



**XXIII SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GLT/26
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO - III

GRUPO DE ESTUDO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO - GLT

**NOVOS REQUISITOS PARA CONCEPÇÃO BÁSICA DA SEGUNDA LINHA DE TRANSMISSÃO EM ± 800 KV
CC DO BRASIL, XINGU – TERMINAL RIO**

Dourival de Souza Carvalho Jr (*)

EPE

**João Clavio Salari Filho
Luís Adriano M C Domingues**

ELETROBRAS CEPEL

**Fernando Chaves Dart
José Antônio D A S Cardoso**

RESUMO

O artigo apresenta a metodologia, os condicionantes principais utilizados e os resultados dos estudos de planejamento, para concepção básica da segunda linha de transmissão em corrente contínua em ± 800 kV do Brasil, LT ± 800 kV CC Xingu - Terminal Rio, componente da ampliação da interligação Norte/Nordeste – Sudeste/Centro Oeste (N-S), necessária à integração da usina de Belo Monte ao SIN. Consideraram-se para a concepção desta segunda linha os novos limites do campo elétrico junto à superfície do solo na faixa de passagem, estabelecidos na Resolução Normativa da Aneel nº 616/2014, os quais são mais rigorosos do que aqueles que foram utilizados na concepção da primeira linha em ± 800 kV, já leiloada, LT ± 800 kV CC Xingu - Estreito.

PALAVRAS-CHAVE

Linha de transmissão em ± 800 kV CC, Integração de Belo Monte, Campo Elétrico na Faixa de Passagem.

1.0 - INTRODUÇÃO

Os estudos de planejamento para ampliação do tronco de transmissão de energia elétrica de interligação Norte/Nordeste – Sudeste/Centro Oeste (N-S) do Sistema Interligado Nacional (SIN), necessários à integração da usina de Belo Monte ao SIN, resultaram na indicação de um sistema em corrente contínua em alta tensão (CCAT), em ± 800 kV. Este sistema é composto por dois bipolos de 4000 MW de potência nominal cada. O primeiro bipo (I) tem 2140 km de comprimento, e o segundo bipo (II) com 2539 km. Ambos os bipolos estão conectados ao norte na subestação (SE) Xingu 500 kV, e na outra extremidade, em pontos distintos da rede em 500 kV do Sudeste, respectivamente na SE Estreito (bipo I) e na SE Terminal Rio (bipo II) [1], como ilustrado na Figura 1. Esses estudos indicaram uma solução única para a concepção das duas linhas de transmissão integrantes desse sistema CC, a despeito de seus diferentes comprimentos.

Posteriormente, com a indicação do bipo I para ser levado a leilão de concessão, foram realizados estudos de detalhamento que resultaram na concepção básica da LT ± 800 kV CC Xingu – Estreito [2]. O leilão, ocorrido em abril de 2014, teve boa aceitação por parte dos agentes de transmissão, com 3 concorrentes e deságio vencedor elevado, indício relevante da viabilidade técnico econômica do projeto. Observe-se que a linha de transmissão representou cerca de metade do custo estimado total do bipo.

Em julho de 2014, posteriormente ao leilão da primeira linha, a Aneel publicou a Resolução Normativa nº 616, que estabeleceu dentre outros, limites para o campo elétrico na faixa de segurança de linhas de transmissão em corrente contínua no Brasil, limites esses inferiores aos considerados nos estudos da linha do bipo I. Até então não havia na regulamentação do setor elétrico brasileiro limites para campos elétricos em linhas CC.

Com a indicação do bipo II para ser levado a leilão, a concepção da linha de transmissão foi revista e detalhada considerando, dentre outros condicionantes, os limites impostos por essa resolução da Aneel.

