



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

BR/GLT/18
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO – III

GRUPO DE ESTUDO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO - GLT

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

Dourival de Souza Carvalho Jr (*)

EPE

**João Clavio Salari Filho
Fernando Chaves Dart
João Ignácio Silva Filho
ELETROBRAS CEPEL**

Paulo Cesar Vaz Esmeraldo

EPE

RESUMO

O artigo apresenta a metodologia, os principais condicionantes técnico e econômicos utilizados e os resultados dos estudos de planejamento para concepção básica de linhas de transmissão em corrente contínua em ± 800 kV candidatas a comporem os dois elos em corrente contínua em alta tensão (CCAT) que integrarão a usina de Belo Monte ao Sistema Interligado Nacional (SIN), ampliando a interligação Norte/Nordeste-Sudeste/Centro Oeste (N-S).

PALAVRAS-CHAVE

Linha de transmissão em ± 800 kV CC, Integração de Belo Monte,

1.0 - INTRODUÇÃO

Os estudos de planejamento para reforço do tronco de transmissão Norte/Nordeste – Sudeste/Centro Oeste (Norte-Sul) necessário à integração da usina de Belo Monte, 11.233 MW, ao Sistema Interligado Nacional (SIN), resultaram na indicação de um sistema em corrente contínua, constituído por dois bipolos em ± 800 kV, 4000 MW cada, conectados, ao Norte, ambos na subestação Xingu 500 kV, a 17 km da usina de Belo Monte, e na outra extremidade, no Sudeste, cada bipolo, em subestações distintas, Terminal Minas 500 kV (TMinas) e Terminal Rio 500 kV (TRio), distantes, respectivamente, da SE Xingu de 2140 km e 2439 km (1).

Este reforço em CCAT no tronco de transmissão Norte-Sul foi concebido atendendo a diversos condicionantes, dentre os quais, os requisitos operacionais do SIN, as peculiaridades da rede em seus pontos de conexão, a composição atual desse tronco com 3 linhas de transmissão em 500 kV CA, e à consolidação do novo padrão de tensão, ± 800 kV, para transmissão em corrente contínua (2).

As investigações durante a fase de concepção, consubstanciadas pelas evidências práticas da existência de 2 sistemas em operação comercial e outros a serem implantados na China, além dos sistemas em implantação na Índia, reforçaram a indicação da tecnologia em CCAT ± 800 kV como tendência de padrão internacional de tensão para transmissão de grandes blocos de energia em longas distâncias. Além disto, a concepção de um bipolo de transmissão CCAT em ± 800 kV é, em muitos aspectos, inclusive de topologia, similar a de um bipolo em ± 600 kV, sobretudo nos pátios CA das conversoras em 500 kV. As diferenças ocorrem basicamente nos pátios em CC das conversoras e nas linhas de transmissão. E no Brasil, desde a implantação do projeto Itaipu e, mais recentemente, com a implantação do projeto Madeira, têm sido acumuladas experiências com a transmissão CCAT na tensão ± 600 kV.

Entretanto, mesmo com certa similaridade com as linhas em ± 600 kV, a concepção das novas linhas de transmissão em ± 800 kV CCAT, a serem implantada no SIN, requer o atendimento a certas especificidades, por

(*) Avenida Rio Branco, 1 - 11º andar - CEP 20090-003 – Rio de Janeiro – RJ – BRASIL
Tel.: (021) 3512-3322 – Fax: (021) 3512-3198 – e-mail: dourival.carvalho@epe.gov.br

se tratar de transmissão em corrente contínua em tensão inédita no Brasil, com poucas linhas de transmissão desta classe de tensão em operação no mundo.

Este artigo apresenta a metodologia, os condicionantes principais e os resultados dos estudos de planejamento, que levaram a concepção básica das linhas de transmissão em ± 800 kV, integrantes desse novo sistema em corrente contínua em alta tensão (CCAT) a ser implantado no Brasil, contendo a mais longa linha de transmissão do mundo.

2.0 - METODOLOGIA

O projeto de uma linha de transmissão (LT) envolve uma sequência de atividades, onde as interdependências dos parâmetros elétricos, mecânicos e ambientais que interferem no dimensionamento da LT são estudados de modo a se obter o especificado desempenho operacional do empreendimento aliado aos menores custos possíveis. Para a análise simultânea destas interdependências, desenvolveu-se no Cepel o sistema computacional ELEKTRA, o qual seleciona uma faixa de feixes de condutores econômicos que constituem uma determinada configuração da LT, seja em corrente alternada (CA) ou corrente contínua (CC), podendo-se admitir que os subcondutores dos feixes de uma mesma fase ou pólo sejam, ou não, iguais e distribuídos simétrica ou assimetricamente ao redor das mais variadas formas geométricas (3), (4).

