kV possui uma extensão de 25,73 km dos seus 64,0 km total dentro do parque estadual, o trecho compreende as torres 77 a 127 ou seja cerca de 50 torres estão em áreas de preservação permanente. Esta LT entrou em operação em 08/01/1980, portanto possui 34 anos.
- ✓ A LT – SSE/CAU (São Sebastião/Caraguatatuba) - de 138 kV possui uma extensão de 2,88 km dos seus 21,7km total dentro do parque estadual, o trecho compreende as torres 17 a 23, ou seja cerca de 06 torres estão em áreas de preservação permanente. Esta LT entrou em operação em 24/09/1978, portanto possui 35 anos.

15) *Parque Estadual Juquery* - a LT – CAV/MAI (Cabreúva/Mairiporã) - de 138 kV possui uma extensão de 5,10km dos seus 58,7km total dentro do parque estadual, o trecho compreende as torres 105 a 118 ou seja cerca de 14 torres estão em áreas de preservação permanente. Esta LT entrou em operação em 03/05/1971, portanto possui 43 anos, já ultrapassou os 40 anos de vida útil.

## 3.3 Sumário

Após o levantamento constatou-se que os trechos de linhas de transmissão que atravessam as UC's na sua maioria são pequenos trechos em comparação com a extensão da LT, conforme tabela 7:

**Tabela 7 – Linhas de transmissão que atravessam UC**

| LT | Tensão kV | Extensão da LT (km) | Unidades de Conservação - UC | | Extensão da UC (km) | % |
|---|---|---|---|---|---|---|
| EMG/SAA | 440 | 74,60 | Parque Estadual da Serra do Mar | Núcleo Curucutu | 11,70 | 15,68% |
| RPR/SOB | 440 | 133,59 | Estação Experimental de São Simão | | 0,60 | 0,45% |
| BAU/CAV | 440 | 235,29 | Estação Experimental de Pederneiras | | 2,90 | 1,23% |
| BSA/SUL | 345 | 21,27 | Parque Estadual da Serra do Mar | Núcleo Itutinga - Pilões | 3,52 | 16,55% |
| BSA/TP C1-2 | 345 | 26,50 | Parque Estadual da Serra do Mar | Núcleo Itutinga - Pilões | 6,10 | 23,02% |
| BSA/TP C3 | 345 | 26,50 | Parque Estadual da Serra do Mar | Núcleo Itutinga - Pilões | 7,66 | 28,91% |
| EMG/BSA | 345 | 46,39 | Parque Estadual da Serra do Mar | Núcleo Itutinga - Pilões | 11,60 | 25,01% |
| ANH/GA | 345 | 21,50 | Parque Estadual da Cantareira | | 6,00 | 27,91% |
| EMG/SUL | 345 | 55,03 | Parque Estadual da Serra do Mar | Núcleo Itutinga - Pilões | 11,60 | 21,08% |
| HB/PIR | 230 | 33,00 | Parque Estadual da Serra do Mar | Núcleo Itutinga - Pilões | 8,80 | 26,67% |
| HB/BSA | 230 | 6,30 | Parque Estadual da Serra do Mar | Núcleo Itutinga - Pilões | 0,34 | 5,40% |
| ASS/CHV | 230 | 85,85 | Horto Florestal de Palmital | | 0,59 | 0,69% |
| POF/LMO | 138 | 64,50 | Estação Experimental de Casa Branca | | 1,50 | 2,33% |
| SAC/RIC | 138 | 70,00 | Estação Exp. e Ecológica de Itirapina | | 1,00 | 1,43% |
| RPR/POF | 138 | 81,60 | Estação Experimental de São Simão | | 0,70 | 0,86% |
| CBO/REG | 138 | 44,70 | Parque Estadual Carlos Botelho | | 17,90 | 40,04% |
| CAV/MAI | 138 | 58,70 | Parque Estadual de Juquery | | 5,10 | 8,69% |
| CAU/UBA | 138 | 42,50 | Parque Estadual da Serra do Mar | Núcleo Picinguaba | 2,45 | 5,76% |
| EMG/PER | 138 | 20,90 | Parque Estadual da Serra do Mar | Núcleo Curucutu | 11,22 | 53,68% |
| EMG/PER | 138 | 20,90 | Parque Estadual da Serra do Mar | Núcleo Curucutu | 5,96 | 28,52% |
| BER/SSE | 138 | 71,90 | Parque Estadual da Serra do Mar | Núcleo São Sebastião | 16,22 | 22,56% |
| RIP/SSE | 138 | 28,40 | Parque Estadual da Serra do Mar | Núcleo São Sebastião | 13,40 | 47,18% |
| SAA/RIP | 138 | 64,00 | Parque Estadual da Serra do Mar | Núcleo São Sebastião | 25,73 | 40,20% |
| SSE/CAU | 138 | 21,70 | Parque Estadual da Serra do Mar | Núcleo São Sebastião | 2,88 | 13,27% |
| CAU/UBA | 138 | 42,50 | Parque Estadual da Serra do Mar | Núcleo Caraguatatuba | 4,00 | 9,41% |
| BER/VIC | 138 | 32,20 | Parque Estadual da Serra do Mar | Núcleo Itutinga - Pilões | 1,00 | 3,11% |
| BER/VIC | 138 | 42,80 | Parque Estadual da Serra do Mar | Núcleo Itutinga - Pilões | 2,40 | 5,61% |
| BSA/VIC | 138 | 22,40 | Parque Estadual da Serra do Mar | Núcleo Itutinga - Pilões | 1,89 | 8,44% |
| SAA/BER | 138 | 35,60 | Parque Estadual da Serra do Mar | Núcleo Itutinga - Pilões | 4,31 | 12,11% |
| SAA/BER | 138 | 35,60 | Parque Estadual da Serra do Mar | Núcleo Itutinga - Pilões | 5,43 | 15,25% |
| PAR/CAU | 88 | 31,52 | Parque Estadual da Serra do Mar | Núcleo Caraguatatuba | 10,54 | 33,44% |
| PRP/ASS | 88 | 131,70 | Estação Exp. e Ecológica de Assis | | 2,92 | 2,22% |
| CHV/BOT | 88 | 147,71 | Floresta Estadual de Manduri | | 1,74 | 1,18% |

Observa-se o total de 33 LT's em áreas de preservação permanente, sendo a sua maioria (12) localizadas no Parque Nacional da Serra do Mar – Núcleo Itutinga – Pilões.

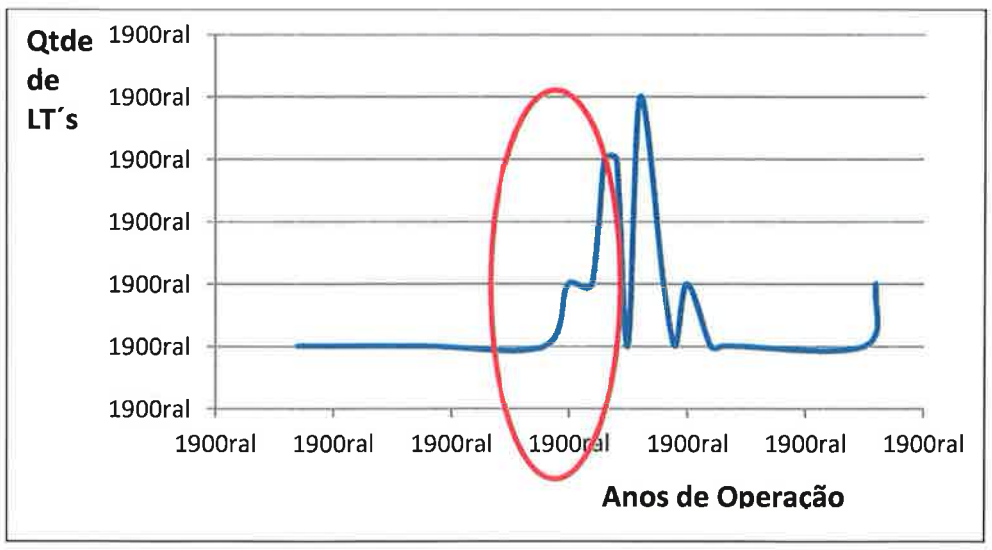
As LT's Tijuco Preto/BSA C1/C2 e C3 e LT - Anhanguera/Guarulhos foram recapacitadas recentemente.

As LT's Embú-Guaçu/Peruíbe serão recapacitadas com a elevação do nível da tensão de138kV para 230 kV.

Observa-se que cerca de 20 LT's apresentam trecho inferior a 20% e que o pior caso, que é de 53,68% (EMG/PER) está sendo resolvido com a elevação do nível da LT.

A Nota Técnica - 368/2010 da ANEEL prevê uma vida útil de 40 anos para as linhas de transmissão. Das LT's existentes, 06 encontram-se com mais de 40 anos, porém a sua maioria estão na faixa de 30 a 40 anos de operação conforme Figura 3.

**Figura 3 – Gráfico da qtde de LT´s X Anos de operação**




**Fonte: CTEEP, 2014**

# 4. SOLUÇÕES ANALISADAS

Visando minimizar os impactos ambientais em repotencialização de linhas de transmissão, foram analisadas soluções que tem como objetivo a maior redução dos efeitos na flora e na fauna, quando do recondutoramento das linhas de transmissão, para atender as necessidades atuais e pertinentes ao sistema elétrico (MASUDA, 2009).

São descritas abaixo, as alternativas que podem ser em utilizadas de um modo geral na LT – Embu-Guaçu-Peruíbe.

- ✓ Duplicação da linha de transmissão
- ✓ Duplicação de circuito
- ✓ Novos traçados da LT
- ✓ Elevação dos níveis de tensão
- ✓ Repotencialização.

Entretanto, cumpre observar que antes de iniciar a analises das alternativas faz-se necessário comentar que o lançamento do cabo condutor poderá ser feito por dois tipos de métodos:

- Método convencional (cabo tensionado);
- Método com roldanas auxiliares

## 4.1 Método - Convencional

O lançamento convencional de um cabo aéreo de linha de transmissão é feito sobtensão sendo necessários equipamentos tensionador (puller) e de frenagem de freio nos locais de lançamentos (ou praças de lançamento).

Nos locais destinados às praças de montagem há necessidade de uma via de acesso e também de limpeza da área do seu entorno. Ressalta-se que esses locais são os que apresentam maior impacto ambiental.

Estas praças ficam distantes da torre inicial e final do tramo em uma relação no mínimo três vezes, ou seja, D>3*X como mostra a figura 4. Há praças em ambos os lados inicial e final. No restante da linha não se tem nenhum impacto no meio ambiente, a menos da necessidade de fazer ou reabrir acessos às torres.

**Figura 4- Praça de lançamento**

**Fonte: Visita técnica (2009)**

## 4.2 Método com roldanas auxiliares

Este método é uma adaptação do lançamento de cabos para-raios no caso OPGW, em linha energizada, porém neste caso é necessário que a LT esteja desenergizada. Os equipamentos e materiais necessários para a instalação são:

- ✓ Um robô;
- ✓ Roldanas duplas auxiliares a serem distribuídas ao longo do vão;
- ✓ Jogos de cordas especiais de Kevler[1]
- ✓ Roldanas auxiliares.

[1] Kevler: Esta fibra de aramida foi desenvolvida pela Dupont, tem na estrutura química a chave de sua superior resistência longitudinal e baixa resistência transversal. Isto se deve principalmente às fortes ligações covalentes na direção da fibra e débeis ligações de hidrogênio na direção transversal. Em 1971, quando o Kevlar foi introduzido no mercado, havia dois tipos. Tipo 29 e 49, com o 49 apresentando uma cadeia molecular 50% maior, o que resulta em uma resistência à flexão mais baixa. Outros tipos de Kevlar foram desenvolvidos posteriormente, como o 129, 149 e 159. O Tipo 149 é a fibra mais resistente. O Kevlar praticamente não apresenta alongamento. Resiste à luz ultravioleta, quando revestida por uma capa de poliéster. Perde apenas 5% de sua resistência quando entrelaçada

Procedimentos para a instalação:

***Passo 1 - Preparação do processo***

a. Colocar o cabo a ser substituído em roldanas e travar as roldanas para evitar o deslizamento do cabo.
b. Na torre inicial (Praça de lançamento):

   $b_1$ Posicionar a bobina de cabo a ser lançado;
   $b_2$ Posicionar pelo menos de dois montadores na torre;
   $b_3$ Posicionar o robô no cabo a ser substituído;
   $b_4$ Instalar roldanas duplas ligadas com cordas de 20 a 20m. No plano de lançamento deverá constar a quantidade de roldanas duplas necessárias para todos os vão;
   $b_5$ Ligar ao robô a corda das roldanas duplas e também a corda Kevler;
   $b_6$ Acionar o robô. Este deverá arrastar o conjunto de roldanas duplas distribuindo-as ao longo do vão e também a corda Kevler.

c. Nas torres seguintes:

   $c_1$ Posicionar pelo menos dois montadores na torre;
   $c_2$ Aguardar a chegada do robô nesta posição para fazer a transposição do robô e da corda especial para o vão seguinte;
   $c_3$ Repetir essa operação até a torre da praça de lançamento.

d. Na ultima torre:

   $d_1$ Posicionar o puller ou guincho para puxar o cabo;
   $d_2$ Posicionar pelo menos dois montadores na torre;
   $d_3$ Os montadores deverão fazer com que a corda especial fique presa na estrutura através de uma catraca.

***Passo 2 – Inversão das roldanas duplas***

Esticar a corda especial através de uma catraca, esse tensionamento fará com que as roldanas girem e a corda especial passe a sustentar o sistema, ficando o cabo existente acomodado sobre as roldanas suspenso pela corda especial.

***Passo 3 – Retirada do cabo existente e instalação do novo cabo***

Com o cabo existente suspenso sobre as roldanas duplas auxiliares, destravar todas as roldanas para possibilitar o deslizamento do cabo, ligar no final o cabo existente ao novo cabo e iniciar o puxamento até o final do tramo.

***Passo 4 – Fixação do novo cabo***

Tensionar o cabo novo até próximo ao valor de tração de esticamento e travar o novo cabo nas roldanas, tal qual foi feito com o cabo antigo.

***Passo 5 – Inverter novamente as roldanas auxiliares***

Diminuindo a tração na corda de Kevler. A corda de Kevler passará para parte de baixo da roldana dupla e o sistema ficará suportado pelo novo cabo.

***Passo 6 – Retirar a corda Kevler e as roldanas duplas auxiliares***

***Passo 7 – Grampear novo cabo***

Uma vez retirado as roldanas duplas e o novo cabo, destravar as roldanas com o novo cabo e proceder ao nivelamento e o grampeamento do cabo.

O lançamento dos cabos através do método de roldanas auxiliares tem como vantagens em comparação ao método convencional:

- ✓ Não há necessidade da utilização de equipamento de frenagem;

- ✓ A capacidade do equipamento puller é bem menor visto que o cabo fica apoiado em roldanas de 20 a 20 metros. A tração para a sua retirada é bem menor;
- ✓ O impacto ambiental é bem menor visto que as praças de lançamento ficam na base das torres.

Desvantagens para esse método têm-se:

- ✓ Maior quantidade de eletricistas (montadores);
- ✓ Maior tempo para instalação e
- ✓ Maior custo de instalação

Depois de escolhido o método de lançamento do cabo, deve-se definir se a sua substituição será feita com a linha energizada ou desenergizada. Caso a escolha seja energizada, ou comumente chama de linha viva, existem dois métodos que são descritos a seguir:

### *a) 1º Método de recondutoramento com a fase lançada desenergizada*

Este método possui dois modos para recondutorar com a linha viva:

- ✓ Transferência sequencial de carga de uma das fases existentes para uma fase temporária "linha paralela com uma fase" enquanto a fase ociosa é recondutorada;
- ✓ O mesmo processo acima, porém utiliza um cabo blindado disposto ao longo da faixa de passagem como reserva de uma fase.

Os dois casos resultam em corrente induzida contínua que irá afetar nos aterramentos, barras de transferência e transferência de corrente em manobras, também requer maior movimentação nas faixas de passagem.

No caso da necessidade de uma estrutura temporária, ao lado de cada torre, ou da colocação de um cabo que se estende ao longo do trecho de lançamento e resultam em cruzamento de estradas, ferrovias, rios etc. tornam uma tarefa

difícil a questão de segurança. Ambos os modos utilizam o método de roldanas auxiliares.

Como já dito, o método de recondutoramento com a fase lançada desenergizada dispõe de uma linha monofásica em paralelo com a linha existente ou um cabo isolado ao longo da faixa de passagem. Portanto, irá interferir com o meio ambiente de uma maneira elevada devido à necessidade de abrir-se acesso a todas as torres e também uma faixa de desmatamento para a instalação do novo cabo.

Para minimizar esses impactos com o meio ambiente a alternativa seria:

- ✓ Lançamento de uma nova fase na própria estrutura, fixando no centro das mesmas entre as fases anteriores;
- ✓ O condutor deverá ser fixado através de ancoragem em todas as torres;
- ✓ O jumper poderá ser feito por isoladores poliméricos que poderão ficar, ora de um lado da torre, ora de outro;
- ✓ Utilização de helicóptero para o lançamento do cabo piloto, evitando assim abertura de acessos.

O método consiste nas seguintes etapas:

***Etapa 1*** - Instalação da fase reserva

- ✓ Definição das praças de montagens;
- ✓ Instalação das fixações do cabo em todas as torres entre as fases inferiores e também das roldanas em uma das laterais;
- ✓ Lançamento do pré-piloto de nylon isolante utilizando o helicóptero, este fio deverá ser lançado sobre a torre, uma vez lançado o mesmo deverá ser cortado para transpor as mísulas e emendado sobre as roldanas;
- ✓ Posicionar os equipamentos nas praças de montagem;

- ✓ Puxar com o pré-piloto o cabo piloto de aço;
- ✓ Uma vez lançado o piloto proceder ao lançamento do cabo fase reserva;
- ✓ Nivelar e grampear a fase reserva.

***Etapa 2*** – Lançamento dos cabos fase

- ✓ Conectar uma das fases (por exemplo, a primeira de baixo para cima) na fase reserva e desconectar a fase inferior desenergizando assim a mesma no trecho;
- ✓ Desligada a fase, iniciar a preparação para o lançamento do novo cabo utilizando o condutor existente como piloto;
- ✓ Instalar roldanas nas cadeias e colocar o condutor existente em roldanas;
- ✓ Conectar os terminais do cabo ao puller ou ao freio nas praças de montagens;
- ✓ Lançar o novo cabo;
- ✓ Nivelar e grampear a fase inferior;
- ✓ Repetir o processo para as fases restantes. Nas fases superiores deve-se observar que:

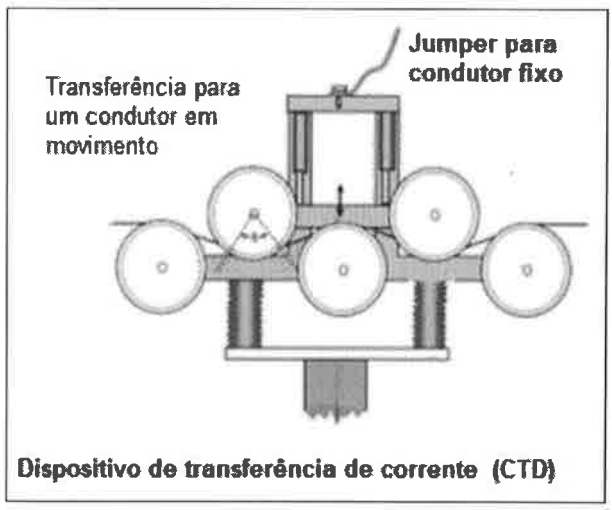
    - A fase inferior (ou abaixo) está energizada. O controle da tração durante o lançamento deverá ser total para evitar desligamentos e acidentes aos eletricistas (montadores);
    - Nas praças de instalação os equipamentos, puller e freio deverão ficar deslocados em relação ao eixo do cabo, para manter a distância de segurança na fase energizada;
    - Os encabeçamentos nas torres de ancoragens deverão ser efetuados na torre.

***b) 2º Método de recondutoramento com a fase lançada energizada***

Este método eleva os equipamentos de lançamento para o potencial da linha e utiliza para as operações controle remoto simples, mais rápido e potencialmente mais seguro. O procedimento consiste em:

- ✓ Roldanas temporárias para lançamento substituem os grampos em cada torre como em outros métodos preparatórios para ter o condutor novo puxado pelo velho
- ✓ Nas praças de puller e do freio, os jumpers curtos permitem aos eletricistas levar para cima a folga do condutor existente o qual é cortado entre terminais dos jumpers
- ✓ O dispositivo de transferência de corrente (CTD) figura 5, substitui o jumper permitindo a corrente passar do condutor fixo para o condutor móvel que está sendo lançado.

**Figura 5 - Dispositivo de transferência de corrente**




**Fonte:** Relatório 1056-RT-004-R0-09 (2009)

O método foi patenteado por Lionel O. Barthold. Este método tem menor movimentação na faixa de passagem visto que o cabo existente é utilizado como piloto para o puxamento do novo condutor. O acesso às torres

atualmente pode ser efetuado através de helicóptero para minimizar os impactos ambientais e no futuro por drones

O método consiste das seguintes características:

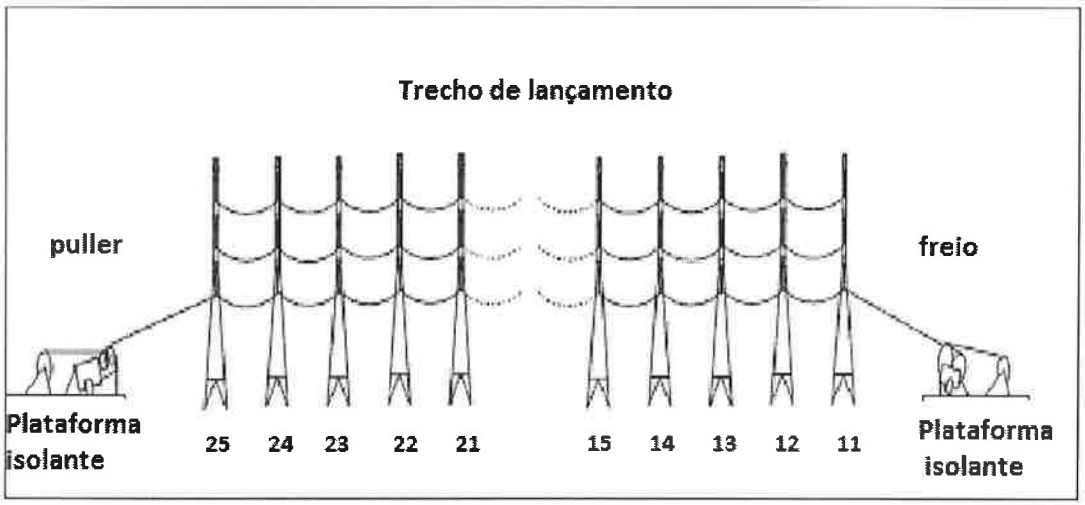
- ✓ Utilização do condutor existente como piloto;
- ✓ O tensionador e o puller são instalados em uma plataforma isolante;
- ✓ Utiliza-se de roldanas duplas, jumpers elétricos e mecânicos come-along[2] e âncoras;
- ✓ A corrente é transferida de um ponto fixo de um condutor para um condutor em movimento e vice-versa;
- ✓ A transferência de corrente é obtida usando uma ou mais roldana de contato rotatório montada em oposição mecânica uma com outra de forma a produzir uma ação de compressão quando o condutor passar por essas roldanas conforme figura 5;
- ✓ Utilização de um dispositivo que reduz a disparidade entre as flechas torres durante o lançamento do condutor devido à diferença de elevação entre torres adjacentes através da introdução de um controlador de fricção na roldana que fica nível mais elevado;
- ✓ Utilização de um dispositivo para prevenir o afrouxamento do condutor que está sendo enrolado na bobina de recolhimento, este afrouxamento é devido ao rompimento do condutor ou de emendas existentes ou nas bobinas ou no tambor do puller;
- ✓ Utilização de um dispositivo o qual um ou mais indicadores de ruptura do condutor ou emenda que causa o movimento da cunha para uma posição que previne adicionais movimentos no sentido contrário a do condutor.

Esses procedimentos podem ser conduzidos por veículos com cestas isoladas utilizadas em manutenção ou reparo de linha, através de ferramentas de linha viva.

[2]Come along (camelões, morcete) ferramenta utilizada para tensionamento do cabo.

A figura 6 apresenta o diagrama esquemático simplificado, ou seja, a torre inicial 11 e a final 25, isto é, o trecho de linha no qual o condutor deverá ser substituído. Nas torres 11 e 26 são instaladas roldanas com duas polias e nas torres intermediárias roldanas simples.

**Figura 6 - Diagrama esquemático simplificado do lançamento**




**Fonte:** Relatório 1056-RT-004-R0-09 (2009)

Na figura 6 a função do puller inclui:

- ✓ Um motor ou fonte de energia para puxar o condutor;
- ✓ O tambor ou dispositivo similar para aplicar a tração de lançamento ao cabo piloto ou ao condutor existente
- ✓ A bobina de retirada para armazenar o condutor ou o piloto acumulado na praça do puller.

A função do freio inclui:

- ✓ Sistema de freio e sistema de resfriamento;
- ✓ Tambor do freio se necessário para sustentar a tração;
- ✓ Suporte de bobina para o novo condutor.

Esse método faz uso de equipamentos convencionais de puller e de freio, porém esses devem ser controláveis remotamente e isolados da terra. Para isto, são montados em uma plataforma isolada simples que pode ser equipada com uma rampa de acesso removível ou puller e freio que podem ser providos com colunas e montados sobre isoladores.

O dispositivo de transferência de corrente que é utilizado para passar corrente do condutor da seção que está sendo lançada para o condutor suspenso do final do trecho em diante da seção que ainda será lançada.

Preparação para a substituição do condutor em linha viva:

- ✓ Na torre da praça do puller substituir o grampo pela roldana com duas polias.
- ✓ Instalação de um jumper flexível conectado a armação da roldana que é capaz de conduzir toda a corrente da linha como também sustentar a tração do condutor. Este jumper é ligado por acopladores sendo que do lado esquerdo ficará próximo da armação da roldana e do lado direito a vários metros da roldana. A extremidade do jumper flexível é colocada em paralelo com o come along, que pode ser considerado como integrante da armação da roldana. come along,
- ✓ O come along é utilizado para manter a tensão na seção do lado direito do jumper, a fim de que haja folga no condutor que esta sobre as roldanas.
- ✓ O condutor do lado direito é afrouxado e cortado e suas pontas ficam soltas, o lado esquerdo é conectado a um estai temporários por meio de um acoplador. O estaiamento temporário possui isolamento auxiliar, o terminal inferior do estaiamento temporário é conectado à âncora de terra através de um dispositivo de tração ou come-along.
- ✓ O cabo guia é introduzido na segunda polia da roldana e conectado no final do condutor do lado direito por meio do acoplador, este cabo é ligado ao puller.
- ✓ Instalação do dispositivo de transferência de corrente.

- ✓ Remoção do jumper temporário, o condutor na torre a esquerda do ponto de puxamento ancorado ao solo e o puller deve estar preparado para a utilização do cabo piloto para puxar o condutor até a bobina de recolhimento.
- ✓ Repetição das ações acima para a praça de freio.
- ✓ Com a execução de todas as ações tanto na praça do freio e na praça do puller, o puller aumenta a tensão aos poucos até superar a do freio. Neste momento, o novo condutor é transportado sobre a linha a ser recondutorada.

Durante e após o lançamento do novo condutor é importante controlar e observar vários aspectos para que não haja acidentes:

- ✓ Controle da flecha - O controle da flecha é feito através da tração dada ao puxamento do cabo, com isto evita-se que o cabo desça a valores abaixo do mínimo exigido pelas normas de segurança.
- ✓ Proteção para a ruptura do condutor - Visto que se trata de um condutor velho e podendo estar danificado, ou em alguns casos com emendas podem ocorrer a ruptura do condutor no puller. Desta forma, é importante utilizar um dispositivo anti-reverso em forma de um grampo de esmagamento que tem a propriedade de fazer o cabo desligar em um dos sentidos e travar no outro através de um dispositivo hidráulico ou pneumático.

Este conjunto é preso no sistema puller através de conexões apropriadas e uma haste que serve para segurar o grampo de esmagamento numa distância apropriada do tambor. Isto permite, ao grampo de esmagamento, acomodar as mudanças do ângulo e posição do condutor, segurando o condutor que pode romper em qualquer ponto à direita do grampo de esmagamento.