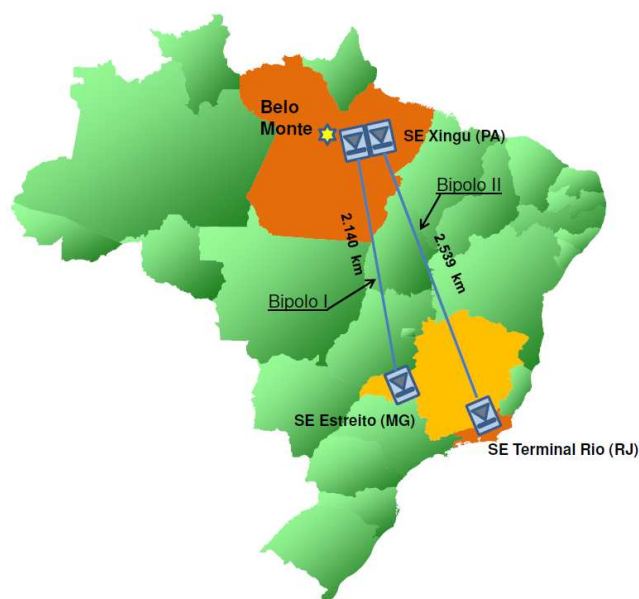


Figura 1 – Esquema indicativo do sistema de transmissão em ± 800 kV

Este artigo apresenta a metodologia, os condicionantes principais utilizados e os resultados dos estudos de planejamento, para concepção básica da LT ± 800 kV CC Xingu – Terminal Rio, componente do segundo bipolo, da ampliação da interligação N-S, para integração da usina de Belo Monte ao SIN.

2.0 - METODOLOGIA

A metodologia utilizada foi semelhante a da concepção indicada pelo planejamento para a linha de transmissão do bipolo I, incorporando-se os novos condicionantes impostos pela Resolução Normativa nº 616/2014 da Aneel e levando-se em conta indicações observadas, posteriormente, na concepção de outras linhas em ± 800 kV CC.

Esta metodologia está apoiada no sistema computacional ELEKTRA, desenvolvido no Cepel, o qual seleciona uma faixa de feixes de condutores econômicos que constituem uma determinada configuração da linha de transmissão e que atende a condicionamentos elétricos e mecânicos preestabelecidos. Para uma tensão fixa de transmissão, uma configuração básica de linha a ser estudada é constituída pelo conjunto estrutura (considerando a sua fundação, cadeias de isoladores, ferragens etc.), cabos para-raios e feixes de cabos condutores que compõem, neste caso, os pólos da linha CC. Vale ressaltar que esse sistema computacional igualmente se aplica a linhas em CA [3].

No presente estudo, para facilidade de cálculo e também em função de não haver descrição do perfil topográfico ao longo da linha e demais dados correlatos, considerou-se uma configuração base constituída por apenas estruturas estaiadas e cadeias de suspensão em I. Os custos das estruturas autoportantes de suspensão e de ancoragem foram calculados por intermédio de fatores multiplicadores aplicados aos custos dos componentes das estruturas estaiadas de suspensão. Os percentuais considerados para cada tipo de estrutura ao longo do comprimento da linha de transmissão foram de 85%, 10% e 5% para as estruturas estaiadas de suspensão, autoportantes de suspensão e autoportantes de ancoragem, respectivamente. Considerando-se estes percentuais e as quantidades típicas dos materiais em cada tipo de estrutura, obtiveram-se os fatores multiplicadores apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Fatores multiplicadores dos custos dos componentes das LTs para levar em conta a participação de estruturas autoportantes de suspensão e de ancoragem

Componente	Fator multiplicador
Isolador	1,10
Material da estrutura	1,08
Material da fundação	1,05
Ferragens	1,05

Para os estudos de otimização aqui apresentados e realizados pelo sistema ELEKTRA, considerou-se como parâmetro de decisão a minimização da função custo de instalação da linha adicionada do custo das perdas elétricas (Joule e corona) nos cabos condutores.

3.0 - CRITÉRIOS ADOTADOS NOS CÁLCULOS

3.1 Econômicos

Considerou-se a vida econômica do empreendimento de transmissão de 30 anos e uma taxa de juros para capitalização das perdas de energia de 8% a.a. Adotou-se o custo unitário das perdas de energia de R\$113,00/MWh. Utilizaram-se os fatores de carga e de perdas iguais a 0,575 e 0,437, respectivamente.

