



**XXI SNTPEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0
23 a 26 de Outubro de 2011
Florianópolis - SC

GRUPO - 3

GRUPO DE ESTUDO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO - GLT

LINHAS DE TRANSMISSÃO COMPACTAS DE BAIXA ISOLAÇÃO – UMA ALTERNATIVA DE ALTA CONFIABILIDADE E BAIXO CUSTO PARA REPOTENCIALIZAR INSTALAÇÕES EXISTENTES

Julio Cesar R. Lopes (*)
INOVATEC

Leonel Crisóstenes
ELETROPAULO

Emmanuel P. Moraes
ELETROPAULO

Sérgio Lucio S. Cabral
MATRIX

Gil Fortes Vasconcelos
MATRIX

Walter Pinheiro
MATRIX

Marcos W. Pieren
MATRIX

RESUMO

Este artigo descreve uma nova forma de repotencializar linhas de transmissão existentes, através do aumento da sua tensão de operação, porém mantendo o seu NBI. Desta forma consegue-se o aproveitamento quase total da infra-estrutura existente. São mantidas as torres, as cadeias de isoladores e os cabos condutores e pára-raios.

O artigo é o resultado de um projeto de pesquisa e desenvolvimento do programa da Aneel, com aplicação prática em uma linha de transmissão piloto da Eletropaulo, onde foi elevada a tensão de operação de 88 para 138 kV.

No projeto piloto a economia auferida foi de 78% do valor necessário para a reconstrução da linha em 138 kV.

PALAVRAS-CHAVE

Linhas de transmissão, Repotencialização, Compactação

1.0 - INTRODUÇÃO

A repotencialização de linhas de transmissão existentes pode ser feita basicamente de duas formas: aumentando a capacidade de corrente de seus condutores ou elevando a sua tensão de operação.

Para aumentar a capacidade de corrente, as linhas são reconstruídas com condutores de maior bitola ou são empregados cabos com propriedades termo resistentes.

No caso da elevação da tensão de operação, é feita a compactação da linha de transmissão empregando-se isoladores tipo poste de porcelana ou poliméricos aproveitando-se as estruturas existentes, ou reconstruindo-se a linha com distâncias fase-fase inferiores às convencionais, porém aumentando o seu nível básico de isolamento - NBI.

Buscando uma nova solução para repotencializar suas linhas de transmissão de 88 kV, a Eletropaulo desenvolveu um projeto de pesquisa e desenvolvimento dentro do programa da Aneel com o objetivo de aumentar a tensão de operação de suas linhas sem aumentar o seu NBI.

A solução desenvolvida permite o aumento da capacidade das linhas de transmissão existentes em 50% atendendo o crescimento das cargas na área de concessão e reduzindo drasticamente os investimentos necessários – no caso do piloto, a economia calculada foi de 78%.

A confiabilidade da linha foi mantida e seu desempenho melhorado, comparando-se com a instalação existente, através da utilização de pára-raios de óxido de zinco convenientemente dimensionados e locados ao longo da rota.

Todos os estudos elétricos necessários foram desenvolvidos tanto através de simulações computacionais quanto de medições em campo e laboratório. Foram calculados e medidos os campos elétricos e magnéticos e os níveis de radio interferência no interior e limites da faixa de domínio. A máxima tensão de operação e as máximas sobretensões temporárias de chaveamento e de descargas atmosféricas foram calculadas, e a suportabilidade das cadeias de isoladores e das distâncias de isolamento fase-terra existentes foram testadas em laboratório.

Foram verificadas as distâncias de segurança preconizadas pela norma de Projetos de Linhas Aéreas de Transmissão de Energia Elétrica - NBR 5422, e verificada a integridade e adequação do sistema de aterramento existente através de medições em campo.

Um ponto importante deste projeto, embora não fosse seu objeto principal, foi a redução dos impactos decorrentes da implantação e reconstrução de linhas de transmissão, o que facilita a obtenção de licenças ambientais. A movimentação de terra conseqüente da escavação de fundações e da construção de acessos é bastante reduzida, pois são aproveitadas todas as torres existentes com a eventual inserção e alteamento de algumas estruturas caso seja necessário. Da mesma forma o corte de vegetação é minimizado.

Uma preocupação atual em linhas situadas em regiões urbanas, que é o nível dos campos elétricos e magnéticos, tem sua solução facilitada comparada com as linhas convencionais, pois a emissão é reduzida com a maior compactação deste tipo de linha.

Os níveis de radio interferência principalmente em linhas com condutores de pequenas bitolas é o efeito colateral adverso ao qual se deve prestar maior atenção para não inviabilizar a solução.

Os resultados deste projeto, apresentados neste artigo, mostram que são exeqüíveis e bastante promissoras as aplicações semelhantes em concessionárias com instalações similares.

