



**GRUPO III  
GRUPO DE ESTUDO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO - GLT**

**ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS DE TRANSMISSÃO EM 765 KV PARA O  
SISTEMA DE TRANSMISSÃO ASSOCIADO A UHE BELO MONTE**

**José Henrique M. Fernandes    Vanderlei G. Machado\***  
Eletronorte

**Cláudio dos S. Fonseca**  
Marte Engenharia

**RESUMO**

O presente artigo apresenta os estudos efetuados, no âmbito do grupo de estudos de Belo Monte, para definição das características das Linhas de Transmissão em 765 kV do sistema de transmissão associado a UHE Belo Monte.

Estes estudos tiveram por objetivo definir fundamentalmente os custos associados a cada configuração fornecendo subsídios para a escolha do sistema de transmissão a ser empregado para o transporte da energia de Belo Monte (11.000 MW). Inicialmente, outros níveis de tensão (500 kV e ± 600 kV) foram analisados nos estudos de planejamento, tendo sido posteriormente descartados em função da análise técnico-econômica global, que escolheu a tensão de 765 kV.

**PALAVRAS-CHAVE**

Belo Monte. Seleção econômica de condutores. 765 kV.

**1.0 - HISTÓRICO**

Para os estudos do sistema de transmissão associados à usina hidroelétrica de Belo Monte foram analisadas alternativas com linhas de transmissão em 765 kV, 500 kV circuito duplo e ± 600 kV [2]. Para estes estudos adotou-se, numa primeira fase, cabos condutores de bitola tal que acarretassem perdas semelhantes àquelas definidas nos estudos desenvolvidos pela Eletrobrás/Eletronorte/Cepel em junho/2000 [1].

Para a continuação dos estudos de detalhamento, decidiu-se realizar uma seleção econômica dos cabos condutores visando definir, para cada nível de tensão, a configuração mais atrativa a ser adotada. Foram investigadas configurações com 4, 6 ou 8 cabos condutores por fase, e realizada uma excursão considerando cabos ACSR desde a bitola 715,5 MCM (Crow) até 2515 MCM (Joree). Este documento apresenta as avaliações realizadas para a seleção econômica dos cabos condutores para a alternativa em 765 kV, circuito simples.

**2.0 - DADOS E CONFIGURAÇÃO ANALISADA**

**2.1 Geração da UHE Belo Monte**

A Figura 1 apresenta a disponibilidade de energia (máxima, média e mínima) mensal estimada para a UHE Belo Monte calculada entre os anos de 1931 e 1996.

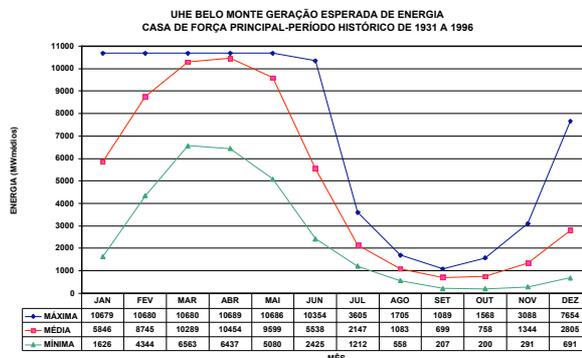
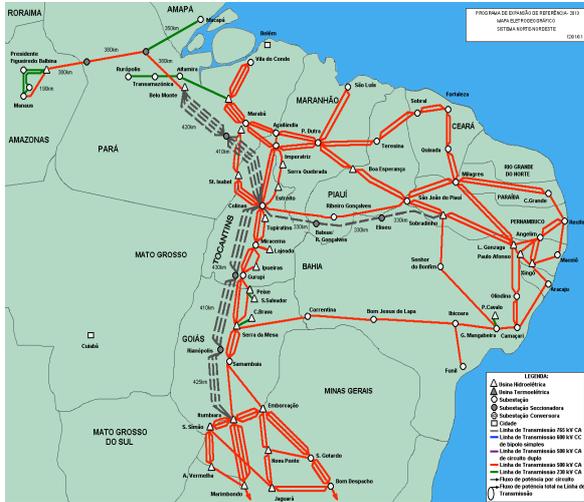