3.2 Técnicos e limites

Cada configuração estudada foi considerada tecnicamente viável se atendeu aos critérios e valores limites de:

- Campo elétrico na superfície de cada cabo condutor e cada cabo pára-raios.
- Temperatura na superfície de cada cabo condutor e cada cabo pára-raios para o regime de operação normal.
- Campo elétrico com cargas espaciais e corrente iônica próximos da superfície do solo.
- Radiointerferência, ruído audível e campo magnético próximos da superfície do solo.
- Cargas mecânicas na estrutura decorrentes dos pesos dos componentes físicos da LT e da ação do meio ambiente.
- Altura de segurança entre cabo e solo.
- Largura da faixa de segurança da linha.

Na Tabela 2 estão apresentados os valores limites adotados. Os limites de campo elétrico e campo magnético são os estabelecidos pela Resolução Normativa da Aneel nº 616, de 01 de julho de 2014. Entre parênteses estão os valores desses limites utilizados na linha do bipolo I, LT ± 800 kV CC Xingu – Estreito. Os limites de corrente iônica, radio interferência e ruído audível junto ao solo apresentados nesta tabela basearam-se nos valores empregados em [4] e [5], e têm apenas a intenção de proporcionar diretrizes para a análise econômica em pauta; portanto, não devem ser encarados como definitivos para a etapa de projeto destas linhas ou de outras semelhantes, já que presentemente não há norma técnica brasileira correlata para esta questão.

Tabela 2 – Valores limites adotados para a análise das configurações

Descrição	Valores
Relação campo elétrico máximo/campo elétrico limite	0,95
Temperatura limite para operação normal ($^{\circ}\text{C}$)	65
Campo elétrico limite na superfície do solo, considerando as cargas espaciais e sem vento, dentro da faixa de passagem (kV/m)	20 (40*)
Corrente iônica limite na superfície do solo, dentro da faixa de passagem (nA/m^2)	100
Campo magnético limite a 1,5m da superfície do solo, dentro da faixa de passagem (μT)	353.000 (livre*)
Campo elétrico limite na superfície do solo, considerando as cargas espaciais e sem vento, no limite da faixa de passagem (kV/m)	5 (10*)
Corrente iônica limite na superfície do solo, no limite da faixa de passagem (nA/m^2)	5
Radio interferência limite a 1,5 m da superfície do solo e em tempo bom, no limite da faixa de passagem ($\text{dB/1}\mu\text{V/m}$)	46
Ruído audível limite a 1,5 m da superfície do solo em tempo bom, no limite da faixa de passagem (dB(A))	42
Campo magnético limite a 1,5m da superfície do solo, no limite da faixa de passagem (μT)	118.000 (livre*)

(*) Limites considerados na concepção do planejamento da linha de transmissão do primeiro bipolo em ± 800 kV, Xingu – Estreito.

3.3 Ambientais

A rota do sistema de transmissão em estudo, com cerca de 2500 km de extensão, atravessará regiões com

características ambientais bastante diversas e diferenciadas entre si. Sendo assim, a definição final dos parâmetros climáticos e geológicos, a serem adotados nos futuros projetos executivos, deverá ser calcada em estudos minuciosos que considerem essas diversidades regionais.

Para o estudo de seleção da configuração econômica, os parâmetros ambientais devem representar valores característicos da rota como um todo. Apresentam-se na Tabela 3 os valores ambientais considerados.

