



GRUPO DE ESTUDO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO - GLT

LPNE 500 KV , 1850 MW, COM ARRANJO DOS FEIXES EM DELTA INVERTIDO E CADEIAS V DE DUPLA ANCORAGEM EM SUPORTE "CROSS ROPE"

JOÃO IGNÁCIO DA SILVA FILHO;VICTOR SIMIÃO(1);MARCELO ANTONIO RAVAGLIO(1);DARCY RAMALHO DE MELLO(2);EDEMIR LUIZ KOWALSKI(1);LUIZ FELIPE RIBEIRO BARROZO TOLEDO(1);RENATO DE ARRUDA PENTEADO NETO(1);MÁRCIO TONETTI(3);RAFAEL TERPLAK BEE(3);FERNANDO CHAVES DART;JOÃO BORBA(1) LACTEC(1);DM CONSULTORIA(2);COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.(3)

RESUMO

O IT reporta o desenvolvimento de Linha de Potência Natural Elevada (LPNE) com potência de 1850MW em 525kVCA. Considerou-se diversas LPNE e a solução com menor peso dos condutores, largura da faixa de passagem e altura da torre de suspensão foi uma configuração com feixes elípticos de 8 subcondutores, ACSR HAWK ou CAL1120 550/19, dispostos em nabla, cadeias de isoladores "VVV" e torre de suspensão cross-rope com dois pontos de amarração das cadeias em cada mastro. Os ensaios de suportabilidade em ar e das cadeias de isoladores, RIV, CE superficial e manutenção em linha viva foram realizados no Laboratório de Alta Tensão do LACTEC.

PALAVRAS-CHAVE

Linha de Potência Natural Elevada (LPNE), configuração nabla, feixes elípticos com 8 subcondutores, torre *cross-rope* com cadeias fixadas em 2 pontos de cada mastro, ensaios em laboratório de Alta Tensão

1.0 INTRODUÇÃO

A crescente demanda por energia elétrica contribuiu para alavancar vários trabalhos sobre técnicas que aumentam a capacidade de transmissão das LT. Estas técnicas procuram garantir a confiabilidade da operação da LT, reduzir as perdas, a área de solo ocupada (faixa de passagem ou servidão) e o impacto ambiental, atendendo aos requisitos estabelecidos por normas como: altura entre condutor-solo e os níveis de campo eletromagnético e interferências nas regiões adjacentes à LT.

Entre as técnicas desenvolvidas para aumentar a capacidade de transporte de LT têm-se empregado feixes de maiores dimensões que os convencionais com maior acoplamento eletromagnético entre as fases maiores. Feixes com configurações convencionais têm sido aplicados desde a sua concepção para LT em CA e CC e são aqueles em que os cabos condutores são igualmente espaçados dispostos num círculo. No Brasil, na grande maioria dos projetos de LT adota um espaçamento entre subcondutores de 457,2 mm (18"). Feixes não convencionais são empregados em transmissão em CA, admitindo os condutores dispostos assimetricamente ao redor das mais variadas formas geométricas, sendo a da elipse a mais utilizada. Como exemplo de aplicação de configuração de feixes não convencionais, cita-se as linhas com potência natural elevada – LPNE. Observa-se que os modelos de cálculo usuais para dimensionamento de LTs não são aplicáveis às configurações de feixes não convencionais ^[1,2,3]. A capacidade de uma LT depende das suas propriedades e do sistema no qual é integrante. Dependendo do comprimento, certos fatores tornam-se dominantes. A capacidade de linhas longas (> 100 km) podem ser associadas com sua potência característica, ou SIL. esta relação é conhecida como curva de St. Clair, sendo que para uma linha de 480 km a sua capacidade de transmissão será igual ao SIL. Linhas mais curtas, em torno de 160 km, podem obter uma ordem de 2 pu do SIL. Esta relação é característica das linhas aéreas, em 60 Hz, e surge da teoria da propagação das ondas eletromagnéticas.

Dependendo do padrão de qualidade de energia, o comprimento teórico de 480 km pode não ser adequado devido à queda de tensão entre as barras, chegando-se assim ao limite prático, usual no Brasil, de 300 a 350 km entre as subestações. A otimização da linha permite elevar o SIL e proporcionalmente a capacidade de transmissão para uma faixa específica de comprimento (100 a 350 km). Aplicações próximas dos limites devem ser estudados caso a caso. Não obstante, a capacidade da linha é relativa ao regime permanente, devendo ser visto o seu desempenho transitório, particularmente ao se elevar a capacitância e *line charging*.

O Programa de Expansão da Transmissão (PET) prevê investimentos até 2024 da ordem de R\$ 21 bilhões referentes a instalações novas (linhas de transmissão e subestações) e R\$ 6 bilhões referentes a ampliações ou reforços de equipamentos instalados. Parte desses recursos já foi investido e algumas LT foram projetadas empregando a metodologia de LPNE. Com o recurso restante, algumas das novas LT serão do tipo LPNE, pois permitem maior capacidade de transporte de energia a custos relativos menores quando comparadas com projetos tradicionais. A

redução de custos deve-se, principalmente, ao maior acoplamento entre as fases e consequentemente uma maior compactação da LT. O conceito de LPNE permite, também, que os parâmetros elétricos de uma LT sejam sintonizados em função das características do sistema elétrico de uma determinada região.

No Brasil está em operação uma LPNE com capacidade de transmissão de 1670MW em 500kVCA. Na busca de uma LT com maior capacidade de transporte, a COPEL e o LACTEC estão desenvolvendo um projeto de P&D com o objetivo de desenvolver uma LPNE com capacidade de 1850MW em 525kVCA. O P&D aborda a concepção da configuração de feixes de condutores, da torre de sustentação e dos ensaios de desempenho em laboratório de alta tensão; em um próximo P&D será proposta a construção de uma linha piloto.

