



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

BR/GLT/20
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO – III

GRUPO DE ESTUDO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO - GLT

**ESTUDO TÉCNICO-ECONÔMICO PARA DEFINIÇÃO DO CABO CONDUTOR E SOLUÇÃO ESTRUTURAL
DA LT 500 kV LECHUGA - EQUADOR E LT 500 kV EQUADOR - BOA VISTA**

Marcos César de Araújo (*)
José Henrique Machado Fernandes
Paulo Henrique Barbosa Naves

Filipe Guerra Soares
Paulo Ricardo Ralo Liberato da Silva
Reynaldo Castriota de Mello

José Luiz Nunes Michelini Filho
João Félix Nolasco
Kleber Ribeiro dos Santos

Eletrobras Eletronorte

Engetower Engenharia

LEME Engenharia

RESUMO

Este Informe Técnico aborda os principais aspectos, etapas e conclusões do estudo técnico e econômico elaborado pelas empresas Eletrobras Eletronorte, Leme Engenharia e Engetower Engenharia para a definição do cabo condutor e solução estrutural da LT 500 kV Lechuga – Equador e da LT 500 kV Equador – Boa Vista. Este estudo antecedeu a etapa de elaboração do Projeto Básico do empreendimento, com o intuito de definir previamente os principais parâmetros destas linhas.

Foram selecionados 5 tipos de cabos condutores e 2 soluções estruturais visando à elaboração de um completo estudo econômico comparativo, incluindo a definição da adequada condição de tracionamento mecânico dos cabos, a definição da geometria das estruturas e a locação preliminar das mesmas em um perfil estimado. A partir dessas definições, foram obtidos os quantitativos e custos estimados dos vários componentes das LTs, sendo possível identificar a alternativa mais atrativa, tanto no aspecto econômico quanto no técnico, a qual se tornou, consequentemente, a solução a ser aplicada ao empreendimento.

PALAVRAS-CHAVE

Linha de Transmissão - Torre - Estaiada Monomastro - Danúbio - LPNE - Feixe Expandido - Compactação - SIL

1.0 - INTRODUÇÃO

Em função de o sistema de transmissão Brasil – Venezuela estar próximo ao seu limite de controle de tensão, bem como por ser uma das diretrizes governamentais a conexão de todas as capitais brasileiras ao Sistema Interligado Nacional (SIN), foram realizados estudos de planejamento visando inserir a cidade de Boa Vista, capital do estado de Roraima, nesse importante sistema elétrico, definindo-se a necessidade de implantação das LTs 500 kV Lechuga – Equador (400 km) e Equador – Boa Vista (315 km). As mencionadas LTs constituirão o último elo atualmente faltante para a conexão de todas as capitais brasileiras ao SIN, tendo sido essas LTs definidas como LTs de 500 kV, com capacidade de transporte de cerca de 950 MW (SIL) e com a utilização de 3 condutores por fase.

Considerando a importância intrínseca destas LTs para o SIN, investiu-se em estudos que definissem a melhor solução técnica e econômica para o empreendimento. Assim, foram estabelecidas as condições relevantes que nortearam os estudos técnico-econômicos para a seleção do cabo condutor e da solução estrutural para as LTs, estudos esses que antecederam à elaboração do Projeto Básico, pois era intenção chegar-se à fase seguinte com os parâmetros principais das LTs previamente definidos.

(*) SCN – Quadra 6 – Conjunto A – Bloco B – Sala 912 – Edifício Venâncio, nº3000
CEP 70716-901 – Brasília – Distrito Federal – e-mail: marcos.araujo@eletronorte.gov.br

2.0 - LOCALIZAÇÃO DAS LTs E DADOS CLIMÁTICOS

2.1 Localização

As LTs serão implantadas entre as cidades de Manaus e Boa Vista, percorrendo regiões dos estados do Amazonas e Roraima ao longo da rodovia BR 174, conforme mostrado na Figura 1. A LT Lechuga – Equador atravessa um trecho significativo da Terra Indígena Waimiri Atroari, num comprimento de aproximadamente 125 km.



Figura 1 - Localização das LTs nos estados do Amazonas e Roraima

2.2 Principais dados climáticos

A Tabela 1 mostra os dados climáticos mais relevantes da região de implantação das LTs, bem como as velocidades e pressões de vento adotadas no projeto.