Tabela 3 – Parâmetros ambientais adotados

Parâmetro	Valor
Velocidade máxima do vento médio de 10 minutos	90 km/h
Velocidade máxima do vento médio de 30 s	100 km/h
Velocidade do vento para cálculo de temperatura do condutor	1 m/s
Temperatura do ar média máxima	33 °C
Temperatura do ar média	25 °C
Densidade relativa do ar (valor com 90% de ser ultrapassado)	0,92
Radiação solar máxima	1000 W/m ²
Resistividade elétrica do solo	1000 Ω.m
Comprimento da LT sujeita à chuva (para o cálculo das perdas corona nos cabos)	25%

4.0 - CRITÉRIOS E PROCEDIMENTOS PARA A CONCEPÇÃO DA LINHA

Na concepção da linha do bipolo II procurou-se, sempre que possível, adotar uma concepção que mais se asselesse à linha do bipolo I. A experiência existente no país, sobretudo com as linhas de transmissão dos sistemas CCAT de Itaipu e do Madeira levou à concepção com estruturas estaiadas. Recentemente a concepção do projeto básico da linha do bipolo I, adotando estruturas estaiadas, reforçou o acerto deste critério. Importante notar que em países como a Índia e a China, as linhas ± 800 kV CC foram concebidas com estruturas autoportantes por restrições de passagem.

4.1 Dados dos cabos, vãos, estruturas e isoladores

Para a configuração de feixe proposta, dimensionou-se a linha de transmissão considerando-se, alternativamente, 39 cabos condutores do tipo CAA, com as bitolas variando entre 260 e 2515 MCM. Para os cabos para-raios foram considerados dois cabos de aço tipo EAR 1/2" aterrados nas estruturas. Para a seleção inicial dos cabos condutores, estes foram considerados como sendo cabos novos, com fator de superfície igual a 0,8 [6], coeficiente de emissividade igual a 0,5 e coeficiente de absorção solar igual a 0,5. Na etapa de cálculo do campo elétrico com cargas espaciais junto ao solo, buscando-se uma melhor aderência aos efeitos da variação do clima e do envelhecimento e contaminação dos cabos, considerou-se o fator de superfície dos cabos igual a 0,5 [7][8]. Quanto à tração EDS para os cabos condutores, adotou-se o valor de 20% da tensão de ruptura do cabo, referida a 25 °C.

Os demais critérios, de vãos, estruturas e isoladores foram considerados como os utilizados no detalhamento da linha do bipolo I, apresentados em artigo anterior [2].

4.2 Custos dos componentes da LT

Uma vez que a linha de transmissão em análise é parte de uma solução integrada por dois bipolos, para efeito de comparação de custos, foram mantidas as mesmas referências consideradas nas análises anteriores desse sistema CCAT. Assim, calcularam-se os custos dos componentes da linha em questão com base nos Custos Modulares publicados pela Aneel, referenciados a julho de 2010 e considerando o valor médio entre as cinco regiões brasileiras.

Para o cálculo do custo de instalação da linha de transmissão por comprimento (C_{TINST}), adotou-se neste estudo a mesma composição indicada para a linha do bipolo I [2], com a seguinte composição:

$C_{TINST} = C_D + C_{INDIR} + C_{EVENT}$, sendo:

C_D – Custo direto de construção da LT, constituído pelos custos de terrenos e servidões, aquisição de materiais (estruturas, estais, fundações, cabos condutores, cabos pára-raios, isoladores, aterramento, ferragens e acessórios), inspeção de material, canteiro de obras, construção da LT, serviços técnicos (topografia e geologia), engenharia (projetos básico e executivo), custos ambientais e administração local.

C_{INDIR} – Custo total das despesas não alocáveis diretamente à execução da obra (administração central).

C_{EVENT} – Custos de imprevistos que possam ocorrer durante a execução do projeto ou construção da LT (indenizações, desvios de estradas, realocação de linhas existentes etc).

4.3 Definições básicas

A Figura 2 ilustra a silhueta estilizada da estrutura estaiada adotada.