No P&D foram estudadas diversas configurações de feixes elípticos, com 6 e 8 subcondutores, dispostos na horizontal e em delta invertido (nabla) em torres monomastros e cross-rope, considerando os cálculos dos parâmetros elétricos, gradiente superficial dos condutores, largura da faixa de passagem, campo elétrico, campo magnético, radiointerferência e ruído audível ao nível do solo ao longo da faixa de passagem e a forma de fixação da cadeia de isoladores na torre. Os balizadores para classificar as soluções mais atrativas foram critérios técnicos que levaram em consideração o condutor com menor diâmetro e peso, a menor altura de torre de suspensão e a menor largura da faixa de passagem. O forte acoplamento eletromagnético entre as fases na configuração ∇ permite o uso de menores dimensões de feixes, distâncias fase-fase e larguras de faixa de passagem. As configurações, horizontal e ∇ , consideradas não permitem plano terra entre as fases e, portanto, devem ser usadas com torres do tipo cross-rope.

2.0 - DADOS CONSIDERADOS NO ESTUDO

As fontes dos dados utilizados nos estudos foram: documentos do LACTEC e da COPEL [4], normas técnicas, resoluções governamentais e Leilão da Transmissão ANEEL 02/2017 Lote 01 [3]. Além dos dados dessas fontes, foram adotados valores característicos para algumas variáveis (ver Tabelas 1 a 4).

TABELA 1. Dados da LT

Grandeza	Valor
tensão nominal entre fases (kV)	525
tensão máxima entre fases (kV)	550
SIL (MW)	1850
vão médio (m)	500
corrente longa duração (A)	3515
corrente curta duração (A)	4000
vão peso / vão vento	0,7
distância mínima cabo-solo (m)	12,82

TABELA 2. Dados ambientais

Grandeza	Valor
altitude (m)	950
temperatura média do ar (°C)	22
temperatura máxima médias anuais (°C)	25
velocidade do vento para balanço (km/h)	130
vento para temperatura condutor (m/s)	1
radiação solar (W / m ²)	1000
resistividade do solo (Ω m)	1000
DRA (90% exclusão)	0.9

TABELA 3. Limites definidos em normas e resoluções governamentais

Grandeza	Valor
CE no limite da faixa (kV/m)	4,1666
CM no limite da faixa (μ T)	83,3
RI no limite da faixa (dB/1uV/m)	42
RI no limite da faixa (dB(A))	58
CE no interior da faixa (kV/m)	8,333
CM no interior da faixa (μ T)	420

TABELA 4. Outros dados

Grandeza	Valor
relação entre campos elétricos superficial máximo e crítico do subcondutor (pu)	0,95
fator de superfície do condutor (corona)	0,82
tensão EDS cabo condutor (% da tensão de ruptura)	20
tensão EDS cabo para-raios (% da tensão de ruptura)	16

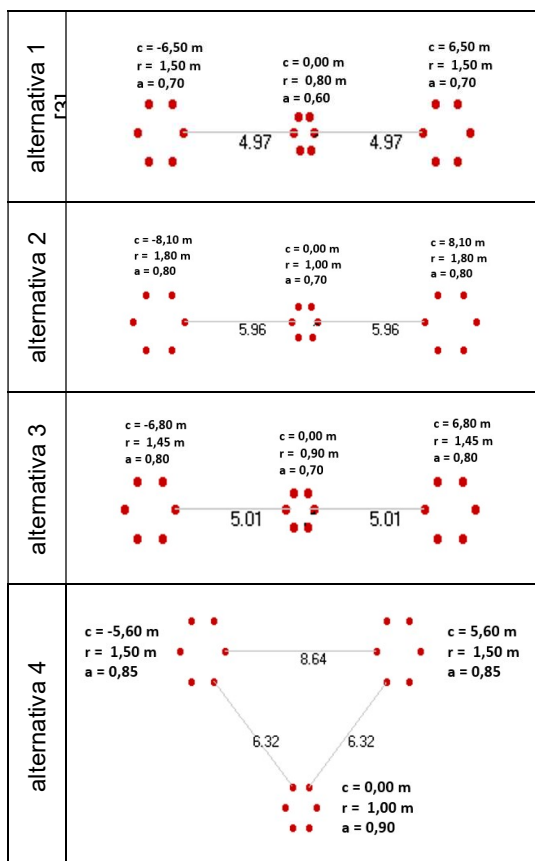
Foi considerada a densidade relativa do ar (DRA) igual a 0,90 pu, para uma exclusão de 90%. Para locais com altitude acima de 1000 m é provável que a DRA seja próxima de 0,88, o que pode levar ao uso de condutor com maior diâmetro

3.0 - CONFIGURAÇÕES ESTUDADAS

As dimensões de algumas das configurações de feixes estudadas estão apresentadas nas figuras dos Quadros 1 e 2, considerando, respectivamente, feixes elípticos com 6 e 8 sub condutores em arranjos horizontal e ∇ . Nessas figuras estão descritas as distâncias entre os centros das elipses (c), o raio maior (r) e a assimetria da elipse (a) e a menor distância entre os condutores de fases diferentes. Para cada uma dessas configurações foram determinados os condutores com menores diâmetros das famílias CAA (ACSR) e CAL 1120 (AAAC), que atendem todos os critérios

e limites técnicos especificados para o projeto. Na Tabelas 5 estão apresentadas as principais características das configurações com 6 e 8 subcondutores.