Para uma tensão fixa de transmissão, uma configuração básica de LT 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 todas as fases (CA) ou pólos (CC) da LT.

Eventualmente, para compor uma configuração mais abrangente para todo o comprimento da LT, combinam-se diferentes configurações, como, e.g., configurações com estruturas estaiadas, outras com estruturas autoportantes de ângulo de alinhamento fraco e outras com estruturas autoportante de ângulo de alinhamento forte. Pode-se, ainda, agrupar equipamentos nesta configuração, resultando uma configuração ainda mais abrangente, respectivamente considerando equipamentos de compensação de reativos ao longo da linha e nos pontos terminais da LT (CA), estações conversoras e inversoras (CC), eletrodo de aterramento (CC), linha do eletrodo de aterramento (CC) etc. Por fim, consegue-se uma análise global estendendo-se o estudo ao âmbito do sistema elétrico interligado que a LT integrará, por exemplo, escolhendo-se entre um grupo de configurações “ótimas” de LTs aquela que acarreta as menores perdas elétricas do sistema.

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 LT 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

A configuração dos feixes de cabos condutores de uma LT é definida pela quantidade, tipos e localização espacial dos cabos. Sob o ponto de vista de desempenhos elétrico e mecânico, uma dada configuração pode ser atendida por diversos tipos de cabos condutores (bitola e formação). Entre os possíveis condutores de serem utilizados numa alternativa, existe o condutor economicamente ótimo, que é aquele que leva ao menor custo total da alternativa.

Naturalmente, na busca da configuração da LT economicamente ótima pode-se considerar uma quantidade maior ou menor (assumindo que algumas se comportam praticamente constantes com a variação do parâmetro em análise) de parcelas que constituem o custo global do empreendimento, além de um número maior ou menor de condicionamentos elétricos e mecânicos da configuração física da LT. Para os estudos de otimização aqui apresentados e realizados pelo sistema ELEKTRA, para cada classe de tensão, considerou-se como parâmetro de decisão na fase inicial da concepção das configurações de LTs a minimização da função custo de instalação da LT (vide item 4.4) adicionada do custo das perdas elétricas (Joule e corona) nos cabos condutores da LT. Nos estudos que sucederam incluíram-se os demais custos do empreendimento.

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 e ruído audível 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, corrente iônica, radiointerferência e ruído audível junto ao solo apresentados nesta tabela basearam-se nos valores empregados em (5) e (6). Entretanto, deve-se frisar que estes valores têm apenas a intenção de proporcionar diretrizes para a análise econômica em pauta, e, 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, além de valores um tanto superiores na região próxima do limite da faixa de passagem poderem ser encontradas em LTs existentes e que não apresentam efeitos prejudiciais notadamente notificados. Vide, por exemplo, os resultados apresentados em (7).

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 (°C)	65
Campo elétrico limite na superfície do solo, considerando as cargas espaciais e sem vento, dentro da faixa de passagem (kV/m)	40
Corrente iônica limite na superfície do solo, dentro da faixa de passagem (nA/m ²)	100
Campo elétrico limite na superfície do solo, considerando as cargas espaciais e sem vento, no limite da faixa de passagem (kV/m)	10
Corrente iônica limite na superfície do solo, no limite da faixa de passagem (nA/m ²)	5
Campo magnético limite próximo da superfície do solo, dentro da faixa de passagem (μT)	(livre)
Radiointerferência limite a 1 m da superfície do solo e em tempo bom, no limite da faixa de passagem (dB/1μV/m)	46
Ruído audível limite a 1 m da superfície do solo em tempo bom, no limite da faixa de passagem (dB(A))	42

3.4 Ambientais

O sistema de transmissão em estudo contempla distâncias superiores a 2000 km. Este fato acarreta que, certamente, sua rota atravessará regiões com características ambientais bastante diversas e diferenciadas entre si. Portanto, é bem provável que a definição final dos parâmetros climáticos e geológicos, a serem adotados nos futuros projetos executivos, seja 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, com requisitos de detalhes compatíveis com qualquer projeto básico de engenharia. Apresentam-se na Tabela 3 os valores ambientais aqui 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

Com base na experiência existente no país, sobretudo com as linhas de transmissão em corrente contínua do sistema Itaipu e do projeto Madeira foi considerada a concepção com estruturas estaiadas. Importante notar que em países como a Índia e a China, as linhas CCAT 800 kV foram concebidas com estruturas auto-portantes por restrições de passagem.