FIGURA 1 – Disponibilidade de energia de Belo Monte

\* SCN - Quadra 06, Conjunto A, Bloco B, Sala 1007 - Edifício Venâncio 3000 - Brasília - DF - BRASIL  
Tel.: (061) 429-6335 - Fax: (061) 429-6289 - E-MAIL: vanderlei@eln.gov.br

2.2 Intercâmbios Considerados

Considerou-se, para estas avaliações, a potência total da usina de Belo Monte (11.000 MW) para os mercados da região Nordeste (3667 MW) e das regiões Sul/Sudeste/Centro Oeste (7333 MW). O mapa eletrogeográfico, a seguir, mostra as rotas das Linhas.



2.3 Estruturas Consideradas

A Figura 2 apresenta as geometrias de cabeça de torre consideradas para as LTs 765 kV.

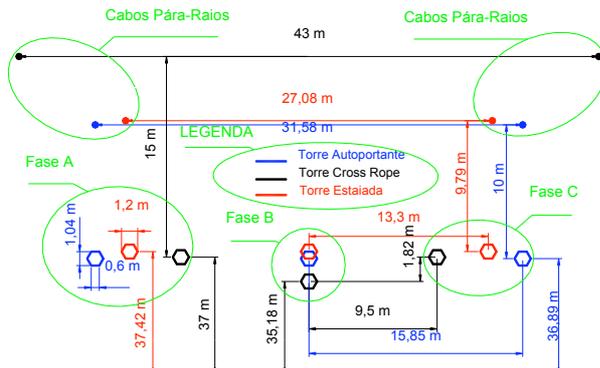
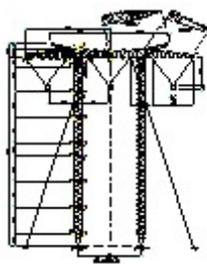
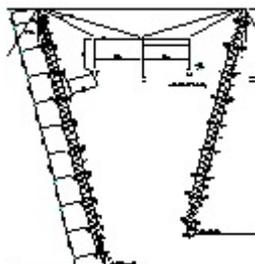


FIGURA 2 – Geometrias de cabeça de torre, 765 kV



Torre Estaiada, 765 kV  
Figura 3



Torre Cross-Rope, 765 kV  
Figura 4

3.0 CÁLCULO DO FATOR DE PERDAS DA UHE BELO MONTE

Em virtude da energia disponível em Belo Monte ser bastante diferente mês-a-mês (vide Figura 1) a

aplicação de um fator de carga médio para todo o ano acarreta grandes distorções. Desta forma, adotou-se nas avaliações econômicas um fator de perdas que considera o fator de carga médio mensal, sendo a energia média mensal calculada a partir da média geométrica dos valores mensais, ao invés da média aritmética.

3.1 Definições

- Período Histórico  
Período de registro das vazões do rio Xingu entre 1931 e 1996 (66 anos).

- Energia Média Mensal (EMM<sub>i</sub>)  
Energia média geométrica para cada um dos 12 meses considerando todo o período histórico.

$$EMMG_i = \sqrt[66]{\prod_{j=1}^{66} EMMG_{i,j}^2}$$

onde: i = mês de análise e j = anos históricos

- Fator de Carga Mensal (FCM<sub>i</sub>)  
Fator de Carga para cada um dos 12 meses, obtido a partir da Energia Média Mensal Geométrica.

$$FCM_i = \frac{EMMG_i}{G_{\max}}$$

- Fator de Carga Médio (FC<sub>médio</sub>)  
Fator de Carga médio, igual a média aritmética dos 12 Fatores de Carga Mensais.

$$FC_{\text{médio}} = \frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} FCM_i$$

- Fator de Perdas Médio (FP<sub>médio</sub>)  
Fator de Perdas calculado a partir do fator de carga médio global (FC<sub>médio</sub>) para todo o período histórico (66 anos).

$$FP_{\text{médio}} = 0,1 * FC_{\text{médio}} + 0,9 * FC_{\text{médio}}^2$$

- Fator de Perdas Mensal (FPM<sub>i</sub>)  
Fator de Perdas calculado individualmente para cada um dos 12 meses, obtido a partir do Fator de Carga Mensal

$$FPM_i = 0,1 * FCM_i + 0,9 * FCM_i^2$$

- Fator de Perdas Equivalente (FP<sub>equiv</sub>)  
Fator de Perdas equivalente, igual a média aritmética dos 12 Fatores de Perdas Mensais

$$FP_{\text{equiv}} = \frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} FPM_i$$

3.2 Cálculo do Fator de Perdas

O fator de perdas foi calculado considerando a formulação indicada no item anterior e as energias mensais (média quadrática) indicadas na Figura 1.