QUADRO 1. Configurações com 6 subcondutores



QUADRO 2. Configurações com 8 subcondutores

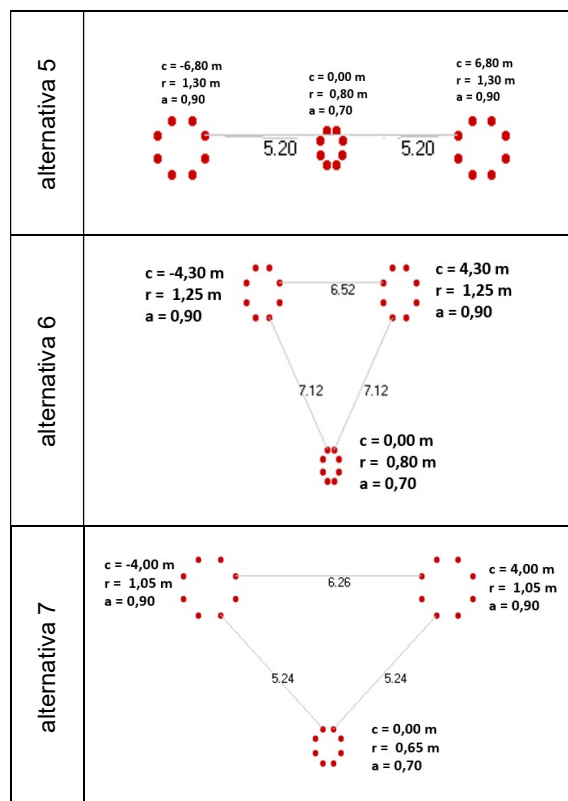


TABELA 5. Grandezas das alternativas com 6 e 8 subcondutores

	6 subcondutores							8sub condutores					
	ACSR				CAL 1120			ACSR			CAL 1120		
alternativa	1	2	3	4	2	3	4	5	6	7	5	6	7
SIL (MW)	1850	1851	1866	1860	1855	1874	1850	1894	1894	1894	1907	1844	1874
código – MCM	DRAKE – 795				900/ 37	944/ 61	900/ 37	HAWK – 477			550/19	516/37	550/19
altura condutor mais alto (m)	34,7	35,9	34,9	41,2	36,6	35,9	42,0	34,2	41,7	38,9	35,5	42,4	40,2
faixa passagem (m)	67,4	71,8	68,8	51,6	73,1	67,9	54,7	59,9	49,5	48,6	63,7	51,8	52,1

3.1 Comentários sobre as alternativas de configurações estudadas

- Nas configurações com feixes de 6 subcondutores, o condutor do tipo CAA com menor diâmetro que atende os critérios definidos no projeto da LT é o DRAKE 795 MCM. Para condutor tipo CAL 1120 as configurações não apontaram para um único condutor; dependendo da configuração os condutores indicados foram 900 MCM com 37 fios e 944 MCM com 61 fios.
- Nas configurações com feixes de 8 subcondutores, o condutor do tipo CAA com menor diâmetro que atende os critérios definidos no projeto da LT é o HAWK 477 MCM. Para condutor tipo CAL 1120 as configurações não apontaram para um único condutor; dependendo da configuração os condutores indicados foram 550 MCM com 19 fios e 516,2 MCM com 37 fios.
- A altura do condutor mais alto na configuração horizontal é menor que na configuração nábila; enquanto a largura de faixa de passagem é maior.

- Mesmo com um maior número de subcondutores, o peso total dos cabos nos feixes com 8 subcondutores são menores do que os com 6 subcondutores, o que pode influenciar no custo total dos condutores e num menor esforço mecânico nas torres oriundos do peso total dos condutores.
- Tanto nos feixes com 6 subcondutores como nos feixes com 8 subcondutores, para uma mesma configuração as alturas das torres para o CAL 1120 são pouco maiores que as dos cabos CAA, devida às temperaturas e flechas dos condutores.
- Por serem mais leves o balanço dos cabos condutores CAL 1120 são maiores que os CAA, o que pode levar a uma maior largura de faixa de passagem quando esta é dimensionada pelo critério de balanço dos cabos condutores.

3.2 Configuração escolhida para continuidade dos estudos

Para a consecução do dimensionamento da LPNE a ser usada na construção de uma Linha Experimental e em aplicações em futuros leilões da ANEEL, foi selecionada a configuração nomeada de alternativa 6 no Quadro 2. É uma configuração com os feixes de 8 subcondutores com arranjo em *nabla*. Tecnicamente, essa configuração traz consigo o ineditismo de sua aplicação em LTs no Brasil. Foi feita uma otimização dessa configuração, obtendo-se a configuração de feixes apresentada na Tabela 6 e na Figura 1.

TABELA 6. Dados da configuração *nabla* otimizada

Grandeza	Valor
distância entre os centros dos feixes das fases laterais e central (m)	3,90
distância entre os centros dos feixes das fases laterais (m)	7,80
distância entre os centros dos feixes laterais para o feixe central (m)	8,00
menor distância entre condutores de fases diferentes (m)	5,88
raio das fases laterais (m)	1,15
assimetria das fases laterais	0,90
raio da fase central (m)	0,80
assimetria da fase central	0,75
cadeia de isoladores	fixa

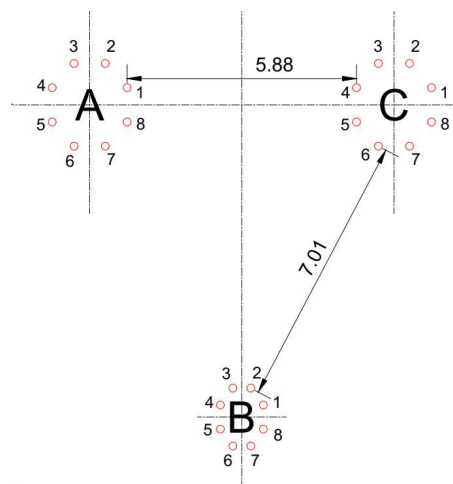


FIGURA 1. Configuração *nabla* otimizada

Na Figura 2 estão apresentados em forma de gráfico de barras o gradiente superficial, corrente, temperatura e flecha nos subcondutores de cada feixe. A numeração dos subcondutores utilizada nesses gráficos podem ser vistas na Figura 1. Para a Densidade Relativa do Ar (DRA) de 0,90, o campo elétrico crítico (CE crítico) é igual a 20,41 kV/cm e o limite máximo adotado no projeto (95% do CE crítico) é de 19,39 kV/cm, sendo que na configuração otimizada o CE nos subcondutores mais solicitados é de 19,01 kV/cm

