



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

FI/GLT/25
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO - III

GRUPO DE ESTUDO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO- GLT

**SISTEMA DE TRANSMISSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA ASSOCIADO À UHE BELO MONTE
ESTUDOS E DEFINIÇÕES DO PROJETO BÁSICO DA LT ± 800 kV XINGU – ESTREITO – INOVAÇÃO E
DESAFIOS PARA UM NOVO NÍVEL DE TENSÃO NO BRASIL**

**Marcos César de Araújo (*)
ELETROBRAS ELETRONORTE**

**José Henrique M. Fernandes
ELETROBRAS ELETRONORTE**

**Alcedo Quintiliano
ENGPRO ENGENHARIA**

**Kleber Ribeiro dos Santos
LEME ENGENHARIA**

**Hudson Wagner C. da Silva
LEME ENGENHARIA**

**José Luiz N. Michelini Filho
LEME ENGENHARIA**

**Rodrigo Gonçalves Noel
FLUXO ENGENHARIA**

**Bruno de Souza Perro
FLUXO ENGENHARIA**

**Paulo C. Pamplona Silva Jr.
FLUXO ENGENHARIA**

RESUMO

O sistema de transmissão associado à Usina Hidrelétrica de Belo Monte, com potência instalada total de 11.000 MW e localizada no Rio Xingu, próximo à cidade de Altamira no estado do Pará, será composto por dois bipolos de ± 800 kV em corrente contínua destinados à transmissão de energia para a Região Sudeste, com distâncias de aproximadamente 2.100 km e 2.500 km, respectivamente.

O primeiro dos bipolos licitados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 2014 interligará a subestação conversora Xingu, no Pará, à subestação inversora Estreito, em Minas Gerais, percorrendo a distância aproximada de 2.100 km.

A implantação no Brasil da primeira linha de corrente contínua na tensão de ± 800 kV reveste-se de caráter pioneiro no setor elétrico nacional, o que exigirá a participação de diversos especialistas do mercado, como já vem ocorrendo desde a fase dos pré-estudos realizados antes do leilão da ANEEL e, sobretudo, na elaboração do projeto básico do empreendimento.

PALAVRAS-CHAVE

Linha de Transmissão, Corrente Contínua, Bipolo, Coordenação de Isolamento, Faixa de Passagem, Estrutura

1.0 - INTRODUÇÃO

Este Informe Técnico aborda os estudos e análises realizadas nas fases dos pré-estudos e do projeto básico que conduziram aos parâmetros climáticos, eletromagnéticos e mecânicos norteadores das definições dos principais aspectos relativos aos componentes da linha de transmissão em ± 800 kV, destacando-se os seguintes:

- Utilização do cabo condutor CA 1590 kcmil Coreopsis;
- Feixe de 6 subcondutores por polo espaçados de 600 mm;
- Traçado da linha localizado em grande extensão do país e com distintas características de relevo e ocupação;
- Definição de 3 zonas climáticas ao longo do traçado da linha de transmissão;
- Parâmetros utilizados e resultados dos estudos de coordenação de isolamento;
- Geometria básica e série de estruturas aplicáveis às 3 zonas climáticas;
- Faixa de passagem dimensionada para cada uma das 3 zonas climáticas.

(*) SCN Quadra 6 – Conjunto A – Bloco B – Sala 1.112 – CEP 70716-901 – Brasília/DF – Brasil
Tel: (+55 61) 3429-5366 – Fax: (+55 61) 3429-5368 – Email: marcos.araujo@eletronorte.gov.br

Como premissa básica dos estudos, buscou-se sempre o adequado ponto de equilíbrio entre as grandes oportunidades de economia, potencializadas pelo significativo comprimento da linha de transmissão, sem perder de vista os imprescindíveis esforços destinados a assegurar confiabilidade e segurança a um empreendimento de tamanha importância para o sistema elétrico nacional, considerando o pioneirismo da linha de transmissão em ± 800 kV a ser implantada.

2.0 - DADOS CLIMÁTICOS

A LT ± 800 kV Xingu – Estreito terá seu traçado desenvolvendo-se por regiões de quatro estados brasileiros, iniciando no município de Altamira, no Pará, passando por Tocantins e Goiás até chegar à SE Estreito, na região do Triângulo Mineiro, já na divisa de Minas Gerais com o estado de São Paulo. Assim, a linha de transmissão deve ser projetada para toda a diversidade de características climáticas ao longo dos 2.100 km entre a SE Xingu e a SE Estreito, destacando-se as importantes variações de velocidades de vento, menos intensas na Região Norte do país e que crescem à medida que se alcança as Regiões Centro-Oeste e Sudeste.