A partir da geração máxima de Belo Monte (11.000 MW), duas hipóteses foram consideradas, para o intercâmbio de energia com os sistemas Sudeste e Nordeste:

- Intercâmbio de 11.000 MW
- Intercâmbio de 10.000 MW (1.000 MW destinados à região Norte)

Para a hipótese de intercâmbio de 10.000 MW considerou-se ainda um fator de carga igual a 0,65 a ser aplicado aos 1.000 MW da região Norte. Portanto, para cálculo dos fatores de carga da transmissão de Belo Monte, foram descontados 650 MW de cada valor mensal da geração média (quadrática).

A Tabela 1 apresenta os fatores de carga médio ( $FC_{\text{médio}}$ ), de perdas médio ( $FP_{\text{médio}}$ ) e de perdas equivalente ( $FP_{\text{equiv}}$ ), calculados para estas duas hipóteses de intercâmbio.

TABELA 1 - Fatores de Carga e de Perda

Fator	Hipótese de Intercâmbio	
	11.000 MW	10.000 MW
Carga Médio ( $FC_{\text{médio}}$ )	0,4609	0,4420
Perdas Médio ( $FP_{\text{médio}}$ )	0,2373	0,2201
Perdas Equivalente ( $FP_{\text{equiv}}$ )	0,3454	0,3508

Como se verifica da Tabela 1, o fator de perdas obtido através do fator de carga médio é bastante diferente (inferior) àquele calculado mês-a-mês. Desta forma, foi adotado o fator de perdas igual a 0,3508 para as avaliações de condutor econômico.

#### 4.0 DEFINIÇÃO DE ALTERNATIVAS DE TRANSMISSÃO

##### 4.1 Condições de Carregamento das LTs 765 KV

Para cada um dos trechos, adotou-se as seguintes potências:

- Belo Monte-Colinas (752 km) = 11.000 MVA
- Colinas-Itumbiara (1265 km) = 7.333 MVA
- Colinas-Sobradinho (990 km) = 3.666 MVA

As estruturas consideradas em 765 kV foram:

- estrutura convencional, estaiada, com 4 subcondutores por fase com feixe expandido (90 cm) – SIL = 2566 MW
- estrutura compacta, cross-ropo, com 6 subcondutores por fase com feixe expandido (60 cm) – SIL = 2964 MW

A Tabela 2 apresenta as hipóteses de carregamento esperadas, para as condições de regime permanente ou de emergência (critério n-1). Considerando como razoável que os carregamentos não ultrapassem 25% da potência característica da linha, em regime permanente, e 100% em emergência, as seguintes alternativas não atendem o critério:

- Trecho Belo Monte – Colinas
  - estrutura convencional com 3 circuitos.
- Trecho Colinas – Itumbiara
  - estrutura convencional com 2 circuitos.
  - estrutura cross-ropo com 2 circuitos.

TABELA 2 - Hipóteses de Carregamento das LTs

Trecho	MVA no Trecho	Tipo de Estrutura	SIL (MW)	Nº Circ.	Potência em Cada Circuito			
					Nominal		Emergência	
					(MVA)	(%) do SIL	(MVA)	(%) do SIL
Belo Monte-Colinas	11.000	Convenc	2.566	3	3.667	143	5.500	214
				4	2.750	107	3.667	143
		Cross-Rope	2.964	3	3.667	123	5.500	186
				4	2.750	93	3.667	124
Colinas-Itumbiara	7.333	Convenc	2.566	2	3.667	143	7.333	286
				3	2.444	95	3.667	143
		Cross-Rope	2.964	2	3.667	124	7.333	247
				3	2.444	82	3.667	124
Colinas-Sobradinho	3.667	Convenc	2.566	1	3.667	143	-	-
		Cross-Rope	2.964	1	3.667	124	-	-

#### 5.0 - CÁLCULO DA DENSIDADE DE CORRENTE DAS LTS DE 765 KV E 500 KV

A Figura 5 apresenta as densidades de corrente para a tensão de 765 kV para o trecho Belo Monte-Colinas.