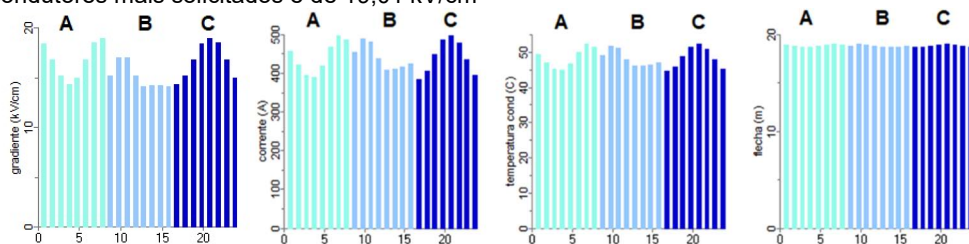


FIGURA 2. Gradiente superficial, corrente, temperatura e flecha dos subcondutores nos feixes

Na Figura 3 estão apresentados a variação com a distância até o centro da LT do CE no interior e no limite da faixa e do RI e RA no limite da faixa. O CE, RI e RA no limite da faixa são sempre menores que os valores máximos adotados no projeto, ou seja, para atender esses critérios a faixa tem 0 m de largura. Não estão aqui apresentados mas, o mesmo ocorre com o CM no interior e no limite da faixa. Para atender o critério de CE no limite da faixa, basta uma faixa com 20 m de largura. No estudo a faixa de 44,3 m foi definida pelo critério de ângulo de balanço dos cabos condutores.

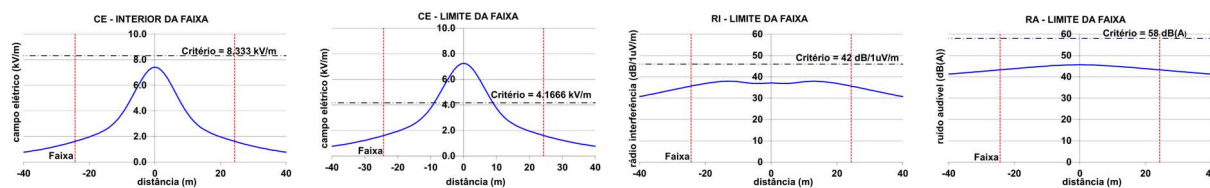


FIGURA 3. Variação com a distância ao eixo da LT do CE, RI e RA

4.0 - CADEIA DE ISOLADORES E ISOLAMENTO EM AR

Os isoladores empregados nas LT sejam de porcelana ou vidro temperado tipo disco ou composto, são parte importante no projeto da LT, requerendo a adoção de critérios técnicos que permitam o seu dimensionamento adequado e econômico, tanto na fase de projeto como na manutenção.

A escolha do tipo do isolador está associada ao critério de projeto da LT a ser considerado. Portanto, existem diversas variáveis que podem influenciar na escolha do isolador desde seu perfil, número de unidades por cadeia, material do dielétrico, suas características elétricas, mecânicas, etc. A configuração das cadeias de isoladores em “V” adotada no projeto permite o controle da posição do condutor em relação as partes aterradas. Além disso, há uma vantagem estrutural substancial no uso das cadeias de suspensão em “V” que é a redução da carga torcional em caso da ruptura da cadeia ou rompimento de condutor.

As sobretensões de impulso atmosférico e de manobra devem ser consideradas no dimensionamento da cadeia de isoladores para sistemas de 500 kV. As distâncias de isolamento necessárias para os impulsos de manobra podem ser calculadas levando em conta a altitude, a correção atmosférica, a magnitude da sobretensão devido à comutação, a tensão do sistema e os fatores de gap. O parâmetro fundamental é a distância de isolamento entre o cabo condutor, com seus acessórios, e as diversas partes aterradas da estrutura de sustentação da cadeia de isoladores, ou seja, as distâncias mínimas de segurança. Em seguida, vem o dimensionamento para as condições de poluição.

Inicialmente, é realizada a avaliação estrutural das cargas atuantes nos cabos de suspensão e nas cadeias de isoladores para determinar a carga mecânica dos isoladores. Com base nos estudos mecânicos realizados, determinou-se a carga solicitante máxima para cada configuração em estudo e comparou-se com a carga de ruptura existente no catálogo dos isoladores candidatos. No caso da configuração selecionada, foram escolhidos isoladores com 300 kN de carga mecânica de ruptura, 53% maior que o valor da carga solicitante máxima.

A cadeia foi dimensionada para uma severidade da poluição local como leve (distância de escoamento específica de 27,8 mm/kVΦ-T), correspondendo a 20 isoladores tipo disco. A vantagem da configuração selecionada é que caso seja necessário instalar a configuração em um ambiente com maior severidade da poluição local, podem ser acrescentados mais isoladores, para aumentar a distância de escoamento da cadeia, bastando reduzir o comprimento dos prolongadores olhal-olhal que prendem as cadeias na estrutura da torre.

5.0 - ISOLAMENTO EM AR FASE-TERRA

No dimensionamento de torre de LT, deve-se observar os isolamentos mínimos em ar, para que não ocorram disrupções na tensão de frequência industrial, em sobretensões de manobra e descargas atmosféricas, calculados para as condições referentes às três solicitações:

- Tensão na frequência industrial com balanço máximo da cadeia de isoladores;
- Sobretensão de manobra com balanço reduzido da cadeia de isoladores;
- Sobretensão atmosférica com balanço mínimo da cadeia de isoladores (sem vento ou vento muito fraco).

Inicialmente, no dimensionamento da cabeça da torre adotou-se os valores apresentados na Tabela 7. Todavia, conforme apresentado no Item 7.0, os ensaios de laboratório permitiram uma redução do espaçamento para as solicitações de sobretensão atmosférica e de manobra, e consequentemente uma maior aproximação dos mastros da torre.

