



**SNPTEE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

GLT 02  
14 a 17 Outubro de 2007  
Rio de Janeiro - RJ

**GRUPO III  
GRUPO DE ESTUDO DE LINHAS AÉREAS DE TRANSMISSÃO – GLT**

**LT'S DE CC (HVDC): NOVAS TECNOLOGIAS E SUA COMPETITIVIDADE  
TÉCNICA E ECONÔMICA COM LINHAS DE CA**

**João Felix Nolasco \***

**JF NOLASCO CONSULTORIA**

**RESUMO**

Desde o início do que chamaríamos indústria elétrica, as linhas de transmissão em Corrente Contínua (CC) se revelaram mais econômicas que as correspondentes linhas em corrente alternada (CA) para as mesmas condições de transmissão. No entanto, as linhas de CA oferecem uma série de vantagens em relação às linhas de CC, especialmente para distribuição em tensões mais baixas e para o consumo. Desta forma, a fim de aproveitar as vantagens oferecidas pelas linhas de CC, a potência gerada em CA deve ser convertida em CC, junto à estação geradora, sendo então processada a transmissão em CC e, no terminal oposto, novamente a potência tem de ser vertida para CA, a fim de possibilitar sua utilização. Os dois terminais transformadores constituem as estações conversoras, retificadora e inversora, respectivamente.

Desta forma, para ser vantajosa de maneira geral, a transmissão em CC deve compensar o custo das estações conversoras e, para isso acontecer, a distância de transmissão deve ser suficientemente longa.

Outra dificuldade adicional da transmissão em CC é constituída pelo elevado ônus necessário para se construírem subestações intermediárias. Havia nos primórdios da transmissão em CC quanto à sua confiabilidade. Atualmente, os sistemas de CC competem, a palmo e palmo, com os equivalentes em CA, tanto em confiabilidade quanto em custos, nas Linhas ou nas estações conversoras associadas.

A superação das dificuldades técnicas e de confiabilidade foram sendo superados nas últimas décadas até se chegar hoje a um total domínio dessa tecnologia, consolidado graças ao avanço da eletrônica de potência. Além do mais, várias outras vantagens técnicas da transmissão em CC, quando inserida em um sistema elétrico, têm crescentemente tornado esse tipo de transmissão cada vez mais atrativo.

Mostrar-se-á neste informe, através de um exemplo, um caso teórico onde se compara a transmissão de uma certa potência, a uma determinada distância, com um sistema em CC com o equivalente em CA. Paralelamente se mencionarão outros casos particulares, onde a transmissão em CC poderá mostrar-se vantajosa, independentemente da distância a ser percorrida pela potência desejada.

**PALAVRAS-CHAVE**

Transmissão em CC, Estação conversora, Linha de CC, comparação econômica, HVDC

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Este informe técnico abordará uma comparação expedita entre um sistema de transmissão em CC, abrangendo uma LT de CC e as necessárias estações conversoras, de um lado, e um sistema equivalente de EAT em CA, de outro lado, em uma transmissão ponto a ponto. Será elaborado um estudo de otimização preliminar para se definir

a solução ótima para a alternativa em CC também chamada de HVDC, o mesmo se fazendo em relação à linha de CA. Em princípio se tomará um comprimento elevado arbitrário, compatível com a tensão da linha de CC. Também se determinarão estimativamente os custos das estações conversoras, retificadora e inversora, e se comporão custos comparativos. Mesmo sendo uma grandeza relativa, procurar-se-á mostrar qual seria o chamado comprimento de transição (breakeven point), que tornaria teoricamente equivalentes, em termos de custos, as duas alternativas. No entanto, se mostrará que esse comprimento de transição é um valor muito relativo, uma vez que outros aspectos de confiabilidade de sistemas, ou até subjetivos poderão ser os definidores da alternativa "ótima" a ser selecionada. Ver-se-á que, ao contrário do que ocorria nos primeiros tempos da transmissão em CC, esta tecnologia ganhou nova força graças às várias vantagens introduzidas e a seu total domínio técnico.

Será levada a efeito também uma análise de sensibilidade, para mostrar como os custos individuais das linhas ou das estações conversoras poderão ser altamente influentes na seleção da alternativa em CC ou em CA.

No entanto, os aspectos mais importantes na comparação dirão respeito às influências indiretas de outras vantagens que a solução em CC poderá apresentar em relação à solução em CA, e vice-versa.