O grampo de esmagamento opera de várias maneiras, incluindo a resposta do tensiômetro colocado no condutor entre o conjunto de grampo de

esmagamento e o puller ou pelo sensor de direção de rotação no suporte da roldana.

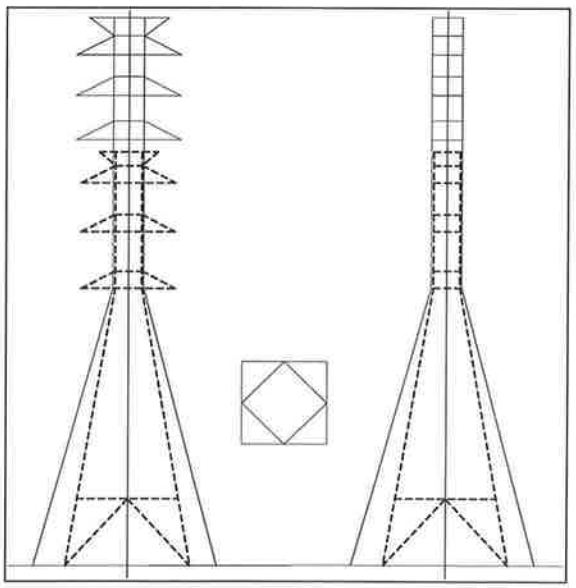
O sensor de direção de rotação pode ser óptico ou mecânico, o sinal de rotação reversa poderá ser transmitido por meio elétrico, pneumático ou hidráulico para a unidade de controle que ativa o sistema de grampo. É bom frisar que o sistema só detecta rompimento do cabo no tambor do puller. Rompimentos no meio do vão da linha não são detectados.

## 4.3 Duplicação da linha de transmissão

Esta alternativa implica na instalação de uma nova linha com estruturas no eixo da linha existente e sobrepondo as estruturas existentes. Devem-se observar os seguintes pontos:

- ✓ A superposição só é válida para torres do tipo tronco piramidais de suspensão e de ancoragem conforme figura 7

**Figura 7 - Montagem de torres com superposição**



**Fonte:** Relatório 1056-RT-004-R0-09 (2009)

- ✓ Para o projeto das novas torres evita-se a interferência das barras da nova torre com a torre existente,.
- ✓ A montagem da nova estrutura pode ser efetuada utilizando a torre existente com suporte não havendo necessidade de desligamentos dos circuitos.
- ✓ Nas torres de suspensão é possível o afastamento das fases com bastão isolante aumentando as distâncias de segurança. No caso de torres de ancoragem, caso seja possível o desligamento de um dos circuitos, deve-se desligar o circuito cujo ângulo envolve a torre.
- ✓ A montagem da parte superior das torres pode ser realizada com ambos os circuitos ligados uma vez que o içamento dos materiais pode ser efetuado pelo interior da torre.
- ✓ Os para-raios existentes devem ser transferidos para as fases inferiores da nova torre para a utilização como cabo piloto como lançamento. Nesse caso utilizar roldanas múltiplas para lançar os pilotos das fases superiores.
- ✓ Desmontar as mísulas dos para-raios da torre existente
- ✓ Lançar os cabos dos novos circuitos, por motivos de segurança faz-se necessário o desligamento do circuito abaixo daquele que está sendo lançado.
- ✓ Retirar os cabos da torre existente e desmontar a torre existente caso seja viável economicamente.

Observação: Com a elevada altura das novas torres, existe a possibilidade de recompor a vegetação sob a linha, desde que respeitando-se o limite de altura das árvores.

## 4.4 Duplicação de um circuito apenas

Têm-se duas propostas para a construção de mais um circuito a fim de minimizar os impactos ambientais:

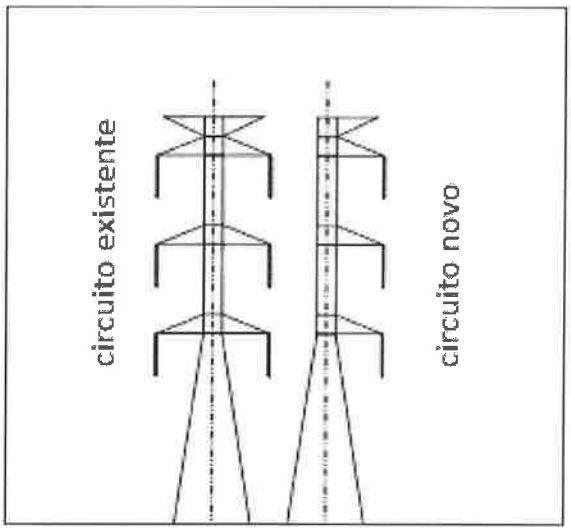
- ✓ Construção de um circuito adicional aumentando a faixa de passagem;
- ✓ Construção de um circuito adicional sem alterar a faixa de passagem.

### 4.4.1 Construção de um circuito adicional aumentando a faixa de passagem

A alternativa proposta consiste dos seguintes passos:

- ✓ Montar as torres do novo circuito, lado a lado com a do circuito existente, sem montar as mísulas do lado do circuito existente, conforme figura 8. Observa-se que desta forma não será preciso desligamentos;

**Figura 8 - Montagem da nova torre sem a mísula**

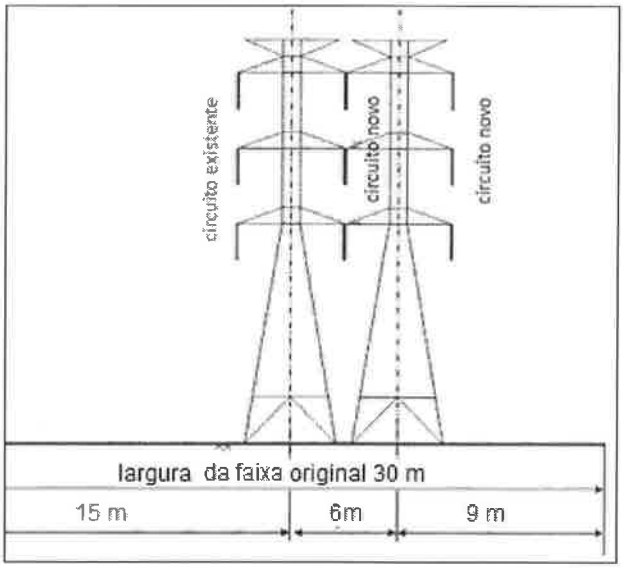



**Fonte:** Relatório 1056-RT-004-R0-09 (2009)

- ✓ Lançar o novo cabo no lado oposto ao circuito existente utilizando helicóptero para lançamento do piloto. Dessa forma o circuito existente pode continuar a operar sem interferência;
- ✓ Ligar o novo circuito ao sistema. Verificar se o circuito interno à torre pode ser desligado;

- ✓ Montar as mísulas do novo circuito;
- ✓ Lançar o cabo no novo circuito utilizando o cabo existente como piloto.

**Figura 9 - Montagem final dos circuitos e faixa de passagem**




**Fonte:** Relatório 1056-RT-004-R0-09 (2009)

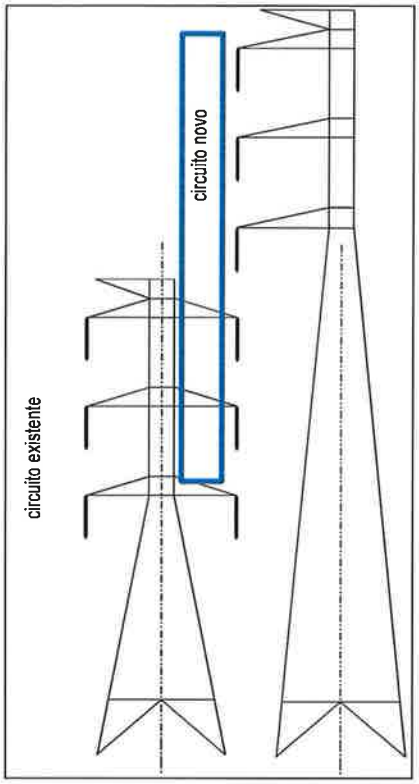
Esta alternativa resulta em dois circuitos com o cabo novo e um circuito com o cabo existente. Observa-se na figura 9, a redução da faixa do lado do circuito novo que, em alguns vãos é necessário uma largura adicional.

### 4.4.2 Construção de um circuito adicional sem alterar a faixa de passagem

A alternativa proposta só é aplicável se houver a possibilidade de desligamento de um dos circuitos existentes e o aproveitamento do existente. Caso afirmativo tem-se os seguintes passos:

- ✓ Montar as torres do novo circuito lado a lado com a do circuito existente montando somente a mísula do lado do circuito existente, conforme figura 10, sem montar as mísulas do lado oposto ao circuito existente. Não há necessidade de desligamento.

**Figura 10 - Montagem final dos circuitos e faixa de passagem resultante**




**Fonte:** Relatório 1056-RT-004-R0-09 (2009)

As novas torres devem ser projetadas para que os cabos do novo circuito fiquem na mesma vertical de um dos circuitos existentes;

- ✓ Transpor o cabo para-raios para a fase de baixo do novo circuito que é utilizado como piloto;
- ✓ Desmontar a mísula do para-raios cujo condutor foi retirado;
- ✓ Lançar dois pilotos para as outras duas fases utilizando o para-raios que foi deslocado para o novo circuito utilizando robô ou helicóptero;
- ✓ Desligar o circuito existente que fica abaixo do circuito novo e efetuar o lançamento dos cabos dos novos circuitos.

Tem-se como resultado final um sistema com dois circuitos do condutor antigo e um circuito com o condutor novo. Na hipótese que as condições das linhas são

confiáveis, poderá ser utilizada a linha antiga como um único circuito considerando-a como feixe expandido, com exceção da variante.

## 4.5 Novo traçado da linha de transmissão

A necessidade da repotencialização da LT-Embu- Guaçu-Peruíbe de 138 kV que atravessa a reserva da Serra do Mar, já foi detectada em 1998 ainda na antiga CESP, concessionária responsável na época, que solicitou à Secretária do Meio Ambiente autorização para a instalação de um novo cabo, ou seja, o recondutoramento dos condutores a fim de atender ao acréscimo de demanda desta linha de transmissão. (SILVA; 2002).

A empresa constatou que no estudo das alternativas para transposição da Serra seria inevitável à interferência em áreas legalmente protegidas, tendo sido apresentadas a Secretaria do Meio Ambientes três rotas alternativas, Figura 11 na tentativa de atender as exigências ambientais, Tabela 8.

### 4.5.1 Primeiro traçado

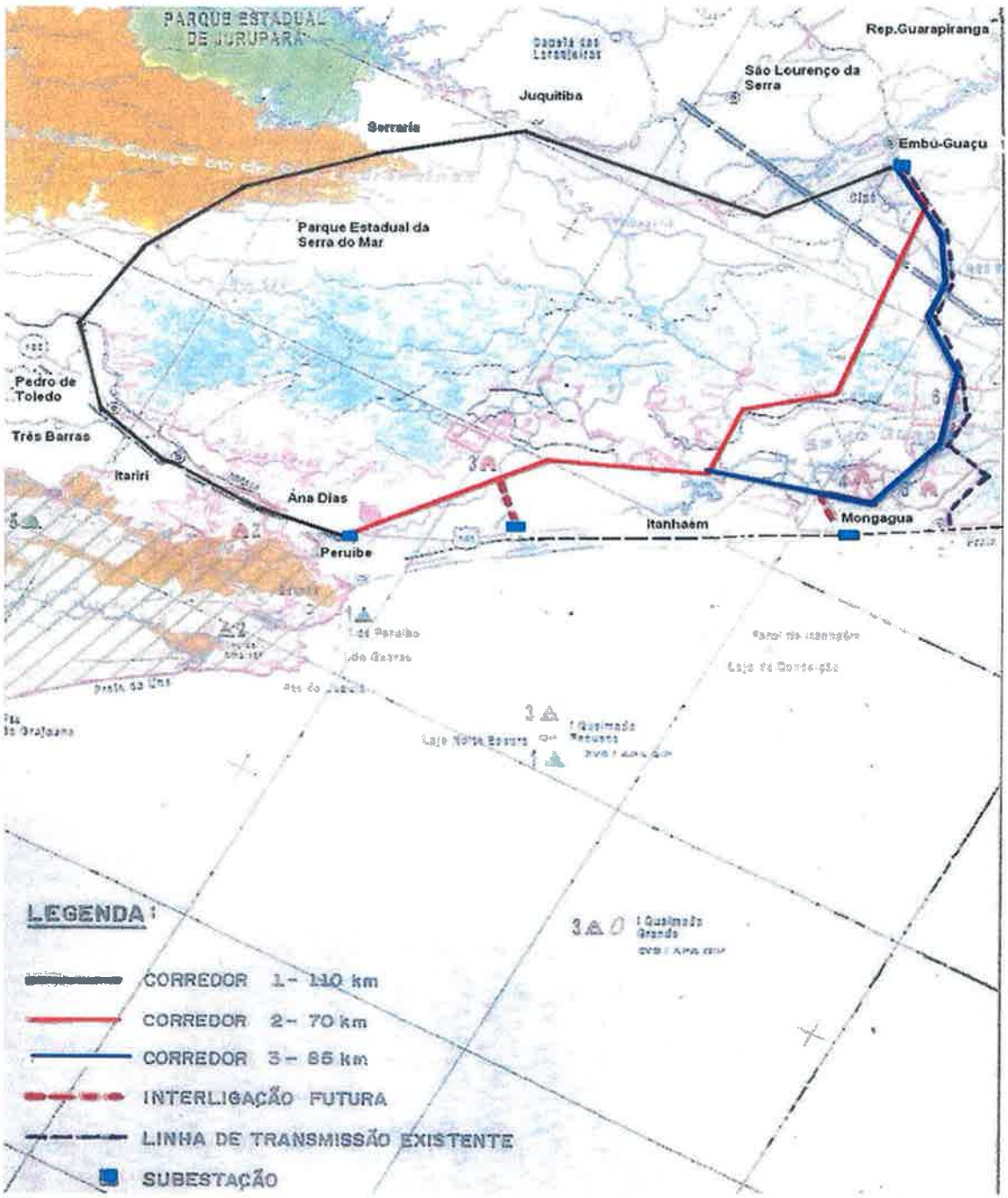
Ao analisar as rotas propostas a Secretaria do Meio Ambiente considerou a alternativa 1, como a única rota sobre a qual poderia evoluir a discussão, embora em termos de custo/benefício a rota 2 apresentava-se como a melhor alternativa.

Como justificativa[3] por parte do órgão ambiental foi apresentado o argumento que á área há muito tempo sofre várias intervenções provenientes da implantação de ferrovias, rodovias, gasodutos, etc. E com isto, tem havido uma degradação dos ecossistemas e a negativa é uma maneira de evitar e preservar a unidade de

[3] "Tal recomendação baseia-se no fato de que o Parque Estadual da Serra do Mar já vem, ao longo do tempo, sendo objetivo de uma série de intervenções (rodovias, ferrovias, oleodutos, gasodutos, linhas de transmissão etc.) que atuam como vetores de alteração ambiental, responsáveis por um processo de insolação da área protegida, que prejudica a manutenção da integridade dos ecossistemas ali existentes. Dessa forma faz-se necessário evitar novas intervenções na Unidade de Conservação, em especial aquelas que acarretam corte/supressão da vegetação, abertura de acessos e processo de manutenção" (São Paulo, 1998b).

conservação, principalmente porque a liberação acarretaria no corte/supressão da vegetação, na abertura de acessos.

**Figura 11 – Alternativas de rotas para novas linhas de transmissão**




**Fonte: CESP (1998); Silva (2002).**

**Tabela 8 - Quadro comparativo dos traçados propostos quanto aos aspectos ambientais**

| | Traçado 1 | Traçado 2 | Traçado 3 |
|---|---|---|---|
| **Extensão** | 110 km | 70 km | 85 km |
| **Unidades de conservação atravessadas** | APA Serrado Mar, Iguape/Cananéia e Peruíbe e Área Tombada. | Parque Estadual da Serra do Mar e Área Tombada | Parque Estadual da Serra do Mar, Área Tombada e Aldeia Indígena Aguapei e Rio Branco. |
| **Mata intacta** | 25% do corredor | 34% do corredor | 30% do corredor |
| **Mata com ocupação antrópica pontual.** | 28% do corredor | 16% do corredor | Agregado ao item ocupação antrópica. |
| **Ocupação antrópica** | 47% do corredor | 50% do corredor | 70% do corredor |
| **Acessos** | 70% do corredor Dispõem de acessos já instalados. | 70% do corredor Dispõem de acessos já instalados. | 70% do corredor Dispõem de acessos já instalados. |
| **Restinga** | | 45% | 45% |

**Fonte: CESP (1998); Silva (2002).**

Após a negativa da Secretaria do Meio Ambiente, a concessionária CESP (hoje CTEEP) passou a estudar alternativas para a solução deste problema que se postergou até os dias atuais.

### 4.5.2. Segundo traçado

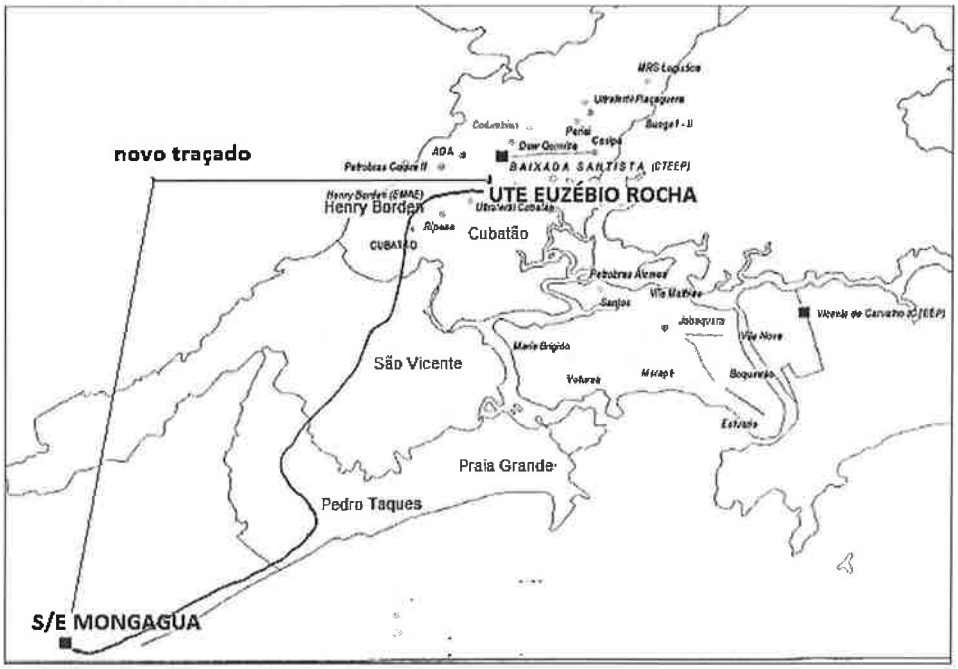
Tem-se como proposta a construção de uma linha de transmissão de 138 kV em estruturas de concreto com circuito duplo da Usina Termelétrica Euzébio Rocha [4] até a S/E Mongaguá perfazendo um total de 39 km

[4] Usina Termelétrica Euzébio Rocha localizada na Refinaria Presidente Bernardes em Cubatão ao lado da Usina Henry Borden inaugurada em 2010, com a capacidade nominal de 216 MW distribuídos em duas turbinas ,sendo uma a gás de 161 MW e a segunda à vapor de 55 MW.

A rota da nova LT terá como traçado básico a saída da UTE em direção a Rodovia Pedro Taques (sentido São Paulo-Mongaguá) e Rodovia Padre Manoel da Nobrega (sentido Praia Grande–Mongaguá) até a S/E Mongaguá conforme figura 12, neste traçado há redes de 13,8 kV.

A concepção deste trajeto baseia-se que a carga na S/E Mongaguá e S/E Peruíbe é sazonal tendo os seus valores máximos de dezembro a fevereiro e, nos outros meses há uma redução de ± 50% dos valores de dezembro a fevereiro. A proposta é que a alimentação desta LT seja feita através da UTE Euzébio Rocha, nos meses de dezembro a fevereiro. Após esse período, a alimentação será através da SE Embu-Guaçu da CTEEP.

**Figura 12 - Novo traçado da LT**

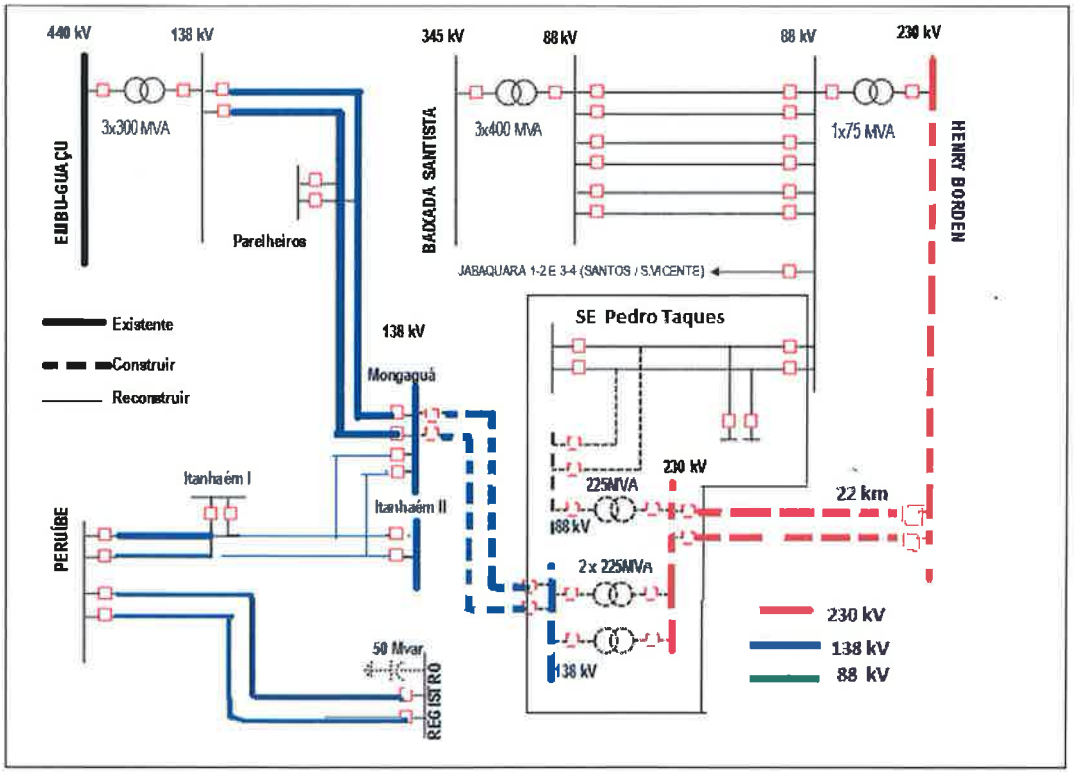



**Fonte: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo**

## 4.6 Elevação dos níveis de tensão

Uma das alternativas apresentadas pela Secretaria de Energia foi a elevação do nível de tensão, através da instalação de 22 km de linha de transmissão de 230 kV entre as subestações de Henry Borden em Cubatão e a de Pedro Taques na Rodovia Padre Manoel da Nobrega. O projeto prevê a instalação de um bay de 230/138 kV com dois transformadores trifásicos de 225 MVA na S/E Pedro Taques. Após o bay de 230/138 kV tem-se 17 km de linha de transmissão em 138kV conforme a figura 13. Com este projeto a região do litoral sul não dependerá da repotencialização da LT – Embu-Guaçu- Peruíbe.

**Figura 13 - Implantação de um bay de 230/138 kV na ETD Pedro Taques**




**Fonte: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo**

## 4.7 Sumário Final

O aumento da capacidade da linha de transmissão poderá ser obtido através de três métodos:

1. Elevação dos níveis de tensão (138/230/345/440/500/750 kV);
2. Substituição dos cabos condutores e
3. Construção de uma nova linha de transmissão.

Assim alguns parâmetros que contribuem para o aumento da capacidade da linha de transmissão devem ser contemplados nesta analise, é importante frisar que o peso específico maior deverá ser dado para o projeto que acarrete menor impacto ao Meio Ambiente:

- ✓ Elevação dos níveis de tensão: Para que se torne viável essa solução faz-se necessário que as estruturas e a faixa de servidão estejam aptas para os novos valores das distâncias de segurança. A implantação só é possível com o reisolamento da LT a nova tensão, bem como a readequação ou instalação de um bay ou mais no novo nível de tensão de operação (substituição ou instalação de equipamentos do bay da subestação, inclusive transformadores), o que torna esta opção de custo elevado.

- ✓ Um aumento na seção condutora mantendo o mesmo tipo de cabo existente, como por exemplo, ACSR, implica em um aumento do peso do cabo, e de sua tração de instalação e, portanto esse aspecto não pode ser considerado.
- ✓ Um aumento na seção condutora com cabos de tecnologia diferente do existente pode ser viável, desde que, o peso específico e diâmetro sejam no máximo iguais ao do condutor existente e também a sua tração seja compatível com esse condutor.
- ✓ Um aumento na temperatura do cabo também pode ser viável desde que na temperatura máxima de operação a flecha correspondente seja igual à máxima de projeto do cabo existente.

Em relação à definição do cabo para utilização em linhas existentes, principalmente no caso em que as estruturas existentes não possam ser reforçadas, um item de fundamental importância é o incremento da capacidade de transporte da linha que se deseja implementar (COSTA, 2001).

Dessa forma, para manter o cabo com secção semelhante dentro das características de flechas e tracionamento do cabo existente é necessário que:

- ✓ O novo cabo deve ter a capacidade de trabalhar em uma temperatura muito mais elevada que o cabo existente;
- ✓ Que o peso específico do novo cabo seja próximo ao cabo existente;
- ✓ Que o coeficiente de dilatação linear do cabo seja compatível para manter a flecha no nível do condutor existente, inclusive quando o sistema operar com o carregamento máximo;
- ✓ É importante uma análise das perdas ôhmicas do novo condutor que poderá ser maior que a do cabo existente;
- ✓ No caso de travessias de rios, estradas de ferro e, rodovias é primordial a verificação das condições de distâncias mínimas ao solo ou a vias navegáveis e que estas se mantenham inalteradas.

# 5 OPÇÃO DE MENOR IMPACTO

Devido a grande dificuldade em conseguir dos órgãos públicos a licença ambiental para a construção de novas faixas de servidão, para as linhas de transmissão, a repotencialização das linhas existentes tornou-se um meio de atender a expansão dos sistemas de transmissão.

Conforme Nolasco (2010) pode-se aplicar a repotencialização de linhas de transmissão três conceitos que são:

- ✓ *Uprating* (termo inglês repotencialização) – aumento da capacidade ou potência de uma linha de transmissão;
- ✓ *Upgradin*g (termo inglês melhoria da confiabilidade) – aumento da confiabilidade estrutural de uma LT e
- ✓ Extensão de vida – renovação intensa ou reparo de um item, sem restaurar a vida original da linha.

> "O Uprating (repotencialização de uma linha de transmissão significa, de maneira geral, o acréscimo de sua capacidade, seja pelo aumento da tensão V, da corrente I ou de ambos os parâmetros, conforme a fórmula de potência)" (NOLASCO, 2010)

Existem alguns processos de *Uprating* que são objetos de pesquisas e acompanhamento em diversas concessionárias que são:

- ✓ Recapacitações de corrente através do aumento da temperatura dos condutores;
- ✓ Recondutoramento através da utilização de condutores compactos ou de altas temperaturas e métodos especiais de engenharia (ampacidade estatística e ampacidade em tempo real)
- ✓ Recapacitação de tensão através do reisolamento (acréscimo ou substituição de isoladores), modificação e/ou substituição da viga, aumento das distâncias de segurança para terra (subida do ponto de

suspensão e retensionamento) e aumento da distância entre fases (conversão de circuito duplo para simples).