2.0 - PROJETO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO

O projeto de pesquisa e desenvolvimento realizado foi executado através das seguintes etapas:

- 1) levantamento das características dos padrões de linhas de transmissão da Eletropaulo;
- 2) estudos elétricos constituídos por:
 - 2.1) avaliação das distâncias fase-fase e fase-terra das estruturas e das distâncias de segurança condutor – solo e condutor – lateral da faixa de servidão;
 - 2.2) estudos das sobretensões de manobra e de descargas atmosféricas;
 - 2.3) estudos de campo elétrico, magnético e rádio interferência nos padrões de linhas de transmissão;
- 3) testes em laboratório das sobretensões suportáveis em protótipos com as distâncias típicas dos padrões de linhas de 88 kV;
- 4) escolha de linha de transmissão e execução de projeto piloto repotencializando uma linha de 88 kV para 138 kV;
- 5) avaliação do piloto em campo;
- 6) generalização da solução e transferência tecnológica para a concessionária.

2.1 Levantamento das Características dos Padrões de Linhas de Transmissão da Eletropaulo

O levantamento das características dos padrões de linhas de transmissão – LT's – da Eletropaulo compreendeu a coleta de dados e a análise das instalações de transmissão de 88 kV e 138 kV abrangendo os seguintes aspectos:

- silhueta das torres de linhas de transmissão padrão 88 kV e 138 kV;
- características elétricas das cadeias de isoladores e equipamentos utilizados nas LT's de 88 kV e de 138 kV;
- cabos condutores e pára-raios;
- distâncias mínimas fase-fase e fase-terra nas estruturas das linhas de transmissão de 88 kV e 138 kV;
- levantamento das condições ambientes no entorno das linhas de transmissão caracterizando as faixas de servidão típicas;

As estruturas foram agrupadas em grupos ou famílias, com torres de diferentes tipos e funções, porém com características mecânicas e de distâncias entre fases e circuitos semelhantes para utilização em faixas de servidão de mesma largura. A Tabela 1 mostra as “famílias” e estruturas padrões de 88 kV da Eletropaulo.

As cadeias de isoladores padrões são constituídas predominantemente de isoladores de vidro temperado, do tipo disco com conexões concha/bola, passo de 146 mm e diâmetro de saída de 254 mm, com carga de ruptura de 80 kN. As cadeias possuem ferragens de aço forjado, e tem 7 isoladores nas de tensão e 5 ou 6 peças nas de suspensão e “jumper”. O Nível Básico de Isolação (NBI) típico das cadeias é de 450 kV para 5 isoladores e 550 kV para 6 isoladores.

Os cabos condutores são de alumínio com alma de aço (CAA), constituído de 26 fios de alumínio e 7 fios de aço, com 1 cabo por fase do tipo 336,4 MCM - Linnet, e 1 ou 2 cabos por fase do tipo 636 MCM – Grosbeak.

As faixas de servidão para as estruturas de dois circuitos foram separadas em:

- faixa estreita: de 5 a 7 metros;
- faixa média: de 7 a 16 metros;
- faixa larga: acima de 16 metros.

Tabela 1 – Estruturas padrão 88 kV

GRUPO OU FAMÍLIA	TORRE	DISTÂNCIAS			FUNÇÃO	GRUPO OU FAMÍLIA	TORRE	DISTÂNCIAS			FUNÇÃO
		FASE- FASE (m)	CRUZETA INFERIOR - SOLO (m)	ENTRE CIRCUITOS (m)				FASE- FASE (m)	CRUZETA INFERIOR - SOLO (m)	ENTRE CIRCUITOS (m)	
FAIXA ESTREITA - 2 CIRCUITOS	P7	2,44	10,00	2,44	ALINHAMENTO	FAIXA MÉDIA 2 CIRCUITOS	T2	2,44	13,70	3,50	ALINHAMENTO
	J3	2,44	10,00	2,60	ÂNGULOS ATÉ 22°		V1	2,44	12,80	3,50	ÂNGULOS ATÉ 11°
	K1	2,44	10,00	2,60	ÂNGULOS DE 22° ATÉ 62°		X1	2,44	12,80	3,96	ÂNGULOS DE 11° A 53°
	L1	2,44	10,00	3,20	ÂNGULOS DE 62° ATÉ 90°		X2	2,44	12,80	4,88	ÂNGULOS DE 53° A 83°
	E1	2,44	14,00	2,44	TRAVESSIA		ABC	2,44	16,15	4,88	TRAVESSIA
	Y	2,40	7,90	2,50	DERIVAÇÃO		CH	3,30	7,90	2,50	CHAVES SECCIONADORAS
							S&C	3,30	7,90	2,50	CHAVES SECCIONADORAS
	AA1	2,40	10,00	2,80	ALINHAMENTO	FAIXA GRANDE	STANDAR	2,44	15,25	4,88	ALINHAMENTO
	AB1	2,44	10,00	2,80	ÂNGULOS ATÉ 16°		SEMI STRA	2,44	15,25	4,88	ÂNGULOS ATÉ 13°
	AC1	2,44	10,00	2,80	ÂNGULOS DE 16° A 60°		ÂNGULO	2,44	14,02	4,88	ÂNGULOS DE 13° A 48°
FAIXA MÉDIA 3 CIRCUITOS	S	2,50	12,80	2,50	ALINHAMENTO		B-II-90°	2,44	11,58	3,04	ÂNGULOS DE 90°
	A	2,50	12,00	2,50	ÂNGULOS ATÉ 10°		ÂNG. GD	2,44	14,02	4,88	ÂNGULOS DE 53° A 83°
	AM	2,50	12,00	2,76	ÂNGULOS DE 10° A 50°						
	AG	2,50	12,00	3,50	ÂNGULOS DE 50° A 90°						

2.2 Estudos Elétricos

Os estudos elétricos englobaram as análises das distâncias de segurança internas à linha e da linha para o meio, os cálculos de campo elétrico e magnético, os cálculos dos níveis de rádio interferência, e os cálculos de sobretensões.