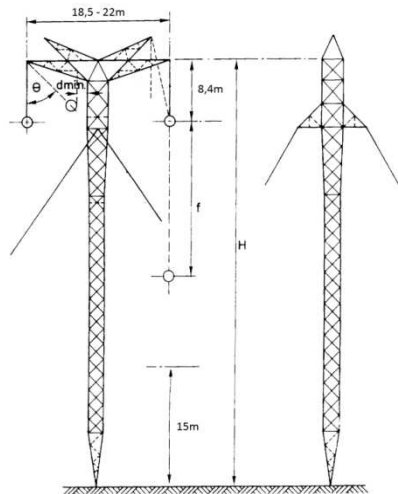


Figura 2 – Silhueta estilizada da estrutura estaiada adotada

- Quantidade de sub condutores e espaçamento entre sub condutores

As configurações com feixes de 6 sub condutores, já adotadas na linha do bipolo I, mostraram-se competitivas economicamente e foram mantidas nestas análises. Ressalta-se aqui que esta quantidade de cabos por polo foi adotada em empreendimentos CCAT em ± 800 kV recentemente instituídos na China e na Índia [9]. Linhas de transmissão em 765 kV CA em outras partes do mundo também já utilizam 6 condutores por feixe, e mesmo no Brasil, já estão em implantação diversas linhas em 500 kV com 6 sub condutores por fase.

Considerou-se o espaçamento entre condutores dos feixes igual a 0,60 m. Este aumento em relação ao tradicional espaçamento de 18" (0,4572 m) entre condutores foi impulsionado pelo fato da literatura técnica correlata citar que há possibilidade de fadiga mecânica por efeitos de vibração eólica em cabos mais espessos quando estes têm espaçamento reduzido entre si no feixe, e uma expansão do feixe minimizaria este efeito danoso.

- Distâncias de isolamento entre pólos e entre pólos e partes aterradas e comprimento das cadeias de isoladores

Para a determinação das distâncias de isolamento (entre pólos e entre pólos e partes aterradas) recomenda-se, um rigoroso estudo de coordenação de isolamento, que dentre outros condicionantes deve considerar a operação da linha em regime de máxima tensão operativa em regime e em condições de sobretensões de manobra e de origem atmosférica. Condições ambientais também devem ser consideradas tais como o nível de poluição dos isoladores e as condições climáticas.

Para as cadeias de isoladores, também devem ser considerados o balanço provocado por ventos e o espaçamento entre polos que variam em função da bitola dos cabos.

Após um estudo básico de coordenação de isolamento, obtiveram-se distâncias entre polos variando entre 18,5 m e 22 m conforme a bitola do condutor. Note-se que estas distâncias encerram os valores apresentadas em [5][10] [11] para linhas em ± 800 kV CC. Deve-se também ressaltar que tais distâncias de isolamento devem satisfazer as distâncias necessárias para os serviços de manutenção em linha viva. Considerou-se 48 (quarenta e oito) isoladores por cadeia, culminando no comprimento total da cadeia (com acessórios) de 8,4 m.

- Distâncias verticais entre pólos e solo

A exemplo do considerado nas análises da linha do bipolo I tomou-se como ponto de partida a distância mínima de segurança entre polos e solo de 15 m. Entretanto, em função dos condicionamentos apresentados na Tabela 2, sobretudo do (novo) limite do campo elétrico com cargas espaciais de 20 kV/m e da corrente iônica de 100 nA/m², e considerando os condutores com a flecha determinada para a condição de carregamento de emergência (potência transmitida com acréscimo de 33% em relação à potência máxima nominal) a distância vertical entre

polos e solo adequada foi automaticamente aumentada pelo Sistema ELEKTRA para que estes condicionamentos fossem atendidos.

- Posicionamento dos cabos para-raios

O posicionamento dos cabos para-raios foi definido em função de estudos preliminares conduzidos no Cepel, que indicaram os dois cabos afastados entre si de 18,5 m, e, junto à estrutura, afastados verticalmente de 11 m dos cabos dos polos. Essa solução oferece um ângulo de blindagem de cerca de 4° dos cabos para-raios aos polos. As concepções da linha definidas nas fases posteriores, quando da implantação do empreendimento do bipolo II, deverão rever e refinar essa solução referencial.