LT 765 kV B.Monte - Colinas. Densidade de Corrente [A/mm<sup>2</sup>]

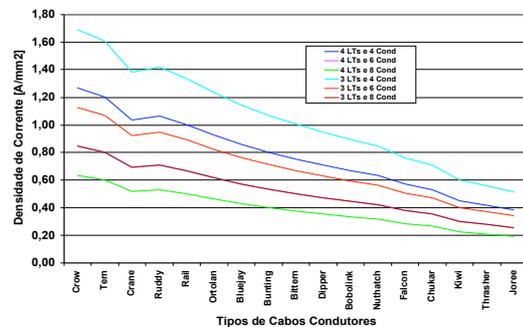


FIGURA 5 – Densidade de Corrente

Relaciona-se, na Tabela 3, para os empreendimentos mais característicos do Brasil, as potências, cabos condutores utilizados e respectivas densidades de corrente e, na Tabela 4, alguns empreendimentos em 765 kV existentes no mundo.

TABELA 3 - Empreendimentos Semelhantes no Brasil

Empreendimento	Potência (MVA)	Tensão (kV)	Nº de Circuitos	Cabo Condutor	Densidade de Corrente (A/mm <sup>2</sup> )
Itaipu	6300	765	3	4 x Bluejay	0,655
Itaipu	6300	±600	2	4 x Bittern	0,952
Norte-Sul	1200	500	1	4 x Rail	0,669

TABELA 4 - Empreendimentos em 765 kV no Mundo

Empreendimento	Empresa	SIL (MW)	Tensão (kV)	Cabo Condutor	Densidade de Corrente (A/mm <sup>2</sup> )
Jefferson-Dumont	AEP	2245	765	4 x Rail	0,876
James Bay	Hydro Quebec	2164	735	4 x Bobolink (aproxim.)	0,586
James Bay	Hydro Quebec	2156	735	4 x Bittern (aproxim.)	0,657
Corea	KEPCO	2293	765	6 x Cardinal	0,528

Verifica-se que as densidades de corrente para os empreendimentos em corrente alternada situam-se entre 0,5 e 0,9 A/mm<sup>2</sup>. Considerando a faixa 0,5 a 1,0 A/mm<sup>2</sup>, as seguintes alternativas de cabos condutores poderiam ser adotadas:

TABELA 5 – Alternativas Indicadas

Trecho	Nº de circuitos no trecho	Nº de subcondutores/fase		
		4	6	8
Belo Monte-Colinas	4	Rail a Chukar	Crow a Bittern	Crow a Rail
	3	Bittern a Joree	Crane a Falcon	Crow a Bittern
Colinas-Itumbiara	3	Crane a Falcon	Crow a Bluejay	--
	2	Bittern a Joree	Crane a Falcon	Crow a Bittern
Colinas-Sobradinho	1	Bittern a Joree	Crane a Falcon	Crow a Bittern

## 6.0 - SELEÇÃO ECONÔMICA DOS CONDUTORES

### 6.1 Premissas Adotadas

Foram adotadas as seguintes premissas:

- Analísados os três trechos individualmente (Belo Monte-Colinas, Colinas-Itumbiara e Colinas-Sobradinho), para as alternativas em 765 kV, visto cada trecho apresentar comprimentos e potências distintas.
- Potência constante ao longo de todo o período analisado (30 anos).
- Custo Marginal de Energia (CME) igual a US\$ 38,00.
- Taxa de desconto para atualização financeira de 11% ao ano.
- Expressão para cálculo do custo das perdas:

Custo<sub>i</sub> = (8760 horas \* CME \* Fator Perdas) \* Perdas<sub>ponta</sub>  
sendo i = ano

onde:

$$\text{Perdas}_{\text{ponta}} = \frac{3 * \frac{R}{N_{\text{cabos}}} * I^2}{N_{\text{circuitos}}} = \frac{3 * \frac{R}{N_{\text{cabos}}} * \frac{P_{\text{máx}}}{\sqrt{3} * V}}{N_{\text{circuitos}}}$$