4.1 Dados dos cabos

Para cada configuração de feixe proposta dimensionaram-se LTs considerando 39 cabos condutores tipo CAA, com as bitolas variando entre 260 e 2515 MCM. Utilizaram-se na LT dois cabos pára-raios de aço tipo EAR 1/2" aterrados nas estruturas. Considerou-se o fator de superfície dos cabos igual a 0,82, e os coeficientes de emissividade e absorção dos cabos iguais a 0,5. Para os cabos dos pólos, adotou-se como tração EDS o valor de 20% da tensão de ruptura do cabo, referida a 25 °C.

4.2 Dados dos vãos e das estruturas

Adotou-se o vão médio para todos os níveis de tensão de 450 m, o sub-vão de 75 m, e a relação entre os vãos de peso e de vento de 0,7.

4.3 Dados dos isoladores

Adotaram-se cadeias de isoladores simples, em I, com isoladores do tipo concha e bola, com diâmetro 320 mm e passo 170 mm.

4.4 Custos dos componentes da LT

Calcularam-se os custos dos componentes de cada LT com base nos Custos Modulares publicados pela ANEEL, referenciados a julho de 2010 e considerando o valor médio entre as cinco regiões brasileiras (8).

Para o cálculo do custo de instalação da LT por comprimento (C_{TINST}), adotou-se neste estudo a seguinte composição:

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

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).

Além disso, normalmente, no estudo para a escolha ótima do cabo condutor, consideram-se os custos dos cabos em função de seu peso, expressos em valor unitário por quilo. Todavia, o banco de custos da ANEEL expressa os custos reais praticados nos empreendimentos de linhas de transmissão licitadas e construídas, que têm seus custos negociados, caso a caso, entre o proprietário do empreendimento e o fabricante, resultando em pequenas distorções ao se comparar os custos de cabos por peso. Ou seja, existem cabos com bitolas menores mais caros

(R\$/kgf) que os de bitolas maiores, mesmo tendo as mesmas formações. Portanto, como o cabo condutor é uma parcela importante na determinação do custo de uma linha de transmissão, consideraram-se como soluções potenciais aquelas com cabos de menor bitola e com custo de instalação e perdas com variação da ordem de até +3% do respectivo custo da solução com condutor ótimo indicado pelo programa ELEKTRA.

4.5 Definições básicas

A Figura 1 ilustra a silhueta estilizada da estrutura estaiada adotada.

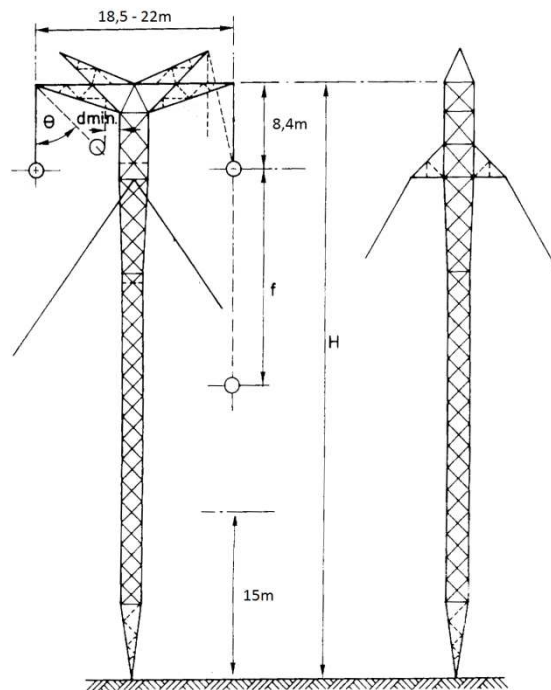


Figura 1 – Silhueta estilizada da estrutura estaiada adotada

- Quantidade de subcondutores e espaçamento entre subcondutores

Conduziram-se as primeiras análises experimentando-se feixes com 4, 6 e 8 subcondutores. As configurações com feixes de 6 subcondutores mostraram-se competitivas economicamente e foram adotadas nas análises que se sucederam. Ressalta-se aqui que esta quantidade de cabos por feixe foi adotada em estudos e empreendimentos 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 existe a indicação para linhas em 500 kV, além de um projeto de pesquisa P&D Aneel recente, que instalou um circuito experimental.