2.2.1 Distâncias Elétricas de Segurança

As distâncias de segurança são os afastamentos mínimos recomendados do condutor e seus acessórios energizados a quaisquer partes, energizadas ou não da própria linha, do terreno ou dos obstáculos atravessados. Para este projeto de P&D foram calculadas para as estruturas e condutores padrões da Eletropaulo e suas faixas de servidão típicas, conforme procedimento estabelecido pela norma de Projetos de Linhas Aéreas de Transmissão de Energia Elétrica – NBR-5422.

Os resultados da análise mostraram que as distâncias de segurança internas às estruturas não são restrições para que as linhas existentes de 88 kV passassem a operar em 138 kV. Entretanto para linhas existentes em faixas de 5 m de largura, ou equivalentes – 2 linhas em faixa de 10 m por exemplo – as distâncias de segurança mínimas da NBR 5422, entre o condutor e os obstáculos nos limites das faixas não são obedecidas, inviabilizando a repotencialização com o aumento de tensão sem grandes alterações nas estruturas para estes casos. Para as linhas de transmissão em faixas iguais ou superiores a 7 metros é possível a repotencialização para 138 kV com o aproveitamento das estruturas existentes. Nestes casos, em termos de distâncias de segurança precisarão ser verificadas as distâncias entre o condutor inferior e o solo, com a catenária do condutor na maior temperatura de operação da linha. Caso as distâncias mínimas da NBR 5422 não sejam atendidas deve-se analisar a possibilidade de retensionamento dos cabos condutores, alteamento de estruturas, ou a inserção de torres para o alteamento dos cabos. Deverão ser verificados também os tipos das edificações existentes nos limites da faixa e as distâncias entre estas edificações e os condutores da linha para confirmar se estão obedecendo as distâncias de segurança estabelecidas pela NBR 5422 para os diferentes tipos de obstáculos (parede cega, varanda, telhado, etc.). Caso as distâncias de segurança normatizadas não sejam obedecidas, soluções pontuais deverão ser estabelecidas caso a caso (construção de muros, instalação de telas aterradas, etc.)

2.2.2 Campo Elétrico e Campo Magnético

A Eletropaulo possui linhas de transmissão em faixas de larguras extremamente reduzidas (5 e 7 metros) e situadas em regiões urbanas em que é possível a construção de edifícios no limite destas faixas ou nas suas proximidades. Portanto é imprescindível a verificação dos valores dos campos elétricos e magnéticos para a linha de transmissão repotencializada operando em 138 kV, conforme determinado pela Resolução Normativa Aneel 398/2010 e a norma da ABNT NBR 15415 - Métodos de Medição e Níveis de Referência Para a Exposição a Campos Elétricos e Magnéticos na Frequência de 50 Hz e 60 Hz. Foram feitas simulações matemáticas para o cálculo dos campos elétricos e magnéticos e levantados os perfis horizontais dos mesmos no eixo transversal à

linha, a partir do seu centro até 30 m de distância. Além da verificação nos pontos estabelecidos pela NBR 15415, foram verificadas as intensidades de campo elétrico e magnético em pontos na lateral da faixa, com alturas variando de 1,5 metros do solo até a altura do cabo mais elevado, e com distâncias de 2,5 m, 3 m e 5 m do eixo central da linha de transmissão.

De acordo com as exigências da citada Resolução Normativa 398/2010 e da norma brasileira, os limites para exposição do público em geral ao campo elétrico e magnético no limite da faixa de servidão e a 1 metro de altura do solo são 4,17 kV/m e 83,3 μ T respectivamente.

Os máximos valores obtidos nas simulações matemáticas para o campo elétrico encontram-se na Tabela 2 e Tabela 3.