P<sub>máx</sub> = Potência máxima considerada por trecho (vide item 4.1)

I = Corrente no trecho

R = Resistência do cabo condutor (à 60°C) para a quilometragem do trecho

N<sub>cabos</sub> = Número de cabos condutores por fase

### 6.2 Avaliação Econômica

O estudo das alternativas de transmissão para Complexo Hidroelétrico de Belo Monte [1], considerou, na fase inicial, linhas de transmissão com cabos condutores de grande bitola (4 cabos Joree - 2515 MCM/por fase) visando reduzir as perdas elétricas. Em função da inexistência de custos unitários para linhas de transmissão com estes tipos de cabos condutores, foram efetuados anteprojetos que consistiram do cálculo dos esforços, detalhamento das estruturas e anteprojeto das fundações.

A partir dos anteprojetos levantou-se os quantitativos de cada material e elaborou-se um custo estimativo (por km) para a alternativa em 765 kV. Estes custos foram posteriormente corroborados pela Eletrobrás, utilizando seus próprios valores unitários e sua composição adotada para cálculo de custos de linhas de transmissão. O valor encontrado para esta configuração foi de 371.897,52 US\$/km.

Posteriormente, outro anteprojeto considerando a estrutura Cross-Rope (Figura 3) e 6 condutores Dipper (1351,5 MCM)/fase foi elaborado, sendo o valor encontrado igual a 308.187,70 US\$/km.

De maneira a obter-se o custo das linhas de transmissão para outras composições (tipo e quantidade de cabos condutores) com maior grau de precisão, procedeu-se inicialmente o cálculo dos carregamentos de diversas alternativas de cabos condutores, estimando-se a partir daí os novos quantitativos e custo final das LTs.

Para as demais alternativas procurou-se determinar equações de regressão que possibilitassem a definição do custo unitário das linhas de transmissão para outros tipos de cabos condutores. Estas equações foram então calculadas para as LTs de 765 kV (para 4, 6 e 8 cabos por fase).

A Tabela 6 apresenta os custos assim calculados para diversos cabos condutores, respectivamente para as estruturas Convencional e Cross-Rope com 4, 6 e 8 cabos por fase.

TABELA 6 - Custos Unitários (US\$) Considerados

Condutor	Convencional			Cross-Rope
	4 cond.	6 cond.	8 cond.	6 cond.
Crow	202.749	270.151	340.665	225.075
Tern	200.557	266.894	336.130	221.879
Crane	222.846	300.022	381.860	254.154
Ruddy	212.076	284.011	359.872	238.620
Rail	218.194	293.105	372.387	247.458
Ortolan	226.830	305.947	389.943	259.871
Bluejay	235.670	319.099	407.775	272.499
Bunting	244.323	331.977	425.092	284.781
Bittern	252.599	344.300	441.525	296.455
Dipper	260.949	356.739	458.214	308.159
Bobolink	269.497	369.479	475.665	320.061
Nuthatch	277.611	381.577	492.578	331.284
Falcon	309.661	429.422	562.844	374.865
Chukar	312.222	433.249	568.706	378.294
Kiwi	332.810	464.038	617.214	405.561
Thrasher	352.441	493.433	665.859	431.043
Joree	371.898	522.607	716.502	455.773

O critério adotado para estabelecimento das equações de regressão foi o de dividir o custo total da linha em três parcelas (condutor, variável e fixa), correspondentes aos itens do custo que variam em função do peso dos cabos condutores, variáveis com os cabos (peso das estruturas, fundações, etc.) e fixa

(terreno, aterramento, pára-raios, etc). A equação de regressão escolhida foi:

$$\text{Custo}_{LT} = \text{Parcela}_{\text{condutores}} * RP + (1 - X - X^2) * \text{Parcela}_{\text{variável}} + \text{Parcela}_{\text{fixa}}$$

onde: RP = relação entre o peso dos cabos condutores e o peso dos cabos Jorre (para o 765 kV)

X = fator para ajustar as curvas

Os fatores X foram definidos de forma que os custos calculados com estas expressões fossem bastante próximos daqueles indicados na Tabela 6 cujos valores foram obtidos através de pré-projeto das estruturas.