2.1 Estações Meteorológicas

A existência e a distribuição das estações meteorológicas reveste-se de particular importância para a obtenção dos dados que subsidiarão o projeto, sobretudo levando-se em conta os aspectos da segurança operativa requerida para o empreendimento, determinando o adequado dimensionamento dos componentes da linha de transmissão. Sob tal enfoque, foram escolhidas as estações meteorológicas mostradas na Figura 1, percebendo-se uma densa rede de estações em Minas Gerais e quantidades bem mais esparsas nos outros três estados.

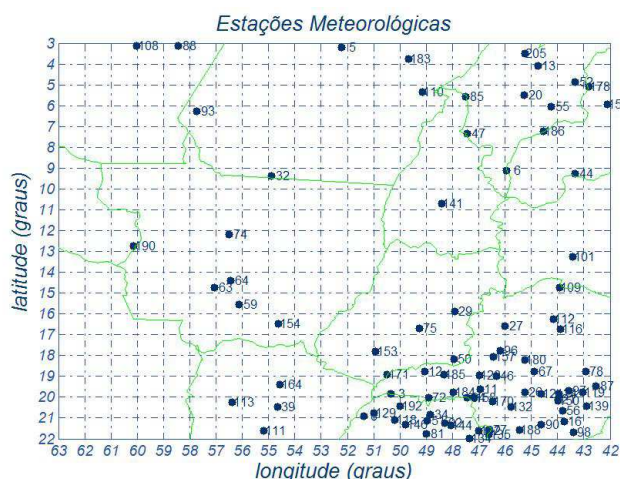


FIGURA 1 – Estações Meteorológicas

2.2 Zonas de Vento

A partir de criteriosa avaliação dos dados anemométricos das estações meteorológicas consideradas nos estudos, definiram-se três zonas de vento ao longo do traçado da linha de transmissão. A Zona 1 estende-se desde a SE Xingu até o cruzamento com o rio Araguaia, na divisa entre os estados do Pará e do Tocantins. A Zona 2 inicia-se na travessia do rio Araguaia e termina em um ponto do traçado onde, aproximando-se do Planalto Central, as altitudes médias elevam-se de cerca de 350 m para quase 1.000 m. Finalmente, a Zona 3 desenvolve-se desse último ponto até a SE Estreito. As três zonas de vento têm os seguintes comprimentos previstos:

- Zona 1 → 640 km;
- Zona 2 → 825 km;
- Zona 3 → 620 km.

2.3 Velocidades e Pressões de Vento

As Tabelas 1 e 2 resumem as velocidades e pressões de vento definidas para as três zonas em que a linha foi dividida. Os períodos de retorno e respectivos tempos de média estão relacionados ao dimensionamento estrutural ou às distâncias mínimas definidas para as solicitações elétricas consideradas.

Tabela 1 – Zonas de Vento – Velocidades de Projeto e Pressões Dinâmicas de Referência

| Período de Retorno / Tempo de Média | Zona 1 | | Zona 2 | | Zona 3 | |
|--|----------------------|-----------------------------|----------------------|-----------------------------|----------------------|-----------------------------|
| | Velocidade (km/h) | q_0 (kgf/m ²) | Velocidade (km/h) | q_0 (kgf/m ²) | Velocidade (km/h) | q_0 (kgf/m ²) |
| 250 anos / 10 min. | 95 | 42,5 | 105 | 51,4 | 115 | 59,6 |
| 250 anos / 3 seg. | 160 | 121 | 180 | 151 | 185 | 155 |
| 50 anos / 10 min. | 80 | 30,1 | 90 | 37,8 | 100 | 45,1 |

Obs.: 1) q_0 = pressão dinâmica de referência; 2) As velocidades de vento referem-se a terreno de categoria B e a 10 metros de altura.

Tabela 2 – Zonas de Vento – Pressões de Vento de Projeto (kgf/m²)

| Período de Retorno / Tempo de Média | Zona 1 | | | Zona 2 | | | Zona 3 | | |
|--|--------|----|---------|--------|-----|---------|--------|-----|---------|
| | Cond. | PR | Isolad. | Cond. | PR | Isolad. | Cond. | PR | Isolad. |
| 250 anos / 10 min. | 91 | 96 | 133 | 105 | 112 | 158 | 122 | 130 | 183 |
| 250 anos / 3 seg. | 31 | 31 | 145 | 38 | 38 | 182 | 39 | 39 | 185 |
| 50 anos / 10 min. | 65 | 68 | 94 | 77 | 82 | 116 | 92 | 98 | 138 |
| 50 anos / 30 seg. | 73 | - | 126 | 83 | - | 147 | 87 | - | 154 |
| 2 anos / 30 seg. | 30 | - | 51 | 37 | - | 66 | 36 | - | 63 |

Obs.: 1) 250 anos/10 min = vento extremo; 250 anos/3 s = vento de alta intensidade; 50 anos/10 min = vento máximo; 50 anos/30 s = vento associado às solicitações na tensão máxima operativa; 2 anos/30 s = vento associado às sobretensões de faltas.