Tabela 1 – Principais dados climáticos para o projeto das LTs

Parâmetro	Valor
Temperatura média anual	26°C
Temperatura máxima média	32°C
Temperatura mínima absoluta	11°C
Temperatura média mínima (coincidente)	22°C
Altitude média da região	150 m
Velocidade de vento de projeto (250 anos/10 min.)	95 km/h
Velocidade de vento de projeto (250 anos/3 seg.)	160 km/h
Pressão de vento extremo no condutor	90,83 kgf/m ²
Pressão de vento extremo no para-raios	97,48 kgf/m ²
Pressão de vento extremo na estrutura	$84,38 \times (H/10)^{0,16}$ kgf/m ²
Pressão de vento de alta intensidade	123,3 kgf/m ²
Descargas atmosféricas	7 descargas por km ² /ano, (80 dias com trovoadas por ano)

3.0 - ASPECTOS RELEVANTES DO ESTUDO

3.1 Requisitos do Edital da ANEEL

A Tabela 2 resume os requisitos mais importantes contidos no Edital da ANEEL nº 04/2011 correspondente ao empreendimento.

Tabela 2 – Requisitos do Edital da ANEEL

Parâmetro	Valor
Capacidade de corrente de longa duração	2.445 A
Capacidade de corrente de curta duração	3.010 A
Resistência de sequência positiva de cada circuito (60 Hz e 50°C)	0,0232 Ω /km
Tensão máxima operativa	550 kV
Distância específica de escoamento para isolamento à tensão máxima operativa (nível de poluição leve)	14 mm/kV
Número máximo de desligamentos por descargas atmosféricas	1/100 km/ano

3.2 Cabos condutores selecionados

Considerando os requisitos do Edital da ANEEL no tocante ao valor da resistência ôhmica máxima aceitável, foram selecionados para os estudos 5 tipos de cabos condutores, incluindo o cabo CAA 954 MCM (RAIL) da solução de referência, sendo que as LTs deverão utilizar feixes triplos de condutores. A Tabela 3 mostra sinteticamente os aspectos comparativos dos cabos examinados.

Tabela 3 – Parâmetros comparativos dos cabos

Cabo	\varnothing (mm)	w (kgf/m)	CR (kgf)	\varnothing/w	R _{feixe50} (Ω /km)
CAL 993 MCM (Liga 1120)	29,16	1,384	11.624	21,1	0,0224
CAL 1055 MCM (Liga 6201)	30,06	1,467	15.445	20,5	0,0235
CAA 954 MCM (RAIL)	29,59	1,600	11.748	18,5	0,0226
CA 954 MCM (MAGNOLIA)	28,55	1,333	7.401	21,4	0,0225
ACAR 950 MCM	28,47	1,323	8.806	21,5	0,0232

3.3 Aspectos elétricos

3.3.1 Coordenação de isolamento

O estudo de coordenação de isolamento levou aos seguintes resultados básicos:

- O número de isoladores em cadeias de suspensão foi definido em 22 unidades (isoladores com passo de 170 mm, diâmetro de 280 mm e distância de escoamento de 380 mm);
- O desempenho sob descargas atmosféricas foi calculado em 0,9 desligamento/100 km/ano para densidade de 7 descargas/km²/ano (NC = 80) e resistência de aterramento e impedância de surto iguais a 17 Ω e 12 Ω , respectivamente;
- Os estudos de surtos de manobra indicaram os seguintes valores como mais críticos entre energização e religamento: $\mu = 2,03$ pu; $\sigma = 0,061$ pu; $V_{max} = 2,219$ pu;
Os dois primeiros valores foram utilizados na determinação do risco de falha (PFO), que resultou menor que 10^{-6} , conforme metodologia estabelecida em [1]. A sobretensão máxima foi considerada igual a 2,3 pu, sendo este valor utilizado na determinação dos respectivos espaçamentos (distâncias elétricas).

Foram determinados os ângulos de balanço e as distâncias elétricas requeridas para as cinco alternativas de condutores, chegando-se aos valores apresentados na Tabela 4. As distâncias indicadas são entre fase e mastro.

Tabela 4 – Ângulos de balanço e distâncias elétricas

Sobretensão	ACAR 950	CAL 993	CAA 954	CAL 1055	CA 954	Distância (m)
Frequência industrial	40,5	40,6	37,6	41,0	40,0	1,10
Surto de manobra	27,6	27,8	25,3	28,1	27,2	2,30
Descarga atmosférica	7,0	7,0	6,9	8,0	6,0	3,70

Como geralmente se fazem arredondamentos para cima, verifica-se que, a exceção do cabo CAA 954, praticamente não haveria variação nos ângulos de balanço para as demais alternativas de condutores.