Tabela 2 – Campo Elétrico a 1m do Solo

MÁXIMA INTENSIDADE DE CAMPO ELÉTRICO A 1 m do SOLO		
Tipo de Estrutura	Campo Elétrico [kV/m]	
	CAA 336,4 MCM LINNET	CAA 636 MCM GROSBEEK
P7	0,48	0,51
J3	0,49	0,52
AA1	0,57	0,61
T2	0,25	0,27
V1	0,3	0,32
S	0,31	0,33
A	0,37	0,39

Tabela 3 – Campo Elétrico na Lateral da Faixa

MÁXIMA INTENSIDADE DE CAMPO ELÉTRICO NO LIMITE DA FAIXA – ALTURAS VARIÁVEIS				
Tipo de Estrutura	Altura do solo do valor máximo de campo [m]	Campo Elétrico Máximo [kV/m] distando do eixo da estrutura:		
		2,5 m	3,5 m	5 m
P7	12,24	16,76	7,66	-
J3	12,24	16,76	7,65	-
AA1	11,22	20,12	8,75	-
T2	15,82	-	10,95	4,16
V1	15,3	-	11,41	4,37
S	15,3	-	11,57	4,56
A	14,28	-	22,44	7,15

Pelos resultados obtidos para as diversas estruturas e a possibilidade de utilização dos cabos CAA Linnet ou Grosbeak, conclui-se que para os valores máximos de tensão, nenhuma das estruturas apresentou qualquer restrição em relação aos campos elétricos para os valores calculados a 1 m do solo, em todos os pontos, considerando o limite de 4,17 kV/m. Com relação aos valores obtidos nos cálculos dos perfis verticais, o limite de campo elétrico só é atendido para faixas com larguras superiores a 10 m e para as torres de faixa estreita (P7, J3, AA1) e para a torre T2 de faixa média. Para todas as outras estruturas e larguras de faixa iguais ou inferiores a 10 m, o limite não é atendido. Entretanto este problema pode ser resolvido facilmente, pois o campo elétrico pode ser blindado nos pontos necessários através de soluções simples e específicas para cada local: malha de aço aterrada, cabos aterrados, etc.

Os máximos valores de campo magnético obtidos nas simulações estão apresentados nas Tabelas 4 e 5.

Pelos resultados obtidos para as diversas estruturas e a possibilidade de utilização dos cabos CAA Linnet ou Grosbeak, conclui-se que para os valores máximos de corrente, nenhuma das estruturas apresentou qualquer restrição em relação aos campos magnéticos para os valores calculados a 1 m do solo, em todos os pontos, considerando o limite de 83,3 μ T. Com relação aos valores obtidos nos cálculos dos perfis verticais, o limite de campo magnético só é atendido para faixas com largura de 5 m, para 1 cabo Linnet por fase e para as torres de faixa estreita P7 e J3. Para faixas com largura de 7 m, o limite de campo magnético é atendido para 1 cabo Linnet ou 1 cabo Grosbeak por fase e para as torres de faixa estreita P7, J3 e AA1, e para as torres de faixa média T2 e V1. Para as faixas com largura de 10 m o limite é observado para todas as estruturas e todos os cabos exceto o duplo 636 MCM Grosbeak por fase.

2.2.3 Corona e Radio Interferência

A ocorrência de descargas parciais (ionização do ar) na superfície do condutor de linhas de transmissão, quando a intensidade do campo elétrico na superfície do mesmo supera a tensão de disrupção do ar é chamado de efeito corona.

O campo elétrico na superfície do condutor, ou mais especificamente o gradiente de potencial, é determinado pela tensão operativa e pela geometria da linha, sendo neste caso o diâmetro do condutor o fator predominante, não havendo nenhum tipo de relação com a corrente que circula pelo circuito.

A tensão de disrupção do ar, mesmo em campos uniformes, é função de muitas variáveis, tais como: a pressão atmosférica, a umidade do ar, a densidade relativa do ar, o tipo de tensão aplicada, a presença de vapor d'água, dentre outras.

Tabela 4 – Campo Magnético a 1 m do Solo

CAMPO MAGNÉTICO MÁXIMO A 1 m do SOLO		
Tipo de Estrutura	Campo magnético [μ T]	
	CAA	CAA
	336,4 MCM LINNET	636 MCM GROSBEAK
P7	1,36	2,03
J3	1,34	2
AA1	1,92	2,87
T2	0,79	1,17
V1	0,96	1,44
S	1,15	1,71
A	1,54	2,3

Tabela 5 – Campo Magnético na Lateral da Faixa

CAMPO MAGNÉTICO MÁXIMO NO LIMITE DA FAIXA – ALTURAS VARIÁVEIS											
Tipo de Estrutura	Cabo e carregamento	Altura [m] do campo máximo	Campo magnético Máximo [µT] - distância do eixo:			Tipo de Estrutura	Cabo e carregamento	Altura [m] do campo máximo	Campo magnético Máximo [µT] - distância do eixo:		
			2,5 m	3,5 m	5 m				2,5 m	3,5 m	5 m
P7	1 Linnet 530 A	12,24	81	38	-	T2	1 Linnet 530 A	16,32	-	55	22
	1 Grosbeak 790 A		120	56	-		1 Grosbeak 790 A		-	81	33
	2 Grosbeak 2000 A		307	144	-		2 Grosbeak 2000 A		-	207	84
J3	1 Linnet 530 A	12,24	81	38	-	V1	1 Linnet 530 A	15,3	-	56	23
	2 Grosbeak 790 A		119	56	-		1 Grosbeak 790 A		-	83	34
	2 Grosbeak 2000 A		307	144	-		2 Grosbeak 2000 A		-	213	86
AA1	1 Linnet 530 A	11,22	95	43	-	S	1 Linnet 530 A	15,3	-	57	24
	1 Grosbeak 790 A		141	64	-		1 Grosbeak 790 A		-	85	36
	2 Grosbeak 2000 A		364	163	-		2 Grosbeak 2000 A		-	217	91
						A	1 Linnet 530 A	14,28	-	105	37
							1 Grosbeak 790 A		-	157	55
							2 Grosbeak 2000 A		-	404	139

Na superfície do cabo, com um campo não uniforme, até mesmo uma pequena irregularidade como uma partícula de um poluente qualquer, causa uma concentração de campo elétrico que pode ser um ponto inicial de formação de descargas.