Ilustrativamente, pode-se observar na Figura 2 as velocidades de vento de 250 anos e 10 minutos (vento extremo) ao longo do caminharmento da linha de transmissão.

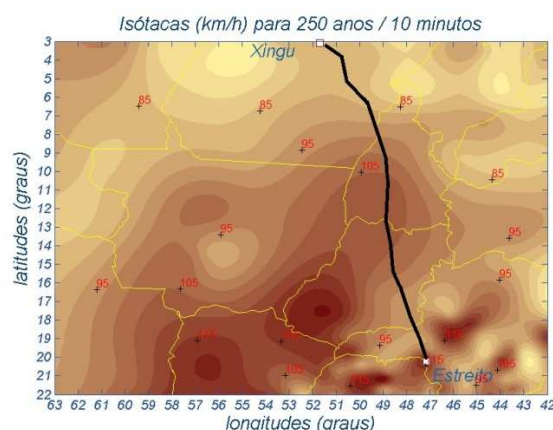


FIGURA 2 – Velocidades de Vento ao Longo da LT

3.0 - SELEÇÃO ECONÔMICA DO CONDUTOR

Tendo em conta a excepcional oportunidade oferecida pelas características da LT ± 800 kV, alternativamente à solução de referência que consta do edital da ANEEL, foram avaliados outros tipos de cabo condutor e constituição do feixe, sempre considerando os mesmos requisitos de desempenho estabelecidos para a mencionada solução de referência, a qual, tanto para este primeiro bipolo quanto para o segundo a ser futuramente licitado, foi concebida com os polos constituídos de feixes com 6 subcondutores do tipo CAA de bitola 1590 kcmil, código "Lapwing".

Preliminarmente, ainda na fase dos pré-estudos, foram estudadas alternativas de feixes com 4 ou 5 subcondutores por polo, sendo que essas alternativas indicaram a necessidade de faixas de passagem com largura superior a da opção com 6 subcondutores. Adicionalmente, na alternativa com feixe quádruplo, verificou-se que o diâmetro de cada subcondutor aproximar-se-ia de 50 mm, assim como, na alternativa com 5 subcondutores, a assimetria do feixe não tem desempenho conhecido, uma vez que não há informações sobre seu uso no Brasil ou em outros países, mostrando-se assim uma alternativa pouco atrativa. Foram considerados também os aspectos relacionados às dificuldades inerentes a um condutor de grande diâmetro, tanto no que se refere ao reduzido comprimento dos

lances nas bobinas, quanto nas limitações construtivas associadas aos equipamentos para lançamento e à expressiva quantidade de emendas a serem executadas.

Os estudos concentraram-se, então, no feixe de 6 subcondutores por polo, sendo avaliados os cabos condutores dos tipos CA, CAA e CALA (ACAR). Considerando a experiência de sucesso com o condutor do tipo CA nas linhas de ± 600 kV do Sistema de Transmissão do Madeira (4) (5), sobretudo as vantagens auferidas com a utilização do EDS de 26% da carga de ruptura do cabo, resultando em redução de peso total de cabo e de estruturas, mais uma vez a escolha econômica recaiu sobre o mesmo tipo de condutor com o mesmo nível de EDS. Foram efetuadas composições de custos envolvendo os itens preponderantes da linha de transmissão, tais como estruturas, condutores, estais, isoladores e fundações. A economia verificada nos estudos comparativos conduziu à utilização do cabo condutor CA de bitola 1590 kcmil, código “Coreopsis”, em feixe com 6 subcondutores por polo, na LT ± 800 kV Xingu – Estreito. Para efeito comparativo, a Tabela 3 resume as principais características técnicas dos cabos “Coreopsis” e “Lapwing”.

Tabela 3 – Características dos Cabos Condutores “Coreopsis” e “Lapwing”

| Característica | Cabo CA Coreopsis 1590 kcmil | Cabo CAA Lapwing 1590 kcmil |
|--|---------------------------------|--------------------------------|
| Formação (fios) | 61 | 45/7 |
| Diâmetro Total (mm) | 36,90 | 38,20 |
| Seção Transversal (mm ²) | 805,36 | 805,54 |
| Peso (kgf/m) | 2,2204 | 2,6670 |
| Carga de Ruptura (kgf) | 12.195 | 19.100 |
| Módulo de Elasticidade Inicial (kgf/mm ²) | 3.340 | 5.414 |
| Módulo de Elasticidade Final (kgf/mm ²) | 5.625 | 6.679 |
| Coeficiente de Dilatação Térmica Inicial (°C ⁻¹) | 23×10^{-6} | $20,9 \times 10^{-6}$ |
| Coeficiente de Dilatação Térmica Final (°C ⁻¹) | 23×10^{-6} | $20,9 \times 10^{-6}$ |
| Resistência Elétrica a 50°C em CC (Ω /km) | 0,03955 | 0,03988 |