3.3.2 Faixa de passagem

A determinação da largura mínima da faixa de passagem (L) para a condição de balanço dos condutores se fez conforme dados extraídos da Figura 2, considerando a Alternativa 1 de solução estrutural, como se verá adiante:

$$L = 2 \times \text{Eff} + 0,5 + 2[(\lambda c + f) \sin\theta + c]$$

Onde:

- Eff = espaçamento horizontal entre o eixo da torre típica e a fase externa, igual a 9,00 m para a fase inferior;
- λc = comprimento da cadeia igual a 4,65 m;
- f = flecha do condutor a 26° C na condição final igual a 31 m;
- θ = ângulo de balanço da cadeia igual a 29°;
- c = distância elétrica de segurança igual a 4,00 m.

Portanto:

$$L = 2 \times 9,00 + 0,5 + 2[(4,65 + 31) \sin 29^\circ + 4,00] \approx 62 \text{ m.}$$

O critério de radiointerferência (RI) levou ao valor de 70 m, como resumidamente indicado na Tabela 5.

Tabela 5 – Radiointerferência (RI_{50%}) no limite da faixa de 70 m

RI ₁ (dB)	RI ₂ (dB)	RI (dB)	RI _{tot-50} (dB)	RI _{tot-cor} (dB)
42,3	41,7	43,5	45,0	42,0

Portanto, a largura da faixa de passagem ficou definida em 70 metros.

3.4 Aspectos mecânicos – tracionamento dos cabos: EDS x H/w

Foi avaliada, para os 5 tipos de cabos considerados no estudo, a relação H/w segundo a metodologia publicada na Brochura 273 do Cigré (*Over Head Conductor Safe Design Tension With Respect to Aeolian Vibrations*) [2], visando comparar os níveis de tensionamento mecânico com o procedimento tradicionalmente empregado de se estabelecer o EDS (*Every Day Stress*), ou seja, a tração representada pela porcentagem da carga de ruptura do cabo.

O Informe Técnico “*Comparação de Alternativas de Cabos Condutores para o Bipolo 2 ±600 kV Coletora Porto Velho – Araraquara 2*” [3], aborda de maneira detalhada a aplicação da metodologia H/w, comparativamente ao conceito tradicional do EDS.

Os valores de EDS e das correspondentes relações H/w definidos no estudo estão apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 – EDS e respectivas relações H/w

Cabo	EDS (%)	H/w (m)
CAL 993 MCM	20	1.791
CAL 1055 MCM	18	2.071
CAA 954 MCM	22	1.756
CA 954 MCM	26	1.566
ACAR 950 MCM	23	1.634

Os valores de H/w estão referidos à temperatura equivalente à média das temperaturas mínimas (22°C) e na condição inicial, ou seja, sem o cabo ter sofrido esforços devidos ao vento e sem considerar o efeito da fluência, conforme definido na Brochura 273.

É importante ressaltar que os valores de H/w ficaram em patamares inferiores ao limite estabelecido na Brochura 273, ou seja, inferiores a 2.275 m, considerando o feixe triplo das LTs em questão, contrapondo-se limites práticos de EDS para cada tipo de cabo, os quais não se considera oportuno ultrapassar até que a nova metodologia esteja amplamente consolidada nos procedimentos de projeto. Além disso, outras condições de tracionamento dos cabos devem ser respeitadas, segundo os requisitos das normas aplicáveis, como a tração máxima admitida para as condições de vento máximo (70% da carga de ruptura) e a tração na temperatura mínima (33% da carga de ruptura).

4.0 DEFINIÇÃO DA SOLUÇÃO ESTRUTURAL

A utilização de torres estaiadas monomastro, bem como suas correspondentes autoportantes, mostrou-se ser a premissa mais indicada para as LTs, face a suas características de extensão e ao objetivo de se alcançar um peso total de estruturas otimizado. Tendo em vista as características elétricas básicas das LTs, foram elaborados estudos comparativos entre as duas alternativas estruturais mais frequentes para torres de circuito duplo na classe de tensão de 500 kV:

- **Alternativa 1:** Torre com disposição vertical dos condutores;
- **Alternativa 2:** Torre com disposição triangular dos condutores (tipo Danúbio).