Considerou-se o tradicional espaçamento de 18" (0,4572 m) entre subcondutores. Contudo, infere-se da literatura técnica correlata que há possibilidade de fadiga mecânica por efeitos de vibração eólica em cabos mais espessos quando estes têm espaçamento reduzido entre si no feixe. Este efeito danoso é minimizado aumentando-se o espaçamento entre feixes, por exemplo, para 0,60m. Sendo assim, para os futuros estudos das LTs em ± 800 kV alvo do presente trabalho, recomenda-se que também sejam empregados feixes com 0,60m de espaçamento entre subcondutores. Nos cálculos preliminares efetuados obtiveram-se para esta elevação da dimensão do feixe aumentos inferiores a 3% no custo de instalação das configurações.

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

Em geral, para a determinação das distâncias de isolamento entre pólos e entre pólos e partes aterradas deve-se fazer um rigoroso estudo de coordenação de isolamento. Tal estudo deve envolver a operação da LT em regime de máxima tensão operacional em regime de frequência industrial e em condições de sobretensões de manobra e de origem atmosférica. Devem considerar-se as diferentes distâncias existentes entre cabos e entre cabos e partes aterradas, que, por sua vez, dependem da geometria e das dimensões da estrutura empregada. Ainda, deve considerar-se o nível de poluição dos isoladores e as condições climáticas do local de instalação da LT.

No caso das cadeias em I, deve-se ainda considerar o balanço dos cabos condizente com cada uma destas três situações de submissão dos isolamentos; portanto, para cadeias em I, o ângulo de balanço da cadeia bem como o

espaçamento entre pólos dos cabos em repouso são variáveis com a bitola do cabo.

Numa primeira fase deste estudo básico apresentado neste informe, entretanto, para facilidade, tendo em vista o seu foco principal que é a escolha do condutor econômico, fixou-se a distância entre pólos (centro do feixe) igual a 21,9 m, obtido da extrapolação linear daquele empregado na LT de ± 600 kV de Itaipu (5). Numa segunda fase do estudo, após um estudo básico de coordenação de isolamento, obtiveram-se distâncias entre pólos variando entre 18,5 m e 22 m conforme a bitola do condutor. Note-se que estas distâncias encerram o valor fixo de 21,9 m inicialmente utilizado e também encerram aquelas apresentadas em (9) para LTs de ± 800 kV. Deve-se também ressaltar que tais distâncias de isolamento devem satisfazer as distâncias necessárias para os serviços de manutenção em linha viva.

Como resultado consolidado desta segunda fase do estudo, considerando-se esta variação da distância entre pólos, obtiveram-se para os cabos de bitola mais fina um aumento do custo de instalação da LT e o oposto para os cabos de bitola maior. Por exemplo, para os cabos CAA código rail, lapwing e joree houve variações aproximadas no custo de instalação da LT de +0,4%, -1,3% e -2,1%, respectivamente. Por motivos similares, considerou-se 48 (quarenta e oito) isoladores por cadeia, culminando no comprimento total da cadeia (com acessórios) de 8,4 m.

- Distâncias vertical entre pólos e solo

Também a partir da experiência com a linha de transmissão de ± 600 kV de Itaipu (5), empregou-se a distância de segurança entre pólos e solo de 15 m. Novamente, cabem aqui cálculos mais refinados na fase de projeto da LT.

- Posicionamento dos cabos para-raios

No presente estágio de avaliação das alternativas, definiu-se a localização dos cabos para-raios em função de estudos preliminares realizados no Cepel. Portanto, os dois cabos para-raios estão afastados entre si de 20 m, e, junto à estrutura, estão afastados verticalmente de 11 m dos cabos dos pólos. Isto oferece um ângulo de blindagem de cerca de 6° dos cabos para-raios aos pólos. Futuramente, há que se refinar a localização dos cabos para-raios para cada configuração.