## 2.0. CARACTERÍSTICAS PARTICULARES DE LT'S CA E CC

### 2.1 Conceito de equivalência

Uma comparação econômica simples entre uma LT de CA e uma de CC deve ser levada a efeito dentro das seguintes premissas:

- A mesma potência será transmitida pelas três fases de uma LT de CA e pelos dois polos de uma LT de CC ;

- A tensão de CC ( $U_C$ ) é igual ao valor de pico da tensão de CA para terra, ou seja:  $U_C = U_A * \sqrt{2}$  ;

- A corrente  $I_C$  em cada pólo é igual ao valor efetivo ( $I_{ef}$ ) da CA em cada uma das três fases, isto é:  $I_C = I_A$  ;

Portanto, para o sistema trifásico a potência será:  $P_{CA} = 3U_A I_A \cos\phi$ ;

A relação entre as potências transmitidas pela LT em CA e a LT em CC será:

$$\frac{P_{CC}}{P_{CA}} = \frac{U_C I_C}{U_A I_A \cos\phi} = \frac{\sqrt{2} U_A I_A}{U_A I_A \cos\phi} = \frac{\sqrt{2}}{\cos\phi}; \text{ Se } \cos\phi = 0,945,$$

então resulta:  $P_{CC}/P_{CA} = 1,5$ ; portanto, a relação entre as potências transmitidas pelas LT's de CC (2 polos) e de CA (3 fases), será:

$$\frac{P_{CC}}{P_{CA}} = \frac{2P_C}{3P_A} = 1$$

; ou seja, uma LT de CC do mesmo nível de tensão pode transmitir com dois condutores (pólos) a mesma potência que uma LT de CA com três condutores (fases). Disso resulta a evidente economia de uma LT de CC em relação a uma LT de CA, devido ao menor consumo de alumínio, torres mais leves, menores gastos de construção etc.

### 2.2 Outros aspectos comparativos e limitações de projeto e construção

As linhas de CC apresentam importantes vantagens em relação às linhas de CA nos seguintes aspectos :

-Os sistemas elétricos onde as LT's de CC estão inseridas apresentam menores sobretensões de manobra e mais reduzidos níveis de curto-circuito;

-As LT's de CC requerem isolamento mais reduzido dos pólos para as mesmas tensões

- Uma LT de CC não introduz problema de estabilidade, pois os sistemas interligados não operam em sincronismo;

- Uma LT de CC apresenta perdas mais reduzidas que a equivalente LT de CA;

-As LT's de CC são alternativas apropriadas para interligação de sistemas CA em diferentes freqüências.

Os principais inconvenientes das LT's de CC dizem respeito à grande necessidade de potência reativa para suprir as estações conversoras e ao maior custo para se introduzir subestações intermediárias para alimentação de cargas.

## 2.0 - EXEMPLO COMPARATIVO DE OTIMIZAÇÃO DE LT'S DE CC E CA EQUIVALENTES

### 2.1 Aspectos gerais

As linhas CC são em essência similares às LT's CA nos aspectos elétricos e mecânicos, possuindo apenas dois ao invés de três condutores em um circuito simples, sendo mais econômicas e produzindo menores perdas por circuito para a mesma potência e comprimento.

Como os sistemas terminais são em CA, qualquer comparação só será válida se forem incluídas a estações conversora CA/CC (retificadora) de um lado e a estação CC/CA (inversora) do outro lado.

Isso virá a onerar muito a alternativa de transmissão em CC, fazendo com que seja necessário que a economia nos custos da LT de CC venha a compensar os custos das estações conversoras.

Quanto maior a extensão da LT, maior será a tendência de a alternativa em CC ser mais vantajosa. O comprimento de LT em que os custos totais das duas alternativas se igualam geralmente é chamado de ponto de transição (break even point).

Devido ao pouco espaço disponível para este informe mostrar-se-ão apenas os pontos mais relevantes de um exemplo, partindo-se de uma certa potência e comprimento e, ao final, se discutindo sobre um provável ponto de transição; é evidente que outros aspectos de sistema, como vantagens específicas de uma ou outra alternativa, poderão ser fatores decisórios muito mais importantes.

## 2.2 Execução de um caso de otimização CA x CC

O conceito de otimização está ligado à seleção do condutor mais econômico para uma LT, seja ela CC ou CA. Ou seja, quanto maior a bitola dos condutores, maior será o custo da LT e, por outro lado, menores serão as perdas ao longo da vida da LT. Assim, será mais econômica a alternativa que apresentar menor valor presente dos custos de capital da LT e de suas perdas ao longo de um período de avaliação em anos. Também se pode considerar a soma dos investimentos iniciais com o valor presente das perdas como constituindo o custo econômico da LT.

Na primeira hipótese, determina-se pela Lei de Kelvin a seção condutora que ofereça menor valor presente dos encargos de capital e perdas.