A formação do efeito corona segue o processo de ionização por aceleração e impacto de elétrons, típico das descargas em gás, se multiplicando exponencialmente através da chamada avalanche de Townsend.

Uma vez instaladas, as descargas podem ocasionar as seguintes consequências: emissão de luz (corona visual), ruído audível (silvos e estalos superpostos por um zumbido de frequência da ordem de 120 Hz), rádio interferência, TV interferência, produção de oxidantes (ozônio e óxido de nitrogênio), perda de energia.

A intensidade dos fenômenos ligados ao efeito corona está diretamente relacionada ao Gradiente Superficial Máximo (GSM) nos cabos em relação ao Gradiente Crítico (GC) do ar.

O valor da densidade relativa do ar é fundamental na determinação do gradiente crítico. Para esse estudo foram adotados os seguintes parâmetros: altitude = 650 m, temperatura média = 18 °C, densidade relativa do ar $r = 0,92$

O gradiente máximo deve ser igual ou inferior a 95% do gradiente crítico, e foi calculado para as torres típicas de cada família dos padrões de 88 kV, e para os seguintes condutores CAA: 1/0 MCM – Raven, 3/0 MCM – Pigeon, 4/0 MCM – Penguin, 266,8 MCM – Partridge, 336,4 MCM – Linnet.

A bitola mínima de condutor que atendeu as restrições de corona visual para todas as estruturas é o 3/0 MCM – Pigeon.

Uma das consequências do efeito corona nas linhas de transmissão é a radio interferência, cuja definição é bastante ampla e se manifesta num espectro compreendendo frequências de 3 kHz a 30 GHz, incluindo-se aí a transmissão de televisão.

Na análise do fenômeno é importante ressaltar que não existe um critério ou limite absoluto de níveis aceitáveis de rádio interferência, uma vez que a qualidade de uma recepção de rádio depende tanto da intensidade do sinal

recebido quanto da intensidade do ruído nas mesmas frequências. Desta forma o melhor critério de avaliação é a relação Sinal/Ruído na frequência desejada, conforme recomendação da maioria das referências bibliográficas sobre este assunto. Para este estudo foi adotada uma relação Sinal/Ruído mínima de 24 dB ($\mu\text{V}/\text{m}$), para 50% das condições atmosféricas, conforme exigência da Aneel em seus editais de licitação para concessão de linhas de transmissão, o que corresponde a uma classe de recepção entre satisfatória e muito boa. O sinal mínimo a ser protegido para uma frequência de 1 MHz considerado neste trabalho foi de 66 dB ($\mu\text{V}/\text{m}$).

De acordo com os resultados dos cálculos obtidos, para as torres de faixa estreita (P7, J3, AA1) e faixas de 5 e 7 m o mínimo condutor a ser utilizado é o CAA, 336,4 MCM Linnet. Para as demais torres e faixas de 7 a 16 m de largura o condutor mínimo a ser utilizado é o CAA, 266,8 MCM Partridge.

2.2.4 Sobretensões e Desempenho da Linha de Transmissão

Para que as linhas de transmissão repotencializadas operem em tensão superior e com o mesmo NBI da linha existente, mantendo ou melhorando o desempenho e risco com relação às sobretensões de manobra e de surtos atmosféricos é necessária a inserção protetores contra sobretensões, ou seja pára-raios de óxido de zinco (ZnO) distribuídos ao longo das mesmas.

Um projeto de pesquisa e desenvolvimento realizado anteriormente pela Eletropaulo apresentou cálculos no ATP (Alternative Transients Program) simulando sobretensões de manobra e de descargas atmosféricas em linhas repotencializadas mantendo o NBI, com e sem pára-raios.

As conclusões deste estudo mostraram que:

- a. A instalação do pára-raios de linha reduz o risco de desligamentos causados por sobretensões originadas durante as operações de manobra.
- b. Para as sobretensões de manobra o risco de falha é menor se o pára-raios estiver conectado no final do trecho de 88 kV que será repotencializado para 138 kV.
- c. Do ponto de vista das sobretensões por descargas atmosféricas, a situação ideal é a de que todas as torres deveriam estar devidamente protegidas contra o surto atmosférico através da instalação de pára-raios de ZnO.
- d. Para os desligamentos frente a descargas atmosféricas, em função dos diferentes percentuais de desligamentos entre as fases (inferior, média e superior) poder-se-ia priorizar a instalação dos pára-raios de ZnO nas fases inferior e média, porém, para efeito de pesquisa recomenda-se a instalação em todas as fases dos circuitos.