### 6.2.1 Cálculo do Custo das Perdas

As perdas foram calculadas anualmente com as expressões apresentadas no item 6.1, e obtido o correspondente valor presente considerando período de 30 anos. Não se considerou os intercâmbios dos anos iniciais, mas somente aqueles indicados no item 4.1 constantes ao longo dos 30 anos.

### 6.2.2 Cálculo das Alternativas

O custo de cada alternativa foi definido como o custo da instalação (custo das linhas de transmissão) mais o valor presente do custo das perdas. O custo das LTs foi adotado no ano inicial da análise. Os custos totais foram calculados separadamente por trecho, visto a potência transmitida ser diferente, para cada um dos 3 trechos.

A Tabela 7 resume, para a estrutura Convencional com 3 circuitos, os custos (perdas + custo da instalação) encontrados para o trecho Belo Monte-Colinas, alternativa em 765 kV, considerando a potência igual a 11.000 MVA. Para este trecho, a configuração com 3 circuitos se apresenta mais econômica do que com 4 circuitos.

Desconsiderando-se os cabos de bitola excessiva que trariam dificuldades para serem utilizados em linhas de transmissão (adotou-se, portanto, cabos somente inferiores ao Nuthatch = 1510,5 MCM), verifica-se que a opção mais econômica é com 6 cabos Dipper (1351,5 MCM) por fase. Entretanto, algumas outras combinações de cabos condutores apresentam custos muito próximos (vide Tabelas 7-A e 7-B).

TABELA 7 - A - Trecho Belo Monte - Colinas, estrutura Convencional, com 3 circuitos

Cabo Condutor	Seção (MCM)	4 Condutores		6 Condutores		8 Condutores	
		10 <sup>6</sup> xUS\$	(%)	10 <sup>6</sup> xUS\$	(%)	10 <sup>6</sup> xUS\$	(%)
Crow	715,5	1.812	41,2	1.513	17,9	1.446	12,7
Tern	795,0	1.671	30,3	1.415	10,3	1.368	6,6
Crane	874,5	1.611	25,5	1.416	10,4	1.416	10,3
Ruddy	900,0	1.555	21,2	1.359	5,9	1.350	5,3
Rail	954,0	1.508	17,5	1.339	4,3	1.348	5,1
Ortolan	1033,5	1.449	12,9	1.316	2,5	1.3489	5,1
Bluejay	1113,0	1.402	9,3	1.301	1,4	1.355	5,6
Bunting	1192,5	1.364	6,3	1.291	0,6	1.365	6,4
Bittern	1272,0	1.331	3,8	1.285	0,1	1.377	7,3
Dipper	1351,5	1.306	1,8	1.283	0,0	1.392	8,5
Bobolink	1431,0	1.285	0,2	1.285	0,2	1.412	10,0

TABELA 7 - B - Trecho Belo Monte - Colinas, estrutura Convencional, com 3 circuitos

Cabo Condutor	Seção (MCM)	4 Condutores		6 Condutores		8 Condutores	
		10 <sup>6</sup> xUS\$	(%)	10 <sup>6</sup> xUS\$	(%)	10 <sup>6</sup> xUS\$	(%)
Nuthatch	1510,5	1.268	-1,2	1.289	0,4	1.432	11,6
Falcon	1590,0	1.311	2,2	1.377	7,3	1.576	22,8
Chukar	1780,0	1.251	-2,5	1.342	4,6	1.557	21,3
Kiwi	2167,0	1.200	-6,5	1.347	4,9	1.617	26,0
Thrasher	2312,0	1.216	-5,2	1.394	8,7	1.713	33,5
Joree	2515,0	1.226	-4,4	1.437	12,0	1.810	41,1

 Cabos que trariam dificuldades para serem utilizados em LTs

Posteriormente, foram realizados os estudos de desempenho do sistema e avaliação econômica global do sistema de transmissão associado ao CHE Belo Monte, tendo sido definida a alternativa com 4 linhas entre Belo Monte e Colinas. A Tabela 8 apresenta os custos unitários encontrados na presente análise considerando a estrutura Cross-Rope (Figura 4).