TABELA 7. Ângulo de balanço da cadeia isoladores e espaçamento em ar FT

Condição operacional	Espaçamento fase-terra (m)	Ângulo de balanço (graus)
Tensão na frequência industrial	1,10	45
Sobretensão de manobra	2,20	29
Sobretensão atmosférica	3,60	4

6.0 - SILHUETA DA TORRE PARA SUSTENTAR OS FEIXES E CADEIAS ISOLADORES

A definição do arranjo de uma LT deve considerar:

- A disposição e localização dos feixes de condutores, para garantir as alturas necessárias para atender os critérios que definem a altura mínima de segurança condutor-solo e a faixa de passagem quanto às interferências devidas aos campos elétrico e magnéticos, rádio interferências e ruído audível.
- O grau de liberdade para a movimentação das cadeias de isoladores, que pode ser fixa ou móvel, que é considerado para definir a largura da faixa pelo critério de balanço dos condutores e as distâncias para atender as distâncias fase-fase e fase-terra.
- A disposição e localização dos cabos para-raios definidos pelos estudos de coordenação de isolamento.
- A possibilidade e facilidade de manutenção em linha viva.

Para atender o desempenho elétrico especificado para o projeto da LT no P&D, foi necessário desenvolver configurações de cabeças de torre com um forte acoplamento eletromagnético entre as fases, alcançado com o uso de pequenas distâncias entre as fases. Para atender essas distâncias a torre não pode ter plano terra entre as fases e, portanto, as torres de suspensão indicadas são do tipo cross-ropo. No decorrer dos estudos foram consideradas várias possibilidades de torres cross-ropo com cadeias em “III”, “IVI” e “VVV” e cadeias na horizontal entre as duas fases externas. Mas para eliminar o balanço das cadeias de isoladores pela ação do vento e os esforços de compressão nas cadeias horizontais, optou-se pelo uso das cadeias em “VVV”.

Após considerações de desempenho mecânico, convergiu-se para uma torre do tipo cross-ropo com as cadeias em “V” amarradas em 2 pontos de cada mastro da torre (ver Figura 4). Os estais inferiores representados pela linha tracejada são opcionais; no P&D a torre foi dimensionada considerando esses estais. O uso dessa solução é inédito no Brasil e quiçá no mundo, haja visto que na literatura encontrou-se algo semelhante apenas em torre monomastro [7] mas, que o seu uso na configuração do P&D implica em torres mais pesadas.

7.0 - ENSAIOS EM LABORATÓRIO

O dimensionamento da silhueta da torre cross-ropo considerou a distância mínima entre fase-terra de 3,60 m, o que atende as recomendações das normas técnicas para as distâncias mínimas de isolamento no ar e a possibilidade de manutenção em linha viva. Essa distância foi avaliada em ensaios no Laboratório de Alta Tensão do LACTEC para verificar a sua adequabilidade e sua possível diminuição com o objetivo de reduzir custos com a aproximação dos mastros da torre. Nos ensaios foram consideradas as distâncias fase-terra de 3,60 m e 3,17 m, conforme pode ser visto na silhueta da torre apresentada na Figura 5.

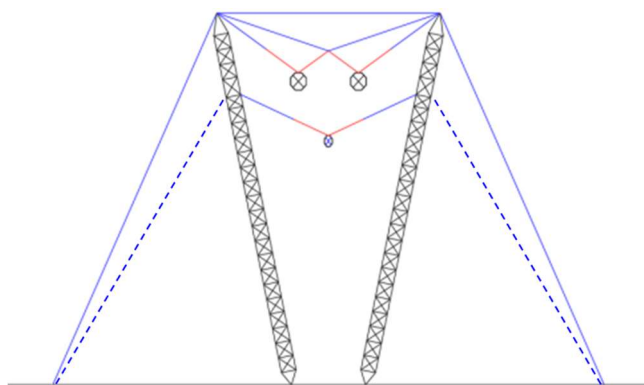


FIGURA 4. Torre *cross-ropo* com a configuração de feixes em nábula e cadeias “VVV”

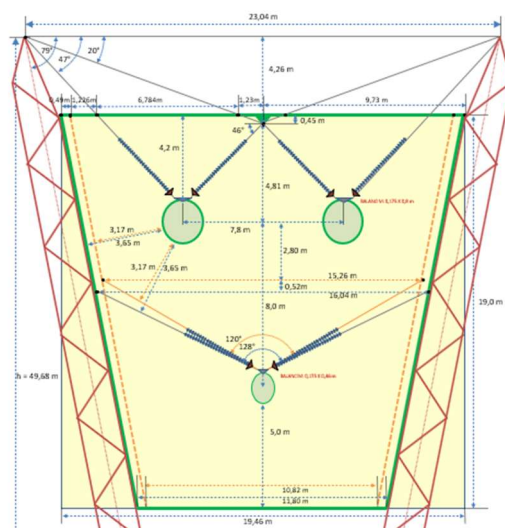


FIGURA 5. Silhueta da torre LPNE de 525 kV avaliada no laboratório de AT do LACTEC

Limitações nas dimensões do Laboratório de Alta Tensão do LACTEC (24 m x 32 m x 21 m) não permitiram montar o arranjo de ensaios de toda a cabeça da torre e nem a avaliação do arranjo em configuração trifásica. Pela simetria das fases laterais em relação ao centro da torre, optou-se por avaliar separadamente uma fase lateral e a fase central. Na Figura 6 estão apresentados o mock-up da fase lateral e do mock-up da fase central montados no laboratório. Foram avaliadas as suportabilidades para ensaios de impulso atmosférico, impulso de manobra, tensão de radiointerferência e corona visual, para cadeias formadas por 20 isoladores de vidro e isoladores compostos de comprimento similar. Considerou-se os níveis de tensão suportável de 1.550 kV e de 1.175 kV, respectivamente para impulsos atmosféricos e impulsos de manobra.