5.0 - DETERMINAÇÃO DO CONDUTOR ÓTIMO (CONJUNTO DE CONDUTORES)

A determinação do condutor ótimo para cada configuração seguiu, portanto, as seguintes etapas, cujos resultados desta análise estão apresentados na Figura 2:

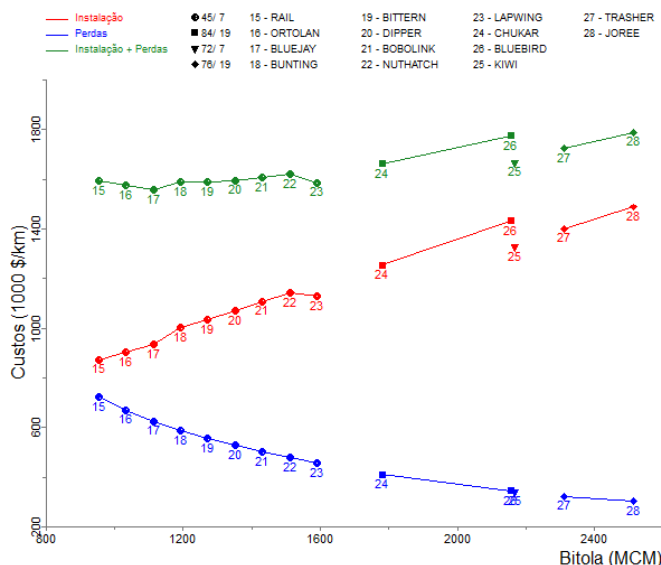


Figura 2 – Custos de instalação, de perdas e total para as configurações vencedoras em função da bitola do condutor

1. Com base em conhecimentos adquiridos anteriormente no Cepel (10), (11) e da extrapolação linear das dimensões da estrutura estaiada da linha bipolar de ± 600 kV CC de Itaipu (5), estabeleceu-se uma primeira aproximação da silhueta da estrutura, observando-se as distâncias de segurança e de proteção entre os cabos condutores e entre as partes vivas e aterradas da LT, a ampacidade e os campos interferentes. Considerou-se distâncias entre pólos invariantes com o cabo condutor utilizado, cadeias em I, e os feixes dos cabos condutores circulares convencionais; ou seja, com os condutores dispostos simetricamente e espaçados de 18" (0,4572 m).
2. Para cada configuração básica estabelecida, a LT foi dimensionada considerando-se vários tipos de cabos

condutores, sendo custeadas as alternativas tecnicamente viáveis.

3. Reanalisou-se o impacto na escolha destas alternativas estas configurações tendo em vista incluir a variação automática dos espaçamentos entre pólos com a variação do condutor utilizado, tendo em vista o efeito do diferente balanço dos cabos. Estes últimos resultados como indicado anteriormente estão sintetizados na Figura 2.

6.0 - CONCEPÇÃO FINAL DA LINHA DE TRANSMISSÃO

No dimensionamento de elos CCAT com linhas de transmissão de comprimento muito elevado faz-se necessário avaliar a queda máxima de tensão admissível nas condições de operação previstas. Assim, a partir do conjunto de soluções técnico e economicamente viáveis indicadas na análise de condutor ótimo, foram descartadas aquelas que resultaram em queda de tensão superiores a 7%. Essa premissa foi estabelecida de forma a se obter maior segurança nas condições mais severas de operação, evitando que em contingência com retorno metálico, a queda de tensão (efeitos Joule + Corona) se aproximasse de 20%. Considerando essa premissa, condutores de bitola menor foram descartados e soluções distintas para cada uma das linhas de transmissão foram preliminarmente indicadas, dado que elas apresentam comprimentos diferentes. Ou seja, a linha do bipolo 1 (TMI nas), mais curta com o CAA 1113 MCM e a linha do bipolo 2 (TRio) mais longa com o CAA 1590 MCM.

Por outro lado, como os dois elos CCAT estão completamente “inseridos” no SIN (primeiro nesta condição no país), ou seja, com operação em paralelo com a rede de corrente alternada, as condições de operação do sistema CCAT exercem influência sobre a rede CA e na definição final das linhas este condicionamento precisou ser considerado. Desta forma, as soluções preliminarmente indicadas, foram, então, submetidas a uma avaliação de perdas totais da rede, em função da operação dos elos CCAT, com transmissão direta (Norte-Sul) e reversa (Sul-Norte). Esses resultados igualmente condicionaram o dimensionamento das inversoras CCAT, cujos investimentos somam-se ao custo de investimento das linhas, para totalizar os investimentos dos elos de CCAT.

Os resultados da avaliação de custos globais, investimentos mais perdas totais, que atendeu aos demais critérios considerados, levaram, portanto, à indicação da concepção de um sistema de transmissão composto pelos dois elos em ± 800 kV CCAT, com as duas linhas de transmissão em ± 800 kV, com 6 condutores CAA 1590 MCM, “Lapwing” (2).