4.0 - ESTUDOS DE COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO E DETERMINAÇÃO DA FAIXA DE PASSAGEM

Os estudos de coordenação de isolamento e de determinação da faixa de passagem foram desenvolvidos de forma conjugada com os estudos para definição da distância polo-polo e de verificação dos gradientes de superfície nos cabos condutores e para-raios, de modo que os resultados atendessem aos requisitos técnicos estabelecidos no edital da ANEEL para o projeto da LT ± 800 kV Xingu – Estreito, e que se obtivessem soluções técnico-econômicas adequadas para a geometria da cabeça das estruturas e para o dimensionamento estrutural de todas as torres que compõem a série de estruturas a ser empregada na LT.

4.1 Número de Isoladores

Como requisito de isolamento das cadeias de isoladores, o edital estabeleceu que a distância de escoamento mínima deveria considerar o nível de poluição da região de implantação da LT, não podendo, entretanto, ser adotado valor inferior a 30 mm/kV. Consideradas as características da região da LT ± 800 kV Xingu – Estreito, a distância mínima de escoamento foi estabelecida com o valor mínimo exigido pelo edital, ou seja, 30 mm/kV.

As cadeias foram compostas com isoladores de vidro especificamente projetados para linhas de corrente contínua, tendo resistência eletromecânica de 320 kN, disco com diâmetro de 360 mm, passo de 195 mm e distância de escoamento individual de 645 mm. Com tais características individuais, bem como considerando a tensão máxima operativa de 830 kV, obteve-se a quantidade de 39 isoladores para compor a cadeia de suspensão típica. As cadeias de ancoragem são compostas de 4 pencas de 41 isoladores cada.

4.2 Cálculo das Sobreensões e dos Espaçamentos Polo-Terra Correspondentes

O dimensionamento dos espaçamentos elétricos das estruturas é realizado de forma a garantir adequados padrões de segurança e a assegurar o atendimento aos requisitos mínimos estabelecidos no edital da ANEEL, considerando as sobreensões previstas tanto na tensão máxima operativa quanto nas ocorrências de faltas na LT.

Na tensão máxima operativa, estabelecida em 830 kV (tensão contínua), a definição da suportabilidade elétrica dos espaçamentos tem como parâmetro a tensão polo-terra com 50% de probabilidade de ocorrência de descarga

($V_{50\%}$), definida como aquela situada 3 desvios padrão da distribuição das tensões disruptivas acima da tensão máxima operativa (desvio padrão igual a 3%), considerando os fatores de correção atmosféricos para as 3 zonas climáticas. Os resultados para o isolamento à tensão máxima operativa são mostrados na Tabela 4 a seguir.

Tabela 4 – Isolamento à Tensão Máxima Operativa

| Descrição | Trecho 1 | Trecho 2 | Trecho 3 |
|---|----------|----------|----------|
| Ângulo de balanço da cadeia de isoladores (graus) | 32 | 35 | 40 |
| Tensão crítica $V_{50\%}$ (kV) | 904 | 961 | 1.038 |
| Distância mínima polo-terra (m) | 1,77 | 1,88 | 2,03 |

Nas ocorrências de faltas, especificamente os curto-circuitos polo-terra em um dos polos da LT, a definição da suportabilidade dos espaçamentos é realizada através da verificação das sobretensões que aparecem no polo que permanece em operação (polo são). Para os estudos de verificação das sobretensões no polo são durante um curto-circuito polo-terra, segmentou-se a linha em 8 trechos de mesma extensão e simularam-se curtos-circuitos em 9 pontos, sendo que a Figura 3 ilustra o perfil de sobretensões ao longo da linha para a condição nominal de operação e para a linha modelada com parâmetros dependentes da frequência.

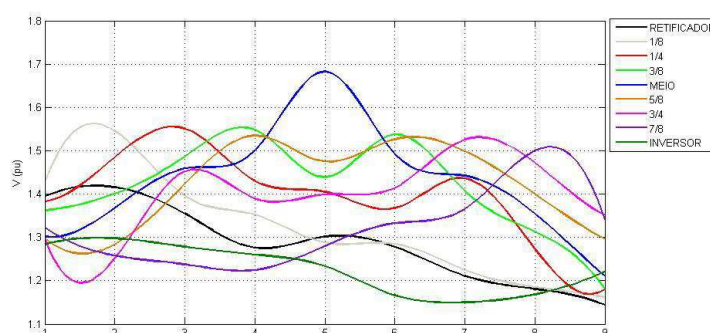


FIGURA 3
Sobretensões Durante a Ocorrência de Faltas na LT

A partir dos perfis de sobretensões da Figura 3, obtiveram-se os valores de 1,55 pu, 1,66 pu e 1,52 pu para o cálculo das tensões de surto dos trechos 1, 2 e 3 da LT, respectivamente. As tensões polo-terra com 50% de probabilidade de ocorrência de descarga ($V_{50\%}$) foram calculadas com 3 desvios padrão de 5% acima da correspondente tensão de surto. Os resultados para o isolamento frente às sobretensões por faltas na LT encontram-se na Tabela 5.