TABELA 8 - Trecho Belo Monte-Colinas, estrutura Cross-Rope, com 4 circuitos

Cabo Condutor	Seção (MCM)	4 Condutores		6 Condutores		8 Condutores	
		10 <sup>6</sup> xUS\$	(%)	10 <sup>6</sup> xUS\$	(%)	10 <sup>6</sup> xUS\$	(%)
Crow	715,5	1708	24,1	1495	8,6	1452	5,4
Tern	795,0	1588	15,4	1410	2,4	1382	0,4
Crane	874,5	1574	14,3	1456	5,7	1472	6,9
Ruddy	900,0	1511	9,7	1387	0,7	1394	1,2
Rail	954,0	1481	7,6	1382	0,4	1406	2,1
Ortolan	1033,5	1446	5,0	1380	0,3	1426	3,5
Bluejay	1113,0	1421	3,2	1385	0,6	1452	5,4
Bunting	1192,5	1403	1,9	1394	1,3	1482	7,6
Bittern	1272,0	1389	0,9	1405	2,0	1514	10,0
Dipper	1351,5	1381	0,3	1419	3,1	1550	12,6
Bobolink	1431,0	1377	0,0	1437	4,4	1591	15,6
Nuthatch	1510,5	1375	-0,1	1456	5,8	1632	18,5
Falcon	1590,0	1459	6,0	1601	16,3	1852	34,5
Chukar	1780,0	1414	2,7	1578	14,6	1844	33,9
Kiwi	2167,0	1402	1,8	1634	18,7	1965	42,7
Thrasher	2312,0	1446	5,0	1729	25,6	2115	53,6
Joree	2515,0	1487	8,0	1825	32,6	2270	64,9

A alternativa mais econômica encontrada foi com 4 cabos Bobolink/fase, apesar de existirem diversas alternativas com diferenças inferiores a 1%. Cabe ressaltar que alternativas com 4 cabos por fase apresentam valores altos de gradiente superficial como é indicado no item 7. Para 6 cabos/fase a alternativa mais econômica foi o cabo Ortolan.

## 7.0 - AVALIAÇÃO DOS EFEITOS ELÉTRICOS

Os estudos de Corona e RA foram realizados com base em simulações com o programa DESCOR do CEPEL. Os resultados são válidos para as partes das LTs que ficam afastadas das estruturas, sendo o objetivo possibilitar o descarte de configurações críticas. As análises para validação nas passagens pelas estruturas devem ser realizadas com o programa TRICAMP do CEPEL ou programas similares. Admitiu-se hipóteses com 4 e 6 subcondutores por fase.

A tensão nominal de operação considerada para LT 765 kV foi de 800 kV, que é a tensão máxima operativa

indicada pelo ONS. A tensão fase-terra, portanto, é de 461,9 kV.

Para o cálculo da tensão de Peek considerou-se:

- Fator de superfície dos cabos condutores = 0,8
- Densidade relativa do ar = 0,92

Os valores dos gradientes de tensão superficial dos cabos subcondutores não devem exceder os valores correspondentes às tensões obtidas pela fórmula de Peek. Os valores calculados pelo programa DESCOR são de tensões eficazes em kV/cm.

Para valores superiores aos valores de Peek admite-se que é possível ocorrer corona.

Para a configuração com 4 cabos subcondutores por fase foram avaliados espaçamentos entre 30 e 100 cm. Os centros entre as fases foram mantidos constantes. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 9.

TABELA 9 - Gradiente Superficial para 4 cabos/fase

Cabo	Tensão de Peek (kV/cm)	Gradiente Superficial Máximo em kV/cm							
		Distância entre cabos subcondutores (cm)							
		30	40	50	60	70	80	90	100
Bluejay	19,49	20,4	20,5	20,7	21,0	21,3	21,7	22,0	22,3
Bunting	19,42	19,9	19,9	20,1	20,4	20,7	21,0	21,3	21,6
Bittern	19,36	19,4	19,4	19,6	19,9	20,2	20,5	20,8	21,0
Dipper	19,31	19,0	19,0	19,1	19,4	19,7	20,0	20,2	20,5
Bobolink	19,25	18,6	18,5	18,7	18,9	19,2	19,5	19,7	20,0
Falcon	19,11	17,5	17,4	17,6	17,7	18,0	18,2	18,5	18,7

Observa-se que os cabos Bluejay, Bunting, Bittern e Dipper serão descartados para a configuração analisada. O cabo Bobolink só passa para arranjos com feixes de subcondutores limitados a 50 cm. O cabo Falcon passa para qualquer arranjo com feixes até o limite de 1 m.