A Figura 2 apresenta as configurações finais estudadas para as Alternativas 1 e 2, respectivamente.

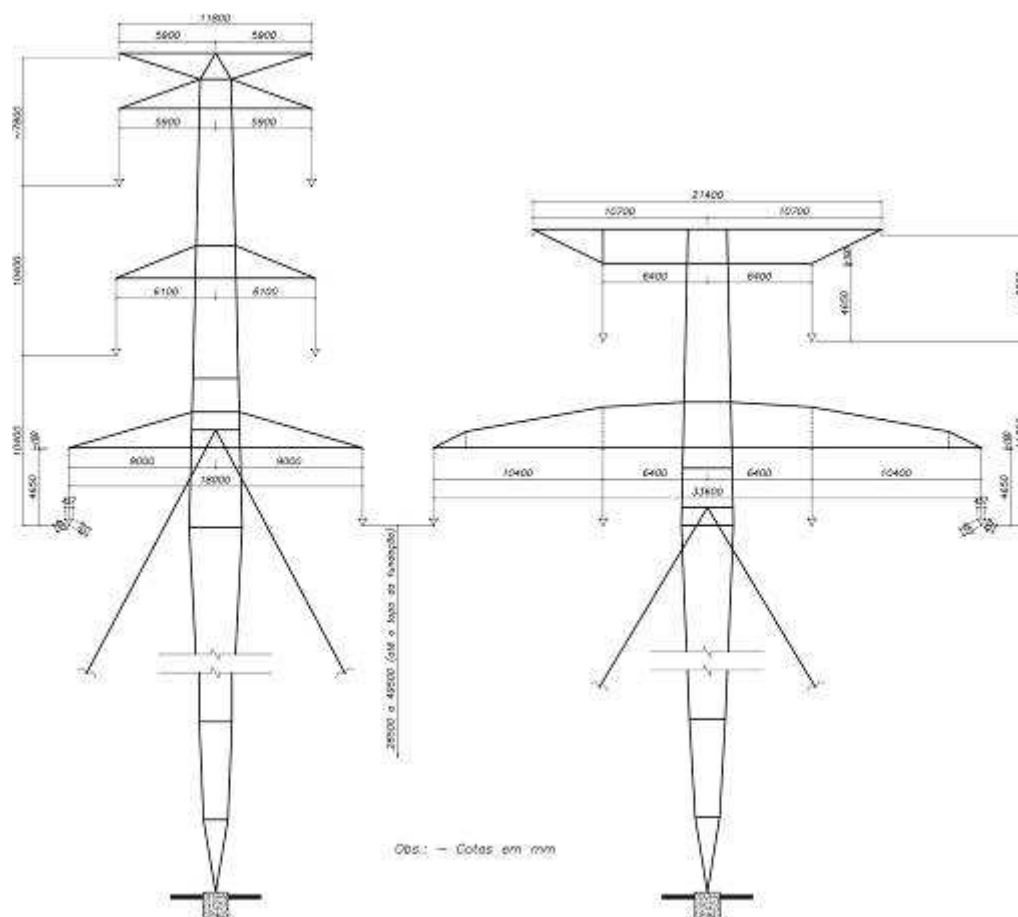


Figura 2 - Torres estaiadas monomastro Vertical e Danúbio

Para viabilidade da torre monomastro Vertical, foi necessário o aumento dos comprimentos das mísulas inferiores, de forma a ser possível a elevação do ponto de fixação dos estais, reduzindo assim o braço de alavanca das cargas da cabeça da estrutura para obtenção de menor peso e menores cargas sobre fundações.

A Tabela 7 apresenta os parâmetros elétricos obtidos para as LTs, considerando as duas alternativas estruturais e o cabo CAL 993 MCM como referência.

Tabela 7 – Desempenho elétrico das alternativas estruturais

Parâmetro	Alternativa 1	Alternativa 2
Folga s/ gradiente crítico	9,6%	9,3%
RI (dB)	42,0	41,5
RA (dBA)	48,2	47,8
Reatância X_1 (Ω /km)	0,3222	0,3369
R_{50} (Ω /km)	0,0224	0,0224
SIL (MW)	961,0	941,9
E (kV/m)	7,37	7,34
M (μ T)	48,11	39,29

A largura da faixa de passagem necessária para atender aos parâmetros elétricos da Alternativa 1 é de 70 m, como apresentado no item 3.3.2, enquanto que a Alternativa 2 exigiria uma largura de faixa de 77 m.