Na segunda hipótese o valor presente será determinado pela equação:

$$VP = CII + \sum (1+i/100)^n (CAD+CAE+CAM), \text{ onde:}$$

VP → ou seja custos iniciais + Valor presente, dos custos de perdas e de manutenção;

CII → custos dos investimentos iniciais;

CAD → Custos anuais de demanda (potência)

CAE → Custos anuais de energia elétrica

CAM → Custos anuais de manutenção

Será aplicada a primeira metodologia para se determinar a seção condutora aproximada, e, a seguir, com a segunda metodologia, se determinará o feixe de condutores mais econômico.

## 3.0 - ELABORAÇÃO DE UM ESTUDO TÉCNICO COMPARATIVO TÍPICO

### 3.1 Premissas para a comparação entre dois sistemas equivalentes CC e CA

O exemplo a ser desenvolvido buscará a alternativa ótima para a transmissão de 1200 MW a uma distância de 1000 km. Tomar-se-á como base a tensão de 500 kV para uma LT de CA. Seguindo a equação apresentada em 2.1 se determinará a tensão equivalente para um bipolo de CC.

$$U_{DC} = \frac{500 * \sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 408,25 \text{ (Valor arredondado = } \pm 410 \text{ kV)}$$

- Verificação das correntes para CA e CC:

$$I_A = \frac{1200 * 1000}{500 * \sqrt{3} * 0,945} = 1466 \text{ A} \quad I_C = \frac{1200 * 1000}{410 * 2} = 1463 \text{ A}$$

Há excelente convergência entre os dois valores, praticamente idênticos.

Sob o ponto de vista de corona, determina-se o gradiente superficial mínimo dos condutores para o bipolo de CC operar "livre de corona", tomando-se como máximo admissível 95% do gradiente crítico; para o caso encontraram-se os seguintes valores:

a) Feixe duplo: diâmetro dos subcondutores  $\geq 36$  mm b) Feixe triplo: diâmetro dos subcondutores  $\geq 25$  mm

Será otimizada a seção condutora para feixes tripos para o bipolo. A torre típica será a mostrada na Figura 1. Como primeira aproximação, utilizando o valor presente dos encargos de capital, determina-se a equação para o custo da LT ou bipolo de forma a se aproximar dos custos reais, na seguinte forma:

$$C_{LT} = a + b V + S (c N + d)$$

Onde  $a$ ,  $b$ ,  $c$ ,  $d$  são parâmetros obtidos de curva de ajuste dos dados. Isto significa, monta-se uma curva de custos da LT ou do Bipolo em função da seção condutora total, também outra curva em função da tensão, para os diversos feixes e se determinam os parâmetros de ajuste. Isso não será apresentado neste Informe. Ver [4].

$V$  é a tensão do polo para a terra (kV);

$S$  é a seção condutora (MCM);

$N$  é o número de condutores por polo

Tabela 1. Parte-se então para uma otimização detalhada.

Tabela 1: Condutores triplos para otimização do Bipolo ± 410 kV

ACSR COND(MCM)	Code	Form.(Al/Steel)	Diam(mm)	kg/m	UTS(kgf)	Res at 20°C(Ω/km)
3x 1113	Bluejay	45/7	31,96	1,868	13552	0,0512
3x1192	Bunting	45/7	33,08	2,001	14513	0,0478
3x1272	Bittern	45/7	34,16	2,133	15480	0,0448
3x1351	Dipper	45/7	35,21	2,267	16448	0,0422
3x1431	Bobolink	45/7	36,23	2,400	17416	0,0398
3x1510	Nuthatch	45/7	37,22	2,533	18169	0,0377
3X1590	Lapwing	45/7	38,2	2,668	19137	0,0358
3x1780	Chukar	84/19	40,68	3,087	23121	0,0322
3x2167	Kiwi	72/7	44,07	3,429	22632	0,0264
3x2312	Thrasher	76/19	45,78	3,761	25721	0,0248

Considerando as perdas anuais, chega-se, para os custos anuais, à equação:  $C_a = A + B S + C/S$ . Derivando-se esta equação em relação à seção S, e igualando-se a zero, determina-se a seção mínima (econômica), da forma:  $S = \sqrt{C/B}$