O procedimento para escolha dos locais onde serão instalados os pára-raios na linha de transmissão, de acordo com o atual projeto de P&D está resumido nas seguintes etapas:

- a. Cálculo e localização dos pontos de maiores sobretensões de manobra e de descargas atmosféricas na linha a ser repotencializada.
- b. Levantamento do histórico da linha de transmissão existente em 88 kV da incidência de desligamentos por surtos atmosféricos e localização das torres em que houveram descargas ao longo da vida da LT.
- c. Levantamento dos pontos de maior altitude dos cabos condutores e pára-rios da linha de transmissão.
- d. Levantamento das torres com altos valores de impedância de terra.
- e. Escolha dos locais das estruturas para instalação dos pára-raios tendo como base os pontos de maior risco levantados nos itens anteriores.
- f. Simulação das sobretensões de manobra e descargas atmosféricas na linha considerando os pára-raios instalados nos pontos críticos escolhidos do item e.

As características dos pára-raios a serem instalados na linha de transmissão devem ser especificadas observando a nova tensão nominal de operação, que será superior à existente, pois a LT está sendo repotencializada, porém as sobretensões de corte devem ser compatíveis com o NBI que será mantido.

3.0 - LINHA DE TRANSMISSÃO PILOTO

A linha de transmissão escolhida para o piloto foi o Ramal Aéreo de Estação (RAE) Monte Azul. Uma das razões para esta escolha foi a necessidade de reconstrução deste ramal existente, padrão 88 kV, para 138 kV, e a possibilidade de energização imediata em 138 kV permitida pela configuração do sistema elétrico da concessionária naquela região.

As características deste ramal são as seguintes:

- a. extensão: 5.638 m
- b. largura de faixa: 13 m
- c. estruturas: 36 torres auto portantes, de aço, com treliças, padrão de 88 kV para faixas médias
- d. quantidade de estruturas por tipo: vinte e sete T2, quatro V1, uma 1ABCH, uma 1AA e três X1
- e. cadeias de isoladores: composta de 6 isoladores na suspensão e 7 isoladores na ancoragem de vidro temperado 254 mm x 146 mm, 80 kN
- f. condutor: 1 cabo de alumínio com alma de aço (CAA), 336,4 MCM, Linnet, por fase
- g. pára-raios: 2 cabos de aço galvanizado 3/8" HS

Com base na metodologia desenvolvida no projeto de P&D a linha existente foi analisada com relação às distâncias de segurança internas às torres e às distâncias da linha para o solo e lateral da faixa, foram verificados os níveis de campo elétrico e magnético, e de radio interferência, foram especificadas as características dos pára-raios de linha, e foram determinados os pontos para instalação dos pára-raios visando a proteção contra as sobretensões de manobra e surtos atmosféricos. Os pára-raios foram instalados em 4 pontos da linha – torres 3, 13, 23 e 32 - conforme pontos em vermelho mostrados na Figura 1.

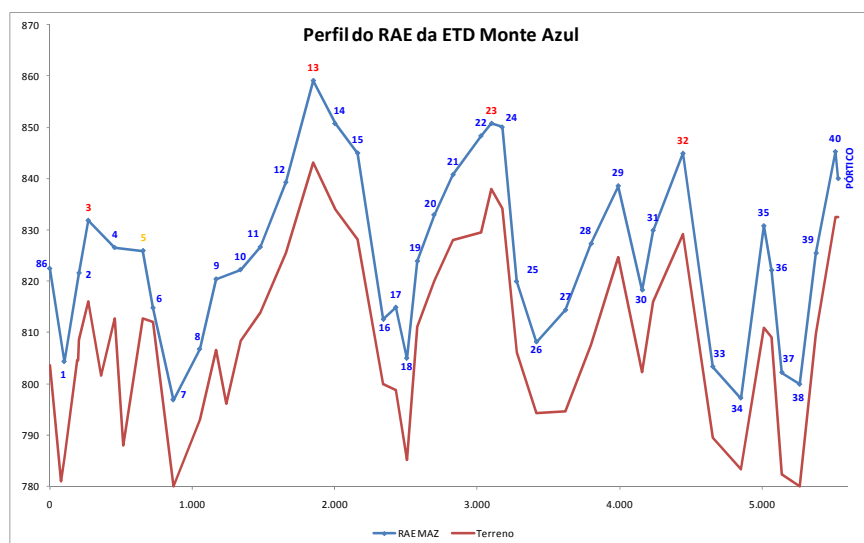
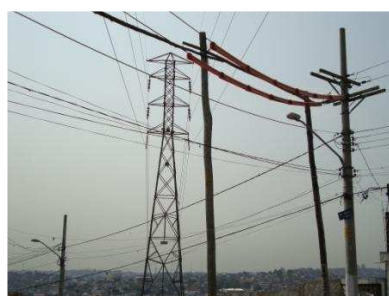