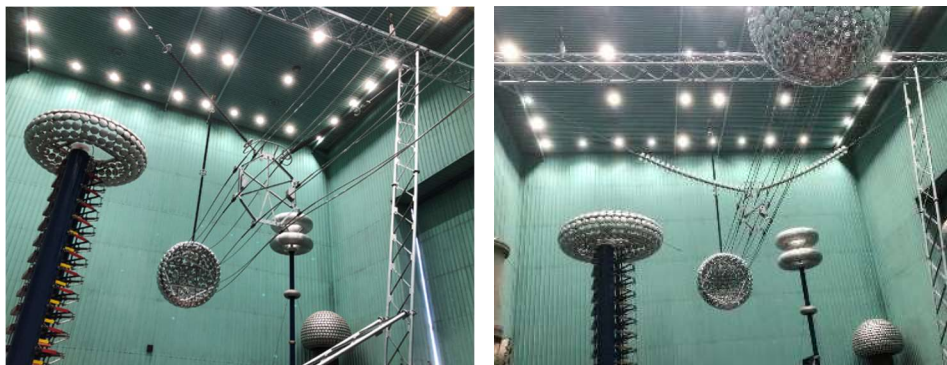


FIGURA 6. Mock-up da fase lateral (esquerda) e mock-up da fase central (direita) montados no laboratório

Tanto na avaliação da fase lateral quanto da fase central, observou-se suportabilidade adequada da torre LPNE para espaçamento entre fase e terra de 3,17 m, o que evitou a realização dos ensaios para o espaçamento de 3,6 m, ainda recomendado pelas normas técnicas internacionais para o projeto e manutenção em linha viva de torres de transmissão de classe 550 kV. Entretanto, visando obter a compactação máxima da estrutura em avaliação, os ensaios de suportabilidade foram repetidos com espaçamento entre fase e terra de 3,0 m, com resultados igualmente satisfatórios. Para a determinação dos limites de suportabilidade críticos nos ensaios de impulso, utilizou-se o método de ensaios de acréscimo e decréscimo (up-and-down), com 30 aplicações em cada polaridade. Os ensaios de tensão de radiointerferência e de corona visual foram realizados com o auxílio de uma câmera de ultravioleta.

Com o objetivo de avaliar possíveis atividades de manutenção por meio da técnica de linha viva nas fases lateral e central da torre LPNE, com isoladores poliméricos e cadeias de isoladores de vidro, realizou-se um conjunto de ensaios em frequência industrial e de impulso de manobra buscando simular atividades de manutenção em torres de transmissão de classe 550 kV. Tais ensaios buscaram simular um dos momentos mais críticos deste tipo de atividade, que se refere à entrada no potencial pelo eletricitista. A Figura 7 ilustra algumas das técnicas de manutenção avaliadas em laboratório, incluindo a descida do eletricitista de linha viva em cadeira isolante, através de corda de manutenção e de estrutura de fibra de vidro, fixada no mastro lateral da torre, ou ainda através de plataforma isolante, simulada por uma escada, levantada por cordas de manutenção a partir do solo. As simulações de manutenção em linha viva mostraram-se aplicáveis e seguras nas configurações avaliadas em laboratório.



FIGURA 7. Técnicas de linha viva avaliadas para manutenção da torre LPNE compacta

Adicionalmente, procurou-se determinar o número máximo de unidades danificadas de isoladores de vidro em cada cadeia das fases lateral e central, antes da necessária intervenção de equipe de manutenção da Concessionária. Para tanto, até quatro unidades de cada cadeia de 20 isoladores de vidro foi curto-circuitada, para simular a condição de defeito. Ensaios de tensão de descarga a 50% sob impulso atmosférico, com número variável de isoladores de vidro curto-circuitados, indicaram que a posição mais crítica dos defeitos ocorre com a concentração de isoladores danificados no lado dos subcondutores do feixe expandido (lado fase), com todas as descargas disruptivas observadas no espaçamento de 3,0 m entre fase e terra.

Para ensaios de tensão de descarga a 50% sob impulso de manobra, no mock-up da fase lateral, mesmo quando as cadeias de isoladores têm 20 unidades sem defeitos, há predominância de descargas disruptivas na cadeia de isoladores para a polaridade negativa, porém todas as descargas ocorrem no espaçamento entre fase e terra para a polaridade positiva. Quanto maior o número de isoladores curto-circuitados nas cadeias de vidro, menor a probabilidade de ocorrência de descargas disruptivas no espaçamento entre fase e terra. Apesar da predominância de descargas disruptivas na cadeia de isoladores, o que não é desejável, quando o ensaio é realizado em cadeias com 4 isoladores curto-circuitados, observa-se que a tensão suportável calculada para impulsos de manobra é ainda significativamente superior ao valor especificado de 1.175 kV, nas duas polaridades (ver Tabela 8).

TABELA 8. Avaliação no número de isoladores danificados em cadeias da fase lateral do mock-up

Nº de Isoladores	Tensão de Descarga a 50% (kV)		Tensão Suportável Calculada (kV)		Descargas Pol +		Descargas Pol -	
	Pol +	Pol -	Pol +	Pol -	Estrutura	Cadeia	Estrutura	Cadeia
20	1422,2	1728,2	1311,2	1593,4	15	-	6	10
19	1373,2	1712,7	1266,1	1579,1	15	-	4	11
18	1366,1	1701,7	1259,5	1568,9	15	-	2	12
17	1361,1	1635,8	1254,9	1508,2	12	3	1	14
16	1349,5	1561,7	1244,3	1439,9	7	8	-	15