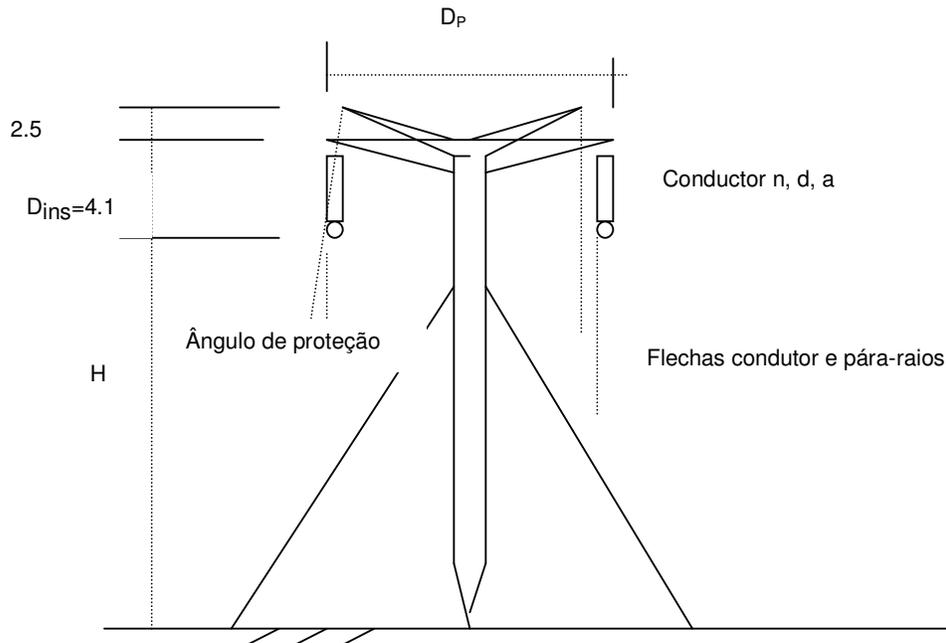
A seção ótima é determinada como sendo da ordem de 4000 MCM/fase; para feixes triplos, selecionam-se feixes com seção acima e abaixo do valor estabelecido, atendendo o critério de gradiente máximo e utilizando padrões da ASTM [1].

### 3.2 Desenvolvimento do processo de otimização

#### 3.2.1 Custos dos materiais e da mão de obra

Foram utilizados custos unitários obtidos ou atualizados recentemente, com base em custos reais de recentes processos licitatórios, de forma que a composição dos orçamentos se fará com bastante propriedade. Para a montagem dos custos das diversas alternativas de condutores, compuseram-se os custos unitários existentes e se definiram fórmulas empíricas, através de regressão linear simples ou múltipla, para pesos de estruturas e fundações, custos de montagem, lançamento de condutores e pára-raios. Alguns desses custos são indicados por amostragem a seguir:

Figura 1 – Dimensões da torre típica



a) Peso de torre:  $TW = (-0.68 * S + 0.103 * (S + hcg + S_L) - 1.22 * TL + 0.068 * TL * (S + hcg) + 0.0427 * (S + hcg + S_L) * TL * k_1 * N_p)$ , onde:

$TW \rightarrow$  Peso da torre;  $S \rightarrow$  flecha;  $hcg \rightarrow$  altura condutor-solo;  $S_L \rightarrow$  comp. Cadeia;  $TL \rightarrow$  carga transversal;  $k_1 \rightarrow$  constante (Para este caso,  $k_1 = 0.15$ );  $Np \rightarrow$  N° de pólos.

b) Carga transversal:  $TL = (Wp * Hs * n * d + k_1) / 1000$ , onde:  $Wp \rightarrow$  pressão de vento;  $Hs \rightarrow$  vão horizontal;  $k_1 \rightarrow$  força de vento na cadeia.

c) Custo total associado às torres:  $TWcost = K_3 + (1000 * TW * (1000/S) * 1,2(Stcost + TC) / 1000 * (1 + K_4 + K_5))$ , onde:  $S \rightarrow$  vão médio;  $Stcost \rightarrow$  custo unitário do aço;  $TC \rightarrow$  Custo de transporte; constantes para esse caso:  $K_3 = 10000$ ;  $K_4 = 0.4$ ;  $K_5 = 0.35$ ;

d) Custo associado aos condutores:  $CondCost = 1000 * (CondMat + TC) / 1000 * W * n * Nc * Np$ ; onde:  $n$ ,  $Nc$  e  $Np$  são o número de subcondutores por polo, o número de circuitos e o número de pólos, respectivamente;  $W \rightarrow$  custo unitário dos cabos.

e) Custo de lançamento:  $Stg Cost = K_6 + K_7 * S_F * CondCost$ ; onde:  $CondCost \rightarrow$  Custo unitário dos condutores; Constantes, no presente caso:  $K_6 = 25000$  and  $K_7 = 0.17$ ;  $S_F \rightarrow$  fator de lançamento igual a:

f)  $S_F = [1 + (n - 1)]^{0.8} * (\frac{d * w}{d_{ref} * w_{ref}})$ , onde:  $d$  e  $w$  são o diâmetro (em mm) e o peso (em kg/m) do conductor

calculado, e  $d_{ref}$  e  $w_{ref}$  são os mesmos parâmetros de uma configuração de referência cujos custos são conhecidos.

g) Custo do isolamento:  $InsCost = 1000/S * InMatCost * Ni * K_9$ , onde  $K_9$  é um fator que leva em conta os componentes da cadeia e os custos de montagem da mesma.

h) Custo total do bipolo:  $TL Cost/km = K_{10} + TWcost + Tot.Cond.Cost + ROW + InsCost$  ( $K_{10}$  é uma constante, no caso atual, igual a 10000);  $ROW \rightarrow$  custo da faixa (mxkm).