Os processos de *Upgrading* visam à melhoria da confiabilidade das linhas de transmissão. Segundo Nolasco (2010) a confiabilidade é o resultado da combinação entre a carga mecânica e a resistência mecânica, isto é, a melhoria ou aumento da confiabilidade pode ser obtida através de um estudo detalhado contendo o maior número possível de dados coletados sobre as condições dos ventos, ou seja, das velocidades e das forças geradas pelos ventos nos acessórios das LT's. Quanto maior for a quantidade e o período dos dados coletados, maior será a probabilidade de gerar predições mais confiáveis das distribuições de carga, assim como a resistência mecânica. Se for baseada em um número insuficiente de amostras poderá gerar incertezas. Em situações nas quais sejam identificadas fragilidades, uma das formas de se obter melhorias é através de reforços nas estruturas e fundações.

No caso desta tese, o foco dos estudos são os métodos que promovem menor impacto ambiental, o que levou à escolha do *Uprating* através da utilização de cabos de novas tecnologias.

## 5.1 Repotencialização de cabos condutores

Atualmente novas tecnologias em cabo condutor estão sendo desenvolvidas possibilitando o recondutoramento de LT's sem a necessidade de substituição das torres existentes e aumento da faixa de passagem. Faz-se a troca, substituindo por outro de maior capacidade.

Conforme Ueda (2004), novos cabos tem sido projetados com operação em temperaturas elevadas que variam de 150°C a 210°C, aumentando de 50 a 100% a capacidade de transmissão.

Entre as novas tecnologias de cabo encontra-se:

### 5.1.1 Cabos de alumínio termorresistente

O desenvolvimento da liga de alumínio termorresistente (TAL) possibilita a utilização do condutor em regime contínuo de trabalho em temperaturas de até 150°C, sem que haja deterioração das suas características mecânica como tração, alongamento e dureza. Isto se deve a adição de Zinco na liga de alumínio (MASUDA, 2009).

O aumento da capacidade de transmissão de energia pode atingir os limites de 50% a mais do que os cabos tradicionais CAA. Esses valores são apresentados na tabela 9 (a comparação entre um condutor de Al 1350 e um condutor do tipo TAL) (MENDES, 2006).

**Tabela 9 – Comparação dos condutores TAL x Al 1350**

| Cabo | Φ externo (mm) | Área ($mm^2$) | Resistencia elétrica CC a 20°C (Ω/km) | Peso (kg/km) | Ampacidade. (A) |
|---|---|---|---|---|---|
| **T- LINNET** | 18,29 | 198 | 0,1701 | 688 | 792 |
| **LINNET (Al 1350)** | 18,29 | 198 | 0,1695 | 688 | 530 |

**Fonte: Catalogo Nexans, p. 39.**

A tabela 10 apresenta a comparação das propriedades entre o TAL (termorresistente) e o Al 1350 (alumínio convencional)

**Tabela 10- Comparação das propriedades TAL x Al 1350**

| Propriedades | Unidade | TAL | Al 1350 |
|---|---|---|---|
| Ponto de fusão | °C | 660 | 660 |
| Calor especifico a 20°C | cal/g.°C | 0,22 | 0,22 |
| Peso especifico | g/cm³ | 2,7 | 2,7 |
| Condutividade térmica | cal/cm.s.°C | 0,5 | 0,5 |
| Coeficiente de expansão linear | 1/°C | $23x10^{-6}$ | $23x10^{-6}$ |
| Condutividade elétrica a 20°C | %IACS | 60,5 | 61 |
| Resistividade elétrica a 20°C | ohm. mm²/m | 0,028736 | 0,028264 |
| Coeficiente de variação da resistência elétrica | 1/°C | 0,0040 | 0,0040 |
| Resistência a tração | kgf/ mm² | 16 a 20 | 16 a 20 |
| Alongamento em 250 mm | % | 1,5 a 2,3 | 1,5 a 2,3 |
| Módulo de elasticidade | kgf/ mm² | 6300 | 6300 |
| Temp. de operação | °C | 150 | 90 |
| Temperatura de sobrecarga | °C | 180 | 100 |
| Temperatura Curto-circuito (tempo máx. 2s) | °C | 260 | 180 |

**Fonte: Catálogo da Nexans, p. 38**

Segundo Domingues (2005), há casos em que soluções como, por exemplo, aumento a tração nos cabos, substituição de torres de suspensão por semi-ancoragem, colocação de estruturas intermediárias num vão critico, não atendem o projeto quando ao quesito a distância do cabo ao solo. Neste caso, recomenda-se a instalação do cabo de aço invariável.

O cabo de aço invariável é uma liga de aço com níquel que apresenta com uma de suas características mecânicas, o coeficiente de expansão linear cerca de 1/3 menor do que o aço convencional utilizado nos cabos CAA.

Conforme Cavalcante (2006), foram realizados testes para a avaliação mecânica e elétrica dos cabos termorresistente após envelhecimento de 18 meses observaram

que as perdas de LRT (resistente a la tracción) na liga TAL são mínimas até a temperatura de 150 °C.

No cabo TAL após 10 horas de tratamento a tração permaneceu com valores inalterados a conclusão foi que

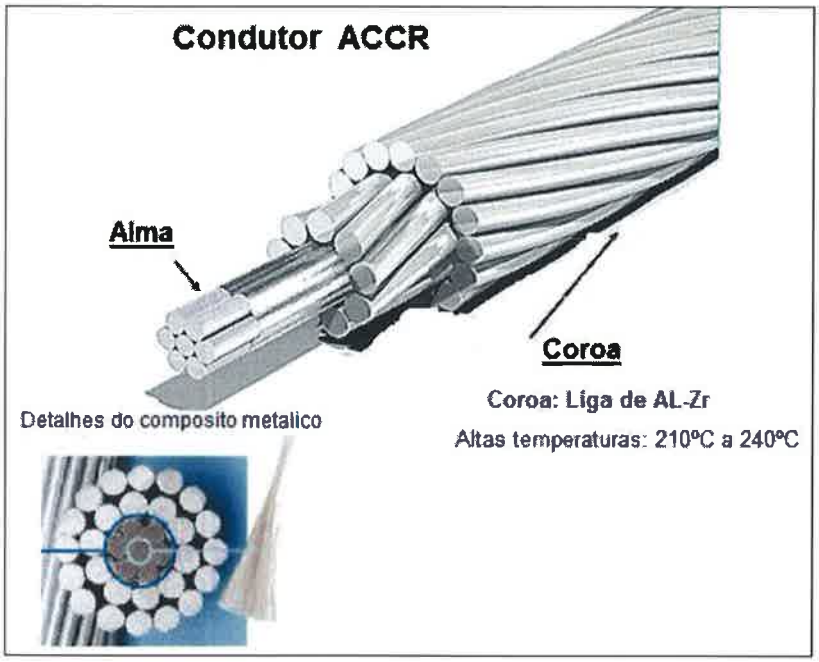
> "As ligas produzidas mostraram bom desempenho nos diversos ensaios realizados gerando perspectivas animadoras para a sua aplicação, já que os requisitos para a termorresistividade foram atingidos" (CAVALCANTE, 2006)

### 5.1.2 Cabo Condutor ACCR

O condutor ACCR (Condutor de Alumínio Reforçado por Compósito Metálico), ilustrado na figura 14, tem os aspectos construtivos similares aos cabos ACSR (Aluminium Conductor Steel Reinforced), pois possui múltiplos fios na alma e nas coroas de alumínio zircônio encordoado com passos em hélice sobre a alma que também é disposta em hélice, porém, com passos mais longos que nos condutores convencionais. Tanto o diâmetro do fio individual quanto o diâmetro externo tem dimensões similares.

Os fios individuais da alma são formados por um compósito de fibras contínuas de óxido de alumínio embebidas em puro alumínio. Os fios da alma têm baixo peso específico e alta resistência à ruptura podendo operar em altas temperaturas proporcionando maior ampacidade do que os cabos convencionais, já que tanto os fios de zircônio quanto à alma contribuem para a condutividade e reforço mecânico.

**Figura 14 - Condutor ACCR**




**Fonte: Catálogo 3M**

Conforme Dominguite (2007) o condutor em aluminio reforçado por composito pode operar nas temperaturas de 210°C em regime contínuo e 240°C em regime de emergência com flechas reduzidas. Foram efetuados ensaios em laboratórios e em campo simulando as condições reais de operação e emergência.

A tabela 11 apresenta a comparação de um cabo ACCR com o mesmo diametro porém Al 1350

**Tabela 11 – Comparação dos condutores ACCR_340T16 x Al 1350.**

| Cabo | Φ externo (mm) | Área (mm²) | Resistencia elétrica CC a 20°C (Ω/km) | Peso específico (kg/km) | Ampacidade (A) |
|---|---|---|---|---|---|
| ACCR_340T16 | 18,40 | 200 | 0,1596 | 573 | 942 |
| LINNET | 18,29 | 198 | 0,1695 | 688 | 530 |

**Fonte: Catálogos 3M .**

Foi também testado e verificado o comportamento do cabo nas seguintes condições extremas: Salinidade, Altas temperaturas e Baixas temperaturas e ventos.

**Salinidade**

Foi instalado em abril de 2002 no Havai, uma linha de transmissão de 46 kV com o cabo ACCR 477 kcmil, com cerca de 523 metros, acessórios da PLP e terminais da Alcoa, o local onde foi instalada a LT é uma região com alta corrosão devido aos ventos constantes vindo do oceano.

Após 2 anos e 6 meses de instalação, não havia sinal de corrosão na linha e nos acessórios, enviados os materiais para a Universidade do Havaí para verificação confirmou-se o bom desempenho dos materiais, conforme Relatórios dos testes de salinidade realizados pela Hawaiian Electric Co., Ins (April, 2002).

**Altas temperaturas**

Foi instalado em junho de 2005 em Oak Ridge,Tenessee uma linha de 356,7 m em 400V com o cabo ACCR 795 , acessórios PLP, Alcoa e AFL, conforme Relatórios dos testes de altas temperaturas da Oak Ridge National Laboratory – Oak Ridge, Tenesse –USA (2005).

A finalidade desta ensaio é a verificação do comportamento do cabo condutor quando este for instalados em ambientes cuja temperatura sejam superiores a 40° C,isto é qual a influência da temperatura ambiente na temperatura do cabo.

Os ensaios mostraram uma diferença de 5°C entre a temperatura da superficie e a do núcleo quando o condutor está a 200°C.

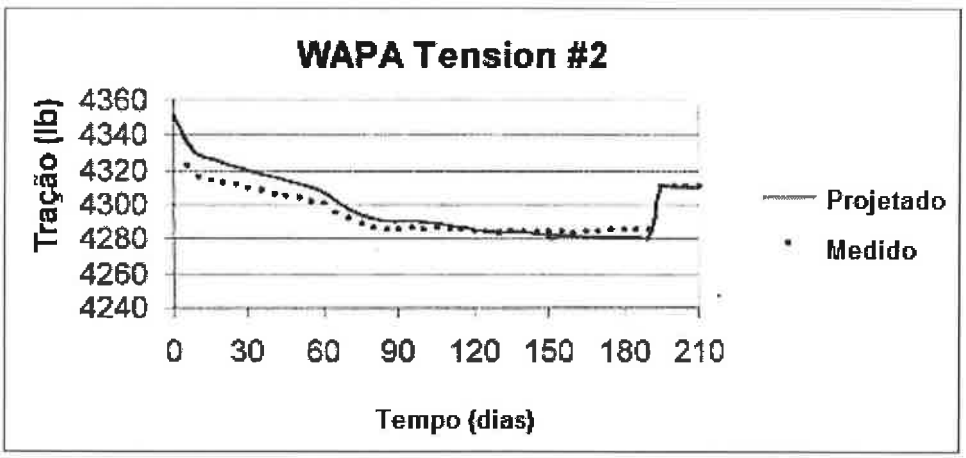
## Baixas temperaturas

Foi instalado em outubro de 2002 em Fargo, North Dakota, uma linha de 1609 metros em 230kV como cabo ACCR 795, acessórios PLP e Alcoa, conforme Relatórios dos testes de baixas temperaturas e ventos – Western Area Power Administration – FARGO, North Dakota,USA (October, 2002).

O cabo e seus acessórios foram submetidos a temperaturas de -38 °C a 21°c e com ventos com velocidade de 32 a 102 km/h.

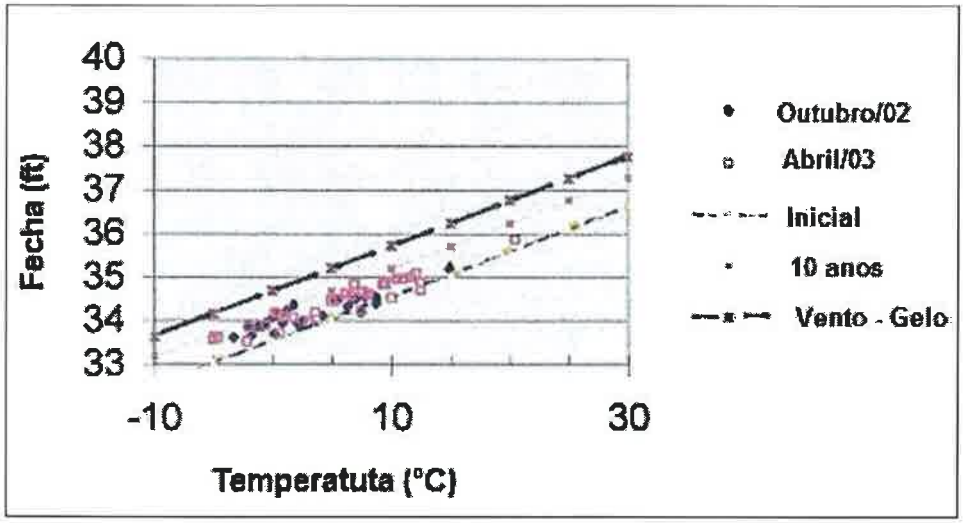
Os resultados demostraram que a variação da tração e da flecha não é significativa entre o valor calculado (projeto) e as medições feitas quando submetido as severas condições climáticas, como é possível verificar na figura 15, que demonstra o comportamento da tração com o tempo (dias), a figura 16 apresenta a variação da flecha com a variação da temperatura.

**Figura 15 – Gráfico da Tração x Tempo (dias) do cabo ACCR**




**Fonte: WAPA Great Plains (2002)**

**Figura 16 – Gráfico da Flecha x Temperatura do cabo ACCR**

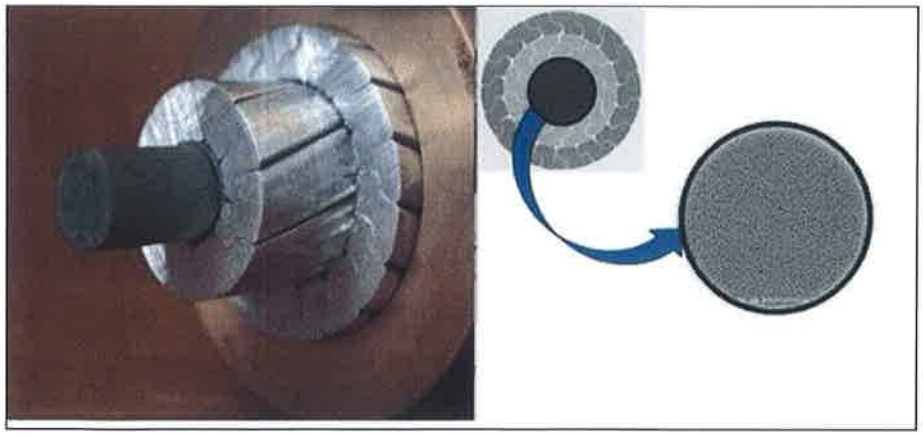



**Fonte: WAPA Great Plains (2002)**

### 5.1.3 Cabo condutor com alma de fibra de carbono

O cabo condutor com fibra carbono, denominado ACCC possui o mesmo princípio do ACCR porém, o seu núcleo é de fibra de carbono e o seu encordoamento é trapezoidal. Essa configuração trapezoidal resulta para o cabo ACCC com mesmo diâmetro externo de um cabo ACSR, uma maior seção de alumínio conforme pode ser visto na figura 17.

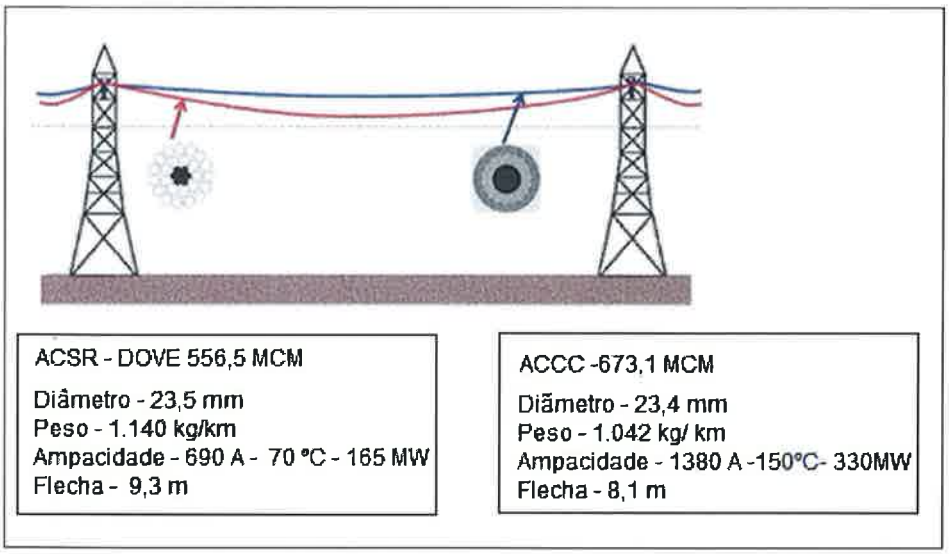
**Figura 17– Detalhes do cabo e do núcleo de fibra de carbono**



**Fonte: Nexans**

A figura 18 apresenta a comparação de um cabo ACCC com o mesmo diametro porém ACSR

**Figura 18 – Comparação dos condutores ACCC x ACSR**



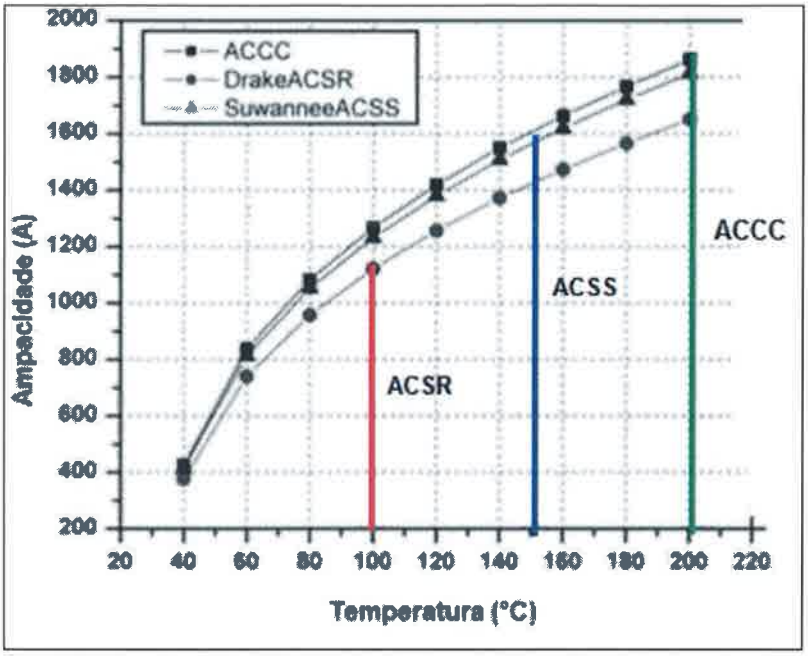

**Fonte: Nexans Lo-Sag AeroZ.**

Segundo Alawar (2004) da Universidade do Sul da Califórnia foram realizados ensaios de tração, medições da flecha em altas temperaturas e o levantamento da curva ampacidade X temperatura para a verificação do comportamento do cabo como também a comparação de desempenho do cabo ACCC com o ACSR. Os resultados obtidos estavam dentro dos valores citados pelo fabricante.

Um dos ensaios comentado no artigo foi a medição da capacidade de corrente em função da temperatura de três tipos de cabos condutores: ACSR Drake, ACCC/ TW e outro condutor foi definido ACSS (Suwannee), conforme figura 19.

Nota-se que para o cabo ACSR as leituras acima de 100°C são discrepantes, a partir deste valor o cabo tem as suas limitações e os valores de flecha e distância mínima ao solo são atingidos, o cabo ACSS tem as suas limitações á partir da temperatura de 150 °C, somente para o cabo ACCC são válidos os valores representados no gráfico.

**Figura 19 – Gráfico Ampacidade x Temperatura**




**Fonte: IEEE Transactions on Power Delivery (2005)**

### 5.1.4 Instalação – Os aspectos da instalação

Por se tratar de cabos especiais é importante verificar os cuidados que devem ser tomadas quando da instalação, tais como:

- ✓ **Cabos com alma de compósito**

  Os cabos com alma de compósito suportam uma temperatura de até 240°C, portanto os materiais e acessórios que entram em contato com o condutor devem ser projetados para operar na temperatura do cabo.

  A sua instalação não necessita de cuidados especiais.

  O fabricante recomenda que não seja utilizado ferramentas de tensionamento do tipo camelão ou morcetes pois podera danificar os filamentos do cabo condutor

✓ **Cabos com alma de fibra de carbono**

Os cabos com alma de fibra de carbono suportam uma temperatura de até 210°C, portanto, os materiais e acessórios que entram em contato com o condutor devem ser projetados para operar na temperatura do cabo.

A sua instalação não necessita de cuidados especiais porém o fabricante recomenda de alguns cuidados, principalmente quando do lançamento do cabo condutor.

✓ **Cabos termorresistentes**

Este tipo de cabo não necessita de cuidados e de equipamentos, ferramentas e acessórios especiais, sua instalação é igual a dos cabos convencionais.

## 5.2 Analise tecnico economica de um cabo especial

Elaborou-se um orçamento de uma linha de transmissão conforme as diretrizes de elaboração de orçamento da ANEEL e Eletrobras (2005), afim de se verificar a influência da instalação de uma LT nova ou a instalação de um cabo especial, utilizando os recursos financeiros oriundos da instalação de novas estruturas.

O orçamento encontra-se no **ANEXO A**.

Considerando o caso da travessia do Rio Paraná onde foi utilizado o cabo condutor Grosbeak e o cabo especial "ACCR_297-T16-Ostrich 300" tem-se:

O valor do custo do cabo condutor é estimado por peso específico (R$/KG). Considerando que no caso o peso específico do cabo Grosbeak é de 1,302 kg/m e o do cabo especial Ostrich é de 0,501kg/m portanto tem-se:

- ✓ Cabo Grosbeak → 297.038 kg/ 1,302kg/m ---→228.140 m de cabo.
- ✓ Cabo ACCR_297-T16-Ostrich 300 → 228.140 x 0,501 = 114.928 kg

No orçamento, o valor relativo ao cabo condutor, na hipotese (sem estruturas) é de R$ 7.520.387,39.

No caso da utilização do cabo especial Ostrich tem-se o valor unitário de:

$$\frac{R\$\ 7.520.387,39}{114.928\ kg} = 65,28\ (R\$/kg)$$

Se o valor do cabo Grosbeak é de 11,55 (R$/kg)

Portanto o cabo especial em comparação ao valor do Grosbeak, no caso de uma repotencialização de uma linha de transmissão poderá ser até 5,65 vezes maior que o cabo Grosbeak para que seja viável economicamente o projeto.

Observar que não foram consideradas as perdas ao meio ambiente e que esse estudo é para o caso de cabos condutores Grosbeak e ACCR_297-T16-Ostrich 300.

## 5.3 Caso pratico – Travessia do Rio Paraná

Faz parte do escopo deste trabalho o estudo da instalação de um cabo especial na travessia do Rio Paraná. Foram estudadas as três propostas de cabos especiais: termorresistente, composito de aluminio e o de alma de fibra de carbono, porém somente o de compósito de aluminio atendeu as necessidades mecanicas e eletricas. Em fevereiro de 2009 foram instalados e energizados os cabos condutores Ostrich_ACCR_297-T16 entre as torres nº 26 e 31 da linha de transmissão que interliga a S/E Três Irmão as S/E´s da Usina Hidrelétrica Engenheiro Souza Dias (Jupiá) e da Usina Termeletrica Luis Carlos Prestes em Três Lagoas/MS.

Os detalhes sobre a instalação do cabo condutor encontram-se no **ANEXO B.**

## 5.4 Monitoramento

Com o aumento da demanda de energia elétrica acarretou o aumento no carregamento da linhas de transmissão e é nesta época que o uso mais efetivo das LT´s se faz necessário, segundo (JARDINI, 2010).

A utilização do monitoramento das varáveis elétricas e climáticas torna-se uma ferramenta valiosa na tomada de decisões, bem como ajuda na melhoria do sistema através da detecção preditiva de problemas nos equipamentos.

Segundo Jardini (2010) quanto a aplicação pode-se agrupar os sistemas de monitoramento em: operação, manutenção e engenharia.

Ainda segundo Jardini (2010) pode-se, dentro do assunto de monitoramento pertinente a operação, salientar os sistemas de medição de flechas, os sistemas que servem de auxílio para a operação tais como: a monitoração das condições ambientais (temperatura, ventos, umidade relativa), os localizadores de defeito, os sistemas de detecção de raios dentre outros.Os dados obtidos através dos monitoramento tem contribuído para a melhoria da confiabilidade do sistema elétrico.

No setor de manutenção aparecem os equipamentos utilizados para inspeção e instalação tais como robos, e as câmaras de infra vermelho,ultra violeta e de video.

Na engenharia tem-se o uso de imagem de satélites que permitem o acompanhamento dos acontecimentos pertinentes as faixas de passagens e o crescimento da vegetação. A seguir serão apresentados alguns sistemas de monitoramento de destaques (MASUDA, 2009)

### 5.4.1 Monitoramento da tração

#### 5.4.1.1 CAT - 1

Este é um sistema de monitoramento comercializado pela Empresa Shaw Power Technologies Inc. A finalidade do equipamento é determinar a altura do-condutor ao solo a partir da tensão (esticamento) mecânica dos cabos[5].

O sistema funciona através de uma célula de carga instalada entre o cabo e a torre que é capaz de monitorar a tensão mecanica de esticamento do cabo no tramo, utilizando sistema de comunicação local e à distancia, para disponibilizar essas informações em tempo real para as áreas interessadas.

O sistema de monitoramento pode ser composto por quatro sistemas: sistema de sensores, sistema de energia; sistema de comunicação e sistema computacional para armazenamento e análise de dados.

Os sensores utilizados no CAT-1 são: sensor de carga, sensor de temperatura ambiente e sensor de simulação do cabo (medição da influência das variáveis ambientais no cabo).

### 5.4.2 Célula de carga

A utilização de célula de carga como transdutor de medição de força tem sido muito aplicado nos sistema de monitorização e controle.

O seu funcionamento é baseado na variação de resistência ôhmica de um sensor denominado extensômetro ou strain gauge quando submetido a uma deformação. Usa-se quatro extensômetros ligados entre si segundo uma ponte de Wheatstone e o desbalanceamento da mesma , em virtude da deformação dos extensômetros , é proporcional à força que a provoca. É através da medição deste desbalanceamento que se obtem o valor da força aplicada.

---

[5] NASCIMENTO, C. A. M. et al., **Aplicação de tecnologias de monitoramento em tempo real para aumentar a capacidade de transmissão em LT's aéreas**. Minas Gerais: CEMIG, ciclo 1998/99.

Os extensômetros são colados a uma peça metálica, denominada "corpo da célula de carga" e inteiramente solidários à sua deformação. A força atua, portanto, sobre o corpo da célula de carga e a sua deformação é transmitida aos extensômetros, que por sua vez medirão a sua intensidade.

### 5.4.3 Strain gage (ou extensômetro)

O extensômetro elétrico ou strain gage é um resistor elétrico composto de uma finísima camada de material condutor, depositado sobre um composto isolante. Este é colado sobre a estrutura em teste, como o strain gage é sensível às deformações causadas por cargas presentes na estrutura, pode-se então estudá-las, medindo o comportamento de deformação no corpo.

### 5.4.4 Monitoramento da flecha

Este tipo de monitoramento relaciona a flecha da linha, a contribuição solar (irradiação) e a temperatura do ar, um dos sistemas utilizados para a medição da flecha é a trena eletronica (um sensor) que através de uma onda sonora, mede a distância entre dois obstáculos neste caso entre o solo e o cabo.