Para definir o número máximo de unidades com defeito nas cadeias com 20 isoladores de vidro na fase lateral da torre LPNE, com espaçamento entre fase e terra de 3,0 m, optou-se por realizar o ensaio de tensão suportável sob impulso de manobra, para a tensão de ensaio de 1.175 kV, devidamente corrigida para as condições atmosféricas locais, com as cadeias de isoladores com 4 e com 5 isoladores curto-circuitados na posição mais crítica das cadeias. No ensaio realizado com 4 isoladores danificados, não se observou a ocorrência de descargas disruptivas, enquanto no ensaio com 5 unidades curto-circuitadas, apenas uma descarga disruptiva no ensaio com polaridade positiva,

observada no espaçamento entre fase e terra. Considerando-se que o ensaio normalizado de tensão suportável permite a ocorrência de duas descargas disruptivas em 15 aplicações, a fim de garantir uma probabilidade de descarga da ordem de 10%, pode-se concluir que o projeto avaliado da torre LPNE, ensaiada com 20 isoladores, permite a ocorrência simultânea de até 4 isoladores de vidro com defeito em cada cadeia, antes que seja necessário o acionamento de manutenção corretiva na torre de transmissão afetada, admitindo-se ainda que uma unidade das cinco curto-circuitadas deve compensar a redução estimada da suportabilidade do conjunto para a condição de impulso de manobra sob chuva, não avaliada em laboratório em decorrência das dimensões dos mock-ups.

8.0 - CONCLUSÃO

As configurações dos feixes em nábila quando comparadas com as configurações horizontais permitiram reduzir em 35% as distâncias entre os centros das fases mais afastadas e como consequência a largura da faixa de passagem. Na configuração nábila, os valores de CE, CM, RA e RI na faixa de passagem e no seu limite ficaram muito abaixo dos recomendados nas normas técnicas e regulamentação. A largura da faixa foi governada pelo balanço dos cabos condutores, que depende do vento adotado no projeto.

Por suas características de maior compactação das distâncias entre as fases, a alternativa selecionada para os ensaios no laboratório foi uma solução de configuração nábila, torre do tipo cross-rope, cadeias de isoladores em “V” e condutor Hawk 477MCM. O uso das cadeias de isoladores em “V” em todas as fases, eliminou a redução das distâncias fase-terra na torre devido ao balanço dos cabos condutores e, consequentemente, menor distância entre os mastros, tornando a LT mais compacta.

Essa alternativa tem características técnicas até então não adotadas no país que são: feixes com 8 subcondutores por fase, centro do feixe da fase central numa altura bem inferior do centro das fases laterais, amarração das cadeias de isoladores “V” em dois pontos de fixação em cada um dos mastros da torre do tipo cross-rope.

Nos ensaios de laboratório de alta tensão, a LPNE desenvolvida vem se mostrando altamente flexível o que permitirá ajustes para atender outras características de LT em função dos requisitos do sistema elétrico. A verificação com ensaios de laboratório da distância de isolamento de 3 m, inclusive para manutenção em linha viva, indica um novo marco para os projetos LPNE, permitindo uma maior otimização e redução de custos do empreendimento.

9.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Salari, J. C.; Silva, J. I.; Dart, F. C. Integração de Modelos Matemáticos para o Dimensionamento Otimizado de Linhas De Transmissão com Feixes Convencionais e Não Convencionais. XIII Encontro Regional Iberoamericano de Cigré, 2009.
- (2) Dart, F. C. Arruda, C. K. C., Garcia R. W., Regis, O. "High capacity AC transmission lines—The Brazilian experience", Proc. Cigré/IEC Symp., pp. 1-8, 2015.
- (3) Arruda, C. K., Domingues, L. A. M., Reis, A. L. E., Salas, F. M. A., & Salari, J. C. The Optimization of Transmission Lines in Brazil: Proven Experience and Recent Developments in Research and Development. IEEE Power and Energy Magazine, 18(2), 31-42, 2020
- (4) R.P. Guimarães, R.S. Nakamura, P.C. Campos, M.M.C. Guerra, A. Quintiliano, J.B.F. Silva, D. A. S. de Souza: "LT 500 kV CS Barreiras II – R. das Éguas – Luziânia, Solução Eletromecânica Estrutural para SIL de 1670 MW", XXIII SNTPEE, 10/2015, artigo FI/GLT/07.
- (5) COPEL, "Estudo de coordenação de isolamento para o Leilão N0 0001/2012 – ANELL – Lote M"
- (6) ANEEL, Edital de Transmissão do Leilão 02/2017, Lote 1,R2 Detalhamento das Características Técnicas LT 525kV Ponta Grossa – Bateias.
- (7) Farzaneh, M., Farokhi, S., Chisholm, W. A. Electrical Design of Overhead Power Transmission Lines, McGraw-Hill, 2012.

10.0 - AGRADECIMENTOS

Aos engenheiros da Copel, pesquisadores e colaboradores do LACTEC que indiretamente participaram dessa pesquisa, às empresas que participaram na confecção de acessórios para a realização dos testes laboratoriais, PLP, Seccional e Siklowat.

Ao Programa de P&D regulado pela ANEEL e a COPEL GeT pelo suporte técnico e financeiro ao projeto intitulado "Estudo e avaliação de linhas de transmissão compactas com potência natural elevada, para níveis de até 525 kV, 1850 MW". Ao CNPq, pelos subsídios para a importação, constantes da Lei 8010/90.

DADOS BIOGRÁFICOS



JOÃO IGNÁCIO DA SILVA FILHO, Engenheiro civil pela UFRJ e mestre pela COPPE/UFRJ. Especialização em análise e processamento de dados pela Escola Nacional de Ciências Estatísticas. Trabalhou na área de meteorologia da Diretoria de Eletrônica e Proteção ao Voo e na área de hidrologia na COPETEC-UFRJ. Trabalhou no CEPEL (1981 a 2013) e como consultor independente (desde 2014) nas áreas de otimização de LTs, banco de dados meteorológicos, efeitos do ambiente em LTs, impacto ambiental de LTs e aproveitamento eólico. Publicou técnicos no SNTPEE, CIGRE, IEEE, ERLAC, ERIAC, RBE, CIER, BRACIER etc. É membro de diversos grupos de trabalhos e comissões técnicas.