### 3.2.2 Custos das perdas

a) Valor Presente das perdas de demanda:  $Value Pw = \sum_{i=2}^n -R \left( \frac{P_i}{V} \right)^2 * 10^3 \text{ kW/ano}$ , onde:

$R \rightarrow$  Resistência em  $\Omega/km$ ;  $\ell \rightarrow$  comprimento da LT;  $P_i \rightarrow$  Potência máxima (MW) no ano  $i$ ;  $V \rightarrow$  tensão (kV)

O valor presente  $Cost Pw$ , em US\$, é dado por:  $Cost Pw = Value Pw * Cd$ ; onde:  $Cd$  é o custo unitário das perdas de demanda em US\$/kw/por ano;

b) Valor Presente das perdas de energia:  $Value MWh = \sum_{i=2}^n -R \left( \frac{P_i}{V} \right)^2 * 8760 * L_F \text{ MWh/year}$

onde:  $L_F \rightarrow$  Fator de perdas (da ordem de 0,5 para fator de carga 0,7);  $8760 \rightarrow$  n° de horas do ano;

O valor presente  $Cost MWh$ , em US\$ é dado por:  $Cost MWh = Value MWh * Ch$ , onde  $Ch$  é o custo unitário das perdas de energia em US\$/MWh.

### 3.2.3 Dados de entrada

Os principais dados que afetam a seleção dos condutores e outros componentes de uma LT ou um bipolo são os custos dos materiais mais caros (torres de aço e condutores de Alumínio ou similares), bem como as potências a transmitir, o custo das perdas e o número de anos de análise.

A Tabela 2 resume os principais dados utilizados no presente caso.

Tabela 2: Bipolo  $\pm 410$  kV Otimização – Dados básicos

Tensão (kV)	Nº Circ.	$N_F$ (Nº Polos)	C.Ener(US/MWh)	ROW(m)
$\pm 410$	1	2	30	50
Extensão (km)	Perd max	C. Pot(US\$/kw)	Nº anos	C. Faix(US\$/m)
1000	7.0%	100	30	200
CT(US\$/t)	T. Retorno	$L_F$	C.Isol/un	$D_{FT}$ (m)
300	0.10	0.5	130	9.0
Vão (m)	PB (MW)	C.Aço(US\$/t)	C.CondUS\$/t)	Xarm-SW(m)
450	800/1200 <sup>(a)</sup>	2200	3700	4.0
PV (kgf/m <sup>2</sup> )	Fat carga	D.Esc.(mm/kV)	Nº Isolad.	Dins (m)
150	0.7	30	24	4.1

Nota:  $D_{FT}$ (m) e Xarm-SW(m) são dimensões da torre,  $Dins$  (m) comprimento isolante, CT, C.Aço(US\$/t), C.Cond(US\$/t), C.Isol/un e C. Faix(US\$/m) são os custos de transporte, do aço, dose condutores e de faixa, respectivamente; C. Pot(US\$/kw) e C.Ener(US/MWh) são os custos de perdas de potência e energia, respectivamente.

## 3.2.4 Custos totais e valor presente

O Valor Presente dos custos é composto pelas parcelas de custos de investimentos mais as parcelas de demanda e energia reduzidas ao valor presente. Os custos anuais de manutenção são desprezados no presente caso, pois se considera que todas as opções venham a ter custos semelhantes. A Tabela 2 (dividida em duas partes) sumariza os principais parâmetros e resultados das diversas opções, sendo o Valor Presente representado pela equação seguinte:

**VP Total de (Inv + Perdas) = Cbipolo tot + Cost Pw + Cost MWh**, onde: **Cbipolo tot** → custo total do bipolo (LT de CC).