### 5.4.5 Monitoramento da temperatura na linha

Este tipo de monitoramento conhecido como Power Donut tem um dispositivo que é acoplado ao condutor através do uso de varas de manobra de linha viva. Este dispositivo mede diretamente a temperatura do condutor e transmite os valores através de radio frequência para um receptor no solo.

### 5.4.6 DTS System

O sistema de sensor de temperatura distribuído utiliza a própria fibra ótica com o sensor e uma instrumentação provê medidas a cada um metro ao longo do comprimento da fibra.

# 6. APLICAÇÃO DA SOLUÇÃO DE CABO DE ALTA CAPACIDADE

Inicialmente estava prevista a instalação do protótipo do sistema de monitoramento do cabo condutor na LT Embu Guaçu – Peruíbe, porém com os atrasos para a liberação das licenças ambientais optou-se pelo projeto da travessia do Rio Paraná, visto que se trata também de um local com severas restrições ambientais, por se tratar da travessia de um rio.

As LT's TLA – Valparaíso e Três Irmãos tiveram em toda a sua extensão a substituição dos cabos 336,4 MCM Oriole por 636 MCM Grosbeak com a respectiva troca de suas estruturas, exceto no trecho da travessia do Rio Paraná cujas estruturas foram preservadas e instaladas um cabo especial.

## 6.1 Metodologia

Em um estudo completo de recondutoramento as seguintes etapas devem ser analisadas a partir da definição da nova capacidade da linha:

- ✓ Definição do novo cabo (convencional x especial);
- ✓ Definição das condições de contorno para instalação do novo cabo, que deve estar vinculado à manutenção da distância de segurança e aproveitamento total ou parcial das estruturas existentes;
- ✓ A partir destes parâmetros deverão ser escolhidas as alternativas mais atraentes de cabos e
- ✓ Efetuar a verificação técnico-econômica das alternativas em função dos custos de implantação (cabos, reforços estruturais, montagem etc.) e também das perdas

Deverão ser consideradas as restrições referentes aos aspectos ambientais, estruturais ou mesmo de tecnologias de cabos (MASUDA, 20009).

## 6.2 Premissas adotadas na adequação do novo cabo

- ✓ O novo cabo deve possuir capacidade de transporte de carga igual ao do cabo CAA 636 MCM Grosbeak;
- ✓ Manutenção das distâncias mínimas ao solo ou via navegável (Rio Paraná);
- ✓ O novo cabo não deverá introduzir esforços adicionais nas estruturas existentes.

Devido ao reduzido número de vãos na travessia não foi considerado preocupante as perda ôhmica no trecho. Para as premissas acima mencionadas pode-se verificar que:

- ✓ Não é possível instalar um cabo da mesma característica que o existente, pois uma bitola maior para aumentar a capacidade de transporte implica em maior esforço na estrutura;
- ✓ O cabo deverá ter uma seção aproximada do cabo existente, isto implica que a temperatura de trabalho deverá ser muito maior para comportar uma maior corrente e, portanto um coeficiente de dilatação linear menor para manter a flecha igual a do condutor existente;
- ✓ Perdas no sistema – Caso seja utilizado um cabo com a resistência maior ao do cabo Grosbeak que é de 0,1075Ω/km a 75°C, por exemplo, o cabo especial utilizado com a resistência a 75° C igual a 0,1832 Ω/km, ou seja 1,7 maior que a do cabo Grosbeak. Para grandes distâncias se faz necessário o estudo das perdas no sistema

## 6.3 Caso Serra do Mar – LT – Embú-Guaçu-Mongaguá

### 6.3.1 Dados do sistema

O sistema existente foi projetado para o cabo 336,4 MCM Oriole com as seguintes características:

- ✓ Tração do condutor na condição EDS: 18%
- ✓ Temperatura máxima de projeto da linha: 60°C
- ✓ Distância mínima ao solo: 6,9 m
- ✓ Distancia total da SE Embu Guaçu até a SE Mongaguá: 41 km
- ✓ No total são 19 torres no trecho Embu-Parelheiros, 64 no trecho Parelheiros–Mongaguá e 13 torres na variante no alto da Serra do Mar no trecho Embu Guaçu até a S/E Mongaguá.
- ✓ Capacidade máxima em condições normais (75ºC)=206 MVA e Capacidade máxima em condições de emergência (90°C)=242 MVA.

A previsão para o recondutoramento desta linha considera a utilização do cabo 636 MCM Grosbeak cujos parâmetros e as condições de contorno são:

- ✓ Dados do condutor conforme tabela 12, abaixo;
- ✓ Amperagem requerida: – 860 A (75°C) e 1011,1 A (90°C)
- ✓ Temperatura ambiente média – 25°C

**Tabela 12- Características elétricas e mecânicas do cabo Grosbeak**

| CARACTERÍSTICAS | UNIDADE | VALOR |
|---|---|---|
| Seção total | mm² | 374,77 |
| Seção de alumínio | mm² | 322,26 |
| Diâmetro | mm | 25,15 |
| Peso específico | kg/m | 1,302 |
| Carga de ruptura | kgf | 11429 |
| Resistência (CC 20ºC) | Ω/km | 0,0896 |
| Coef. de dilatação linear | 1/ºC | 0,0000189 |
| Modulo de elasticidade | kgf/mm² | 8000 |

**Fonte: Catálogos da Nexans**

### 6.3.2 Estudo da capacidade de corrente

Inicialmente será verificada a partir das condições climatológicas a capacidade de corrente do novo cabo. Foram adotados os seguintes dados:

- ✓ Temperatura ambiente máxima: 34°C
- ✓ Velocidade do vento: 1,2m/s
- ✓ Ângulo de incidência do vento: 90°
- ✓ Fator de emissividade: 0,7
- ✓ Fator de absorção: 0,5
- ✓ Radiação solar: 1000 W/m²

Com os dados acima utilizando a metodologia apresentada obtém-se:

- ✓ Máxima ampacidade em operação normal: 912 A
- ✓ Máxima ampacidade em operação de emergência: 1046 A

### 6.3.3 Estudo mecânico

Para a manutenção das distâncias mínimas ao solo da LT-Embu-Guaçu-Mongaguá, ou seja, iguais condições de flechas, considerando que o cabo deverá operar em uma temperatura mais elevada, o novo cabo deverá possuir um coeficiente de dilatação linear compatível com a nova temperatura de operação:

Foi considerado como exemplo apenas um vão isolado (49 e 50) conforme abaixo:

- ✓ Área as seção reta (S) 374,77mm²
- ✓ Módulo de elasticidade (E) 8.000kgf/mm²
- ✓ Peso específico (p) 1,302kg/m
- ✓ Temperatura do cabo na condição de partida ($\Theta_1$) 25° C
- ✓ Temperatura máxima do cabo ($\Theta_2$): 60° C (normal)
- ✓ Temperatura máxima do cabo ($\Theta_2$): 70°C (emergência).
- ✓ Tração horizontal na condição de partida ($t_f$): 1348 kgf (final)
- ✓ Tração horizontal na condição de partida ($t_i$): 1415kgf (inicial)

- ✓ Tração horizontal na condição de partida ($t_f$): 1348 kgf (final)
- ✓ Tração horizontal na temperatura máxima ($t_2$): 1275kgf (normal)
- ✓ Tração horizontal na temperatura máxima ($t_2$): 1260 kgf (emerg.)
- ✓ Vão de estudo: 593 m
- ✓ Vão equivalente: 593 m

O novo cabo deverá possuir a mesma flecha do condutor existente nas respectivas temperaturas máximas. Desta forma, foi utilizado um programa de trações e flechas para essa verificação ou definição dos parâmetros do novo condutor pois a variação de temperatura ocasiona variação da tração e consequentemente variação da flecha.

Como a variação de temperatura ocasiona variação da tração e consequentemente variação da flecha.

A temperatura é uma função de muitas variáveis principalmente da velocidade do vento e da sua direção e da sua temperatura em torno da LT (Furtado, 2008).

Considerando somente um vão ou ancorada nas duas torres que sustentam o vão, nestas condições o valor da tração horizontal é constante, assim uma mudança de temperatura ocasionará mudança na tração horizontal (T). Trabalhando-se a equação de comprimento da catenária e sua variação com a temperatura e elasticidade do material do condutor tem-se a relação entre dois estados da LT relativos à $T_1$ e $T_2$ dada pela "Equação de mudança de estado" abaixo:

Conforme Furtado (2008), o coeficiente de dilatação do novo cabo pode ser obtido de:

$$T_2^3 + T_2^2\left[\frac{ESp^2}{24T_1^2} + ES \propto (\theta_2 - \theta_1) - T_1\right] = \frac{ESp^2A^2}{24}$$

ou seja:

$$\propto = \frac{\frac{ESp^2A^2}{24} + T_1T_2^2 - T_2^3 - T_2^2\frac{ESp^2}{24T_1^2}}{(T_2^2ES\theta_2) - (T_2^2ES\theta_1)}$$

onde:

A - vão de linha [m];

E - módulo de elasticidade dos cabos [kgf/mm$^2$]

p - peso especifico do cabo [kgf/m];

S - área da seção reta dos cabos [mm$^2$]

$T_1$ - Tração horizontal correspondente ao estado 1, relativo a $\Theta 1$ (kgf)

$T_2$ - Tração horizontal correspondente ao estado 2, relativo a $\Theta_2$ (kgf)

$\alpha$ - coeficiente de dilatação, linear dos cabos [°C$^{-1}$].

$\Theta_1$ - temperatura média do condutor no estado 1 [°C]

$\Theta_2$ - temperatura média do condutor no estado 2 [°C]

Considerando que o cabo novo deverá ter as mesmas condições do cabo existente, isto é:

*Condição inicial* ($T_1$ = 1415 kgf e $\Theta_1$ = 25 ° C) deverá atingir $T_2$ =1.169 kgf e $\Theta_2$ = 70 ° C.

a) Determina-se o valor de $\alpha$ para a condição de emergência a partir de $t_1$=1415kgf e $\Theta_1$ = 25 °C na *condição inicial*.
b) Determina-se o valor da tração na condição final de 1348kgf e o cabo deverá atingir a temperatura para a condição normal de 180°C com a tração $T_2$ = 1.169kgf→ resulta em $\alpha$ = 0,00000723 [°C$^{-1}$].

O novo cabo deverá ter coeficiente de dilatação, linear dos cabos $\alpha$ de no mínimo igual a **0,0000723** [°C$^{-1}$].

## 6.4 Caso da Travessia do Rio Paraná

### 6.4.1 Dados do sistema

O sistema antigo foi projetado para o cabo 336,4 MCM Oriole com as seguintes características:

- ✓ Distância mínima ao solo (maquinas agrícola): 6,9 m
- ✓ Distância mínima na travessia do rio (m): H +2,4 m
- ✓ Temperatura máxima de projeto da linha: 50°C
- ✓ Tração do condutor na condição EDS: 20%
- ✓ Vão equivalente: 366 m
- ✓ Vão de travessia e tipo de torres conforme tabela 13

**Tabela 13 - Dados de vãos e torres da travessia do Rio Paraná**

| **Nº de torre** | **26** | **27** | **28** | **29** | **30** | **31** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Tipo** | T | S Alfa | SR+3 | SR+3 | SR+3 | T |
| **Cadeia** | A | S | S | S | S | A |
| **Vão horizontal (m)** | | 296,01 | 370,4 | 412,76 | 416,87 | 191,27 |
| **Desnível (m)** | | 7,06 | -0,43 | -0,04 | 0,28 | -8,28 |

**S** - suspensão **A** - ancoragem

**Fonte: Projeto: FDTE n. 1056, RT: 1056-RT-002-R0-09 de 29/04/2009**

### 6.4.2 Estudo da capacidade de corrente

A partir das condições a seguir, foram determinadas as capacidades de corrente para o novo cabo (CAA 636 MCM Grosbeak).

- ✓ Temperatura ambiente: 34°C
- ✓ Velocidade do vento: 1,2m/s

- ✓ Ângulo de incidência do vento: 90°
- ✓ Fator de emissividade: 0,7
- ✓ Fator de absorção: 0,5
- ✓ Radiação solar: 1.000 W/m²

Os resultados obtidos foram:

- ✓ Máxima ampacidade em operação normal: 860 A
- ✓ Máxima ampacidade em operação de emergência: 1010 A

Observa-se que o novo cabo deverá ter a capacidade de corrente de 860 A em condição normal e também a capacidade de 1010 A na condição de emergência.

Para atender as condições mecânicas, ou seja, utilização das estruturas existentes sem execução de reforços deverá ser utilizado no máximo um cabo com a mesma característica, isto é, mesmo peso específico, diâmetro e mesma seção de alumínio.

### 6.4.3 Estudo mecânico

O novo cabo deverá manter as mesmas distâncias mínimas ao solo da linha existentes, ou seja, iguais condições de flechas. Considerando que o cabo deverá operar em uma temperatura mais elevada, o novo cabo deverá possuir um coeficiente de dilatação linear compatível com a nova temperatura de operação:

- ✓ Vão equivalente: 366 m
- ✓ Vão de estudo: 416 m
- ✓ Tração horizontal na condição de partida ($t_i$): (inicial) 1415kgf
- ✓ Tração horizontal na condição de vento máximo: (final) 2776kgf
- ✓ Temperatura do cabo na condição de partida ($\Theta_1$) 27° C
- ✓ Tração horizontal na temperatura máxima ($t_2$): 1272kgf
- ✓ Temperatura máxima do cabo ($\Theta_2$): 60° C
- ✓ Flecha máxima do cabo: 14,90m

O novo cabo deverá possuir a mesma flecha do condutor existente nas respectivas temperaturas máximas. Desta forma será utilizado um programa de trações e flechas para essa verificação ou definição dos parâmetros do novo condutor.

Como já visto no caso da LT da Serra do Mar, para o cabo novo será utilizado a equação de mudança de estado, a seguir:

$$T_2^3 + T_2^2\left[\frac{ESp^2}{24T_1^2} + ES \propto (\theta_2 - \theta_1) - T_1\right] = \frac{ESp^2A^2}{24}$$

onde α =

$$\propto = \frac{\frac{ESp^2A^2}{24} + T_1T_2^2 - T_2^3 - T_2^2\frac{ESp^2}{24T_1^2}}{(T_2^2ES\theta_2) - (T_2^2ES\theta_1)}$$

onde:

A - vão de linha [m];
p - peso especifico do cabo [kgf/m];
$T_1$ - Tração horizontal correspondente ao estado 1, relativo a Θ1 (kgf)
$T_2$ - Tração horizontal correspondente ao estado 2, relativo a $\Theta_2$ (kgf)
E - módulo de elasticidade dos cabos [kgf/mm$^2$]
S - área da seção reta dos cabos [mm$^2$]
α - coeficiente de dilatação, linear dos cabos [°C$^{-1}$].
$\Theta_1$ - temperatura média do condutor no estado 1 [°C]
$\Theta_2$ - temperatura média do condutor no estado 2 [°C]

As condições do cabo antigo são:

Para a condição de emergência, a partir de $T_1$ = 1415 kgf (condição inicial) e $\Theta_1$ = 27°C que deverá atingir a temperatura para a condição final $\Theta_2$= 60° C e $T_2$= 1169 kgf.

Considerando que o cabo novo deverá ter as mesmas condições do cabo existente:

Determina-se o valor de α para a condição emergência a partir de $t_1$=1415kgf e $\Theta_1$= 27°C na condição inicial.

Determina-se o valor da tração na condição final 1.272kgf que deverá atingir a temperatura para a condição normal de 170°C com a tração $t_2$ = 1169kgf; resulta em α = 0,0000316 [$°C^{-1}$].

O novo cabo deverá ter coeficiente de dilatação, linear dos cabos α de no mínimo igual a **0,0000316** [1/°C].

Para a travessia do Rio Paraná foi adotada as condições acima mencionadas, bem como os dados de vento conforme NBR-5422, a partir destas premissas ficou definido o cabo ACCR_297-T16- Ostrich300 cuja característica consta na tabela 14.

**Tabela 14 – Características do cabo condutor ACCR_297-T16- Ostrich300**

| **Propriedades do condutor** | **Oriole ACSR** | **Ostrisch-ACCR** |
|---|---|---|
| Seção ($mm^2$) | 170 | 150,8 |
| Diâmetro (mm) | 18,82 | 17,2 |
| Peso específico (kg/m) | 0,784 | 0,501 |
| Carga de Ruptura (kgf) | 7.847 | 5.488 |
| Resistência (ohm/km) | 0,165 | 0,1832 |
| Max Temp. de Operação Continua (°C) | 50 | 210 |
| Ampacidade em Operação Continua (A) | 331 | 1.043 |
| Máx. Temp. Operação em Emergência (°C). | 60 | 240 |
| Ampacidade em Emergência (A) | 453 | 1.113 |
| Tração Horizontal na Instalação (kgf) | 1.415 | 1.351 |
| Tração de Instalação (%RBS) | 18,2 | 24,7 |
| Tração Horizontal Máxima (kgf) | 2.776 | 2.776 |
| Tração Máxima (%RBS) | 35,7 | 51,0 |
| Flecha Máxima (m) | 14,9 | 14,4 |

**Fonte: Projeto: FDTE n. 1056, RT: 1056- RT-002-R0-09 de 29/04/2009**

Da tabela 14 pode-se concluir que:

- ✓ Todas as características do cabo proposto são inferiores ao cabo existente, exceto a resistência que é superior em função da menor seção;
- ✓ A temperatura máxima de operação do novo condutor é de 240°C, o que limita a instalação de alguns acessórios da LT;
- ✓ Para a tração de instalação foi prevista a utilização da mesma do cabo existente, ocasionando assim uma flecha ligeiramente menor em função do menor peso específico do cabo proposto.

## 6.5 Monitoramento

Por se tratar de um cabo especial e com desempenho desconhecido e também operar com altas temperaturas julgou-se necessário o monitoramento para obtenção de dados para viabilizar a avaliação técnica do comportamento das variáveis do cabo condutor Após estudo optou-se pelo monitoramento da tração e da flecha (MASUDA, 2009).

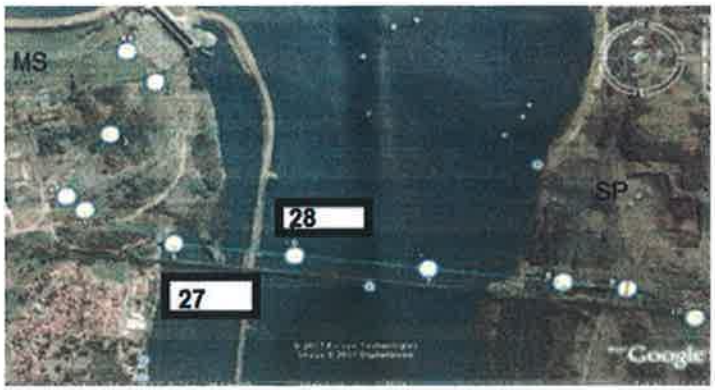
Para medição da flecha do condutor foi instalada uma trena a laser na torre de transmissão 28 e para tração na torre de transmissão 27 foi instalada uma célula de carga (MASUDA, 2009).

O meio de comunicação sem fio foi escolhido devido à distância pequena de cerca de 1300m entre o local da concentração dos dados e os sensores (célula de carga e a trena laser) (MASUDA, 2010).

A alimentação dos sensores é feita através de painéis solares instalado nas torres onde se encontram os sensores da célula de carga e trena laser.

A localização dos sensores é apresentado na figura 20.

**Figura 20 - Localização das torres com sensores**

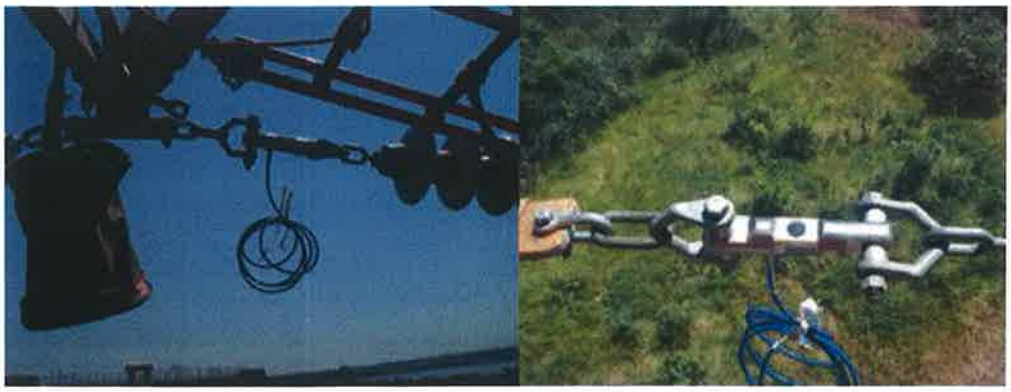



**Fonte: Projeto:FDTE nº 1056 , 1056 NT-009 – R0-09 de 26/02/2010**

### 6.5.1 Monitoramento da tração no condutor – Célula de carga

Com o intuito de se medir a tração no cabo condutor foi adquirido um conjunto composto por uma célula de carga (capaz de medir até 10 t) e por um conversor de sinal que converte o sinal de saída da célula de carga, entre 0 e 3mV em sinal de corrente de 0 a 20 mA. O valor deste sinal é coletado e transmitido de forma a possibilitar o cálculo da flecha ao condutor. A figura 21 ilustra a célula de carga instalada já com as devidas adaptações.

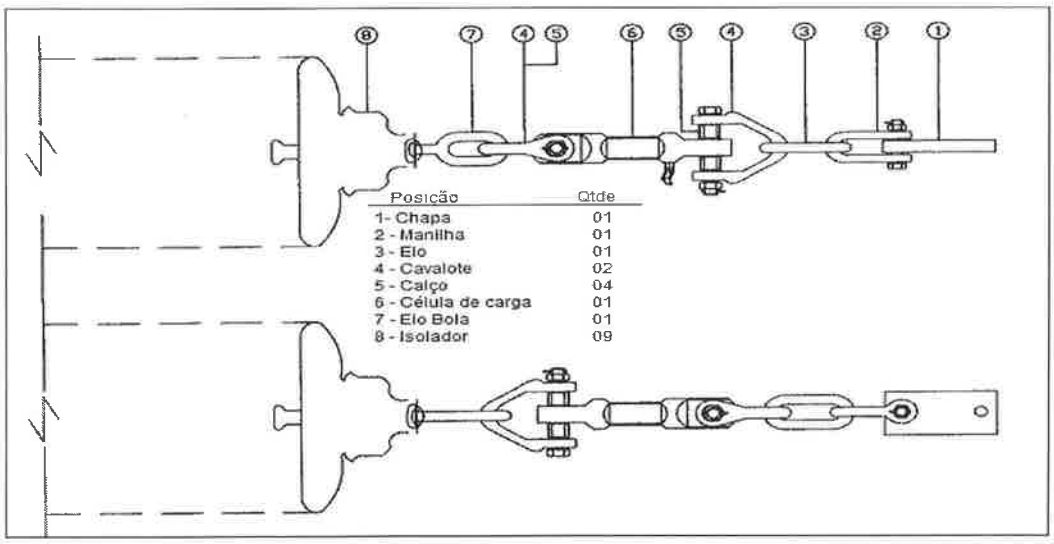
**Figura 21 – Instalação da célula de carga**



**Fonte: Projeto:FDTE nº 1056 , 1056 RT-006-R1-09 de 20/06/2010.**

Este dispositivo foi instalado na cadeia de ancoragem na fase inferior da torre 27. Para tal foi necessário a adaptação da referida cadeia com a retirada de três isoladores dos 12 existentes. A figura 22 ilustra a nova configuração do conjunto utilizado para a adaptação da célula de carga na cadeia de isoladores da torre 27, utilizando ferragens existentes no mercado com carga de ruptura e comprimento (mm) compatível com a cadeia de isoladores existentes.

**Figura 22 – Desenho esquemático do conjunto célula de carga e ferragens**




**Fonte:** Projeto FDTE Nº1056/2009

Para determinar a equação para calculo da tração medida pela célula de carga, para fundo de escala até 10 toneladas, foi utilizado o ajuste da equação através de um ensaio em campo (MASUDA, 2010)

O valor da leitura da célula de carga é transmitido através da rede de comunicação no padrão Modbus RTU, sendo assim representado por um valor inteiro que varia de 0 a 65535. Este número inteiro representa a variação de corrente entre 0 mA e 20 mA. Desta forma o software periodicamente recebe este valor inteiro e transforma em valor de engenharia (mA). A equação a seguir calcula o valor de engenharia

$$I\ (mA) = \left(\frac{20}{65535}\right) * N \qquad \textbf{(6.1)}$$

onde:

N é um número inteiro e I é o valor de engenharia

A equação 2 será obtida através de ensaio realizado em campo conforme procedimento da tabela 15.

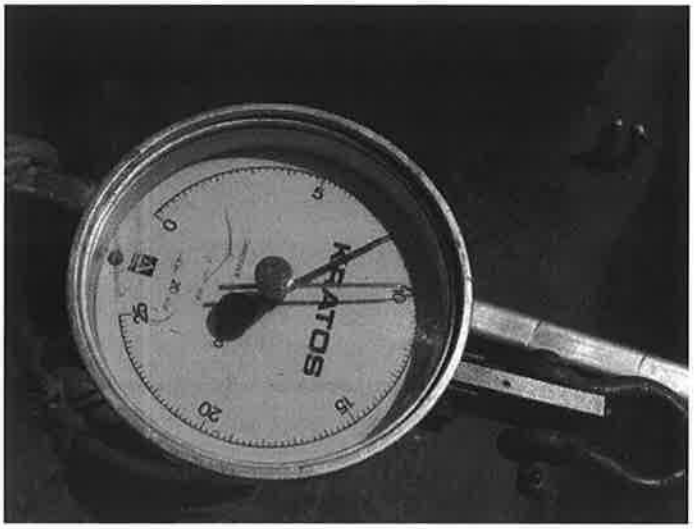
**Tabela 15 – Procedimento para levantamento da curva tração x corrente**

| | |
|---|---|
| 1 | Retirar da torre a célula de carga e do condicionador de sinal da célula de carga. |
| 2 | Providenciar uma bateria de 12V para alimentação do ensaio. |
| 3 | Providenciar dois cavalotes para conexão da célula de carga. |
| 4 | Providenciar um dinamômetro (Figura 23) com escala até pelo menos 3 toneladas aferido. |
| 5 | Providenciar uma talha de alavanca manual (catraca) de pelo menos 3T. |
| 6 | Dois estropos [6] de comprimento adequado para a conexão do item 7 e 8 abaixo |
| 7 | Montar o conjunto (estropo-cavalote-célula de carga-cavalote-dinamômetro-estropo) |
| 8 | Ancorar o conjunto nos pés da torre utilizando dois calços (pedaços de pneu) para proteção da galvanização do pé da torre. |
| 9 | Providenciar um amperímetro aferido |
| 10 | Efetuar o tracionamento da célula em 500, 1000, 1500, 2000, 2500 e 3000kgf. |
| 11 | Desmontar o conjunto e reinstalar a célula de carga na cadeia. |
| 12 | Levantar a curva tração x corrente. |

**Fonte: Projeto:FDTE nº 1056, 1056 NT-012-RO-09 de 15/5/2010**

[6] Estropos ou Eslingas, ou simplesmente laços de cabo de aço, são ferramentas produzidas a partir de um cabo de aço e acessórios. Os estropos/eslingas possuem a destinação de movimentação de cargas. Estes laços geralmente são formados por um cabo de aço que possui "olhais" nas extremidades. Estes olhais são posteriormente e comumente prensados com uma presilha de aço que aumenta a resistência do trançado. Fonte: http://murall.com.br/estropo-eslinga-lacos-de-cabo-de-aco-o-que-sao/#ixzz37SxMhHWN

**Figura 23 – Instalação do dinamômetro**




**Fonte: Projeto: FDTE nº 1056, 1056 RT-006-R1-09 de 20/06/2010**

Os valores obtidos a partir do ensaio de campo para o ajuste da curva da célula de carga encontram-se na tabela 16.