Tabela 5 – Isolamento Frente às Sobretensões por Faltas

| Descrição | Trecho 1 | Trecho 2 | Trecho 3 |
|---|----------|----------|----------|
| Ângulo de balanço da cadeia de isoladores (graus) | 20 | 22 | 22 |
| Tensão de surto V_S (kV) | 1.240 | 1.328 | 1.216 |
| Tensão crítica $V_{50\%}$ (kV) | 1.460 | 1.615 | 1.540 |
| Distância mínima polo-terra (m) | 3,53 | 4,18 | 3,86 |

Para o cálculo do risco de falha polo-terra, foram utilizados os valores de 1,72 pu, 1,77 pu e 1,66 pu nos trechos 1, 2 e 3, respectivamente, resultantes das simulações com parâmetros constantes com a frequência, e as distâncias polo-terra definidas para atender aos limites prescritos para o campo elétrico e a corrente iônica, encontrando-se um risco de falha para toda a linha de $7,37 \times 10^{-4}$, cumprindo assim o requisito do edital da ANEEL (risco $\leq 10^{-3}$).

4.3 Espaçamento Polo-Polo e Largura da Faixa de Passagem

A distância polo-polo foi basicamente obtida dos estudos relativos ao campo elétrico e à corrente iônica dentro da faixa de servidão da LT e nos seus limites, considerando os gradientes máximos na superfície dos cabos, dada a configuração do feixe e o condutor selecionado, conjugados com as análises relativas às alturas das estruturas, ao comprimento de suas mísulas e à largura da faixa de servidão ao longo de toda a LT. A Tabela 6 a seguir

apresenta os resultados dos estudos de campo elétrico, corrente iônica, rádio-interferência e ruído audível, bem como os valores limites que devem ser respeitados.

Tabela 6 - Campo Elétrico (CE), Corrente Iônica (CI), Rádio-interferência (RI) e Ruído Audível (RA)

| Parâmetro | Trecho 1 | Trecho 2 | Trecho 3 | Limite Especificado |
|---|----------|----------|----------|---------------------|
| CE máximo no interior da faixa (kV/m) | 37,48 | 37,48 | 37,48 | 40 |
| CE no limite da faixa (kV/m) | 9,68 | 9,68 | 8,40 | 10 |
| CI máxima no interior da faixa (nA/m ²) | 99,35 | 99,35 | 99,35 | 100 |
| CI no limite da faixa (nA/m ²) | 2,76 | 2,76 | 1,91 | 5 |
| RI no limite da faixa (dB/μV/m) | 33 | 33 | 33 | 42 |
| RA no limite da faixa (dBA) | 42 | 42 | 42 | 42 |

Obs.: 1) CE na superfície do solo, considerando as cargas espaciais e sem vento; 2) CI na superfície do solo; 3) RI e RA a 1m de altura do solo em tempo bom.

Os resultados mostrados na Tabela 6, que tiveram como premissa atender aos limites especificados, determinaram a definição dos valores de distância polo-polo e largura da faixa de passagem expostos na Tabela 7.

Tabela 7 – Distância Polo-Polo e Largura da Faixa de Passagem

| Descrição | Trecho 1 | Trecho 2 | Trecho 3 |
|----------------------------------|----------|----------|----------|
| Distância polo-polo (m) | 19,80 | 19,80 | 19,80 |
| Largura da faixa de passagem (m) | 100 | 100 | 110 |

4.4 Campo Elétrico Superficial nos Cabos Condutores e Para-raios

Os estudos do campo elétrico superficial nos cabos condutores que compõem cada polo e nos cabos para-raios (EHS 3/8" e OPGW 13,4) determinam a verificação do atendimento aos requisitos de corona visual. De acordo com o edital da ANEEL, o gradiente superficial deve ser limitado de modo a garantir que os condutores e ferragens associadas não apresentem corona visual em 90% do tempo, para as condições atmosféricas predominantes na região atravessada pela LT. Os resultados encontrados estão resumidos na Tabela 8, sendo que o máximo CE nos polos negativo e positivo corresponde ao maior valor obtido entre os 6 subcondutores.