Tabela 2: Bipolo ± 410 kV: Sumário do estudo de otimização

COND.	RESIST.	Carga T	F (m)	Ptorre (t)	Perd(MW)	Perd(%)	C.torre	C.cond	F. Lanç	C.Lanç
3x 1113	0,0512	6,57	17,44	5,90	81,94	6,83	78881	44822	2,127	41207
3x1192	0,0478	6,80	17,45	6,08	76,50	6,37	80964	48012	2,201	42962
3x1272	0,0448	7,02	17,44	6,25	71,69	5,97	82951	51202	2,272	44775
<b>3x1351</b>	<b>0,0422</b>	<b>7,23</b>	<b>17,45</b>	<b>6,42</b>	<b>67,53</b>	<b>5,63</b>	<b>84902</b>	<b>54413</b>	<b>2,341</b>	<b>46656</b>
<b>3x1431</b>	<b>0,0398</b>	<b>7,44</b>	<b>17,44</b>	<b>6,58</b>	<b>63,69</b>	<b>5,31</b>	<b>86778</b>	<b>57605</b>	<b>2,408</b>	<b>48583</b>
<b>3x1510</b>	<b>0,0377</b>	<b>7,64</b>	<b>17,64</b>	<b>6,80</b>	<b>60,33</b>	<b>5,03</b>	<b>89279</b>	<b>60792</b>	<b>2,473</b>	<b>50561</b>
3X1590	0,0358	7,84	17,64	6,95	57,29	4,77	91101	64025	2,538	52620
3x1780	0,0322	8,34	16,90	7,12	51,53	4,29	93058	74098	2,719	59248
3x2167	0,0264	9,02	19,17	8,40	42,25	3,52	107949	82286	2,890	65426
3x2312	0,0248	9,37	18,51	8,46	39,69	3,31	108676	90259	3,017	71294

COND.	C.Cond	C. Isol	CT(US/km)	CRel(%)	C.Sistema	Cust Pw	Cust MWh	Inv+Pw+Mwh	Val/km	VP(%)
3x 1113	86030	15947	200857	90,5	200.857.414	75.658.891	99.415.783	375.932.088	375.932	102,7
3x1192	90974	15947	207884	93,7	207.884.393	70.634.668	92.813.954	371.333.014	371.333	101,4
3x1272	95976	15947	214874	96,8	214.873.808	66.201.530	86.988.810	368.064.148	368.064	100,5
<b>3x1351</b>	<b>101069</b>	<b>15947</b>	<b>221917</b>	<b>100,0</b>	<b>221.917.417</b>	<b>62.359.477</b>	<b>81.940.352</b>	<b>366.217.246</b>	<b>366.217</b>	<b>100,0</b>
<b>3x1431</b>	<b>106188</b>	<b>15947</b>	<b>228912</b>	<b>103,2</b>	<b>228.912.316</b>	<b>58.812.966</b>	<b>77.280.238</b>	<b>365.005.520</b>	<b>365.006</b>	<b>99,7</b>
<b>3x1510</b>	<b>111353</b>	<b>15947</b>	<b>236578</b>	<b>106,6</b>	<b>236.578.428</b>	<b>55.709.770</b>	<b>73.202.637</b>	<b>365.490.834</b>	<b>365.491</b>	<b>99,8</b>
3X1590	116645	15947	243692	109,8	243.692.307	52.902.115	69.513.380	366.107.802	366.108	100,0
3x1780	133346	15947	262350	118,2	262.350.330	47.582.350	62.523.207	372.455.887	372.456	101,7
3x2167	147712	15947	291607	131,4	291.607.279	39.011.616	51.261.263	381.880.158	381.880	104,3
3x2312	161554	15947	306176	138,0	306.176.489	36.647.275	48.154.520	390.978.284	390.978	106,8

A Figura 2 espelha bem os resultados da otimização, mostrando que os condutores situados na faixa 3x1351 a 3x1590 MCM estão na faixa dos mínimos, com o feixe 3x1431 MCM se apresentando como o ótimo.