FIGURA 1 – Perfil da Linha e Pontos de Instalação de Pára-raios

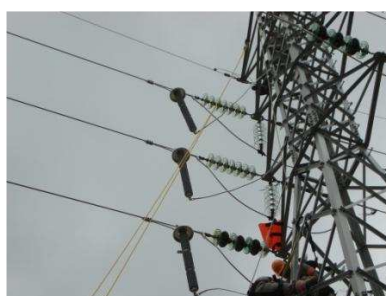
Destas análises resultou a necessidade de inserção de 4 torres no ramal, a troca de 1 torre por uma outra de maior altura, e a mudança do tipo de cadeia de suspensão para ancoragem em duas outras estruturas, para que a linha de 88 kV pudesse operar em 138 kV. Foram mantidas todas as outras estruturas, as cadeias de isoladores e os cabos condutores e pára-raios. Por uma necessidade da manutenção, aproveitou-se a execução das obras de repotencialização para a substituição dos cabos condutores, que apresentavam muitas emendas e pontos com sobreaquecimento.

Durante a execução das obras foram inspecionadas as fundações de todas as torres, trocadas treliças flambadas ou com corrosão, e feita a adequação do sistema de aterramento com recomposição do contrapeso e inserção de hastes para reduzir a impedância de surto das estruturas.

Na Figura 2 encontram-se fotos com detalhes das obras de repotencialização.



(a) Vista Geral da Linha



(b) Instalação de Pára-raios



(c) Adequação do Aterramento

FIGURA 2

4.0 - RESULTADOS OBTIDOS

As obras de repotencialização da linha piloto foram executadas em 2010 e a energização ocorreu em 25/01/2011. Até o momento, apesar do aumento de descargas atmosféricas ocorridas na região do município de São Paulo no início do ano em relação a anos anteriores, a linha não apresentou desligamentos.

Os custos apurados na execução da linha estão na Tabela 6 que mostra um comparativo com os custos de reconstrução caso fosse adotada a solução convencional para a linha poder operar em 138 kV. A economia resultante neste projeto foi de R\$ 9,74 milhões o que representa 78% do valor total da reconstrução.

Tabela 6 – Comparação de Custos - Reconstrução X Repotencialização

	ITEM	Repotencialização			Reconstrução		
		Qtde	Custo Unitário	Custo Total	Qtde	Custo Unitário	Custo Total
	Projeto (un.)	1,00	220.000,00	220.000,00	1,00	220.000,00	220.000,00
	Licenciamento Ambiental (un.)	1,00	70.000,00	70.000,00	1,00	170.000,00	170.000,00
SERVIÇOS	Canteiro de obras (un.)	1,00	193.200,00	193.200,00	1,00	300.000,00	300.000,00
	Fundação (un.)	4,00	44.586,38	178.345,50	44,00	44.586,38	1.961.800,50
	Montagem de Estruturas (un.)	4,00	75.658,00	302.632,00	44,00	75.658,00	3.328.952,00
	Lançamento de cabos/Grampeação (km)		51.820,43		33,85	57.578,25	1.949.139,00
	Desmontagem/Desmantelamento (ton.)	9,00	64.745,00	582.705,00	34,00	64.745,00	2.201.330,00
	Transporte (ton.)	70,00	173,57	12.150,00	300,00	173,57	52.071,43
	Recuperação de Estruturas e Fundação (un.)	36,00	13.900,00	500.400,00	2,00	13.900,00	27.800,00
	Montagem pára-raios	24,00	2.500,00	60.000,00	-	-	-
	Montagem de Variantes (km)	0,70	44.000,00	30.800,00	5,64	44.000,00	248.248,00
MATERIAIS	Cabos (m)	-	5,01		33.852,00	5,01	169.598,52
	Torres (kg)	24.000,00	5,10	122.400,00	264.000,00	5,10	1.346.400,00
	Isoladores (un.)	645,00	71,19	45.917,55	5.604,00	71,19	398.948,76
	Seccionadoras (cj)	-	30.000,00	-	2,00	30.000,00	60.000,00
	Pára-Raios	24,00	4.000,00	96.000,00	-	-	-
	Outros (ferragens, aterramento, etc)	1,00	279.000,00	279.000,00	1,00	314.000,00	314.000,00
	CUSTO TOTAL			2.693.550,05			12.434.288,21

5.0 - CONCLUSÕES

A Eletropaulo possui 1.553 km de circuitos de linhas de transmissão aéreas, sendo que 0,5% está energizado em 138 kV. Dos 99,5% energizados em 88 kV, 60% estão preparados para serem energizados em 138 kV. Os 40% restante, cerca de 590 km, não está preparado para operar em 138 kV, sendo portanto o universo potencial para a aplicação desta metodologia de repotencialização. Estimando conservativamente que a metodologia seja aplicável em apenas 50% das linhas potenciais com a mesma redução de custos, a economia total obtida será da ordem de R\$ 600 milhões.

A metodologia de repotencialização desenvolvida no projeto de pesquisa e desenvolvimento mostrou-se de baixo risco, fácil aplicação e alto potencial de economia.