Para a configuração com 6 cabos subcondutores por fase foram avaliados espaçamentos entre 30 e 80 cm para a estrutura estaiada (ver Figura 3). Os centros entre as fases foram mantidos constantes. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 10, onde se verifica uma redução significativa no gradiente superficial possibilitando a utilização de cabos de menores diâmetros.

TABELA 10 - Gradiente Superficial para 6 cabos/fase

Cabo	Tensão de Peek (kV/cm)	Gradiente Superficial Máximo em kV/cm					
		Distância entre cabos subcondutores (cm)					
		30	40	50	60	70	80
Rail	19,64	16,8	17,1	17,5	18,0	18,4	18,9
Bluejay	19,49	15,9	16,1	16,4	16,8	17,3	17,7
Dipper	19,31	14,8	14,9	15,2	15,6	15,9	16,3

Para a estrutura Cross-Rope (Fig. 4) verificou-se que os gradientes de tensão nas superfícies dos cabos condutores, considerando-se feixes de 6 subcondutores separados de 60 cm, são elevados. Só

é permitido utilizar cabos sub condutores de bitolas iguais ou superiores à do Ortolan (1033,5 MCM).

## 8.0 - CONCLUSÕES

### 8.1 Fator de Perdas

A formulação usualmente adotada para o cálculo do fator de perdas considerando o fator de carga médio ao longo de todo o período analisado não é a mais adequada para a UHE Belo Monte em função a diversidade de geração entre meses úmidos e secos. A formulação mais indicada corresponde ao cálculo do fator de perdas mensal obtido a partir do fator de carga mensal. No item 3.1 está apresentada a formulação proposta. Recomenda-se adotar o fator de perdas igual a 0,3508 para os estudos técnico-econômicos associados a UHE Belo Monte.

### 8.2 Alternativa mais Econômica

Para o trecho Belo Monte-Colinas, considerando a configuração com 4 circuitos, 6 cabos por fase e estrutura Cross-Rope, verifica-se que a opção mais econômica é com cabos Ortolan (1033,5 MCM). Entretanto, algumas outras combinações de cabos condutores apresentam custos muito próximos.

### 8.3 Gradiente Superficial

Considerando a tensão nominal de operação para as LTs 765 kV igual a 800 kV, os cabos Bluejay, Bunting, Bittern e Dipper na configuração com 4 cabos por fase, não atendem o critério de gradiente superficial para qualquer distância entre subcondutores. Somente cabos maiores do que o Bobolink atendem o critério.

Para a configuração com 6 cabos por fase poderiam ser utilizados condutores de menor diâmetro, como mostra a Tabela 10, mesmo para espaçamentos entre subcondutores de até 80 cm.

## 9.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ELETROBRÁS/ELETRONORTE/CEPEL – “Avaliação da UHE Belo Monte”, Junho/2000.
- [2] Relatório ELN-PTEP-RE-1006/01 – “Alternativas de Transmissão para o Complexo Hidroelétrico de Belo Monte” – Relatório Completo.
- [3] Relatório ELN-PTEP-RE-1006/01 – “Anteprojeto de Estruturas em  $\pm$  600 kV, 750 kV e 500 kV”.
- [4] Relatório ELN-PTEP-RE-1001/02 – “Avaliação Técnico-Econômico de Cabos Condutores para Linhas de Transmissão em 750 kV, 500 kV e  $\pm$  600 kV”.
- [5] ELN-PTEP-RE-1005/02 - “Anteprojeto de Estruturas em  $\pm$  600 kV (Monomastro) e 750 kV (Cross-Rope)”.
- [6] ELN-PTEP-RE-1010/02 – “Anteprojeto de Estruturas de Suspensão Raquete Estaiada Monomastro em 750 kV”.