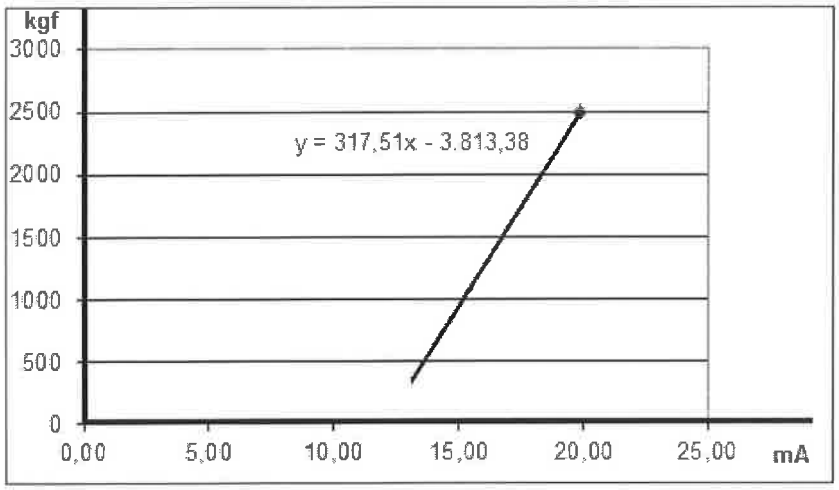
**Tabela 16 – Dados para o levantamento da curva tração x corrente**

| Tração no dinamômetro (kgf) | Tração Corrigida (kgf) | Corrente (mA) | |
|---|---|---|---|
| | | Ida | Volta |
| 0 | 0 | - | 12,01 |
| 500 | 500 | 13,59 | 13,61 |
| 1000 | 1000 | 15,11 | 15,07 |
| 1500 | 1470 | 16,62 | 16,53 |
| 2000 | 1940 | 18,11 | 18,13 |
| 2500 | 2440 | 19,88 | |

**Fonte: Projeto: FDTE nº 1056, 1056 NT-012-RO-09 de 15/5/2010**

Considerando os valores de ida e volta para a corrente tem-se a curva da equação conforme figura 24

**Figura 24 - Curva da equação tração x corrente**




**Fonte: Projeto: FDTE nº 1056, 1056 NT-012-RO-09 de 15/5/2010**

Da figura 24 se tem a curva de ajuste da tração em função da corrente conforme equação 2 a seguir:

$$T\ (kg) = 317{,}51 * I - 3.813{,}38 \qquad \textbf{(6.2)}$$

onde:

I representa a saída do condicionador de sinal da célula de carga em m(A) e T é a tração em (kgf).

A partir da tração será calculado o ponto mais baixo do cabo e também estimada a temperatura conforme procedimento abaixo.

#### 6.5.1.1 Procedimento para o calculo da tração e a temperatura estimada do cabo para uma instalação com desnível

**1º Passo** - Dada a equação da célula de carga (2) para uma determinada corrente tem-se um valor para tração (T);

**2º Passo** - Estimativa de valor inicial de VG[7] (vão gravante), dadas as constantes e características do projeto:

- C1= Cota na torre 27 (m)
- C2 = Cota na torre 28 (m)
- V = vão (370,49 m)
- T = Valor medido na célula de carga (tração horizontal em kgf)
- w = Peso específico do cabo (0,501 kg/m)
- D = desnível (-0,39 m)
- H = T/w
- AH = V/H
- DH = D/H
- cosh (AH) = CHAH
- senh (AH) = SHAH
- tghE = (CHAH-1)/SHAH
- E= $tgh^{-1}$ (THE)
- SA = DH/$\sqrt{SHAH^2 - (CHAH - 1)^2}$
- A = $senh^{-1}$ (SA)
- $VG_e$ = Vão gravante estimado = (A*E) *H

**3º Passo** - Cálculo tração horizontal (TH)

$$TH = \sqrt{T^2 - (VG_e * w)}$$

[7] Vão gravante ou de peso: É a distância entre os pontos mais baixos dos cabos nos vãos adjacentes à torre,

**4º Passo** - Cálculo do valor de $VG_{NOVO}$

- C1= Cota na torre 27 (m);
- C2 = Cota na torre 28 (m);
- V = vão (370,49 m);
- T = TH
- w = Peso do cabo (0,501 kg/m)
- D = desnível (-0,39 m)
- H = T/w
- AH = V/H;
- DH = D/H
- cosh (AH) = CHAH;
- senh (AH) = SHAH;
- tghE = (CHAH-1)/SHAH
- E= $tgh^{-1}$ (THE);
- SA = DH/$\sqrt{SHAH^2 - (CHAH - 1)^2}$
- A = $senh^{-1}$ (SA)
- $VG_{NOVO}$ = Vão gravante = (A*E) *H

**5º Passo**-Cálculo do ponto mais baixo da catenária **Y** em relação à cota de C1.

$$Y = \frac{T}{w^2} * ((cosh \frac{Vg}{\frac{T}{w}}) - 1)$$

**6º Passo** - Cálculo da distância em relação à base da torre

**D**= (21 – Y) onde 21 é a altura útil[8] da torre em metros.

[8] Hu = Altura útil de uma torre de transmissão - É a medida da base da torre até a 1ª cadeia de isoladores

**7º Passo** – Cálculo estimado da temperatura do cabo ($\Theta_2$).

Dado as características do cabo e a equação de mudança de estado (3) abaixo se determina $\Theta_2$:

A - Vão de linha;

$P_1$- Peso especifico do cabo na condição 1 [kgf/m];

$P_2$- Peso especifico do cabo na condição 2 [kgf/m];

$T_1$- Tração do cabo na condição 1[kgf];

$T_2$- Tração do cabo na condição 2 [kgf];

E- Módulo de elasticidade dos cabos [kgf/mm$^2$];

S- Área da seção reta do cabo [mm$^2$];

α Coeficiente de dilatação linear [1/ °C]

$\Theta_1$- Temperatura média do cabo na condição 1 [°C]

$\Theta_2$- Temperatura média do cabo na condição 2 [°C]

$$T_2^3 + T_2^2\left[\frac{ESp^2}{24T_1^2} + ES \propto (\theta_2 - \theta_1) - T_1\right] = \frac{ESp^2A^2}{24} \quad (\mathbf{6.3})$$

portanto:

$$\theta_2 = \theta_1 + \frac{1}{ES\alpha}\left[\frac{\frac{ESA^2p_2^2}{24}}{T_2^2} + T_1 - \frac{\frac{ESp_1^2A^2}{24}}{T_1^2 - T_2^2}\right] \quad \mathbf{(6.4)}$$

Obtém-se o valor de $\Theta_2$ através da equação 6.4

### 6.5.2 Monitoramento da flecha – Trena laser

O monitoramento da flecha foi efetuado utilizando uma trena a laser. Como se trata de uma travessia de rio, não foi possível instalar o dispositivo no meio do vão e medir diretamente à distância ao solo. Assim foi desenvolvido um sistema de medição com o sensor instalado no pé de uma das torres do vão

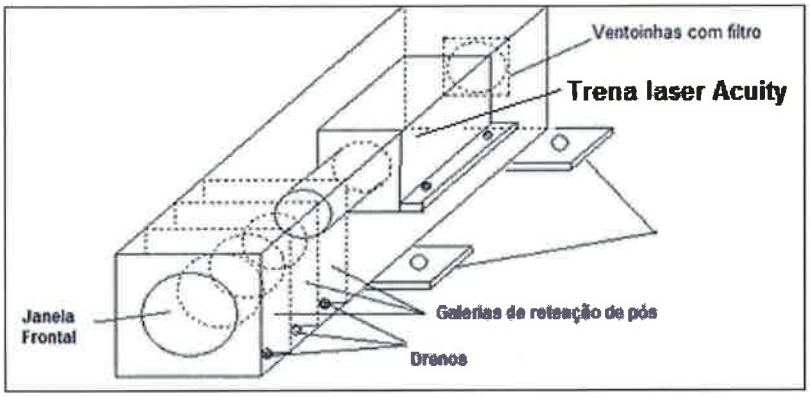
Como a instalação será feita em ambiente aberto, sujeito a radiação solar intensa e frequente, chuvas, vento, poeira, variação de temperatura e umidade, como também estar sujeito a interferência eletromagnética todos os dias, faz-se necessário uma proteção contra a entrada de água e poeira e deverá funcionar em condições adversas de temperaturas de -5° C a 60° C.

Devido aos problemas acima mencionados, o sensor foi acondicionado em uma caixa metálica com tratamento e pintura para as condições adversas apresentadas tais como: chuva, insolação, calor e umidade. A caixa é retangular de dimensões aproximadamente: 90x80x300mm (largura, altura e profundidade).

A tampa frontal possui uma janela circular para saída e entrada do feixe laser, nessa parte frontal foi confeccionada galerias para retenção de poeiras e possível entrada de chuva, este sistema é composto por três placas paralelas à tampa frontal e com janelas para saída e entrada de feixe laser. Na parte inferior a cada galeria existem drenos para evitar o acúmulo de água.

Na parte posterior da caixa de acondicionamento foi instalada uma ventoinha com sensor de temperatura, que deverá ser acionado quando a temperatura no interior da caixa atingir aproximadamente 50°C. Uma tela com filtro foi instalada na janela da ventoinha para evitar a entrada de partículas e gotas de chuvas na caixa, a figura 25 representa o esquema da caixa de acondicionamento da trena laser.

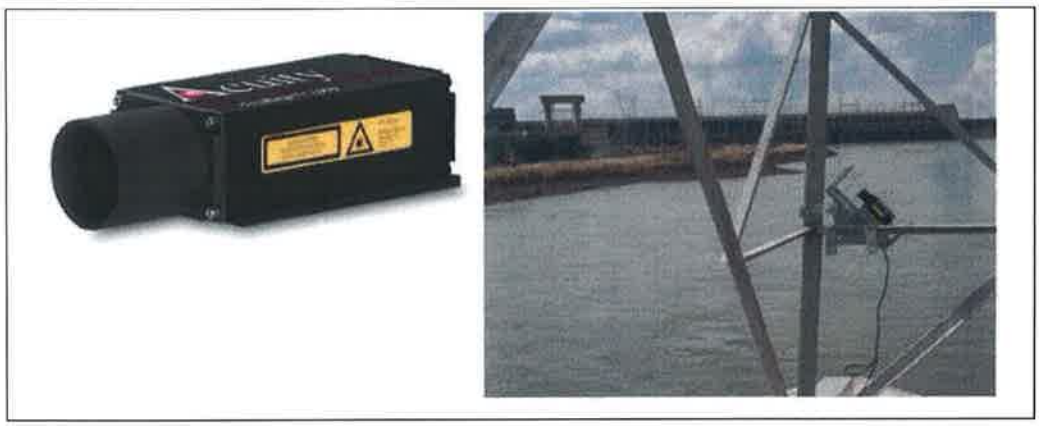
**Figura 25 - Desenho esquemático da caixa de acondicionamento da trena laser**




**Fonte: Projeto: FDTE nº 1056, 1056 NT-008-RO-09 de 02/12/2009**

A figura 26 apresenta a trena e o sistema de fixação da trena laser na torre 28.

**Figura 26 – Trena e sistema de fixação à torre**



**Fonte: Projeto: FDTE nº 1056, 1056 RT-006-R1-09 de 20/06/2010**

O alcance da trena laser é de 25m nas condições mais difíceis de medição, ou seja, com luz solar intensa, chuva e poeira intensa.

O sistema de alimentação do sensor será através de um painel solar, com potência consumida inferior a 10 W para uma boa autonomia e dimensões médias, sua instalação será no topo da torre de transmissão.

Após vários testes, verificou-se que o refletor utilizado em sinalização de emergência chamado de triângulo de segurança de veículos automotores, apresenta um excelente desempenho como refletor para a trena laser, mesmo sob condições de insolação direta. O refletor instalado no campo foi confeccionado com a superfície refletora de um triângulo de sinalização.

Como a superfície refletora do triangulo de sinalização é acrílica e de pequena espessura e sem muita rigidez mecânica, não sendo aconselhável a sua instalação. Optou-se por um suporte com formato de uma forma de pão retangular invertida, isto é a tira refletora foi colada no fundo da forma invertida, utilizou-se duas formas de pães. A forma invertida com refletor será fixada a dois suportes tipo grampo de amortecimento de vibração (Amortecedores tipo Stockbridge), estes grampos foram utilizados para a fixação da forma invertida ao cabo em monitoramento (MASUDA, 2009).

Os detalhes do refletor e da sua instalação são apresentados na figura 27.

**Figura 27 – Refletor e detalhes das hastes de fixação**

**Fonte: Projeto: FDTE nº 1056, 1056 RT-006-R1-09 de 20/06/2010**

Para o funcionamento do sistema de monitoramento instalou-se na fase inferior a 15 metros da torre 28 o refletor e a caixa de acondicionamento com a trena laser na base da torre conforme figura 28.

**Figura 28 – Detalhe da fixação da trena laser e do refletor**

**Fonte: Projeto: FDTE nº 1056, 1056 RT-006-R1-09 de 20/06/2010**

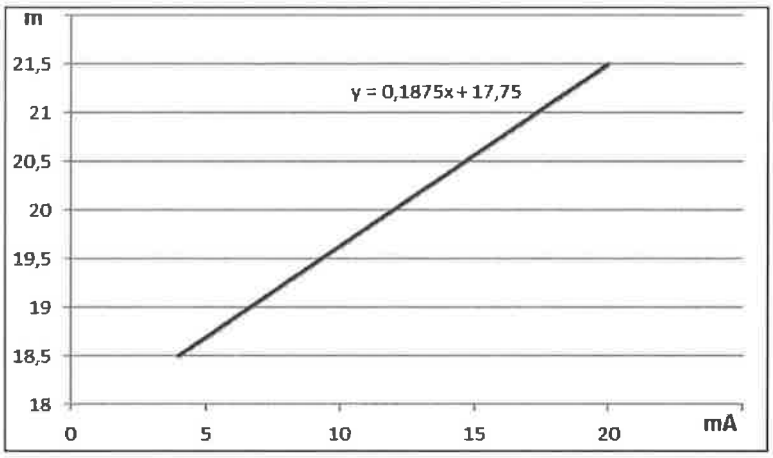
### 6.5.2.1 Procedimento para o calculo da flecha

O valor da leitura da trena laser é transmitido através da rede de comunicação no padrão Modbus RTU, sendo assim representado por um valor inteiro (N) que varia de 0 a 65535. Este número inteiro representa a variação de corrente entre 4 mA e 20 mA. Desta forma o software periodicamente recebe este valor inteiro e transforma em valor de engenharia (mA). A equação (6.5) abaixo calcula o valor de engenharia.

$$I = \left(\frac{16}{65535}\right) * N + 4 \qquad \textbf{(6.5)}$$

A partir do valor de engenharia pode ser calculada a distância do sensor até o refletor instalado no cabo (MASUDA, 2011). Com a saída da trena foi calibrada para 4- 20 mA que corresponde a variação da distância "D" de 15 a 21,5 metros, da tabela 17se tem a equação (6.6).

**Tabela 17 – Levantamento da equação da variação da distância D.**




**Fonte: Projeto:FDTE nº 1056 , 1056 NT -011-R3-10 DE 26/05/2010**

$$D = 0{,}1875\, I + 17{,}75 \; ou \; D = \frac{3I}{16} + 17{,}75 \qquad \textbf{(6.6)}$$

onde:

D é a distância medida em metros até o refletor e I é a corrente elétrica fornecida pela saída do sensor em mA.

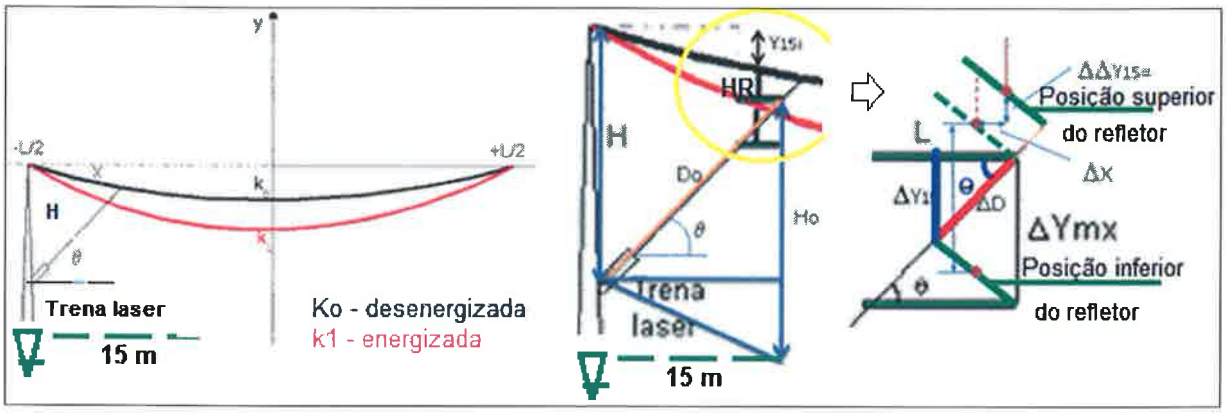
Através da distância fornecida pelo sensor e a distância do ponto de referência do sensor pode-se chegar a uma diferença (ΔD). Esta diferença representa a variação na distância medida entre o sensor do cabo da LT provocado pela passagem de corrente elétrica na linha.

$$\Delta D = D_0 - \mathrm{D} \qquad \textbf{(6.7)}$$

sendo:

$D_0$ a distância entre o sensor e o refletor com corrente de referência e D a distância fornecida pelo sensor para linha conduzindo corrente elétrica. O valor $D_0$ deve ser medido no momento da instalação com a LT desenergizada.

**Figura 29 – Esquematização da configuração torre, cabo, trena laser e refletor**




**Fonte: Projeto:FDTE nº 1056 , 1056 NT -011-R3-10 DE 26/05/2010**

Da figura 29 se tem:

H = Altura do ponto de sustentação do cabo em relação ao nível da trena

$H_0$ = Altura do ponto de sustentação do cabo em relação ao nível da base da torre.

Hr = Distância do ponto médio de sustentação do refletor ao cabo

$D_0$= Distância trena refletor com a linha desligada

$Y_0$ = Distância do ponto de sustentação do cabo até o ponto mais baixo da catenária

$Y_{15i}$ = Valor da flecha no ponto do refletor, medido na instalação

$\Delta Y_{15i}$ = Variação da flecha no ponto do refletor

Em 10/05/2010 foram medidos e checados in loco os seguintes valores:

Hr = 0,22 m; H = 15,77; Do = 20,117 m e Ho = 25,66 m.

Da figura 29, considerando que o refletor se desloque na vertical se tem:

$$sen\,\theta = \frac{\Delta D}{\Delta Y15} = \frac{Do}{Ho}$$

sendo: $\Delta D = (\,Do - D\,)$ a variação da distância trena – refletor tem-se:

$$\Delta Y15 = \frac{(Do - D) * Ho}{Do} \quad (\mathbf{6.8})$$

sendo: ΔY15 a variação do valor da flecha no ponto do refletor e D = 3l/16 +17,75 da equação (6.6), substituindo os valores se tem:

$$\Delta Y15 = \frac{\left(Do - \left(\frac{3I}{16} + 17{,}75\right)\right) * Ho}{Do} \quad (\mathbf{6.9})$$

Substituindo os valores (H = 15,77 e Do = 20,117)acima na equação (6.9) tem-se:

$$\Delta Y15 = \frac{\left(20{,}117 - \left(\frac{3I}{16} + 17{,}75\right)\right) * 25{,}66}{20{,}117)} = 3{,}0192 - 0{,}23916I \quad (\mathbf{6.10})$$

Da figura 30 – Planilha para calculo das condições iniciais (abaixo) se obtém os valores de:

Yo = flecha máxima na condição inicial = -7,705 m e
Y15i = Flecha a 15m da torre (ponto do refletor) = -1,22092m

Esses valores foram obtidos através de uma sequência de cálculos como demonstrado abaixo:

Dados as condições inicias de:

I = 0 A (LT desligada);

Tração de 1.081 kgf;

Temperatura ambiente de 37 ºC;

Flecha = 7,76m;

Peso especifico do cabo = 0,501 kg/m e

Vão = 365,95m

Calculam-se os coeficientes:

- ✓ $K_1$ =2*Tração /peso especifico do cabo
- ✓ a = $4/k^2$
- ✓ b = -4 vão/$k^2$
- ✓ c = $v^2/k^2$ +1

O valor de $L_{15}$ que corresponde ao comprimento do cabo estendido será dado através da resolução da integral **(LABEGALINI, 1992)**:

$$L_{15}= \int_{X_1}^{X_2} \sqrt{\frac{4}{K^2}X^2 - \frac{4V}{K^2}X + \frac{V^2}{K^2} + 1}\, dy$$

onde:

($x_2$ = 15 e $x_1$ = 0)

K= 4317,07

V = 365,95 m

O valor de *L15 = - 7.705, 797.*

O valor de Y será obtido através da equação:

$$Y = \frac{X^2 - 2*X*\frac{V}{2} + \left(\frac{V}{2}\right)^2}{\frac{2*T}{p}} - f_o$$

Para os valores de:

V= 365,95 m

T = 1081 kgf

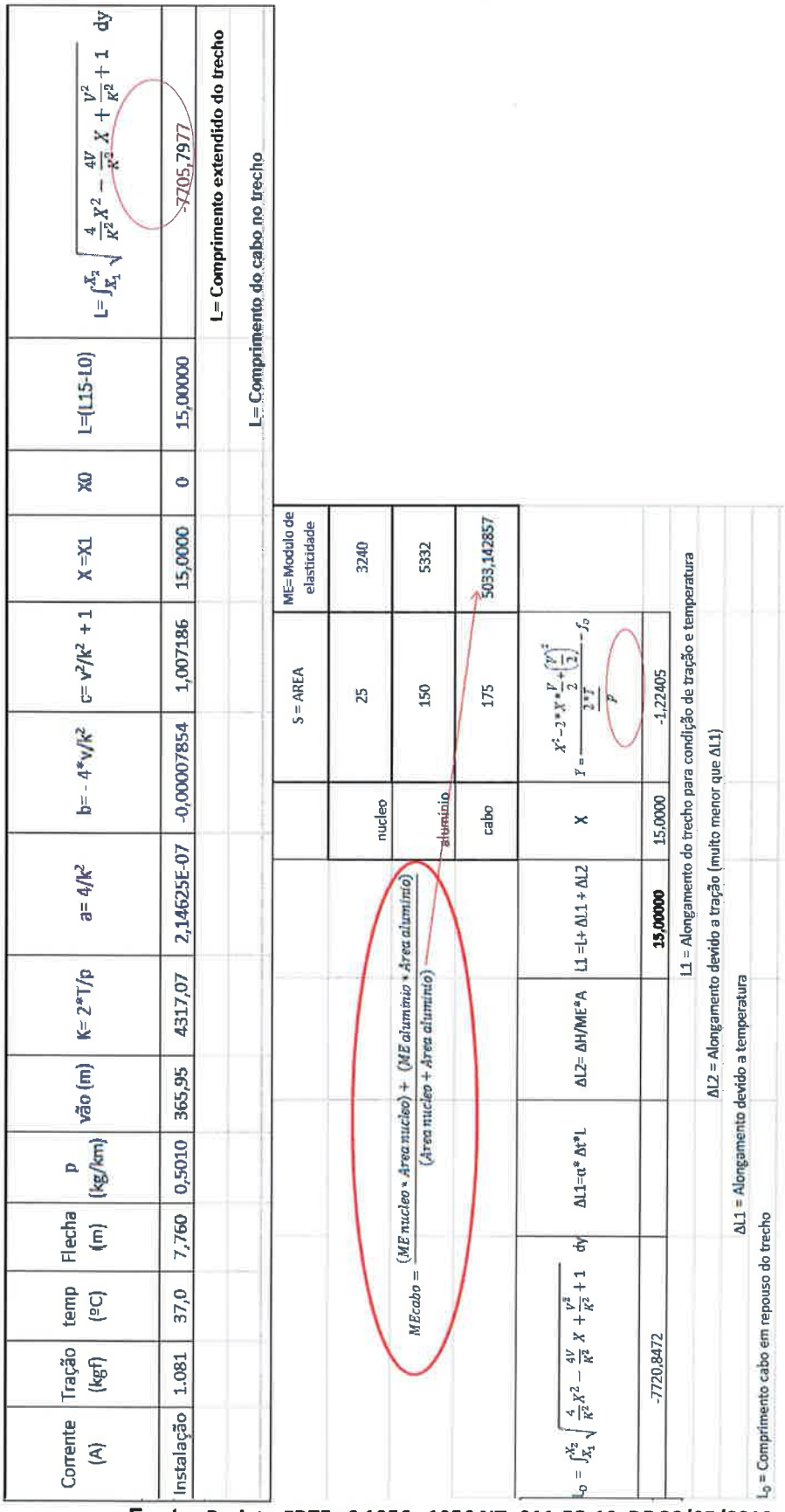
p = 0,501 kg/m

$f_0$ = 7,76 m

X = 15 m

Para os valores acima, tem-se *Y = -1,22405 m*

**Figura 30 - Planilha para calculo das condições iniciais**



| Corrente (A) | Tração (kgf) | temp (ºC) | Flecha (m) | p (kg/km) | vão (m) | K= 2*T/p | a= 4/k² | b= - 4*v/k² | c= v²/k² + 1 | X =X1 | X0 | L=(L15-L0) | $L=\int_{X_1}^{X_2}\sqrt{\frac{4}{K^2}X^2-\frac{4V}{K^2}X+\frac{V^2}{K^2}+1}\ dy$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Instalação | 1.081 | 37,0 | 7,760 | 0,5010 | 365,95 | 4317,07 | 2,14625E-07 | -0,00007854 | 1,007186 | 15,0000 | 0 | 15,00000 | -7705,7977 |

L= Comprimento extendido do trecho

L= Comprimento do cabo no trecho

$$MEcabo = \frac{(ME\ nucleo * Area\ nucleo) + (ME\ aluminio * Area\ aluminio)}{(Area\ nucleo + Area\ aluminio)}$$

| | S = AREA | ME= Modulo de elasticidade |
|---|---|---|
| nucleo | 25 | 3240 |
| aluminio | 150 | 5332 |
| cabo | 175 | 5033,142857 |

$$L_0 = \int_{X_1}^{X_2}\sqrt{\frac{4}{K^2}X^2-\frac{4V}{K^2}X+\frac{V^2}{K^2}+1}\ dy \qquad \Delta L1 = \alpha t * \Delta t * L \qquad \Delta L2 = \Delta H/ME*A \qquad L1 = L + \Delta L1 + \Delta L2$$

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| -7720,8472 | | | 15,00000 | 15,0000 | -1,22405 |

$$X = \frac{X^2 - 3*X*\frac{V}{2} + \left(\frac{V}{2}\right)^2}{\frac{3*F}{p}} - f_o$$

L1 = Alongamento do trecho para condição de tração e temperatura

ΔL2 = Alongamento devido a tração (muito menor que ΔL1)

ΔL1 = Alongamento devido a temperatura

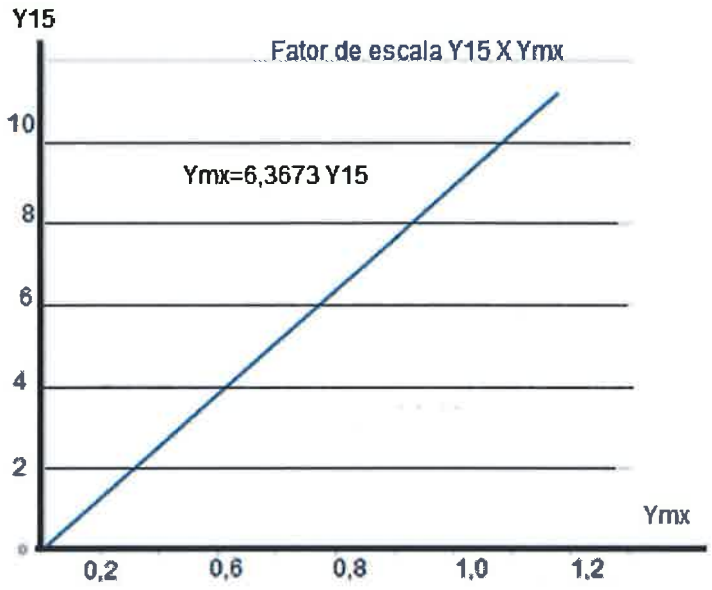
$L_0$ = Comprimento cabo em repouso do trecho

**Fonte:** Projeto:FDTE nº 1056 , 1056 NT -011-R3-10 DE 26/05/2010

As condições iniciais são: Temperatura de 27°C e a Tração de 1081 kgf.