Pelas características das linhas de 88 kV da Eletropaulo comparativamente as das linhas de 69 kV das diversas concessionárias brasileiras pode-se afirmar que esta metodologia tem grande potencial de utilização em outras instalações de outras empresas. Pode-se afirmar também que existe possibilidade de aplicação na repotencialização de linhas de 138 kV para 230 kV e de 230 kV para 345 kV.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) LINDSEY, K., BRENNAN, G., MEIJERS, R. Guidelines for Increased Utilization of Existing Overhead Transmission Lines - Technical Brochure 353 – CIGRÉ. França.
- (2) IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY. IEEE Standard for Insulation Coordination – Definitions, Principles, and Rules – IEEE STD 1313.1-1996. Estados Unidos.
- (3) IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY. IEEE Standard for Power Systems – Insulation Coordination - IEEE STD 1313-1993. Estados Unidos.
- (4) EDISON ELECTRIC INSTITUTE. EHV Transmission Line Reference Book. Estados Unidos.
- (5) ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. Transmission Line Reference Book – 115-138 kV Compact Line Design. Estados Unidos.
- (6) ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. Substation Voltage Upgrading – EPRI EL-6474 Project 2794-1 Final Report. August 1989. Estados Unidos.
- (7) ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. Projeto de Linhas Aéreas de Transmissão de Energia Elétrica – NBR 5422. Brasil.

(8) JARDINI, A. J., MASSUDA M., ARNEZ R., JARDINI, M. G. M., Relatório Técnico 001-RT-003-R0-08 - Pesquisa dos Pontos Ótimos de Locação dos Pára-Raios para o Controle das Sobreensões. Maio de 2008. Brasil.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Julio Cesar Ramos Lopes nasceu em São José do Rio Preto, SP, Brasil, em 1954. Graduiu-se em Engenharia Eletrotécnica pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Tem MBA pela Faculdade de Economia e Administração da Universidade de São Paulo e cursos de especialização na Owen School da Vanderbilt University - EUA, École de Management de Lyon - França, e Darden School da Virginia University - EUA. Sua experiência profissional inclui Light Serviços de Eletricidade S.A. e Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo. Atualmente desenvolve trabalhos de consultoria e engenharia para concessionárias de geração, transmissão e distribuição. É diretor da INOVATEC Consultoria e Engenharia e consultor da MATRIX Engenharia em Energia.



Leonel Crisostenes nasceu em São Paulo, SP, Brasil, em 1965. Graduiu-se engenheiro na Faculdade de Engenharia São Paulo. É um profissional experiente da ELETROPAULO em São Paulo, desde 1980. Ele desenvolve trabalhos de manutenção e gerenciamento de projetos em subestações e linhas de transmissão.



Emmanuel Pasqua de Moraes nasceu em Guaxupé, MG, Brasil, em 1979. Graduiu-se em Engenharia Eletrotécnica na Universidade Presbiteriana Mackenzie em 2007 e tem especialização em Gestão de Projetos pela Fundação Vazolini em 2008. Ingressou na ELETROPAULO em 2006 e sua experiência profissional inclui atuação na área de Engenharia de Subtransmissão, desenvolvendo trabalhos voltados principalmente às Linhas de Transmissão.



Sergio L. Salomon Cabral nasceu em Itajubá, MG, Brasil, em julho de 1940. Graduado em engenharia elétrica pela UNIFEI – Universidade Federal de Engenharia de Itajubá. Sua experiência profissional inclui a CESP – Centrais Elétricas de São Paulo, CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz e o CED – Centro de Excelência em Distribuição. Atualmente é Diretor Técnico da MATRIX Engenharia em Energia.



Gil Fortes Vasconcelos nasceu no Rio de Janeiro, RJ, Brasil, em 1948. Graduiu-se engenheiro pela Escola de Engenharia da Universidade Estadual da Guanabara. Sua experiência profissional inclui Light Serviços de Eletricidade S.A. e Eletropaulo. Ele desenvolve trabalhos de pesquisa e desenvolvimento para concessionárias de distribuição e transmissão de energia elétrica. É diretor da MATRIX Engenharia em Energia.



Walter Pinheiro nasceu em São Paulo, SP, Brasil, em 1956. Graduado em engenharia pela Escola de Engenharia São Paulo. Doutor em Sistemas de Potência pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Sua experiência profissional inclui CESP – Centrais Elétricas de São Paulo e Elektro. Ele desenvolve trabalhos de pesquisa e desenvolvimento para concessionárias de distribuição e de transmissão de energia elétrica. Atualmente trabalha na MATRIX Engenharia em Energia.

Marcos Wright Pieren nasceu em São Paulo, SP, Brasil. Graduiu-se engenheiro eletricitista pela Faculdade de Engenharia da Fundação Armando Álvares Penteado em 1981. Sua experiência profissional inclui Eletropaulo e atualmente atua como consultor de trabalhos de pesquisa e desenvolvimento na MATRIX Engenharia em Energia.