7.0 - CONCLUSÃO

Foram apresentados os resultados dos estudos de planejamento, que levaram a concepção básica das linhas de transmissão em ± 800 kV, integrantes do sistema CCAT com dois bipolos de 4000 MW cada, integrante do reforço do tronco de transmissão Norte-Sul necessário à integração da usina de Belo Monte.

Com a metodologia apoiada no sistema ELEKTRA, desenvolvido pelo Cepel, foram apresentados os condicionantes principais da solução, os critérios adotados nos cálculos, os critérios e procedimentos para a concepção das linhas e a solução resultante da análise do conjunto de condutores ótimos. Aspectos particulares do estudo foram destacados dentre os quais a inexistência de normas técnicas para condicionantes, como o campo elétrico provocado pelas linhas de corrente contínua, além do ineditismo da transmissão em 800 kV CCAT no Brasil, com a linha de transmissão mais longa do mundo. Além do fato também inusitado para o SIN desse sistema CCAT ser inteiramente inserido na rede CA, que levou a análises complementares para a definição final do condutor mais adequado.

A solução final contemplou uma avaliação de custos globais, investimentos mais perdas totais do sistema, que atendendo aos demais critérios considerados, indicou uma mesma solução para as duas linhas de transmissão com 6 condutores CAA 1590 MCM, “Lapwing”

8.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) D. S. Carvalho, P. C. V. Esmeraldo, 2011, “Opções Tecnológicas no Planejamento da Transmissão em Longa Distância – O Caso da Expansão das Grandes Interligações”, XXI SNPTEE, Grupo VII, Florianópolis.

(2) D. S. Carvalho, D. F. Souza, P. C. V. Esmeraldo, 2013, “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.

- (3) J. C. Salari, J. I. Silva Filho, F. C. Dart, 2006, "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.
- (4) J. C. Salari, J. I. Silva F., 2009, "Sistema Computacional ELEKTRA – Metodologias de Cálculo Empregadas", Relatório Técnico CEPEL/DLE no. 13545/09.
- (5) Peixoto, C. A., Mello, J. C. P., Brasil, D. O. C., et al., 1984, "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 Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE), Brasília, Brazil.
- (6) CIGRE JWG-B2/B4.17, 2009, Brochure 388 – Impacts of HVDC Lines on the Economics of HVDC Projects.
- (7) L. A. M. C. Domingues, J. I. Silva Filho, A. Mpalantinos Neto, F. C. Dart, V. H. Andrade, 2010, "Performance of HVDC Transmission Lines in Brazil Analysis of Field Data and Calculation Methods", Cigré, Paris.
- (8) ANEEL, 2008, "Estabelecimento da metodologia de definição do Banco de Preços de Referência ANEEL a ser utilizado nos processos de autorização, licitação e revisão tarifária das concessionárias de transmissão de energia elétrica", Nota Técnica nº 099/2008–SRT/ANEEL.
- (9) L. Jiayu, L. Zehong, J. Young, et al., 2009, "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, janeiro.
- (10) E. N. Mesquita, C. E. O. Coutinho, 1994, "Considerations on DC Transmission Economics", Relatório Técnico CEPEL no. 685/94.
- (11) J. I. Silva Filho, J. C. Salari, F. C. Dart, et al., 2007, "Estudos de Alternativas para Linhas de Transmissão Integrando o Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira ao Sistema Interligado Nacional", Relatório Técnico CEPEL/DIE no. 29414/07.

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.

João Ignácio Silva Filho, engenheiro civil formado pela UFRJ em 1978, mestre em ciências em engenharia civil na área de hidrologia, é pesquisador do Cepel onde desenvolve estudos na área de otimização de linhas de transmissão com ênfase nos efeitos do meio ambiente nas linhas e das linhas no meio ambiente.

Paulo Cesar Vaz Esmeraldo, engenheiro eletricitista formado pela UFRJ em 1972 e mestre em ciências pela Unifei em 1976. Desde fev/2013 é Diretor Geral do Cesi Brasil. Superintendente de Transmissão de Energia Elétrica da EPE por 8 anos, trabalhou em Furnas por cerca de 30 anos, em estudos de planejamento da transmissão, em sistemas de EAT, HVDC e Facts, concepção de linhas de transmissão, sobretensões e coordenação de isolamento. Fellow do IEEE e Cigre Technical Award.