Apesar do vão ser desnivelado, implica num pequeno deslocamento do ponto de sustentação do refletor, analisando a variação vertical ΔY15 para x=15m com a variação da flecha máxima (ΔYmx) se tem a seguinte equação (figura 31) devido a variação:

**Figura 31 – Levantamento da curva Y15 X Ymx**




**Fonte: Projeto:FDTE nº 1056 , 1056 NT -011-R3-10 DE 26/05/2010**

O valor da flecha máxima será dado por:

$$Ymx = Yo + C * \Delta Y15$$

Da figura 32 se tem a equação da função Y15 Ymx que é:

Ymx = 6,3673 Y15, portanto C = 6,3673

Substituindo tem se:

$$Ymx = Yo + 6{,}3673 * \Delta Y15$$

Para: **Yo = -7,705 e ΔY15= 3,0192 -0,23916*I*,** substituindo os valores tem se:

$$Ymx = -7{,}705 + 6{,}3673 * (3{,}0192 - 0{,}23916\boldsymbol{I})$$

$$Ymx = -26{,}939 + 1{,}5229\ I\ (m) \qquad \mathbf{(6.11)}$$

onde

I é a corrente de saída do sensor em mA.

Ymx é a maior flecha do vão em metros medido a partir da cota do ponto de sustentação do cabo na Torre 28. Como a flecha medida pela tração no cabo leva em consideração a cota da Torre 27, a flecha medida pela trena laser deve ser corrigida de +0,39 m para poder ser comparada com a flecha medida pela célula de tração, que leva em conta a cota da Torre 27, ou seja:

$$\boldsymbol{Ymx} = -27{,}329 + 1{,}523\ I\ (m) \qquad \mathbf{(6.12)}$$

A equação (6.11) acima deve ser inserida no software para cálculo da flecha e comparar com a flecha medida pela célula de tração.

Comparando os valores determinados pela célula de tração, notamos um pequeno erro sistemático de 0.03m, introduzidos na fórmula para casar os valores e facilitar a comparação de medidas.

$$Ymx = -27{,}329 + 1{,}523\ I - 0{,}03\ (m) \qquad \mathbf{(6.13)}$$

A equação (6.13) acima deve ser inserida no software para cálculo da flecha e comparar com a flecha medida pela célula de tração.

### 6.5.3 Coleta e concentração das leituras.

As leituras de corrente elétrica das saídas dos sensores são coletadas por um módulo capaz de empacotar os dados enviá-los via rede sem fio a cada quinze minutos. As leituras dos dois sensores, transmitidas via rede sem fio são concentradas num outro módulo denominado gateway, localizado na subestação, esse módulo disponibiliza os dados através de uma saída serial RS-485 (MASUDA, 2009).

Com as leituras concentradas no gateway, DX80, figura 32 abaixo é necessário transmiti-las até o computador responsável por armazenar os dados e possibilitar a visualização e análise dos mesmos.

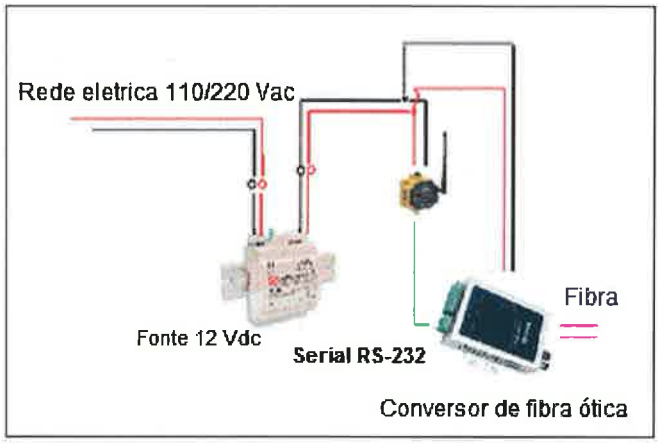
**Figura 32 – Esquema da arquitetura de coleta de dados das torres 27 e 28**

**Fonte: Projeto:FDTE nº 1056 , 1056 RT -005-RO-09 DE 24/11/2009**

### 6.5.4 Módulos de conversão de dados: transmissão das leituras até o computador

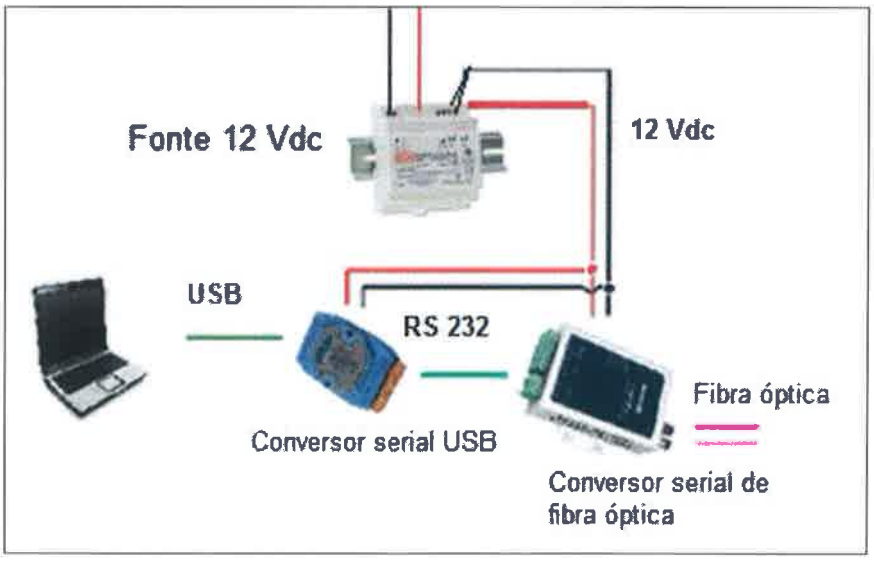
Para conexão ao computador foi necessária mais uma conversão de dados do padrão serial para o padrão USB (Universal Serial Bus). Nesta conversão foi utilizado o módulo 7561, conforme figura 33 e 34.

**Figura 33 - Equipamentos de conversação de dados da SE, lado do gateway**




**Fonte: Projeto:FDTE nº 1056 , 1056 RT -FINAL-RO-11 DE 30/04/2011**

**Figura 34 - Equipamentos de conversão de dados na sala de comando**




**Fonte: Projeto:FDTE nº 1056 , 1056 RT -FINAL-RO-11 DE 30/04/2011**

### 6.5.5 Sistema de consulta

Um sistema computacional residente num microcomputador PC se encarrega de apresentar as medidas de flecha e tração do condutor.

O software desenvolvido obtém os dados coletados dos sensores por meio de uma interface padrão OPC (OLE for Process Control) e armazena os dados numa base de dados histórica SQL (MASUDA. 2010).

OPC é uma especificação de uma interface para permitir a integração de dados e é usado para comunicação de dispositivos, controladores e/ou aplicações com protocolos proprietários.

As 10 últimas leituras armazenadas são apresentadas com a hora e a data de realização das mesmas juntamente. Além disso, o software apresenta informação sobre a qualidade de comunicação entre os sensores e o gateway concentrador de dados.

Com a intenção de facilitar o acesso as informações armazenadas nesta base de dados, o software que permite a visualização das flechas calculadas para um período histórico definido pelo (MASUDA, 2011).

### 6.5.6 Resultados do sistema de monitoramento

Houve um período em que o sistema de transmissão foi interrompido em função de crescimento de árvores na visada entre as antenas da torre 27 e da torre de iluminação na Subestação da Usina Hidrelétrica Engenheiro Souza Dias (Jupiá). Esta irregularidade foi resolvida alteando a antena na torre 27.

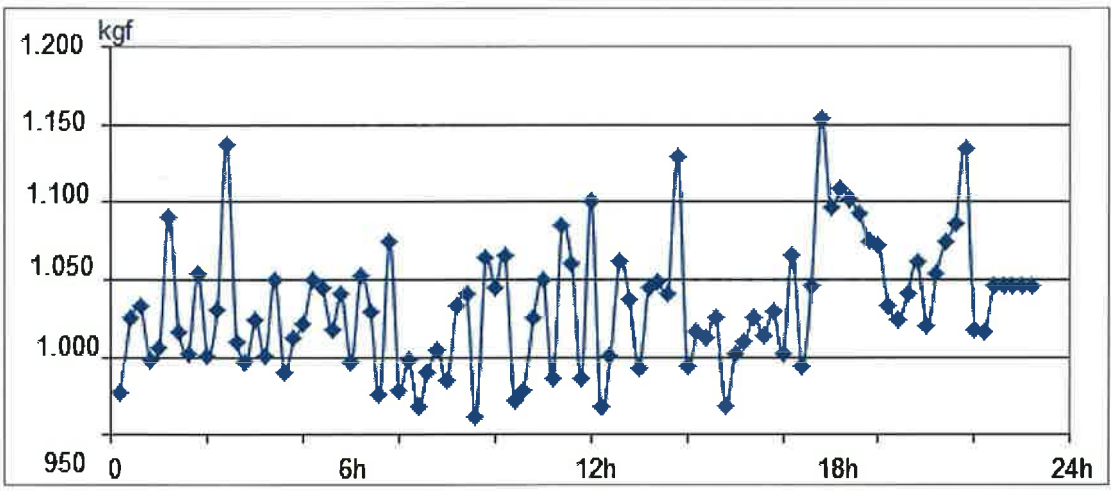
Ocorreram também períodos em que o software de sistema ficou inoperante, em virtude de não ser previsto inicialmente o reinício automático do sistema quando o computador é religado. Está irregularidade também foi corrigida (MASUDA, 2011).

### 6.5.6.1 Célula de carga

Verificou-se que os resultados apresentam estáveis com a tração no cabo entre 960 e 1105 kgf e que os picos existentes correspondem às medições com vento no condutor. Verificou-se também que o valor da tração, medido pela célula de carga encontra-se dentro do valor especificado no PLS – CADD (Anexo C) cuja previsão era de uma tração de 1089 kgf. Na tabela 18 apresenta os dados comparativos entre os valores projetados (PLS-CADD0) e os medidos (MASUDA, 2011).

Na figura 35 encontram-se o gráfico das leituras de tração no cabo coletadas na célula de carga no dia 23/02/2011 Das 00h00 às 23h30.

**Figura 35 - Medições da célula de carga no dia 23/02/2011**




**Fonte: Base de dados coletados na SE Jupiá/CTEEP**

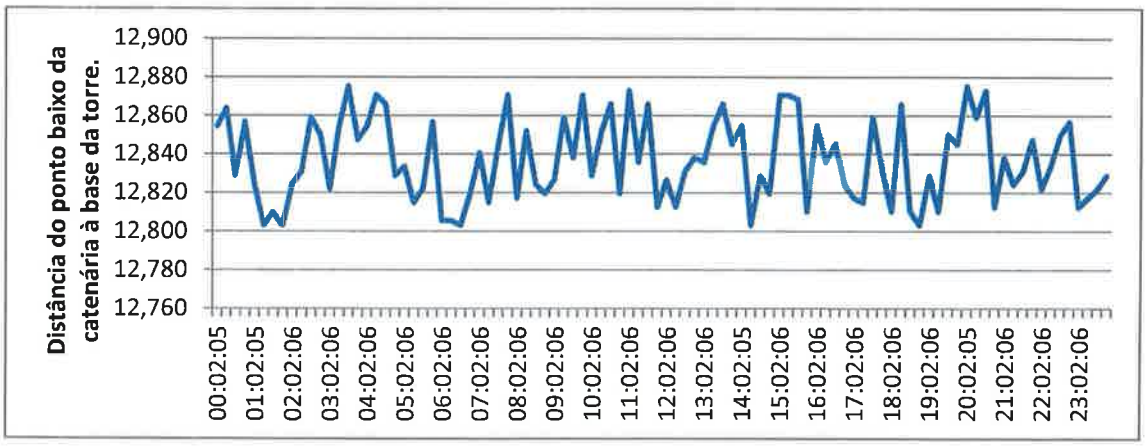
**Tabela 18 - Tabela comparativa: Valor medido x Valor calculado PLS CADD**

| Parâmetro | Valor medido | Valor calculado |
|---|---|---|
| Tração (kgf) | 1088,3 | 1089,0 |
| Distância vertical do ponto fixação da torre 27 com o ponto mais baixo da catenária (metros) | 8,129 | 8,13 |
| Distância vertical da base da Torre com o ponto mais baixo da catenária (metros) | 12,871 | 12,87 |
| Temperatura considerada de operação do condutor (°C). | 37 °C | 37 °C |

**Fonte: Base de dados coletados na SE Jupiá/CTEEP e 3M.**

Na figura 36 encontram-se os resultados da conversão da tração medida na figura 35 em distância do ponto mais baixo da catenária até a base da torre. Esta referência foi adotada em função da variação ao nível da água na travessia do rio.

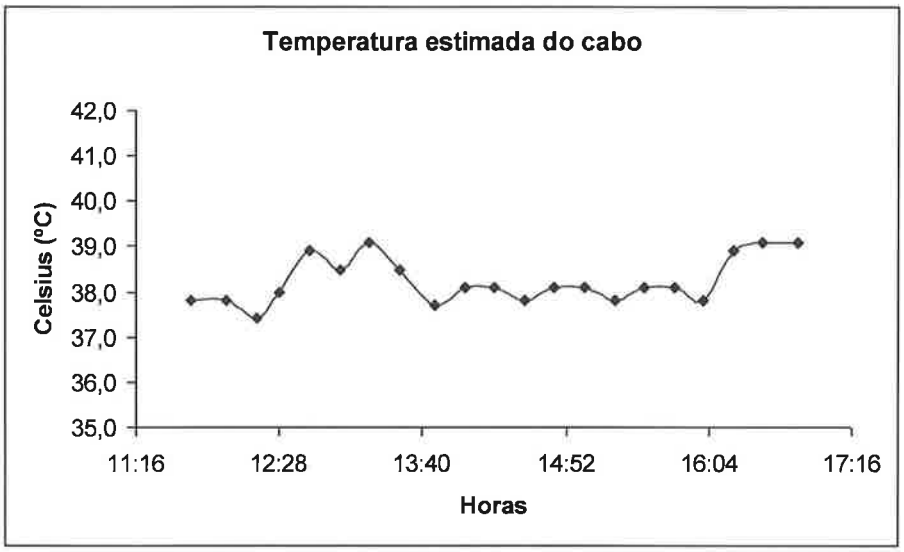
**Figura 36– Leituras das distancias do ponto mais baixo da catenária à base da torre**




**Fonte: Base de dados coletados na SE Jupiá/CTEEP**

A figura 37 apresenta a variação da temperatura estimada pelo sistema ao longo do dia, utilizando as equações revistas.

**Figura 37 - Leituras da temperatura estimada no cabo**

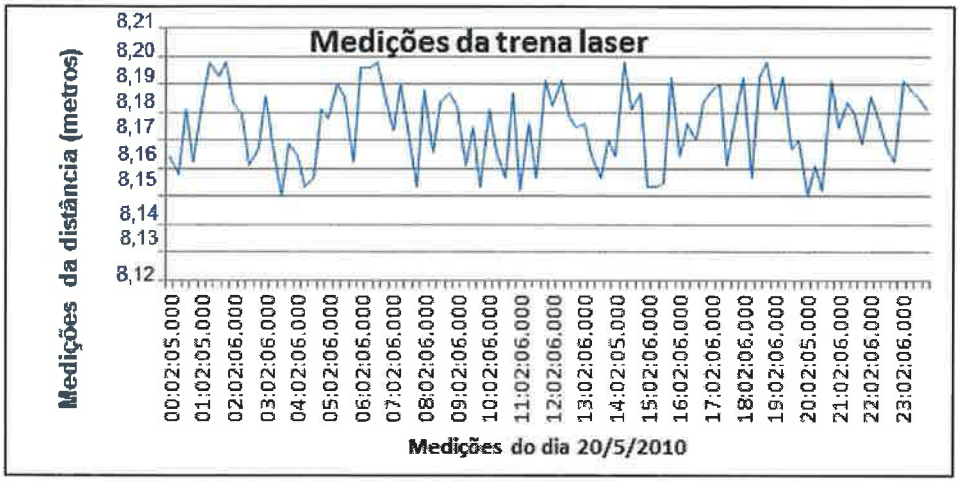



**Fonte: Projeto:FDTE nº 1056 , 1056 RT -006-R1-09 DE 20/06/2010**

### 6.5.6.2 Trena laser

O sistema trena laser apresentou resultados coerentes conforme demonstrado na figura 38 abaixo, indicando um bom funcionamento, porém necessita melhorias no projeto do refletor (MASUDA, 2010).

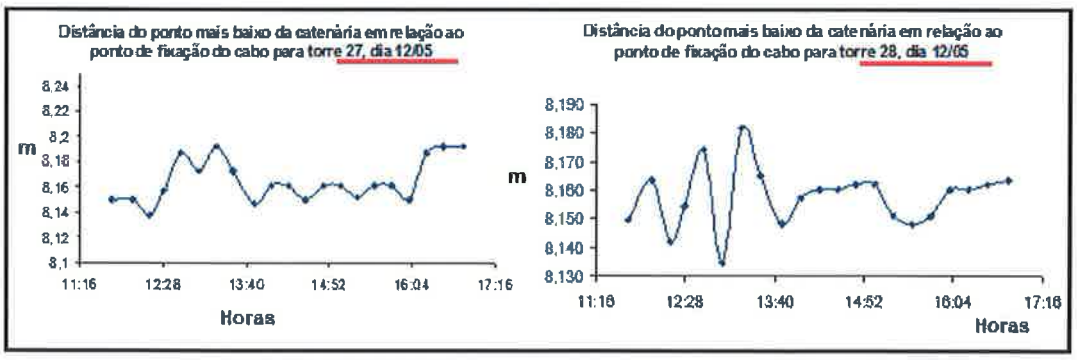
**Figura 38 – Leitura das medições da trena laser - Distância do ponto mais baixo**




**Fonte: Fonte Base de dados coletados na SE Jupiá/CTEEP**

Verificou-se que os resultados obtidos com a célula de carga e trena são muito próximos conforme figura 39.

**Figura 39- Comparação entre os valores medidos na trena laser e a célula de carga**




**Fonte: Projeto:FDTE nº 1056 , 1056 RT -006-R1-09 DE 20/06/2010.**

Os resultados das medições para o período encontram-se resumidos na tabela 19.

**Tabela 19 – Comparativo das medições célula de carga x trena laser**

| Parâmetros | Desnível do ponto de fixação ao ponto mais baixo do cabo (m) | | Diferença entre célula/trena (cm). |
|---|---|---|---|
| | CÉLULA | TRENA | |
| **Média** | 8,160 | 8,174 | -1,40 |
| **Máximo** | 8,196 | 8,198 | -0,20 |
| **Mínimo** | 8,113 | 8,150 | -3,70 |

**Fonte: Projeto:FDTE nº 1056 , 1056 RT -007-R1-11 DE 30/04/2011**

### 6.5.6.3 Análise dos resultados finais

Passados cinco anos após sua instalação e energização, em fevereiro de 2009, e até os dias atuais, não houve nenhuma ocorrência no trecho em que o cabo especial foi instalado. Deve-se ressaltar que, nos meses de setembro/outubro de 2010, a região foi abalada por fortes vendavais e que a LT de 440 kV, que se encontra próxima ao trecho da linha com o cabo especial, teve suas torres danificadas (figura 40 e 41) com a ação dos ventos de 100 a 120 km/h, ao contrário da LT-138, que não teve nenhuma ocorrência ou avaria.

**Figura 40 – Torres danificadas com o vendaval em 16/10/2010**

**Fonte: CTEEP-2010**

**Figura 41 - Torres danificadas com o vendaval em 16/10/2010**

**Fonte: CTEEP-2010**

Dos resultados coletados ressalta-se:

1. **Célula de carga:** os resultados obtidos foram satisfatórios, visto que, os valores do tracionamento estão compatíveis com os valores de projeto do cabo e também a estimativa da temperatura do cabo através da tração que possibilita à operação do sistema elétrico avaliar com confiabilidade o carregamento da linha.

   Analisando os resultados obtidos das medições trações conclui-se que o monitoramento da corrente máxima na linha baseada nesse parâmetro a cada 15 minutos fica prejudicado, visto que, a tração no cabo varia em função das condições meteorológicas (vento, radiação solar, chuva etc..) impondo uma variação muito significativa entre pontos sucessivos.

2. **Trena laser**: os resultados obtidos foram consistentes, visto que, os valores encontrados para as distâncias estão compatíveis com os valores de projeto, porém, necessita melhorias no projeto do refletor.

   O projeto do refletor deve ser melhorado em relação à fixação do mesmo, no cabo, ou seja, a redução do comprimento das hastes, bem como a redução da área exposta ao vento na lateral e largura ligeiramente maior.

3. **Sistema de Comunicação:** o sistema de transmissão do protótipo operou com eficiência e sem interrupções, o maior problema foi em relação à interferência de árvores entre a antena da torre 27 e a subestação.

4. **Software:** o software desenvolvido para o sistema de monitoramento apresentou bons resultados.

## 7. CONCLUSÕES

Esta tese teve como proposta a análise de alternativas para atender as necessidades de repotencialização das linhas de transmissão, visando a redução dos impactos do empreendimento no Meio Ambiente, no caso foram consideradas as LT´s que se encontra em áreas de severas restrições ambientais.

A proposta apresentada para atender as necessidades do setor elétrico foi a utilização de um cabo condutor com alma de compósito de alumínio que possui as características mecânicas do cabo existente e as características elétricas do cabo proposto.

Este novo cabo condutor foi instalado pela primeira vez na América Latina para atender as necessidades do projeto, ou seja, ao trecho compreendido de 05 torres na qual a travessia do Rio Paraná faz parte.

Os valores coletados pelo monitoramento estão de acordo com as especificações técnicas do fabricante do cabo, ou seja, os valores da tração, flecha e temperatura do condutor.

Para futuros projetos de monitoramento recomenda-se, o monitoramento da temperatura do cabo, as medições das condições climáticas tais como temperatura ambiente, velocidade dos ventos, umidade relativa do ar.

Do ponto de vista econômico foi demonstrado que a opção é viável e que pode ser aplicada as LT's da CTEEP que se encontram em áreas de severas restrições, principalmente por se tratar de pequenos trechos, conforme foi visto no capítulo 3, como também em casos de outras concessionárias...

Devido às restrições operativas não foi possível verificar o comportamento do abo quando operando a altas temperaturas.

É importante frisar que o processo que envolve a liberação dos serviços pelos setores do Meio Ambiente são demorados, muitos são finalizados após anos de negociações, com a utilização de cabos especiais , neste caso não há a

necessidade de novas faixas de servidão, bem como a abertura de novos acessos o processo é rápido.

Outro fato a discutir e com as novas tecnologias os valores máximos de temperatura para o carregamento das linhas deverão ser revistos

## REFERÊNCIAS

94 anos de história: o Brasil atinge a autoconfiança na engenharia de barragens. **Revista Construção Pesada**, [Rio de Janeiro], p. 77-100, 1982.

ALAWAR, A; BOSZE, E.J.; NUTT, S.R. A composite core conductor for low sag at high temperatures, **IEEE Tansaction Power Delivery**, Nov., n. 20, p. 2193-2199, 2005

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica-ANEEL. **Resolução Normativa nº 191** de 21/12/2005, estabelece os procedimentos para a determinação da capacidade operativa.

CADES. **Resolução nº 82** - Conselho municipal do meio ambiente e desenvolvimento sustentável. Dispõe sobre a aprovação da proposta de matriz dos indicadores ambientais paulistanos. São Paulo, CADES, dez. 2003.

CARVALHO, C. E. **Desenvolvimento de procedimentos e métodos para mensuração e incorporação das externalidades em projetos de energia elétrica**: uma aplicação às linhas de transmissão aéreas. 2005. 218 p. Tese (Doutorado) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2005.

CAVALCANTE, F. A. J. et al. Avaliação mecânica e elétrica de ligas Al-Fe-Zr para fins elétricos após envelhecimento natural de 18 meses, **Engevista**, v.8, n.2, p. 69-76, dez. 2006.

COSTA, A. et al. Repotencialização de linhas de transmissão: aspectos técnicos e ambientais. In: 15. Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2001, Campinas, **Anais**... Campinas: [ELETROBRAS], 2001.

COSTA, D.S.C. Áreas de preservação permanente ou de conservação permanente, Boletim Juridico. ISSN 187-9008. Disponível em: http://www.boletimjuridico.com.br/doutrina em 13/08/2008. Acesso em: ago 2008.

DOMINGUES, I. T. et al. Emprego de novas tecnologias de materiais em linhas de transmissão aérea com a substituição de condutores ACSR por condutores termorresistente TACSIR e TACIR (Invariável). In: 9.Comité Nacional Paraguayo del CIGRÉ, 2005, Paraguay. **Anais...** Paraguay: CIGRÉ, 2005.

DOMINGUITE, M. C. C. C.; OLIVEIRA, L. C; DEVE, H. Teste de campo em condições criticas para condutor para linha de transmissão suportada por compósito sem alma de aço. In: 19. **Seminario Nacional de Produção eTransmissão de Energia Elétrica, GLT-05**, , Rio de Janeiro, 2007, Rio de Janeiro: [ELETROBRAS], 2007.

ELETROBRÁS. DIVISÃO DE ENGENHARIA DE TRANSMISSÃO. Revisão das diretrizes para a elaboração de orçamento de linhas de transmissão – Eletrobrás. [s.l], 2005. 189 p. (Acordo De Cooperação Técnica Aneel / Eletrobrás Grupo de Diretrizes para Orçamentos de Subestações).

ELETROBRÁS. Legislação ambiental de interesse do setor elétrico: nível federal / Comitê Coordenador das Atividades de Meio Ambiente do Setor Elétrico – COMASE. Atualização de Carlos Frederico S. Menezes e Claudia Blanco de Dios. 3 ed. rev. e atual. Rio de Janeiro: Departamento de Meio Ambiente, 2005.

FURTADO, R. G. C. **Métodos estatísticos aplicados ao calculo da ampacidade e risco térmico de linhas aéreas de transmissão**, 2008. 121 p, Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Juiz de Fora, MG, 2008.

Hawaiian Eletric Company. Composite Conductor Field Trial Summary **Report**. Oahu, Hawaiian U.S.A, 2002. (Relatório dos testes de salinidade)

LABEGALINI, P. R.; LABEGALINI, J. A. **Projetos mecânicos das linhas aéreas de transmissão**, 2ª ed. São Paulo, Edgard Blucher, 1992.

LORENZO, H. C. **Eletrificação, urbanização e crescimento industrial no estado de São Paulo: 1880-1940.** 1993, 256 p. Tese (Doutorado), - Instituto de Geociências Ciências Exatas da Universidade Estadual Paulista, Rio Claro,1993.

LORENZO, H. C. et al. O setor de energia elétrica no Estado de Paulo, Secretaria de Economia e Planejamento do Estado de São Paulo e Fundação Economia de Campinas, São Paulo: Secretaria de Economia e Planejamento do Estado de São Paulo, 1987. Projeto Interiorização do desenvolvimento econômico do Estado de São Paulo, Prof. Dr. Wilson Cano. Doc. 7/8.

LORENZO, H. C., COSTA, W. P. **A década de 1920 e as origens do Brasil moderno**. São Paulo: UNESP, 1997.

LORENZO, H. C. **Eletrificação e Crescimento Industrial no Estado de São Paulo:** 1880-1940 - Perspectivas. São Paulo: Secretaria de Economia e Planejamento do Estado de São Paulo, 1985.

MARTINI, J. S. C. et al. Upgranding of transmission lines in areas of severe environmental constraints. **IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS**. v. 10, n. 4, supl. 1, part.1, p. 1931-1939, june, 2012.

MASUDA, M. (coord.). Pesquisa para aumento da capacidade de linha em reserva florestal e desenvolvimento de um sistema de monitoramento para cabo. **Relatório de acompanhamento e monitoramento.** São Paulo: CTEEP, ANEEL, FDTE, EPUSP, 2011. (Projeto: FDTE n. 1056, RT: 1056- RT-007-R1-11 de 30/04/2011).

MASUDA, M. (coord.). Pesquisa para aumento da capacidade de linha em reserva florestal e desenvolvimento de um sistema de monitoramento para cabo. **Instalação e Testes Iniciais do Sistema (Etapa 1 ano 2).** São Paulo: CTEEP, ANEEL, FDTE, EPUSP, 2011. (Projeto: FDTE n. 1056, RT: 1056- RT-006-R1-09 de 20/06/2010).