Tabela 8 - Campo Elétrico Superficial (CE) nos Condutores e Para-raios

| Parâmetro | Trecho 1 | Trecho 2 | Trecho 3 |
|--|----------|----------|----------|
| Máximo CE no polo negativo (kV/cm) | 24,3 | 24,3 | 24,3 |
| Máximo CE no polo positivo (kV/cm) | 24,3 | 24,3 | 24,3 |
| - CE crítico nos polos (kV/cm) | 27,7 | 27,2 | 26,1 |
| - 95% do CE crítico nos polos (kV/cm) | 26,3 | 25,8 | 24,8 |
| CE no para-raios EHS 3/8" (kV/cm) | 26,6 | 26,6 | 26,7 |
| - CE crítico no para-raios EHS 3/8" (kV/cm) | 32,7 | 32,1 | 30,9 |
| - 95% do CE crítico no para-raios EHS 3/8" (kV/cm) | 31,1 | 30,5 | 29,4 |
| CE no OPGW 13,4 (kV/cm) | 19,5 | 19,5 | 19,6 |
| - CE crítico no OPGW 13,4 (kV/cm) | 31,1 | 30,5 | 29,4 |
| - 95% do CE crítico no OPGW 13,4 (kV/cm) | 29,6 | 29,0 | 27,9 |

4.5 Espaçamento para Manutenção em Linha Viva e Isolamento Polo-Estai

As distâncias consideradas para manutenção em linha viva e para o isolamento polo-estai tomaram como base a publicação do EPRI "Transmission Line Reference Book HVDC to 600 kV", edição de 1977 (3), considerando-se uma extrapolação das curvas do fator de saturação para se obter as distâncias relativas à tensão máxima operativa de 830 kV, o que resultou nas distâncias mínimas polo-terra (d_{PT}) indicadas na Tabela 9.

Tabela 9 – Distâncias Mínimas para Manutenção em Linha Viva e Polo-Estai

| Descrição | d _{PT} |
|------------------------------|-----------------|
| Distância polo-estrutura (m) | 6,40 |
| Distância polo-estai (m) | 6,00 |

4.6 Desempenho a Surtos Atmosféricos

Apesar das grandes alturas das estruturas, as cadeias formadas com 39 isoladores deram à LT um desempenho satisfatório de menos de 0,4 desligamento/100 km/ano frente às descargas atmosféricas indiretas, considerando um nível cerâmico de 120 dias de trovoadas por ano. Ressalta-se que tal nível cerâmico é conservativo se comparado aos valores de 90, 115 e 90 efetivamente obtidos para os Trechos 1, 2 e 3, respectivamente. Entretanto, tendo em vista a importância desta LT para o Sistema Elétrico Brasileiro e o bom desempenho alcançado, preferiu-se trabalhar com o valor mais conservativo. Para o cálculo do desempenho, utilizou-se o programa Flash, obtendo-se os resultados resumidos na Tabela 10.

Tabela 10 – Taxa de Desligamentos por 100 km por Ano

| Descargas Diretas | Critério ANEEL | Descargas Indiretas | Total | Critério ANEEL |
|-------------------|----------------|---------------------|-------|----------------|
| Zero | $\leq 10^{-2}$ | 0,37 | 0,37 | ≤ 1 |

4.7 Geometria da Cabeça da Estrutura Típica

Os resultados dos estudos descritos nos itens 4.1 a 4.6 determinaram a geometria da cabeça da estrutura de suspensão estaiada típica, que, conservativamente, foi considerada comum aos 3 trechos da LT, sendo essa geometria ilustrada na Figura 4 a seguir.

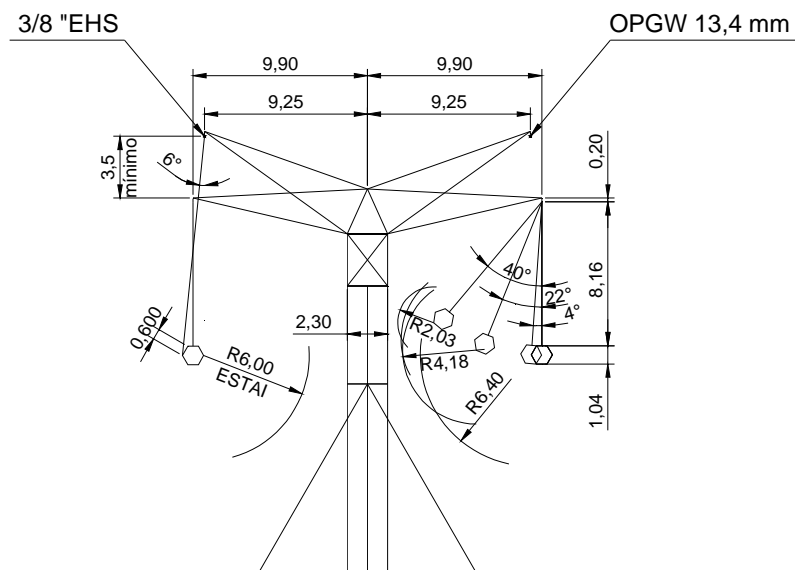


FIGURA 4 - Geometria da Cabeça da Estrutura de Suspensão Estaiada Típica

5.0 - DEFINIÇÃO DA SÉRIE DE ESTRUTURAS

5.1 Tipos de Estruturas

Conforme mencionado anteriormente, face à diversidade climática ao longo da LT, foram estabelecidas 3 zonas de vento, às quais corresponderam 3 trechos da linha de transmissão e uma série de estruturas especificamente dimensionada para cada um dos trechos, com apenas algumas estruturas de utilização comum em toda a LT.