A Tabela 8 apresenta os pesos para a altura máxima das estruturas estaiadas leves, cargas máximas sobre fundações e tipos de estais para as duas alternativas, bem como a diferença percentual entre elas. Tais resultados são relativos aos cálculos estruturais efetuados para a opção com o cabo CAL 993 MCM, tomado como base para a comparação estrutural.

Tabela 8 – Resultados para torres de suspensão leve Vertical e Danúbio

Alternativa	Peso (t) (alt. máx.)	Compressão máxima na fundação do mastro (t)	Carga máxima nos estais (t)	Estais
Vertical	15,17	122,0	52,8	Ø1 ³ / ₁₆ " (CR = 78 t)
Danúbio	15,14	110,3	46,6	Ø1 ¹ / ₈ " (CR = 66 t)
Diferença	-0.2%	-9.5%	-11.9%	-

A grande distância horizontal de 10,4 m necessária entre as fases inferiores para atendimento aos requisitos de capacidade de transmissão (SIL) e dos fenômenos elétricos, para a Alternativa 2, resultou numa estrutura com envergadura total de 33,6 m. Para essa maior envergadura, aumentam as dificuldades do ponto de vista construtivo, pois as mísulas são muito longas e a estrutura apresenta maiores deformações para esforços torcionais e esforços verticais desbalanceados, principalmente os verticais de construção, além da já citada desvantagem quanto à largura mínima de 77 m necessária para a faixa de passagem.

Adicionalmente, devido à pequena diferença de peso e cargas sobre fundações entre as duas alternativas, as expressivas vantagens elétricas apontadas para a Alternativa 1 foram decisivas para a utilização nas LTs de torres com disposição vertical dos condutores.

5.0 COMPARAÇÃO DE CUSTOS E SELEÇÃO ECONÔMICA DO CONDUTOR

Uma vez definidas as alternativas de cabos condutores e o tipo estrutural a serem utilizados nas LTs, partiu-se para a definição do cabo condutor que levaria à solução mais econômica para o empreendimento.

Foram calculados, para cada tipo de cabo, os pesos e as cargas sobre fundações para todas as estruturas da série (suspensões estaiadas LBEL e LBEM, suspensões autoportantes LBSL, LBSM e LBSP e ancoragens LBA30 e LBF60). A Tabela 9 resume os pesos estimados para cada uma das estruturas que compõem a série definida para utilização nas LTs, para os 5 tipos de cabos condutores estudados.

Tabela 9 – Resumo de pesos estimados para a série de estruturas

Torre	Peso (kgf)					Estais	
	CA 954	CAA 954	CAL 1055	CAL 993	ACAR 950	Bitola	Peso (kgf)
LBEL	14.945	15.695	15.545	15.170	14.945	Ø1 ³ / ₁₆ " (CR=78t)	1.180
	100%	105%	104%	102%	100%		
LBEM	16.405	17.320	17.150	16.650	16.405	Ø1 ¹ / ₄ " (CR=87.5t)	1.320
	100%	106%	105%	101%	100%		
LBSL	23.795	25.005	25.005	24.155	23.795	-	
	100%	105%	105%	102%	100%		
LBSM	25.210	26.490	26.490	25.590	25.210		
	100%	105%	105%	102%	100%		
LBSP	28.435	29.880	29.880	28.865	28.435		
	100%	105%	105%	102%	100%		
LBA30	40.745	43.290	44.565	42.440	41.595		
	98%	104%	107%	102%	100%		
LBF60	50.740	53.910	55.495	52.850	51.795		
	98%	104%	107%	102%	100%		

A série de estruturas obtida para cada cabo foi então submetida a simulações de locação sobre um perfil estimado para as LTs, incluindo a estimativa dos tipos de fundações baseada na expectativa de ocorrência de solos ao longo das linhas. Finalmente, os custos globais de cada alternativa foram compostos para as devidas comparações e definição da alternativa mais econômica.

Nos trechos de floresta preservada da LT Lechuga – Equador, sobretudo no trecho da Terra Indígena, considerou-se utilizar somente estruturas autoportantes, porém empregando as alturas da série normal, uma vez que a

utilização de estruturas alteadas, não definidas na fase do estudo prévio, não alteraria o resultado da seleção econômica do condutor (as torres com alturas especiais são dimensionadas principalmente pela ação do vento nas mesmas e não nos cabos).