5.0 - DETERMINAÇÃO DO CONDUTOR ÓTIMO

A determinação do condutor ótimo para cada configuração seguiu, sumariamente as seguintes etapas:

1. Com base em conhecimentos adquiridos anteriormente no Cepel [3] da experiência de projeto da estrutura estaiada da linha bipolar de ± 600 kV CC de Itaipu [4] e das informações de [5], estabeleceu-se a silhueta da estrutura, observando-se as distâncias de segurança e de proteção entre os cabos condutores e entre as partes vivas e aterradas da linha de transmissão, a ampacidade e os campos interferentes. Considerou-se distâncias entre polos variantes com o cabo condutor utilizado, cadeias em I e polos constituídos por feixes circulares, com espaçamento entre condutores do feixe igual a 0,60m.
2. Para cada configuração básica estabelecida, a linha de transmissão foi dimensionada considerando-se vários tipos de cabos condutores, sendo custeadas as alternativas tecnicamente viáveis, ou seja, atendendo a todos os condicionamentos listados na Tabela 2. A Figura 3, extraída diretamente do Sistema ELEKTRA, apresenta os custos de instalação e de perdas para estas LTs viáveis, confirmando a escolha do cabo “Lapwing” (CAA 1590 MCM) indicado anteriormente para a linha do bipolo I.

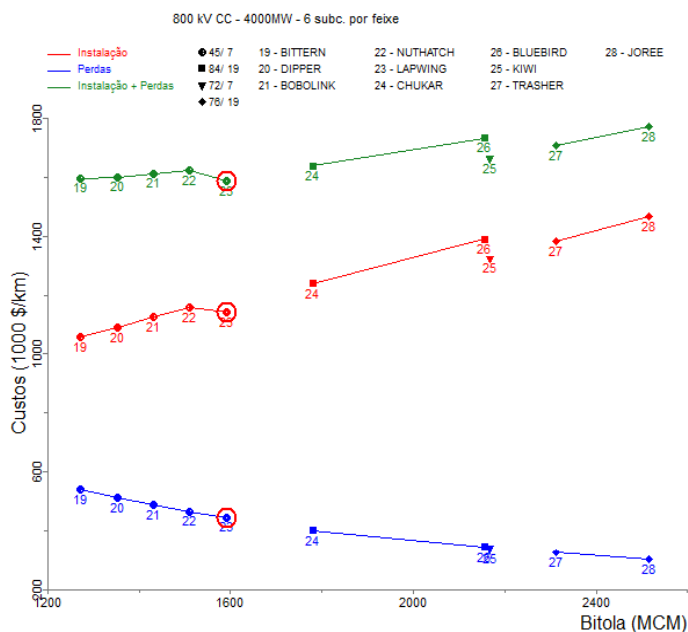


Figura 3 – Custos de instalação, de perdas e total para as configurações vencedoras em função da bitola do condutor

6.0 - CONCEPÇÃO FINAL DA LINHA DE TRANSMISSÃO

Com base nas análises realizadas, ficou indicada para a LT ± 800 kV CC Xingu – Terminal Rio uma solução composta por 6 condutores tipo CAA de 1590 MCM (“Lapwing”) por polo, dispostos geometricamente como indicado na Figura 4.

Em comparação com a solução indicada para o bipolo I, cujos limites de campo elétrico máximo na superfície do solo foram menos restritivos, essa solução da linha do bipolo II resultou em distância mínima condutor solo cerca

de 4 metros superior. Com relação à faixa de passagem, esta aumentou de 87 m para 108 m, também em decorrência dos novos limites de campo elétrico junto à superfície do solo na faixa de passagem.