MASUDA, M. (coord.). Pesquisa para aumento da capacidade de linha em reserva florestal e desenvolvimento de um sistema de monitoramento para cabo. **Desenvolvimento do Sistema Protótipo (Etapa 5).** São Paulo: CTEEP, ANEEL,

FDTE, EPUSP, 2011. (Projeto: FDTE n. 1056, RT: 1056- RT-005-R0-09 de 24/11/2009).

MASUDA, M. (coord.). Pesquisa para aumento da capacidade de linha em reserva florestal e desenvolvimento de um sistema de monitoramento para cabo. **Desenvolvimento da metodologia para a instalação do cabo (Etapa 3).** São Paulo: CTEEP, ANEEL, FDTE, EPUSP, 2011. (Projeto: FDTE n. 1056, RT: 1056-RT-004-R0-09 de 22/07/2009).

MASUDA, M. (coord.). Pesquisa para aumento da capacidade de linha em reserva florestal e desenvolvimento de um sistema de monitoramento para cabo. **Pesquisa do sistema de monitoramento (Etapa 4).** São Paulo: CTEEP, ANEEL, FDTE, EPUSP, 2011. (Projeto: FDTE n. 1056, RT: 1056- RT-003-R0-09 de 30/05/2009).

MASUDA, M. (coord.). Pesquisa para aumento da capacidade de linha em reserva florestal e desenvolvimento de um sistema de monitoramento para cabo. **Estudos para adequação dos cabos à linha existente (Etapa 2).** São Paulo: CTEEP, ANEEL, FDTE, EPUSP, 2011. (Projeto: FDTE n. 1056, RT: 1056- RT-002-R0-09 de 29/04/2009).

MASUDA, M. (coord.). Pesquisa para aumento da capacidade de linha em reserva florestal e desenvolvimento de um sistema de monitoramento para cabo. **Relatório final ANEEL** São Paulo: CTEEP, ANEEL, FDTE, EPUSP, 2011. (Projeto: FDTE n. 1056, RT: 1056 - RT-FINAL-R0-11 de 30/04/2011).

MASUDA, M. (coord.). Pesquisa para aumento da capacidade de linha em reserva florestal e desenvolvimento de um sistema de monitoramento para cabo. **Arquitetura do Sistema.** São Paulo: CTEEP, ANEEL, FDTE, EPUSP, 2011. (Projeto: FDTE n. 1056, 1056- NT-006-R1-09 de 16/11/2009 –rev1).

MASUDA, M. (coord.). Pesquisa para aumento da capacidade de linha em reserva florestal e desenvolvimento de um sistema de monitoramento para cabo. **Desenvolvimentos para utilização da Trena Laser.** São Paulo: CTEEP, ANEEL, FDTE, EPUSP, 2011. (Projeto: FDTE n. 1056, 1056- NT-008-R0-09 de 02/12/2009).

MASUDA, M. (coord.). Pesquisa para aumento da capacidade de linha em reserva florestal e desenvolvimento de um sistema de monitoramento para cabo. **Definição da locação dos equipamentos nas torres da travessia do Rio Paraná).** São Paulo: CTEEP, ANEEL, FDTE, EPUSP, 2011. (Projeto: FDTE n. 1056, 1056- NT-003-R0-09 de 26/08/2009).

MASUDA, M. (coord.). Pesquisa para aumento da capacidade de linha em reserva florestal e desenvolvimento de um sistema de monitoramento para cabo. **Detalhamento de instalação de equipamento e comunicação de monitoramento na subestação.** São Paulo: CTEEP, ANEEL, FDTE, EPUSP, 2011. (Projeto: FDTE n. 1056, 1056- NT-009-R0-09 de 26/02/2010).

MASUDA, M. (coord.). Pesquisa para aumento da capacidade de linha em reserva florestal e desenvolvimento de um sistema de monitoramento para cabo.

**Metodologia para calculo de flecha para software de monitoramento.** São Paulo: CTEEP, ANEEL, FDTE, EPUSP, 2011. (Projeto: FDTE n. 1056, 1056- NT-011-R2-09 de 15/05/2010).

MASUDA, M. (coord.). Pesquisa para aumento da capacidade de linha em reserva florestal e desenvolvimento de um sistema de monitoramento para cabo. **Finalização da Instalação do protótipo do projeto de monitoramento de cabo.** São Paulo: CTEEP, ANEEL, FDTE, EPUSP, 2011. (Projeto: FDTE n. 1056, 1056-NT-012-R0-09 de 18/05/2010).

MASUDA, M. (coord.). Pesquisa para aumento da capacidade de linha em reserva florestal e desenvolvimento de um sistema de monitoramento para cabo. **Manual do software do sistema de monitoramento.** São Paulo: CTEEP, ANEEL, FDTE, EPUSP, 2011. (Projeto: FDTE n. 1056, 1056- NT-013-R0-10- de 08/06/2010).

MASUDA, M. (coord.). Pesquisa para aumento da capacidade de linha em reserva florestal e desenvolvimento de um sistema de monitoramento para cabo. **"Resultado do Monitoramento até 07/03/2011"** São Paulo: CTEEP, ANEEL, FDTE, EPUSP, 2011. (Projeto: FDTE n. 1056, 1056- NT-015-R0-11- de14/03/2011).

MASUDA, M. (coord.). Pesquisa para aumento da capacidade de linha em reserva florestal e desenvolvimento de um sistema de monitoramento para cabo. **Documentação de Software do Sistema de Monitoramento.** São Paulo: CTEEP, ANEEL, FDTE, EPUSP, 2011. (Projeto: FDTE n. 1056, 1056- NT-016-R0-10- de 03/01/2011).

MASUDA, M. (coord.). Pesquisa para aumento da capacidade de linha em reserva florestal e desenvolvimento de um sistema de monitoramento para cabo. **Resultados do Monitoramento** até 14/04/2011 São Paulo: CTEEP, ANEEL, FDTE, EPUSP, 2011. (Projeto: FDTE n. 1056, 1056- NT-018-R0-11- de 03/05/2011)

MENDES, L. M. R. et al. Recapacitação de linha de transmissão aérea com aproveitamento da infraestrutura existente. In: 17. Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, 2006, Belo Horizonte. **Anais**... Belo Horizonte: ANEEL, 2006.

NOLASCO, J. F.; JARDINI, J. A.; ABREU, A. M. et al. Prospecção e hierarquização de inovações tecnológicas aplicadas a linhas de transmissão. In: Frontin, S. O. **Implantação de linhas de transmissão**. Brasília: Goya, 2010, cap.1. p. 28-53.

OAK RIDGE NATIONAL LABORATORY Composite Conductors Field Trial Summary **Report.** Tennessee, USA, 2005. (Relatório dos testes de Altas temperaturas).

ROTHSTEIN, O. J.; NICODEM, E. J. V. DUARTE, A. L. Aplicação das capacidades operativas de linhas de transmissão segundo Resolução Normativa Aneel nº 191/2005 – Experiência da Eletrosul. In: 9. Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, 2009, Belém. **Anais**... Belém: ANEEL, 2009.

SAES, F. Café, indústria e eletricidade em São Paulo. **História & energia** 1. A chegada da Light, São Paulo, Eletropaulo, Departamento de Patrimônio Histórico, maio 1986, p. 21-31.

SCHMIDT. N. P. Comparison between I.E.E.E and Cigré ampacity standards. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.14, n. 4, p. 1555-62, 1999.

SILVA, V. C. R. **Planejamento do sistema de gestão ambiental de linhas de transmissão aéreas localizadas em área serrana com unidade de conservação.** 2002. 280 p. Tese (Doutorado) - Escola Politécnica – Departamento de Engenharia de Estruturas e Fundações, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002.

SOUZA, E. **História da Light:** primeiros 50 anos. São Paulo: Eletropaulo - SPAG, 1982.

SOUZA, M. T. et al. Pesquisa para aumento da capacidade de linha em reserva florestal e desenvolvimento de monitoramento para o cabo. In: 6. Congresso de Inovação Tecnologica em Energia Elétrica, 2011, Fortaleza. **Anais**... Fortaleza: ANEEL, 2011. p. 1-9.

WESTERN AREA POWER ADMINISTRATION (WAPA GREST PLAINS) Composite Conductor Field Trial Summary Report, Fargo, North Dakota,USA – Out/2002. Relatório dos Ensaios de baixas temperaturas e ventos),

# ANEXOS

# ANEXO A

| Linha de transmissão - CA -138 kV - Circuito Simples - CAA 636 Grosbeak - 1X636,0 - 1X 3/8" EHS - Torres autoportantes - Fundação concreto - Extensão 30 km - 66 torres | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | Qtde | Valor / Unidade | TOTAL | % | TOTAIS SEM ESTRUTURA |
| Terrenos e servidões | 900.000,00 | 0,11 R$/m2 | 99.000,00 | 0,88% | |
| Estruturas aço estrutural | 245.375,00 | 7,97 R$/kg | 1.955.638,75 | 17,43% | |
| Cabo condutor - Grosbeak | 297.038 | 11,55 R$/kg | 3.430.788,90 | 30,58% | 7.520.387,39 |
| Cabo para pára-raios - | 26.400 | 6,89 R$/kg | 181.896,00 | 1,62% | 181.896,00 |
| Isoladores | 5.280,00 | 52,83 R$/unid. | 278.942,40 | 2,49% | |
| Conjunto de suspensão (N=1) | 408,00 | 1.100,00 R$/unid. | 448.800,00 | 4,00% | |
| Conjunto de ancoragem (N=1) | 112,00 | 3.000,00 R$/unid. | 336.000,00 | 3,00% | |
| Conjunto de jumper condutor (N=1) | 56,00 | 1.100,00 R$/unid. | 61.600,00 | 0,55% | 61.600,00 |
| Amortecedores | 926,00 | 240,00 R$/unid. | 222.240,00 | 1,98% | 222.240,00 |
| Espaçadores | | | | | |
| outros acessórios | 50,00 | 2.400,00 R$/unid. | 120.000,00 | 1,07% | |
| Aterramento -materiais | 8.100,00 | 23,1 R$/kg | 187.110,00 | 1,67% | 187.110,00 |
| *Subtotal 1 - Aquisição de materiais* | | | *7.322.016,05* | *65,27%* | *8.173.233,39* |
| Inspeção | 3% Subtotal 1 | | 219.660,48 | 1,96% | 245.197,00 |
| Transporte e Seguro | 4% Subtotal 1 | | 292.880,64 | 2,61% | 326.929,34 |
| Almoxarifado | 4% Subtotal 1 | | 292.880,64 | 2,61% | 326.929,34 |
| *Subtotal 2 - Materiais e Despesas* | | | *805.421,77* | *7,18%* | *899.055,67* |
| Limpeza de faixa | 900.000,00 | 0,07 R$/m2 | 63.000,00 | 0,56% | |
| Escavação para fundação em concreto | 360,00 | 150 R$/m3 | 54.000,00 | 0,48% | |
| Execução fundação | 432,00 | 560 R$/m3 | 241.920,00 | 2,16% | |
| Estrutura e montagem | 242.375,00 | 1,15 R$/kg | 278.731,25 | 2,48% | |
| Lançamento do condutor | 114,00 | 10.000,00 R$/km | 1.140.000,00 | 10,16% | 1.140.000,00 |
| Lançamento do pára-raios | 38,00 | 2000 R$/km | 76.000,00 | 0,68% | 76.000,00 |
| Aterramento - instalação | 23,49 | 2550 R$/km | 59.899,50 | 0,53% | 59.899,50 |
| Acessos | 30,00 | 3500 R$/km | 105.000,00 | 0,94% | |
| *Subtotal 3 - Serviços de construção* | | | *2.018.550,75* | *17,99%* | *1.275.899,50* |
| Topografia | 30,00 | 6.000,00 | 180.000,00 | 1,60% | |
| Sondagem | 30,00 | 740,00 | 22.200,00 | 0,20% | |
| Sub- total 4 Serviços tecnicos | | | 202.200,00 | 1,80% | |
| *TOTAL 1 = (Subtotal 1+ Subtotal 2 + Subtotal 3 +Subtotal 4)* | | | *10.348.188,57* | *92,25%* | *10.348.188,56* |
| *CUSTO DIRETO (CD)* | | | | | |
| Estudo e Projeto Básico (PB) | 1% TOTAL 1 | | 103.481,89 | 0,92% | 103.481,89 |
| Projeto Executivo (PE) | 2% TOTAL 1 | | 206.963,77 | 1,85% | 206.963,77 |
| Engenharia E= (PB+PE) | | | 310.445,66 | 2,77% | 310.445,66 |
| Custos ambientais (MA) | 3% TOTAL 1 | | 310.445,66 | 2,77% | 310.445,66 |
| Administração local (AL) | 2% TOTAL 1 | | 206.963,77 | 1,85% | 206.963,77 |
| *TOTAL CUSTO DIRETO (CD) → (E+MA+AL)* | | | *827.855,09* | *7,38%* | *827.855,09* |
| *CUSTO INDIRETO* | | | | | |
| Eventuais (EV) | 3%CD | | 24.835,65 | | 24.835,65 |
| Administração Central (AC) | 2%CD | | 16.557,10 | | 16.557,10 |
| *TOTAL CUSTO INDIRETO* | | | *41.392,75* | *0,37%* | *41.392,75* |
| *CUSTO TOTAL = (TOTAL+CD+CI)* | | | *11.217.436,41* | *100,00%* | *11.217.436,40* |

# ANEXO B

## RELATÓRIO DA INSTALAÇÃO DO NOVO CONDUTOR COM ALMA CERÂMICA

### 1. Introdução

Com a crescente demanda de consumo de energia elétrica na região de Andradina e municípios fizeram se necessário à ampliação e a recapacitação das linhas de transmissão, garantindo assim o fornecimento de energia elétrica, eliminando o risco de sobrecarga no sistema de transmissão e melhoria dos níveis de tensão na área compreendida pelas cidades de Andradina e adjacências, este relatório tem como objetivo principal a descrição da substituição do cabo condutor no trecho entre as torres nº. 26 a 31 onde foram instalados os cabos com alma cerâmica. A substituição dos cabos ocorreu entre os dias 04 e 09 de fevereiro de 2009.

### 2. Histórico da Linha de Transmissão

Em 1963 entrava em operação a linha de transmissão de 138 kV LT Jupia / Araçatuba-2, circuito simples de três condutores Oriole de 336,4 MCM 30/7 fios e cabo pára-raios HS 3/8 polegadas. As torres eram de fabricação SADE, o segundo circuito foi energizado em 1969 com as mesmas características técnicas do primeiro. Durante esse período estas linhas tiveram outras denominações conforme tabela 1 abaixo:

**Tabela 1- Alterações da denominação da linha de transmissão.**

| DATA | Nome LT (circuito 1) | Nome LT (circuito 2) |
|---|---|---|
| 1969/1963 | Jupia/Araçatuba 1 | Jupia/Araçatuba 2 |
| | Jupia/Valparaiso 1 | Jupia /Valparaiso 2 |
| | Jupia/Valparaiso | Jupia/TRI-2 |
| | TLA/VAL R. Jup. | TLA/TRI-2 R.Jup |
| 15/02/2009 | TLA/TRI.R.Jup1 | TLA/TRI.R.Jup2 |

O projeto de recapacitação das linhas de transmissão foi dividido em três etapas:

- 1ª Etapa - Construção de 20 km de linhas de transmissão na tensão de 138 kV entre as S/E`s Três Irmãos e Andradina e a substituição dos cabos e torres de transmissão em 08 km entre as SE´S Três Irmãos e Andradina;
- 2ª Etapa – Reconstrução de 42 km da LT 138 kV JUP-TRI;
- 3ª Etapa – Reconstrução de 04 km da LT 138 kV SE Castilho – SE Jupia.

**2.1- Características gerais do projeto:**

- Tensão de transmissão – 138 kV;
- Extensão total das linhas de transmissão -46,1km;
- Largura da faixa de servidão – 30m;
- Quantidade de torres – 142;
- Tipos de estruturas – Metálicas treliçadas /circuito duplo vertical, autoportante;
- Qtde de condutor por fase – 1;
- Condutor – Grosbeak –ACSR -636;
- Isolação-Isoladores de porcelana de 254 mm e 80 kN;
- Data da energização – 15/02/2009
- Carregamento por circuito – 206MVA (normal) e 242MVA (emergência).

**2.2 - Atividades realizadas para a implantação e finalização do projeto.**

- Serviços de topografia e investigação geotécnica;
- Preparação das praças de trabalho;
- Fundações;
- Montagem das estruturas;
- Lançamento dos cabos;
- Proteção das travessias;
- Aterramento;
- Remoção de culturas;
- Constituição das faixas de servidão;
- Corte ou poda de árvores;
- Implantação dos canteiros de obras;

- Caminhos e acessos;
- Manutenção da faixa de servidão.

## 2.3 Travessia do Rio Paraná

Devido a problemas ambientais não foi possível à substituição das torres que possibilitam a travessia no Rio Paraná dos dois circuitos da LT 138 kV TLA/ TRI-2 R. JUP, a solução encontrada foi a sua substituição por um cabo especial que atende as características elétricas e mecânicas do cabo condutor Grosbeak figura 1) sem a substituição das torres. Entre as torres de número 26 a 31 foram instalados cerca de 10.164 metros de cabo condutor Ostrich ACCR_297 –T16 conforme características abaixo.

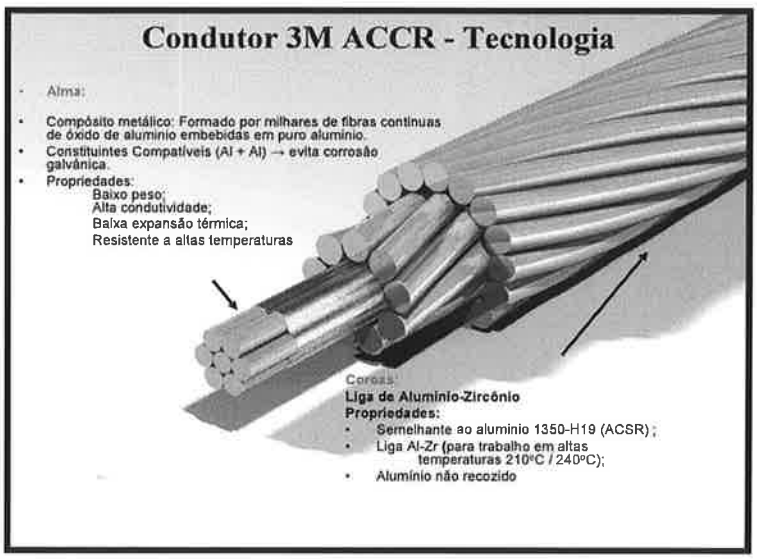



Figura 1 – Cabo condutor com alma cerâmica.

- Nome: Ostrich_ ACCR_297 – T16
- Formação 26/7
- Propriedades físicas:
- Diâmetro do Fio Individual da alma de compósito metálico - 2,1 mm;
- Diâmetro do Fio Individual do alumínio-Zircônio - 2,7 mm;
- Diâmetro total da alma de compósito metálico – 6,3 mm;
- Diâmetro total do condutor – 17,2 mm.
- Seção do alumínio- zircônio – 150 $mm^2$

- Área total - 175 $mm^2$
- Peso da alma compósito metálico – 0,085 kg/m
- Peso alumínio-zircônio – 0,416 kg/m
- Peso total – 0,501 kg/m
- Carga de ruptura – 5,489 kgf
- Coeficiente de dilatação linear ($10^{-6}$ /C)

  Alma de compósito metálico – 6,3;

  Alumínio-zircônio – 23,0;

  Condutor – 16,7.
- Resistência elétrica (ohms/km)

  CC – 20° C - 0,1826 CA – 25° C - 0,1870

  CA – 50° C - 0,2055

  CA – 75° C - 0,2240

  CA – 210° C - 0,3239

  CA –240° C - 0,3461 (Operação em temperatura de emergência, 1000 horas cumulativas).
- Raio médio geométrico - 6,97 mm.
- Reatância (0,3048m, 60 Hz)
- Indutiva Xa (ohms/km) - 0,2848
- Capacitiva X´a (Mohms /km) – 0,1704
- Ampacidade calculada seguindo norma IEEE 738 –1993, nas seguintes. Condições: Temperatura ambiente 40° C, vento 0,6 m/s, ao nível do mar com emissividade e absorção 0,5.
  - 210° C – 860 A
  - 240° C – 922 A.

Os trabalhos foram divididos e realizados nas seguintes datas:

- 04 e 05/02/2009 Preparação para o início dos trabalhos e substituição dos cabos;
- 06 e 07/02/2009 Serviços de compressão dos cabos para instalação da cadeia de isoladores nas torres de ancoragem.
- 08 e 10/02/2009 Instalação dos amortecedores, fixação dos cabos nas torres de suspensão através de grampo de suspensão armado AGS e jumpers dos cabos nas torres nº. 26 e 31.

- 15/02/2009 Energização dos dois circuitos que passaram seguinte denominação: TLA/TRI.R.Jup1 e TLA/TRI.R.Jup2.

## 3. Preparação do início dos trabalhos para a substituição dos cabos condutores da travessia Rio Paraná.

Para possibilitar o inicio dos serviços fez-se necessário a preparação das seguintes operações:

### 3.1 Construção de duas praças uma para o lançamento do cabo com o Puller

(figura 02) e outra para a chegada do cabo com o freio 1,5m de diâmetro (figuras 03 e 04),a escolha do local atendeu pelo menos os seguintes requisitos:

- Local limpo, seco plano e seguro;
- Distante em pelo menos três vezes a altura da torre e com o menor ângulo em relação ao eixo da linha.

Figura 02 – Praça do Puller

Figura 03 - Praça do freio

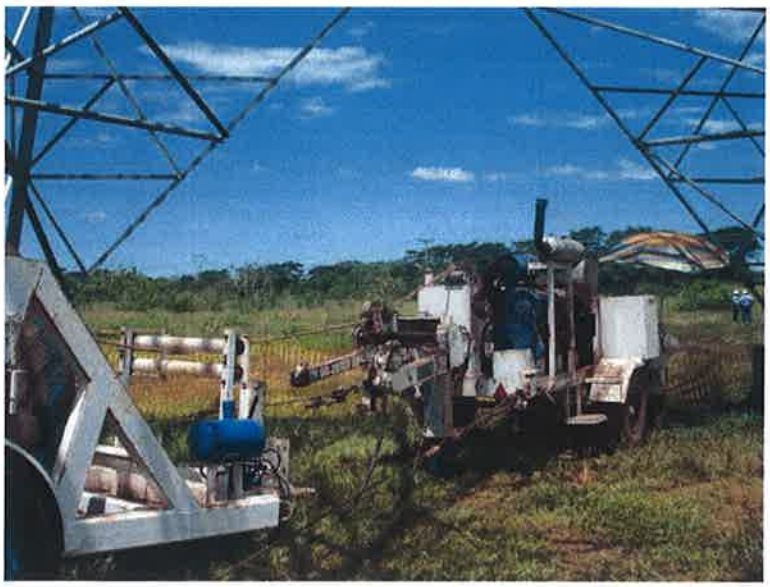


Figura 04 – Detalhe da praça freio

Além das 06 bobinas dos cabos condutores e porta bobinas com cavaletes capazes de comportar bobina de 2,4 metros, a utilização do porta bobinas se fez necessário para evitar o tombamento durante ao lançamento do cabo condutor.

Nas três torres de ancoragem foram instalados berço de roldanas e nas torres de suspensão roldanas para 01 condutor (bandola).

### 3.2 Aterramento

Os serviços foram executados com os dois circuitos de 138 kV desenergizados, os circuitos primários de 13,8 kV no lado de São Paulo foram desenergizados e os do lado do Mato Grosso do Sul foram isolados conforme figura nº. 05, os circuitos de 138 kV e 13,8 kV foram devidamente aterrados com a utilização de grampos de aterramento temporário fixo e temporário deslizante (figura 06). Na praça do puller foi construída uma malha terra conforme figura 07.

Figura 05 – Isolação dos circuitos primários de 13,8 kV

Figura 06 – Aterramento deslizante

Figura 07 – Malha terra do puller

## 3.3 Descrição do local de trabalho:

Os serviços foram realizados nas torres 1;5;6;7;8 e 9 conforme figura 08 .As torres 1,5 e 9 são torres de ancoragem e as torres 6,7, e 8 são de suspensão conforme tabela 02

Tabela 02- Quantidade e tipos de torres de transmissão.

| Numeração Antiga (Google) | 1 MS (freio) | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 (SP Puller) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Futura Numeração | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 |
| Tipo da torre | T | S ALFA | SR+3 | SR+3 | SR+3 | T |
| Cadeia | A | A | S | S | S | A |
| Vão horizontal | | 298,00 | 369,80 | 413,40 | 416,90 | 191,90 |
| Desnível | | 7,06 | -0,43 | -0,04 | 0,28 | -8,28 |
| Vão Regulador | | 298,8 | 371,4 | 414 | 418,2 | 192,2 |

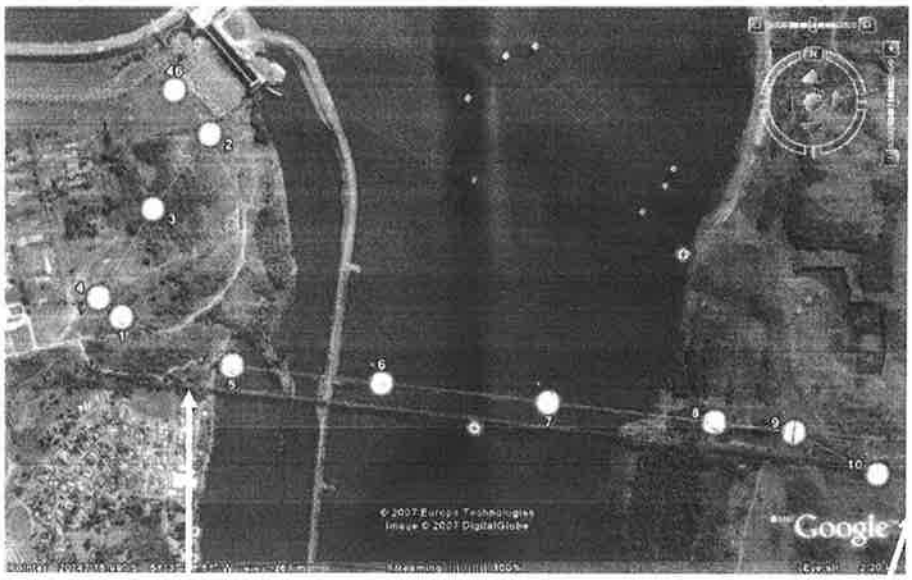



Figura 08 – Localização das torres da travessia do Rio Paraná.

## 4. Substituição do cabo condutor

Os cabos foram lançados utilizando o método tensional que é formado por duas praças de lançamento, cada uma em suas extremidades, ou seja, uma com o puller no estado de São Paulo e outra com o freio no estado de Mato Grosso do Sul, os cabos foram lançados com uma força de 400 kgf.

Na praça o puller, a distância entre o puller e a torre deverá ser no mínimo de 3X a altura X1, ou seja, a distância entre o solo e a fase que está sendo substituída e o ângulo o menor possível conforme figura 10, a tabela 03 abaixo apresenta os valores medidos na substituição dos cabos.

Para possibilitar a substituição dos cabos condutores foram instalados nas torres de ancoragem berço de roldanas (figuras 11 e 12) e nas torres de suspensão roldanas para 01 condutor-bandola com diâmetro de 680 mm (figura 13).

O novo cabo foi conectado ao cabo existente Oriole através de uma camisa de puxamento com diâmetro de 14 a 19 mm e comprimento de 1500 mm, suportando uma carga de trabalho de 1000 kgf e de ruptura de 2500 kgf (figura 14) e uma luva giratória (Swivel) destinada a eliminar os efeitos da torção dos cabos durante o lançamento, as extremidades da camisa foi perfeitamente arrematada com fita adesiva.

O fabricante do cabo condutor recomenda o uso de alças preformadas para o puxamento dos cabos em substituição aos esticadores do tipo camaleão ou morcetes que não deverão ser utilizados quando da instalação de cabos de alma cerâmica.

Após o lançamento do vão o condutor foi seccionado utilizando arco de serra, como demonstrado na figura 09.

Foi substituída uma fase por vez e utilizado uma bobina de cabo condutor por fase, conforme tabela 02. Os trabalhos de substituição dos cabos iniciaram-se no dia 04/02/2009 às 10h30 e o seu término no dia 05/02/2009 às 15 horas.

Figura 09- Após o lançamento o corte do condutor.