A Tabela 10 apresenta os principais índices obtidos das simulações de locação em perfil estimado.

Tabela 10 – Principais índices obtidos das simulações de locação

Item	CAL 993	CAL 1055	CAA 954	CA 954	ACAR 950
Quantidade de torres	1.267	1.256	1.270	1.305	1.281
% torres estaiadas	53,35%	53,03%	53,23%	54,48%	53,79%
% torres suspensão autoportantes	40,25%	40,61%	40,39%	39,31%	39,89%
% torres ancoragem	6,39%	6,37%	6,38%	6,21%	6,32%
Peso por km (ton.)	31,70	31,70	33,10	32,92	32,31
Peso total (ton.)	22.665	22.666	23.667	23.538	23.104

A Tabela 11 apresenta os custos dos itens mais relevantes e os custos globais obtidos das simulações para as 5 alternativas de cabos condutores avaliados. No item arranjos, cadeias e ferragens estão agrupados os materiais relativos aos arranjos de cadeias para o cabo condutor, os arranjos para fixação do cabo para-raios e os arranjos para a fixação dos estais, bem como os isoladores.

Tabela 11 – Custos globais das alternativas avaliadas

Item	Custos Globais (R\$)				
	CA 954	CAA 954	CAL 1055	CAL 993	ACAR 950
Cabos condutores	137.308.026	148.941.820	155.606.377	137.972.506	132.200.390
Estruturas	106.626.120	107.213.797	102.681.555	102.675.598	104.664.155
Estais	3.922.180	3.551.946	3.286.197	3.505.272	3.675.672
Fundações	84.654.785	86.258.648	89.185.553	84.215.388	82.696.655
Arranjos, cadeias e ferragens	17.376.524	16.965.854	16.770.841	16.935.813	17.098.361
Cabos para-raios	5.941.092	5.941.092	5.941.092	5.941.092	5.941.092
Cabos de aterramento	660.852	643.128	636.038	641.608	648.698
Total	356.489.582	369.516.287	374.107.656	351.887.280	346.925.025
Custo Relativo (%)	95,29%	98,77%	100,00%	94,06%	92,73%

Os custos de cabos condutores e estruturas foram baseados em propostas de fornecimento que já se encontravam disponíveis à época dos estudos, razão pela qual as diferenças obtidas têm um adequado nível de precisão para a escolha do cabo ACAR 950 MCM como a opção mais econômica.

As Figuras 3 e 4 retratam de forma gráfica a comparação de custos entre as alternativas de cabos condutores.