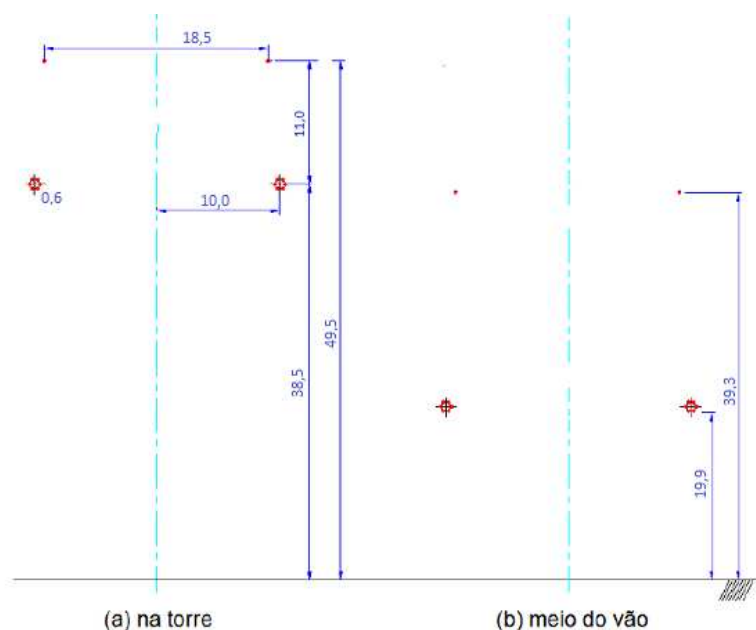


Figura 4 – Disposição geométrica dos condutores e para-raios da linha de transmissão em ± 800 kV, bipolo II

Com a manutenção da solução do condutor anteriormente escolhido e, conseqüentemente, da resistência elétrica por unidade de comprimento da linha, permanecem válidos todos os demais condicionantes que determinaram anteriormente a solução inicial do bipolo II e de suas conversoras, à semelhança do bipolo I, incluindo, entre outros, a queda máxima de tensão na linha CC e as perdas totais da rede onde os bipolos CC estão inseridos [2].

7.0 - CONCLUSÃO

Apresentaram-se neste artigo os resultados dos estudos de detalhamento finais de planejamento, que levaram à concepção básica da linha de transmissão em corrente contínua em ± 800 kV Xingu – Terminal Rio, componente do segundo bipolo CCAT, da ampliação da Interligação N-S, necessário à integração da usina de Belo Monte ao SIN.

Tal concepção de linha de transmissão foi realizada por intermédio do Sistema ELEKTRA, desenvolvido pelo Cepel, tendo sido aqui apresentados os principais condicionantes, critérios adotados nos cálculos e procedimentos adotados. Consideraram-se neste estudo os limites mais restritivos do campo eletromagnético junto ao solo preconizados na Resolução Normativa da ANEEL nº 616 de 2014, data posterior ao leilão do primeiro bipolo.

Esta análise envolveu, naturalmente, uma grande variação de cabos condutores para compor os pólos da linha, mas a solução final apontou, novamente, a mesma configuração de feixe de condutores por pólo obtida para o primeiro bipolo, respectivamente seis cabos condutores (CAA) com bitola 1590 MCM.

Um dos aspectos em destaque desta nova concepção de linha de transmissão é a altura mínima condutor solo, a qual aumentou dos 15,8m da concepção da linha em 800 kV já leiloadada do primeiro bipolo (Xingu – Estreito) para 19,9 m; similarmente, a faixa de passagem aumentou dos 87 m estabelecidos para o primeiro bipolo para 108 m. Entretanto, com a manutenção da solução do feixe de condutores por pólo anteriormente escolhido, permanecem válidos todos os demais condicionantes que determinaram, na fase inicial de planejamento, a solução do segundo bipolo, com suas conversoras à semelhança do primeiro bipolo.

8.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Carvalho Jr, D. S.; Souza, D. F.; Esmeraldo, P. C. V. "Aspectos Relevantes à Concepção do Sistema de Transmissão CCAT 800 kV, Ampliação da Interligação Norte-Sul, para Integração da Usina de Belo Monte", XXII SNPTEE, Grupo VII, Brasília, 2013.