(2) FERNANDO CHAVES DART, engenheiro eletricitista (1976) pela UFRJ, começou a carreira como engenheiro de Furnas Centrais Elétricas, tornando-se pesquisador do CEPEL entre 1986 e 2017, atuando nas áreas de linhas de transmissão, aterramento e compatibilidade eletromagnética. Atuou na linha de pesquisa das Linhas de Potência

Natural Elevada (LPNE), e recentemente gerenciou a implantação do Laboratório de Ultra-Alta Tensão em Adrianópolis, RJ. Atualmente trabalha como consultor independente.

(3) VICTOR SIMIÃO, possui formação técnica em eletrotécnica pelo Centro Federal de Educação Tecnológica do Paraná - CEFET (2000) e graduação em engenharia elétrica pela universidade Tuiuti do Paraná (2007). Atualmente é engenheiro eletricitista do Laboratório de Alta Tensão do Instituto de Tecnologia Para o Desenvolvimento - LACTEC. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Medidas Elétricas, atuando principalmente nos seguintes temas: Ensaios Elétricos, Medição em Alta Tensão e Laboratório de Alta Tensão.

(4) MARCELO ANTONIO RAVAGLIO, mestre em Engenharia Elétrica e Informática Industrial pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (1996). Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Paraná (1979). Atualmente é Consultor do Departamento de Eletricidade do Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento (Lactec). Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Medidas Elétricas, Ensaios de alta tensão em laboratório e campo e no desenvolvimento de projetos de PeD, nas áreas de Redes de Distribuição, Transitórios em Sistemas Elétricos, Monitoramento de grandezas em tempo real, Transformadores, Reguladores de Tensão, Medição de Descargas Atmosféricas e Simulação Computacional.

(5) DARCY RAMALHO DE MELLO, possui graduação em Engenharia Elétrica pela UFRJ (1977) e mestrado em Engenharia Elétrica pela COPPE (1984). Trabalhou como pesquisador do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica de 1978 a 2013. Atualmente atua como Consultor para diversas empresas do Setor Elétrico. Atua na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em: ensaios em alta tensão, isoladores, poluição, linhas de transmissão e redes compactas. Atua em projetos de P&D para concessionárias. Coordenador da CE 36.1: Isoladores do COBEI e secretário do Cigré - Brasil B2:21. Membro do IEEE e do CIGRÉ. Representante do Brasil na IEC TC36: Insulators.

(6) EDEMIR LUIZ KOWALSK, possui Graduação em Física pela Universidade Federal do Paraná, mestrado e doutorado em Engenharia e Ciência dos Materiais pela Universidade Federal do Paraná. Atua como Pesquisador Senior do Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento - LACTEC e como Professor Associado do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná e do Mestrado Profissional em Desenvolvimento de Tecnologia (LACTEC/IEP). Atua na área de Física da Matéria Condensada com ênfase em Materiais Dielétricos aplicados em Engenharia de Alta Tensão, principalmente no desenvolvimento de materiais, equipamentos e procedimentos para trabalho e segurança com sistemas energizados.

(7) LUIZ FELIPE RIBEIRO BARROZO TOLEDO, possui graduação em Engenharia Industrial Elétrica pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (2007), mestrado em Engenharia Elétrica e Informática Industrial pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (2010) e doutorado em Engenharia e Ciências dos Materiais pela Universidade Federal do Paraná (2018). Atualmente é pesquisador no Instituto Lactec. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Simulação de Transitórios, Medição, Controle e Proteção de Sistemas Elétricos de Potência e desenvolvimento de equipamentos de alta tensão.

(8) JOÃO BORBA, engenheiro mecânico formado pela UFPR em 1985, com mestrado profissional em desenvolvimento de tecnologia pelo Lactec em 2018, atuando a 14 anos em Gestão de Projetos na área de Pesquisa e Desenvolvimento e indústria automobilística. Longa experiência profissional na área automobilística, processos de usinagem CNC, estamparia de conformação, solda robotizada, papel & celulose, construção civil e montagem industrial. Inglês fluente e alemão de bom nível. Atua no Lactec na área de Sistemas Mecânicos em projetos de P&D assim como na prestação de Serviços Tecnológicos.

(9) RENATO DE ARRUDA PENTEADO NETO, é pós-doutor (2021) e doutor em Engenharia de Materiais (2005), mestre em Física (1996) e Engenheiro Eletricista (1977). Todos os títulos foram obtidos na Universidade Federal do Paraná. É consultor ad hoc do CNPq. É líder do grupo de pesquisas certificado no CNPq, com o tema "Estudos sobre a emissão de poluentes e o desempenho mecânico de veículos e motores a combustão alimentados por combustíveis fósseis e biocombustíveis". Diretor da P&K Consultoria (Curitiba). Pesquisador aposentado dos Institutos Lactec, onde continua atuando como consultor na coordenação de projetos de pesquisa e em atividades correlatas.

(10) MÁRCIO TONETTI, possui mestrado profissional em desenvolvimento de tecnologia pelos Institutos Lactec. Possui pós-graduação em Gerência da Manutenção pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (2008) e graduação em Engenharia Industrial Elétrica também pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (2007). Atua como professor de ensino superior na Unifacear e como engenheiro eletricitista (engenheiro eletromecânico de linhas de transmissão) da Companhia Paranaense de Energia - COPEL. É doutorando no Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Ciência dos Materiais (PIPE) da Universidade Federal do Paraná (2017). Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência, geração, transmissão e distribuição

(11) RAFAEL TERPLAK BEE, possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Paraná (2004) e mestrado em Sistemas de Energia (2007) pela mesma universidade. Atualmente trabalha como Engenheiro de Manutenção de Linhas de Transmissão na Companhia Paranaense de Energia (Copel). Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Distribuição e Transmissão de Energia Elétrica. É coordenador da Comissão de atividades de linha viva da Copel Geração e Transmissão integrante do comitê de avaliação científica do programa de P&D ANEEL. Também gerencia e coordena projetos de P&D em parceria com universidades e centros de pesquisa.