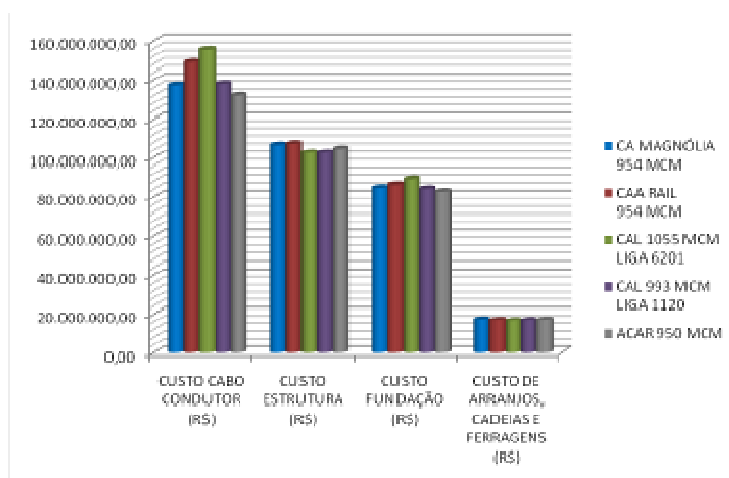


Figura 3 – Comparativo entre os custos dos principais itens

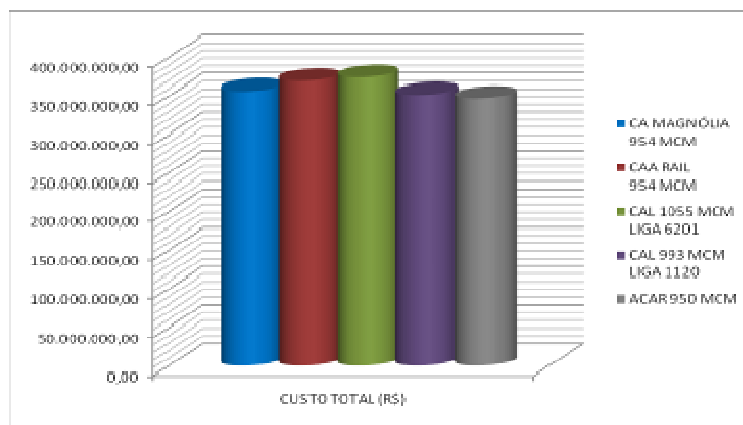


Figura 4– Comparativo entre os custos globais

6.0 CONCLUSÕES

Observa-se que o preço do cabo condutor impacta fortemente na escolha da solução mais econômica. Cabe destacar que a diferença entre o maior e o menor custo global é de aproximadamente R\$ 27.000.000,00, sendo que apenas a diferença entre os custos de aquisição dos condutores é de cerca de R\$ 23.000.000,00. O cabo ACAR 950 MCM, devido ao seu menor custo em relação aos demais condutores, resultou na solução mais econômica para as LTs Lechuga – Equador e Equador – Boa Vista. Entretanto, face a constante variação de preços dos cabos condutores observada entre os fornecedores, recomenda-se que os estudos de seleção econômica sejam sempre pautados em cotações obtidas para os respectivos empreendimentos.

Verificou-se também que a estrutura monomastro “Danúbio”, apesar de se mostrar competitiva e até um pouco mais econômica que a monomastro “Vertical”, não foi a melhor solução para o caso da LT de 500 kV com 3 cabos por fase, pois teve uma envergadura muito grande e algumas desvantagens elétricas. Por outro lado, a otimização da estrutura “Vertical”, por meio da introdução de mísulas inferiores maiores, possibilitou ganhos estruturais importantes.

Diante dos resultados obtidos e das constatações efetuadas no estudo técnico-econômico, cujos principais aspectos são apresentados neste Informe Técnico, foi definida a utilização do cabo condutor ACAR 950 MCM e da torre estaiada monomastro de circuito duplo com disposição vertical das fases, bem como sua correspondente autoportante, nas LTs 500 kV Lechuga – Equador e Equador – Boa Vista, visando a interligação da capital do estado de Roraima ao Sistema Interligado Nacional.

7.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] X ERLAC - Grupo 3: Nova metodologia para o cálculo de desempenho de linhas de transmissão sob surtos de manobra, 2003.
- [2] CIGRÉ - Brochura 273 - *Over Head Conductor Safe Design Tension With Respect to Aeolian Vibrations*, 2005.
- [3] XIV ERIAC – Grupo 3 – Comparação de Alternativas de Cabos Condutores para o Bipolo 2 ±600 kV Coletora Porto Velho – Araraquara 2, 2011.
- [4] ABNT – NBR 5422 – “Projeto de Linhas Aéreas de Transmissão de Energia Elétrica”-Brasil.
- [5] IEC 60826 - *Loading and Strength of Overhead Transmission Line. Second edition*, 1991-04.
- [6] ANSI/ASCE - Manual 10-90 – *Design of Latticed Steel Transmission Structure* – Edição Dezembro/1991.
- [7] ABNT – NBR 8850-R14 - Execução de Suportes Treliçados para Linhas de Transmissão, Revisão 14.

8.0 DADOS BIOGRÁFICOS



Marcos César de Araújo – Nascido em Santos/SP em 1957, graduou-se em Engenharia Elétrica em 1981 pelo Instituto Superior de Educação Santa Cecília, atual Universidade Santa Cecília, em Santos. Sempre atuando na área de projetos de linhas de transmissão, trabalha desde 1987 na Eletrobras Eletronorte, participando de diversos e importantes empreendimentos do setor elétrico. Desde 2003, exerce o cargo de gerente da área de projetos de linhas de transmissão da Eletrobras Eletronorte.



José Henrique Machado Fernandes - Nascido em Itajubá/MG em 1954. Graduiu-se em Engenharia Elétrica pela Universidade de Brasília - UnB em 1978. Especialização em Controle de Sistemas Elétricos pela Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC em 1980. Engenheiro da Elettronorte desde 1979, atuando na Área de Planejamento de Sistemas Elétricos, com enfoque nos estudos Elétricos e de Dimensionamento de Linhas de Transmissão. Gerente da Divisão de Estudos de Equipamentos de 1991 a 1995. Gerente do Departamento de Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos, de 1995 a 1996. Superintendente de Planejamento da Expansão de 1996 a 2003. Assistente da Diretoria de Planejamento e Engenharia de janeiro de 2003 a 2008. Gerente da Assessoria de Coordenação de Implantação de Empreendimentos de Transmissão desde 2008.