A exemplo da premissa adotada para os dois bipolos de ± 600 kV do Sistema de Transmissão do Madeira, também neste projeto a divisão da linha de transmissão por zonas climáticas, conforme indicado no item 2 deste Informe Técnico, associada ao criterioso estabelecimento das distâncias mínimas das partes energizadas a qualquer elemento estrutural aterrado, foi fundamental na otimização do projeto das estruturas.

A Tabela 11 descreve as principais características da série de estruturas empregada no projeto da LT ± 800 kV.

Tabela 11 – Características da Série de Estruturas

| Estrutura | Tipo | Trecho | Vão de Vento (m) | Ângulo Máximo | Altura Máxima (m) |
|-----------|-----------------------------------|--------|------------------|---------------|-------------------|
| EL81 | Suspensão Leve Estaiada | 1 | 575 (0°) | 1° | 57,5 |
| EM81 | Suspensão Média Estaiada | 1 | 650 (0°) | 1° | 68,0 |
| SM81 | Suspensão Média Autoportante | 1 | 650 (0°) | 1° | 68, 0 |
| SA81 | Suspensão Alta Autoportante | 1 | 650 (0°) | 1° | 86,0 |
| EL82 | Suspensão Leve Estaiada | 2 | 575 (0°) | 1° | 57,5 |
| EM82 | Suspensão Média Estaiada | 2 | 650 (0°) | 1° | 68,0 |
| SM82 | Suspensão Média Autoportante | 2 | 650 (0°) | 1° | 68, 0 |
| EL83 | Suspensão Leve Estaiada | 3 | 550 (0°) | 1° | 54,5 |
| EM83 | Suspensão Média Estaiada | 3 | 650 (0°) | 1° | 65,0 |
| SM83 | Suspensão Média Autoportante | 3 | 650 (0°) | 1° | 65, 0 |
| EP8 | Suspensão em Ângulo Estaiada | Todos | 700 (0°) | 5° | 54,5 |
| SP8 | Suspensão em Ângulo Autoportante | Todos | 800 (0°) | 8° | 68,0 |
| AM8 | Ancoragem Autoportante | Todos | 450 (30°) | 30° | 54,5 |
| AT8 | Ancoragem e Terminal Autoportante | Todos | 350 (60°) | 60° | 48,5 |

Obs.: As alturas máximas indicadas correspondem àquelas entre a parte inferior da mísula e o solo.

5.2 Pesos das Estruturas

Os ante-projetos das estruturas típicas EL81, EL82 e EL83 apresentaram os pesos estimados para suas alturas máximas descritos na Tabela 12, não considerando os pesos dos estais.

Tabela 12 – Pesos Estimados das Estruturas Estaiadas Típicas (Alturas Máximas)

| Estrutura | Peso (kgf) |
|-----------|------------|
| EL81 | 11.734 |
| EL82 | 12.575 |
| EL83 | 12.724 |

6.0 - CONCLUSÃO

Conforme ressaltado neste Informe, a divisão do traçado por trechos caracterizados pelas respectivas zonas climáticas e o emprego do feixe constituído de 6 subcondutores do tipo CA de bitola 1590 kcmil, código “Coreopsis”, associados aos critérios elétricos e mecânicos adotados para a definição dos espaçamentos polo-polo e polo-terra, assim como aos demais aspectos aqui descritos, contribuíram de forma decisiva para a concepção do projeto da LT ±800 kV Xingu – Estreito, dotando seus componentes de adequados conceitos de segurança operativa e eficaz atendimento aos requisitos estabelecidos pela ANEEL.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) Relatório R2 EPE-DEE-RE-062_2013-Rev 1 – Detalhamento HVDC Elo CC Belo Monte

(2) Anexo 6AB do Edital de Leilão da ANEEL nº 011/2013





(3) Transmission Line Reference Book HVDC TO ± 600 kV, 1977

(4) Fernandes, J. H. M.; Araújo, M. C.; Vasconcellos, R. A.; Cintra, J. O.; Dutra, J. F.; Quintiliano, A.; Félix, S. M. M. – Definição de Estrutura para Aplicação na Linha de Transmissão em Corrente Contínua ±600 kV Coletora Porto Velho – Araraquara 2 – Bipolo 2 – XV ERIAC – 2013

(5) Araújo, M. C.; Fernandes, J. H. M.; Vasconcellos, R. A.; Cintra, J. O.; Dutra, J. F.; Quintiliano, A.; Nolasco, J. F. – Comparação de Alternativas de Cabos Condutores para o Bipolo 2 ±600 kV Coletora Porto Velho – Araraquara 2 – XIV ERIAC – 2011