### Bipolo $\pm$ 410 kV

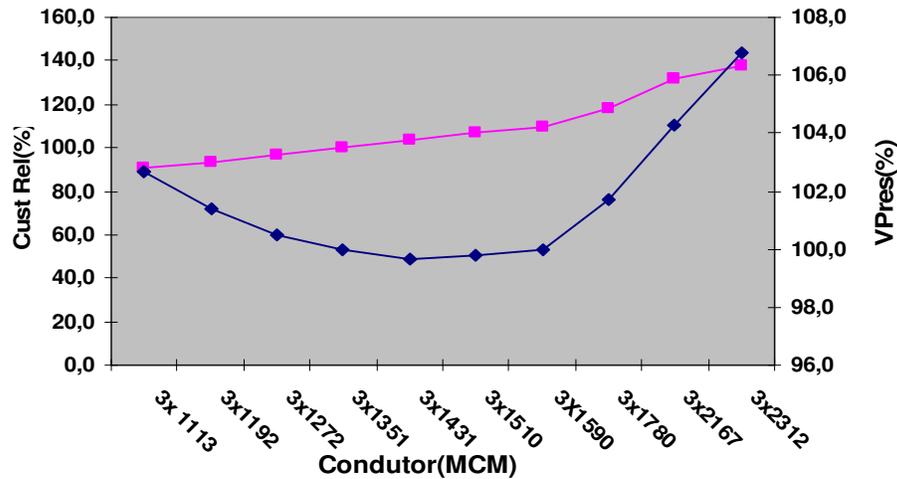


Figura 2: Bipolo  $\pm$  410 kV: Custo e Valor Presente x Seção condutora

#### 3.2.5 Análise de sensibilidade

As três opções de feixes de condutores mais econômicos são, conforme Tabela 2, pela ordem: 3x1431, 3x1510 e 3x1351 MCM, com os índices relativos de valor presente iguais a 99,7%, 99,8% e 100%, respectivamente. Ao mesmo tempo se avaliaram os custos diretos de cada uma dessas opções quase-ótimas, com seus custos estimados diretos calculados como sendo 100,0, 103,2 e 106,6, respectivamente. Para se aferir a real atratividade de cada um desses feixes, procede-se uma análise de sensibilidade, variando-se parâmetros que poderão afetar diretamente a escolha. Isto se fez, variando-se em 20% para mais e para menos, a potência, o custo das perdas, o custo dos materiais (condutor e torre de aço) e o número de anos de análise.

Listaram-se os resultados em cada caso, e se reforçou com isso a seleção da opção 3x1431 MCM como a mais recomendável.

#### 4.0 - ALTERNATIVA EM CA, 500 KV E COMPARAÇÃO COM O BIPOLO $\pm$ 410 KV

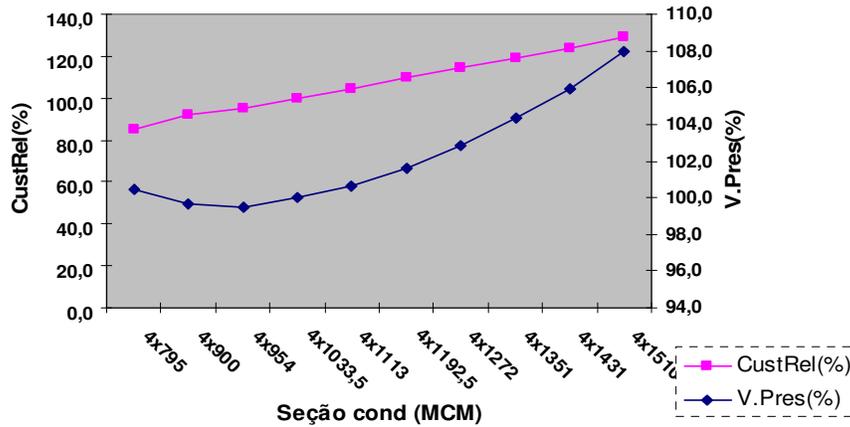
Utilizando-se um procedimento absolutamente análogo, estudaram-se as alternativas quase-ótimas para a LT em 500 kV que, tendo em vista a grande extensão, requererá apreciável quantia de potência reativa para funcionar a contento. Por falta de espaço se indicará apenas os resultados já após a análise de sensibilidade levada a cabo. A Tabela 3 mostra os principais resultados da otimização da LT de CA, 500 kV, para os condutores situados na faixa dos mínimos, sendo que a Figura 2 permite visualizar todos os condutores utilizados e a faixa dos mínimos.

Tabela 3: Resultados principais da otimização da LT 500 kV CA

Cond (MCM)	Perd Inst (MW)	Cust/km	Cust Rel(%)	VPres/km(Us\$)	VP(%)
4x954	8,98	315883	95,0	506.007	99,5
4x1033,5	8,31	332669	100,0	508.461	100,0
4x1113	7,71	348639	104,8	511.693	100,6
4x1192,5	7,19	364395	109,5	516.621	101,6
4x1272	7,74	380119	114,3	522.792	102,8

Para o caso da LT de CA, o critério de perdas instantâneas máximas forçou a utilização de condutores de maior bitola, mesmo aceitando-se subjetivamente perdas até 10% mais elevadas que o máximo de 7%. Os feixes mais favoráveis selecionados foram: 4x954, 4x1033, 4x1113, 4x1192,5 e 4x1272 MCM, com os percentuais de valor presente iguais a 99,5%, 100,0%, 100,6%, 101,6% e 102,8% respectivamente. A Figura 2 mostra a seleção econômica para a LT 500 kV CA, O feixe de condutores 4x1113 MCM foi selecionado como o mínimo aceitável nessa tensão, mesmo assim exigindo a inserção de apreciável quantia de potência reativa série e paralela, para aumentar sua potência natural.

Figura 2: Otimização CA 500 kV



O resumo final dos custos das alternativas ótimas para o bipolo e para a LT de CA 500 kV ficou como na Tabela 4. Observe-se que pelo critério de perdas instantâneas máximas, a alternativa selecionada em CA ficou ainda acima do limite desejável, enquanto a alternativa em bipolo CC atendeu plenamente o desejado.