Paulo Henrique Barbosa Naves - Nascido em Araguari/MG em 1981, graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Uberlândia em 2005. Mestrado em Engenharia Elétrica na área de Qualidade e Racionalização de Energia Elétrica pela Universidade Federal de Uberlândia em 2007. Atua desde 2008 na Eletrobras Eletronorte como Engenheiro de Projetos e Construção, na área de Projetos de Linhas de Transmissão.



Filipe Guerra Soares – Nascido em Timóteo/MG, em 29/06/1979, graduou-se em Engenharia Civil com ênfase em Cálculo Estrutural pela Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais no ano de 2001. Atua desde 1999 na Engetower Engenharia, cujo escopo principal de serviços é a elaboração de projetos de estruturas metálicas para LT's e SE's.



Paulo Ricardo Ralo Liberato da Silva – Nascido em Conselheiro Lafaiete/MG, em 01/06/1954, graduou-se em Engenharia Civil pela Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais no ano de 1977. Atuou como engenheiro projetista de estruturas metálicas para LT's e SE's na empresa Morrison Knudsen de Engenharia, no período de 1977 a 1986, e na empresa Mendes Júnior Montagens e Serviços, no período de 1987 a 1994. Foi professor da cadeira de Estruturas Metálicas do curso de Engenharia Civil da Escola de Engenharia da UFMG no período de 1978 a 1993. A partir de 1995 atua como sócio diretor da Engetower Engenharia, cujo escopo principal de serviços é a elaboração de projetos de estruturas metálicas para LT's e SE's.



Reynaldo Castriota de Mello – Nascido em Cássia/MG, em 18/09/1956, graduou-se em Engenharia Civil pela Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais no ano de 1978. Atuou como engenheiro projetista de estruturas metálicas para LT's e SE's na empresa Morrison Knudsen de Engenharia no período de 1978 a 1986, e na empresa Mendes Júnior Montagens e Serviços no período de 1987 a 1995. A partir de 1995 atua como sócio diretor da Engetower Engenharia, cujo escopo principal de serviços é a elaboração de projetos de estruturas metálicas para LT's e SE's.



Kleber Ribeiro dos Santos – Nascido em Belo Horizonte/MG em 1960, graduou-se em Engenharia Elétrica na UFMG em 1985. Atua desde 1986 na Leme Engenharia no setor de projetos de Linhas de Transmissão, onde a partir de 1992 tornou-se gerente de projetos. Fez o curso de especialização em Engenharia Econômica na FDC em 2000 e desde 2012 é o gestor da Unidade de Negócios Linhas de Transmissão da Leme.



José Luiz Nunes Michelinini Filho – Nascido em Divinópolis/MG em 1982, graduou-se em Engenharia Elétrica na UFMG em 2006. Possui MBA em Gestão Estratégica de Projetos, concluído em 2009 no Centro Universitário UNA-BH. Atua desde 2005 na Leme Engenharia no setor de projetos de Linhas de Transmissão e atualmente ocupa o cargo de Coordenador de Projetos.



João Felix Nolasco – Nascido em Presidente Olegário/MG em 31/01/1942, graduou-se em Engenharia Elétrica na UFMG em 1966. Estágio de especialização e pós-graduação na Alemanha, em 1967/1968. Engenheiro da Siemens em 1968. Professor da UFMG e UCMG, em 1968/1969. Engenheiro da Cemig, de 1969 a 1993, ocupando cargos de engenheiro de sistemas e, depois de linhas de transmissão. Ocupou os cargos de Chefe de Divisão, Chefe de Departamento e Assistente da Superintendência de Projetos e Construção de Transmissão, até novembro de 1993. De Janeiro de 1994 até o presente é consultor em estudos e projetos de transmissão, abrangendo linhas de corrente alternada e contínua. Membro da Cigré desde 1978, tendo sido Coordenador do Comitê de Linhas de Transmissão do Cigré-Brasil e membro do SC-B2 de 1984 a 1998. Coordenador de vários WG's e TF's dentro do SC-B2. Efetuiu dezenas de publicações, a níveis nacional e internacional, com destaque no livro "Overhead Power Lines" (Springer Verlag), do qual é um dos autores.