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

| | |
|---|--|
|  | <p>Marcos César de Araújo – Nascido em Santos/SP em 1957, graduou-se em Engenharia Elétrica em 1981 pelo Instituto Superior de Educação Santa Cecília, atual Universidade Santa Cecília, em Santos. Sempre atuando na área de projetos de linhas de transmissão, trabalha desde 1987 na Eletrobras Eletronorte, participando de diversos e importantes empreendimentos do setor elétrico. Desde 2003, exerce o cargo de gerente da área de projetos de linhas de transmissão da Eletrobras Eletronorte. Atualmente também ocupa a função de secretário do Comitê de Linhas Aéreas do Cigré-Brasil.</p> |
|  | <p>José Henrique Machado Fernandes - Nascido em Itajubá/MG em 1954. Graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade de Brasília - UnB em 1978. Especialização em Controle de Sistemas Elétricos pela Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC em 1980. Engenheiro da Eletronorte desde 1979, atuando na Área de Planejamento de Sistemas Elétricos, com enfoque nos estudos Elétricos e de Dimensionamento de Linhas de Transmissão. Gerente da Divisão de Estudos de Equipamentos de 1991 a 1995. Gerente do Departamento de Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos, de 1995 a 1996. Superintendente de Planejamento da Expansão de 1996 a 2003. Assistente da Diretoria de Planejamento e Engenharia de janeiro de 2003 a 2008. Gerente da Assessoria de Coordenação de Implantação de Empreendimentos de Transmissão desde 2008.</p> |
|  | <p>Alcedo Quintiliano - Nascido no Rio de Janeiro/RJ em 1953, graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Veiga de Almeida – RJ em 1978. Atuou em estudos e projetos de Linhas de Transmissão como estagiário na Montreal Engenharia (1975 a 1978), como engenheiro na IESA (1979 a 1985), como engenheiro na Main Engenharia SP/RJ (1986 a 1992), como diretor na SAT Engenharia (1992 a 1999), como gerente de projeto na Marte (1999 a 2009), como gerente de projeto/contrato na SNC Lavalin (2010 a 2013). Desde 2013 atua como consultor na ENGEPRO Engenharia, que fornece estudos e projetos para linhas de transmissão e subestações.</p> |
|  | <p>Kleber Ribeiro dos Santos – Nascido em Belo Horizonte/MG em 1960, graduou-se em Engenharia Elétrica na UFMG em 1985. Atua desde 1986 na Leme Engenharia, no setor de projetos de Linhas de Transmissão, onde, a partir de 1992, tornou-se gerente de projetos. Fez o curso de especialização em Engenharia Econômica na FDC em 2000 e desde 2012 é o gestor da Unidade de Negócios Linhas de Transmissão da Leme.</p> |
|  | <p>José Luiz Nunes Michelini Filho – Nascido em Divinópolis/MG em 1982, graduou-se em Engenharia Elétrica na UFMG em 2006. Possui MBA em Gestão Estratégica de Projetos, concluído em 2009 no Centro Universitário UNA-BH. Atua desde 2005 na Leme Engenharia, no setor de projetos de Linhas de Transmissão, e atualmente ocupa o cargo de Coordenador de Projetos.</p> |

| | |
|---|---|
|  | Hudson Wagner Caetano da Silva – Nascido em Belo Horizonte/MG em 1963, graduou-se em Engenharia Elétrica na PUC-MG em 1991. É o gestor da Unidade de Negócios de Sistemas Elétricos, Gerente de Projetos de Linhas de Transmissão e Diretor de Energia do SINAENCO-MG. |
|  | Rodrigo Gonçalves Noel – Nascido em Petrópolis/RJ em 1979, graduou-se em Engenharia Elétrica na UCP em 2004. Atua desde 2004 na Fluxo Engenharia, no setor de projetos de Linhas de Transmissão, e atualmente ocupa o cargo de Gerente de Linhas de Transmissão. |
|  | Bruno de Souza Perro – Nascido em Três Rios/RJ em 1983, graduou-se em Engenharia Elétrica na UFRJ em 2008. Atua desde 2006 na Fluxo Engenharia, no setor de projetos de Linhas de Transmissão, e atualmente ocupa o cargo de Engenheiro de Linhas de Transmissão. |
|  | Paulo Celso Pamplona Silva Júnior – Nascido em Curitiba/PR em 1975, graduou-se em Engenharia Civil pela UFPR em 1998. Atua na área desde 2000 e exerce o cargo de Gerente Civil de Linhas de Transmissão e Subestação de Energia Elétrica desde 2008 na Fluxo Engenharia, no setor de projetos. Fez os cursos de mestrado e doutorado na Engenharia Civil pela UFSC em 2000 e 2005, respectivamente. |