Tabela 03 – Quantidade de bobinas e cabos

| Fase | Nº. da bobina Cabo_3M | Capacidade das bobinas (metros) | Lance (metros) |
|---|---|---|---|
| A1 | 155434 | 1910 | 1694 m |
| B1 | 155427 | 1892 | 1694 m |
| C1 | 155441 | 1823 | 1694 m |
| A2 | 155465 | 1816 | 1694 m |
| B2 | 155410 | 1806 | 1694 m |
| C2 | 155458 | 1794 | 1694 m |

Tabela 04 – Dados da instalação.

| Fase | D | X | Ângulo θ |
|---|---|---|---|
| A1 | 84 | 19 | 12,7° |
| B1 | 84 | 16 | 10,7° |
| C1 | 84 | 13 | 8,8° |

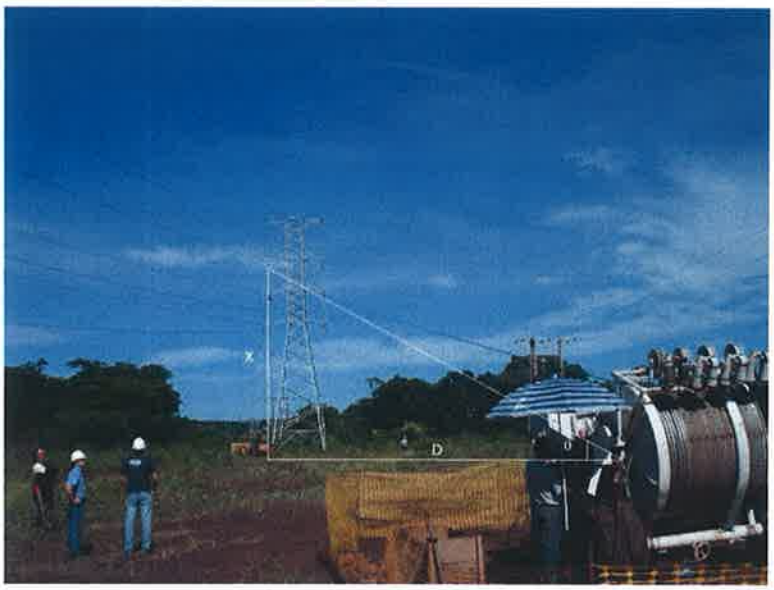



Figura 10 – Condições necessárias para lançamento.

Figura 11 – Instalação de berço de roldanas. .

Figura 12 – Detalhe do berço de roldanas

Figura 13 – Instalação de roldanas para 01 condutor (bandola).

Figura 14 – Detalhe da camisa de puxamento.

## 5. Serviços de compressão dos cabos para a instalação da cadeia de isoladores nas torres de ancoragem.

Após o lançamento dos cabos iniciou-se a fixação do novo condutor às torres de ancoragem, neste caso foi a torre de nº. 09. Para possibilitar a instalação das cadeias de isoladores adotou-se um vão de aproximadamente de 30 metros de cabo de aço,este cabo está com uma das suas extremidades fixadas na torre (figura 15) através de uma talha manual de alavanca e a outra através de alças preformadas. Na união do cabo de aço com o novo condutor foi instalado um dispositivo (madeira) para evitar a rotação do cabo (figura 16). O cabo de aço é tracionado através da talha, com o cabo guia devidamente tracionado, é liberado ao solo a extremidade do novo condutor para que sejam efetuados os trabalhos de compressão (Figura 17). Nas torres nº. 1 e 5 devido á aproximidade ao rio e as redes de distribuição de 13,8 kV utilizou-se plataforma aérea para a realização dos serviços com segurança (Figura 18)

Figura 15 –Instalação de cabo de aço

Figura 16 - Instalação de dispositivo para evitar a rotação.

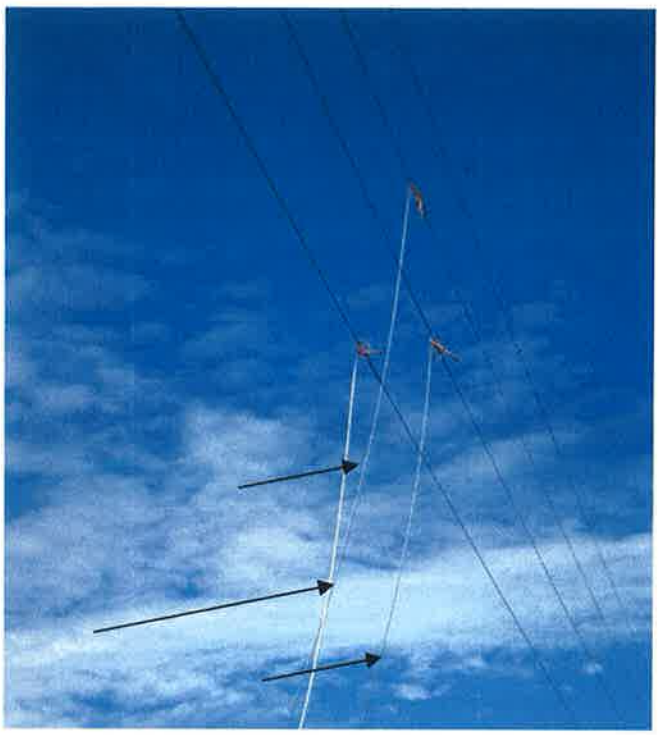


Figura 17 - Cabo condutor preparado para compressão

Figura 18 – Utilização da plataforma aérea.

**Início dos trabalhos para compressão dos cabos:**

**1º Passo** - Com a extremidade do cabo no solo retira-se cerca de 30 cm da coroa e introduz o cabo na peça de compressão conforme demonstrado nas figuras 19/20 e 21.

Figura 19 – Peça de compressão

Figura – 20 – Detalhe da alma cerâmica

Figura 21 – Detalhes das peças de compressão

**2º Passo** – A alma exposta é introduzida na peça de compressão que é prensada na Prensa hidráulica para 100 toneladas conforme figuras 22/23 /24 e 25.

Figura 22-Introdução da alma cerâmica

Figura 23 – Compressão da parte da alma cerâmica.

Figura 24 – Detalhes das fases de compressão.

Figura 25 – Detalhe das compressões na peça.

**3º Passo**: Após a prensagem o condutor recebe uma camada de um composto (Hi temp filter compound) para altas temperaturas afim de melhoria da condutibilidade e da suportabilidade mecânica (figura 26), após a aplicação se faz necessário a limpeza com uma escova de aço (figura 27) após a limpeza o cabo é totalmente inserido na terminação (figura 28).

Figura 26 – Aplicação do composto Hi temp filter compound.

Figura 27 – Limpeza para a eliminação das camadas oxidadas.

Figura 28 – Detalhe da peça limpa.

4º Passo: Na parte externa da terminação há um orifício onde novamente é aplicado o composto (Hi temp filler compound) como mostra a figura nº. 29

Figura 29 – Aplicação do composto através de orifício.

**5º Passo**: Após a inserção do compound fixa-se uma copila no orifício (figuras nº.30 e 31) e o orifício é fechado definitivamente (figura nº. 32).

Figura 30 – Fixação da copila no orifício

Figura 31 – Detalhe do acabamento da fixação da copila.

Figura 32 – Detalhe  da peça.

**6º Passo:** Após a limpeza geral da peça, a peça já está prepara para as compressões finais (figuras nº. 33 e 34).

Figura 33 - Limpeza da peça

Figura 34 – Detalhe final da limpeza da peça.

**7º Passo** Preparação da prensa hidráulica para a compressão, substituída a matriz de compressão, a peça recebe de 04 ou mais pontos de prensa ao longo do comprimento da peça conforme mostrado nas figuras nº.35 e 36. A figura nº. 37 mostra a unidade hidráulica composta de bomba hidráulica, motor e acionamento manual.

Figura 35- Substituição das matrizes para compressão

Figura 36 – Peça pronta para compressão.

Figura 37 – Detalhe do acionamento da prensa hidráulica..

**8º Passo** A figura nº. 38 mostra a peça com as várias compressões, após estas manobras, faz-se necessário à retirada de rebarbas através da limagem da peça (figura nº. 40), agora a peça está preparada para ser conectada a cadeia de isoladores figuras 39 e 41.

Figura 38 – Detalhe da peça com as devidas compressões.

Figura 39 – Processo de limar as rebarbas.

Figura 40– Cadeia de isoladores

Figura 41 – Cadeia de isoladores preparada para instalação.

**9º Passo:** Instalação da cadeia de isoladores - A figura nº. 42 mostra a torre sem a cadeia de isoladores, já a figura nº. 43 com a cadeia de isoladores.

Figura 42 Detalhes da estrutura

Figura 43 Final da instalação da cadeia de isoladores

## 6. Instalação de jumpers

Para a instalação dos jumpers nas torres de ancoragem foram utilizados conectores de 03 furos para os condutores Grosbeak – ACSR e para os condutores de alma cerâmica – Ostrich- ACCR de 04 furos.

Os condutores Grosbeak-ACSR foram conectados aos cabos de alma cerâmica através de uma placa de alumínio de oito furos conforme é mostrado na figura 44 foi utilizado pasta antioxidante e o torque utilizado foi de 34 N/m. Nas duas extremidades do jumper do cabo condutor foram instalados terminais de compressão que tiveram o mesmo processo acima descrito (figura 45) todos os jumpers instalados são do condutor de alma cerâmica conforme figura 46.

Figura 44 – Conectores para cabos condutores.

Figura 45 – Jumper pronto para instalar.

Figura 46 - Jumpers instalados

## 7. Torres de suspensão – Grampeamento das suspensões..

Os trabalhos realizados nas torres de suspensão, ou seja, nas torres nº. 18, 29 e 30 são descritos abaixo: Para se fazer o grampeamento dos cabos foi utilizado "Grampo suspensão armado – AGS" que é constituído por: na sua primeira camada por 10 varetas helicoidal (pré-formado), 2ª camada pelo coxim de elastômetro, 3ª camada por 12 varetas helicoidal (pré- formada) e por último a fixação do cabo através da braçadeira (figura 47)

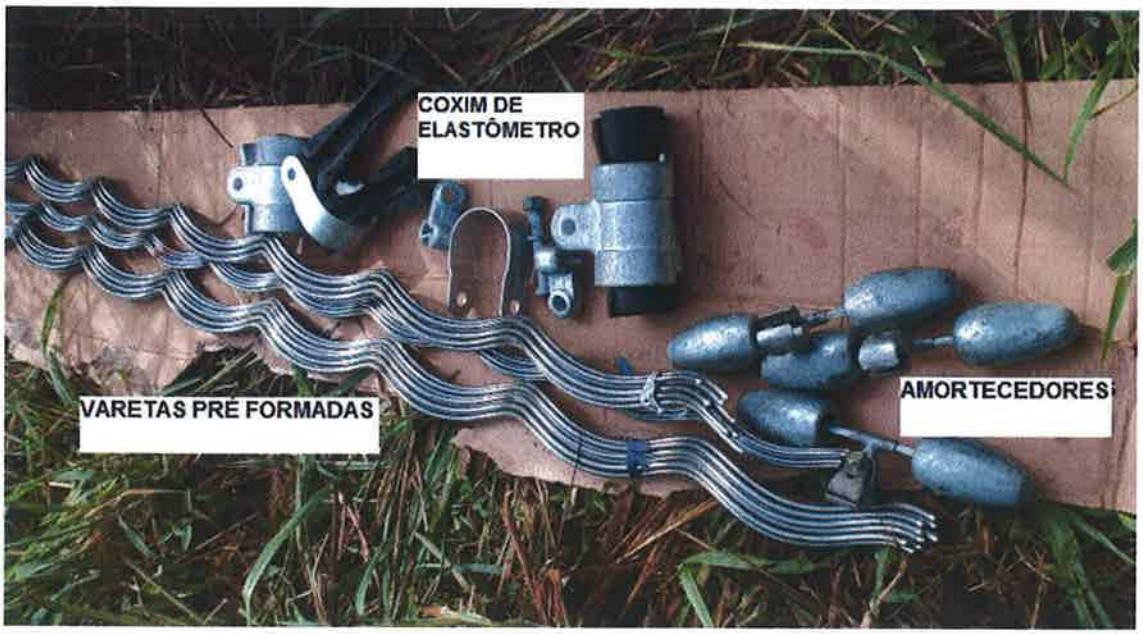



Figura 47 – Peças integrantes do AGS

Para a realização destes serviços fez-se necessário a construção de um balancim de aproximadamente 2.286 mm conforme figura nº.48 para possibilitar a retirada das bandolas e a instalação dos grampos de suspensão armado (AGS),nesse- ponto deve-se observar para que os ganchos fiquem exatamente no meio entre o final da 1ª e 2ª camada de varetas, nos ganchos enrolarem corda ou borracha para não danificar os tentos de alumínio das coroas do condutor.

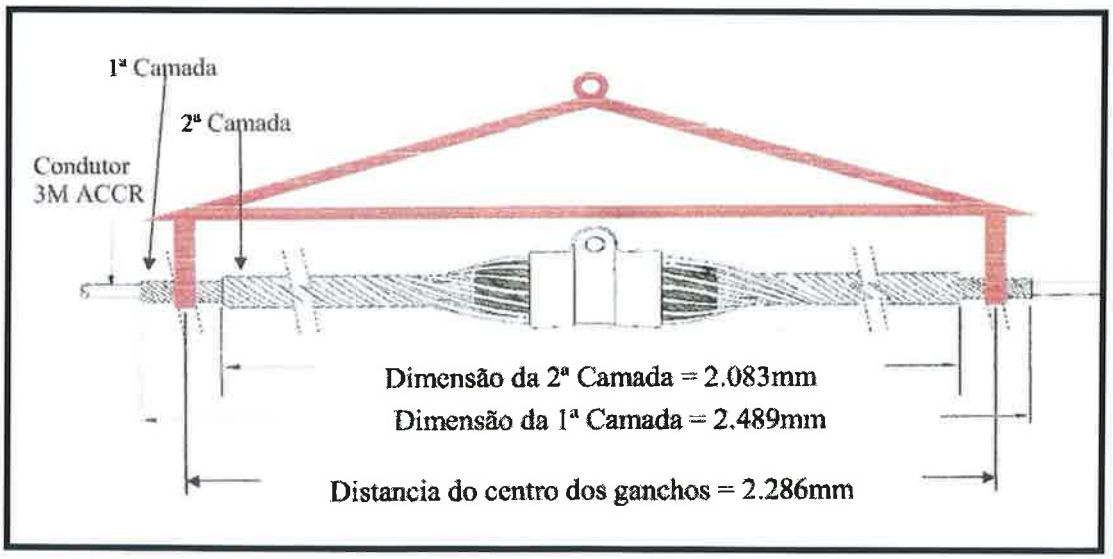



Figura 48 _ Balancim

Figura 49 - Instalação do balancim

**1º Passo:**

Instalação do balancim na estrutura da torre de transmissão para a retirada da bandola e servir de apoio para a instalação do AGS

Figura 50 – Instalação das varetas

**2º Passo**

Início da instalação ao longo do condutor da 1ª camada de vareta helicoidal, no total de 10 varetas.

Figura 51 –Instalação da 1ª camada de varetas.

**3º Passo**

Após a instalação da primeira camada de varetas, fixar o coxim de elastômetro e sem a bandola

Figura 52- Instalação da 2ª camada de varetas.

**4º Passo**

Após a instalação do coxim de elastômetro a segunda camada de varetas é iniciada, cerca de 12 varetas

Figura 53- Fixação dos cabos

**5º Passo**

Após a instalação da segunda camada de varetas, instala-se o sistema de fixação a cadeia de isoladores.

Figura 54 –Finalização dos serviços.

**6º Passo**

Com o auxílio do balancim o condutor é fixado na coluna de isoladores.

## 8. Instalação dos amortecedores

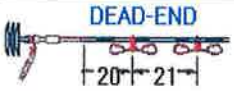
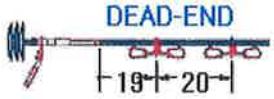
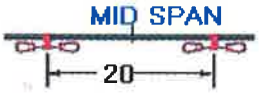
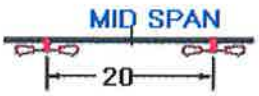
Os amortecedores instalados são de fabricação ACA Conductor Accessories – A division of AFL Telecomminications, tipo Stockbridge, modelo 1704-6. Foram consideradas para o calculo dos amortecedores as seguintes condições: Velocidade do vento igual a 20mph(8,94m/s) e a variação de temperatura entre 5° C a 20° C .
Para o calculo dos amortecedores considerou-se para os finais de linha a tensão inicial de 2855 lbs e final de 2495 lbs e os para os demais vãos de 2675 .a 2428 lbs.
O fabricante forneceu os dados para a instalação dos amortecedores ou seja a quantidade e a distância progressiva para a instalação.
Foram instalados por circuito 78 amortecedores, ou seja 26 amortecedores por fase, perfazendo um total de 156 amortecedores nos dois circuitos. A distribuição é apresentada na tabela 05 e a distância progressiva na tabela 06.

Tabela 05 –Quantidade de amortecedores instalados por fase.

| Vão | Nº. Torres | Vão (m) | Tipo de torre | Quantidade de amortecedores por fase | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | Inicio do vão | Meio do vão | Fim do vão |
| 1 | 26-27 | 298,0 | A/A | 2 | 0 | 2 |
| 2 | 27-28 | 369,8 | A/S | 2 | 2 | 2 |
| 3 | 28-29 | 413,4 | S/S | 2 | 2 | 2 |
| 4 | 29-30 | 416,9 | S/S | 2 | 2 | 2 |
| 5 | 30-31 | 191,9 | S/A | 2 | 0 | 2 |

A- ancoragem e S - Suspensão

Tabela 06 - Distancia progressiva dos amortecedores instalados.

| Nº. Vão | Quantidade de amortecedores por fase | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Total | Início do vão | Meio do vão | Fim do vão |
| 1 | 4 | | |  |
| 2 | 6 |  |  | |
| 3 | 6 | |  | |
| 4 | 6 | | | |
| 5 | 4 | | | |

Observações : 1º As medidas estão em polegadas e 2ª Tolerância da distância ± 5 polegadas

.

Para a instalação no meio do vão foi utilizada uma bicicleta para condutor simples, a bicicleta utilizada possui roldanas de diâmetro de 250mm figura 55, para a determinação do meio do vão foi utilizado um binóculo que mede distancia e ângulo. Nos amortecedores instalados nos vãos 3 e 4 foram utilizados amortecedores com parafuso brekaway nos demais foi utilizado torquimetro com o torque de 34N/m conforme Figuras 56,57,58 e 59

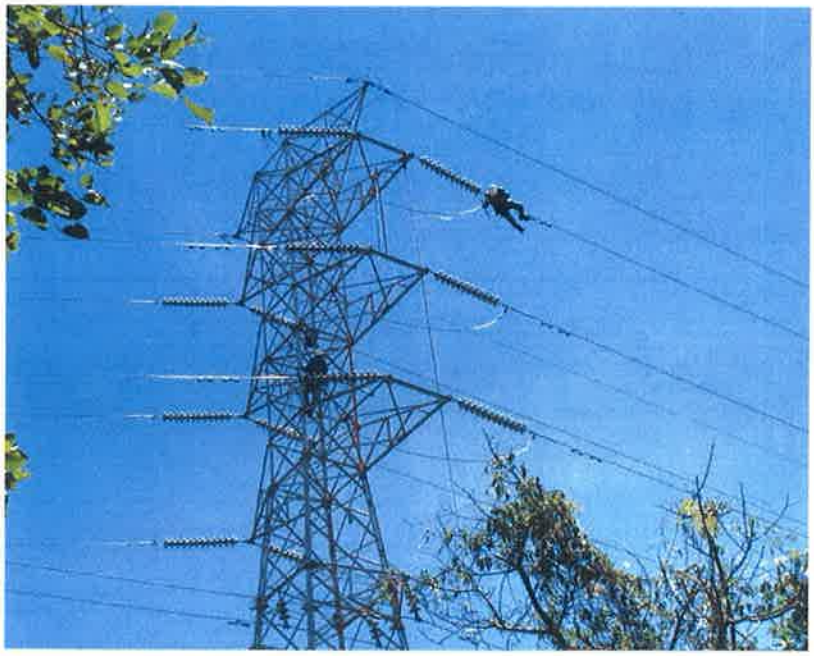
Figura 55 – Bicicleta utilizada para instalação dos amortecedores

Instalação dos amortecedores em torre de suspensão

Figura 56 – Amortecedores instalados.

Instalação dos amortecedores no meio do vão.

Figura 57 – Instalação dos amortecedores no meio do vão.



Instalação dos amortecedores em torre de ancoragem.

Figura 58 –Amortecedores – Torre de ancoragem

Figura 59 – Instalação de amortecedores no meio do vão.

## 9. Energização das linhas de transmissão

As duas linhas de transmissão foram energizadas no dia 15/02/2009 e passaram a ter a seguinte denominação:

- TLA/TRI. R. JUP 1 e
- TLA/TRI. R. JUP 2.

No diagrama unifilar , em anexo, verifica-se que há dois fluxos de alimentação o primeiro vindo da Usina Ilha Solteira e o segundo da TLA (Termoelétrica Três Lagoas da Petrobrás), quando o fluxo estiver proveniente da Usina de Ilha Solteira a linha de transmissão apresenta baixo nível de carregamento.

## 10. Conclusões

No acompanhamento da substituição dos cabos condutores verificou-se que os métodos adotados não diferem do cabo tradicional sendo utilizados os mesmos processos, a recomendação solicitada pelo fabricante é quando ao manuseio do cabo visando principalmente à proteção da alma do condutor, uma das precauções é a não utilização de ferramentas tais como camaleão ou morcetes.

É importante observar que todo equipamento ou materiais que estiverem em contato com o condutor deverão suportar a temperatura do cabo que é no máximo de 240° C.

# ANEXO C

PLS-CADD Version 10.60  09:34:03 quinta-feira, 7 de outubro de 2010
3M Electrical Products Division
Project Name: 'c:\3mdados\accr\projetos\brasil\cteep\jup-tri\monitoramento\pls cadd lite\monitoramento jupia_2.LOA'

**Section #1 '1:Back'**
**Cable 'c:\pls\cables\3m accr\cables v2\3m_accr_wire_files_for_plscadd_external_release_v2\accr_ostrich_297-t16_release_v0.1.wir'. Ruling span (m) 366.45**
Sagging data: Catenary (m) 2164.43, Horiz. Tension (N) 10645 Condition I Temperature (deg C) 37
Weather case for final after creep Install, Equivalent to 18.3 (deg C) temperature increase
Weather case for final after load Wind, Equivalent to 28.4 (deg C) temperature increase

**Ruling Span Sag Tension Report**

| ----Weather Case---- | ---Cable Load--- | | | -----R.S. Initial Cond.---- | | | | | ------R.S. Final Cond.------ --------After Creep-------- | | | | | ------R.S. Final Cond.------ ---------After Load-------- | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| # Description | Hor. Load (N/m) | Vert Load (N/m) | Res. Load (N/m) | Max. Tens. (N) | Hori. Tens. (N) | Max Ten %UL | C (m) | R.S. Sag (m) | Max. Tens. (N) | Hori. Tens. (N) | Max Ten %UL | C (m) | R.S. Sag (m) | Max. Tens. (N) | Hori. Tens. (N) | Max Ten %UL | C (m) | R.S. Sag (m) |
| 1 Install | 0.00 | 4.92 | 4.92 | 11187 | 11149 | 21 | 2267 | 7.41 | 10231 | 10189 | 19 | 2072 | 8.11 | 9748 | 9704 | 18 | 1973 | 8.51 |
| 2 Wind | 15.17 | 4.92 | 15.94 | 25138 | 24962 | 47 | 1566 | 10.73 | 25138 | 24962 | 47 | 1566 | 10.73 | 25138 | 24962 | 47 | 1566 | 10.73 |
| 3 ACSR 60 | 0.00 | 4.92 | 4.92 | 9685 | 9641 | 18 | 1960 | 8.57 | 8816 | 8768 | 16 | 1783 | 9.42 | 8480 | 8430 | 16 | 1714 | 9.80 |
| 4 ACCR 171 | 0.00 | 4.92 | 4.92 | 7274 | 7215 | 14 | 1467 | 11.46 | 7274 | 7215 | 14 | 1467 | 11.46 | 7247 | 7188 | 13 | 1462 | 11.50 |
| 5 ACCR 210 | 0.00 | 4.92 | 4.92 | 7015 | 6954 | 13 | 1414 | 11.89 | 7015 | 6954 | 13 | 1414 | 11.89 | 6989 | 6929 | 13 | 1409 | 11.93 |
| 6 High Wind | 16.87 | 4.92 | 17.57 | 27409 | 27214 | 51 | 1549 | 10.85 | 27409 | 27214 | 51 | 1549 | 10.85 | 27409 | 27214 | 51 | 1549 | 10.85 |
| 7 Monitora | 0.00 | 4.92 | 4.92 | 10681 | 10641 | 20 | 2164 | 7.76 | 9742 | 9699 | 18 | 1972 | 8.52 | 9307 | 9261 | 17 | 1883 | 8.92 |
| 8 temperatura varia | 0.00 | 4.92 | 4.92 | 10403 | 10362 | 19 | 2107 | 7.97 | 9481 | 9436 | 18 | 1919 | 8.76 | 9074 | 9027 | 17 | 1835 | 9.15 |
| 9 10 | 0.00 | 4.92 | 4.92 | 12136 | 12101 | 23 | 2460 | 6.83 | 11207 | 11169 | 21 | 2271 | 7.40 | 10609 | 10569 | 20 | 2149 | 7.82 |
| 10 20 | 0.00 | 4.92 | 4.92 | 11565 | 11528 | 21 | 2344 | 7.17 | 10613 | 10573 | 20 | 2150 | 7.81 | 10078 | 10035 | 19 | 2041 | 8.23 |
| 11 30 | 0.00 | 4.92 | 4.92 | 11030 | 10991 | 20 | 2235 | 7.52 | 10080 | 10037 | 19 | 2041 | 8.23 | 9610 | 9566 | 18 | 1945 | 8.64 |
| 12 40 | 0.00 | 4.92 | 4.92 | 10542 | 10502 | 20 | 2135 | 7.87 | 9610 | 9566 | 18 | 1945 | 8.64 | 9194 | 9148 | 17 | 1860 | 9.03 |
| 13 50 | 0.00 | 4.92 | 4.92 | 10097 | 10056 | 19 | 2044 | 8.22 | 9191 | 9144 | 17 | 1859 | 9.04 | 8819 | 8770 | 16 | 1783 | 9.42 |
| 14 60 | 0.00 | 4.92 | 4.92 | 9685 | 9641 | 18 | 1960 | 8.57 | 8816 | 8768 | 16 | 1783 | 9.42 | 8480 | 8430 | 16 | 1714 | 9.80 |
| 15 70 | 0.00 | 4.92 | 4.92 | 9309 | 9263 | 17 | 1883 | 8.92 | 8475 | 8425 | 16 | 1713 | 9.81 | 8174 | 8122 | 15 | 1651 | 10.17 |
| 16 80 | 0.00 | 4.92 | 4.92 | 8962 | 8914 | 17 | 1812 | 9.27 | 8170 | 8118 | 15 | 1651 | 10.18 | 7949 | 7895 | 15 | 1605 | 10.47 |
| 17 100 | 0.00 | 4.92 | 4.92 | 8348 | 8297 | 16 | 1687 | 9.96 | 7809 | 7754 | 15 | 1577 | 10.66 | 7781 | 7726 | 14 | 1571 | 10.70 |
| 18 120 | 0.00 | 4.92 | 4.92 | 7827 | 7772 | 15 | 1580 | 10.63 | 7648 | 7592 | 14 | 1544 | 10.89 | 7621 | 7566 | 14 | 1538 | 10.92 |
| 19 140 | 0.00 | 4.92 | 4.92 | 7495 | 7439 | 14 | 1512 | 11.11 | 7495 | 7439 | 14 | 1512 | 11.11 | 7469 | 7412 | 14 | 1507 | 11.15 |
| 20 210 | 0.00 | 4.92 | 4.92 | 7015 | 6954 | 13 | 1414 | 11.89 | 7015 | 6954 | 13 | 1414 | 11.89 | 6989 | 6929 | 13 | 1409 | 11.93 |

Weather case: Monitora = ACCR @ 37°C
Tração = 10681 N (1089 kgf)