- [2] Carvalho Jr, D. S.; Esmeraldo, P.C.V.; Salari, J.C.; Dart, F.C.; e Silva, J.I.; “Concepção básica da linha de transmissão em 800 kV CC para ampliação da interligação Norte-Sul, com vistas à integração da usina de Belo Monte”; XXII SNPTEE, Grupo III, Brasília, 2013.
- [3] Salari, J. C.; Silva Filho, J. I.; Dart, F. C.; “O Sistema computacional ELEKTRA - Integração de Modelos Matemáticos para o Dimensionamento Otimizado de Linhas de Transmissão com Feixes Convencionais e Não Convencionais”, X SEPOPE, Florianópolis, Brasil, maio 2006.
- [4] Peixoto, C. A.; Mello, J. C. P.; Brasil, D. O. C.; et al.; “Critérios de Limitação dos Efeitos Eletrostáticos e Eletromagnéticos Causados pelas Linhas de Transmissão de 750 kV CA e ± 600 kV CC”. In: Anais do VII SNPTEE, Brasília, 1984.
- [5] CIGRE JWG-B2/B4.17, Brochure 388 – Impacts of HVDC Lines on the Economics of HVDC Projects, 2009.
- [6] Domingues, L.A.M.C.; Silva Filho, J. I.; Palantinos Neto, A. M.; Dart, F. C.; Andrade, V. H.; “Performance of HVDC Transmission Lines in Brazil Analysis of Field Data and Calculation Methods”, Bienal Cigré, Paris, 2010.
- [7] Maruvada, P.S.; “Electric Field and Ion Current Environment of HVDC Transmission Lines: Comparison of Calculations and Measurements”, IEEE Trans. Power Del., vol. 27, no. 1, pp. 401-410, 2012.
- [8] Maruvada, P.S.; “Influence of Wind on the Electric Field and Ion Current Environment of HVDC Transmission Lines”, IEEE Trans. Power Del., Aceito para publicação em janeiro de 2014.
- [9] Jiayu, L.; Zehong, L.; Young, J. et al., , “The Progress on the Electromagnetic Environment Study of UHVDC Transmission Line”, Second International IEC/Cigré Symposium on Standards for Ultra High Voltage Transmission, Nova Deli, India, January 2009.
- [10] Gunnar Asplund, Dong Wu, “Advantage of HVDC transmission at 800 kV”, 14th ISH as Keynote Lecture, Beijing, China, August 25-28, 2005.
- [11] Chandrakant et al.; “Application of New Technology Solutions for Minimizing Land Use for Overhead Transmission Lines – Indian Experience”, Cigre, Bienal Session, paper B2-104, Paris, 2014.

9.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Dourival de Souza Carvalho Junior, engenheiro eletricitista formado pela PUC-Rio em 1976; mestre em ciências em engenharia elétrica pela Coppe/UFRJ em 1980; Academic Visitor no Imperial College of Science and Technology (Londres, Inglaterra), por um ano, em 1987; mestre em administração de empresas pela PUC-Rio em 1995. É analista na Superintendência de Transmissão de Energia na EPE desde 2007. Experiência de mais de 30 anos em planejamento, consultoria, ensino, pesquisa e estudos de sistemas elétricos de potência, atuando em empresas como Ptel, Promon, Marte, Cepel e PA Consulting.

João Clavio Salari Filho, engenheiro eletricitista formado pela UFF em 1988; mestre em ciências em engenharia elétrica pela Coppe/UFRJ em 1993; doutor em ciências em engenharia elétrica pela Coppe/UFRJ em 2006. É pesquisador do Cepel e tem experiência na área de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica, atuando principalmente nos seguintes temas: modelagem bidimensional e tridimensional de campos e transitórios eletromagnéticos nos domínios do tempo e da frequência; cálculo e otimização de linhas de transmissão em CA e CC convencionais e não convencionais (LPNE, LNC); linhas de distribuição urbana e rural; subestações de energia elétrica; aterramento elétrico em regime de baixa e alta frequência; propagação de descargas atmosféricas; e efeito corona em condutores.

José Antonio d’Affonseca S. Cardoso, engenheiro eletricitista formado pela UFRJ em 2001; mestre em Engenharia Elétrica pela UFRJ em 2006. Pesquisador do Cepel desde 2002, trabalhou na EPE entre 2011 e 2015, na Superintendência de Transmissão de Energia. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em técnica de ensaios em equipamentos de Alta Tensão e planejamento da expansão da transmissão. Principais temas de atuação: ensaios de equipamentos de alta tensão, corona em LTs, monitoramento de equipamentos em subestações e estudos de transitórios eletromagnéticos em sistemas CA e CC.