Tabela 4: Comparação entre alternativas CA e CC

Tipo de LT	Custo direto (US/km)	Valor Presente (US\$/km)	Perd inst (%)
LT 500 kV CA	364395	511693	7,19
Bipolo	228912	365006	5,31

#### 5.0 - CUSTOS DAS CONVERSORES E COMPOSIÇÃO DOS CUSTOS COMPARATIVOS DOS SISTEMAS

Levantamentos de custos internacionais relativamente recentes, elaborados pela Cigré [2], são a base dos custos aqui apresentados na Tabela 5, para uma conversão de 1200 MW. Esses custos abrangem as estações retificadora e inversora. Como esses custos datam de mais de 5 anos, pode ter havido variações significativas que alterem os resultados comparativos com a LT de CA. No entanto, para fins deste informe, a comparação mostrada na Tabela 6 é muito ilustrativa das flutuações passíveis de ocorrerem em tais estudos comparativos. Vê-se que essa comparação final mostra dois sistemas quase equivalentes, com uma vantagem em custos para a alternativa em CC da ordem de 3,1% em investimentos, e de 4,2% em valor presente. Isto significa que se está próximo ao ponto de transição, sendo que essa situação poderia ser revertida, por exemplo, com a variação da potência reativa necessária, ou mesmo com o custo das conversoras. Outros fatores mais subjetivos, como a experiência, eventual necessidade de subestações intermediárias no futuro, poderão outrossim alterar a posição relativa das alternativas.

Tabela 5: Estimativas de custos de Estações Conversoras

Equipamento	Base percentual	10 <sup>6</sup> *US\$
Transformadores conversores	20-25	42,7
Válvulas (incluindo controle and refrigeração)	20-30	53,3
Filtros e fornecimento de reativo	5-20	32,0
Miscelâneos (comunicação, reator DC, pára-raios, relés)	2-5	10,7
Engenharia (estudos de sistema. Administração projeto)	2-5	10,7
Obras civis	15-30	42,7
<b>Total</b>		<b>192,1</b>

Tabela 6 : Comparação de custos entre alternativas CA e CC

Alternativa	Investimentos (US\$*10 <sup>6</sup> )			Total	Valor presente
	Linhas	Compensação	Custos EC		
Sistema CC	228,9		192,1	421,0	557,1 <sup>(1)</sup>
Sistema AC	364,4	70,0		434,4	581,7 <sup>(2)</sup>

## 6.0 - CONCLUSÃO

O estudo comparativo efetuado mostrou que os sistemas de CC e CA tendem a ser cada vez mais competitivos entre si, principalmente se a distância de transmissão é extensa. No caso específico, o comprimento de 1000 km se situa próximo ao ponto de transição (*break-even point*). No entanto, mais do que isso, outros fatores podem ser decisivos na escolha final, pesando por exemplo os seguintes aspectos:

- A favor da alternativa em CA: transmissão de elevadas potências a grandes distâncias, sem necessidade de SE's intermediárias, necessidade de se efetuar ou planejar estações intermediárias para interligação com outros sistemas ou sub-sistemas ou para alimentação de cargas, menor dependência em relação ao número de fornecedores ou da importação mais onerosa de componentes etc.

- A favor da alternativa em CC: Transmissão de grandes blocos de energia em grandes distâncias, interligação entre sistemas de frequências diferentes, para evitar problemas de estabilidade, não contribuir para aumento das potências de curto-circuito, para interligações submarinas ou subaquáticas etc.

## 7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] ASTM B232 "Aluminum conductors, concentric-lay stranded conductors, coated steel reinforced (ACSR), New York, 1995.

[2] Cigré Technical Brochure 186: Economic assessment of HVDC links – Working Group 14.20 – June 2001

[3] EHV Reference Book 345kV and Above - EPRI 1982

[4] EPRI EL 3892 "HVDC Converter Stations for voltages above 600 kV, 1985, Project 2115-4

## 8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

João Felix Nolasco

Engenheiro Eletricista e Eletrônico pela UFMG (1966). Estágio com nível de Pós-graduação na Alemanha, em 1967/68;

Professor de Conversão Eletromecânica de Energia Elétrica: UFMG e PUC-MG, de 1968 a 1969;

Empresa: CEMIG, de 1969 a 1993: Planejamento de Sistemas Elétricos até Dez/1973; Responsável pelos estudos de Linhas de 500 kV da Cemig, com trabalhos no Canadá, Estados Unidos e Itália, até 1976; Chefe da Divisão de Estudos de Linhas de Transmissão de 1975 até 1986; Assistente da Superintendência de Transmissão, de 1987 até 1990 e, finalmente, Chefe do Departamento de Engenharia de Linhas de Transmissão de Jan/1991 a Nov/1993; longa participação na Cigré como membro e coordenador de grupos internacionais e nacionais; co-autor do livro "Overhead Power Lines", Springer, 2003.

Consultor na área de transmissão e planejamento, desde 1994 até o presente